

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE SISTEMAS HÍBRIDOS,
COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E CÉLULA A
COMBUSTÍVEL, PARA ATENDIMENTO A
COMUNIDADES ISOLADAS NA AMAZÔNIA**

SERGIO BATISTA DA SILVA

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

CO-ORIENTADOR: MAURO MOURA SEVERINO

TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.TD – 052/10

BRASÍLIA/DF: NOVEMBRO – 2010

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE SISTEMAS HÍBRIDOS COM
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E CÉLULA A COMBUSTÍVEL, PARA
ATENDIMENTO A COMUNIDADES ISOLADAS NA AMAZÔNIA**

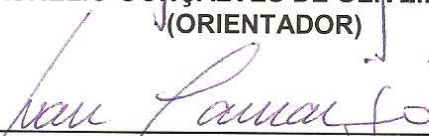
SÉRGIO BATISTA DA SILVA

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR.


APROVADA POR:



MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)



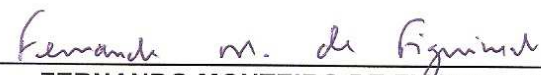
IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)



YOLANDA VIEIRA DE ABREU, Dr, UFT
(EXAMINADORA EXTERNA)



DILCEMAR DE PAIVA MENDES, Dr., AES-BRASIL
(EXAMINADOR EXTERNO)



FERNANDO MONTEIRO DE FIGUEREDO, Dr., ENE/UNB
(EXAMINADOR INTERNO)

BRASÍLIA, 12 DE NOVEMBRO DE 2010.

FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, SERGIO BATISTA DA

Dimensionamento Ótimo de Sistemas Híbridos, com Geração Fotovoltaica e Célula a Combustível, para Atendimento a Comunidades Isoladas na Amazônia. [Distrito Federal] 2010.

xxi, 132p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Engenharia Elétrica, 2010).

Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1.Geração distribuída

2.Sistema híbrido

3.Geração fotovoltaica

4.Célula a combustível

5.Armazenamento de hidrogênio

6.Energia renovável

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, S. B. (2010). [Dimensionamento Ótimo de Sistemas Híbridos, com Geração Fotovoltaica e Célula a Combustível, para Atendimento a Comunidades Isoladas na Amazônia](#). Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-052/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 132p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Sergio Batista da Silva.

TÍTULO: [Dimensionamento Ótimo de Sistemas Híbridos, com Geração Fotovoltaica e Célula a Combustível, para Atendimento a Comunidades Isoladas na Amazônia](#).

GRAU: Doutor ANO: 2010

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação, e nenhuma parte desta tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Sergio Batista da Silva
Instituto Federal do Tocantins
QDR 310Sul – Av. LO-05 – s/n – Plano Diretor Sul
77.021-090 – Palmas – TO – Brasil

*À Raquel, minha esposa, que, com sua
compreensão e determinação como
educadora, inspirou-me dia-a-dia.*

*Ao Nicolas, presente de Deus e
realização de um sonho em nossas vidas.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por todas as coisas, até mesmo por aquelas que aparentemente não trouxeram alegria momentânea, mas que, certamente, cooperaram para me tornar mais sábio e mais realizado a cada ano que Ele tem me presenteado.

Ao orientador e amigo Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, que, com toda sua sabedoria e paciência, soube lapidar e extrair em mim os frutos deste trabalho, além dos ensinamentos que extrapolam o campo acadêmico os quais seguirão por toda a vida. Por tudo, meu muito obrigado Professor.

Aos meus pais, pela simplicidade com que sempre me educaram e que nunca deixaram faltar o carinho e o amor.

Aos meus sogros, que me adotaram como filho.

Aos meus irmãos e cunhados, pela companhia mesmo que distantes, sempre me incentivando.

Aos meus sobrinhos, alegria constante em minha vida.

Ao co-orientador e amigo Mauro Moura Severino, pelas contribuições que auxiliaram para a conclusão desta tese.

Ao Fabio Albuquerque, pelas contribuições e pelo companheirismo, que me ajudaram a compreender melhor sobre fontes renováveis, fortalecidos durante as viagens ao Canguçu.

Aos professores Rafael Shayani, Anésio Leles Ferreira e Lílian Gonçalves, pelas discussões acadêmicas, sugestões e informações em tempo oportuno.

Ao sr. Demóstenes Barbosa da Silva, pelos conselhos, aportes e motivações recebidas durante o desenvolvimento da pesquisa realizada no CPC.

Ao reitor da Universidade Federal do Tocantins, prof. Alan Barbiero, pela oportunidade de participar do projeto de pesquisa no CPC que culminaram nesta tese.

A Universidade de Brasília, por participar de um programa de pós-graduação em uma instituição bem conceituada.

A todos os amigos e companheiros do IFTO-PALMAS, em especial à minha coordenação pela compreensão e incentivo que foram fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Ao Instituto Federal do Tocantins e a SETEC/CAPES, pelo apoio financeiro.

“O Senhor Deus é Sol e escudo; o Senhor concede favor e honra; não recusa nenhum bem aos que vivem com integridade. Ó Senhor dos Exércitos, como é feliz aquele que em ti confia!” SALMOS 84:11-12

RESUMO

DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE SISTEMAS HÍBRIDOS, COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E CÉLULA A COMBUSTÍVEL, PARA ATENDIMENTO A COMUNIDADES ISOLADAS NA AMAZÔNIA

A falta de eletricidade nas comunidades isoladas da região da Amazônia brasileira torna-se uma das grandes barreiras para o desenvolvimento da região. Atualmente, as principais tecnologias para suprimento energético dessas comunidades são os grupos motores-geradores (GMGs) a diesel, as baterias e as pilhas. Estas fontes não-renováveis, além de causarem sérios problemas para o meio ambiente e para a saúde pessoal, possuem elevado custo de manutenção e operação. Assim, a busca por soluções que priorizem o uso de tecnologias para suprimento de energia utilizando os recursos naturais como a água e o sol, de grande abundância na Região Amazônica, tornam-se um grande desafio.

Esta tese apresenta um estudo para a aplicação de tecnologias de geração solar fotovoltaica (FV) e de células a combustível (CaCs) para suprimento de energia elétrica de forma ininterrupta. O estudo pauta-se em características técnica e de custo de um projeto-piloto instalado em uma área de proteção ambiental, localizado próximo à Ilha do Bananal, no sudoeste do estado do Tocantins, no Brasil. O projeto-piloto utiliza a energia solar FV como fonte primária de energia para produção de eletricidade. A energia excedente é armazenada na forma de hidrogênio produzido por eletrólise da água encontrada localmente e re-convertida em eletricidade por meio de uma CaC nos períodos de baixa ou ausência da radiação solar.

Nessa perspectiva, esta tese visa propor o dimensionamento de sistemas híbridos de geração distribuída (SHGDs) constituídos por tecnologias de geração FV e CaC, de forma a otimizar o custo de implantação. Para a simulação e otimização do sistema foi utilizado a ferramenta computacional *Hybrid Optimization Model for Electric Renewable* (HOMER®) produzido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Simulações e estudos comparativos são apresentados para diferentes tecnologias e configurações possíveis para atendimento às comunidades isoladas da Amazônia. Os resultados apontam para solução ótima do SHGD FV-CaC-Baterias com redução no custo inicial do projeto em cerca de 60% em relação ao sistema dimensionado apenas. Os custos dos módulos FVs apresentaram-se como maior parcela do SHGD avaliado, registrando valores até 50% do VPL do projeto.

ABSTRACT

OPTIMAL DESIGN OF A HYBRID PHOTOVOLTAIC AND FUEL CELL POWER GENERATION SYSTEM, TO SUPPLY ISOLATED COMMUNITIES IN THE BRAZILIAN AMAZON.

The lack of electricity in isolated communities in the Brazilian Amazon has become one of the greatest barriers for the development of the region. Currently, the main technologies that provide electricity to these communities are diesel generators, batteries and dry cells. These non-renewable energy sources may pose serious problems to the environment and human health and have high maintenance and operational costs. Therefore, the search for renewable energy sources, such as water and sunlight, which are highly abundant in the region, has become a great challenge.

This thesis presents the studies on application of solar photovoltaic (PV) and fuel cell (FC) technologies to supply electric power in an uninterrupted manner. Outlined are the technical and cost issues of a pilot project set up in an environmentally protected area, next to Bananal island, located in the Southwestern region of the state of Tocantins. The pilot project relies on PV solar power as the primary source of energy for the production of electricity. The surplus energy is stored in the form of hydrogen produced by electrolysis of the water supplied locally, which is reconverted into electric power by fuel cells during periods when there is little or no sunlight.

In this context, the aim of the study was to propose a sizing of a hybrid distributed generation system (HDGS), comprised of a PV system, FC and batteries, that optimizes implementation and operational costs, as a potential source of energy for isolated communities in the Amazon. The work was carried out with the help of simulation software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) developed by National Renewable Energy Laboratory (NREL). Simulations and a comparative study were carried out of the technologies and potential configurations that meet the needs of these isolated communities. The results showed an optimal solution of HGDS PV-FC-batteries with a reduction in the initial cost of the project in about 60% compared to the sizing system only. The HOMER simulated results also indicated that more than 50% of the costs of the PV-FC-battery HDGS regarded the PV system.

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Radiação diária média mensal disponível CPC (kWh/m ² por dia).....	35
Tabela 4.1	Configuração dos sistemas instalados no projeto CPC.....	67
Tabela 4.2	Resumo dos custos e vida útil dos equipamentos instalados no CPC.	68
Tabela 4.3	Valores típicos do fator de correção da capacidade de baterias chumbo-ácido em função da temperatura (NBR14298/1999).	82
Tabela 4.4	Preços médios do diesel nos estados da Região Norte do Brasil	89
Tabela 5.1	Especificações técnicas do módulo FV KC-130TM.	95
Tabela 5.2	Características do banco de baterias do SHGDN FV-CaC-Baterias.	98
Tabela 5.3	Resumo dos componentes do sistema e custo de implantação.	99
Tabela 5.4	Diferentes capacidades dos componentes simulados no HOMER®.....	101
Tabela 5.5	Resultado da simulação e otimização do SHGDN.	102
Tabela 5.6	Influência do número de baterias no custo do SHGDN.	102
Tabela 5.7	Resultado da simulação e otimização incluindo o GMG a diesel.	104
Tabela 5.8	Dimensionamento do SHGDN para os diferentes curvas de cargas.....	108
Tabela 5.9	Resultado da Simulação e Otimização do SHGDN para diferentes curvas de carga.	109
Tabela 5.10	Radiação diária média mensal para diferentes localidades da Amazônia ..	111

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Mapa geográfico da Amazônia Legal do Brasil.....	10
Figura 2.2	Modelo de SHGD.....	13
Figura 3.1	Componentes da radiação solar.....	22
Figura 3.2	Esfera celeste e sistema de coordenadas solidário.....	24
Figura 3.3	Ângulos solares, mostrando altitude, azimute, hora solar.....	26
Figura 3.4	Efeitos da inclinação sobre superfície horizontal.....	33
Figura 3.5	Mapa de localização do CPC.....	35
Figura 3.6	Média da radiação diária mensal superfície horizontal no CPC.....	36
Figura 3.7	Irradiação diária sobre superfície horizontal e inclinada para a cidade de Porto Nacional.....	37
Figura 3.8	Irradiação diária sobre superfície horizontal e inclinada no CPC.....	37
Figura 3.9	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.....	38
Figura 3.10	(a) Curvas características I-V em vários níveis de irradiação condições padrões de operação. (b) Curvas características I-V em condições reais de operação para os módulos instalados no CPC simulado no MATLAB.....	42
Figura 3.11	Curvas de consumo e rendimento do eletrolisador instalado no CPC.....	44
Figura 3.12	Princípio de funcionamento da CaC do tipo PEM.....	45
Figura 3.13	Curvas de consumo e rendimento para a CaC instalada no CPC.....	48
Figura 3.14	Componentes de uma bateria selada.....	49
Figura 3.15	Profundidade de carga e tensão de circuito aberto.....	51
Figura 3.16	Ciclos versus profundidade de descarga.....	52
Figura 3.17	Ciclo de vida e ciclos completos equivalentes em função da PD.....	55
Figura 3.18	GMG a diesel de pequeno porte.....	57
Figura 3.19	Curva de consumo e rendimento de um GMG a diesel de 5kVA.....	58
Figura 4.1	Centro de Pesquisa Canguçu - vista do local.....	61
Figura 4.2	(a,b) Instalação do sistema FV CPC e treinamento; (c,d) fixação dos módulos FVs; (e) sistema de proteção; (f) montagem dos inversores.....	62
Figura 4.3	(a) Instalação, treinamento e montagem da CaC; (b) testes e configurações (c) sistema em operação.....	63
Figura 4.4	Treinamento e instalação do eletrolisador.....	63
Figura 4.5	Sistema híbrido de geração distribuída com arquitetura em CA.....	64
Figura 4.6	Diferentes configurações de conexão do inversor Sunny Island da SMA.....	65
Figura 4.7	Diagrama esquemático do SHGD FV-CaC-Baterias.....	66
Figura 4.8	(a) Arranjo fotovoltaico; (b) CaC, eletrolisador, reservatório e inversores Sunny Island do SHGD instalado no CPC.....	67

Figura 4.9	Histórico de cotações de preços do kWp no Brasil.	69
Figura 4.10	Potência de entrada, de saída e eficiência do inversor Sunny Boy registrado para o dia 21/5/2009 no SHGD do CPC.	70
Figura 4.11	Variação da frequência da rede isolada ajustada pelo SI no CPC para o dia 23 de maio de 2009.	71
Figura 4.12	(a) DataLogger ALMEMO 2590-9; (b) Piranômetro instalado no telhado dos módulos FVs do SHGD CPC.	72
Figura 4.13	(a) Registrador de energia CCK5500 (b) Transdutor de energia CCK4200..	73
Figura 4.14	Consumo diário de energia no CPC para o mês junho de 2009.	74
Figura 4.15	Demanda de energia no CPC para o mês junho de 2009.	74
Figura 4.16	Demanda horária de energia registrada no CPC 14 de junho de 2009.	75
Figura 4.17	(a) Radiação Solar e Temperaturas Médias Diárias; (b) Médias Mensais.	76
Figura 4.18	Relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade.	84
Figura 4.19	Fluxograma básico de funcionamento do HOMER®.	85
Figura 4.20	Custo de energia e carga crítica.	90
Figura 5.1	Configuração do SHGDN FV-CaC-Baterias dimensionado.	99
Figura 5.2	Influência dos componente no custo total do SHGDN dimensionado.	100
Figura 5.3	Influência dos componente no custo total do SHGDN otimizado.	103
Figura 5.4	Variação do COE devido a diferença do preço do diesel.	105
Figura 5.5	Preço médio do óleo diesel ao consumidor na região Norte.	106
Figura 5.6	Variação do COE com estimativa de aumento do custo do diesel para os próximos 10 anos na região Norte.	107
Figura 5.7	Diferentes curvas de carga.	108
Figura 5.8	Mapa da média anual do total diário de energia no Brasil, destacando diferentes localidades da Amazônia Legal.	111
Figura 5.9	Variação do COE devido ao aumento no consumo de energia e disponibilidade de radiação solar local.	112
Figura 5.10	Variação do COE do SHGDN devido à variação no preço dos componentes: Eletrolisador e CaC.	114
Figura 5.11	Influência de cada componente no custo total do SHGDN após redução do custo do sistema de H ₂	115

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

a_I	coeficiente empírico para o cálculo da irradiação horária global a partir do índice de claridade K_T ;
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas;
A_{CaC}	coeficientes da curva de consumo da CaC;
A_{Elet}	coeficientes da curva de consumo do eletrolisador (kW/kg/h);
A_{FV}	área requerida de módulos FVs (m^2);
A_{GMG}	taxa de consumo incremental do GMG a diesel;
Ah	ampér-hora;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ANP	Agência Nacional do Petróleo;
B_0	<i>Constante Solar</i> , definida como a irradiância extraterrestre à distância média Terra-Sol, corresponde a $1367W/m^2$;
$B_{0d}(0)$	irradiação horizontal na superfície extraterrestre ao longo de um dia;
$B_{0dm}(0)$	média mensal da irradiação horizontal diária extraterrestre;
$B_{0h}(0)$	irradiação horizontal horária na superfície extraterrestre;
B_{0n}	irradiância extraterrestre sobre uma superfície perpendicular aos raios solares;
$B_d(0)$	irradiação direta diária horizontal na superfície terrestre;
$B_h(0)$	irradiação direta horária horizontal na superfície terrestre;
$B_h(\beta, \alpha)$	irradiação direta horária horizontal na superfície inclinada;
b_I	coeficiente empírico para o cálculo da irradiação horária global a partir do índice de claridade K_T ;
B_{CaC}	coeficiente da curva de consumo da CaC;
B_{Elet}	coeficiente da curva de consumo do eletrolisador (kW/kg/h);
B_{GMG}	coeficiente da curva de consumo do GMG a diesel sem carga;
$B_h(\beta, \alpha)$	irradiação horária direta na superfície inclinada;
CA	corrente alternada;
CaC	Célula a Combustível (do inglês <i>Fuel Cell</i>);
C_b	custo do banco de baterias;
C_{db}	custo de desgaste das baterias (do inglês <i>Battery wear cost</i>);
c_c	variável binária, o qual significa “0” quando a bateria está descarregando e “1” quando a bateria está descarregando;

CC	Corrente Contínua;
CCC-ISOL	Conta Consumo Combustível do Sistema Isolado;
CCK 4200	transdutor de energia da CCK;
CCK 5500	registrador de energia da CCK;
C_{comb}	custo do combustível gasto por kWh produzido pelo GMG;
C_{diesel}	custo do litro do diesel;
CF	número de ciclo de Carga/Descarga (do inglês <i>Cycle to Failure</i>);
C_{gd}	custo do kWh gerado pelo GMG a diesel;
C_{gen}	custo de aquisição do GMG a diesel;
C_{inc}	custo incremental de energia armazenada nas baterias proveniente do GMG a diesel;
C_N	capacidade Nominal de uma bateria (Ah);
CNTP	Condições Normais de Temperatura e Pressão;
$C_{O\&M_gen}$	custo de operação e manutenção do GMG a diesel;
COE	custo de energia (do inglês <i>Cost Of Energy</i>);
CPC	Centro de Pesquisa Canguçu;
C_{rep_gen}	custo de reposição do GMG a diesel;
CRESESB	Centro de Referência Energias Solar e Eólica Sérgio Salvo Brito;
$C_{útil}$	capacidade de carga útil das baterias (Ah);
C_{total_ann}	custo total anualizado;
D	distância real entre o Sol e a Terra para um determinado instante do dia;
\bar{D}	distância média da Terra ao Sol;
$D_d(0)$	irradiação difusa diária na superfície horizontal;
$D_h(\beta, \alpha)$	irradiação difusa horária na superfície inclinada;
$D_h(0)$	irradiação difusa horária na superfície horizontal;
DIEESE	Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos;
d_n	número do dia do ano, variando de 1 a 365 para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro;
E_{Bat}	energia de carga ou descarga das baterias;
EC	estado de carga das baterias (%) (do inglês <i>State of Charge</i> , SOC);
$E_{ciclada_i}$	energia de carga/descarga de uma bateria ao longo da sua vida útil para um determinado par ($PD_i \times CF_i$);
EC_{max}	estado de carga máximo do banco de baterias;
EC_{min}	estado de carga mínimo permitido para o banco de baterias;

$E_{\text{cons_dia}}$	energia média consumida diariamente (kWh/dia).
E_{FV}	energia produzida pelos módulos FVs;
E_{i_Perdas}	total de perdas de energia no sistema;
E_{s_dia}	energia solar média diária produzida por 1m^2 (kWh/m ² /dia);
E_{total}	energia total produzida no ano;
Fac	frequência da rede CA fornecida à carga;
FF	fator de forma;
F_{GMG}	taxa de consumo do GMG a dísel;
FF_0	fator de forma normalizado;
FRE	Fonte Renovável de Energia;
FV	fotovoltaico;
$\text{FRC}(t,i)$	fator de recuperação de capital para tempo t e taxa de juros reais i ;
G	irradiação global sobre os módulos FVs;
G_0	irradiação global em condições padrão (1000 W/m ²);
$G_d(0)$	irradiação global diária na superfície horizontal;
$G_{\text{dm}}(0)$	irradiação global diária mensal na superfície horizontal;
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas;
GLD	Gerenciamento da Carga pelo Lado da Demanda;
$G_h(\beta, \alpha)$	irradiação horária global na superfície inclinada;
$G_h(0)$	irradiação global horária na superfície horizontal;
GMG	Grupo Motor Gerador;
GSEP	Grupo de Sistemas Elétricos de Potência;
H	duração de um dia (horas);
H_2	hidrogênio;
HOMER®	<i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewables</i> ;
h_s	<i>Tempo solar</i> : Tempo empregado para definir a hora no dia solar. A hora 12 para um ponto qualquer ocorre sempre às 12hs;
I	corrente elétrica de uma célula fotovoltaica entregue a carga no modelo de um diodo;
I_0	corrente de saturação reversa do diodo no escuro do modelo da célula fotovoltaica;
Iac	corrente CA na saída dos inversores <i>Sunny Boys</i> ;
$I_{\text{bat}}(t)$	corrente da bateria em um intervalo de tempo (t);
i_{coef}	coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito da célula FV;

I_d	Corrente elétrica de obscuridade da célula fotovoltaica, gerada devido à recombinação de portadores que produzem a tensão necessária para poder entregar energia a carga (A);
I_{dc}	corrente CC na entrada dos inversores <i>Sunny Island</i> ;
IE	Instituto Ecológica (ONG);
I_f	corrente produzida devido a geração de portadores pela iluminação;
I_{max}	máxima corrente de carga da bateria;
I_{mp}	corrente de máxima potência da célula FV;
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia;
I_P	corrente sobre a resistência paralela da célula fotovoltaica, também conhecida como corrente da resistência <i>shunt</i> (A);
I_{pv}	corrente CC, fornecida pelo arranjo FV a entrada dos <i>Sunny Boys</i> ;
I_{sc}	corrente de curto circuito da célula FV;
I_{sc_std}	corrente de curto circuito padronizada da célula FV;
k	constante de Boltzman ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K);
K_D	relação entre fração difusa e irradiação global mensal;
k_D	relação entre fração difusa e irradiação global horário;
K_T	índice de claridade global;
k_t	índice de claridade horário;
K_{Tdm}	índice de claridade médio mensal;
kWp	quilowatt pico;
L_c	potência crítica de carga;
L_d	potência crítica de descarga;
m	fator de idealidade do diodo ($m=1$ diodo ideal);
\mathcal{M}_{CaC}	consumo de H_2 por hora da CaC (kg/h);
\mathcal{M}_{Elet}	quantidade de H_2 fornecido na saída do eletrolisador (kg/h);
\mathcal{M}_{H_2}	quantidade de H_2 consumido diariamente (kg/ H_2 /dia);
MME	Ministério de Minas e Energia;
\mathcal{M}_{N_Elet}	quantidade nominal de H_2 na saída eletrolisador (kg/h);
n	número de moles (mols);
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i> ;
N_{bat}	número de baterias total no banco de baterias;
N_{bat_p}	número de baterias em paralelo do banco de baterias;

N_{bat_s}	número de baterias em serie do banco de baterias;
NC	número de módulos T-2000 da CaC;
$N_{ciclos_eq_i}$	número de ciclos equivalentes para uma determinada par ($PD_i \times CF_i$) de uma bateria;
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> ;
P	pressão (atm);
P_{ca}	potência ativa total de cada inversor conectado ao sistema;
P_{CaC}	potência elétrica nominal da CaC;
P_{carga}	potência elétrica efetivamente demandada pela carga;
P_{carga_max}	potência máxima demandada pela carga;
P_{carga_min}	potência mínima demandada pela carga;
PCI	Poder Calorífico Inferior;
PCS	Poder Calorífico Superior;
PD	profundidade de descarga (do inglês <i>Depth of Discharge</i> , DOD);
PD_{max}	profundidade de descarga máxima permitida das baterias;
P_{Elet}	potência elétrica demandada pelo eletrolisador;
PEM	<i>Proton Extend Membrane</i> ;
P_{FV}	potência requerida do sistema FV (kWp);
P_{GMG}	potência nominal do GMG a dísel;
P_{mp}	potência máxima da célula FV;
P_{mp_std}	potência máxima padronizada da célula FV;
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento dos Estados e Municípios;
q	carga do elétron equivalente a ($1,602 \times 10^{-19}$ C);
R	constante universal 0,0821 (J/K/mol);
$R_h(\beta, \alpha)$	componente de reflexão ou albedo horária inclinada;
R_P	resistência paralela interna da célula FV;
R_S	resistência série da célula FV;
SB	<i>Sunny Boy</i> ;
SBC	<i>Sunny Boy Control</i> ;
SHGD	Sistema Híbrido de Geração Distribuída;
SHGDN	Sistema Híbrido de Geração Distribuída Novo;
SI	<i>Sunny Island</i> ;
SLPM	<i>Standard Liter Per Minute</i> ;
T	temperatura (Kelvin);

T_c	temperatura absoluta da célula FV;
T_{cr}	temperatura crítica (Kelvin);
TONC	Temperatura de Operação Nominal da Célula;
u_{coef}	coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto da célula FV
UFPA	Universidade Federal do Pará;
UFT	Universidade Federal do Tocantins;
UnB	Universidade de Brasília;
V	tensão aplicada nos terminais do diodo da célula FV;
V_{ac}	tensão CA fornecida a carga na saída dos inversores SBs e SIs;
V_{dc}	tensão CC fornecida pelas baterias na entrada dos SIs;
V_{H_2}	volume do reservatório de H_2 ;
$V_{ida_{bat}}$	vida útil das baterias;
$V_{ida_{flo}}$	vida flutuante das baterias fornecidas pelos fabricantes;
V_{mp}	tensão de máxima potência dos módulos FVs;
$V_{N_{bat}}$	tensão nominal da bateria;
V_{oc}	tensão de circuito aberto de uma célula FV;
v_{oc}	tensão normalizada da célula FV;
$V_{oc_{std}}$	tensão de circuito aberto padronizado de uma célula FV;
V_{pv}	tensão CC produzida pelo arranjo FV conectados aos SBs;
$V_{pv-setpoint}$	tensão CC para o ponto de máxima potência (PMP) do arranjo FV conectado a cada SB;
VPL	Valor Presente Líquido;
VRLA	Baterias Chumbo-Ácido Reguladas a Válvula;
V_t	tensão térmica da célula FV;
δ	<i>Declinação</i> : Ângulo de vértice no centro da Terra, formado pelas semi-retas definidas pela direção do Sol e pelo plano do equador. A convenção é positiva quando estiver no hemisfério norte (ABNT, 2006);
ϕ	<i>Latitude</i> : Corresponde à latitude fixa para um determinado local, variando de 0° a $\pm 90^\circ$, com valores positivos no hemisfério norte e negativos no hemisfério sul;
β	<i>Ângulo de inclinação da superfície dos módulos FVs</i> : Ângulo formado entre o plano horizontal e a superfície dos módulos FVs;
γ	<i>Elevação</i> : Complemento do ângulo zenital;
δ_{bat}	coeficientes de autodescarga das baterias;

η_{bat}	eficiência de carga/descarga das baterias;
η_{CaC}	quantidade de energia elétrica de saída da CaC fornecida a carga por cada kg de H ₂ consumido ($kWh_{saída}/kg_{cons}$);
$\eta_{CaC\%}$	rendimento efetiva da CaC (em % de PCI de H ₂);
η_{Elet}	massa de hidrogênio produzida por cada unidade de energia elétrica consumida pelo eletrolisador (kg/kWh);
$\eta_{Elet\%}$	rendimento do eletrolisador (% de PCS de H ₂);
η_{FV}	eficiência do módulo FV, em condições padronizadas.
η_{global_bat}	rendimento do processo de carga/descarga das baterias;
η_{GMG}	rendimento do GMG a diesel, quantidade de energia elétrica de saída da GMG fornecida a carga por cada litro de diesel consumido;
$\eta_{GMG\%}$	rendimento efetiva do GMG a diesel (em % de PCI de óleo diesel);
η_{total}	rendimento global do SHGD;
θ_z	<i>Zenite</i> : Ângulo formado entre a vertical do observador e a direção dos raios solares;
ψ	<i>Azimutal</i> : Ângulo formado entre a direção sul e o ponto sobre o horizonte;
ω	<i>ângulo horário</i> : Distância angular com base no centro da Terra, entre a longitude do ponto considerado e a posição do meio dia solar correspondente;
ω_s	<i>Ângulo de pôr-do-Sol</i> : Valor do ângulo horário durante o pôr-do-sol. Esse valor é negativo para o valor do nascer do sol;
ε	demanda de energia para uma determinada hora do dia;
$\bar{\varepsilon}$	demanda média mensal de energia para uma determinada hora do dia;
ε_o	Fator de excentricidade.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
	1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO.....	1
	1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO.....	4
	1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	6
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	8
	2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
	2.2 ENERGIA EM COMUNIDADES ISOLADAS	8
	2.3 SHGD APLICADO A COMUNIDADES ISOLADAS.....	13
	2.4 TRABALHOS RELACIONADOS AO TEMA.....	14
	2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	19
3	MODELAGEM: RECURSO SOLAR E COMPONENTES DO SHGD.....	21
	3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
	3.2 RECURSO SOLAR	21
	3.2.1 Conceitos astronômicos.....	24
	3.2.2 Estimativa da irradiação horária em superfície inclinada	28
	3.2.3 Comparação dos resultados para a irradiação aplicados ao CPC.....	34
	3.3 GERADOR FOTOVOLTAICO	38
	3.3.1 Comportamento das células FV em condições reais de operação.....	41
	3.4 ELETROLISADOR.....	43
	3.4.1 Consumo e rendimento do eletrolisador.....	43
	3.5 CÉLULA A COMBUSTÍVEL (CAC).....	45
	3.5.1 Consumo e rendimento da CaC.....	46
	3.6 BATERIAS SECUNDÁRIAS	48
	3.6.1 Bateria chumbo-ácida.....	49
	3.6.2 Modelo para carga/descarga para baterias de chumbo-ácido.....	53
	3.6.3 Modelo de vida útil das baterias.....	54
	3.7 GRUPO MOTOR-GERADOR A DÍSEL.....	56
	3.7.1 Consumo e rendimento do GMG a dísel.....	57
	3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
4	MATERIAIS E MÉTODOS	60
	4.1 BREVE REVISÃO DO SHGD INSTALADO NO CPC	60
	4.1.1 O Centro de Pesquisas Canguçu.....	60

4.1.2	O SHGD instalado no CPC	61
4.1.3	Configuração do SHGD instalado no CPC	64
4.1.4	Descrição do funcionamento do SHGD instalado no CPC	67
4.1.5	Custos do SHGD instalado no CPC atualizado.....	68
4.2	SISTEMA DE MONITORAÇÃO INSTALADO	69
4.2.1	<i>Sunny Boy Control</i> – SMA.....	69
4.2.2	ALMEMO 2590-9.....	71
4.2.3	Sistema CCK Automação.....	72
4.2.4	Curva de carga monitorada no CPC.....	73
4.2.5	Radiação solar no CPC.....	75
4.3	DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DO SHGD	76
4.3.1	Sistema FV	77
4.3.2	Célula a combustível	78
4.3.3	Eletrolisador	78
4.3.4	Reservatório de H ₂	79
4.3.5	Banco de baterias	80
4.4	FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA SIMULAÇÃO	82
4.4.1	O Programa HOMER®	83
4.4.2	Despacho do Sistema pelo HOMER®	86
4.5	METODOLOGIA	91
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	93
5	RESULTADOS E ANÁLISES	94
5.1	DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DO SHGDN	94
5.1.1	Dimensionamento do gerador FV	94
5.1.2	Dimensionamento da CaC.....	95
5.1.3	Dimensionamento do eletrolisador.....	96
5.1.4	Dimensionamento do reservatório de hidrogênio	96
5.1.5	Dimensionamento do banco de baterias.....	98
5.1.6	Resumo do dimensionamento do SHGDN FV-CaC-Baterias	98
5.2	OTIMIZAÇÃO DO SHGDN FV-CAC-BATERIAS	100
5.2.1	Simulação do SHGDN para carga atual do CPC	101
5.2.2	Simulação do SHGDN incluindo GMG a diesel	103
5.2.3	Simulação do SHGDN considerando aumento do preço do diesel... 105	
5.2.4	Simulação do SHGDN considerando diferentes curvas de carga ... 107	
5.2.5	Simulação do SHGDN incluindo aumento do consumo de energia e variação no índice de radiação solar.....	111
5.2.6	Simulação do SHGDN com redução no custo do sistema de H ₂	113

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	115
6 CONCLUSÕES.....	117
REFERÊNCIAS	120
APÊNDICES	131

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

Sabe-se que a energia é de suma importância para a sobrevivência humana, sendo utilizada para o atendimento de necessidades básicas como alimentação, moradia, locomoção, trabalho e lazer, entre vários outros fatores essenciais ao desenvolvimento e conforto humano. Porém, apesar dos avanços tecnológicos da geração e distribuição de energia elétrica, cerca de um terço da população mundial ainda não possui acesso a esse recurso (HOFFMANN, 2006).

No Brasil, grande número de famílias vive distante dos centros urbanos sem as menores condições de infra-estrutura. A região Norte do país destaca-se nas dificuldades de acesso à energia devido às características locais, como sua grande extensão territorial, complexa logística de transporte, baixa densidade demográfica, baixo poder aquisitivo da população etc. O suprimento de eletricidade para tais comunidades, devido aos fatores acima mencionados, implica custo elevado do preço final do quilowatt-hora (kWh) consumido.

Depledge e Lamb (2003) e Bilen et al. (2008), acreditam que, com o aumento do consumo, o desenvolvimento de novas tecnologias para o suprimento de energia torna-se um grande desafio nos dias atuais. O estudo do desempenho de novas tecnologias que consideram questões como a conservação do meio ambiente e o atendimento a demandas energéticas de comunidades isoladas é um dos objetivos desta tese.

Nos últimos anos, um aumento das pesquisas e aplicações que utilizam fontes renováveis de energia (FREs), ambientalmente corretas e sustentáveis, pode ser constatado em vários países desenvolvidos e em desenvolvimento. Países como a Alemanha, Estados Unidos da América (EUA), Espanha, Japão e China têm adotado políticas para o uso de alternativas energéticas por meio de FREs, com objetivo de suprir a crescente demanda de energia *per capita* e de reduzir as emissões dos gases de efeito estufa (BORBELY e KREYDER, 2001; ASIF e MUNNEER, 2007).

Obter soluções para os problemas ambientais que são enfrentados atualmente exige ações que devem ser iniciadas o quanto antes para que a humanidade possa se desenvolver de forma sustentável. Hepbasli (2008) afirma que as FREs apresentam-se como uma das soluções mais eficientes e eficazes frente às questões do aumento da demanda e do desenvolvimento sustentável. As FREs são consideradas ambientalmente amigáveis e inesgotáveis se comparadas às fontes provenientes de combustíveis fósseis.

Para Míguez et al. (2006), o uso das FREs pode colaborar para a redução da dependência externa por energia, além de incentivar a industrialização tanto local como regional para produção de componentes dessas tecnologias. Também pode contribuir para a capacitação profissional em nível técnico, de engenharia e com a criação de serviços de consultoria específica, abrindo novos postos de trabalho.

Cada tipo de tecnologia para aproveitamento das FREs (solar fotovoltaica – FV, eólica, hidroeletricidade etc.) tem suas próprias vantagens, que satisfazem de modo único cada aplicação. Geralmente, elas não liberam gases ou líquidos poluentes durante a operação. Mesmo quando há a liberação desses gases, suas quantidades são consideradas baixas. Estudos mostram que o uso das tecnologias que aproveitam as FREs pode torná-las competitivas comparadas às redes convencionais em áreas isoladas, onde as extensões dessas redes não são factíveis por questões de ordem econômica ou ambiental. Além disso, sistemas híbridos de geração distribuída (SHGDs), como FV-dísel, eólico-dísel, com ou sem baterias para armazenamento de energia, possuem tecnologia comprovada para suprimento de energia a locais isolados, como se destaca nos trabalhos de Lundsager e Bindner (1994), Zhang et al. (1996) e Fortunato, Mummolo e Cavallera (1997).

Apesar da redução do custo das tecnologias para geração de energia por fontes renováveis, faz-se necessária uma estratégia apropriada na escolha das tecnologias a serem utilizadas para suprir as necessidades de comunidades isoladas. Fatores como recursos naturais disponíveis no local, demanda de energia elétrica, custo de implantação, operação e manutenção devem ser avaliados para a sustentabilidade do projeto.

Além de todos esses fatores destacados anteriormente, Shayani (2006) destaca o problema do armazenamento da energia produzida pelas FREs, que representa uma das grandes barreiras para esse tipo de aplicação. O armazenamento de energia é uma das

partes fundamentais e críticas para aplicações com SHGDs em sistemas isolados. Tradicionalmente, baterias chumbo-ácidas têm sido usadas na escolha para o armazenamento de energia em muitas aplicações. Isso se deve ao grau de maturidade técnica atingida e pelas vantagens financeiras sobre outras possibilidades de tecnologias para armazenar energia. Shayani (2006) ainda ressalta as tendências futuras que apontam para aplicações de geração de energia por meio de módulos FVs, utilizando células a combustível (CaCs). Uma CaC possui características atrativas por não ser poluente, não emitir ruídos, possuir boa eficiência e rápida resposta à carga.

Devido à rápida capacidade de resposta dos sistemas com CaC, os SHGDs FV-CaC são alternativas para resolver os problemas intrínsecos aos sistemas unicamente FVs, que possuem produção de energia intermitente. Essa tecnologia pode gerar hidrogênio pela eletrólise da água, usando a energia dos módulos FVs, quando a demanda é menor que a produção. Quando o consumo for maior que a energia produzida pelos módulos, o hidrogênio armazenado pode ser utilizado pela CaC, fornecendo energia à carga.

Zoulias et al. (2006) acreditam que os sistemas de potência em locais isolados possam ser um nicho de mercado em que as CaCs poderão competir, a médio prazo, com as tecnologias disponíveis atualmente como grupos motores-geradores (GMGs) a diesel e banco de baterias, devido ao alto custo de operação e manutenção desses equipamentos em sistemas isolados. Furlan (2008) também ressalta que a solução de armazenamento de energia das FREs sob a forma de hidrogênio se tornará uma alternativa atrativa com a redução do custo de aquisição das CaCs pela produção em larga escala dessa tecnologia.

Avaliando-se os recursos naturais disponíveis nas comunidades isoladas da Amazônia, destacam-se a abundância de água e a alta incidência de radiação solar nesta área. Esses recursos são importantes e apresentam-se como fatores determinantes na escolha dos sistemas híbridos FV-CaC como solução tecnológica para a região.

Neste sentido, a proposta desta tese é dimensionar de forma otimizada um SHGD que usa tecnologia solar FV, CaC e baterias (FV-CaC-Baterias) tendo como referência o sistema instalado no Centro de Pesquisas Canguçu (CPC), localizado às margens da Ilha do Bananal, ao sudoeste do estado do Tocantins. Nesta avaliação, os dados registrados no local como radiação solar, demanda de energia, produção e consumo de hidrogênio, além do gerenciamento da energia para uso final são considerados. Os resultados visam a

oferecer aos novos projetistas uma opção de escolha entre as tecnologias para aplicações em locais isolados da Amazônia no Brasil.

O SHGD FV-CaC-Baterias instalado no CPC, proposto pela Universidade Federal do Tocantins (UFT), conta com a participação de pesquisadores da UnB e do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Tocantins (IFTO) como parceiros e colaboradores deste projeto.

A radiação solar é a fonte primária de energia, a qual é convertida em eletricidade por meio de módulos FVs. A energia elétrica produzida pelos módulos supre diretamente a carga e a energia excedente é armazenada na forma de hidrogênio por meio da eletrólise. A energia armazenada sob a forma de hidrogênio é re-convertida em eletricidade por meio de CaC nos períodos de baixa ou ausência da radiação solar.

Assim, considerando estudos já realizados por Severino (2008) e dados registrados no local, propõe-se uma metodologia para dimensionamento de SHGD FV-CaC-Baterias, sua otimização e análises de custo comparadas, levando-se em conta diferentes tecnologias e variação de preço do diesel disponíveis para a região Norte do Brasil.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Como mencionado anteriormente, propõe-se nesta tese o dimensionamento otimizado de um SHGD FV-CaC com armazenamento de energia sob a forma de hidrogênio e baterias chumbo-ácidas para localidades isoladas. Vários trabalhos apresentados na literatura trataram essa problemática, porém, em sua maioria, basearam-se em pesquisas realizadas em condições de laboratório, ou a partir de dados em regiões desenvolvidas como nos EUA ou na Europa. Nesta tese, partiu-se do SHGD instalado no CPC, com características reais encontradas na Amazônia brasileira como referência. Assim, considerando os recursos renováveis da região, as características de consumo de energia das comunidades, bem como os custos reais de equipamentos disponíveis comercialmente, propôs-se o dimensionamento ótimo de sistemas híbridos a partir de tecnologia solar fotovoltaica com armazenamento de energia na forma de hidrogênio.

Após o dimensionamento e a otimização do sistema, realiza-se nova avaliação técnico-econômica, acrescentando-se a análise de diferentes configurações dos componentes do SHGD. Além disso, um estudo comparativo entre o novo SHGD otimizado e a tecnologia para fornecimento de energia por GMG a diesel, incluindo a análise de sensibilidade com a variação do preço do diesel e dos componentes do sistema a H₂, é apresentado.

De forma específica, os objetivos da tese são:

- Estudar as vantagens econômicas e ambientais de um SHGD FV-CaC-Baterias em condições reais de operação, assim como os distintos métodos de otimização desses sistemas;
- Modelar os componentes do SHGD instalados no CPC, na Região Norte do Brasil, a partir dos dados registrados localmente, como radiação solar, temperatura, produção e consumo de H₂, produção de energia pelos módulos FVs e pela CaC;
- Simular diferentes configurações dos componentes do SHGD FV-CaC-Baterias, usando ferramenta computacional HOMER®;
- Propor metodologia para o dimensionamento e a otimização dos componentes básicos de um SHGD FV-CaC-Baterias, considerando os custos envolvidos e a estratégia operacional;
- Realizar nova avaliação técnico-econômica do SHGD dimensionado e otimizado, comparando os resultados com novas configurações possíveis para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia, incluindo GMG a diesel;
- Realizar estudo de sensibilidade com a variação do preço do diesel, aumento do consumo de energia pelo sistema, variação na disponibilidade de radiação solar e redução do custo dos equipamentos do sistema H₂.

1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

Para atingir os objetivos descritos, esta tese foi organizada de acordo com a seguinte estrutura. No Capítulo 1, apresenta-se uma introdução sobre o tema abordado, a justificativa, a motivação e a estruturação da tese.

A revisão bibliográfica foi estruturada e está disposta nos capítulos 2 e 3. No Capítulo 2, apresentam-se os principais estudos realizados sobre o tema proposto. Esta revisão visou a apresentar as principais aplicações das FREs para o atendimento de demandas a comunidades isoladas, os desafios e soluções para a sazonalidade dos recursos naturais e as perspectivas sobre as tecnologias para armazenamento da energia.

No Capítulo 3, apresenta-se a modelagem dos recursos naturais disponíveis localmente, destacando o potencial da radiação solar. Uma modelagem dos componentes do SHGD fotovoltaico, célula a combustível com armazenamento da energia em bancos de baterias e hidrogênio (FV-CaC-Baterias) também é abordada. Por fim, são apresentadas as equações básicas do GMG a diesel, utilizadas nesta tese de forma a comparar os resultados do SHGD FV-CaC-Baterias avaliado.

No Capítulo 4, apresentam-se os materiais e métodos utilizados e uma breve revisão do SHGD instalado no CPC é realizada, incluindo nova cotação de preços com fontes diretas dos fornecedores dos componentes instalados; descreve-se, resumidamente, os principais componentes do sistema de monitoramento instalado no SHGD e a ferramenta computacional HOMER® que auxiliará nas simulações e as técnicas de otimização do SHGD FV-CaC-Baterias; por fim, expõe-se a metodologia utilizada na realização desta tese.

Os resultados obtidos a partir dos capítulos anteriores são analisados e discutidos no Capítulo 5. Assim, buscando minimizar o custo de instalação do sistema híbrido FV-CaC-Baterias, apresenta-se, nesse capítulo, um novo dimensionamento dos componentes para o SHGD instalado no CPC. Simulações com auxílio de ferramenta computacional são realizadas com objetivo de otimizar o sistema descrito. De forma a comparar os resultados obtidos, são realizadas análises de sensibilidade do projeto para o aumento do

preço do diesel na região, para o aumento do consumo de energia pelo sistema, para a variação na disponibilidade de radiação solar e pela projeção de redução dos preços dos componentes do sistema de H₂ (CaC e eletrolisador) nos próximos anos.

O Capítulo 6 registra as principais conclusões desta tese, apontando os benefícios, as vantagens e as desvantagens encontradas, bem como indicações de sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros com base nos desenvolvimentos alcançados.

Acredita-se que, por meio das contribuições desta tese, seja possível auxiliar os estudos na área de fontes renováveis, apontando e consolidando metodologias apropriadas para a inserção de sistemas híbridos com uso de tecnologia solar fotovoltaica e célula a combustível, pela otimização dos componentes incorporados a esses sistemas. Com isso, busca-se fornecer maiores subsídios para o desenvolvimento de novos projetos como alternativa energética para o atendimento às comunidades isoladas da Amazônia.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre o atendimento de energia a comunidades isoladas, incluindo uma abordagem das aplicações dos SHGDs que utilizam tecnologia solar FV com acoplamento de sistemas a hidrogênio como armazenamento de energia. Apesar de a revisão bibliográfica aqui apresentada não abordar todos os trabalhos já apresentados na literatura, apresenta-se um estudo dos principais trabalhos desenvolvidos sobre o tema, auxiliando na compreensão dos objetivos propostos.

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em SHGDs, várias tecnologias de geração e armazenamento são combinadas de forma a atender a energia demandada por comunidades isoladas ou áreas rurais. Assim, geradores FV, eólicos, microcentrais hidrelétricas e outras fontes de energia elétrica podem ser adicionadas para atender à demanda de locais geograficamente isolados da rede convencional de energia. Antes de desenvolver um SHGD, é essencial conhecer a energia demandada e os recursos naturais disponíveis no local.

Assim, todo projetista de SHGD precisa estudar e conhecer os recursos de energia solar, eólica e outras fontes localmente disponíveis que possam atender às necessidades de energia requerida nessas comunidades isoladas, o que permitirá projetar o SHGD de forma adequada para cada situação.

2.2 ENERGIA EM COMUNIDADES ISOLADAS

Sabe-se que a energia elétrica, assim como o transporte, a saúde e a educação são elementos básicos no cotidiano do homem moderno. Não seria diferente também para a sobrevivência daqueles que vivem em comunidades isoladas. Com a disponibilidade de energia elétrica nessas comunidades isoladas, serviços como saúde e educação podem ser melhorados, contribuindo para o desenvolvimento local, criando novas oportunidades de

trabalho, garantindo a permanência da população nos seus locais de origem. O desafio é fornecer energia a custo acessível para as comunidades isoladas. Em outras palavras, a eletricidade deve chegar até as áreas isoladas e contribuir para evitar que as pessoas migrem para os grandes centros, onde a eletricidade encontra-se disponível.

O Brasil, apesar de ser grande produtor de energia elétrica por meio de suas hidrelétricas, o que representa mais de 70% da matriz energética (MME, 2007), ainda não consegue fornecê-la a todos os seus habitantes, principalmente nas comunidades isoladas. Segundo dados do DIEESE (2008), no ano de 2006, em um universo de 187 milhões de brasileiros, cerca de 31,3 milhões vivem em áreas rurais, dos quais, 13,6% da população rural ainda não possuem iluminação elétrica em seus lares. Essas pessoas vivem principalmente em regiões remotas, de acesso difícil, representando pequenas cargas, o que torna sua conexão à rede convencional economicamente inviável.

Esse cenário é particularmente verdadeiro na região amazônica, onde pequenos e médios núcleos urbanos não são atendidos e não têm perspectiva de o serem por meio de extensão de rede em um futuro próximo. A Amazônia Legal Brasileira (Figura 2.1) é composta por nove estados federativos, representando aproximadamente 61% de todo o território nacional. De acordo com estimativas do Ministério de Minas e Energia (MME), cerca de 300 mil comunidades isoladas da Amazônia Legal não possuem acesso a energia elétrica (MME, 2009). A falta de energia elétrica impede que uma melhor qualidade de vida possa ser alcançada, excluindo os moradores de serviços essenciais como educação, saúde, comunicação e, até mesmo, entretenimento.

Os motivos que excluem essas comunidades do atendimento em energia elétrica pela rede convencional incluem as grandes distâncias, a baixa renda, as barreiras naturais e a falta de interesse das concessionárias devido ao alto custo envolvido (MARTINS et al., 2008a).



Figura 2.1 *Mapa geográfico da Amazônia Legal do Brasil.*

Atualmente, as principais formas de energia disponíveis para os moradores das comunidades isoladas são: o diesel, o querosene para lamparinas, velas, gás e baterias. Essas fontes, além de possuírem uma baixa eficiência energética, sofrem com o elevado custo quando comparado ao custo dos grandes centros urbanos, devido à presença do “atravessador”, conhecidos na região como “marreteiros”, que acrescentam seu lucro a esses produtos até o consumidor final (SCHMID e HOFFMANN, 2004).

Centenas de minirredes são supridas por GMGs a diesel operados por produtores independentes nessa região (MARTINS et al., 2008b). Para essas redes, a aquisição do combustível fóssil é subsidiada pelo governo federal por meio da conta de consumo combustível do sistema isolado¹ (CCC-ISOL).

¹ A conta de consumo de combustíveis fósseis dos sistemas isolados (CCC-ISOL) é administrada pela Eletrobrás tendo como finalidade precípua o reembolso de parte dos dispêndios com combustíveis utilizados na geração de energia elétrica nas usinas localizadas em regiões isoladas eletricamente. A figura do rateio das despesas com combustíveis utilizados na geração de energia elétrica surgiu com a Lei n.º 5.899/1973 (Lei de Itaipu), que determinou o rateio dos ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis, sendo, então, por meio do Decreto n.º 73.102/1973, criada a CCC dos Sistemas Interligados. As Portarias do Ministério da Infraestrutura - Minfra n.º 179 e 328/1991 estenderam esse benefício para os Sistemas Isolados, com a CCC-ISOL iniciando operação em 1º de janeiro de 1992; posteriormente a Lei n.º 10.438/2002 determinou a atuação da CCC-ISOL até abril de 2022 (ELETROBRÁS, 2008).

Em 2008, o custo com combustíveis cobertos pela CCC-ISOL foi de aproximadamente R\$ 3 bilhões (ANEEL, 2008). Segundo Ruther et al. (2003), essas minirredes cobrem apenas 45% do sistema isolado e fornecem energia a apenas 3% da população local.

Nessa região, há ainda muitos casos em que o atendimento a comunidades isoladas é realizado por pequenos GMGs a diesel sem o subsídio da CCC-ISOL. Em alguns casos, os próprios proprietários desses geradores vendem a energia de modo informal para seus vizinhos, acarretando um serviço sem qualquer qualidade, com custo abusivo e com elevados riscos ao meio ambiente (SCHMID e HOFFMANN, 2004).

Devido às grandes distâncias, são necessários vários dias de viagem por meio de pequenos barcos até as vilas ou cidades próximas para adquirir o combustível utilizado na produção de eletricidade, o que eleva seu custo de aquisição. O preço médio comercializado do litro do diesel na região dos centros urbanos atinge valor de dois reais e trinta centavos (ANP, 2010). Coelho et al. (2005) e Parente (2003) relatam que o preço do diesel para essas comunidades pode atingir o custo de duas a três vezes o valor do diesel nos postos de combustíveis. Para Di Lascio e Barreto (2009), devido à presença de comerciantes que navegam pelos rios da Amazônia comprando e vendendo mercadorias a um preço muito elevado, o custo do diesel pode atingir variações de 50% a 100%, dependendo do local. O valor comercializado do diesel no Alto Juará - AM, chegou a ser igual a quatro reais em 2008 (DI LASCIO E BARRETO, 2009).

Schmid e Hoffmann (2004) apontam ainda que as populações mais carentes, que não têm acesso a esses GMGs a diesel, utilizam pilha seca e baterias automotivas como alternativas para atendimento a algumas lâmpadas, aparelhos de TV e rádio, além de recursos como lamparinas e lampiões a gás para iluminação artificial. Essas fontes de suprimento de energia são transportadas por longas distâncias, tornando-se uma opção cara e com baixa eficiência quando comparada à energia fornecida pela rede convencional. Além disso, os riscos de acidentes com o transporte de combustível aumentam os problemas ambientais causados pelas emissões dos poluentes decorrentes do uso de geração de energia por fontes não-renováveis.

Como alternativa, as tecnologias que buscam privilegiar fontes renováveis de energia ambientalmente amigáveis, abundantes na região, vêm-se destacando a cada ano como forma de atendimento a essas comunidades (PINHO et al., 2008).

Contudo, nem todas as tecnologias são factíveis para utilização nessa região. Estudo mostra que a distribuição do potencial eólico é limitada, concentrando-se principalmente na costa do Pará, Amapá e Roraima (CAMARGO et al., 2002). Outra tecnologia viável seria o uso de centrais hidrelétricas de pequeno porte (PCHs), por não necessitarem de grandes reservatórios e devido ao seu baixo custo de instalação comparados às outras fontes de energia. Porém, o uso dessa tecnologia não está disponível para toda região da Amazônia, devido a características geográficas do local, além de necessitar de um tempo considerável para o desenvolvimento dos projetos e requerimento das licenças ambientais para esses sistemas (SOUZA e CORREIA, 1999).

Novos estudos demonstram que, na região amazônica, há um índice de radiação solar considerável, com pouca variação sazonal ao longo do ano (MARTINS et al., 2008a). Assim, aproveitar o potencial solar da região, associado à abundância de água formada por rios e lagos da região, de forma a reduzir os impactos ambientais decorrentes da produção de energia elétrica por fontes não-renováveis torna a temática um grande desafio para o Brasil.

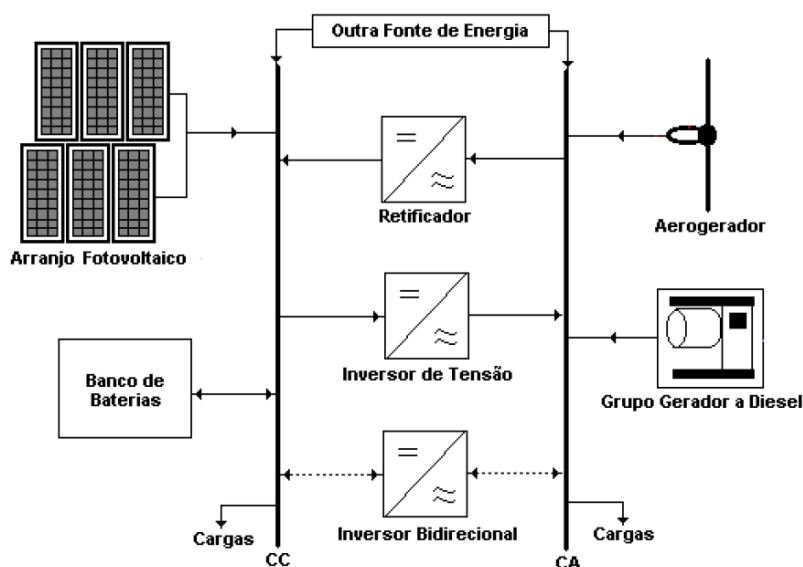
Uma solução para as localidades isoladas vem sendo estudada para o suprimento de energia. Essa solução corresponde à combinação de uma ou mais fontes de energia, renováveis ou não, de forma a garantir a confiabilidade e uma maior disponibilidade de energia no local. Tal solução é denominada sistema híbrido de geração distribuída (SHGD), que pode substituir ou reduzir o uso dos combustíveis fósseis.

Atualmente, tecnologias para o SHGD, utilizando geradores eólicos, energia FV, baterias e GMGs a diesel estão sendo pesquisadas em comunidades isoladas no estado do Pará (BARBOSA, 2006). Porém, tornar essas tecnologias acessíveis e com grau de amadurecimento para seu uso de forma generalizada representa um grande desafio a ser vencido, fato motivador do desenvolvimento desta tese.

2.3 SHGD APLICADO A COMUNIDADES ISOLADAS

Os SHGDs são usualmente definidos como sistemas que utilizam mais de uma fonte de energia. Assim, dependendo da disponibilidade dos recursos, uma fonte é capaz de suprir a falta temporária de outra, permitindo que os mesmos operem com um mínimo de interrupções (MCGOWAN e MANWELL, 1999).

A Figura 2.2 apresenta um SHGD típico, composto por tecnologias que aproveitam os recursos renováveis, tais como solar fotovoltaica, eólica e pequena turbina hidráulica, e por tecnologias que utilizam fontes não-renováveis, como GMG a diesel (BARING-GOULD et al., 2003). Como pode ser observado na Figura 2.2, o SHGD pode fornecer energia à carga tanto em corrente alternada (CA) como em corrente contínua (CC). Pode, ainda, incluir sistemas de armazenamento e produção de energia com base no hidrogênio, compostos por CaC e eletrolisadores.



Fonte: BARBOSA, C. F. O.; PINHO, J. T.; VALE, S. B. Sistemas híbridos de energia solar/eólico/diesel para Eletrificação de comunidades isoladas da Região Amazônica brasileira – estado presente e Desenvolvimentos futuros. CLAGTEE, 2005.

Figura 2.2 *Modelo de SHGD.*

Os primeiros SHGDs foram registrados em 1977 nos EUA, compostos por sistemas eólico-diesel e em 1978, também nos EUA, composto por módulos FVs e GMG diesel

(NELSON et al., 2002). Esses sistemas foram instalados com a finalidade de reduzir o consumo do combustível diesel para produção de energia elétrica.

No Brasil, o primeiro sistema híbrido instalado corresponde ao sistema eólico-diesel de Fernando de Noronha (HUNTER e ELLIOT, 1994), composto por sistema eólico de 75 kW e de um GMG a diesel de 50 kW. Após revitalização, o atual sistema conta com uma capacidade instalada de 2,1 MW, com 300 kW de potência eólica e 1,8 MW de sistema diesel (FEITOSA et al., 2002).

Além das tecnologias citadas anteriormente, o potencial da radiação solar local, por meio de tecnologia FV, pode ser aproveitado para a produção de energia elétrica, atendendo diretamente a carga. A energia excedente produzida pelo sistema FV pode ser utilizada para produção de hidrogênio (H_2) por eletrólise da água dos rios e poços da região. O H_2 armazenado durante o dia alimenta um sistema de CaCs, produzindo eletricidade nos períodos de baixa ou ausência da radiação solar, fornecendo assim, energia elétrica de forma contínua para o consumo.

2.4 TRABALHOS RELACIONADOS AO TEMA

O hidrogênio como meio de armazenamento em sistemas de energia renovável tem sido objeto de diversos estudos nos últimos anos. Devido ao alto custo relacionado à aquisição dos equipamentos envolvendo módulos FVs e sistemas de hidrogênio (CaC, eletrolisador e reservatório de H_2), os principais trabalhos científicos publicados nesta área ainda envolvem pesquisas em laboratórios ou se configuram como projetos demonstrativos em áreas remotas.

Vários estudos têm sido apresentados na literatura internacional, os quais cobrem desde poucos quilowatts, como apresentados por Dienhart e Siegel (1994), Hollumer e Joubert (2000) e Mills e Al-Hallaj (2004), ou ainda sistemas de maior escala conectados à rede de energia, como apresentados por Ghosh et al. (2003) e Zoulias et al. (2006). Procedimentos para o dimensionamento e desempenho do sistema híbrido são estabelecidos, porém a validação de modelos contra dados experimentais não foram considerados.

Uma análise experimental detalhando o equilíbrio de energia dentro do sistema e quantificando as perdas de energia em longo prazo em vários componentes carece de estudos mais aprofundados. Além disso, a natureza das interações dinâmicas entre os componentes do sistema permanece ainda como uma área de pesquisa pouco explorada.

Desde meados dos anos 80, um número considerável de sistemas de energias renováveis com armazenamento de energia sob a forma de hidrogênio tem sido desenvolvido. Os primeiros projetos demonstrativos mostraram que o hidrogênio pode ser gerado pela energia excedente das fontes renováveis e armazenado para posterior utilização, (LEHMAN et al., 1994; SZYSZKA, 1998). No entanto, esses sistemas também revelaram a necessidade no avanço das tecnologias dos componentes, antes que tais sistemas possam operar de forma confiável.

Atualmente, muitos dos projetos demonstrativos iniciais não estão mais em operação, e resultados experimentais dos atuais projetos em desenvolvimento, para aplicações em pequena escala utilizando FREs, baseiam-se, em sua maioria, em testes de laboratório. No entanto, nos trabalhos em que os resultados são apresentados, geralmente, são descritos apenas um dia “típico” de operação (SCHUCAN, 2000; SCHENK et al., 2007).

Um dos primeiros trabalhos utilizando módulos FVs com hidrogênio para armazenamento de energia foi apresentado por Perez (1991) e Lehman (1994), no Centro de Pesquisas em Energia da *Humboldt State University*. O projeto denominado “*Schatz Solar Hydrogen*”, composto por um arranjo FV de 9,2 kWp fornece energia a um compressor, utilizado como carga, que faz a aeração de tanques de peixes. A energia excedente, não utilizada para movimentar o compressor, é utilizada por um eletrolisador bipolar do tipo alcalino de 7,2 kW para produção e posterior armazenamento do hidrogênio. Quando o arranjo FV não fornece energia suficiente para o compressor, o hidrogênio fornece combustível para a CaC de 1,5 kW que complementa a energia necessária ao compressor. Destaca-se, nesse trabalho, a necessidade de nova avaliação do sistema considerando o comportamento dos componentes em condições reais de trabalho.

Outro trabalho abordando o comportamento dinâmico de uma CaC é apresentado por Hamelin et al. (2001) e Kolhe et al. (2003). O projeto é direcionado para aplicações estacionárias, o qual desenvolve um modelo analítico para prever o desempenho de um arranjo FV acoplado com turbina eólica em um sistema de energia renovável isolado,

com armazenamento de energia na forma de hidrogênio. O sistema consiste de 1 kWp de módulos FVs, 10 kW de gerador eólico acoplado a um eletrolisador de 5 kW e de uma CaC de 5 kW. Resultados do modelo são validados com dados experimentais, porém, somente são reportados dados relativos a um período de 24 horas.

Ghosh et al. (2003) avaliam um projeto demonstrativo na Alemanha (PHOEBUS - (*PHOtovoltaik, Elektrolyseur, Brennstoffzelle Und Systemtechnik*). O projeto PHOEBUS é composto por 43 kWp de módulos FVs de diferentes tipos e em diferentes inclinações, banco de baterias, um eletrolisador alcalino que opera entre 5 e 26 kW e uma CaC de 6 kW. O rendimento global baseado no balanço de energia anual, excluindo a eficiência dos módulos FVs, varia de 51% a 64% . O banco de baterias fornece energia para a carga por três dias na ausência de radiação solar. Aproximadamente de 50% a 52% da demanda é entregue pelas baterias. Além disso, outros 25% da demanda são supridos pela CaC, indicando que a energia deve ser armazenada por longos períodos em reservatórios de H₂.

Segundo os autores, altos níveis de confiança energética podem ser alcançados com baixa capacidade das baterias, sendo estas utilizadas somente para armazenamento de energia em curto prazo. Ulleberg (2004) publicou os resultados de dez anos de operação do projeto PHOEBUS na Alemanha. A pesquisa desenvolvida destacou a importância da estratégia de controle e operação dos SHGDs FV-CaC. Destaca-se, nos dois trabalhos apresentados, a necessidade de uma avaliação em condições reais de operação em áreas isoladas, acrescentando diferentes curvas de cargas e radiação.

Zoulias et al. (2006) apresentou uma análise técnico-econômica e otimização de SHGD isolado com armazenamento de energia na forma de hidrogênio. Os resultados mostraram que a substituição do combustível fóssil por tecnologias a hidrogênio é tecnicamente possível, mas ainda não é economicamente viável em curto prazo para a Europa.

Uma simulação computacional para análise do potencial e introdução de tecnologias de energias a hidrogênio em sistemas isolados foi apresentada por Zoulias e Lymberopoulos (2007). O estudo avalia a substituição de tecnologias convencionais, tais como GMG a diesel e baterias, por tecnologias a hidrogênio. A inclusão de uma CaC em um sistema isolado de energia para fornecimento de eletricidade a uma comunidade isolada foi simulada e otimizada usando o programa HOMER®.

Uma nova estratégia de otimização por algoritmo genético para controle SHGD com armazenamento em hidrogênio é proposto por López (2007). A estratégia otimiza o controle do SHGD minimizando o custo total durante a vida útil do sistema usando algoritmo genético. A estratégia de controle otimiza como a energia é utilizada: se a quantidade de energia demandada pela carga for maior que a energia produzida pelas fontes renováveis, a estratégia de controle define o caminho mais econômico para fornecer a energia requerida.

Nos três casos citados anteriormente, simulações utilizando fontes reais e dados históricos de cargas foram considerados, porém, implementações dos projetos, considerando situações reais de aplicação não foram apresentados. Além disso, as pesquisas focaram principalmente as condições econômicas para a região da Europa.

Com o objetivo de demonstrar as estimativas de produção de energia comparando os sistemas com e sem o uso de célula a combustível e armazenamento de hidrogênio, Calderón, Ramirez e González (2008) apresentam um estudo sobre dimensionamento e construção de um banco de ensaio eólico-solar de laboratório com apoio de hidrogênio.

Os resultados obtidos nesse estudo visam a auxiliar no dimensionamento de um sistema-piloto que está localizado nas instalações da *INGENIERIA DE ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE INGEMA S.L*-Espanha. O sistema é composto por dois módulos FVs de 45 Wp cada, um aerogerador de 90 W, uma célula a combustível de 50 W e um eletrolisador de 150 W. O sistema é designado para apoio ao dimensionamento dos componentes do sistema híbrido para atendimento a comunidade isolada da rede elétrica convencional. Uma carga constante foi considerada durante todos os testes nessa pesquisa. Os resultados do projeto não levam em consideração a otimização do sistema.

No Brasil, as pesquisas com aplicações para produção de hidrogênio para armazenamento de energias produzidas por fontes renováveis ainda são bem recentes.

Na Universidade Federal do Pará (UFPA), o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) apresenta um estudo de caso da inserção de uma CaC em um SHGD existente na região Norte, composto por 10 kW de gerador eólico, 3,2

kWp de módulo FV, e 20 kVA de um GMG a diesel. Simulações para a avaliação da participação de cada uma das fontes de energia envolvidas foram realizadas (VALE et al., 2004). O trabalho busca contribuir para o estabelecimento de parâmetros de avaliação de viabilidade técnico-econômica do uso do hidrogênio como forma de armazenamento de energia em comunidades isoladas na Amazônia. Nesse trabalho, é proposto o uso de biomassa para produção de hidrogênio, por meio de um gaseificador. O sistema proposto gaseificador/CaC ainda não foi implementado, requerendo maiores pesquisas quanto ao processo de dimensionamento, otimização, instalação e operação dessa solução energética para atendimento as comunidades isoladas na Amazônia.

No Ceará, Calvalcante, Carvalho e Lima (2005) apresentam um estudo teórico sobre dois tipos de tecnologia para armazenamento de energia, baterias e um conjunto eletrolisador/CaC e três tipos de configurações para sistemas FVs: autônomo, híbrido e conectado à rede. O estudo mostrou que o sistema FV conectado à rede apresentou melhor eficiência quando comparada à dos sistemas isolados e que o emprego de sistemas a hidrogênio em comunidades isoladas ainda é inviável economicamente. O trabalho recomenda a necessidade da realização de uma análise de viabilidade técnica e econômica para determinação de um projeto para a instalação de um sistema FV com o armazenamento de energia por hidrogênio. Esse estudo, porém, não apresenta maiores detalhes quanto à influência do custo do diesel e dos componentes eletrolisador/CaC para aplicações desse sistemas no Brasil, fazendo-se necessários novos estudos.

Na Universidade de Campinas (UNICAMP), Furlan (2008) apresenta uma análise comparativa entre as formas de armazenamento de energia por sistemas FV-Baterias e por sistemas FV-CaC. Destaca-se ainda, nesse trabalho, a conclusão do estudo teórico: uma redução de 35% no custo do conjunto eletrolisador-reservatório-CaC pode tornar o sistema com armazenamento a hidrogênio bastante competitivo, podendo-se constituir na melhor opção para o armazenamento de energia de origem FV. O autor recomenda o aprofundamento das pesquisas para avaliação econômica, considerando o efeito do custo do sistema de H₂ (CaC e eletrolisador) e a influência do preço do diesel aplicado na região amazônica.

Severino (2008) realizou uma avaliação técnico-econômica de um SHGD composto por sistema FV-CaC-Baterias para atendimento a comunidades isoladas na Amazônia. Essa avaliação foi resultado de uma pesquisa desenvolvida em parceria entre a UFT e UnB, a

partir de um sistema instalado no CPC. Esse trabalho permitiu a verificação do desempenho técnico do sistema e o cálculo do custo de implantação do SHGD, além da comparação econômica desse sistema com outras soluções de geração para atendimento a comunidades isoladas. Os resultados do trabalho apresentado por Severino (2008) permitem concluir que, para que o SHGD apresente custo médio da energia competitivo com o da solução de GMG a diesel, será necessário que o custo de implantação dele seja reduzido em cerca de 70%. Nova avaliação técnica considerando dados mensurados em campo, bem como nova avaliação considerando o dimensionamento e a otimização do sistema implantado no CPC para uma carga variando ao longo do tempo são requeridos.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, abordaram-se, por meio da revisão bibliográfica, os principais desafios enfrentados pela falta de energia em comunidades isoladas da Amazônia e as soluções usualmente utilizadas nesses locais para o atendimento energético. Também, apresentaram-se, a partir da disponibilidade dos recursos renováveis disponíveis nesses locais, as aplicações de sistemas que envolvam duas ou mais fontes de energia, conhecidos como SHGDs. A combinação de diferentes fontes de energia em um sistema híbrido oferece as melhores possibilidades de uso das energias renováveis disponíveis localmente. Entre essas soluções, os SHGDs FV-CaC mostram-se como soluções tecnicamente factíveis para a região amazônica, rica em recurso solar e abundante em disponibilidade de água.

Não pretendendo mencionar todos os trabalhos relacionados com o tema desta tese, foram apresentados os principais estudos desenvolvidos e em desenvolvimento para aplicação de SHGDs a partir das FREs, com armazenamento de energia sob a forma de hidrogênio.

A partir da análise do levantamento bibliográfico, destaca-se a necessidade de promover novas pesquisas em sistemas instalados em condições reais, aplicados as áreas isoladas, incluindo as análises sobre os efeitos da variação dos recursos renováveis e da curva de carga nesses projetos. Além disso, o levantamento mostra também a necessidade de investigações envolvendo análise técnica e econômica, considerando as tecnologias

disponíveis comercialmente, a variação nos preços para aquisição do diesel para região da Amazônia Legal e a redução dos componentes de H₂ (eletrolisador/CaC) aplicados ao mercado nacional brasileiro.

O uso de SHGDs em comunidades isoladas, baseados em tecnologia FV-CaC, depende, entre outros fatores, do custo de instalação, da capacidade de financiamento, da qualidade dos serviços fornecidos e da acessibilidade a outras opções de energia localmente disponíveis. Na análise comparativa, o custo de ciclo de vida do SHGD, o qual pode durar de 20 a 30 anos, deve ser avaliado. O custo de operação de um SHGD para atender a uma determinada demanda de energia de forma confiável pode ser menor que o custo de manutenção associado a uma única fonte de energia.

Projetados de forma eficiente, os SHGDs FV-CaC podem melhorar a disponibilidade de energia localmente, além de melhorar a exploração do uso das fontes renováveis. Isso conduz à redução do custo de operação, manutenção e reposição dos componentes. Porém, deve ser considerado que os benefícios associados aos SHGDs na redução dos custos de manutenção e reposição podem acarretar em aumento do custo dos componentes eletrônicos para controle e equilíbrio do sistema.

Com base no custo dos componentes do sistema, é desejável avaliar o dimensionamento otimizado do sistema, de forma a atender às necessidades da carga e reduzir os custos envolvidos. A necessidade de programas para simulação dos SHGDs é indispensável por causa do grande número de combinações possíveis de componentes e estratégias. Soluções ainda pouco desenvolvidas em relação ao dimensionamento e a otimização dessa tecnologia voltada para atendimento a comunidades isoladas na Amazônia requerem maiores estudos.

3 MODELAGEM: RECURSO SOLAR E COMPONENTES DO SHGD

Neste capítulo, traz-se um resumo do modelo matemático do recurso solar de forma a obter os valores horários da irradiação solar sobre a superfície inclinada dos módulos FVs. Também apresenta-se a modelagem dos principais componentes do SHGD FV-CaC-Baterias avaliados nesta tese, incluindo a modelagem do GMG a dísel utilizado como comparação de tecnologia disponível para uso em áreas isoladas da Amazônia.

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os dados sobre irradiação solar são usualmente encontrados na forma de médias mensais. Para o bom dimensionamento e, conseqüentemente, para a otimização de sistemas que integram a geração fotovoltaica, os dados horários são de suma importância. Valores obtidos a cada minuto seriam uma boa opção para maior precisão do projeto, porém, devido ao tempo computacional para processar todos os dados, o uso desses dados torna-se inviável (LOPÉZ, 2007). Assim, esses valores são obtidos a partir dos dados diários médios mensais ou coletados a partir dos dados horários (8.760 dados), disponíveis na superfície horizontal de estações meteorológicas instaladas localmente.

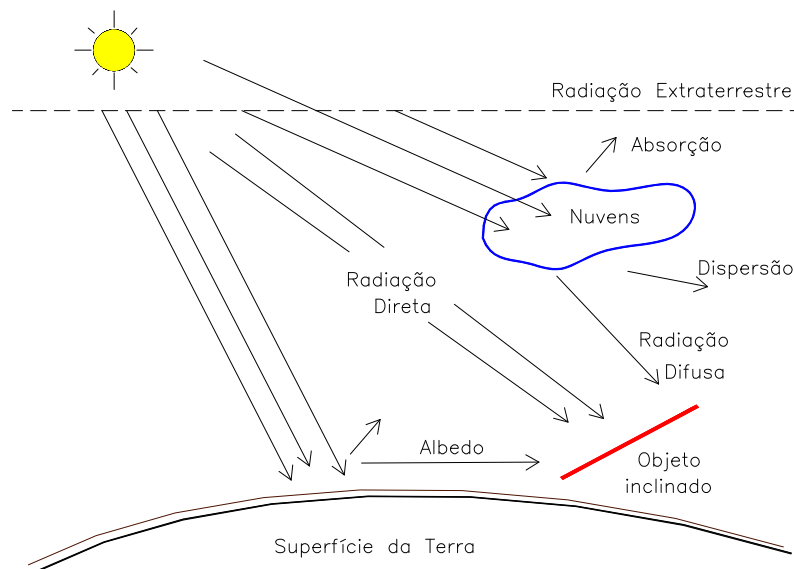
A modelagem dos componentes do SHGD FV-CaC-Baterias auxilia na análise do comportamento individual de cada tecnologia. Os modelos representam as relações matemáticas de entrada e saída de cada componente, auxiliando na compreensão da interação entre os diferentes componentes.

3.2 RECURSO SOLAR

Em seus trabalhos, Shayani (2006) e Severino (2008) destacam o grande potencial da radiação solar recebida pela Terra anualmente. Severino (2008) afirma que a energia fornecida pela radiação solar que chega à superfície terrestre é da ordem de $1,531 \times 10^{18}$

kWh/ano, o qual corresponde a mais de 100 mil vezes o consumo de energia mundial para o ano de 2005.

A radiação solar que atinge um objeto inclinado na superfície terrestre é dividida em três componentes básicas. A energia que atravessa a atmosfera e percorre em linha reta desde o disco solar até atingir um objeto no solo é denominada de “radiação direta”. A energia que, após espalhada na atmosfera ou absorvida nas nuvens, chega a um objeto no solo é denominada de “radiação difusa”. Por fim, a radiação que atinge a superfície da terra e é refletida pelo solo ou por outros objetos na superfície terrestre atingindo um objeto inclinado na superfície é denominada “albedo”. A radiação total sobre o objeto inclinado localizado no solo é o resultado da soma das componentes direta, difusa e refletidas da radiação extraterrestre (SEVERINO, 2008). A Figura 3.1 mostra as componentes básicas da radiação solar que atinge um objeto na superfície da terra.



Fonte: LORENZO, E. *Electricidad Solar: Ingeniería de Los Sistemas Fotovoltaicos*, Espanha, Artes Gráficas Gala, S.L. 1994. (modificado)

Figura 3.1 *Componentes da radiação solar.*

Por definição, radiação solar é a designação dada à energia radiante emitida pelo Sol, em particular aquela que é transmitida sob a forma de radiação eletromagnética. Denomina-se irradiância a potência instantânea incidente por unidade de superfície, medida em W/m^2 . A irradiação é a energia incidente por unidade de superfície integrada sobre o tempo e é medida em Wh/m^2 (DUFFIE e BECKMAN, 1991).

Devido às grandes variações sazonais da radiação solar incidente sobre a superfície terrestre, é conveniente utilizar estimativas que se baseiam em informações solarimétricas, obtidas durante prolongados períodos de tempo (SEVERINO, 2008).

Os dados de partida para início de um projeto podem ser obtidos em institutos de meteorologia ou em páginas da WEB como da NASA, CRESESB ou INMET (NASA, 2009; CRESESB, 2009 e INMET, 2009). Caso sejam adotados os dados fornecidos na página da WEB da NASA (2009), os resultados são fornecidos na forma de médias diárias mensais no plano horizontal. No caso da página da WEB do CRESESB (2009), pode-se obter, por meio da ferramenta computacional denominada SUNDATA², as médias diárias mensais, tanto no plano horizontal, quanto no plano inclinado para diversas localidades brasileiras. E, na página do Instituto Nacional de Meteorologia Brasileiro (INMET), por meio de “Redes de Estações”, podem-se obter os dados horários da radiação global sobre o plano horizontal para diversas localidades brasileiras.

As principais ferramentas computacionais para estimativa da irradiação horária sobre superfície inclinada consideram a irradiação na forma média diária mensal ou dados de irradiação horária sobre a superfície horizontal (8.760 dados por ano), como dados de entrada. Nos estudos desenvolvidos por García (2004), Shayani (2006) e López (2007), é abordado o equacionamento matemático do recurso energético solar.

Nesta tese, são apresentadas as principais relações para se obter a irradiação sobre superfície inclinada dos módulos FVs a partir de dados previamente conhecidos nos seguintes formatos:

- Irradiação média diária mensal na superfície horizontal – $G_{dm}(0)$ (12 dados);
- Irradiação horária global sobre superfície horizontal - $G_h(0)$ (8.760 dados);

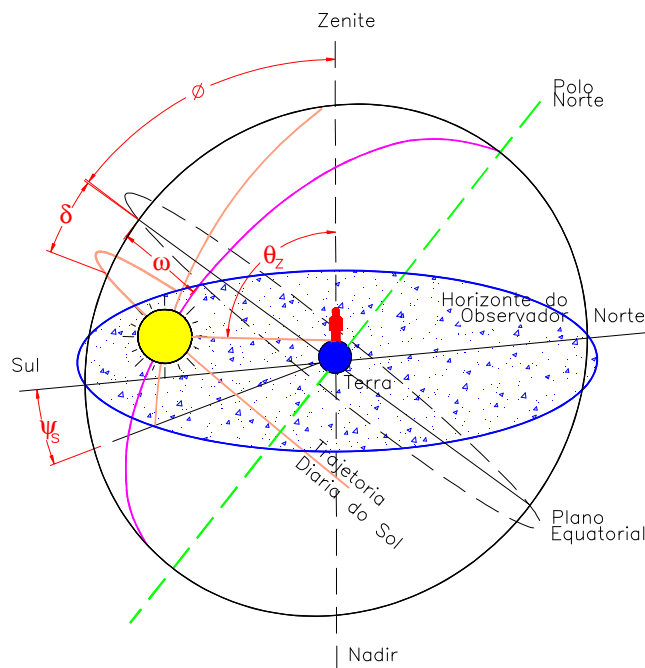
Para conhecer a irradiação horária sobre a superfície inclinada dos módulos são necessários vários cálculos, os quais dependem previamente de conhecimentos sobre

² O programa SUNDATA baseia-se no banco de dados CENSOLAR de 1993 contendo valores de radiação média diária mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes. Este programa destina-se ao cálculo da radiação solar média diária mensal em qualquer ponto do território nacional e constitui-se em uma tentativa do CRESESB de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Ela tem sido sistematicamente usada no dimensionamento dos sistemas das diversas fases do PRODEEM – Programa de Desenvolvimento dos Estados e Municípios (CRESESB, 2009).

conceitos básicos astronômicos (LORENZO, 1994). Neste sentido, são abordados no próximo tópico os principais conceitos astronômicos utilizados nesta tese.

3.2.1 Conceitos astronômicos

O Sol emite radiações eletromagnéticas em todas as direções do espaço. Devido à distância do Sol à Terra, a radiação atinge a superfície de maneira uniforme. A sazonalidade da radiação solar ocorre devida, entre outros fatores, aos movimentos de rotação e translação da Terra. O movimento aparente do Sol no espaço está regido pelas leis da mecânica celeste e suas relações geométricas se expressam em fórmulas de trigonometria esférica, em função da latitude (ϕ), da declinação solar (δ) e ângulo solar (ω) do instante do dia, (DUFFIE e BECKMAN, 1991). A Figura 3.2 apresenta os principais ângulos que determinam a distância do Sol relativa à superfície terrestre utilizadas nesta tese.



Fonte: LORENZO, E. Electricidad Solar: Ingenieria de Los Sistemas Fotovoltaicos, Espanha, Artes Gráficas Gala, S.L. 1994. (modificado)

Figura 3.2 Esfera celeste e sistema de coordenadas solidário.

Como pode ser observado na Figura 3.2, a latitude de um lugar (ϕ) é o complemento do ângulo que forma a reta zênite-nadir com o eixo polar, definindo positivo para o hemisfério norte e negativo para o hemisfério sul. Para localizar um ponto da esfera celeste (no caso particular, o Sol), em um sistema de coordenadas solidário com um ponto da Terra (observador) se utilizam os ângulos: zenital (θ_z) e o azimute (ψ). O ângulo zenital, também denominado distância zenital, é formada pelo raio vetor “ponto-Terra” com a vertical do local, positiva a partir do zênite, (DUFFIE e BECKMAN, 1991). Para superfícies horizontais, o ângulo zenital é igual ao ângulo de incidência solar (GUIMARÃES, 2003).

A partir da análise dos movimentos de translação e rotação da Terra é possível concluir que um plano recebe os raios do Sol com ângulos de incidência diferentes, segundo a hora do dia e a época do ano, e que eles se modificam com a orientação e a inclinação do plano.

A distância Terra-Sol (D), para qualquer dia de qualquer ano, é conhecida com considerável precisão. Spencer (1971), citado por Iqbal (1983) e Vianello (1991), desenvolveu a expressão que define o fator de correção de excentricidade da órbita da Terra, em uma relação denominada de fator de excentricidade elíptica (ε_0), sendo Γ expresso em radianos.

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{\bar{D}}{D}\right)^2 = 1,000110 + 0,034221 \cdot \cos(\Gamma) + 0,001280 \cdot \text{sen}(\Gamma) + 0,000719 \cdot \cos(2\Gamma) + 0,000077 \cdot \text{sen}(2\Gamma) \quad (3.1)$$

O fator de excentricidade pode ser expresso de forma simplificada de acordo com a expressão apresentada por Duffie e Beckman (1991), sendo \bar{D} a distância média da Terra ao Sol e D a distância específica para o momento que se deseja realizar o cálculo.

$$\varepsilon_0 = \left(\frac{\bar{D}}{D}\right)^2 = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360}{365} \cdot d_n\right) \quad (3.2)$$

As relações geométricas mais importantes entre um ponto na superfície horizontal são apresentadas na Figura 3.3.

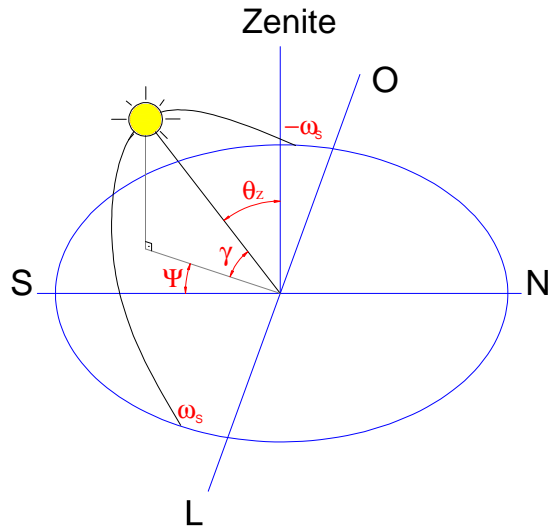


Figura 3.3 Ângulos solares, mostrando altitude, azimute, hora solar.

Em um determinado instante, o ponto zenital do Sol (θ_{ZS}) é o azimutal do Sol (ψ_S), ligado a um ponto de latitude ϕ e pode ser calculado mediante as expressões a demonstradas por Lorenzo (1994):

$$\cos(\theta_{ZS}) = \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) = \text{sen}(\gamma) \quad (3.3)$$

$$\cos(\psi_S) = \frac{\text{sen}(\gamma) \cdot \text{sen}(\phi) - \text{sen}(\delta)}{\cos(\gamma) \cdot \cos(\phi)} \quad (3.4)$$

em que γ é a elevação ou altitude solar, ângulo entre a horizontal e a linha do Sol. O ω é o ângulo horário do tempo solar verdadeiro ou hora solar (IQBAL, 1983). O valor de ω é igual a 0 (zero) ao meio dia, sendo negativo pela manhã e positivo pela tarde, podendo ser determinado em graus conforme expressão a seguir:

$$\omega(h) = (\text{horas} - 12) \cdot 15 \quad (3.5)$$

O ângulo de vértice no centro da Terra, formado pelas semi-retas definidas pela direção do Sol e pelo plano do equador é denominado de declinação solar δ (COOPER, 1969). A Terra sempre gira inclinada com ângulo máximo de $23^\circ 27'$ entre o plano do equador e o plano da elipse. As posições do Sol nas quais a sua declinação é igual aos valores extremos ($23^\circ 27'$) são denominadas de solstícios. As posições de declinação nula são denominadas de equinócios, ou seja, quando o Sol, em seu movimento aparente, posiciona-se sobre o plano do equador terrestre ($\delta = 0^\circ$).

Para conhecer “ δ ”, Spencer (1971), citado por IQBAL (1983) apresentou as equações a seguir, sendo, “ d_n ” o número do dia do ano, variando de 1 a 365 para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro. Nesse caso, δ e Γ são expressos em radianos.

$$\begin{aligned} \delta = & 0,006918 - 0,399912 \cdot \cos(\Gamma) + 0,070257 \cdot \text{sen}(\Gamma) - 0,006758 \\ & \cdot \cos(2\Gamma) + 0,000907 \cdot \text{sen}(2\Gamma) - 0,002697 \cdot \cos(3\Gamma) \\ & + 0,001480 \cdot \text{sen}(3\Gamma) \end{aligned} \quad (3.6)$$

em que:

$$\Gamma = 2\pi \frac{(d_n - 1)}{365} \quad (3.7)$$

Vianello (1991) apresenta ainda a forma aproximada do valor de “ δ ”, expresso pela equação de Cooper (1969), sendo, o valor de δ expresso em graus.

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + d_n)\right) \quad (3.8)$$

A duração de cada dia do ano, em um determinado lugar, depende da latitude geográfica. Ao nascer do Sol, a altura solar é zero, e o ângulo zenital é de 90°. Conhecida a latitude e a declinação local, a duração de um dia (H) pode ser obtida pelas equações a seguir, sendo que, δ e ϕ são expressos em graus, ω_S resultará também em graus e H em horas.

$$\omega_S = -\arccos(-\tan(\delta) \tan(\phi)) \quad (3.9)$$

e

$$H = \frac{2 \cdot \omega_S}{15} \quad (3.10)$$

De posse de todas essas informações, é possível estimar os valores da irradiação horária sobre o plano horizontal e posteriormente a irradiação horária sobre o plano inclinado.

3.2.2 Estimativa da irradiação horária em superfície inclinada

Para conhecer a irradiação horária em uma superfície inclinada de um objeto situado na superfície terrestre, é necessário conhecer a irradiação em uma superfície horizontal na superfície extraterrestre. Além disso, é necessário determinar as componentes diretas $B_h(0)$ (do termo em inglês *Beam radiation*) e difusas $D_h(0)$ da irradiação em superfície horizontal e as componentes direta $B_h(\beta)$, difusa $D_h(\beta)$ e refletida $R_h(\beta)$ em superfície inclinada. Nas próximas seções são apresentadas as equações que modelam essas estimativas.

3.2.2.1 Estimativa da irradiação extraterrestre sobre a superfície horizontal

A intensidade dos raios solares, na distância média entre o Sol e a Terra, sobre um plano normal à linha que une seus centros e localizado fora da atmosfera terrestre é chamada de constante solar ou radiação extraterrestre (B_0), e equivale a $1.367,00 \text{ Wh/m}^2$ conforme divulgado pela Organizacional Mundial de Meteorologia (VIANELLO, 1991).

A irradiância normal a uma superfície extraterrestre depende diretamente da distância entre a Terra e o Sol e pode ser calculada multiplicando-se o valor da constante solar (B_0) pelo fator da excentricidade (ε_0) (DUFFIE e BECKMAN, 1991).

$$B_{0n} = \varepsilon_0 \cdot B_0 \quad (\text{W/m}^2) \quad (3.11)$$

Mediante considerações geométricas, podem-se obter expressões para diferentes períodos de tempo. A irradiação horizontal horária sobre uma superfície extraterrestre, $B_{0h}(0)$ para um ângulo horário (ω) pode ser determinado por:

$$B_{0h}(0) = \varepsilon_0 \cdot B_0 \cdot \cos(\theta_{zs}) \quad (\text{Wh/m}^2) \quad (3.12)$$

Para o cálculo da irradiação extraterrestre no plano horizontal ao longo de um dia, $B_{0d}(0)$ (Wh/m^2), é necessário integrar a equação (3.12) obtendo a seguinte expressão demonstrada por Vianello (1991), estando ω_s em radianos.

$$B_{0d}(0) = \frac{24}{\pi} \varepsilon_0 \cdot B_0 \cdot (\cos(\delta) \cdot \cos(\phi)) \cdot (\omega_S \cdot \cos(\omega_S) - \text{sen}(\omega_S)) \quad (3.13)$$

A média mensal da irradiação diária extraterrestre sobre a superfície horizontal, $B_{0dm}(0)$, pode ser determinada pela equação a seguir, sendo d_{n1} e d_{n2} os números de ordem do primeiro e último dia do mês (LORENZO, 1994).

$$B_{0dm}(0) = \frac{1}{d_{n2} - d_{n1}} \sum_{d_{n1}}^{d_{n2}} B_{0d}(0) \quad (3.14)$$

3.2.2.2 Cálculo do índice de claridade diário a partir de dados diários médios mensais da irradiação sobre superfície horizontal.

A relação entre a irradiação global sobre superfície horizontal e a irradiação horizontal extraterrestre é chamada de índice de claridade K_T (do inglês *clearness index*). A partir dos dados de irradiação global diária média mensal na superfície horizontal terrestre $G_{dm}(0)$, pode-se obter o índice de claridade médio mensal \bar{K}_T utilizando a equação apresentada por Duffie e Beckman (1991):

$$\bar{K}_T = \frac{G_{dm}(0)}{B_{0dm}(0)} \quad (3.15)$$

Pode definir também o índice de claridade diário K_T como a taxa de radiação de um dia particular (equação 3.16). Da mesma forma, o índice de claridade horário k_T , pode ser obtido pela equação 3.17.

$$K_T = \frac{G_d(0)}{B_{0d}(0)} \quad (3.16)$$

$$k_T = \frac{G_h(0)}{B_{0h}(0)} \quad (3.17)$$

Os valores de $G_{dm}(0)$, $G_d(0)$ e $G_h(0)$ são dados medidos da radiação solar sobre a superfície horizontal, disponível em paginas da WEB ou registrados localmente conforme apresentado anteriormente.

3.2.2.3 Estimativa da irradiação horária horizontal na superfície terrestre

Antes de alcançar a superfície da Terra, a irradiação solar é atenuada pela atmosfera e pelas nuvens. A determinação das componentes difusa e direta, uma vez conhecido o índice de claridade, faz-se necessária para obter a irradiação solar sobre a superfície inclinada.

Liu e Jordan (1960) estabelecem uma relação entre a fração difusa da irradiação horizontal, denominada de K_D e o índice de claridade global K_T . Esta relação permite obter o valor da irradiação difusa a partir do valor de irradiação global. A diferença entre a componente difusa e a irradiação global é o valor da componente direta sobre a superfície horizontal. Para o cálculo da fração difusa (média mensal, diária e horária), podem-se utilizar as seguintes expressões segundo as correlações proposta por Erbs et al. (1982):

a) Para os valores médios diários mensais:

Se $\omega_S \leq 81,4^\circ$

$$\bar{K}_D = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} = 1,391 - 3,560\bar{K}_T + 4,189\bar{K}_T^2 - 2,137\bar{K}_T^3$$

Se $\omega_S > 81,4^\circ$

$$\bar{K}_D = \frac{D_{dm}(0)}{G_{dm}(0)} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3$$

(3.18)

b) Para os valores diários:

Se $K_T < 0,715$

$$K_D = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} = 1,0 - 0,2727K_T + 2,4495K_T^2 - 11,9514K_T^3 + 9,3879K_T^4$$

Se $K_T \geq 0,715$

$$K_D = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} = 0,143$$

(3.19)

c) Para os valores horários:

Se $k_T < 0,22$

$$k_D = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} = 1,0 - 0,09k_T \quad (3.20)$$

Se $0,22 < k_T \leq 0,80$

$$k_D = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} = 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4$$

Se $k_T > 0,80$

$$k_D = 0,165$$

Deve-se lembrar que os dados de radiação solar são usualmente encontrados pelas médias diárias mensais ou por dados horários disponibilizados por equipamentos locais de medição. Se os únicos dados disponíveis da radiação solar para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos forem os dados médios diários mensais, faz-se necessário estimar os valores da irradiação horária a partir desses dados médios diários.

Liu e Jordan (1960), citados por Duffie e Beckman (1991), apresentam uma relação entre os valores horários e as médias diárias mensais sobre uma superfície horizontal. Essa relação é definida como a taxa da irradiação horária pela irradiação diária total, definida por r_t .

$$r_t = \frac{G_h(0)}{G_d(0)} \quad (3.21)$$

Essa taxa foi representada pela equação proposta por Collares-Pereira e Rabl (1979):

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cdot \cos \omega) \cdot \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \right) \quad (3.22)$$

em que “a” e “b” são obtidos das seguintes expressões (para ω_s negativo). Nestas equações, ω é o ângulo solar em graus e ω_s é ângulo do por sol, também dado em graus.

$$a = 0,4090 - 0,5016 \cdot \text{sen}(\omega_s + \pi/3) \quad (3.23)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \text{sen}(\omega_s + \pi/3) \quad (3.24)$$

De forma semelhante, pode ser estimada a taxa da irradiação horária difusa pela irradiação diária difusa, como uma função do tempo e da duração de um dia, r_d .

$$r_d = \frac{D_h(0)}{D_d(0)} \quad (3.25)$$

A equação proposta por Liu e Jordan (1960), citado por Duff e Beckman (1991) para o cálculo dessa taxa é representada pela seguinte expressão:

$$r_t = \frac{\pi}{24} \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \right) \quad (3.26)$$

Uma vez conhecida a irradiação horária sobre o plano horizontal terrestre e suas componentes, a irradiação solar horária sobre uma superfície inclinada pode ser estimada. Para se calcular a irradiação global horária sobre uma superfície inclinada $G_h(\beta, \alpha)$, pode-se buscar o tratamento separado das componentes: direta $B_h(\beta, \alpha)$, difusa $D_h(\beta, \alpha)$ e refletida ou albedo $R_h(\beta, \alpha)$, (LORENZO, 1994). Conhecidos esses valores, pode-se obter o valor global por meio de seguinte expressão:

$$G_h(\beta, \alpha) = B_h(\beta, \alpha) + D_h(\beta, \alpha) + R_h(\beta, \alpha) \quad (3.27)$$

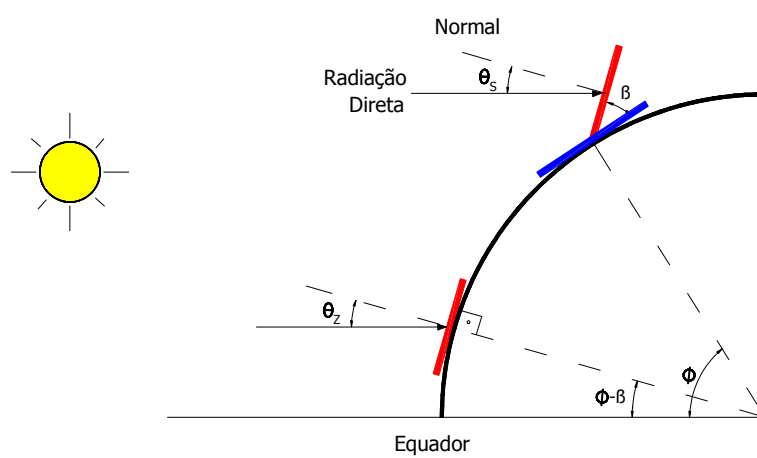
sendo β e α os ângulos de inclinação e azimute da superfície receptora. Esta irradiação incide sobre os módulos FVs e é útil para determinação da energia disponível localmente.

3.2.2.4 Estimativa da irradiação solar sobre superfície inclinada

Considerando uma superfície com ângulo de inclinação β situada a uma latitude ϕ , o ângulo de incidência θ_s será idêntico ao ângulo zenital θ_z sobre uma superfície na horizontal situada a uma nova latitude representada por $\phi - \beta$, conforme observada na Figura 3.4.

Nestas condições, re-escrevendo a equação (3.1) tem-se:

$$\cos(\theta_s) = \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi - \beta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\omega) \quad (3.28)$$



Fonte: GARCÍA, F. H. Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos, 209f. Tese, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2004. (modificado)

Figura 3.4 *Efeitos da inclinação sobre superfície horizontal.*

Lembrando que a superfície está girada de um ângulo azimutal α , o cosseno do ângulo de incidência solar θ_s pode ser calculado usando a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_s) = & \text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \cos(\beta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\beta) \\ & \cdot \cos(\omega) - \text{sen}(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\alpha) + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega) \\ & \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \text{sen}(\alpha) + \cos(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) \cdot \cos(\omega) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \cos(\alpha) \end{aligned} \quad (3.29)$$

A expressão acima pode ser simplificada utilizando o ângulo azimutal $\alpha = 180^\circ$ para o hemisfério Sul. Lorenzo (1994) apresenta as equações para o cálculo das componentes diretas e refletidas da irradiação horária sobre a superfície inclinada.

$$B_h(\beta, \alpha) = B_h(0) \frac{\max [0, \cos(\theta_s)]}{\cos(\theta_{zs})} \quad (3.30)$$

e

$$R_h(\beta, \alpha) = G_h(0) \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \cdot \rho_{alb} \quad (3.31)$$

Em que ρ_{alb} é o coeficiente do albedo ou refletividade e se define como a relação entre a energia refletida e a energia incidente sobre a superfície do solo. Esse coeficiente depende

do tipo de material instalado nas edificações próximo onde os módulos FVs estão instalados e de sua capacidade de reflexão (SHAYANI, 2006). López (2007) ainda ressalta que, para os locais onde o albedo não é conhecido, valores próximos de 0,2 podem ser utilizados.

Para se determinar a componente difusa da irradiação solar no solo, pode-se recorrer ao modelo de Hay e Davies (1978), desenvolvido a partir da irradiação difusa. Esse modelo utiliza um fator de modulação que se denomina índice de anisotropia K_2 , obtido por:

$$K_2 = \frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{0h}(0)} = K_T \cdot (a_1 + b_1 \cdot \cos(\omega) - K_D) \quad (3.32)$$

Sendo a irradiação difusa na superfície inclinada obtida por:

$$D_h(\beta, \alpha) = D_h(0) \cdot \left((1 - K_2) \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + K_2 \cdot \frac{\max[0, \cos(\theta_S)]}{\cos(\theta_{ZS})} \right) \quad (3.33)$$

Assim, a irradiação global horária sobre a superfície inclinada pode ser expressa por:

$$G_h(\beta, \alpha) = D_h(\beta, \alpha) + B_h(\beta, \alpha) + R_h(\beta, \alpha) \quad (3.34)$$

3.2.3 Comparação dos resultados para a irradiação aplicados ao CPC

Para a comparação dos resultados obtidos pelos diferentes métodos apresentados previamente, foram utilizados os dados de entrada para o CPC (Figura 3.5), localizado na latitude 9,979° Sul e longitude 50,037° Oeste, conforme descritos a seguir:

- Dados da irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal (kWh/m²) obtidos na página da INTERNET NASA (2009), tanto para as coordenadas do local como para as cidades com dados disponíveis de irradiação mais próximas, Porto Nacional (10,708°S e 48,417°W) e Palmas (10,2128°S e 48,3603°W);
- Dados da irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal (kWh/m²) obtidos na página da INTERNET CRESESB (2009) para a cidade mais próxima com dados disponíveis Porto Nacional;
- Dados da irradiação horária sobre a superfície horizontal (kWh/m²) fornecidos por INMET (2009), disponíveis para a cidade de Palmas-TO (SEVERINO, 2008);

- Dados da irradiação horária sobre a superfície horizontal (kWh/m^2) obtidos por meio de um medidor de radiação instalado no CPC.



Figura 3.5 Mapa de localização do CPC.

Na Tabela 3.1, apresentam-se os valores das médias mensais disponíveis para o projeto do sistema de geração de energia por meio de fontes renováveis no CPC.

Tabela 3.1 Radiação diária média mensal disponível CPC (kWh/m^2 por dia).

	NASA CPC ⁽¹⁾	NASA Porto Nacional ⁽²⁾	CRESESB Porto Nacional ⁽³⁾	Registrado no CPC ⁽⁴⁾
Jan	4,74	4,86	4,89	4,87
Fev	4,83	4,88	4,44	4,75
Mar	4,59	4,64	4,60	4,56
Abr	4,80	4,95	4,53	4,00
Mai	5,08	5,23	4,89	4,22
Jun	5,54	5,54	5,11	5,04
Jul	5,82	5,76	5,56	5,24
Ago	5,88	6,06	5,83	5,62
Set	5,47	5,71	5,17	5,13
Out	5,11	5,23	5,08	4,68
Nov	4,94	5,02	5,22	4,37
Dez	4,69	4,70	5,00	4,45
Médias	5,12	5,21	5,03	4,74

(1) e (2) foram obtidos do site da NASA, utilizando as coordenadas de latitude e longitude local;

(3) foi obtido do site CRESESB/CEPEL por meio das coordenadas do local;

(4) Estes dados, foram extraídos do piranômetro instalado no CPC, no ano de 2008.

A Figura 3.6 mostra as diferenças das médias diárias mensais para a irradiação sobre a superfície horizontal. Os valores registrados em vermelho e azul referem-se aos valores mínimos e máximos respectivamente registrados no período de um ano. Na Figura 3.6, pode-se verificar que os dados horários do CPC⁽⁴⁾ apresentam as menores médias em relação aos dados obtidos pela NASA⁽¹⁾ e CRESESB⁽³⁾.

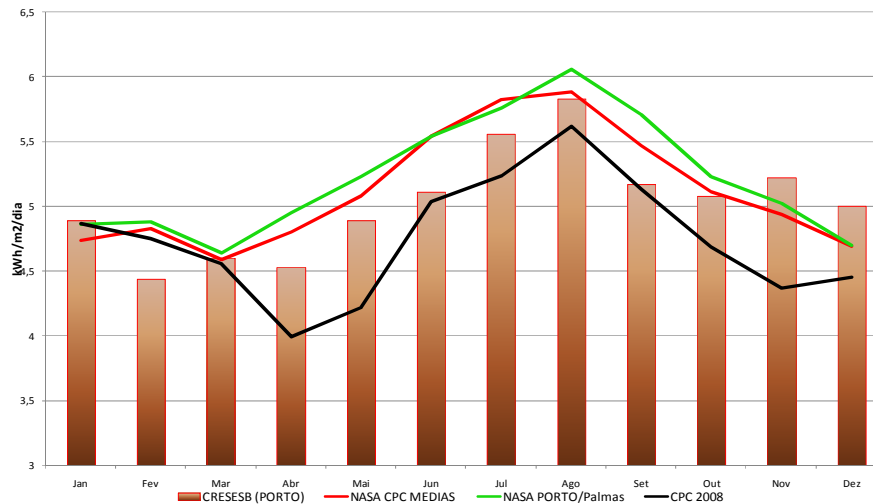


Figura 3.6 Média da radiação diária mensal superfície horizontal no CPC .

Considerando os dados de entrada da Tabela 3.1, para a latitude de 9,708°S, inclinação dos módulos de 10° e refletividade do solo igual a 0,2, pode-se calcular o valor da irradiação anual para a superfície horizontal e a superfície inclinada, utilizando os métodos apresentados nas seções anteriores.

A Figura 3.7 apresenta a variação da irradiação diária horária sobre a superfície horizontal e inclinada, ambas para o ano de 2008. Os dados foram calculados com auxílio do MATLAB, a partir das médias diárias da irradiação solar disponíveis pelo CRESESB (2009) para a cidade de Porto Nacional-TO. Observa-se que o efeito aleatório da interferência solar ocasionado por nuvens ou fumaças não é considerado, por se tratar dos dados das médias diárias mensais.

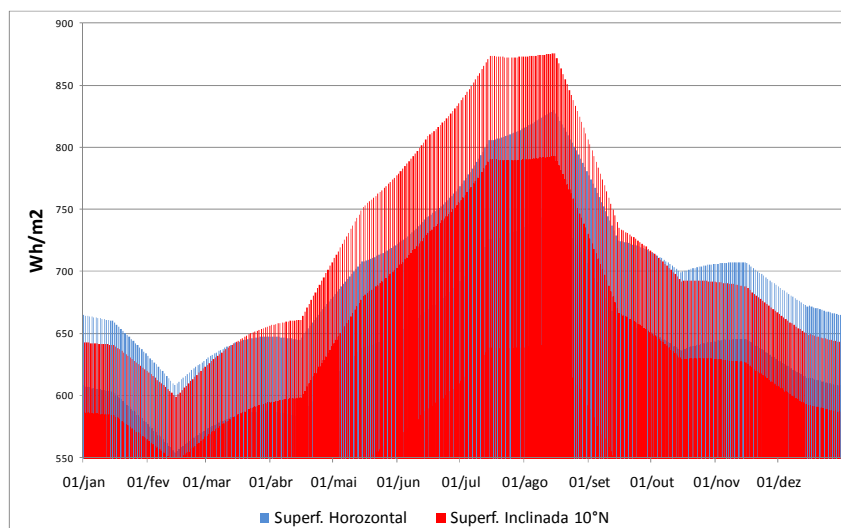


Figura 3.7 *Irradiação diária sobre superfície horizontal e inclinada para a cidade de Porto Nacional.*

A Figura 3.8 apresenta os resultados calculados para a radiação solar horária sobre o plano inclinado dos módulos FVs para os dados de entrada registrados no CPC. Como são utilizados os dados horários registrados na superfície horizontal registrado no CPC, o efeito da aleatoriedade da radiação solar devido à presença de nuvens e fumaças pode ser perceptível pela descontinuidade das curvas no gráfico. Observa-se ainda que, há um ganho de potência no período de maio a outubro devido à inclinação dos módulos.

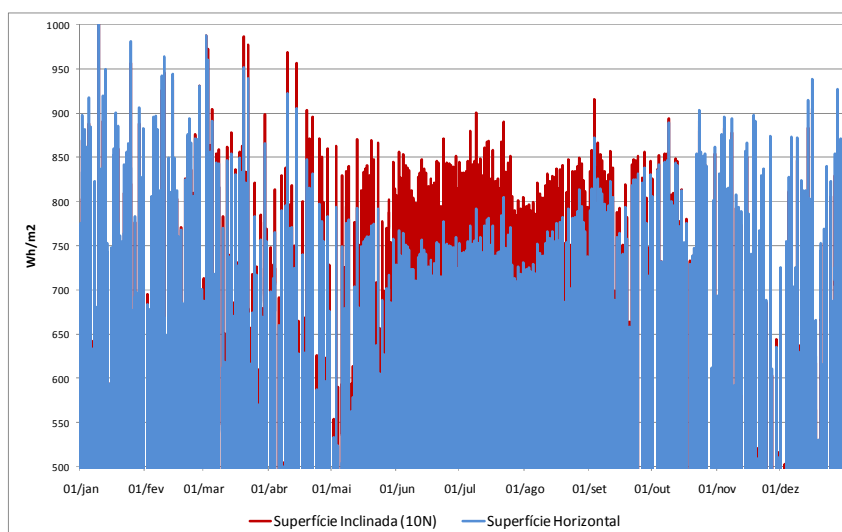


Figura 3.8 *Irradiação diária sobre superfície horizontal e inclinada no CPC.*

Sabe-se que a melhor opção para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é utilizar os dados de radiação solar registrados no local onde se deseja implantar a instalação. Entretanto, quando esses dados não estão disponíveis, o uso de valores médios diários encontrados em páginas na INTERNET pode contribuir com os cálculos do sistema.

3.3 GERADOR FOTOVOLTAICO

A operação de uma célula fotovoltaica pode ser modelada por meio de um circuito equivalente, conhecido como modelo de um diodo, Figura 3.9 (LORENZO, 1994).

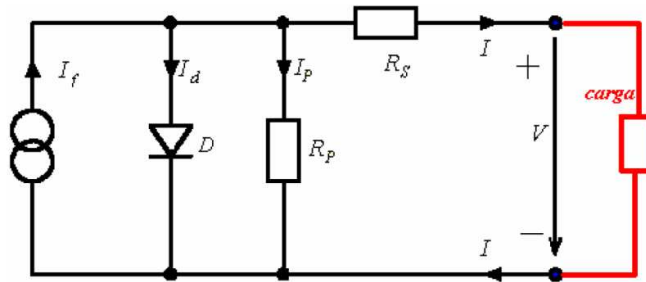


Figura 3.9 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

A corrente de saída de uma célula depende basicamente da corrente fotogerada (I_f), da corrente do diodo (I_d) e da corrente que circula pela resistência paralela (I_p), podendo ser expressa por:

$$I = I_f - I_d - I_p \quad (3.35)$$

em que:

- I_f corrente produzida devido a geração de portadores pela iluminação;
- I_d corrente elétrica de obscuridade, gerada devido à recombinação de portadores que produzem a tensão necessária para poder entregar energia a carga;
- I_p corrente sobre a resistência paralela, também conhecida como corrente da “resistência shunt”.

A corrente do diodo e a corrente sobre a resistência paralela pode ser obtida a partir do equacionamento demonstrado por Markvart (2000):

$$I_d = I_o \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{m \cdot k \cdot T_c}\right) - 1 \right] \quad (3.36)$$

e

$$I_p = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (3.37)$$

em que:

- I_o corrente de saturação reversa do diodo no escuro;
- q carga do elétron equivalente a ($1,602 \times 10^{-19}$ C);

k	constante de Boltzman ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K);
m	fator de idealidade do diodo (m=1 diodo ideal);
T_C	temperatura absoluta da célula fotovoltaica;
V	tensão aplicada nos terminais do diodo;
I	corrente elétrica entregue à carga;
R_S	resistência série da célula;
R_P	resistência paralela interna a célula.

De forma a simplificar a equação (3.36), o termo $m.k.T_c/q$, pode ser substituído por V_t conhecido como tensão térmica. Para uma temperatura interna da célula igual a 25 °C, o valor de V_t é igual a 25 mV.

A expressão geral dada pela equação (3.35) pode ser reescrita por:

$$I = I_f - I_o \cdot \left[\exp\left(\frac{(V + I \cdot R_s)}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (3.38)$$

A expressão (3.38) representa adequadamente o funcionamento intrínseco da célula fotovoltaica. Porém, devido à complexidade dos termos I_f e I_o , novos métodos que empregam valores padronizados disponíveis na maioria dos catálogos de fabricantes foram desenvolvidos (LORENZO, 1994).

Os parâmetros mais importantes disponíveis pelos fabricantes são:

- I_{sc} - corrente de curto-circuito;
- I_{mp} - corrente de máxima potência;
- V_{oc} - tensão de circuito aberto;
- V_{mp} - tensão de máxima potência;
- P_{mp} - potência de máxima da célula;
- $TONC$ - Temperatura de Operação Nominal da Célula.

Como citado anteriormente, os geradores FV são constituídos de várias células fotovoltaicas associadas eletricamente entre si, as quais não são idênticas.

Lorenzo (1994) apresentou um conjunto de aproximações válidas para problemas práticos utilizando células FV, sendo eles:

- Os efeitos da resistência em série podem ser considerados desprezíveis;
- A corrente I_f e I_{sc} são consideradas idênticas;
- O $\exp((V+IR_S)/V_t) > 1$, em qualquer condição de trabalho;
- Todas as células de um determinado gerador do mesmo fabricante e modelo, nas mesmas condições de temperatura e iluminação são idênticas;
- A tensão de saída dos condutores que conectam as células é desprezível;

A partir destas considerações pode-se re-escrever a equação (3.38) em:

$$I = I_{sc} - I_o \cdot \left[\exp\left(\frac{(V + I \cdot R_S)}{V_t}\right) \right] \quad (3.39)$$

Fazendo $I=0$, encontra-se a tensão de circuito aberto V_{oc} :

$$V_{oc} = V_t \cdot \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_o}\right) \quad (3.40)$$

Isolando na equação acima o valor de I_o tem-se:

$$I_o = I_{sc} \cdot \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_t}\right) \quad (3.41)$$

Substituindo (3.41) em (3.39) encontra-se:

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{oc} + I \cdot R_S}{V_t}\right) \right] \quad (3.42)$$

O valor da corrente no segundo termo pode ser substituído por I_{sc} como primeira aproximação, já o valor de R_S pode ser determinado por:

$$R_S = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \cdot \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \quad (3.43)$$

em que:

FF é o fator de forma - relação entre a Potência Máxima entregue à carga pela célula e o produto $I_{sc} \times V_{oc}$. O FF fornece a qualidade da curva característica da célula FV, seu valor encontra-se na faixa de 0,7 e 0,8. Quanto mais próximo do valor unitário maior será a potência máxima na saída da célula.

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.44)$$

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0,72)}{v_{oc} + 1} \quad (3.45)$$

E v_{oc} é a tensão normalizada, que equivale a:

$$v_{oc} = V_{oc}/V_t \quad (3.46)$$

3.3.1 Comportamento das células FV em condições reais de operação

As características descritas anteriormente foram definidas para condições-padrão de teste de operação da célula, considerando a irradiância de 1.000,00 W/m² e temperatura interna das células igual a 25°C. Os fabricantes disponibilizam informações adicionais como as curvas características *I-V* para várias condições de irradiância e temperatura (Figura 3.10a).

Algumas considerações são válidas para o cálculo das curvas *I-V* em condições variadas de temperatura e irradiância, sendo elas:

- a) A I_{sc} de uma célula solar depende exclusivamente da irradiação incidente por meio de uma função linear:

$$I_{sc}(G) = \frac{I_{sc}(1.000,0W/m^2)}{1.000,0W/m^2} \cdot G \quad (3.47)$$

Segundo descrito por Lorenzo (1994), os erros do efeito da temperatura na I_{sc} são inferiores a 0,5 % em condições reais de operação.

- b) A V_{oc} de um módulo depende exclusivamente da temperatura de suas células fotovoltaicas, (T_c), com erros inferiores a 1%, sendo:

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2,3mV/^{\circ}C \quad (3.48)$$

- c) A T_c depende da irradiância e da temperatura ambiente (T_a) segundo a função linear:

$$T_c = \frac{TONC(^{\circ}C) - 20}{800W/m^2} \cdot G + T_a \quad (3.49)$$

A Figura 3.10, apresenta a comparação entre as curvas I-V fornecidas pelo fabricante e calculadas pelas expressões (3.42) a (3.49). Os dados foram baseados nas informações obtidas do catálogo do módulo PVL-124 da UNI-SOLAR® instaladas no Centro de Pesquisa Canguçu com: $T_{ONC} = 46^{\circ}\text{C}$, $I_{sc_std} = 5.1 \text{ A}$, $V_{oc_std} = 42 \text{ V}$, $P_{mp_std} = 124 \text{ W}$, para $G_0 = 1.000 \text{ W/m}^2$ e $T_c = 25^{\circ}\text{C}$ (UNI-SOLAR, 2009).

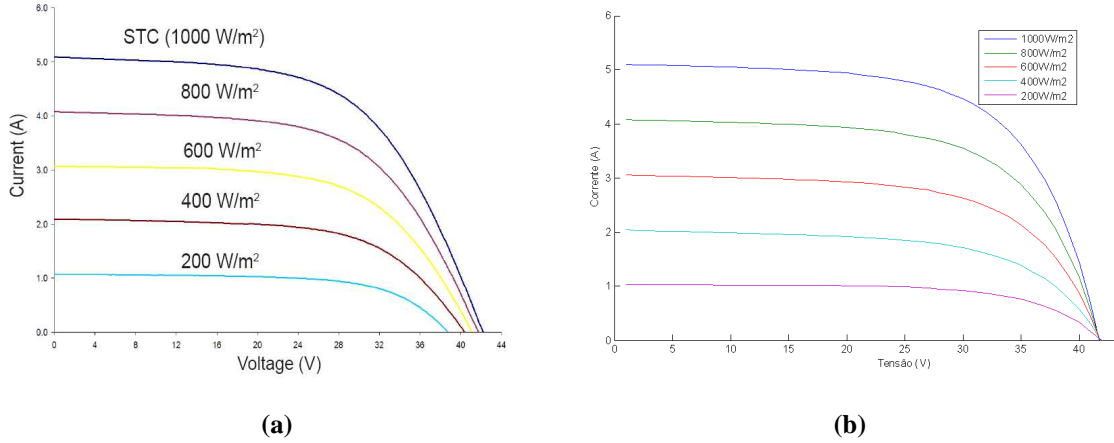


Figura 3.10 (a) Curvas características I-V em vários níveis de irradiação condições padrões de operação. (b) Curvas características I-V em condições reais de operação para os módulos instalados no CPC simulado no MATLAB.

De forma resumida, a célula fotovoltaica poderá ser modelada conforme equações apresentadas por El-Maaty (2005). Nesse caso, conhecidas as características do módulo fornecido pelo fabricante, nas condições-padrão de teste da célula, pode-se determinar, com boa aproximação, os valores de I_{sc} , V_{oc} e P_{mp} , para qualquer temperatura ambiente e nível de radiação solar seguindo as equações:

$$I_{sc} = \frac{I_{sc_std} \cdot G}{G_0} \left(1 + \frac{i_{coef} \cdot (T_c - 25)}{I_{sc_std}} \right) \quad (3.50)$$

$$V_{oc} = V_{oc_std} \left(1 + \frac{u_{coef} \cdot (T_c - 25)}{V_{oc_std}} \right) \cdot \ln(2.72 + 0.0005 \cdot (G - G_0)) \quad (3.51)$$

e

$$P_{mp} = P_{mp_std} \left(\frac{I_{sc} \cdot V_{oc}}{I_{sc_std} \cdot V_{oc_std}} \right) \quad (3.52)$$

Em que G é a irradiância global sobre o plano inclinado dos módulos FVs.

3.4 ELETROLISADOR

Um eletrolisador converte energia elétrica em energia química na forma de hidrogênio, em processo denominado eletrólise. A eletrólise consiste em decompor a molécula da água em H_2 e $\frac{1}{2}O_2$. Os eletrolisadores do tipo alcalino são mais utilizados comercialmente na atualidade, porém, para El-Maaty (2005), os eletrolisadores do tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*) tem um futuro promissor devido às vantagens dessa tecnologia. Segundo ainda El-Maaty (2005), uma mesma unidade PEM pode operar como eletrolisador ou CaC para produção de eletricidade. A diferença básica entre o eletrolisador e a CaC é que a reação de H_2 e O_2 nos eletrodos ocorre de maneira oposta.

Enquanto no eletrolisador a produção de H_2 e O_2 é realizada no catodo e no anodo respectivamente, na CaC, o H_2 e O_2 são consumidos no anodo e no catodo respectivamente. Além disso, a decomposição da água em H_2 e O_2 no eletrolisador não é espontânea, necessitando de energia elétrica para realizar a reação; na CaC, a reação é espontânea e produz eletricidade. Nesta tese, foi escolhido o uso do eletrolisador do tipo PEM, conforme especificação do projeto CPC apresentada por Severino (2008).

3.4.1 Consumo e rendimento do eletrolisador

O rendimento dos eletrolisadores depende da tecnologia, da pressão de produção do hidrogênio, da capacidade do eletrolisador, etc., e está compreendida em uma faixa de 50 a 80%. Os de maior rendimento são aqueles que produzem hidrogênio a baixa pressão, embora se deva considerar que, para elevar a pressão do H_2 para armazenamento em recipientes menores, uma quantidade de energia adicional para comprimir o gás é requerida, o qual influenciará no rendimento global do sistema. Para modelar o comportamento do eletrolisador, pode-se definir o consumo elétrico de entrada conforme a expressão apresentada por Lopéz (2007):

$$P_{Elet} = A_{Elet} \cdot \mathcal{M}_{Elet} + B_{Elet} \cdot \mathcal{M}_{N_Elet} \quad (3.53)$$

em que:

P_{Elet} potência elétrica demandada pelo eletrolisador (kW);

A_{Elet} e B_{Elet} coeficientes da reta de consumo do eletrolisador (kW/kg/h);
 \mathcal{M}_{Elet} quantidade de H_2 fornecido na saída do eletrolisador (kg/h);
 \mathcal{M}_{N_Elet} quantidade nominal de H_2 na saída eletrolisador (kg/h).

A massa de hidrogênio produzida por cada unidade de energia elétrica consumida pelo eletrolisador em kg/kWh é definido por η_{Elet} :

$$\eta_{Elet} = \frac{\mathcal{M}_{Elet}}{P_{Elet}} \quad (3.54)$$

Para \mathcal{M}_{Elet} igual ao valor nominal, tem-se:

$$\eta_{Elet} = \frac{1}{(A_{Elet} + B_{Elet})} \quad (3.55)$$

O rendimento do eletrolisador $\eta_{E\%}$ em porcentagem do Poder Calorífico Superior – (PCS)³ de hidrogênio é expresso por:

$$\eta_{E\%} = \frac{100 \cdot \mathcal{M}_{Elet} \cdot PCS_{H2}}{(A_{Elet} \cdot \mathcal{M}_{Elet} + B_{Elet} \cdot \mathcal{M}_{N_Elet})} \quad (3.56)$$

A Figura 3.11 representa a curva de consumo e o rendimento por unidade de volume de hidrogênio produzido para um eletrolisador de 6,0 kW/1,0 Nm³. As curvas apresentam os dados disponibilizados pelo fabricante e calculados pelas equações de (3.53 a 3.55).

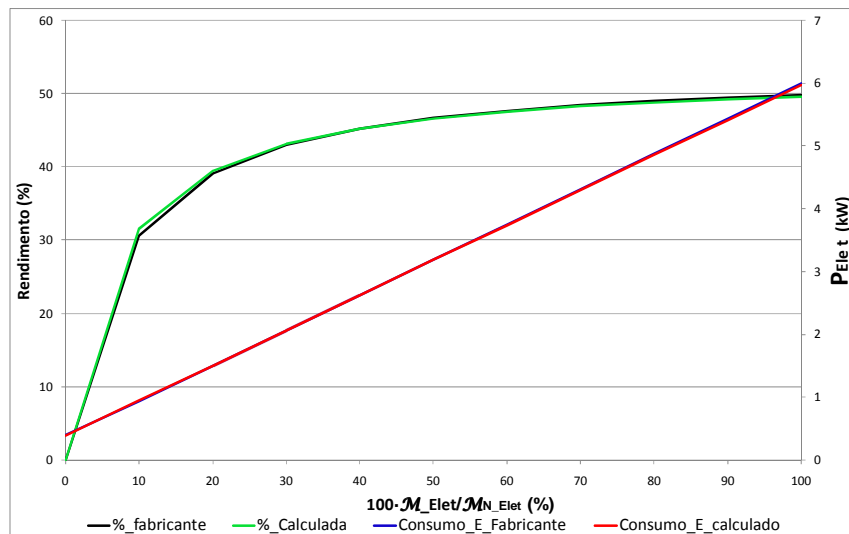


Figura 3.11 Curvas de consumo e rendimento do eletrolisador instalado no CPC.

³ PSC é a quantidade de calor produzida por 1 kg de combustível, quando este entra em combustão, em excesso de ar, e os gases da descarga são resfriados de modo que o vapor de água neles seja condensado.

Os valores de A_{Elet} e B_{Elet} foram estimados pela aproximação das duas curvas fornecida pelo fabricante e determinadas pela equação (3.55). Os resultados para A_{Elet} e B_{Elet} foram de 74,5 kW/kg/h e 5 kW/kg/h respectivamente. Pode-se observar na Figura 3.11, baixo rendimento do equipamento para potências inferiores a 20 % da capacidade nominal.

3.5 CÉLULA A COMBUSTÍVEL (CaC)

A conversão da energia armazenada no hidrogênio em eletricidade pode ser realizada por diferentes métodos, entre os quais podem-se destacar: o motor a combustão de H_2 e a CaC. As CaCs possuem vantagens na reação global, com maior rendimento na conversão da energia e menores emissões de poluentes, quando comparadas com a tecnologia de motores a combustão de H_2 .

Embora seu uso ainda não apresente vantagens econômicas comparada a outras tecnologias convencionais para produção de eletricidade, as CaCs constituem uma alternativa tecnológica promissora e em rápida evolução (TOLMASQUIM, 2004). Severino (2008) apresenta um estudo das principais tecnologias empregadas na indústria das CaCs, destacando os aspectos gerais como: componentes básicos, princípio de funcionamento, aspectos positivos e negativos da tecnologia. A Figura 3.12 mostra o princípio de funcionamento e reações ocorridas em uma CaC do tipo PEM.

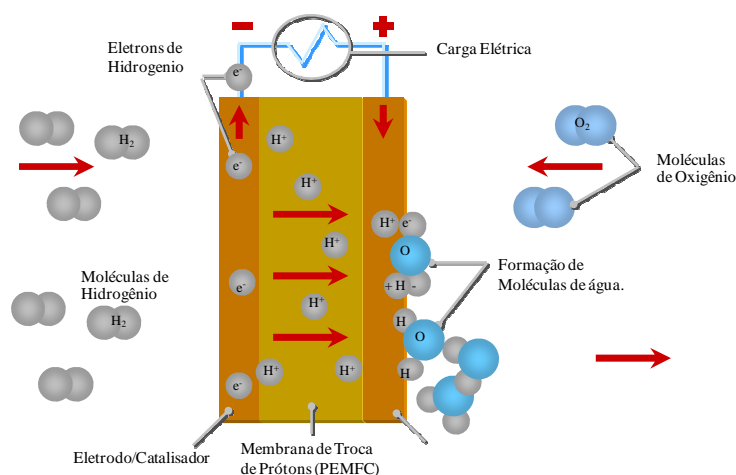


Figura 3.12 *Princípio de funcionamento da CaC do tipo PEM.*

3.5.1 Consumo e rendimento da CaC

O modelo elétrico de uma CaC depende da análise física e teórica, chamada de modelo analítico (EL-MAATY, 2005). O primeiro passo para modelar uma CaC é definir o seu desempenho ideal. Uma vez determinado o desempenho ideal, as perdas podem ser calculadas e reduzidas da parte ideal fornecendo o modelo nas condições de operação da CaC.

Com objetivo de simplificar o dimensionamento do sistema, nesta tese adota-se o modelo de consumo e rendimento da CaC segundo a curva de consumo *versus* potência de saída ou ainda segundo a curva eficiência *versus* potência de saída.

Estudos realizados por Jossen et al. (2005) demonstram que o rendimento das CaCs são da ordem de 35 % a 65 % do Poder Calorífico Inferior (PCI)⁴ do H₂. Usualmente, os fabricantes de CaCs fornecem as curvas de rendimento elétrica representando a porcentagem de energia de saída referente à energia consumida (em PCI de H₂). Para a maioria das CaCs disponíveis do tipo PEM, Lopéz (2007) mostra que o consumo de H₂ em kg/h (obtida a partir das curvas de rendimento), segue uma curva que se ajusta segundo a expressão:

$$\mathcal{M}_{CaC} = A_{CaC} \cdot P_{carga} + B_{CaC} \cdot P_{CaC} \quad (3.57)$$

em que:

\mathcal{M}_{CaC}	consumo de H ₂ por hora (kg/h);
P_{carga}	potência elétrica efetivamente demanda pela carga em kW;
P_{CaC}	potência elétrica nominal da CaC;
A_{CaC} e B_{CaC}	coeficientes da curva de consumo da CaC.

A notação η_{CaC} (kWh_{saída}/kg_{cons}) refere-se à quantidade de energia elétrica de saída da CaC fornecida a carga por cada kg de H₂ consumido, resultando na seguinte expressão:

$$\eta_{CaC} = \frac{P_{carga}}{\mathcal{M}_{CaC}} \quad (3.58)$$

⁴ Poder Calorífico Inferior é definido como a quantidade de calor que pode produzir 1 kg de combustível, quando este entra em combustão com excesso de ar e gases de descarga e são resfriados até o ponto de ebulição da água, evitando assim que a água contida na combustão seja condensada.

Na expressão anterior, considerando a potência P_{carga} igual à potência nominal da CaC, tem-se uma aproximação útil para determinação dos parâmetros da CaC. De forma simplificada pode-se escrever:

$$\eta_{CaC} = \frac{1}{A_{CaC} + B_{CaC}} \quad (3.59)$$

Por fim, pode-se expressar o rendimento efetivo da CaC (em % de PCI de H₂), usando a seguinte expressão:

$$\eta_{CaC\%} = \frac{\eta_{CaC}(kWh/kg)}{PCI_{H_2}(kWh/kg)} \cdot 100 = \frac{100 \cdot P_{carga}}{\mathcal{M}_{CaC} \cdot PCI_{H_2}} \quad (3.60)$$

Os parâmetros A_{CaC} e B_{CaC} devem ser determinados de forma a ajustar a curva de consumo ou de rendimento da CaC analisada. De modo a poder realizar a representação do consumo utilizado em qualquer potência nominal, os gráficos de produção de energia *versus* consumo de hidrogênio são representados pelo cociente $\mathcal{M}_{CaC}/P_{CaC}$ (kg·h⁻¹·kW⁻¹).

Para o estudo realizado no CPC, Severino (2008) apresentou a curva de consumo de hidrogênio da CaC instalada, fornecido pela empresa Reli-On® em SLPM⁵ (*Standard Liter Per Minute*), conforme a seguinte expressão:

$$\mathcal{M}_{CaC}(L/min) = 12,39 \cdot P_{carga} + 2,3283 \cdot NC \quad (3.61)$$

em que:

\mathcal{M}_{CaC} consumo de hidrogênio pela Célula a Combustível em L·min⁻¹·kW⁻¹;
 NC número de módulos T-2000 da CaC.

De forma a adotar as mesmas unidades da equação anterior, a expressão (3.61) foi modificada fornecendo o resultado em kg/h conforme apresentado a seguir:

$$\mathcal{M}_{CaC}(kg/h) = 0,071862 \cdot P_{carga} + 0,0135 \cdot NC \quad (3.62)$$

A CaC instalada no CPC é composta por 3 módulos totalizando 5,0 kW instalado. A Figura 3.13 apresenta a curva de consumo de H₂ por quilowatt *versus* a potência de saída

⁵ A unidade SLPM fornece a taxa do fluxo de um gás nas Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTP). O valor de 1 Nm³/h equivale a 15,5 L/min, com auxílio da tabela apresentada no Apêndice A.1, tem-se que 1 L/min equivale a 0,058 kg/h.

em porcentagem da potência nominal, para os valores calculados pelas expressões (3.57) a (3.62) fornecidos pelo fabricante. Na mesma figura apresenta-se também o rendimento da CaC. Os valores de A_{CaC} e B_{CaC} foram estimados pela aproximação das curvas resultando em 0,0725 e 0,008 respectivamente.

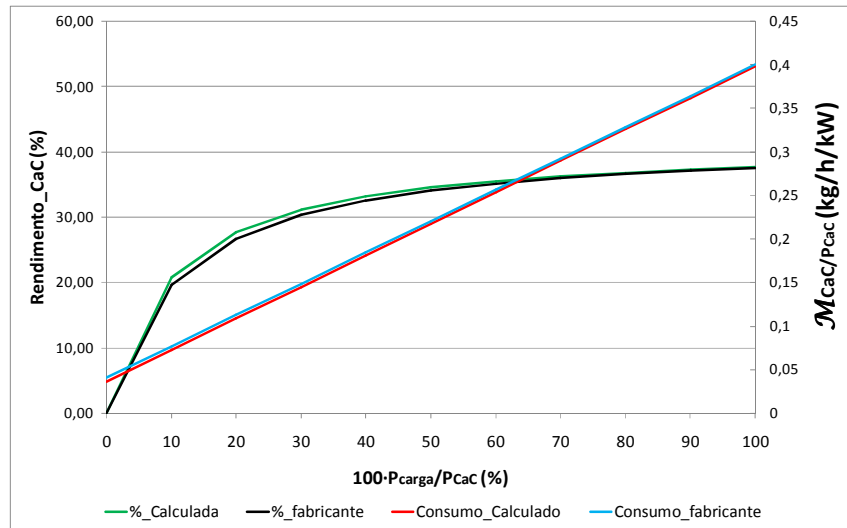


Figura 3.13 Curvas de consumo e rendimento para a CaC instalada no CPC.

Observa-se na Figura 3.13 que, para manter a CaC fornecida para o projeto CPC em estado de repouso, uma pequena quantidade de hidrogênio é consumida. Semelhantemente aos motores a combustão interna, a CaC apresenta maior rendimento para as cargas próximas à potência nominal de operação.

3.6 BATERIAS SECUNDÁRIAS

Entre os sistemas de armazenamento de energia, as baterias secundárias⁶ são os mais utilizados em FREs devido ao baixo custo de aquisição. As CaCs necessitam de uma quantidade mínima de baterias para seu funcionamento, durante a inicialização do sistema (RELION, 2006). Além disso, para Vosen e Keller (1994), o uso de baterias pode reduzir drasticamente o custo do sistema híbrido de armazenamento de energia puramente

⁶ As *baterias secundárias* também conhecidas como acumuladores ou baterias recarregáveis é um dispositivo eletroquímico que transforma a energia elétrica em química (processo de carga) e converte novamente a energia química armazenada em eletricidade (processo de descarga). O termo “baterias primárias” é utilizado para as baterias não-recarregáveis, as quais não são recomendadas para uso nos sistemas renováveis de energia.

a hidrogênio. As baterias consistem essencialmente em elementos eletroquímicos, ou células, conectadas em série e(ou) paralelo e podem ser classificadas em baterias primárias (não-recarregáveis) e baterias secundárias (recarregáveis).

As baterias secundárias podem ser classificadas de acordo com a disponibilidade comercial ou maturidade tecnológica. Devido ao custo no processo de fabricação, a principal bateria apropriada para FREs é do tipo convencional chumbo-ácida, como as baterias reguladas a válvula (VRLA). Uma bateria tradicional chumbo-ácida consiste de cinco componentes básicos: placas positivas com dióxido de chumbo (PbO_2), placas negativas com esponja de chumbo (Pb), separadores, um eletrólito de ácido sulfúrico (H_2SO_4) e recipiente. A Figura 3.14, apresenta em detalhe a bateria do fabricante MOURA (2001), utilizada nesta tese.



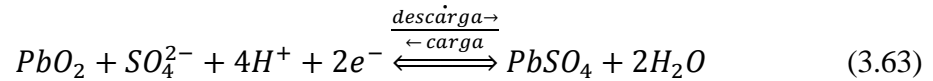
Fonte: MOURA, Acumuladores Moura 2001 - Catálogo Disponível em <<http://www.moura.com.br>>. Acesso em: 23/02/08, 2008.

Figura 3.14 Componentes de uma bateria selada.

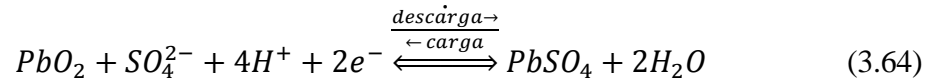
3.6.1 Bateria chumbo-ácida

A bateria de chumbo-ácido (do inglês *lead-acid*) é comumente associada aos sistemas solar fotovoltaicos para armazenamento de energia, principalmente, devido ao baixo custo de aquisição. Sabe-se que toda reação química de oxidação e redução é capaz de gerar uma corrente elétrica nas baterias, sendo necessária a troca de elétrons através de um circuito externo. Nas baterias do tipo chumbo-ácido, as reações completas de oxidação e redução nos eletrodos são definidas por: (LINDEN, 1994):

ANODO:



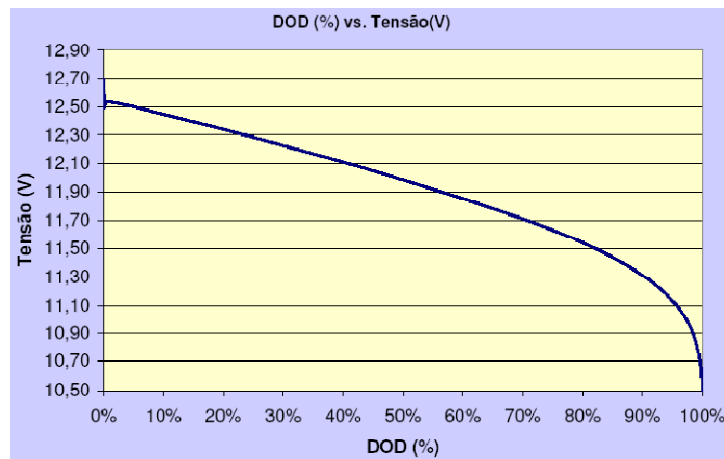
CATODO:



Com o processo de carga/descarga das baterias, o nível de tensão nos terminais pode aumentar ou diminuir até atingir valores-limites. Valores acima desses limites podem causar danos irreparáveis, reduzindo a vida útil das baterias. A tensão nos terminais pode variar em uma faixa de 1,75 V a 2,4 V por célula, ou de 10,5 V a 14,4 V para uma bateria composta de 6 (seis) células em série (GARCÍA, 2004).

A seguir são descritos os parâmetros relevantes das baterias de interesse nesta tese:

- C_N – Capacidade Nominal é a quantidade de ampères-hora (Ah) que pode ser obtida de uma bateria totalmente carregada. A C_N possui forte dependência do regime de descarga, o qual descreve o processo de descarga em diferentes tempos. A C_N diminui quando o tempo é muito pequeno, ou seja, quando a corrente de descarga é elevada. Os fabricantes normalmente fornecem a C_N para os regimes de 100, 20 e 10 horas, correspondendo a uma capacidade de C_{100} , C_{20} , C_{10} (Ah) respectivamente. Vale ressaltar que, para a norma técnica, a capacidade nominal é utilizada o valor para 10 horas.
- Tensão – A tensão nominal de uma célula básica é de 2,0 V. As baterias podem ser compostas de várias células associadas em série para diferentes aplicações. Comercialmente, as baterias encontradas no Brasil são de 12 V para aplicações em FREs. Uma bateria de 12 V de tensão nominal pode apresentar variação em seus terminais devido ao estado de carga (Figura 3.15). Ao conectar uma bateria a um gerador FV, a tensão da bateria é determinada pela curva característica $I=f(V)$ do gerador FV.



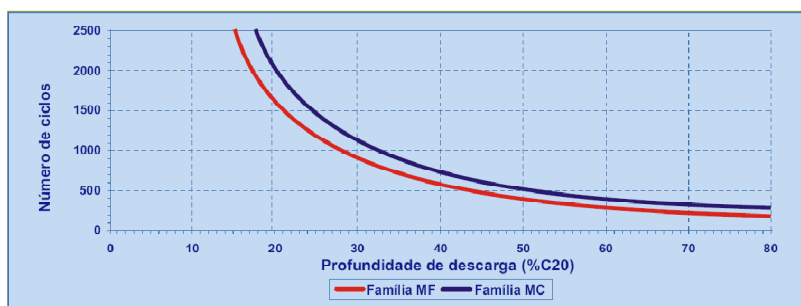
Fonte: MOURA, Acumuladores Moura, 2001 - disponibilizado pelo fabricante.

Figura 3.15 Profundidade de carga e tensão de circuito aberto.

- EC – Estado de Carga (do inglês *State of Charge, SOC*) é a capacidade de energia disponível na bateria expressa em porcentagem. Quando as baterias estão completamente carregadas o EC é igual a 100%. Os fabricantes recomendam não baixar a capacidade a um determinado valor mínimo (EC_{\min}), que está próximo de uns 30% a 40% da capacidade máxima, para não danificar as baterias por excessiva descarga.
- PD – Profundidade de Descarga (do inglês *Depth of Discharge, DOD*) é o valor em porcentagem de energia extraída de uma bateria plenamente carregada em um processo de descarga. Por exemplo, uma bateria de 100 Ah fornecendo 30 Ah em um processo de descarga, corresponde a uma profundidade de 30%. A profundidade máxima (PD_{\max}) é a capacidade máxima de corrente que pode ser extraída de uma bateria sem provocar danos. A capacidade útil, $C_{\text{útil}}$, que realmente pode ser fornecida em Ah pode ser expressa por:

$$C_{\text{útil}} = C_N \cdot PD_{\max} \quad (3.65)$$

- Vida Útil – é o número de ciclos que uma bateria pode suportar sob determinadas condições de operação. Considera-se que a vida útil da bateria finaliza quando sua capacidade máxima se reduz a 80% do seu valor nominal.
- CF – Número de Ciclo de Carga/Descarga (do inglês *Cycle to Failure*) é a quantidade de vezes que uma bateria pode carregar e descarregar até finalizar sua vida útil, a qual depende da profundidade de carga (PD). A Figura 3.16 apresenta o CF para a bateria do tipo Moura Clean (MOURA, 2001)



Fonte: MOURA, Acumuladores Moura, 2001 - Catálogo Disponível em <<http://www.moura.com.br>>. Acesso em: 23/02/08, 2008.

Figura 3.16 *Ciclos versus profundidade de descarga.*

- Autodescarga – processo pelo qual a bateria perde parte da sua capacidade sem que haja o processo de carga ou descarga. O valor de 2,5% é considerado um valor típico de autodescarga por semana (SHAYANI, 2006)
- Eficiência do processo de carga/descarga ($\eta_{\text{global_bat}}$): é o quociente entre a energia fornecida pela bateria às cargas no processo de descarga e a energia absorvida no processo de carga. Seu valor está compreendido entre 60% e 85% (MASTER, 2004).
- Efeito da Temperatura: a capacidade da bateria e o tempo de vida são fortemente influenciados pela temperatura de operação. Os fabricantes usualmente estabelecem a temperatura de 25°C, como temperatura ideal de operação. Para cada grau centígrado de redução da temperatura, a capacidade da bateria para certo regime de carga diminui. Por outro lado, a elevação da temperatura aumenta a capacidade da bateria, porém, aumenta a taxa de autodescarga, reduzindo o ciclo de vida, podendo ocasionar danos permanentes nas placas.

O termo banco de baterias é utilizado para a associação de um conjunto de baterias ligadas entre si em série e(ou) paralelo, combinadas de forma a fornecer a tensão e a corrente necessárias para cada aplicação. Jiménez (1998) chama atenção para os cuidados no dimensionamento de bancos acima de 5 grupos em paralelo, devido ao custo elevado de monitoração e manutenção.

3.6.2 Modelo para carga/descarga para baterias de chumbo-ácido

Modelar uma bateria chumbo-ácido torna-se uma tarefa complexa devido à grande quantidade de mecanismos envolvidos. Existem vários modelos de carga/descarga de baterias na literatura. Entre esses, há modelos muito complexos que se baseiam em soluções empíricas difíceis de programar computacionalmente. Para problemas de dimensionamento, Lopéz (2007) afirma ser suficiente a modelagem para o cálculo do EC de maneira simples.

Nesta tese, adotou-se o modelo Ah apresentado por Schuhmacher (1993), o qual propôs um modelo de sistema FV com baterias em que os valores máximos de corrente que podem ser fornecidos ou absorvidos pelas baterias depende do valor do EC. Nesse modelo, o EC se define em Ah e não como porcentagem da capacidade máxima.

A equação (3.66) fornece a máxima corrente ($I_{bat,max}$) que uma bateria pode fornecer em um intervalo de tempo Δt em função do EC (Ah).

$$I_{bat,max}(t + \Delta t) = \max \left[0, \min \left[I_{max}, \left(\frac{c_c}{\Delta t} \cdot (EC_{max} - EC(t)) + (EC(t) - EC_{min}) \cdot \frac{1-c_c}{\Delta t} \right) \right] \right] \quad (3.66)$$

em que:

- c_c variável binária, o qual significa “0” quando a bateria está descarregando e “1” quando a bateria está carregando;
- I_{max} corrente máxima de carga da bateria;
- EC_{max} estado de carga máximo do banco de baterias;
- EC_{min} estado de carga mínimo permitido para o banco de baterias.

O EC_{min} (Ah) do banco de baterias pode ser calculado por:

$$EC_{min} = N_{bat_p} \cdot C_N \cdot (1 - PD_{max}) \quad (3.67)$$

em que:

- N_{bat_p} número de baterias em paralelo no banco;
- C_N capacidade nominal de uma bateria;
- PD_{max} máxima profundidade de descarga permitida das baterias.

O valor do EC máximo do banco de baterias pode ser expresso por:

$$EC_{max} = N_{bat_p} \cdot C_N \quad (3.68)$$

O EC para um período de intervalo de tempo posterior é expresso por:

$$EC(t + \Delta t) = EC(t) \cdot (1 - \delta_{bat}) + I_{bat}(t) \cdot \eta_{bat} \cdot \Delta t \quad (3.69)$$

em que:

δ_{bat} e η_{bat} coeficientes de autodescarga e eficiência de carga/descarga das baterias;
 $I_{bat}(t)$ corrente da bateria em um intervalo de tempo anterior.

3.6.3 Modelo de vida útil das baterias

Wenzl et al. (2005) apresenta vários modelos para prever a vida útil das baterias, os quais dependem fundamentalmente das condições de operação, do regime de carga/descarga e da temperatura das baterias. O cálculo da estimativa de vida útil das baterias permite estimar o custo envolvido em sistemas de energia por fontes renováveis.

Lopéz (2007) avalia dois modelos que relacionam o final da vida útil das baterias com parâmetros possíveis de serem medidos, como a energia nos ciclos de carga/descarga e o número de ciclos. Esses modelos são utilizados pelo programa HOMER®⁷ e apresentam resultados mais pessimistas para o modelo dos ciclos de carga/descarga ou ciclos completos equivalentes.

Os fabricantes de baterias fornecem as curvas dos ciclos de vida em função da profundidade de descarga para cada tipo de bateria, como mencionado anteriormente. Essas informações são úteis para estimar a vida útil das baterias em um sistema intermitente de energia. A energia de carga/descarga de uma bateria ao longo da sua vida útil, também denominada de Energia Ciclada ($E_{ciclada_i}$ – Wh) pode ser determinada pela profundidade de descarga específica (PD_i) e pelo número de ciclos correspondente (CF_i) por meio da seguinte equação:

$$E_{ciclada_i} = CF_i \cdot \frac{PD_i}{100} \cdot V_{N_bat} \cdot C_N \quad (3.70)$$

em que:

CF_i ciclos de vida da bateria para a profundidade de descarga PD_i (%);
 V_{N_bat} tensão nominal da bateria.

⁷ Este programa é uma ferramenta de simulação que possui um modelo de otimização desenvolvido com o objetivo de prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando várias alternativas e buscando a solução ótima.

Outra informação útil para se determinar a vida útil da bateria refere-se ao número de ciclos completos equivalentes. Esse número de ciclos corresponde à mesma energia necessária para carregar/descarregar as baterias, considerando todos os ciclos equivalentes a 100% da profundidade de descarga, e pode ser expresso por:

$$N_{ciclos_eq_i} = CF_i \cdot \frac{PD_i}{100} \quad (3.71)$$

A Figura 3.17 mostra a curva do ciclo de carga de vida da bateria, juntamente com a curva dos ciclos equivalentes.

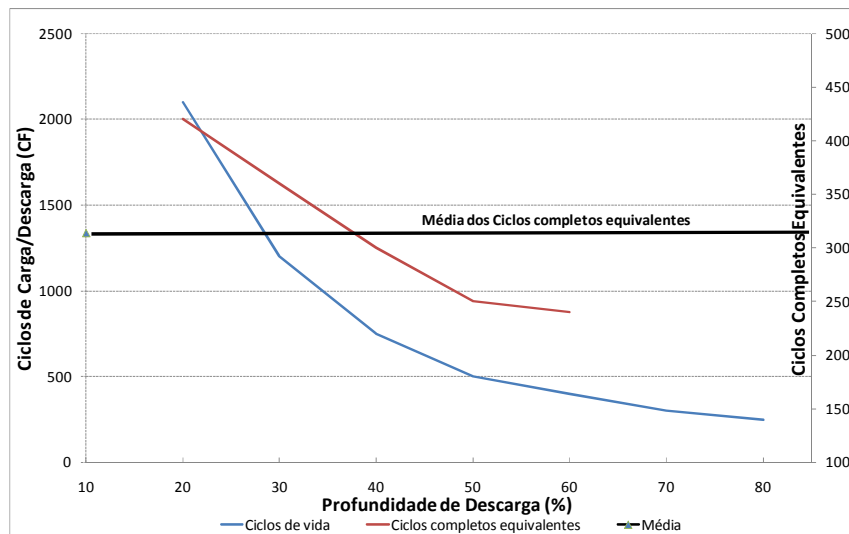


Figura 3.17 *Ciclo de vida e ciclos completos equivalentes em função da PD.*

Considerando a curva dos ciclos de vida em função da profundidade de descarga da Figura 3.16, para uma bateria com $C_N=195Ah$, para o regime de 10h e tensão nominal de 12Vcc (MOURA, 2001), o cálculo da Energia “Ciclada” e dos ciclos completos equivalentes são:

- $PD_i=20\%$, a energia ciclada da bateria ao longo da sua vida útil é: $2100 \cdot 20/100 \cdot 195Ah \cdot 12V = 982,8kWh$, ou equivalente a 420 ciclos com 100% de PD.
- $PD_i=30\%$, a energia ciclada da bateria ao longo da sua vida útil é: $1200 \cdot 30/100 \cdot 195Ah \cdot 12V = 842,4kWh$, o equivalente a 360 ciclos com 100% de PD.

Esse processo se repete até o valor de $PD_{max} = 100 - EC_{min}$, pois os sistemas são projetados para impedir baixos estados de carga, protegendo as baterias de descargas

profundas. Considerando ainda no exemplo anteriormente descrito, um EC_{\min} igual a 40%, o valor médio dos ciclos equivalentes seria aproximadamente de 314 ciclos completos.

A energia ciclada para cada bateria pode ser determinada por:

$$E_{c_bat_ano} = \frac{E_{c_banco_bat_ano}}{N_{bat_p} \cdot N_{bat_s}} \quad (3.72)$$

em que:

N_{bat_p} número de baterias em paralelo;
 N_{bat_s} número de baterias em série;
 $E_{c_bat_ano}$ energia ciclada (de carga e descarga) das baterias em um período de um ano.

Por fim, a vida útil das baterias pelo modelo dos ciclos completos pode ser conhecida pela expressão:

$$Vida_{bat} = \min \left[Vida_{flo}, \frac{N_{ciclos_eq} \cdot C_N \cdot V_{N_bat}}{E_{ciclada_bat_ano}} \right] \quad (3.73)$$

em que:

$Vida_{bat}$ vida útil da bateria;
 $Vida_{flo}$ vida flutuante das baterias usualmente fornecida pelos fabricantes;
 N_{ciclos_eq} número de ciclos equivalentes médios das baterias.

No exemplo apresentado anteriormente, considerando todos os ciclos para uma PD_i igual a 20%, os ciclos equivalentes seriam de 420, ou cerca de 25% acima do valor médio. Para uma PD_i igual a 30%, o valor dos ciclos equivalentes de 360 ainda estaria 12,8% acima da média, confirmando que o método considera um fator bem pessimista para a vida útil das baterias.

3.7 GRUPO MOTOR-GERADOR A DÍSEL

O GMG a diesel, também conhecido como gerador a diesel, é composto por motor a combustão interna acoplado a um gerador CA instalados em uma plataforma comum e é destinado ao suprimento de energia elétrica. Os GMGs são muito utilizados em locais isolados, onde não há acesso a energia convencional. Nesses locais, o GMG a diesel é usualmente utilizado e condicionado de forma precária, instalado muitas vezes longe das

casas dos usuários devido ao ruído causado pelo seu funcionamento. O parâmetro mais importante do GMG é a sua potência nominal aparente (VA). A Figura 3.18, mostra a imagem de um pequeno GMG instalado em comunidade isolada na Amazônia.



Fonte: BARBOSA, C.F.O. *et. al.* Implantação e operação do primeiro sistema de pré-pagamento de eletricidade do Brasil, instalado em uma localidade isolada da Região Amazônica. IEEE-PES T&D Latin America, São Paulo, 2004.

Figura 3.18 *GMG a diesel de pequeno porte.*

3.7.1 Consumo e rendimento do GMG a diesel

Skarstein e Ulhen (1989) propõem um modelo de consumo simplificado em relação à potência de saída do GMG. Esse modelo linear é utilizado nesta tese, de forma a comparar os resultados com o SHGD proposto com armazenamento de energia na forma de H₂.

$$F_{GMG}(L/h) = A_{GMG} \cdot P_{carga} + B_{GMG} \cdot P_{GMG} \quad (3.74)$$

em que:

F_{GMG}	taxa de consumo do GMG a diesel [litros/hora];
P_{carga}	potência elétrica efetivamente demandada pela carga em kW;
P_{GMG}	potência nominal do GMG a diesel em kW;
A_{GMG}	taxa de consumo incremental do GMG a diesel, [L/kWh];
B_{GMG}	coeficiente da curva de consumo do GMG a diesel sem carga, igual a [L/kWh].

Para Skarstein e Ulhen (1989), os valores de A_{GMG} e B_{GMG} são respectivamente iguais a 0,0246 e 0,08415, respectivamente. Usualmente, aproximadamente 25% do consumo em plena carga são requeridos pelo GMG a diesel para manter seu funcionamento em vazio, o que representa baixo rendimento para cargas baixas.

Como exemplo a Figura 3.19 apresenta a curva de consumo de um GMG a diesel de 5kVA ($A_{GMG}=0,246$ e $B_{GMG}=0,08415$). Observa-se na Figura que no funcionamento a vazio o GMG consome no mínimo 0,4L/h de combustível.

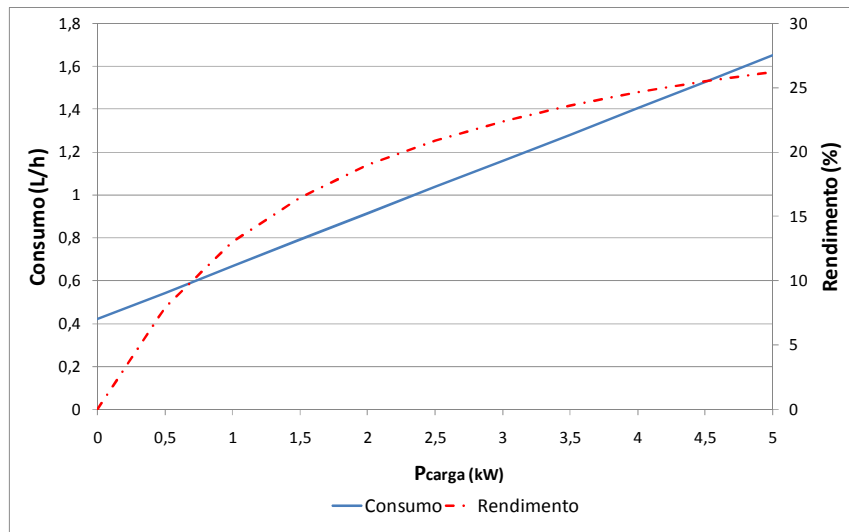


Figura 3.19 Curva de consumo e rendimento de um GMG a diesel de 5kVA.

O rendimento do GMG (η_{GMG}) pode ser determinado pela quantidade de energia elétrica na saída do GMG por cada litro de diesel consumido.

$$\eta_{GMG} = \frac{P_{carga}}{F_{GMG}} \quad (3.75)$$

O rendimento efetivo do GMG (em % de PCI de óleo diesel), é obtido usando a expressão:

$$\eta_{GMG\%} = \frac{\eta_{GMG}(kWh/L)}{PCI_{diesel}(kWh/L)} \cdot 100 = \frac{100 \cdot P_{carga}}{F_{GMG} \cdot PCI_{diesel}} \quad (3.76)$$

Dependendo das informações fornecidas pelos fabricantes, os valores de A_{GMG} e B_{GMG} podem ser encontrados de forma a melhor representar o modelo do GMG. A Figura 3.19, também apresenta a rendimento do GMG de 5kVA, considerando o valor de PCI do diesel igual a 11,55kWh/L.

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentou-se uma descrição dos modelos matemáticos para estimação da radiação horária sobre plano inclinado a partir de dados disponíveis por radiação média mensal ou de dados horários sobre o plano horizontal. Além disso, também foi apresentada a modelagem dos componentes do sistema híbrido: gerador FV, eletrolisador, célula a combustível, baterias, apresentando também as equações básicas do GMG a diesel, que são úteis nas comparações desta tecnologia frequentemente utilizada em comunidades isoladas na Amazônia com o SHGD FV-CaC-Baterias utilizadas nesta tese.

Da mesma forma, foi modelado o processo de consumo de hidrogênio e produção de eletricidade na CaC, bem como sua eficiência. De acordo com dados fornecidos pelo fabricante, observou-se que a eficiência do eletrolisador sofre grande redução quando o mesmo opera na faixa abaixo de 20% da sua capacidade nominal. Para a eficiência da CaC, utilizada no projeto CPC, observa-se que o mesmo pode variar entre 30% e 37%, para operação com carga acima de 30% da sua capacidade nominal.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Tendo em vista os objetivos desta tese de propor um dimensionamento otimizado de um SHGD baseado em energia solar fotovoltaica com armazenamento de energia sob a forma de hidrogênio e baterias, este capítulo apresenta os materiais e métodos utilizados para se alcançarem esses objetivos. Isso é feito a partir da revisão do SHGD instalado no CPC utilizado como referência nesta tese, destacando-se as principais características técnicas do SHGD FV-CaC-Baterias.

O capítulo também descreve o sistema de monitoração instalado no SHGD CPC para o registro da radiação solar no plano horizontal, da produção de energia do sistema FV e da curva de carga atual no CPC. Também apresenta o procedimento para o dimensionamento do SHGD Fv-CaC-Baterias e, por fim, apresenta a ferramenta computacional utilizada nas simulações e otimização do SHGD proposto. Finalizando, este capítulo registra ainda a metodologia utilizada para o dimensionamento e otimização do sistema em estudo.

4.1 BREVE REVISÃO DO SHGD INSTALADO NO CPC

4.1.1 O Centro de Pesquisas Canguçu

O Centro de Pesquisas Canguçu (CPC), mostrado na Figura 4.1, está localizado no município de Pium, sudoeste do Estado do Tocantins, a 220 km de Palmas. Situada entre duas importantes unidades de conservação ambiental: o Parque Nacional do Araguaia e o Parque Estadual do Cantão, a área é caracterizada como região ecotonal, região caracterizada por apresentar peculiaridades de cerrado e floresta amazônica.

O CPC desenvolve vários projetos, entre eles o “Seqüestro de Carbono”, primeiro projeto a ser desenvolvido, o qual foi financiado pela instituição britânica *AES Barry Foundation* com objetivo geral de reduzir o índice de desmatamento e reflorestar áreas degradadas, avaliando a quantidade de carbono retida em diversos tipos de vegetação.

O CPC foi criado e inaugurado em 5 de agosto de 1999 pela ONG denominada Instituto Ecológica em Palmas-TO. A construção da sede foi realizada por meio do sistema de palafitas devido às enchentes sazonais, uma vez que se situa às margens do Rio Javaés, que circunda o lado leste da Ilha do Bananal.



Figura 4.1 *Centro de Pesquisa Canguçu - vista do local.*

A partir de 2003, o Instituto Ecológica, como meio de dar um maior dinamismo às atividades do CPC, estabeleceu parceria estratégica com a UFT, que atualmente gerencia o Centro, e desenvolve diversas atividades voltadas ao desenvolvimento sustentável na região, por intermédio de pesquisas científicas e educação ambiental (UFT, 2009).

4.1.2 O SHGD instalado no CPC

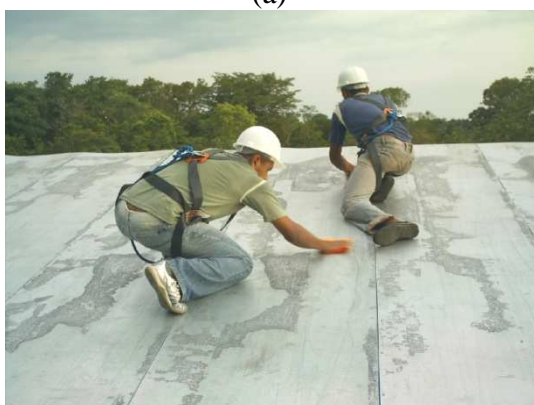
A montagem dos componentes do SHGD instalado no CPC foi realizada em três fases principais. Na primeira fase, foi realizado o treinamento e a montagem do sistema FV, com inversores e baterias. Todo o procedimento foi realizado no período de uma semana em outubro de 2006. A Figura 4.2 ilustra o desenvolvimento das atividades realizadas durante a instalação dos componentes do SHGD.



(a)



(b)



(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 4.2 (a,b) Instalação do sistema FV CPC e treinamento; (c,d) fixação dos módulos FVs; (e) sistema de proteção; (f) montagem dos inversores.

A segunda fase da instalação ocorreu praticamente um ano após a instalação do sistema FV. Nesta fase, foi realizado o treinamento e a montagem da CaC do sistema. A Figura 4.3 mostra detalhes da instalação.

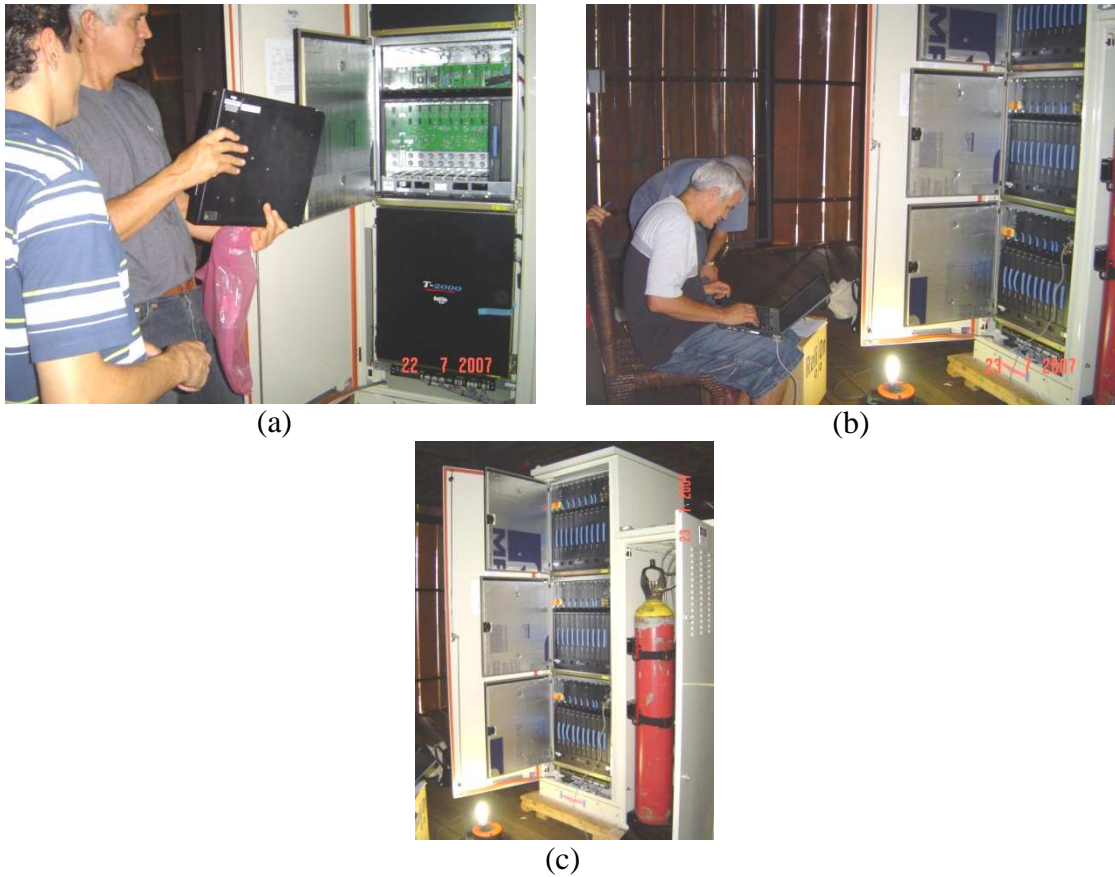


Figura 4.3 (a) *Instalação, treinamento e montagem da CaC;* (b) *testes e configurações* (c) *sistema em operação.*

A última fase da instalação do sistema ocorreu em agosto de 2008, com o treinamento e a instalação do eletrolisador. Nesta fase, foi constatada falha no funcionamento do eletrolisador, possivelmente devido ao transporte do mesmo até o local da instalação. Devido a esta falha, não foi possível a realização dos testes de validação do eletrolisador. A Figura 4.4 mostra detalhes do treinamento, instalação e tentativa de recuperação do equipamento pelo técnico responsável da empresa canadense, Electric Hydrogen Inc.

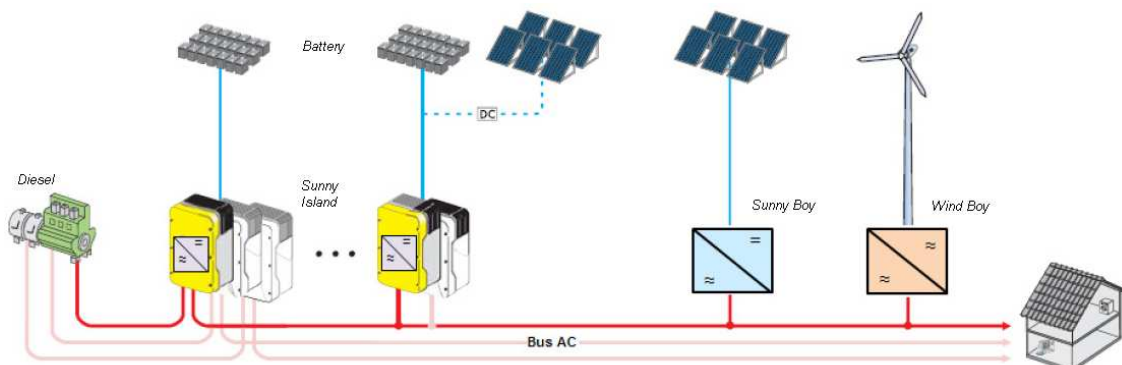


Figura 4.4 *Treinamento e instalação do eletrolisador.*

4.1.3 Configuração do SHGD instalado no CPC

Os sistemas autônomos (do inglês *stand-alone systems*), baseados em FREs, são ainda pouco utilizados, devido principalmente a fatores de ordem econômica. Devido a esses fatores, os fabricantes de componentes disponibilizam poucas soluções que atendam a esse tipo de configuração de projeto. Atualmente, os dispositivos existentes destinam-se a criação de sistemas com dois tipos de arquitetura distinta, sendo elas: arquitetura com conexão dos equipamentos em barramento CC ou conexão em barramento CA (CANO et al., 2007). A arquitetura com maior grau de maturidade é a arquitetura com todos os equipamentos conectados por meio de um barramento CC. Nos últimos anos, novas tecnologias possibilitaram a conexão dos equipamentos diretamente ao barramento CA.

O SHGD instalado no CPC é baseado em uma arquitetura com conexão principal em CA. Essa arquitetura é realizada por meio de um inversor, impondo frequência e tensão apropriadas à rede. A Figura 4.5 mostra a configuração de um SHGD com acoplamento dos equipamentos em um barramento CA de várias fontes de energia.



Fonte: SMA disponível em <http://test.sma.de/dateien/5612/SI5048-11-AE3406.pdf>, 2009.

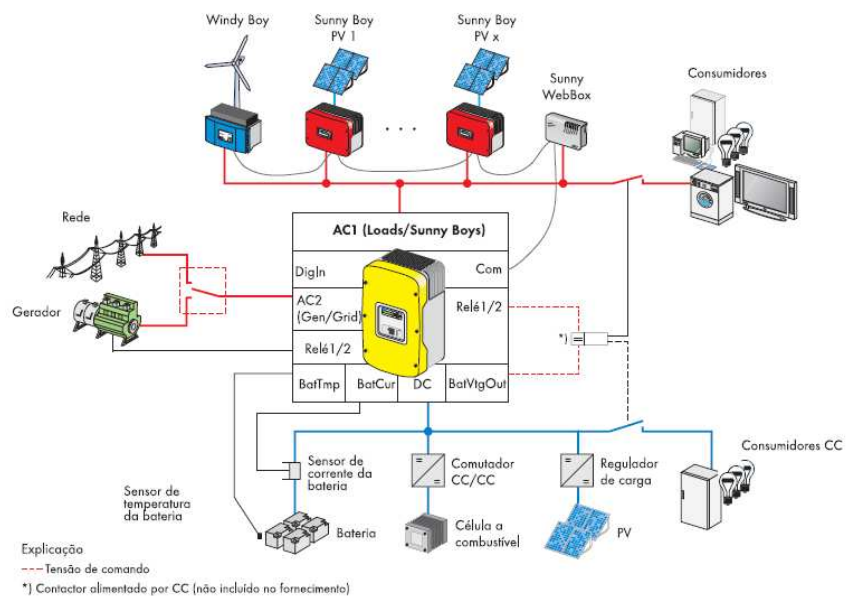
Figura 4.5 Sistema híbrido de geração distribuída com arquitetura em CA.

As principais vantagens dessa arquitetura são a simplicidade e a capacidade de ampliação ou modularidade. Para expandir esse tipo de rede, basta ligar, no lado CA da rede, unidades geradoras e respectivos inversores sem a necessidade de modificar outros equipamentos. Um dos fabricantes que disponibilizam equipamentos para criação de sistemas com acoplamento CA é a SMA Inc. (2009). O elemento central dessa configuração é o *Sunny Island*, que se encontra conectado ao banco de baterias e ao GMG a dísel.

O *Sunny Island* monitora os valores-limite da tensão e da frequência, ajustados na rede e no GMG. Caso esses valores não sejam os observados, o *Sunny Island* separa o sistema da fonte externa sem interrupção e passa a operar dentro da rede isolada. O *Sunny Island* possui, além disso, o modo anti-isolamento integrado, que evita a formação inadvertida de redes isoladas na rede pública. Ao disparar esse modo, tem lugar uma comutação sem interrupção, e o sistema muda para a rede isolada.

Outra característica importante do *Sunny Island* é o controle da potência fornecida ao sistema pelos módulos FVs. Neste caso, a potência é limitada pela frequência da rede. Assim, quando as baterias ligadas ao *Sunny Island* estiverem plenamente carregadas e a produção do gerador FV exceder o consumo de energia, o *Sunny Island* detecta esta situação e altera a frequência da rede. Esta frequência alterada é avaliada pelo inversor *Sunny Boy*, o qual limita a sua potência de saída de forma correspondente por meio do controle do ponto de máxima potência do sistema fotovoltaico.

O *Sunny Island* pode ser integrado dentro de sistemas com as mais variadas configurações, conforme observado na Figura 4.6.



Fonte: SMA.de - Sunny Island 5048 - Manual de operação e instalação, versão 2.0 SI5048-12:EP3107.pdf

Figura 4.6 Diferentes configurações de conexão do inversor Sunny Island da SMA.

No SHGD do CPC, foi adotada a instalação de dois subsistemas separados: sistema 1, denominado nesta tese apenas como “S1”, e sistema 2, ou simplesmente “S2”. A divisão em dois subsistemas foi justificada na fase de implantação do projeto CPC, devido à opção de inversores disponíveis com menor custo na fase de aquisição dos componentes, não permitindo a implementação em um único sistema. A Figura 4.7 apresenta o diagrama de blocos do sistema instalado no CPC.

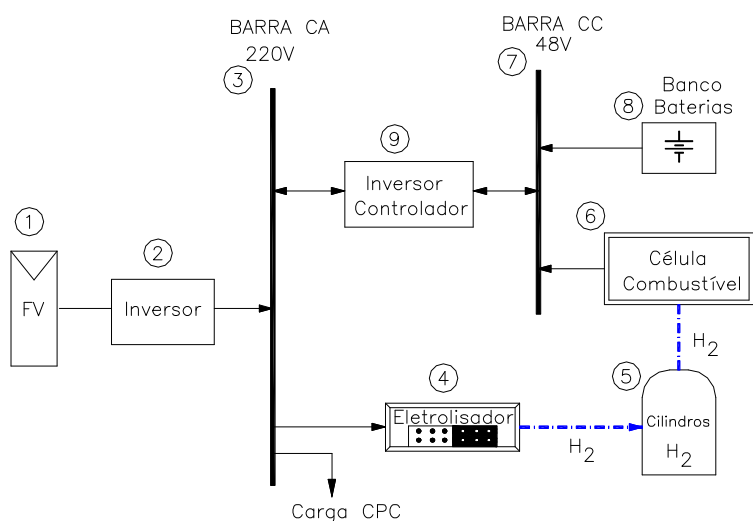


Figura 4.7 Diagrama esquemático do SHGD FV-CaC-Baterias.

O SHGD adquirido para o projeto piloto CPC é composto por:

- 154 módulos FVs de 124 Wp (1), divididos em 2 sub-sistemas de 88 e 66 módulos cada, totalizando 19,096 kWp instalados;
- 1 eletrolisador do tipo PEM (4), potência máxima 6 kW e 1 Nm³/h de H₂ ou 0,0899 kg/H₂ nas CNTP, alimentado em 220Vca/60Hz, recomendada a conexão diretamente no lado CA (3);
- 1 célula a combustível tipo PEM (6), potência máxima de 5 kW e consumo máximo de 15 slpm ou 0,0058 kg/h de H₂, conectada no barramento CC (7);
- 2 cilindros de H₂ (5), 49 litros, com capacidade de armazenamento a uma temperatura de 30 °C de 0,638 kg de H₂ a 2.400 psi ou 0,0665 kg de H₂ a 250 psi;
- 16 baterias tipo chumbo-ácido, 195Ah/C10, 12Vcc, família MouraClean (8);
- 4 inversores SMA *Sunny Boy* 6000U (2), entrada 234-600 Vcc, saída 240Vac/60Hz e corrente máxima 25A, eficiência de 92 a 95%;
- 4 Conversores SMA *Sunny Island* 4248U (9), 48Vcc/115Vca/60Hz, eficiência de 90 a 95 %.

A Tabela 4.1 resume a configuração final dos equipamentos instalados por sistema.

Tabela 4.1 *Configuração dos sistemas instalados no projeto CPC.*

	Módulos FVs	SB6000U	SI4248U	Baterias	Eletrol.	CaC
Sistema S1	88	2	2	4	6 kW	
Sistema S2	66	2	2	4		5 kW

4.1.4 Descrição do funcionamento do SHGD instalado no CPC

De forma resumida, a estratégia básica de operação do sistema híbrido FV-CaC-Baterias pode ser descrita assim (Figura 4.7): os geradores FV (1) convertem a radiação solar em energia elétrica na forma CC, a qual é convertida em CA por inversores CC/CA (2), interligando a um barramento CA (3). Um eletrolisador (4) ligado ao barramento CA, produz hidrogênio nos períodos em que a energia fornecida à carga é inferior à energia produzida pelos módulos FVs, armazenando o H₂ em cilindros apropriados (5). Nos períodos em que o consumo de energia é superior à produção da energia dos módulos FVs, o H₂ armazenado é fornecido à CaC (6), que produz energia elétrica na forma CC disponibilizando em um barramento CC (7).

Um conjunto de baterias (8) é conectado ao mesmo barramento CC da CaC. Essas baterias são carregadas por meio de conversores bi-direcionais de energia (9) nos períodos de excesso de radiação solar e fornecem energia à carga nos períodos em que o estoque de hidrogênio não for suficiente para alimentar a CaC. A Figura 4.8 apresenta detalhes das instalações físicas do SHGD instalado no CPC.



Figura 4.8 (a) Arranjo fotovoltaico; (b) CaC, eletrolisador, reservatório e inversores Sunny Island do SHGD instalado no CPC.

4.1.5 Custos do SHGD instalado no CPC atualizado

A Tabela 4.2 apresenta, de forma resumida, o custo individual dos principais componentes instalados no CPC, com cotação realizada no mês de junho de 2010, para aquisição e entrega no Brasil, incluindo impostos. Também são apresentados os valores estimados de reposição, manutenção e operação sugeridos por Cotrell e Pratt (2003), Khan e Iqbal (2005) e Zoulias e Lymberopoulos (2007). Essa tabela apresenta também o custo do GMG a diesel de forma a comparar os custos envolvidos no projeto do SHGD FV-CaC-Baterias. A taxa de câmbio considerada foi de R\$1,80/US\$ para o dia 24/6/10. A taxa de juros foi considerada igual a 7% ao ano e a vida útil do projeto de 25 anos.

Tabela 4.2 *Resumo dos custos e vida útil dos equipamentos instalados no CPC.*

Descrição	Custo de Aquisição	Custo de Reposição	Custo de O&M	Vida útil
Módulos FVs	10.770 R\$/kW	-		25 anos
Célula a Combustível (PEM)	14.400 R\$/kW	7.200 R\$/kW	0,03 R\$/h	30.000 h
Eletrolisador (PEM)	27.000 R\$/kW	13.500 R\$/kW	50 R\$/ano	15 anos
Cilindros de H ₂	1.200 R\$/un	-		25anos
Baterias (Moura)	800 R\$/un	700 R\$/un	100 R\$/ano	2 anos
Inversores Sunny Boy	2.700 R\$/kW	1.350 R\$/kW	50 R\$/ano	15 anos
Conversores Sunny Island	2.800 R\$/kW	1.400 R\$/kW	50 R\$/ano	15 anos
GMG a diesel	2.500 R\$/kW	1.250 R\$/kW	0,30 R\$/h	10.000 h

Com o desenvolvimento atual, a substituição do modelo *Sunny Island* 4248U pelo modelo 5248U resultaria em um único sistema interligado, possibilitando maior aproveitamento da energia renovável produzida pelos módulos FVs, além da redução do custo de implantação do sistema. No desenvolvimento desta tese, pode-se observar uma maior redução nos custos dos painéis fotovoltaicos ao longo dos anos. O gráfico da Figura 4.9 apresenta o histórico do custo do kWp para cotações realizadas no Brasil durante o desenvolvimento desta tese. Pode-se verificar que durante esse período, houve uma redução em cerca de 28 % no custo do kWp, refletindo em uma tendência de queda, também para os próximos anos, conseqüentemente, reduzindo os custos de implantação do SHGD avaliado nesta tese.

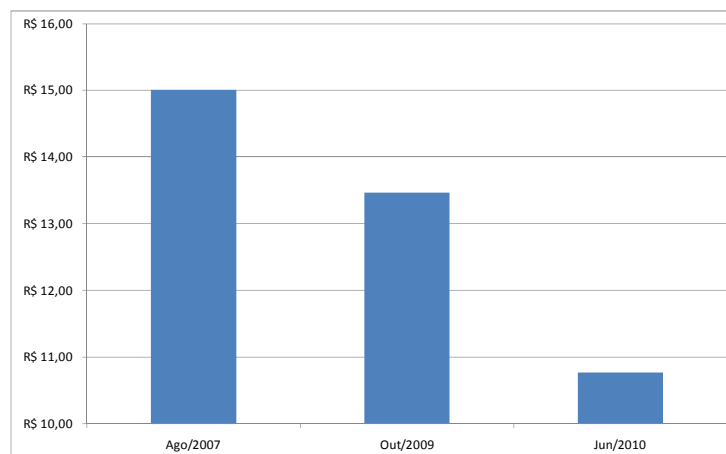


Figura 4.9 *Histórico de cotações de preços do kWp no Brasil.*

4.2 SISTEMA DE MONITORAÇÃO INSTALADO

O propósito de todo sistema de monitoração instalado no CPC é registrar o estado da geração e o consumo de energia. Esses dados permitem conhecer as características de energia solar disponível no local e o consumo de energia, os quais serão utilizados no próximo capítulo para o dimensionamento do novo SHGD FV-CaC-Baterias.

4.2.1 *Sunny Boy Control – SMA*

O *Sunny Boy Control* (SBC) da empresa SMA® foi o primeiro sistema de monitoração de energia instalado no CPC. O equipamento coleta os dados detalhados do sistema de produção de energia solar FV, habilitando o operador a monitorar as condições de operação do sistema. A conexão ao micro-computador, disponibilizando as informações sobre a produção de energia em tempo real e os arquivos armazenados em formato Excel®, pode ser avaliada posteriormente.

As principais grandezas registradas pelo SBC são apresentadas a seguir:

- **Pca:** Potência ativa total de cada inversor conectado ao sistema. O Pca é registrado a cada 15 min, durante as 24 horas, enquanto o SBC estiver alimentado;

- **V_{pv-setpoint}**: Tensão CC para o ponto de máxima potência (PMP) do arranjo FV conectado a cada SB. A posição do PMP está em constante alteração, dependendo da radiação e da temperatura das células a cada instante;
- **V_{pv}**: Tensão CC produzida pelo arranjo FV conectado aos *Sunny Boys*;
- **V_{ac}**: Tensão CA fornecida à carga na saída dos inversores;
- **V_{dc}**: Tensão CC fornecida pelas baterias na entrada dos *Sunny Islands*;
- **I_{pv}**: Corrente CC fornecida pelo arranjo FV na entrada dos *Sunny Boys*;
- **I_{ac}**: Corrente CA na saída dos inversores *Sunny Boys*;
- **I_{dc}**: Corrente CC na entrada dos inversores *Sunny Islands*;
- **F_{ac}**: Frequência da rede CA fornecida à carga.

A Figura 4.10 mostra as curvas de potência de entrada CC e saída CA de um único inversor *Sunny Boy*, para um dia típico do mês de maio de 2009 registrado pelo SBC instalado no local. É possível observar na curva a diferença entre as potências medidas e que, para cargas acima de 500 W, a eficiência do inversor é superior a 90%. Observa-se também que, durante as primeiras duas horas de produção de energia solar FV, há um valor máximo de potência no sistema. Esse efeito justifica-se pela configuração dos inversores, que utiliza a máxima energia disponível para o carregamento das baterias.

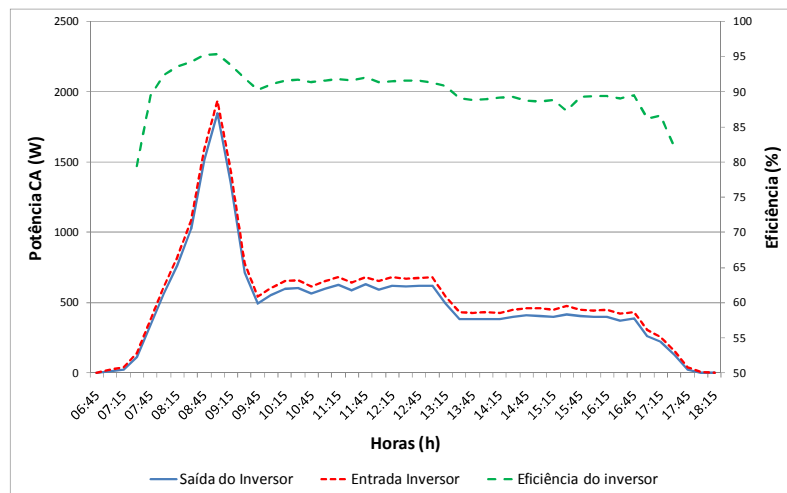


Figura 4.10 *Potência de entrada, de saída e eficiência do inversor Sunny Boy registrado para o dia 21/5/2009 no SHGD do CPC.*

A Figura 4.11 apresenta a curva da frequência de um dia típico da rede CA do SHGD instalado no CPC registrado pelo SBC. Como apresentado anteriormente, o controle de potência da rede é realizado pelo inversor *Sunny Boy*, por meio do monitoramento da frequência da rede CA.

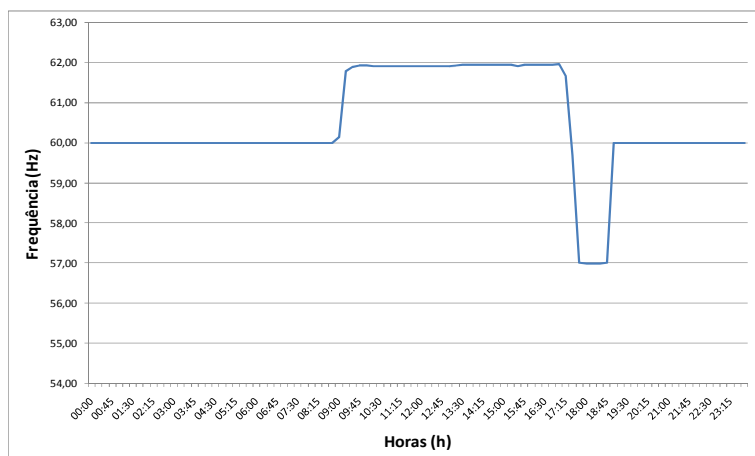


Figura 4.11 Variação da frequência da rede isolada ajustada pelo SI no CPC para o dia 23 de maio de 2009.

Durante o período noturno, a frequência da rede é mantida constante e igual a 60 Hz até as primeiras horas de sol, em que o *Sunny Boy* envia a máxima potência dos módulos FVs à carga e às baterias simultaneamente. Após esse período, a energia produzida pelos módulos FVs é superior ao consumo da carga, e as baterias requerem uma quantidade menor de energia para o processo de carga. Nesse instante, o *Sunny Island* altera a frequência da rede, elevando-a para um nível acima (62 Hz), o qual é identificado pelo *Sunny Boy*, a partir desse instante, o *Sunny Boy* ajusta sua saída de potência às necessidades da carga.

Ao final do dia, quando a máxima potência dos módulos FVs é insuficiente para atender a carga, o *Sunny Island* reduz a frequência da rede, fazendo com que o sistema, acione um gerador externo (diesel ou CaC) ou, na ausência destes, passe a alimentar a carga por meio de baterias.

4.2.2 ALMEMO 2590-9

O ALMEMO® 2590-9 é um instrumento de medida projetado para registrar uma larga quantidade de grandezas, como temperatura, umidade, velocidade do vento, radiação solar, tensão elétrica, corrente elétrica, entre outras. Ele possui nove entradas para conectores pré-programadas para cada tipo de medida. A tela de apresentação mostra as leituras medidas em tempo real. Esses valores podem ser armazenados em um arquivo no formato ASCII e podem ser programados em intervalos de tempo definidos pelo usuário.

No CPC, o ALMEMO® registra a corrente elétrica fornecida às baterias por meio dos sensores de correntes de forma a aferir os valores registrados pelo SBC. Uma resistência com valor conhecido e calibrado, denominada resistência *shunt*, é conectada no circuito das baterias. Esse resistor fornece uma queda de tensão em seus terminais proporcionais à quantidade de corrente que flui no circuito das baterias, o qual é registrado pelo ALMEMO®. No CPC foram instalados 3 *shunts* com capacidade de medição de 0 a 75A, com saída de 0 a 45 mV. Dois *shunts* foram ligados aos bancos de baterias do sistema enquanto o terceiro foi ligado ao circuito da CaC. A Figura 4.12(a) mostra o equipamento instalado junto aos inversores *Sunny Island* no CPC.



Figura 4.12 (a) DataLogger ALMEMO 2590-9; (b) Piranômetro instalado no telhado dos módulos FVs do SHGD CPC.

O registro da radiação global pelo ALMEMO® é realizado por um piranômetro instalado próximo aos módulos FVs no CPC. Esse equipamento caracteriza-se pelo uso de uma termopilha, a qual mede a diferença de temperatura entre duas superfícies, uma pintada de preto e outra pintada de branco, iluminadas proporcionalmente. A expansão ocorrida nestas superfícies provoca o surgimento de um diferencial de potencial, o qual é possível medir e converter para registrar o valor instantâneo da radiação solar. A Figura 4.12 (b) mostra o ponto de instalação do piranômetro no CPC.

4.2.3 Sistema CCK Automação

O sistema da CCK Automação® é composto por um conjunto de equipamentos e programas para microcomputadores do tipo PC ou compatível, disponíveis na versão Windows 95/98/NT. O CCK® é composto por um transdutor de energia (CCK 4200) e

um registrador de energia (CCK 5500). Esses equipamentos compõem o sistema de monitoração e de gerenciamento da energia elétrica no CPC. A Figura 4.13 mostra os equipamentos instalados no quadro geral de terminais do CPC.



Figura 4.13 (a) Registrador de energia CCK5500 (b) Transdutor de energia CCK4200.

No caso da CCK Automação, o transdutor converte os sinais de tensão, corrente e frequência que recebe, adequando-os para que possa ser convertido em sinais digitais e posteriormente serem lidos por um registrador de dados, possibilitando as medições das seguintes grandezas: Potência Ativa (P); Potência Reativa (Q); Potência Aparente (S); Fator de Potência médio (FP); Tensão Média e por Fase; Corrente Média e por Fase; e Frequência da rede.

Todos esses parâmetros de medição possuem 0,5% de precisão. O transdutor de energia CCK 4200 envia os dados medidos instantaneamente para o registrador de dados CCK 5500, que possui memória cíclica com capacidade de armazenamento para até 15 dias.

4.2.4 Curva de carga monitorada no CPC

Após a instalação dos equipamentos descritos nas seções anteriores no final do ano de 2008, os primeiros dados registrados no CPC são apresentados nesta seção. A Figura 4.14, apresenta o consumo de energia registrado no CPC, para o mês de junho de 2009, pelo equipamento CCK®.

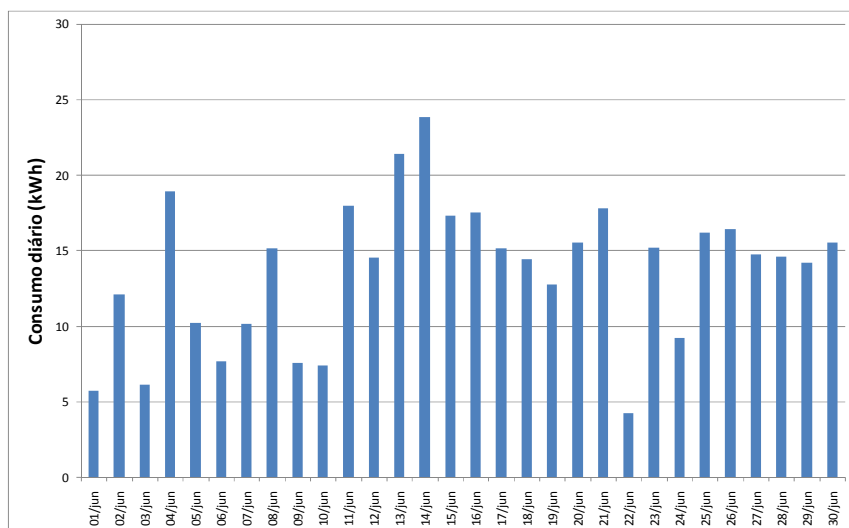


Figura 4.14 *Consumo diário de energia no CPC para o mês junho de 2009.*

O registro de consumo de energia no CPC foi realizado por um período de 1 (um) ano, determinando-se, assim, a variação horária da demanda (8.760 dados/ano) no CPC.

A Figura 4.15 apresenta a curva de carga diária registrada no mês de junho/2009. Nesse período, o consumo máximo diário foi registrado no dia 14, com valor igual a 23,84 kWh.

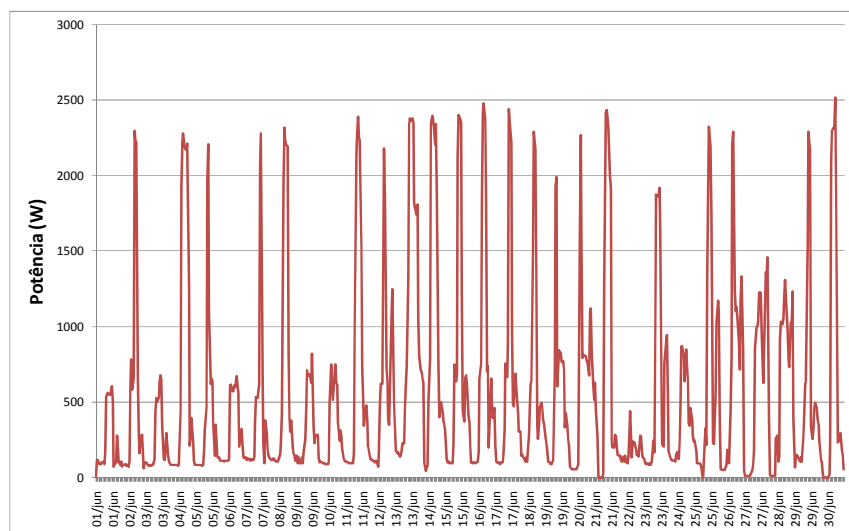


Figura 4.15 *Demanda de energia no CPC para o mês junho de 2009.*

A demanda horária registrada no CPC para o dia de maior consumo de energia no mês de junho é apresentada na Figura 4.16. Destaca-se o comportamento da curva de carga, devido à intervenção do operador local, responsável pela operação e manutenção do sistema. De acordo com relato da operação do sistema, a principal carga do CPC (bomba d'água), é gerenciada de forma a ser ligada durante o período diurno, entre as 10h e 16h.

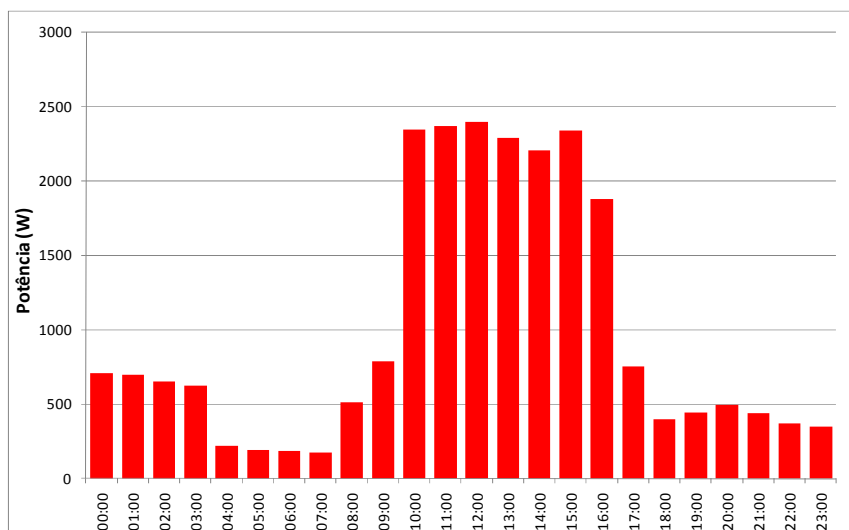


Figura 4.16 Demanda horária de energia registrada no CPC 14 de junho de 2009.

4.2.5 Radiação solar no CPC

A Figura 4.17a apresenta a radiação solar para o ano de 2008 registrado no CPC. Esses dados horários foram registrados a cada 30 minutos pela estação meteorológica instalada na torre de observação experimental do LBA (do inglês, *Large Scale Biosphere-Atmosphere Experiment in Amazônia*) - Experimento de Grande Escala da Biosfera-Atmosfera da Amazônia, situada a aproximadamente 20 km do CPC. O objetivo desse projeto é gerar novos conhecimentos necessários à compreensão do meio ambiente amazônico. Os dados da estação instalada na torre do LBA foram utilizados devido aos poucos dados registrados pelo piranômetro instalado no SHGD do CPC.

Para a radiação solar, foi registrada uma produção anual para o ano de 2008 de 1.720,54 kWh, valor ligeiramente inferior ao apresentado por Severino (2008), o qual adotou os dados da localidade mais próxima registrada pelo INMET (2009).

A Figura 4.17a ainda apresenta a curva da média mensal da radiação solar diária para a localidade mais próxima com dados disponíveis pelo programa SunData (CRESESB, 2009). Além disso, são incluídas na Figura 4.17a as médias diárias mensais da temperatura, que possui grande influência no desempenho dos módulos FVs. O valor médio diário da radiação registrada foi de 4,92 kWh/m².

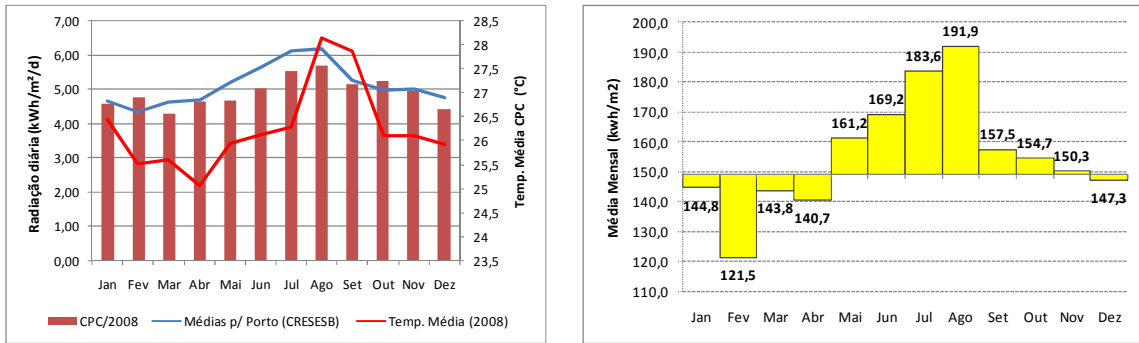


Figura 4.17 (a) Radiação Solar e Temperaturas Médias Diárias; (b) Médias Mensais.

Na Figura 4.17b, é registrada a variação da radiação solar média mensal para o ano de 2008. O gráfico mostra que, para os primeiros meses do ano e dezembro, a curva está abaixo da média anual.

4.3 DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DO SHGD

O dimensionamento do SHGD FV-CaC-Baterias, segue os mesmos princípios dos sistemas autônomos puramente FV, o qual é capaz de atender às demandas energéticas de forma contínua e eficiente. O primeiro passo para o dimensionamento de qualquer sistema híbrido é iniciado a partir do conhecimento prévio das características da curva de carga e da radiação solar disponível no local a ser atendido. Nesta tese, os dados foram extraídos do SHGD instalado no CPC conforme apresentado nos itens 4.2.4 e 4.2.5.

A quantidade total de energia produzida (FV, CaC e descarga das baterias) deve ser igual à quantidade de energia consumida (carga local, eletrolisador, carga das baterias e perdas). A análise horária do balanço de energia assegura que o modelo adotado na simulação possa ser consistente. Para Dumbs (1999), o balanço de energia deve ser calculado no mínimo para cada hora durante toda a simulação. A equação de balanço energético global é dada por:

$$P_{FV} + P_{CaC} - P_{Carga} - P_{Elet} \pm P_{Bat} - \sum P_{i_Perdas} = 0 \quad (4.1)$$

em que:

P_{FV}	potência de saída do gerador FV;
P_{CaC}	potência de saída da CaC (kW);
P_{Carga}	potência consumida pela carga;
P_{Elet}	potência consumida pelo eletrolisador;
P_{Bat}	potência de carga ou descarga das baterias;
P_{i_Perdas}	todas as perdas do sistema.

As perdas do sistema podem ser computadas diretamente aos diferentes equipamentos instalados no sistema durante a conversão de energia. Devido às curtas distâncias entre a geração e a carga nos sistemas isolados de geração distribuída, assume-se que as perdas nos condutores podem ser desprezadas.

4.3.1 Sistema FV

Conhecidos os valores médios do consumo de energia e da radiação solar, (seção 3.2.3) pode-se determinar a capacidade máxima de energia do gerador FV. Para o dimensionamento do sistema FV, podem ser aplicadas as seguintes equações (BUSQUET, 2000):

$$A_{FV} = \frac{E_{cons_dia}}{\eta_{total} \cdot E_{s_dia}} \quad (4.2)$$

em que:

A_{FV}	área requerida de módulos FVs (m^2);
E_{cons_dia}	média diária da energia consumida (kWh/dia);
E_{s_dia}	média diária da energia solar disponível localmente (kWh/ m^2 /dia);
η_{total}	rendimento global do SHGDN, levando em consideração a eficiência dos módulos FVs, do sistema de H ₂ , conversões CC/CA.

$$P_{FV} = G_0 \cdot \eta_{FV} \cdot A_{FV} \quad (4.3)$$

em que:

P_{FV}	potência total do sistema FV nas condições padronizadas (kWp);
G_0	radiação solar nas condições padronizadas (1kW/ m^2);
η_{FV}	rendimento do modulo FV, em condições padronizadas.

4.3.2 Célula a combustível

Para o dimensionamento da CaC, a potência nominal dependerá da demanda máxima da carga, acrescentando 10% devido às perdas nos inversores.

$$P_{CaC} = 1.1 P_{carga_max} \quad (4.4)$$

em que:

P_{CaC} potência nominal da CaC (kW);
 P_{carga_max} potência máxima requerida pela carga (kW).

4.3.3 Eletrolisador

A potência nominal do eletrolisador será sempre igual à potência máxima produzida pelo sistema FV em condições padronizadas menos a potência mínima requerida pela carga. Porém, para Labbé (2006), essa potência deverá ser igual à potência máxima produzida pelos módulos, multiplicada por um fator (k) que depende do sistema de armazenamento. Quando o armazenamento é realizado na forma híbrida, isto é, utilizando o sistema a H_2 (eletrolisador e CaC) e banco de baterias, as necessidades de hidrogênio podem ser reduzidas, uma vez que as baterias fornecem parte da energia ao sistema (LABBÉ, PIVERT e METKEMEIJER, 2006). Para Vosen e Keller (1994), o uso de sistemas híbridos de armazenamento, reduz o sobre-dimensionamento do sistema (capacidade instalada do gerador FV, da CaC, do eletrolisador e do reservatório de H_2), e conseqüentemente reduz o custo de implantação do SHGDN.

Labbé (2006) apresenta um estudo de sensibilidade para a escolha dos parâmetros do dimensionamento do eletrolisador no caso do armazenamento híbrido de energia com baterias. Nesse caso, o autor demonstra que existe uma interação entre os parâmetros dimensionais para o eletrolisador e a capacidade nominal das baterias, sendo os valores apropriados determinados após um estudo de sensibilidade.

Se o sistema de armazenamento é exclusivamente baseado em H_2 , o fator será igual a 1,0. Caso o sistema possua armazenamento de energia de forma híbrida com H_2 e baterias, o

fator de multiplicação será igual a 0,8. Logo, a potência nominal do eletrolisador para o sistema pode ser determinada por:

$$P_{Elet} = k \cdot (P_{FV} - P_{carga_min}) \quad (4.5)$$

em que:

P_{Elet}	potência nominal do eletrolisador (kW);
P_{carga_min}	potência mínima consumida pela carga (kW);
P_{FV}	potência nominal do sistema FV (kWp);
k	fator de multiplicação do sistema de armazenamento.

4.3.4 Reservatório de H₂

Uma vez dimensionados o sistema FV, a CaC e o eletrolisador do SHGDN, deve-se calcular a quantidade de H₂ a ser armazenada e necessária para garantir a autonomia do sistema. A quantidade de H₂ mínima necessária diariamente é determinada pela quantidade de energia consumida no período de ausência de radiação solar, basicamente no período noturno (18h às 6h do dia seguinte). A quantidade de H₂ pode ser estimada a partir da equação:

$$\mathcal{M}_{H_2} = \left(\frac{\mathcal{E}_{cons_noite}}{\eta_{CaC}} \right) / PCI_{H_2} \quad (4.6)$$

em que:

\mathcal{M}_{H_2}	quantidade de H ₂ consumido diariamente (m ³ H ₂ /dia);
\mathcal{E}_{cons_noite}	energia consumida no período noturno (kWh);
η_{CaC}	eficiência da CaC;
PCI_{H_2}	poder calorífico inferior do H ₂ (PCI).

A pressão do hidrogênio no reservatório pode ser calculada com base na equação dos gases ideais:

$$P = \frac{nRT}{V} \quad (4.7)$$

em que:

P	pressão (atm);
T	temperatura (Kelvin);
V	volume do reservatório (L);
n	número de moles (mols);
R	constante universal 0,0821 (J/K/mol).

4.3.5 Banco de baterias

De acordo com o manual do fabricante da CaC instalada no CPC, uma quantidade mínima de energia proveniente de baterias externas é necessária para energização inicial da mesma (RELION, 2006). Para sistemas puramente FV com armazenamento de energia unicamente em bancos de baterias, pode-se determinar o número mínimo de baterias necessárias para garantir uma autonomia de pelo menos dois dias.

Entretando, como visto anteriormente, para os SHGD FV-CaC-Baterias, o número de dias de autonomia do banco de baterias pode ser reduzido devido ao uso de sistema de armazenamento pelo sistema de hidrogênio. Os cálculos para determinar o número de baterias do SHGDN, seguem as recomendações apresentadas pela NBR14298/1999, porém com autonomia de 1 (um) dia. As equações para o cálculo do banco de baterias são apresentadas a seguir:

a) Cálculo da capacidade diária

$$C_{Ah} = \frac{E_{cons_dia}}{V_b} \quad (4.8)$$

em que:

C_{Ah} Capacidade de ampère-hora diária requerida pela carga;
 V_b Tensão nominal do banco de baterias.

b) Capacidade ajustada em função da autonomia

$$C_{Ah_a} = C_{Ah} \cdot D_A \quad (4.9)$$

em que:

C_{Ah_a} Capacidade de ampère-hora diária ajustada devido a autonomia do sistema;
 D_A Número de dias de autonomia.

c) Capacidade ajustada em função da PDmáx

$$C_{Ah_PDmax} = \frac{C_{Ah_a}}{PD_{MAX}} \quad (4.10)$$

em que

C_{Ah_a} Capacidade de ampère-hora diária ajustada devido a PD_{max} das baterias;

d) Capacidade ajustada em função da PDmáx diária

$$C_{Ah_PDmax_d} = \frac{C_{Ah_a}}{PD_{max.d}} \quad (4.11)$$

em que

$PD_{max.d}$ Máxima profundidade de descarga admitida das baterias diariamente.

e) Capacidade ajustada em função do percentual da capacidade em fim da vida das baterias

$$C_{Ah_pfv} = \frac{C_{Ah_a}}{pfv} \quad (4.12)$$

em que

C_{Ah_pfv} Capacidade de ampère-hora diária ajustada em função do percentual de capacidade em fim da vida;

pfv percentual de capacidade em fim da vida das baterias.

f) Capacidade ajustada em função da PD (maior valor entre “c”, “d”, e “e”)

$$C_{Ah_PD} = maior[C_{Ah_PDmax}, C_{Ah_PDmax_d}, C_{Ah_pfv}] \quad (4.13)$$

g) Capacidade ajustada em função da temperatura média de operação, conforme Tabela 4.3.

$$C_{Ah_T} = \frac{C_{Ah_PD}}{F_T} \quad (4.14)$$

em que

C_{Ah_T} Capacidade de ampère-hora diária ajustada em função da temperatura;

F_T Fator de correção da capacidade associado à temperatura.

h) Capacidade ajustada em função do fator de segurança.

$$C_{Ah_S} = \frac{C_{Ah_T}}{F_S} \quad (4.15)$$

em que

C_{Ah_S} Capacidade de ampère-hora diária ajustada em função do fator de segurança;

F_S Fator de segurança da capacidade associado à temperatura.

Tabela 4.3 *Valores típicos do fator de correção da capacidade de baterias chumbo-ácido em função da temperatura (NBR14298/1999).*

Temperatura do eletrólito °C	Fator de correção
-1,1	1,43
1,7	1,35
4,4	1,30
7,2	1,25
10	1,19
12,8	1,15
15,6	1,11
18,3	1,08
21,1	1,04
25,0	1,00
26,7	0,98
29,4	0,96
32,2	0,94
35	0,93
37,8	0,91
40,6	0,89
43,3	0,88
46,1	0,87
48,9	0,86
51,7	0,85

4.4 FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA SIMULAÇÃO

Vários tipos de programas para simulação de SHGD têm sido desenvolvidos por diferentes grupos de pesquisa nos últimos anos. Entre esses programas, podem-se destacar: TRNSYS®, INSEL®, HYBRID2®, HOMER® e outros. Uma breve descrição desses programas, entre outros, capazes de simular sistemas puramente FV é apresentada por Vera (2004).

A precisão da simulação reflete a precisão com que o desempenho de um sistema pode ser avaliado por um programa de simulação. Porém, deve-se compreender que, em um projeto ou análise de um SHGD, a precisão da simulação é um dos fatores que determinam a exatidão das simulações. Informação precisa sobre o sistema projetado, curva de carga que deve ser atendida, condições climáticas como temperatura e radiação

solar também são fatores que influenciam na precisão da simulação. Logo, a escolha de uma ferramenta de simulação eficiente e adequada, bem como o fornecimento dos dados apropriados a serem avaliados, pode conduzir a resultados de simulação seguros e úteis.

Nesta tese, o programa selecionado, com o objetivo de auxiliar no dimensionamento e otimização do SHGD FV-CaC-Baterias, foi o HOMER®, desenvolvido e distribuído gratuitamente pela *National Renewable Energy Laboratory* – NREL (NREL, 2005). O HOMER® apresenta vantagem por ser reconhecido internacionalmente e pela sua capacidade de otimizar os sistemas avaliados a partir da análise técnica e econômica dos dados fornecidos pelo usuário (AGALGAONKAR et al., 2006; NFAH et al., 2008; KENFACK et al., 2009). Esse programa é baseado na simulação de todas as combinações possíveis (método enumerativo) dos componentes do SHGD que se deseja projetar.

4.4.1 O Programa HOMER®

O HOMER® permite aos seus usuários, uma comparação de diferentes opções de projetos de sistemas (renováveis ou não-renováveis), com base na análise técnica e econômica. Também auxilia na compreensão e quantificação dos efeitos da incerteza ou mudanças sobre o sistema a partir dos dados de entrada. O programa modela o comportamento físico do sistema de energia e seus custos de ciclo de vida, que é o custo total da instalação e operação do sistema ao longo sua vida útil. O modelo de otimização foi desenvolvido com o objetivo de prever a configuração de sistemas descentralizados, avaliando várias alternativas possíveis, buscando a solução ótima do sistema (FARRET e SIMÕES, 2006).

O programa pode executar três importantes tarefas: a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade. Na simulação, o programa calcula, para cada configuração em particular, o balanço energético para cada uma das 8.760 horas do ano, para determinar a viabilidade técnica e o custo do ciclo de vida do sistema. Uma solução é considerada factível se ela pode atender à carga e, ao mesmo tempo, satisfizer às restrições impostas pelo usuário.

Na otimização, o programa simula varias configurações diferentes de sistemas em busca daquela que satisfaça às restrições técnicas e possua o menor custo sobre a vida útil do projeto. No processo da análise de sensibilidade, o HOMER® realiza múltiplas otimizações, a partir de uma variação nos dados de entrada, medindo o efeito das incertezas e variações de entrada sobre o projeto. A Figura 4.18 ilustra a relação entre a simulação, otimização e análise de sensibilidade do programa.



Figura 4.18 *Relação entre simulação, otimização e análise de sensibilidade.*

O processo de simulação determina as configurações possíveis para o SHGD avaliado, pela combinação das capacidades disponíveis dos componentes do SHGD e da estratégia de operação, que define como os componentes operam em conjunto. A cada hora do dia, o programa compara a potência requerida pela carga e a capacidade do sistema em fornecer a energia, decidindo como as fontes definidas pelo usuário são despachadas. A medida que o HOMER® utiliza para representar o custo do sistema durante a vida útil dele é o valor presente líquido (VPL). Esse valor inclui todos os custos de aquisição, reposição, de manutenção e operação durante a vida útil do projeto, considerando os fluxos de caixa futuros no valor presente. O VPL inclui o custo inicial dos componentes do sistema, o custo de substituição que pode ocorrer durante a vida útil do projeto, o custo de manutenção e de combustível, se houver, no projeto.

A otimização determina o valor ótimo das variáveis sobre o qual o usuário tem o controle no sistema, como os diferentes componentes, capacidades e quantidades de cada componente. No HOMER®, a solução ótima é considerada aquela que satisfaz às restrições impostas pelo usuário com menor VPL. No processo de otimização, o programa simula várias configurações diferentes do SHGD, descartando aquelas em que as soluções não são factíveis, criando uma lista das soluções possíveis ordenadas do menor ao maior VPL.

A análise de sensibilidade ajuda a estimar os efeitos das incertezas ou mudanças nas variáveis sobre as quais o usuário não tem controle, como média da radiação solar ou preço futuro de um combustível ou componente. Nesta análise, o HOMER® executa múltiplos processos de otimização, que dependem do conjunto de variáveis levadas em consideração. A análise de sensibilidade pode ajudar o projetista de SHGD a compreender os efeitos de incertezas inerentes a esse tipo de projeto, auxiliando na tomada de decisões sobre diferentes condições de incertezas, tais como preço de componentes, combustível, taxas de investimentos ou variações climáticas. A Figura 4.19, apresenta o fluxograma básico geral do programa.

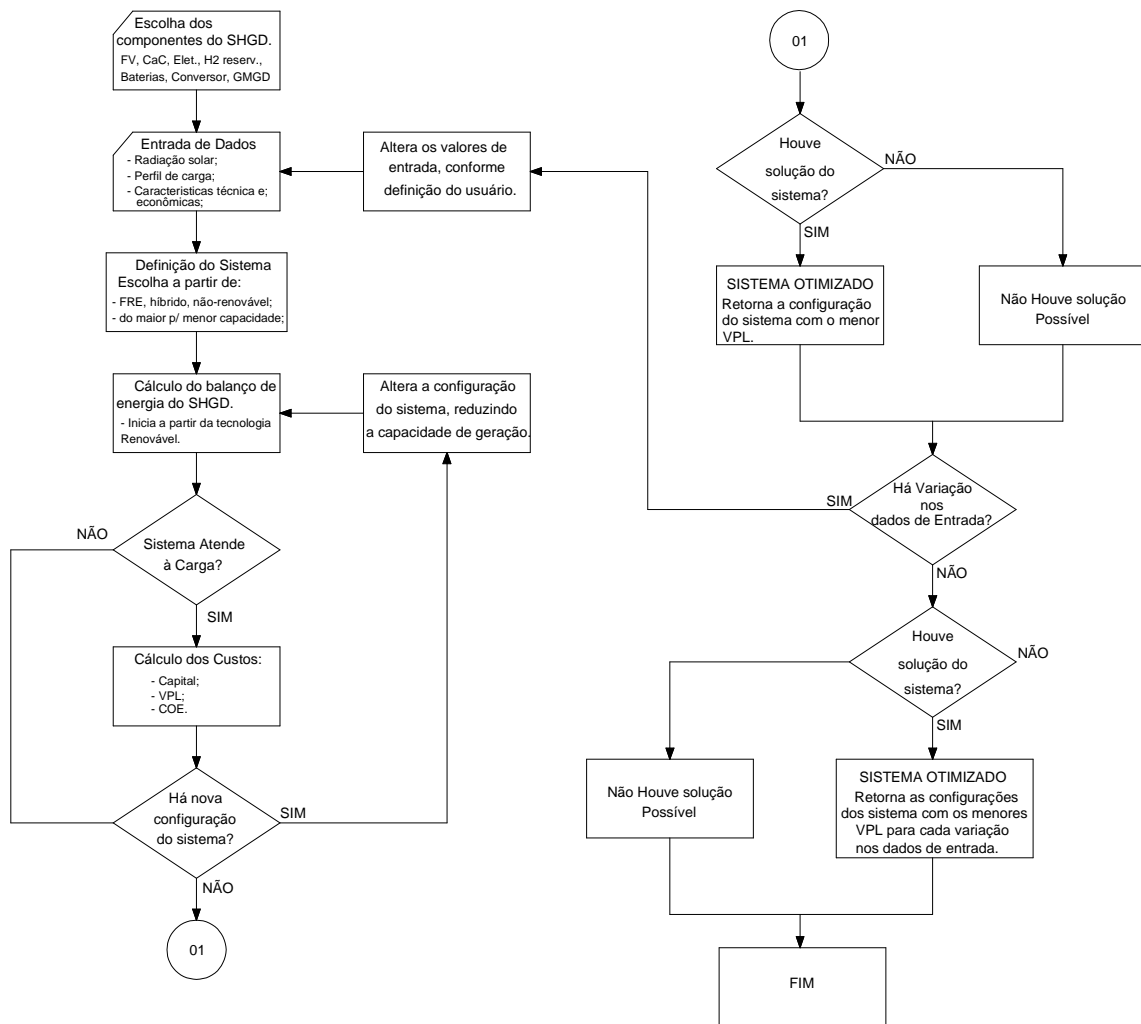


Figura 4.19 Fluxograma básico de funcionamento do HOMER®.

Para calcular o VPL, o HOMER® calcula o custo de cada componente para o período de um ano, denominado custo anualizado (C_{ann}). O custo anualizado de um componente é

igual ao seu custo anual de operação, mais o custo do capital e custo de reposição anualizado sobre a vida útil do projeto. O HOMER® soma o valor anualizado de cada componente para encontrar o custo total anualizado (C_{total_ann}). A seguinte equação é utilizada para o cálculo do valor presente líquido:

$$VPL = \frac{C_{total_ann}}{FRC(t, i)} \quad (4.16)$$

em que:

C_{total_ann}	custo total anualizado;
$FRC(t, i)$	fator de recuperação de capital;
t	tempo estimado do projeto;
i	taxa de juro real.

O fator de recuperação do capital pode ser calculado por (CAMARGO, 1998):

$$FRC(t, i) = \frac{i(1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1} \quad (4.17)$$

O HOMER® define o custo de energia (COE) como a média do custo por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema. Para o cálculo do COE, HOMER® divide o custo total anualizado de produção de eletricidade pela energia útil consumida pela carga no ano (E_{total}).

$$COE = \frac{C_{total_ann}}{E_{total}} \quad (4.18)$$

4.4.2 Despacho do Sistema pelo HOMER®

Para cada hora de um ano, o programa determina se as fontes renováveis consideradas como “não-despacháveis” são capazes de suprir a carga requerida do sistema. Caso não seja possível, o programa determina qual a melhor forma de fornecer energia à carga por fontes não-renováveis do sistema, denominadas fontes “despacháveis”. A compreensão de como é realizado o despacho de energia do sistema é uma importante tarefa para avaliação do sistema. O princípio básico adotado pelo programa HOMER® para definição do despacho é minimizar os custos do sistema, representando os cálculos econômicos de cada fonte “despachável” pelo custo fixo (R\$/kW) e pelo custo marginal

(R\$/kWh). Usando esses valores, o HOMER® faz uma busca pela combinação de fontes despacháveis inseridas pelo usuário, de forma a atender à carga no menor custo possível.

A estratégia de despacho adotada pelo programa HOMER® é baseada no estudo desenvolvido por Barley e Winn (1996), no qual são avaliadas três estratégias possíveis, selecionando a melhor entre elas para cada simulação.

Essas estratégias são:

- Acompanhamento da Carga (*Load Following Strategy*);
- Ciclo de Carga (*Cycle Charging Strategy*); e
- Estratégia Combinada (*Combined Strategy*).

Todas as estratégias buscam a configuração mais econômica para atender à demanda requerida pela carga. Para essas estratégias, o HOMER® parte da premissa que a carga é atendida primeiramente pelas fontes renováveis por possuir menor custo de operação e manutenção. A energia excedente gerada pelas fontes renováveis é utilizada para carregar as baterias primeiramente e, em seguida, produzir H₂ por meio de eletrolisador.

A principal diferença entre as estratégias apresentadas é que, no caso da primeira estratégia, quando o GMG a diesel é utilizado, toda energia produzida é direcionada unicamente para atender à carga. Na segunda estratégia, quando o GMG a diesel é utilizado, ele usa sua capacidade máxima, carregando também as baterias conectadas no sistema. Na terceira estratégia, há uma combinação das duas anteriores. Se a demanda é inferior a uma potência crítica, aplica-se a estratégia “Ciclo de Carga”, caso contrário aplica-se a estratégia “Acompanhamento da Carga”.

Buscando compreender como é realizado o processo de despacho de energia pelo programa HOMER®, apresenta-se a seguir o custo envolvido pelas principais fontes despacháveis do SHGD avaliado, incluído o GMG a diesel.

4.4.2.1 Custo em despachar a energia armazenada nas baterias

Deve ser levado em consideração na estratégia de despacho do SHGD com armazenamento em baterias o efeito da bateria durante a vida útil do projeto. O custo das baterias possui duas componentes, sendo elas: custo de capital, que depende da capacidade do banco de baterias, mas não depende da estratégia de despacho; e o custo de substituição das baterias, que depende da estratégia de despacho utilizada no sistema (BARLEY e WINN, 1996).

Deseja-se, nesta seção, determinar o custo de se despachar a energia armazenada nas baterias proveniente das fontes renováveis. Barley e Winn (1996) apresentam a seguinte equação, para o custo de desgaste das baterias, ao longo da vida útil do projeto, C_{db} (*Battery wear cost*).

$$C_{db} = \frac{C_b [R\$]}{N_{bat} \cdot E_{ciclada_i} \cdot \sqrt{\eta_{bat}}} \quad (4.19)$$

em que:

C_{db}	custo de desgaste das baterias;
C_b	custo do banco de baterias;
N_{bat}	número de baterias do banco;
$E_{ciclada_i}$	energia de carga/descarga das baterias;
η_{bat}	eficiência das baterias.

4.4.2.2 Custo em Despachar a Energia pelo GMG a Dísel

Assim como as baterias, é importante conhecer o seu custo envolvido na comparação com os sistemas que utilizam a tecnologia de hidrogênio. O custo do combustível gasto pelo GMG a dísel para fornecer uma determinada potência à carga P_{carga} (kW) é determinado por:

$$C_{comb} = C_{diesel} \cdot F_{GMG} \quad (4.20)$$

em que:

C_{comb}	custo do combustível gasto pelo GMG a dísel;
C_{diesel}	custo do litro do dísel;
F_{GMG}	taxa de consumo do GMG a dísel.

O custo do kWh da potência gerada pelo GMG a diesel (C_{gd}) é determinado por :

$$C_{gd} = \frac{C_{diesel} \cdot F_{GMG}}{P_{carga}} = C_{diesel} \left(A_{GMG} + \frac{B_{GMG} \cdot P_{GMG}}{P_{carga}} \right) \quad (4.21)$$

O preço do diesel nas comunidades isoladas, pode variar de duas a três vezes a mais, do que valor encontrado nos postos de combustíveis da Região Norte (PARENTE, 2003; COELHO et al., 2005). Nesta tese, foi adotado o preço do diesel igual a uma vez e meia o valor médio encontrado nos postos de combustível da região, o qual pode variar por estado, conforme a Tabela 4.4.

Tabela 4.4 *Preços médios do diesel nos estados da Região Norte do Brasil.*

Período : de 13/06/2010 a 19/06/2010 (ANP,2010)

Estado	V. Mín.	V. Máx.	Média
Acré	R\$ 2,28	R\$ 2,75	R\$ 2,52
Amapá	R\$ 2,16	R\$ 2,50	R\$ 2,33
Amazônia	R\$ 1,99	R\$ 2,45	R\$ 2,22
Pará	R\$ 1,97	R\$ 2,44	R\$ 2,21
Rondônia	R\$ 2,14	R\$ 2,43	R\$ 2,29
Roraima	R\$ 2,35	R\$ 2,60	R\$ 2,48
Tocantins	R\$ 2,05	R\$ 2,21	R\$ 2,13
Média Geral			R\$ 2,31

Os custos da energia entre as fontes despacháveis são comparados no SHGD. O gráfico da Figura 4.20 representa as duas estratégias para o despacho de energia no sistema: acompanhamento da carga e ciclo de carga, considerando um GMG a diesel de 5kW e banco de baterias mínimo de quatro baterias de 220Ah/C₂₀ em série formando 48 Vcc.

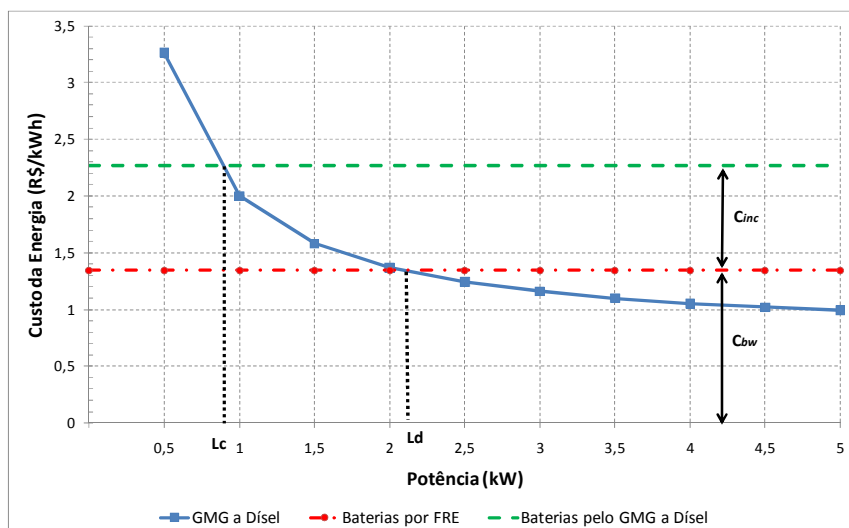


Figura 4.20 *Custo de energia e carga crítica.*

A curva contínua em azul descreve o custo da geração de energia pelo GMG a dísel, (C_{gd}). A linha horizontal inferior representa o custo de despachar a energia que foi previamente produzida pelas FRE e armazenada nas baterias. Para Barley e Winn (1996), a interseção entre as curvas do custo da energia do GMG a dísel e da energia armazenada nas baterias por FRE, determina a “potência crítica de descarga” (L_d). Quando a energia a ser despachada à carga é menor do que o valor de L_d , é mais econômico usar a energia armazenada nas baterias. Caso contrário, mesmo que ainda haja energia nas baterias, quando a energia a ser despachada à carga é superior ao valor de L_d , é mais econômico utilizar o GMG a dísel. Nessa estratégia, as baterias nunca são carregadas pelo GMG.

Na estratégia ciclo de carga, o GMG a dísel opera na sua capacidade máxima, fornecendo energia excedente para carregar as baterias. Quando o GMG a dísel entra em operação, o custo adicional de geração de energia, levando em consideração as perdas no armazenamento, pode ser calculado pela equação (4.22). Esse custo é representado na Figura 4.19 como custo incremental (C_{inc}).

$$C_{inc} = \frac{C_{diesel} \cdot A_{GMG}}{\eta_{bat}} \quad (4.22)$$

O valor incremental, somado ao custo da energia armazenada nas baterias pela FRE, resulta no custo da energia armazenada nas baterias provenientes do GMG a dísel (linha horizontal superior na Figura 4.19). A interseção entre a curva do custo de energia do

GMG a dísel e da linha de custo de energia armazenada nas baterias carregadas previamente pelo GMG a dísel determina a “potência crítica de carga” (L_c).

A partir das equações (4.19) a (4.22), podem-se obter L_d e L_c . Para o cálculo completo, deve ser considerado, ainda, o custo por hora de manutenção e operação do GMG a dísel ($C_{O\&M_gen}$) e o custo de reposição do GMG a dísel por hora (C_{rep_gen}).

$$C_{rep_gen} = \frac{C_{gen}}{Vida_{gen}} \quad (4.23)$$

em que:

C_{rep_gen} custo de reposição do GMG a dísel por hora;
 C_{gen} custo de aquisição do GMG a dísel;
 $Vida_{gen}$ vida útil do GMG a dísel.

Assim L_d e L_c são determinados respectivamente por:

$$L_d = \frac{B_{GMG} \cdot P_{GMG} \cdot C_{dísel} + C_{O\&M_gen} + C_{rep_gen}}{C_{bw} - A_{GMG} \cdot C_{dísel}} \quad (4.24)$$

$$L_c = \frac{\eta_{bat} \cdot (B_{GMG} \cdot P_{GMG} \cdot C_{dísel} + C_{O\&M_gen} + C_{rep_gen})}{\eta_{bat} \cdot C_{bw} + A_{GMG} \cdot C_{dísel} \cdot (1 - \eta_{bat})} \quad (4.25)$$

Conforme discutido anteriormente, para cada hora, o programa avalia, em cada combinação de possibilidades, qual estratégia de controle é mais vantajosa para fornecer energia à carga, usando a energia armazenada na bateria ou gerar a energia pelo GMG.

4.5 METODOLOGIA

Tendo como objetivo final o desenvolvimento de um procedimento para o dimensionamento otimizado de SHGD baseados em tecnologia FV-CaC-Baterias, descreve-se, a seguir, a metodologia utilizada. Todo o processo de dimensionamento e otimização é realizado considerando as características intrínsecas à região da Amazônia Legal, como disponibilidade de recursos renováveis e características de consumo de carga das comunidades isoladas. Todos os componentes do sistema avaliado são baseados nas informações obtidas do projeto original do SHGD instalado no CPC e nas informações produzidas nas seções anteriores.

De forma a comparar os resultados obtidos com um sistema híbrido de geração distribuída novo (SHGDN) FV-CaC-Baterias projetado de acordo com a curva de carga a ser atendido e com a disponibilidade de recurso solar do local, foi acrescentado um GMG a diesel nas simulações. Em seguida, alguns cenários são considerados na comparação, de forma a conhecer a influência sobre o aumento do preço do diesel na região e as reduções do preço dos componentes eletrolisador e CaC. Assim, a metodologia adotada para esta tese é apresentada a seguir:

- Considerando o SHGD FV-CaC-Baterias instalado no CPC, propor SHGDN de forma que o mesmo seja dimensionado e otimizado para atender as características reais das comunidades isoladas na Amazônia brasileira. Para essa proposição, são considerados: (a) dados registrados da demanda de energia do CPC (8.760 dados/ano); (b) dados registrados da radiação solar (8.760 dados/ano) e dados da radiação média mensal histórica para as proximidades do local; (c) características técnicas e de custo dos componentes do SHGD do sistema instalado no CPC. Esse dimensionamento deve ser capaz de atender às demandas energéticas do CPC de forma contínua e eficiente;
- Após o dimensionamento do SHGDN, realizar simulações utilizando o HOMER®, de forma a comparar a tecnologia proposta com a inclusão do GMG a diesel, usualmente utilizado na região como fonte de geração de energia. Para essa proposição, outras configurações de sistemas para atendimento a comunidades isoladas são analisados, como: FV-Diesel, FV-Diesel-Baterias, FV-Baterias e somente GMG diesel;
- Verificar a influência do aumento do preço do diesel na região Norte do Brasil, na comparação com o SHGDN;
- Verificar a influência da redução do preço de aquisição dos componentes do sistema de H₂ (eletrolisador-CaC-reservatório de H₂), considerando somente a FRE como alternativa para atendimento as comunidades isoladas; e
- Avaliar a influência do aumento do consumo de energia pela comunidade isolada e a influência do gerenciamento da carga pelo lado da demanda, juntamente com a variação da disponibilidade de oferta de energia solar.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a finalidade de dimensionar e otimizar os componentes de um SHGDN baseado em 100% de fontes renováveis com tecnologia FV e CaC, apresentou-se, neste capítulo, uma síntese do SHGD instalado no CPC. Esse sistema é utilizado como um caso de referência para análise realizada no próximo capítulo.

O capítulo traz uma descrição do sistema de monitoramento da radiação solar, da produção de energia do sistema FV e da curva de carga. Os sistemas de monitoramento são necessários para a realização de um banco de dados do SHGD do CPC, auxiliando na precisão dos resultados de dimensionamento e otimização do SHGDN proposto.

De forma a auxiliar a comparação entre o SHGDN e as diferentes configurações de sistemas possíveis de serem utilizados na região Norte do Brasil, apontou-se como fator essencial a utilização de ferramenta computacional. Nesse sentido, foram destacadas as principais características da ferramenta HOMER®, desenvolvida pela NREL (2005), que visa aumentar o nível de situações possíveis, reduzindo o tempo gasto para obtenção dos resultados. Para finalizar o capítulo, foi apresentada a metodologia para se atingirem os objetivos do trabalho.

5 RESULTADOS E ANÁLISES

Neste capítulo são apresentados o dimensionamento e as simulações para otimização dos componentes do SHGDN FV-CaC-Baterias proposto, para atendimento a comunidades isoladas na Amazônia. Após o dimensionamento, apresentam-se as simulações do SHGDN proposto, visando a determinar a combinação ótima entre os seus componentes, garantindo o menor custo possível de energia. Tanto no dimensionamento quanto nas simulações são utilizados os dados de carga, de radiação solar e de custo individual dos componentes do SHGD instalado no CPC, utilizado como estudo de caso nesta tese.

Também são realizadas novas simulações, comparando o SHGDN com diferentes tecnologias possíveis de serem utilizadas nas comunidades isoladas, incluindo geração de eletricidade por GMG a diesel. Por fim, apontam-se as análises de sensibilidade do sistema, por meio de variações do preço do diesel, aumento do consumo da carga, variação da radiação solar e variação do preço dos componentes do sistema de hidrogênio (CaC e eletrolisador).

5.1 DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DO SHGDN

5.1.1 Dimensionamento do gerador FV

Para o dimensionamento do gerador FV do SHGD, faz-se necessário o conhecimento prévio das características do módulo FV utilizado. Dessa forma, considerando nesta tese que o módulo FV utilizado foi o modelo KC-130TM de 36 células, com tecnologia de silício policristalino, pode-se obter o rendimento do módulo (η_{FV}) igual a 15,6 % conforme as especificações técnicas apresentadas na Tabela 5.1 (KYOCERA, 2009). O rendimento máximo do SHGD instalado no CPC para o menor mês de radiação solar é igual a 6,28 %, conforme demonstrado por Severino (2008).

Tabela 5.1 *Especificações técnicas do módulo FV KC-130TM.*

Descrição	Características Elétricas
Máxima Potência (Pmax)	130 W
Tolerância	± 10%
Voltagem de máxima potência (Vmpp)	17,6 V
Corrente de máxima potência (Impp)	7,39 A
Voltagem de circuito aberto (Voc)	21,9 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,02 A
TNOC	47 °C

Utilizando as equações (4.2) e (4.3), substituindo os valores do consumo máximo diário de 23,84 kWh (Figura 4.16) e radiação média diária anual de 4,92 kWh/m²/dia (ver seção 4.2.5), pode-se determinar a área total do gerador FV equivalente a:

$$A_{FV} = \frac{23,84}{0,0628 \cdot 4,92} = 77,03\text{m}^2$$

e

$$P_{FV} = 0,156 \cdot 77,03 = 12,02 \text{ kW}$$

Assim, para atendimento à curva de carga atual do CPC (Figura 4.16), considerando as características dos equipamentos instalados para o SHGDN, seriam necessários 12,02 kWp de módulos FVs. Esse valor é dimensionado, considerando uma potência excedente do sistema FV, capaz de suprir o sistema de armazenamento de H₂, o qual é responsável por fornecer energia à CaC, e conseqüentemente, suprir a carga nos períodos de baixa ou ausência da radiação solar.

5.1.2 Dimensionamento da CaC

Para a curva de carga horária da Figura 4.16, pode-se obter a demanda máxima da carga, na ausência de energia gerada pelo sistema FV. Assim, utilizando a equação 4.4, a potência nominal da CaC necessária para suprir a demanda máxima diária é igual a:

$$P_{CaC} = 1,1 \cdot 2,4 = 2,64 \text{ kW}$$

5.1.3 Dimensionamento do eletrolisador

A potência nominal do eletrolisador é igual à potência máxima do gerador FV menos a quantidade de mínima de potência requerida pela carga. Para uma carga mínima de 2,3 kW durante o período do dia com disponibilidade de radiação solar (Figura 4.16), utilizando-se o fator k igual a 0,8 devido à presença das baterias, pode-se calcular a potência nominal do eletrolisador a partir da equação 4.5:

$$P_{Elet} = 0,8 \cdot (12,02 - 2,3) = 7,78kW$$

Esse é o valor máximo de potência disponível fornecida pelo gerador FV e disponibilizada ao eletrolisador para produção de H₂.

5.1.4 Dimensionamento do reservatório de hidrogênio

O consumo máximo noturno diário registrado para o mês de junho de 2009 no CPC foi de 5,6 kWh. Utilizando a eficiência mínima da CaC igual a 37% e o poder calorífico inferior (PCI) de 3,0 kWh/m³ para o H₂ (SEVERINO, 2008), pode-se calcular a quantidade necessária de H₂ utilizando a equação 4.6:

$$\mathcal{M}_{H_2} = \frac{5,6}{0,37} \cdot \frac{1}{3} = 5,045m^3H_2/dia$$

Convertendo esse resultado para quilograma de H₂, utilizando a densidade (CNTP) de 0,08988 kg/m³, tem-se:

$$\mathcal{M}_{H_2} = 5,04 \cdot 0,08988 = 0,453 kg H_2/dia$$

Ao considerar a autonomia mínima de dois dias (mesmo valor recomendado para autonomia de sistemas com armazenamento de energia em baterias, conforme NBR14298), o consumo seria igual a 47,68 kWh. Esse seria o cenário mais desfavorável para o sistema com armazenamento puramente pelo sistema H₂ sendo necessário:

$$\mathcal{M}_{H_2} = \frac{47,68}{0,37} \cdot \frac{1}{3} = 42,95m^3 ou 3,86kg$$

O reservatório de hidrogênio deve ser especificado pelo volume e pela máxima capacidade de pressão alcançável. Os reservatórios de H₂ comercialmente disponíveis, adquiridos para o projeto CPC, são cilindros construídos de aço que suportam altas pressões. O cilindro apresenta as seguintes características: volume 49 L, pressão máxima suportável de 170 bar. O custo de um cilindro para o projeto CPC foi de R\$ 1.250,00 e a pressão máxima de saída do eletrolisador é de 250 psi ou 17 bar. Dessa forma, utilizando a equação (4.7), para cada cilindro utilizado no projeto CPC (49 L /17 bar⁸) em uma temperatura média registrada no CPC no valor de 30 °C, tem-se:

$$n = \frac{PV}{RT} = \frac{17 \cdot 0,98693 \cdot 49}{0,0821 \cdot (30 + 273)} = 33,048 \text{ mol}$$

Sabendo que, nas CNTP, 1 mol de gás de H₂ ocupa 22,43 litros e que a densidade do hidrogênio é de 0,08988 g/L, cada cilindro instalado no CPC possui uma quantidade de H₂ equivalente a:

$$\mathcal{M}_{H_2/cilindro} = 33,048 \cdot 22,43 \cdot 0,08988 = 0,066 \text{ kg}$$

Para atender o consumo diário de energia no CPC, somente no período noturno, no qual não há produção de energia pelo gerador FV, basta dividir a quantidade diária de H₂ requerida pela carga, pela quantidade máxima de H₂ disponível em cada cilindro, determinando o número de cilindros (N_c) necessários para atender a carga.

$$N_c = \frac{\mathcal{M}_{H_2}}{\mathcal{M}_{H_2/cilindro}} = \frac{0,453}{0,066} = \sim 7 \text{ cilindros.}$$

Para o armazenamento de energia com autonomia de dois dias, o número de cilindros de H₂ necessários é igual a:

$$N_c = \frac{\mathcal{M}_{H_2}}{\mathcal{M}_{H_2/cilindro}} = \frac{3,86}{0,066} = \sim 59 \text{ cilindros.}$$

Neste caso, em vez de utilizar unidades individuais de cilindros, pode-se utilizar um único sistema de armazenamento de H₂, com capacidade de armazenamento de 3,86 kg/H₂ a uma pressão de 17 bar (250 psi).

⁸ Nas CNTP, 1 bar equivale a 0,98693 atm.

5.1.5 Dimensionamento do banco de baterias

Conforme recomendação do fabricante da CaC instalada no CPC, a mesma requer uma quantidade mínima de baterias para o seu funcionamento. Para o caso do CPC, recomenda-se um banco de baterias com tensão nominal de 48 Vcc e capacidade maior ou igual a 20Ah por kW de CaC instalada, o que resulta em 960Wh por kilowatt instalado (RELION, 2006).

Para o cálculo do número de baterias do sistema, seguiu-se as recomendações da norma NBR14298 (1999), equações 4.8 a 4.15. Foi considerado o consumo diário máximo do CPC registrado para o dia 14 de março de 2009, igual a 23,84 kWh, utilizando o mesmo tipo de baterias avaliadas no projeto CPC, (220 Ah/C₂₀ 12Vcc), conectadas em um número de 4 baterias em série formando um barramento de 48Vcc. Como o reservatório de H₂ é projetado para atender a carga com uma autonomia de 2 dias, adota-se uma $PD_{máx}$ diária de 60 % com autonomia de 1 (um) dia apenas para o banco de baterias. A Tabela 5.2 a seguir apresenta os dados e fatores utilizados nas equações para dimensionamento do banco de baterias. Nestas condições, o número de baterias do SHGDN resulta em um total de 16 baterias.

Tabela 5.2 *Características do banco de baterias do SHGDN FV-CaC-Baterias.*

Descrição	Características
Capacidade diária	23,84 kWh
Autonomia do banco de baterias	1 dia
PD _{máx}	70%
PD _{máx} diária	60%
Percentual da capacidade em fim de vida das Baterias	80%
Temperatura média de operação	35 °C
Fator de correção de temperatura	0,93
Fator de segurança	10%

5.1.6 Resumo do dimensionamento do SHGDN FV-CaC-Baterias

A Figura 5.1 mostra a configuração do SHGDN FV-CaC-Baterias para atendimento à curva de carga registrada no CPC (Figura 4.16) após o dimensionamento. Esta

configuração é baseada na arquitetura com conexão principal no lado CA, por meio de acoplamento de inversores “inteligentes” (itens 3 e 8 da Figura 5.1), os quais controlam a tensão e a frequência da rede. A instalação, integração e operação do sistema são realizadas possibilitando que todo o sistema funcione de forma automatizada, tão simples quanto possível, considerando as limitações de conhecimento técnico dos moradores locais nas regiões isoladas da Amazônia Legal.

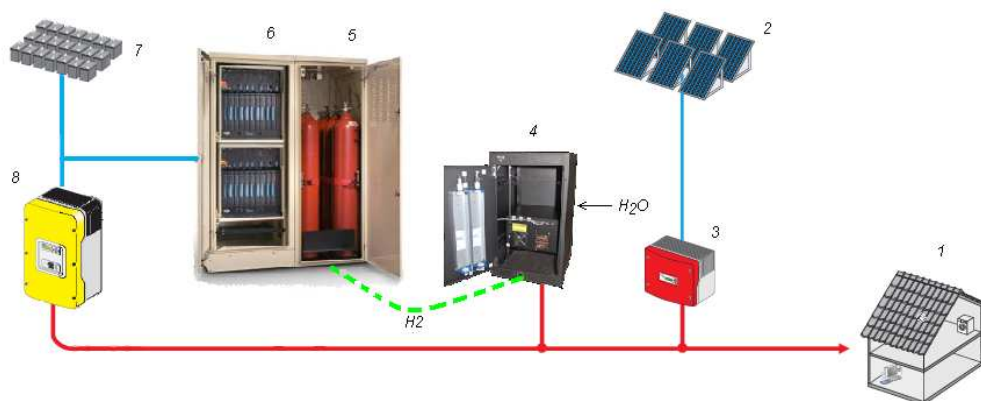


Figura 5.1 Configuração do SHGDN FV-CaC-Baterias dimensionado.

A Tabela 5.3 apresenta o resultado da configuração do SHGDN, incluindo os valores dos componentes cotados em outubro de 2009. Observa-se que o equipamento eletrolisador destaca-se como o mais caro entre todos os componentes, seguido pelo gerador FV e reservatório de H₂.

Tabela 5.3 Resumo dos componentes do sistema e custo de implantação.

Descrição	Quant.	Custo Unitário R\$/und.	Total (R\$)
Módulos FVs- Modelo KC-130	96	1.400	134.400
Inversor Sunny Boy 3000	4	9.000	36.000
Eletrolisador (PEM) 7,8kW	7,8	27.000	210.600
Reservatório de H ₂ - Cilindros	59	1.200	70.800
Célula a Combustível (PEM)	2,7	16.500	44.550
Baterias (Moura)	16	800	12.800
Conversor Sunny Island 5048	1	16.100	16.100
TOTAL			525.250

O gráfico da Figura 5.2 a seguir, apresenta a contribuição de cada componente no custo inicial do SHGDN proposto após o dimensionamento do mesmo. Juntos, a CaC, o eletrolisador e o sistema de armazenamento de energia, representaram 64% de todo o custo de implantação do SHGDN após o dimensionamento.

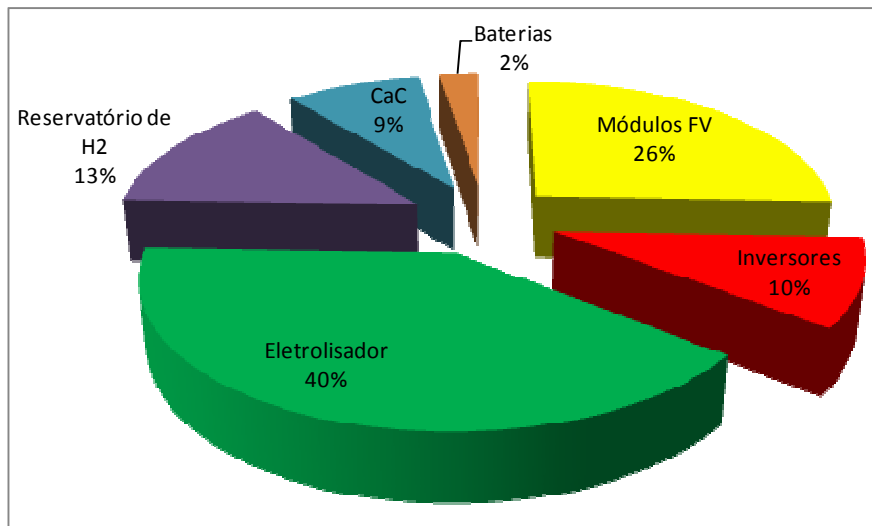


Figura 5.2 *Influência dos componente no custo total do SHGDN dimensionado.*

Comparado ao sistema FV tradicional, com armazenamento de energia por meio de baterias, conclui-se que ainda é necessário haver maior desenvolvimento em escala dos sistemas de produção de hidrogênio (principalmente do eletrolisador) para que o mesmo possa ter redução no custo de aquisição. Apesar da queda de preços ocorridos nos últimos anos, o custo atual dos módulos FVs no Brasil necessita ser reduzido para que possam tornar atrativos os usos destes sistemas renováveis em áreas isoladas.

5.2 OTIMIZAÇÃO DO SHGDN FV-CAC-BATERIAS

Considerando os objetivos desta tese, propôs-se a otimização do sistema dimensionado por meio do controle da estratégia do despacho de energia do sistema. Assim, foram adotadas as mesmas premissas utilizadas por Severino (2008) quanto aos despachos de energia do SHGD:

1. A carga é atendida preferencialmente pelos módulos FVs (i.é, pela FRE);
2. A energia excedente dos módulos FVs é utilizada primeiramente para recarregar as baterias do sistema, em seguida, é utilizada para produção de H₂;
3. Na ausência da radiação solar, a carga é atendida em um curto período de tempo pelas baterias e em seguida pela CaC;
4. Na ausência de H₂ armazenado, a carga é atendida pelo banco de baterias.

Diferentes simulações utilizando o HOMER® foram realizadas, as quais visaram otimizar o dimensionamento do SHGDN, de forma a atender às características de consumo de carga de uma pequena comunidade isolada com o menor custo possível da energia consumida.

5.2.1 Simulação do SHGDN para carga atual do CPC

Nesta seção, apresentam-se os resultados da simulação e da otimização do custo da energia para o novo sistema híbrido (SHGDN FV-CaC-Baterias), para o estudo de caso do CPC. A análise foi realizada para a curva de carga atual do CPC, Figura 4.16, considerando os componentes comerciais conforme a Tabela 5.3.

Diferentes capacidades para o gerador FV, eletrolisador, CaC, baterias foram consideradas no programa HOMER®, com a finalidade de encontrar o valor ótimo do custo da energia (COE) produzido pelo SHGDN. A Tabela 5.4, apresenta um resumo da variação das capacidades dos componentes do SHGDN a serem simulados no HOMER®.

Tabela 5.4 *Diferentes capacidades dos componentes simulados no HOMER®.*

Descrição	Faixa de Valores Simulados
Módulos FVs (KC-130)	1 até 15 kWp
Célula a Combustível (PEM)	1 até 3 kW
Eletrolisador (PEM)	1 a 8 kW
Reservatório de H ₂	6 até 60 cilindros de H ₂
Baterias (Moura)	4 até 40 baterias

Após a simulação e otimização realizada com o auxílio do HOMER®, os resultados são apresentados na Tabela 5.5. A Tabela 5.5 mostra que o novo SHGD FV-CaC-Baterias é composto por 11,44kWp de gerador FV, 1kW de CaC, 1kW para eletrolisador, 0,40kg de H₂ ou 6 cilindros e 20 baterias. A tabela também apresenta o sistema FV-Baterias, o qual é composto por 10,14kWp de gerador FV e 28 baterias, e atende às necessidade da carga, com um custo inicial de R\$159.275,00, representando 26,75% menos que o custo inicial do SHGDN FV-CaC-Baterias.

Tabela 5.5 Resultado da simulação e otimização do SHGDN.

FV (kWp)	CaC (kW)	Baterias (unid.)	Eletr. (kW)	H ₂ (kg)	Custo Inicial (R\$)	Custo de Operação (R\$/ano)	Total VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	CaC Oper. (h)
10,14		28			159.275	7.257	243.844	2,43	
11,44	1	20	1	0,40	217.451	5.660	283.407	2,83	808

Também pode ser observado na tabela que o COE do SHGDN é 13,15% mais oneroso do que no sistema FV-Baterias. Comparado ao dimensionamento realizado no item 5.1.5, observa-se na Tabela 5.5 que o número de baterias no SHGDN aumentou, enquanto a capacidade dos componentes CaC e eletrolisador reduziram. Além disso, o número de horas de operação da CaC resultou em 808 horas por ano, o que equivale a cerca de pouco mais de 2 horas de funcionamento por dia. Esses resultados, mostram que, na otimização do SHGD, o mesmo busca privilegiar o uso das baterias, devido ao custo de despacho dessa tecnologia ser mais barata em relação ao custo de despacho do sistema a H₂, isto é, CaC-Eletrolisador-Reservatório de H₂.

A fim de verificar a influência do número de baterias no SHGDN, diferentes simulações do SHGDN foram realizadas. Esses resultados são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 Influência do número de baterias no custo do SHGDN.

FV kWp	CaC kW	Bat. Total	Eletr. kW	H ₂ (kg)	Custo Inicial R\$	Custo de Oper. R\$/ano	VPL Total R\$	COE R\$/kWh	CaC oper. (h)
11,44	1	20	1	0,40	217.451	5.660	283.407	2,83	808
13,52	1	16	1	0,40	240.114	4.687	294.731	2,94	934
15,60	1	12	1	0,40	262.642	3.707	305.847	3,05	1.006
18,72	1	8	1	0,40	298.100	3.083	334.030	3,33	1.128

Observa-se, na tabela acima, que o tempo de operação da CaC aumenta com a redução do número de baterias. Ao reduzir o número de baterias no SHGDN, há a necessidade de aumentar a capacidade instalada do gerador FV, o qual passa a fornecer mais energia excedente, disponível para armazenamento e uso posterior pela CaC. Conseqüentemente, o custo inicial de implantação e o COE são elevados, principalmente, devido à capacidade instalada dos módulos FVs no SHGDN. Pode-se concluir também que, o reservatório do sistema de H₂ não sofreu alteração; entretanto, o mesmo pode armazenar a energia excedente proveniente dos módulos FVs.

Outra importante conclusão que pode ser observada na Tabela 5.6 é que o custo de operação do SHGDN é reduzido com a redução do número de baterias, fator esse, causado principalmente pelas trocas de baterias a cada 4 anos no mínimo ao longo da vida útil do projeto. A Figura 5.3 apresenta a composição do VPL após a otimização do SHGDN.

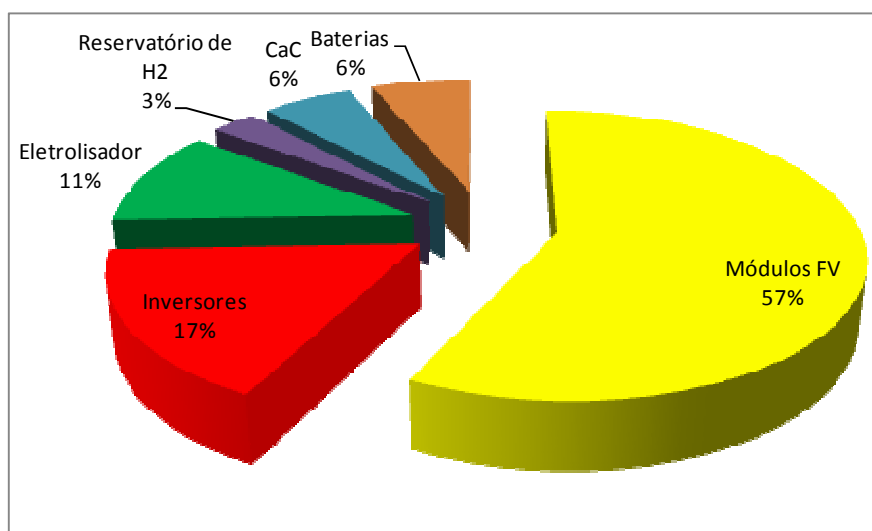


Figura 5.3 *Influência dos componente no custo total do SHGDN otimizado.*

Na Figura 5.3, também pode-se verificar que o custo dos módulos FVs representa a maior parcela do VPL do SHGDN. O sistema de hidrogênio representou 20% do custo total do valor do projeto. Neste caso, na otimização do SHGDN, levando-se em consideração o custo da energia, os módulos FVs representam o principal componente do SHGDN que necessita redução no custo de aquisição, para que o sistema possa ser aplicado em comunidades isoladas.

5.2.2 Simulação do SHGDN incluindo GMG a diesel

Nesta seção, foram realizadas novas simulações buscando comparar diferentes configurações de sistemas possíveis para atender às demandas de comunidades isoladas na Amazônia Legal. Considerou-se a inserção do GMG a diesel, frequentemente encontrado nas comunidades isoladas, de forma a comparar os resultados com o SHGDN FV-CaC-Baterias.

Nesta simulação, além do SHGDN FV-CaC-Baterias, e do sistema FV-Baterias, foram acrescentadas 4 (quatro) novas configurações com possibilidades de atender a curva de carga apresentada na Figura 4.16, sendo elas:

- GMG a dísel somente;
- GMG a dísel e sistema FV, somente;
- GMG a dísel e baterias, somente;
- GMG a dísel, sistema FV e baterias.

O preço do dísel foi considerado, nesta análise, igual ao valor médio para a região Norte (Tabela 4.4), no valor de R\$ 2,31 por litro. Assim, a Tabela 5.7 apresenta os resultados das simulações dos componentes do SHGD instalado no CPC incluído o GMG a dísel. É importante ressaltar que os sistemas otimizados são ordenados de acordo com o valor crescente do COE.

Tabela 5.7 *Resultado da simulação e otimização incluindo o GMG a dísel.*

FV (kWp)	Dísel (kW)	Baterias (unid.)	Custo Inicial (R\$)	Custo de Oper. (R\$/ano)	Total VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	Dísel oper. (h)	Fração Renov. (%)
10,14		28	159.275	7.257	243.844	2,43		100
5,07	2	12	88.570	7.687	178.154	1,76	2.524	78
4,29	2		58.207	11.451	191.654	1,90	6.739	56
	3	16	31.500	17.006	229.678	2,27	3.278	0
10,14		28	159.275	7.257	243.844	2,43		100
	3		7.500	23.743	284.195	2,81	8.760	0

Nos resultados apresentados na Tabela 5.7, o sistema mais econômico, capaz de atender ao consumo de carga do CPC, consiste na configuração FV-Bateria-Dísel, com COE igual a R\$ 1,76/kWh. O COE do SHGDN FV-CaC-Baterias apresentado na Tabela 5.5, após simulação e otimização, foi de R\$ 2,83/kWh. Todas as simulações apresentados na Tabela 5.7 resultaram em um valor do COE menor comparado ao do SHGDN. Portanto, nos casos em que o objetivo principal do SHGD seja obter um custo reduzido para o COE, o GMG torna-se um componente importante, no entanto, deve-se lembrar que o uso do dísel na Amazônia implica sérios riscos ambientais, além de problemas referentes à saúde das pessoas que utilizam desses sistemas, conforme apresentado anteriormente (seção 2.2).

5.2.3 Simulação do SHGDN considerando aumento do preço do diesel

Considerando a variação no preço do diesel na Amazônia, uma nova simulação foi realizada. Nesta simulação, o custo de aquisição do litro do diesel foi alterado com fatores de múltiplos iguais a: 1,5, 2,0 e 3,0 vezes o valor aplicado do preço do diesel nos postos de combustíveis da região. Essa situação busca verificar a influência do aumento do preço do diesel causado pelo isolamento das comunidades nesta região. A Figura 5.4 apresenta as curvas resultantes de cada sistema após as simulações.

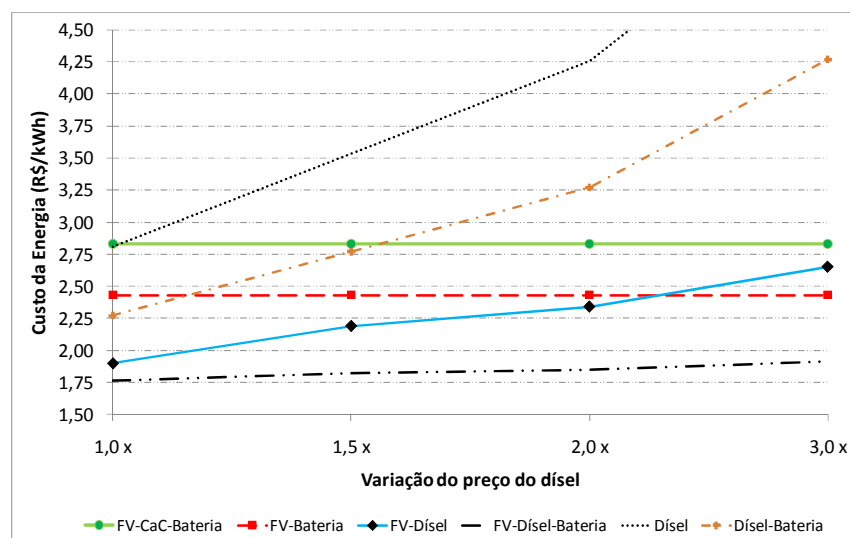
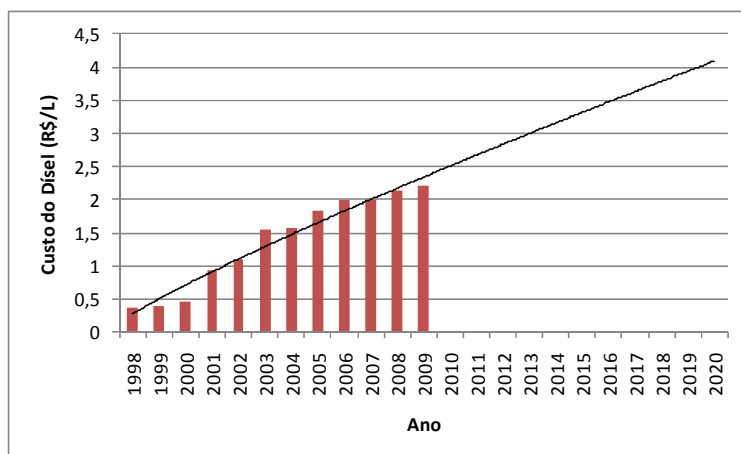


Figura 5.4 Variação do COE devido a diferença do preço do diesel.

Verifica-se, a partir da Figura 5.4, que o COE do SHGDN FV-CaC-Baterias otimizado é mais vantajoso que a solução GMG a diesel somente para fatores superiores a uma vez o valor do preço do diesel. Além disso, o COE do SHGDN otimizado é mais vantajoso que a solução do sistema diesel-baterias para fatores superiores a 1,5 vezes o valor do preço do diesel atual. Entretanto, em todas as simulações, a opção FV-Diesel-Baterias apresentou-se como sistema mais favorável para atendimento a comunidades isoladas.

Embora o sistema híbrido FV-Diesel-Baterias apresente o menor COE, mesmo para o custo do diesel 3 vezes o valor nos postos de combustível, a utilização de combustível fóssil torna esses sistemas dependentes da variação do preço do diesel no mercado externo. Com a tendência da produção em escala dos equipamentos CaC e eletrolisador, o custo de aquisição dos mesmos tende a reduzir a cada ano; conseqüentemente, o COE do SHGDN tende a reduzir, tornando esses sistemas cada vez mais atrativos para

atendimento às comunidades isoladas. Em uma nova análise, considerando que o custo do diesel tende a subir a cada ano no Brasil, pode-se estimar a evolução do preço do combustível para um período de 10 anos, conforme registrado na Figura 5.5.



Fonte: ANP (Levantamento de Preços).

Figura 5.5 Preço médio do óleo diesel ao consumidor na região Norte.

Nessa análise, foi realizada nova simulação, considerando o aumento do preço do diesel futuro estimado para os próximos 10 anos (até 2020), e considerando os fatores de múltiplos iguais a: 1,5, 2,0 e 3,0 vezes o valor aplicado do preço do diesel nos postos de combustíveis da região (incluindo o custo do transporte do combustível conforme apresentado anteriormente). Os resultados são apresentados no gráfico da Figura 5.6. Deve-se lembrar que o COE do SHGDN e do sistema FV-Baterias não sofrem alterações devido à variação do custo do diesel, permanecendo em 2,83 R\$/kWh e 2,43 R\$/kWh respectivamente.

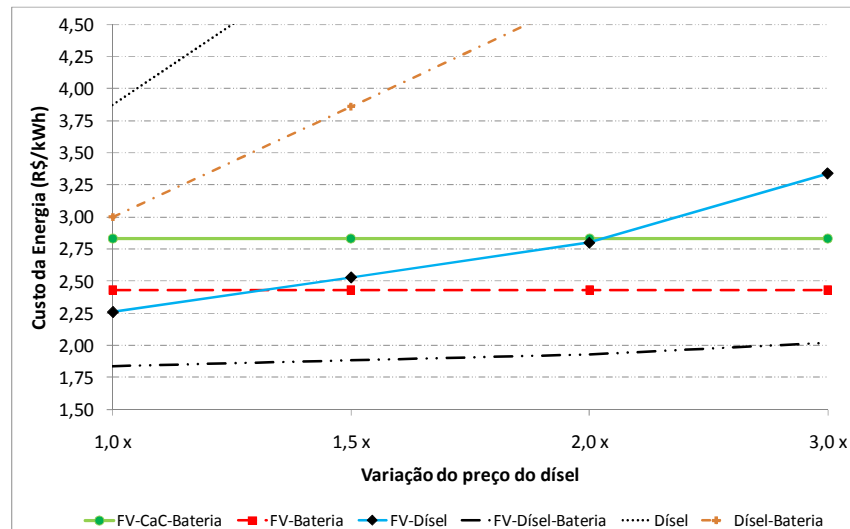


Figura 5.6 Variação do COE com estimativa de aumento do custo do diesel para os próximos 10 anos na região Norte.

A Figura 5.6 apresenta o COE do sistema híbrido FV-Diesel-Baterias como o mais favorável para aplicações nas comunidades isoladas. Para os sistemas diesel e diesel-bateria, os COEs foram superior ao COE do SHGDN. Novamente, pode-se concluir que a utilização dos sistemas a diesel tende, em um futuro próximo, a tornar-se cada vez mais onerosa para sua aplicação em comunidades isoladas, enquanto que, para o SHGDN com uso de sistema de armazenamento de energia na forma de hidrogênio a tendência é que o COE mantenha-se constante.

5.2.4 Simulação do SHGDN considerando diferentes curvas de carga

Nesta seção, apresenta-se o dimensionamento e a otimização do custo de energia do SHGDN considerando-se diferentes curvas de carga. As duas novas curvas apresentadas na Figura 5.7 representam novas perspectivas de cargas para o mesmo consumo diário registrado no CPC avaliados nesta tese, visando verificar a influência das diferentes curvas de carga, comparando-as com a figura da curva de carga atual do CPC, o qual é gerenciado pelo usuário local ao longo do dia.

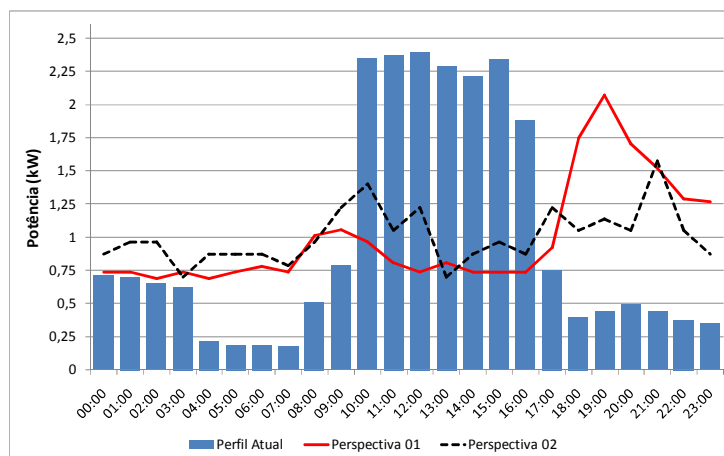


Figura 5.7 Diferentes curvas de carga.

Observa-se que, para a curva de carga atual do CPC, o consumo máximo de energia coincide com o período em que há disponibilidade de energia solar ao longo do dia, isto é, das 8h às 17h. As duas novas perspectivas avaliadas representam curvas de carga características, usualmente encontradas em comunidades isoladas na Amazônia, onde o consumo máximo de energia concentra-se principalmente no início do período noturno (PINHO et al., 2008).

Observa-se que a curva de carga da perspectiva 01, possui um consumo praticamente constante ao longo do dia, com consumo máximo no início da noite, entre as 16h e as 21h. Já a curva de carga da perspectiva 02, possui característica de pouca variação ao longo das 24 horas do dia.

De forma a comparar os resultados dessas curvas, foi realizado primeiramente o dimensionamento do SHGDN, verificando-se a influência do deslocamento do consumo máximo de energia ao longo do dia. Aplicando-se as equações de 5.2 a 5.7 apresentadas anteriormente, podem-se encontrar os resultados apresentados na Tabela 5.8 para a configuração dos componentes do SHGDN das três curvas de cargas. O cálculo do banco de baterias seguiu as recomendações da NBR1498.

Tabela 5.8 Dimensionamento do SHGDN para os diferentes curvas de cargas.

Curva de Carga	Econs_dia (kWh/dia)	FV (kWp)	CaC (kW)	Eletr. (kW)	\mathcal{M}_{H_2} (m ³ /H ₂)	Bat. (Total)	COE (R\$/kWh)
Atual CPC	23,84	12,04	2,64	7,78	5,045	16	6,14
Persp. 01	23,94	12,09	2,31	9,07	12,06	16	8,25
Persp. 02	24,15	12,19	1,76	9,15	10,85	16	7,63

Nessa análise, a curva de carga atual do CPC (Figura 4.16), apresentou menor necessidade de produção e armazenamento de energia, comparada às duas novas curvas avaliadas. Isso se deve ao fato que a maior parte da energia consumida é suprida diretamente pelos geradores FV, enquanto à noite, o consumo de energia é reduzido.

No dimensionamento com a curva de carga da perspectiva 02, os resultados mostram que a capacidade da CaC pode ser reduzida, porém, há a necessidade de um eletrolisador com maior capacidade para produção de H₂, o qual fornecerá a energia necessária à carga durante as horas de ausência da radiação solar por meio da CaC.

Os resultados mostram, para as perspectivas 01 e 02, uma redução de 13,3% e 34,2% sobre a especificação da CaC e um aumento de 31,44% e 33,78%, respectivamente, sobre a especificação do eletrolisador. Ainda apresentam uma necessidade de armazenamento de H₂ igual a 159,32% maior para a perspectiva 01 em relação à curva de carga atual do CPC. Isso demonstra que o SHGDN com a curva de carga igual ou similar ao caso apresentado no CPC apresenta menor necessidade de armazenamento de energia na forma de hidrogênio e, conseqüentemente, apresenta menor COE. Entretanto, requer do operador e dos usuários do sistema, maior nível de participação quanto ao uso da energia, aproveitando melhor a disponibilidade de energia solar durante o dia e economizando energia durante o período noturno.

Após o dimensionamento do SHGDN, novas simulações com o auxílio do programa HOMER® foram realizadas para diferentes capacidades do sistema FV, da CaC, do eletrolisador, das baterias e da capacidade de armazenamento de H₂. Essas novas simulações visaram à otimização do COE de cada sistema híbrido, considerando as diferentes curvas de cargas apresentados na Figura 5.7. Os resultados são apresentados na Tabela 5.9, de forma ordenada com relação ao custo de energia (COE).

Tabela 5.9 *Resultado da Simulação e Otimização do SHGDN para diferentes curvas de carga.*

Curva de Carga	FV kWp	CaC kW	Bat. total	Eletr. kW	\mathcal{M}_{H_2} m ³ /H ₂	Custo Inicial	O&M R\$/ano	VPL R\$	COE R\$/kWh	CaC h
Atual CPC	11,44	1	20	1,0	0,40	217.451	5.660	283.407	2,83	808
Persp. 01	12,87	1	28	1,5	0,40	255,132	7,903	347,230	3.44	687
Persp. 02	12,87	1	24	1,5	0,40	251.932	6.926	332.640	3,28	697

Comparando-se esses resultados com os dos sistemas dimensionados apresentados na Tabela 5.8, observa-se que houve uma redução das capacidades instaladas dos componentes do sistema de H₂ (CaC, Eletrolisador e reservatório de H₂). Em contrapartida, houve um acréscimo na capacidade instalada dos geradores FV. Novamente, esse fato deve-se ao custo dos componentes do sistema de hidrogênio, o qual eleva o COE do SHGDN.

Na Tabela 5.9, para as três curvas de cargas, a capacidade instalada da CaC permaneceu a mesma; entretanto, as simulações das curvas para as perspectivas de carga 01 e 02 apresentaram maior capacidade instalada do sistema FV e do eletrolisador, resultando em um COE desses sistemas superior ao COE para a perspectiva de carga atual do CPC. Nas simulações das perspectivas 01 e 02, houve um acréscimo considerável na capacidade instalada dos geradores FVs, em relação à curva de carga atual do CPC. Esse acréscimo ocorre pela necessidade maior de produção de energia, a qual é utilizada para produção e armazenamento de energia na forma de H₂, utilizada para suprir a carga nos horários de ausência da energia solar.

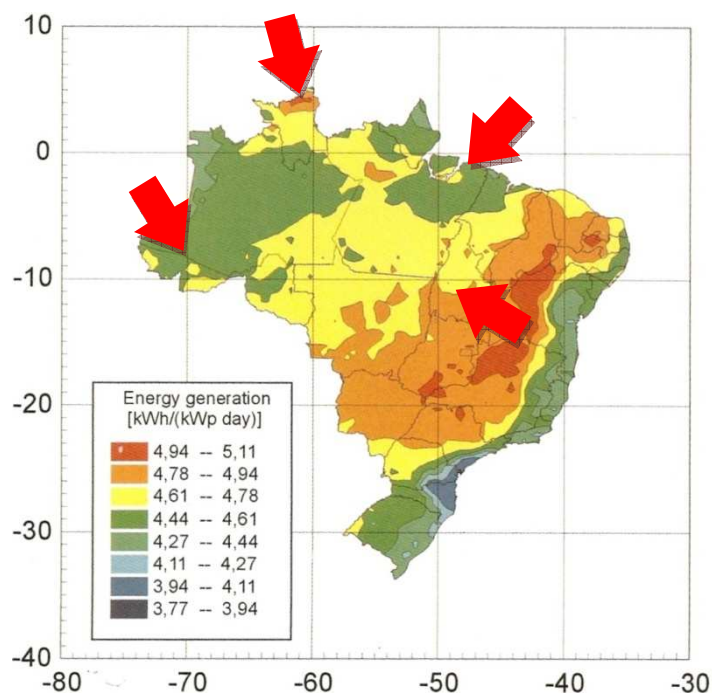
Outro fator importante a ser destacado, é a redução do custo de energia devido ao gerenciamento da carga atual no CPC. Nota-se que o COE da perspectiva 01 é 21,5% superior ao valor encontrado na simulação do sistema para o caso da curva de carga atual do CPC. Já o COE da perspectiva 02 é 15,9% superior ao caso simulado da curva atual do CPC. Para as duas novas curvas, o aumento do COE deve-se ao fato da necessidade de maior armazenamento de energia, conseqüentemente, maior capacidade instalada do sistema de armazenamento. Destaca-se que, na curva de carga atual, o consumo de energia é gerenciado pelo operador local, residente no CPC, o qual busca privilegiar a energia solar produzida pelos módulos FVs, evitando o aumento da capacidade do sistema de armazenamento de energia, bem como o aumento de custo do SHGDN.

5.2.5 Simulação do SHGDN incluindo aumento do consumo de energia e variação no índice de radiação solar

Nesta simulação, considerou-se o aumento do consumo de energia registrada no CPC ao longo dos próximos dez anos, de 2011-2020. Adotou-se um acréscimo de 50% na demanda horária para a mesma curva de carga atual do CPC (Figura 4.16). Acrescentou-se, ainda, uma análise da variação da disponibilidade de energia solar em uma faixa de mais ou menos 15% em relação ao valor registrado no CPC para o ano de 2008. Esta variação visa cobrir as principais variações de radiação solar encontradas na região da Amazônia Legal, conforme observados na Tabela 5.10 e na Figura 5.8.

Tabela 5.10 *Radiação diária média mensal para diferentes localidades da Amazônia*

Local	Latitude	Longitude	Radiação diária média mensal [kWh/m ² .dia]	
			CRESESB/SunDATA	NASA/Swera
Porto - TO	10,70°	48,40°	5,03	
Camaetá-PA	2,24°	49,49°	5,30	
Tarauacá-AC	8,16°	70,76°	4,26	
Boa Vista-RR	4,00°	61,00°		5,60



Fonte: Ruther, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis, LABSOLAR, 2004.

Figura 5.8 *Mapa da média anual do total diário de energia no Brasil, destacando diferentes localidades da Amazônia Legal.*

O resultado da simulação da variação da radiação solar pela variação da carga é apresentado na Figura 5.9. Essa figura apresenta uma análise de sensibilidade para radiação global solar e consumo de energia. Uma superposição do COE é apresentado internamente à figura.

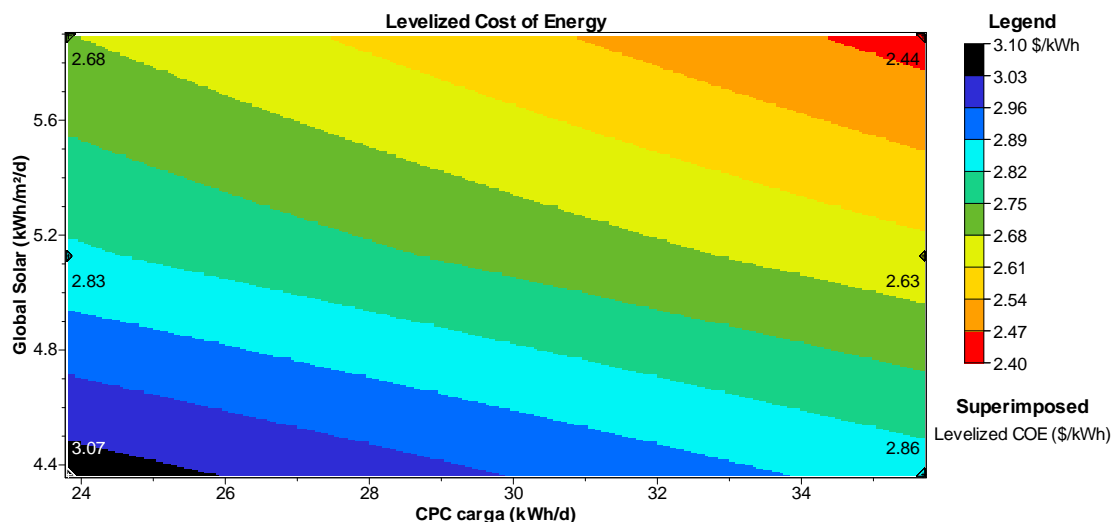


Figura 5.9 *Variação do COE devido ao aumento no consumo de energia e disponibilidade de radiação solar local.*

A análise da Figura 5.9 mostra que o COE do SHGDN tende a reduzir com o aumento do consumo de energia. Com o aumento em 50% do consumo de energia, o COE reduziu em aproximadamente 7%, isto é, de R\$ 2,83/kWh para R\$ 2,63/kWh. Este fato é comprovado pela equação 4.18, apresentada anteriormente. Na simulação, apesar de o consumo de energia no sistema aumentar em 50%, o custo total anualizado do sistema para atender a essa nova demanda sofreu um aumento de 39,37% em relação ao seu valor inicial.

Para a variação na disponibilidade de radiação solar, o aumento na oferta de energia resultou em uma redução no COE em torno de 5,3%, isto é, de R\$ 2,83/kWh para R\$ 2,68/kWh. Novamente, pela equação 4.18, pode-se comprovar que, com o aumento na oferta de energia em 15%, o custo anualizado do novo sistema simulado apresenta sofre uma pequena redução, 5,3% (exatamente o mesmo valor da redução do COE, pois o consumo de energia permanece o mesmo neste caso).

A combinação do aumento da disponibilidade de radiação solar e aumento do consumo de energia resultaram em uma redução total do COE em 14%, passando de R\$2,83/kWh

para R\$ 2,44/kWh. Neste caso, o aumento do custo total anualizado do sistema resultou em 29,15% a mais que o custo total anualizado do SHGDN.

Apesar de as reduções do COE apresentadas nas simulações anteriores serem positivas para o SHGDN, históricos da radiação global com médias diárias acima de 5,10 kWh/dia são mais difíceis de serem encontrados. No caso da região Norte, pode-se observar que as médias da radiação variam em torno de 4,44 a 4,94 kWh/dia (Figura 5.8), o que leva a concluir que a tendência é um aumento do COE do SHGD devido à menor disponibilidade de radiação solar na região.

5.2.6 Simulação do SHGDN com redução no custo do sistema de H₂

Nesta seção, apresenta-se nova simulação do SHGDN buscando a otimização do custo de energia do sistema, assumindo que, no Brasil, nos próximos 10 anos, o custo de aquisição da CaC e do eletrolisador possam ser iguais a 50% dos valores internacionais aplicados na atualidade, isto é, US\$1.500/kW, equivalente a R\$ 2.700/kW (COTRELL e PRATT, 2003 ; KHAN e IQBAL, 2005 ZOULIAS e LYMBEROUPOULOS, 2007).

Após a simulação do SHGDN FV-CaC-Baterias com otimização do custo de energia, os resultados obtidos foram de 11,44 kWp para o gerador FV, 1 kW de CaC, eletrolisador de 1 kW, 20 baterias e 0,40 kg de H₂ ou 6 cilindros. O custo de instalação, operação, VPL e COE são, respectivamente: R\$184.684, R\$5.410, R\$247.730 e R\$2,47/kWh.

O gráfico da Figura 5.10 apresenta a variação do COE do SHGDN considerando as variações dos preços dos componentes do sistema de H₂ (CaC e eletrolisador).

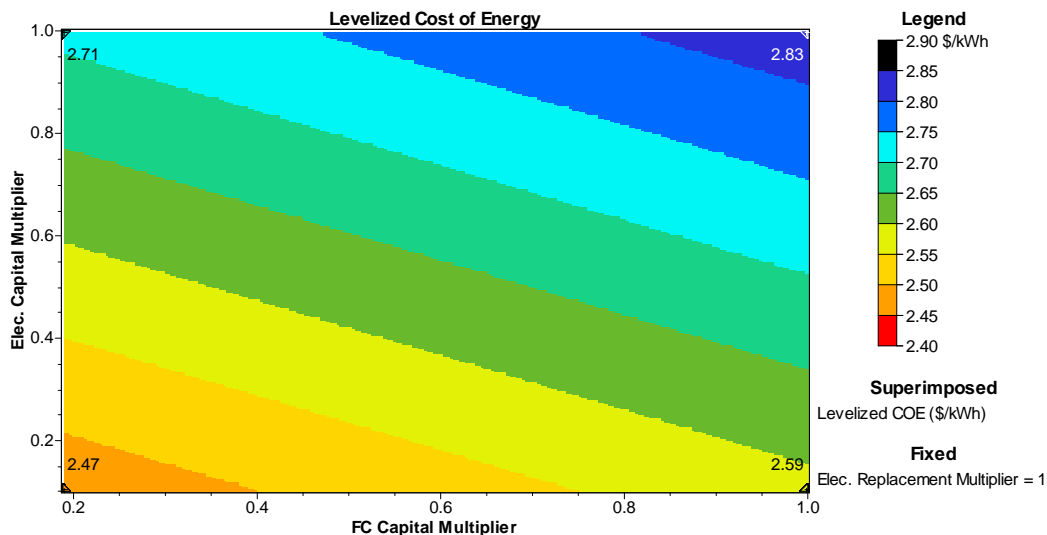


Figura 5.10 *Varição do COE do SHGDN devido à variação no preço dos componentes: Eletrolisador e CaC.*

Na figura acima, mesmo com uma redução de 81,25% no preço atual da CaC aplicado no Brasil, o resultado do COE do sistema sofreu apenas uma redução de 4,3%, isto é, de R\$ 2,83/kWh para R\$ 2,71/kWh. Como visto no início desta seção, a configuração do sistema otimizado após redução do custo dos componentes do sistema de hidrogênio não sofreu modificação. Neste caso, o custo total anualizado do sistema é reduzido apenas devido ao custo anualizado da CaC, o qual contribui com uma pequena parcela no custo total, devido à redução do custo de instalação.

Para o caso do eletrolisador, o resultado é semelhante à situação da CaC visto anteriormente, ou seja, uma redução em 90% no preço do eletrolisador aplicado no Brasil proporciona uma redução no COE de apenas 8,5%. A Figura 5.11 mostra a composição dos preços dos componentes do SHGDN FV-CaC-Baterias dimensionado após simulação e otimização do SHGDN da redução dos preços de aquisição da CaC e eletrolisador.

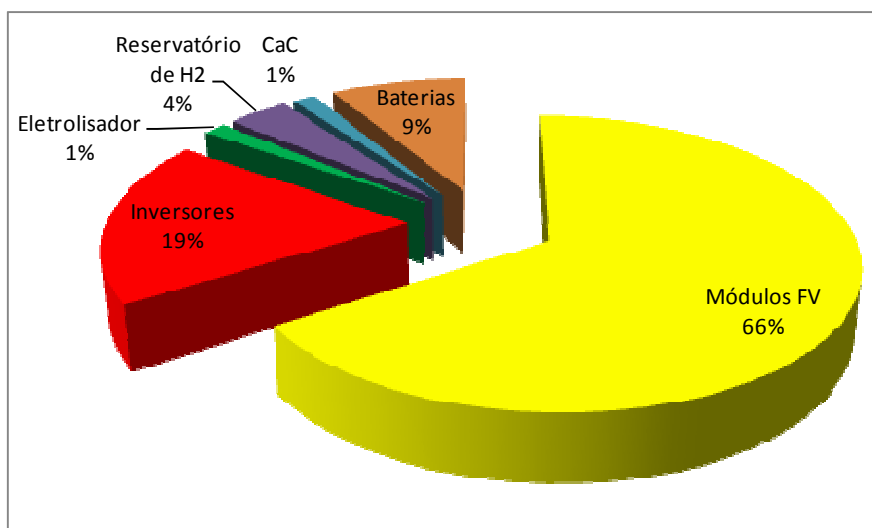


Figura 5.11 *Influência de cada componente no custo total do SHGDN após redução do custo do sistema de H₂.*

O custo dos módulos FVs aparece como a maior parcela do custo total do sistema, registrado em 66% do valor de implantação do mesmo. Esse valor representa um importante fator para redução dos custos do SHGD baseados em tecnologias solar FV, CaC e baterias para aplicação em comunidades isoladas na Amazônia.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados do dimensionamento proposto para os componentes do SHGDN FV-CaC-Baterias para atendimento à curva de carga registrada no CPC, considerada típica para uma comunidade isolada na Amazônia. Após o dimensionamento, simulações foram realizadas de forma a otimizar o sistema proposto, comparando as diferentes configurações possíveis para o atendimento a comunidades isoladas, incluindo a geração de energia por fontes tradicionais como o GMG a diesel.

Nas simulações, foram incluídas as análises da tendência futura do aumento do preço do diesel, a influência do aumento do consumo da carga, bem como variações na disponibilidade de oferta de energia solar e a redução dos preços dos componentes do sistema de H₂ no Brasil.

Os resultados confirmam que o SHGDN FV-Dísel-Baterias apresenta-se como a melhor opção para o atendimento a comunidades isoladas, mesmo considerando as piores condições para o preço do dísel. Porém, considerando o uso de tecnologias puramente renováveis, o SHGDN FV-CaC-Baterias apresenta-se uma boa opção futura, desde que haja redução nos preços dos componentes do sistema de H₂ aplicados no Brasil.

6 CONCLUSÕES

Esta tese apresenta o procedimento e o dimensionamento otimizado de sistemas híbridos de geração distribuída (SHGDs) com tecnologia solar fotovoltaica, célula a combustível e baterias aplicados a comunidades isoladas na Amazônia brasileira. O estudo pauta-se nas características técnicas e econômicas de um projeto-piloto que utiliza esta tecnologia e está instalado no Centro de Pesquisa Canguçu (CPC), área de proteção ambiental, localizado próximo à Ilha do Bananal, no sudoeste do estado do Tocantins. Utilizaram-se nesta tese dados como curva de carga e índice de radiação solar, além dos custos individuais dos componentes, cotados a partir de fornecedores do projeto-piloto CPC e de fornecedores de equipamentos de sistema solar fotovoltaico.

O sistema é utilizado para suprir a demanda de uma unidade isolada na Amazônia brasileira aproveitando a abundância de água e radiação solar localmente disponível. A combinação de diferentes fontes de energia em um sistema híbrido oferece as melhores possibilidades de uso das energias renováveis disponíveis localmente. Os resultados desta tese indicam que a otimização do SHGD FV-CaC-Baterias é capaz de reduzir os custos de implantação em cerca de 50% comparados ao custo de implantação do sistema dimensionado.

Apesar de não ser competitivo para o mercado atual no Brasil, o sistema demonstra-se ser um nicho de mercado futuro para o caso das comunidades isoladas da Amazônia Brasileira. Os resultados da simulação com o programa HOMER mostram ainda que mais de 50% dos custos do SHGD FV-CaC-Baterias refere-se ao sistema FV. Com a redução de 50% nos custos dos componentes CaC e eletrolisador aplicados ao mercado internacional, o SHGD FV-CaC-Baterias, poderá ser competitivo com o sistema FV-Baterias considerado o sistema 100% renovável.

Nas simulações, a redução no custo do eletrolisador resultou em maior economia e disponibilidade de energia armazenada na forma de H_2 comparado a análise da redução do custo de aquisição da CaC. A curva de carga do sistema atual do CPC busca privilegiar a disponibilidade de energia solar, o que resulta em menor necessidade de armazenamento de energia, demonstrando a influência do gerenciamento de carga pelo lado da demanda. Devido ao alto custo do combustível diesel na região, a solução FV-

CaC-Baterias tende a ser viável considerando atendimento somente por fontes renováveis em futuras aplicações. Desta forma, os SHGDs com armazenamento de energia na forma de hidrogênio apresentam-se como nicho de mercado futuro para aplicações comerciais para o uso da célula a combustível.

Os resultados mostram também que o sistema híbrido FV-Dísel-Baterias é a solução mais econômica e viável para atendimento às comunidades isoladas. Em todas as simulações realizadas, o custo dos módulos FVs apresentou-se como a maior parcela do custo total dos sistemas avaliados, contribuindo para os elevados custos de implantação e disseminação dessas tecnologias renováveis para atendimento às comunidades isoladas. Entretanto, nos últimos 4 (quatro) anos, pode-se acompanhar uma redução no preço do kWp dos módulos FV em cerca de 28%, o qual demonstra tendência de queda, contribuindo com a redução do custo de instalação desses sistemas híbridos FV-CaC-Baterias, para aplicações no Brasil.

Uma das vantagens do SHGD FV-CaC-Baterias está na utilização de componentes eletrônicos no processo de operação. Estes equipamentos tornam o sistema mais inteligente que o GMG a dísel, reduzindo o número de manutenção e interrupções de serviços. O melhoramento do rendimento do sistema a hidrogênio e a redução dos custos de produção dos equipamentos CaC e eletrolisador em larga escala, pode contribuir para aplicação desse sistemas como alternativa para atendimento elétrico as comunidades isoladas na região da Amazônia Legal. Além disso, esses sistemas oferecem redução dos problemas ambientais, por serem considerados não-poluentes silenciosos e livres de custos do combustível para seu funcionamento.

Nesse sentido, é possível apresentar algumas recomendações, derivadas da experiência desta tese, juntamente com a pesquisa desenvolvida no CPC, as quais podem ser destacadas a partir de elementos como:

- Novos programas nacionais de incentivos às FREs, incluindo todas as possíveis formas de fontes renováveis avaliadas localmente, destinadas tanto para sistemas conectados à rede como para os sistemas isolados;
- Maiores incentivos fiscais e financeiros à indústria nacional, tornando-as competitivas frente ao mercado internacional e, conseqüentemente, reduzindo

os custos dos componentes no Brasil para aplicação de sistemas descentralizados por FRE, que devem ser adotadas;

- Maiores estímulos ao desenvolvimento de projetos demonstrativos no interior do Brasil, com aplicação e desenvolvimento de tecnologia nacional para exploração de FREs para produção, armazenamento e uso do hidrogênio;
- Aplicação específica de subsídios a pequenos produtores de energia para atendimento a comunidades isoladas que não tem acesso à energia ou que desejam substituir a geração de energia proveniente de fontes não-renováveis;
- Incentivos a formação de recursos humanos especializada, para que possa garantir o sucesso dos programas a serem desenvolvidos;
- Por fim, em sistemas isolados com uso de FRE, acredita-se que é imprescindível a participação da comunidade beneficiada com os projetos de eletrificação, para contribuição e redução dos custos de operação e manutenção envolvidos, por meio do melhor aproveitamento de energia.

Como sugestões para trabalhos futuros com o uso de SHGD por fontes renováveis com armazenamento da energia sob a forma de hidrogênio, destacam-se, a partir do desenvolvimento desta tese, algumas possibilidades, tais como:

- Aperfeiçoamento dos modelos matemáticos do SHGD, incorporando sistema de pressurização de H_2 e análise completa do SHGD em operação;
- Estudos e contribuições para políticas públicas sobre o futuro de sistemas de energia com uso do hidrogênio no Brasil;
- Análise da influência e da aplicação desses SHGD em sistemas conectados a rede elétrica convencional, como forma de reserva de energia;
- Adição de outras fontes de energia renováveis como a eólica e/ou micro-hidrelétricas com o armazenamento da energia sob a forma de hidrogênio;
- Avaliação do SHGD quanto às perdas totais de energia do sistema em operação;
- Estudo de diferentes modelos de CaC e eletrolisadores, visando melhor desempenho e otimização do SHGD como tecnologia FV-CaC-Baterias.

REFERÊNCIAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6023: **Informação e documentação - Referências - Elaboração**. Rio de Janeiro, 2002.

_____, NBR 10520: **Informação e documentação – Citações em documentos - Apresentação**. Rio de Janeiro, 2002.

_____, NBR 10899: **Conversão fotovoltaica de energia solar - Terminologia**, Rio de Janeiro, 2006.

_____, NBR 14298: **Sistemas fotovoltaicos – Banco de baterias - Dimensionamento** Rio de Janeiro, 1999.

AGALGAONKAR, A.P., DOBARIYA, C.V., KANABAR, M.G., KHAPARDE, S.A., KULKARNI, S.V. **Optimal Sizing of Distributed Generators in MicroGrid**, IEEE, 2006.

ALMEIDA, J.C.O. **Introdução do sistema de monitoração e gerenciamento digital em tempo real da rede elétrica do campus da Universidade de Brasília – UnB**. Dissertação, Programa de Pós-Graduação Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2003.

ANEEL **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª Edição, Brasília, 2008.

ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
<http://www.anp.gov.br/preco>. Acesso em: 24 junho 2010.

ASIF, M., MUNEER, T. **Energy supply, its demand and security issues for developed and emerging economies**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 11, 1388-1413, 2007.

BARBOSA, C.F. O. **Avaliação Tecnológica, Operacional e de Gestão de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade na Região Amazônia**. 210 f. Dissertação, Universidade Federal do Pará, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Belém, 2006.

BARING-GOULD, E.I., FLOWERS, L., LUNDSAGER, P., MOTT, L., SHIRAZI, M., ZIMMERMANN, J. **Worldwide Status of Wind-Diesel Applications**. Windpower 2003, Austin, Texas, USA, 2003.

BARLEY, C.D., WINN, C.B. **Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems**. Solar Energy 58, 165-179, 1996.

BILEN K., OZYURT, O., BAKIRCI, K., KARSLI, S., ERDOGAN, S., YILMAZ, M., COMAKLI, O. **Energy production, consumption, and environmental pollution for sustainable development: A case study in Turkey**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 12, 1529-1561, 2008.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html. Acesso em: 23 outubro 2009.

BORBELY, A., KREIDER, J. **Distributed Generation, the Power Paradigm for the New Millennium**. CRC Press LLC, pp. 46–50, 2001.

BUSQUET, R.S. METKEMEYER, MAYER, D. **Development of a Clean Stand-alone Power System Integrating PV, Fuel Cell and Electrolyser**, Proc. of the Photovoltaic Hybrid Power Systems Conference, Aix en Provence, Session I, Oral n° 5, 2000.

CALDERÓN, M., RAMIRO, A., GONZÁLEZ, J.F. **Cálculo, Diseño y construcción de un banco de ensayo eólico-solar de laboratorio con apoyo de hidrógeno**. XIV Congreso Ibérico y IX Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 1242. Vigo, España, 17-21 June, pag. 805-810, 2008.

CALVALCANTE, A.W.A., CARVALHO, P.C., LIMA, L.C. **Célula a Combustível e Bateria Integrados A Sistema Fotovoltaico**. Revista Tecnológica, Fortaleza, v. 26, n. 2, p. 196-206, dez. 2005.

CAMARGO, I.M.T. **Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico**. Brasília, FINATEC, 1998.

CAMARGO, O., et al., **Atlas do potencial eólico Brasileiro**. CEPEL/ELETROBRÁS, 2002.

CANO, L., ARRIBAS, L., CRUZ, I., HERNANDEZ, L. **Analysis and testing of the Connection of small wind turbines to weak and autonomous grids.** CIEMAT-CEDER, Soria, Espanha, 2007.

COELHO, S.T., SILVA, O.S., VALÁZQUEZ, S.M., LISBOA, A.F.A.R., GODOY, F. **Uso de óleo de palma “in natura” como combustível em comunidades isoladas da Amazônia.** III Workshop Brasil-Japão em Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, Campinas, SP, 2005.

COLLARES-PEREIRA, M., RABL, A. **The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values.** In: Solar Energy 22, 155-164, 1979.

COOPER, P.I. **Digital simulation of transient solar still process.** Solar Energy 12, 313-331, 1969.

COTRELL, J., PRATT, W. **Modelling the Feasibility of Using Fuel Cell and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems.** Windpower 2003, Austin, TX, May 18–21, 2003.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA A ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPEL, novembro de 1999.

_____, **Potencial Energético Solar - SunData.** Disponível em: www.cresesb.cepel.br/potencial_solar.htm. Acesso em: 10 fevereiro 2009.

DACOREGIO, M. **Relatório de Viagem de Campo.** UFT, 2005, Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu, Edital, CT-Energ MME/CNPq 03/2003.

DEPLEDGE, J., LAMB, R. **Caring for climate - A guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol.** Issued by the Climate Change Secretariat (UNFCCC). Courier-Druck GmbH: Bonn, Germany, 2003.

DIEESE, **Estatísticas do Meio Rural 2008,** Ministério do Desenvolvimento Agrário. Disponível em: <http://www.dieese.org.br/anu/estatisticasMeioRural2008.pdf>. Acesso em: 11 fevereiro 2009.

DIENHART, H.A., SIEGEL, A. **Hydrogen storage in isolated electrical energy systems with photovoltaic and wind energy.** International Journal of Hydrogen Energy 19 61-66, 1994.

DI LASCIO, M.A, BARRETO, E.J.F. **Energia e desenvolvimento sustentável para a Amazônia rural brasileira: eletrificação de comunidades isoladas**. Brasília, Kaco Gráfica e Editora Ltda, 190 p., 2009.

DUFFIE, J.A, BECKMAN, W.A. **Solar Engineering of Thermal Processes** 2nd edition, Wiley, New York, NY, 1991.

DUMBS, C. **Development of analysis tools for photovoltaic-diesel hybrid systems**, PhD, Paris, 1999.

ELETOBRÁS. **Plano Anual de Combustíveis Sistemas Isolados 2008**. URL <http://www.eletobras.com.br/elb/data/Pages/LUMIS59C70657PTBRIE.htm>. Acesso em: 10 agosto 2009.

EL-MAATY, M. Aly Abd El-Aal, **Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System**, Faculty of Electrical Engineering, University of Kassel, 2005.

EL-SHATTER, F., ESKANDAR, M.N., EL-HAGRY, M.T. **Hybrid PV/fuel cell system design and simulation**. *Renewable Energy* 27, 479-485, 2002.

ERBS, D.G., KLEIN, S.A., DUFFIE, J.A. **Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily, and Monthly average Global Radiation**. *Solar Energy* 28, 293-302. 1982.

FARRET, F.A., SIMÕES, M.G. **Integration of Alternative Source of Energy**, IEEE PRESS, A John Wiley & Sons, ind. Publication, Hoboken, New Jersey, 2006. www.mistaya.ca/HOMER/MicropowerSystemModelingWithHOMER.pdf. Acesso em: 10 agosto 2008.

FEITOSA, E.A.N., PEREIRA, A.L, ROSAS, P.A.C.; **Increasing Wind Penetration on Fernando de Noronha - Wind/Diesel System**. In: World Wind Energy Conference, 2002, Berlin. xx, 2002.

FORTUNATO, B., MUMMOLO, G., CAVALLERA, G. **Economic optimization of a wind power plant for isolated locations**. *Solar Energy* 60, 347–358, 1997.

FURLAN, A.L., **Análise Comparativa de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica Fotovoltaica por meio de Baterias e Hidrogênio em Localizadas Isoladas na Região Amazônica**, 118 p. Dissertação, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2008.

GARCÍA, F.H. **Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos**, 209f. Tese, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2004.

GHOSH P.C., EMONTS, B., JANßEN, H., MERGEL, J., STOLTEN, D. **Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system**. Solar Energy 75, 469-478, 2003.

GRAHAM, V.A., HOLLANDS, K.G.T. **A method to generate synthetic hourly solar radiation globally**. Solar Energy 44, 333-341, 1990.

HAMELIN J., AGBOSSOU, K., LAPERRIÈRE, A., LAURENCELLE, F., BOSE, T.K. **Dynamic behavior of a PEM fuel cell stack for stationary applications**. International Journal of Hydrogen Energy 26, 625-629, 2001.

GUIMARÃES, A.P.G. **Estimativa de Parâmetros da Camada Atmosférica para Cálculo da Irradiação Solar Incidente na Superfície Terrestre**, 165 p. Tese, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, RJ, 2003.

HAQUE, R.U., IQBAL, M.T., QUAICOE, J.E. **Sizing, Dynamic Modeling and Power Electronics of a Hybrid Energy System**. IEEE CCECE/CCGEI, Ottawa, 2006.

HAY, J.E., DAVIES, J.A. **Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface**. Proceedings, First Canadian Solar Radiation Data Workshopp. Toronto, Ontario, Canada. 1978.

HEPBASLI, A. **A key review on exogetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 12, 593-661, 2008.

HOFFMANN, W. **PV solar electricity industry: Market growth and perspective** Solar Energy Materials & Solar Cells 90, 3285-3311, 2006.

HOLLUMER, P., JOUBERT, J.M. **Evaluation of a 5 kWp photovoltaic hydrogen production and storage installation for a residential home in Switzerland**. International Journal of Hydrogen Energy 25, 97-109, 2000.

HOMER, **Hybrid Optimization Model for Electric Renewables**. Disponível em: <http://www.nrel.gov/HOMER/>. Acesso em: 01 agosto 2008.

HUNTER, R., ELLIOT, G. **Wind-Diesel Systems - A guide to the technology and its implementation**, Cambridge University Press, UK, 261 p, 1994.

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia Brasileiro, Disponível em: <http://www.inmet.gov.br>. Acesso em: 10 agosto 2009.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. New York: Academic Press, 387 p. 1983.

JIMÉNEZ, T. **Hybrid design handbook**. NREL/EDRC, 1998.

JOSSEN, A., GARCHE, J., DOERING, H., GOETZ, M., KNAUPP, W., JOERISSEN, L. **Híbrido system with lead-acid battery and proton-exchange membrane fuel cell**. Journal of Power Source 144, 395-401, 2005.

KASHGDFI, K.A., RIAHY, G.H., KOUHSARI, S.H.M., **Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages**. Renewable Energy 34, 2380–2390, 2009.

KENFACK, J., NEIRAC, F.P., TATIETSE, T.T., MAYER, D., FOGUE, M., LEJEUNE, A. **Microhydro-PV-hybrid system: Sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries**. Renewable Energy 34, 2259–2263, 2009.

KHAN, M.J., IQBAL, M.T., **Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland**. Renewable Energy 30, 835–854, 2005.

KOLHE, M., AGBOSSOU, K., HAMELIN, J., BOSE, T.K. **Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a Wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen**, Renewable Energy 28, 727-742, 2003.

KYOCERA. **Módulo Policristalino de Alta Eficiência**, disponível em: <http://www.kyocerasolar.com.br/site/arquivos/produtos/68.pdf>. Acesso em: 23 outubro 2009.

LABBÉ, J. **L'hydrogene Electrolytique Comme Moyen De Stockage D'electricite Pour Systemes Photovoltaïques Isoles**, THESE, Docteur de l'Ecole des Mines de Paris, 2006.

_____; PIVERT, X., METKEMEIJER, D.M.R. **Hybrid storage systems in PV stand alone applications Impact on sizing and performance.** Conference Europeenne sur les systemes pv-hybrides et mini-reseaux a Aix-en-provence, les 11 et 12 mai 2006

LEHMAN, P.A., CHAMBERLIN, C.E., PAULETTO, G., ROCHELEAU, M. **Operating Experience with a Photovoltaic-Hydrogen.** Energy System, Proceedings of the 10th World Hydrogen Energy Conference, D. L. Block and T.N. Veziroglu, editors, Cocoa Beach, FL, June 1994

LEVA, F.F. **Uma contribuição técnica para a análise e dimensionamento de Sistemas fotovoltaicos para pequenos consumidores com auxílio computacional.** 151 f. Dissertação, Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Uberlândia, 2005.

LINDEN, D. **Handbook of Batteries**, 2nd Ed., McGraw-Hill, New York, 1994.

LIU, B.H.Y., JORDAN, R.C. **The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation.** Solar Energy, 4 1-18, 1960.

LOPÉZ, R.D. **Dimensionado y control óptimos de sistema híbridos aplicando algoritmos evolutivos.** 553 f. Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza. 2007.

_____; AUGUSTÍN, J.L.B. **HOGA Verión 1.94. Manual del Usuário.** Departamento de Ingeniería Eléctrica, Centro Politécnico Superior, Universidad de Zaragoza (España), 2008.

LORENZO, E. **Electricidad Solar: Ingeniería de Los Sistemas Fotovoltaicos,** Espanha, Artes Gráficas Gala, S.L. 1994.

_____; NAVARTE, L. **On the usefulness of stand-alone pv sizing methods.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications 8, 391-409, 2000.

LUNDSAGER, P., BINDNER, H. **A simple, robust & reliable wind diesel concept for remote power supply.** Renew Energy 5, 626-30, 1994.

MARKVART, T. **Solar Electricity.** 2nd Ed., Chichester, England. 2000.

MARTINS, F.R, PEREIRA, E.B., ABREU, S.L., COLLE, S. **Solar energy scenarios in Brazil. Part one: Resource Assessment.** Energy Policy 36, 2853-2864, 2008a.

_____, RUTHER, R., PEREIRA, E.B., ABREU, S.L. **Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications.** Energy Policy 36, 2865-2877, 2008b.

MASTERS, G.M. **Renewable and efficient electric power systems.** Wiley-Interscience; 2004.

MCGOWAN, J.G., MANWELL, J.F. **Hybrid Wind/PV/Diesel System Experiences.** Renewable Energy 16, 928-933, 1999.

MÍGUEZ, J.L., LÓPEZ-GONZÁLEZ, L.M., SALA, J.M., PORTEIRO, J., GRANADA, E., MORÁN, J.C., JUÁREZ, M.C. **Review of compliance with EU-2010 targets on renewable energy in Galicia (Spain).** Renewable and Sustainable Energy Review 10, 225–247, 2006.

MILLS, A., AL-HALLAJ, S. **Simulation of hydrogen-based hybrid systems using Hybrid2.** International Journal of Hydrogen Energy 29, 991-999, 2004.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional (BEN) 2007.** Brasília: MME, Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 20 agosto 2008.

_____, **Projeto Estratégias de Atendimento por Energia Elétrica a Comunidades Rurais no Âmbito do Programa Luz Para Todos, Bra/lica/08/012, Fev/2009.**

MOURA, **Acumuladores Catálogo,** 2001. Disponível em <<http://www.moura.com.br>>. Acesso em: 23 fevereiro 2008.

NFAH, E.M., NGUNDAMB, J.M., VANDENBERGH, M., SCHMIDT, J. **Simulation of off-grid generation options for remote villages in Cameroon.** Renewable Energy 33, 1064–1072, 2008.

NASA SEE (Surface Meteorology and Solar Energy Data Set), disponível em: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/> Acesso em: 10 fevereiro 2009.

NELSON, V.C., FOSTER, R.E., CLARK, R.N., RAUBENHEIMER, D. **Wind Hybrid Systems Technology Characterization.** Technical Report, Southwest Technology Development Institute, New Mexico State University, May, 2002.

NFAH, E.M., NGUNDAMB, J.M., VANDENBERGH, M., SCHMIDT, J. **Simulation of off-grid generation options for remote villages in Cameroon.** Renewable Energy 33, 1064–1072, 2008.

NREL – National Renewable Energy Laboratory - **Getting Started Guide for HOMER** Version 2.1, 2005.

ORGILL, J. F., HOLLANDS, K.G.T. **Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface.** Solar Energy 19, 357-359, 1977.

PARENTE, E.J.S. **Biodiesel: uma aventura tecnológica num país engraçado.** Fortaleza: Tecbio, Disponível em: <http://www.tecbio.com.br/artigos/Livro-Biodiesel.pdf>. 2003. Acesso em 21 setembro 2008.

PEREZ, R. **The Schatz PV Hydrogen Project**, disponível em http://www.xlabs.pl/schematy_pliki/magazynh2.pdf. Acesso em 05 outubro 2008.

PINHO, J.T., BARBOSA, C.F.O., PEREIRA, E.J.S., SOUZA, H.M.S., BLASQUES, L.C.M., GALHARDO, M.A.B., MACÊDO, W.N. **Sistemas Híbridos Soluções Energéticas para a Amazônia.** Brasília, Ministério de Minas e Energia, 2008.

QUINLAN, P.J.A. **Times Series of Modeling Hybrid Wind Photovoltaic Diesel Power Systems.** Master Degree Thesis, University of Wisconsin, Madison, EUA, 1996.

RELION, **T2000 Serie, User Resources Part 1: System Descriptions & Application Engineering Guide**, www.relion-inc.com, 2006

RUTHER, R., SCHMID, A., BEYER, H.G., MONTENEGRO, A.A., OLIVEIRA, S.H.F. **Cutting on diesel, boosting PV: The potential of hybrid diesel/PV system in existing mini-grids in the Brazil Amazon.** In: Proceedings of the Third World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, pp. 555-558, 2003.

SCHEIBLE, G., SOLMECKE, H., HACKSTEIN, D. **System Engineering Aspects And Power Electronics In An Autonomous Photovoltaic-Hydrogen System.** Power Electronic Drives and Energy Systems for Industrial Growth, 1998. Proceedings. 1998 International Conference on. Volume 1, 475 – 480, 1998.

SCHENK, N.J., MOLL, H.C., POTTING, J., BENDERS, R.M.J. **Wind energy, electricity, and hydrogen in the Netherlands.** Energy 32, 1960-1971, 2007.

SCHMID, A.L., HOFFMANN, C.A.A. **Replacing diesel by solar in the Amazon: short-term economic feasibility of PV-diesel hybrid systems.** Energy Policy 2004.

SCHUCAN, T. **Final Report of Subtask A: Case Studies of Integrated Hydrogen Energy Systems**, Paul Scherrer Institute: Switzerland. 2000.

SCHUHMACHER, J. **INSEL – Interactive Simulation of Renewable Electrical Energy Supply Systems, Reference Manual**. University of Oldenburg, Renewable Energy Group, Dept. of Physics, PO Box 2503, D-26111 Oldenburg. 1993.

SEVERINO, M. M. **Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia**. 330f. Tese, Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, UnB, Brasília. 2008.

SHAAHID, S.M., EL-AMIN, I. **Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia: A way forward for sustainable development**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, 625–633, 2009.

SHAYANI, R.A. **Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células**. 205 f. Dissertação, Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

SKARSTEIN, O., ULHEN, K. **Design Considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants**. Wind Engineering, 13, 72-87, 1989.

SMA, **Manual Técnico Sunny Island 5048**. Disponível em <http://test.sma.de/dateien/5612/SI5048-11-AE3406.pdf>, acesso em: 10 outubro 2009.

SOUZA, R.C.R., CORREIA, P.B. **Planejamento integrado de recursos no contexto amazônico brasileiro**. Revista Brasileira de Energia VI, 98-107, 1999.

SZYSZKA, A. **Ten years of solar hydrogen demonstration project at Neunburg vorm Wald, Germany**. International Journal of Hydrogen Energy 23, 849-860, 1998.

TOLMASQUIM, M. T. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. CENERGIA, Rio de Janeiro, 490p, 2004.

UFT. **Centro de Pesquisa Canguçu**. Disponível em <http://www.site.uft.edu.br/propesq/pesquisa/centro-de-pesquisa-cangucu.html>. Acesso em: 10 dezembro 2009.

ULLEBERG, O. **Stand alone power systems for the future : optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems**, Ph-D. dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, December 1998.

_____, **The importance of control strategies in PV-hydrogen systems**. Solar Energy 76, 323-329, 2004.

UNI-SOLAR, **Solar Laminate PVL-series: Model PVL-124**, disponível em: <http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/PVL-124-EN.pdf>, acesso em: 15 julho 2009.

VALE, S.B., BEZERRA, U.H., PINHO J.T., PEREIRA, E.J.S. **Estudo da Inserção de Célula a Combustível Integrada a Sistema Híbrido de Geração de Eletricidade Isolado**. 2º WICaC - Workshop Internacional de Células a Combustível, Unicamp - Campinas, 2004.

VANHANEN, J.P., HAGSTROM, M.T., LUND, P.D. **Combined hydrogen compressing and heat transforming through metal hydrides**. International Journal of Hydrogen Energy 13, 330-337, 1999.

VERA, L.H. **Programa Computacional para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. 187 f. Dissertação, Engenharia Mecânica, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.

VIANELLO, R.L., ALVES, A.R. **Meteorologia básica e aplicações**. Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 1991.

VOSEN, S.R., KELLER, J.O. **Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies**. International Journal of Hydrogen Energy 24, 1139-1156, 1994.

WENZL, H., BARING-GOULD, I., KAISER, R., LIAW, B.Y., LUNDSAGER, P., MANWELL, J., RUDDELL, A., Svoboda, V. **Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery**. Journal of Power Sources 144, 373-384. 2005.

ZHANG, H. et al. **The Development and review of wind/diesel systems of the world**. New Energy (Chongqing, China);18(6):1-8. 1996.

ZOULIAS, E.I., GLOCKNER, R., LYMBEROPOULOS, N., TSOUTSOS, T., VOSSELER, I., GAVALDA, O., MYDSKE, H.J., TAYLOR, P. **Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 10, 432-462, 2006.

_____, LYMBEROPOULOS, N. **Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy Technologies in renewable energy-based stand-alone power systems**. Renewable and Energy Reviews 32, 680-696, 2007.

APÊNDICES

A – PROPRIEDADES DO HIDROGÊNIO DIATÔMICO GASOSO

As equivalências entre massa (kg), volume (Nm³) e energia extraída de H₂ nas CNTP são apresentados na Tabela A.1, a seguir:

Tabela A.1 – Equivalência entre massa, volume e energia do H₂.

Massa (kg)	Volume (Nm³)	Energia (PCI) (kWh)	Energia (PCS) (kWh)
1	11,12	33,33	39,4
0,0899	1	3,00	3,54
0,030	0,333	1	1,182
0,025	0,282	0,846	1

As equivalências entre massa de H₂ por hora (kg/h), volume de H₂ por hora (Nm³/h) vazão e potência contida nas CNTP são dados pela Tabela A.2, a seguir:

Tabela A.2 – Equivalência entre massa, volume e energia do H₂ por hora.

Massa por hora (kg/h)	Volume por hora (Nm³/h)	Potência (PCI) (kW)	Potência (PCS) (kW)
1	11,12	33,33	39,4
0,08990	1	3,00	3,54
0,03000	0,3333	1	1,182
0,02538	0,2822	0,8459	1

Como exemplo, um eletrolisador que produz 1 Nm³/h com eficiência de 60% (PCS de H₂) terá um consumo elétrico de 5,9 kW (1 x 3,54/0,6). E, para uma CaC produzir a mesma quantidade de energia elétrica, ou seja 5,9 kW, considerando um rendimento de 37%, o consumo de H₂ é de 5,315 Nm³/h ou 0,478 kg/h (5,9 x 0,3333/0,37), resultando em uma eficiência global do sistema de H₂ igual a 22,2%. Se a CaC tivesse a mesma eficiência de conversão do eletrolisador, o rendimento global seria igual a 30,51%.