

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

**AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM
SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
PARA ATENDIMENTO A COMUNIDADES
ISOLADAS DA AMAZÔNIA**

MAURO MOURA SEVERINO

ORIENTADOR: MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA

TESE DE DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.TD – 027/08

BRASÍLIA/DF: AGOSTO – 2008

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO A COMUNIDADES
ISOLADAS DA AMAZÔNIA

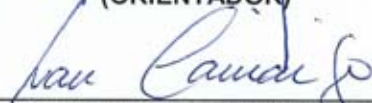
MAURO MOURA SEVERINO

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)



DILCEMAR DE PAIVA MENDES, Dr., ANEEL
(EXAMINADOR EXTERNO)



YOLANDA VIEIRA DE ABREU, Dr^a., UFT
(EXAMINADORA EXTERNA)



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

BRASÍLIA, 06 DE AGOSTO DE 2008.

FICHA CATALOGRÁFICA

SEVERINO, MAURO MOURA

Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia [Distrito Federal] 2008.

xxiii, 335p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Engenharia Elétrica, 2008).

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.Análise técnico-econômica

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SEVERINO, M. M. (2008). Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD – 027/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 335 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Mauro Moura Severino.

TÍTULO: Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia.

GRAU: Doutor

ANO: 2008

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.

Mauro Moura Severino
SQSW 305 – bloco A – ap. 304 – Setor Sudoeste
70.673-421 – Brasília – DF – Brasil

Dedico este trabalho à Fernanda, minha linda esposa, amiga e companheira, que, de forma compreensiva e atuante, ajudou-me, ao projetar luz sobre o meu desânimo, e apoiou-me, ao permitir-me arrimo no seu amor.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por todas as oportunidades que me foram oferecidas e por toda a felicidade de que gozo.

Aos meus pais, pelo amor, pela dedicação e pelo exemplo de toda a vida.

Aos meus sogros, pelo carinho, pela atenção e pela solidariedade de sempre, especialmente nos momentos mais difíceis.

Aos meus irmãos, de sangue e de lei, pela compreensão e pelo apoio constantes.

Aos meus amigos, por compreenderem a minha ausência em muitos momentos.

Ao professor Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, pela amiga, compreensiva, atuante e competente orientação, que envolveu desde a concepção do estudo até detalhes dos resultados a serem obtidos, e pela verdadeira demonstração de amizade nos momentos mais difíceis desse percurso.

Aos professores Fernando Monteiro de Figueiredo e Ivan Marques de Toledo Camargo, pelas ricas discussões acadêmicas acerca do tema e pela gentil e fundamental colaboração.

Aos colegas e amigos docentes e servidores técnico-administrativos do Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, em especial aos professores do Grupo de Sistemas Elétricos de Potência, pelo importante apoio.

Aos professores Sérgio Batista da Silva e Fábio Lima de Albuquerque, da Escola Técnica Federal de Palmas – TO, pelas produtivas discussões técnicas e pela grande colaboração na obtenção e na análise de dados pertinentes.

À Universidade Federal do Tocantins, pela iniciativa do projeto e pela confiança em ter a Universidade de Brasília como parceira.

Aos colegas e amigos da Câmara dos Deputados, em especial aos engenheiros Fritz Walter Mohn e Ismael Marques Guimarães, pelo imprescindível apoio e pelas demonstrações de respeito, consideração e amizade.

Aos integrantes da Comissão Examinadora, pelas ótimas contribuições para o aprimoramento do trabalho.

“Não sabendo que era impossível, foi lá e fez.”

Jean Maurice Eugène Clément Cocteau
(1889 – 1963)

RESUMO

AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO A COMUNIDADES ISOLADAS DA AMAZÔNIA

Esta tese, que trata do problema de suprimento elétrico a comunidades isoladas da Amazônia por meio de geração distribuída, apresenta uma avaliação técnico-econômica do sistema híbrido de geração distribuída (SHGD) instalado no Centro de Pesquisas Canguçu (CPC), gerido pela Universidade Federal do Tocantins (UFT). Esse sistema utiliza a geração fotovoltaica para alimentar diretamente as cargas elétricas existentes e para carregar sistemas de armazenamento energético, na forma de hidrogênio e de baterias, que são utilizados como fonte de energia para a geração elétrica que alimenta as cargas existentes nos momentos de insuficiência ou de inexistência da radiação solar.

Para a consecução desse objetivo, o trabalho apresenta discussão abrangente a respeito do tema geração distribuída; descrição detalhada acerca de geração fotovoltaica e de células a combustível; descrição minuciosa do CPC, do Projeto CPC e do SHGD; e descrição da metodologia utilizada.

A avaliação técnico-econômica, realizada por meio de discussões conceituais, de experimentos de campo e de simulação computacional considerando incertezas, permitiu a verificação do desempenho técnico do sistema, o cálculo dos custos de implantação do SHGD e da energia gerada por ele e a comparação econômica dele com outras soluções de geração para o atendimento a comunidades isoladas: solar térmica e fotovoltaica, célula a combustível, eólica, biomassa de bagaço de cana e de gás de lixo, pequena central hidrelétrica, rede convencional e grupo motor-gerador a diesel. Todos os resultados obtidos foram analisados, e as principais conclusões apresentadas.

Os diversos resultados obtidos permitiram concluir que a metodologia utilizada foi adequada ao objetivo do trabalho e que as planilhas eletrônicas construídas possuem características muito favoráveis à utilização e são ferramentas poderosas para a simulação do SHGD em outras condições ou de outros sistemas com características similares. A avaliação técnico-econômica permitiu concluir que, do ponto de vista convencional, não há estímulo, ao menos no curto prazo, à replicação do SHGD em outras localidades, em razão do custo bastante elevado em comparação ao apresentado por outras possíveis soluções de geração, mas indicam também a viabilidade técnica do sistema.

ABSTRACT

TECHNICAL AND ECONOMICAL EVALUATION OF A DISTRIBUTED GENERATION HYBRID SYSTEM FOR SUPPLYING AMAZONIAN ISOLATED COMMUNITIES

This thesis, concerned with electrical supplying of Amazonian isolated communities through distributed generation, presents a technical and economical evaluation of the distributed generation hybrid system (SHGD) installed in Canguçu Research Centre (CPC), managed by Federal University of Tocantins (UFT). The system uses photovoltaic generation to directly supply existing electric loads and to charge energetic storage systems, under the form of hydrogen and batteries, which represents energy source for electric generation for supplying existing loads in periods of insufficiency or inexistence of solar radiation.

This work widely discusses the subject distributed generation and presents detailed description of photovoltaic generation and fuel cells; detailed description of CPC, CPC Project and SHGD; and description of the methodology used.

Technical and economical evaluation, realized through conceptual discussions, practical experiments and computational simulations considering uncertainties, allowed verifying the system's technical performance, calculating SHGD installation and its generated energy costs and comparing economically the SHGD with other generation solutions for supplying isolated communities: solar thermal and photovoltaic, fuel cell, wind, sugar cane and waste gas biomass, small hydroelectric plant, conventional grid, and diesel generation. All results were analyzed and the main conclusions were presented.

Several results obtained allowed concluding that the adopted methodology was adequate to the work's objective and that the electronic spreadsheets have very favorable characteristics for usage and are powerful instruments for simulating SHGD under other conditions or other similar systems. Technical and economical evaluation results guide to the conclusions that, on a conventional point of view, discourage, at least in the short term, SHGD replication in other localities, due to the very high cost in comparison to other possible generation solutions, but also indicate the system's technical viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Classificação de GD quanto ao propósito	42
Figura 2.2 Classificação de GD quanto à localização	45
Figura 2.3 Classificação de GD quanto à especificação da potência	48
Figura 2.4 Classificação de GD quanto à área de entrega da energia gerada.....	50
Figura 2.5 Classificação de GD quanto à fonte primária de energia.....	55
Figura 2.6 Classificação de GD quanto à tecnologia.....	57
Figura 2.7 Classificação de GD quanto ao impacto ambiental.....	60
Figura 2.8 Classificação de GD quanto ao modo de operação.....	62
Figura 2.9 Classificação de GD quanto à propriedade	63
Figura 2.10 Classificação de GD quanto ao nível de penetração	65
Figura 2.11 Classificações possíveis de GD.....	68
Figura 3.1 Classificação de GD quanto a tipos e tecnologias	97
Figura 3.2 Componentes da radiação solar.....	99
Figura 3.3 Modularidade dos sistemas fotovoltaicos: célula, módulo e arranjo	107
Figura 3.4 Sistema para bombeamento de água	109
Figura 3.5 Sistema para a Antártica.....	109
Figura 3.6 Sistema para centro de saúde	109
Figura 3.7 Esquema para a definição de AM	120
Figura 3.8 Curvas características de uma célula fotovoltaica: (a) curva $I \times V$; (b) curva $P \times V$; (c) parâmetro de potência máxima	123
Figura 3.9 Influência, na curva $I \times V$ de um módulo fotovoltaico, da alteração: (a) da temperatura; (b) da intensidade da radiação solar	124
Figura 3.10 Esquema de um típico sistema fotovoltaico autônomo.....	124
Figura 3.11 Dualidade entre CaC e eletrolisador	131
Figura 3.12 Comparação entre a conversão direta de energia com CaCs e a tecnologia convencional de conversão indireta.....	132
Figura 3.13 Esquema básico de operação de CaCs alimentadas com H_2 e O_2	133
Figura 3.14 Esquema de arranjo em série de três células unitárias	135
Figura 3.15 Comparação da eficiência energética de diversos sistemas de geração.....	137
Figura 3.16 Esquema geral de sistema à base de CaCs.....	149
Figura 4.1 Localização do CPC, no sudoeste do estado do Tocantins	155

Figura 4.2 Centro de Pesquisas Canguçu: (a) vista geral; (b) mirante; (c) vista parcial dos dormitórios; (d) vista parcial das instalações de serviço	156
Figura 4.3 Grupo motor-gerador a diesel do CPC	158
Figura 4.4 Gerador do GMG: (a) dados de placa; (b) vista parcial das conexões de saída do gerador	158
Figura 4.5 Edificação que abriga o GMG a diesel: (a) vista geral; (b) vista aproximada.....	159
Figura 4.6 Rede elétrica aérea: (a) vista geral; (b) detalhe	159
Figura 4.7 Quadro terminal: (a) vista geral; (b) detalhe	160
Figura 4.8 Instalação do sistema de monitoração no quadro terminal: (a) execução da instalação; (b) equipamento instalado	161
Figura 4.9 Probabilidade acumulada do desequilíbrio de tensão	168
Figura 4.10 Organograma funcional do sistema.....	173
Figura 4.11 <i>String</i> do arranjo fotovoltaico: (a) detalhe dos terminais externos; (b) vista geral da <i>string</i>	179
Figura 4.12 Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico.....	180
Figura 4.13 Detalhes internos de uma caixa de manobra e proteção	181
Figura 4.14 Inversores SB6000Us: (a) vista frontal externa; (b) vista frontal interna	181
Figura 4.15 Inversores SI4248Us: (a) vista frontal externa; (b) vista frontal interna	182
Figura 4.16 Detalhes internos dos novos quadros elétricos gerais do CPC	183
Figura 4.17 Detalhes internos do Sunny Boy Control.....	184
Figura 4.18 Eletrolisador HG10: (a) vistas traseira e lateral; (b) detalhe da placa.....	190
Figura 4.19 Sistema de bombeamento de água: (a) reservatório de 1.000 L; (b) sistema de bombeamento.....	190
Figura 4.20 Quadro de chaveamento manual: (a) vista frontal; (b) detalhe interno.....	192
Figura 4.21 CaC T-2000 6 kW: (a) vista frontal com gabinetes fechados; (b) vista frontal com um gabinete aberto.....	193
Figura 4.22 CaC T-2000 6 kW: (a) vista frontal dos três módulos T-2000 Rack Mount; (b) detalhe dos três módulos T-2000 Rack Mount abertos.....	193
Figura 4.23 Gabinete de armazenamento de hidrogênio: (a) vista frontal; (b) detalhe da conexão de um cilindro de hidrogênio.....	196
Figura 4.24 Classificação do SHGD do CPC aplicada à Figura 2.11	205
Figura 4.25 Galpão construído para a instalação do SHGD: (a) vista superior, a partir do mirante; (b) solo do galpão, sujeito a inundações.....	206

Figura 4.26	Plataforma do galpão construído para a instalação do SHGD: (a) parte da plataforma destinada a abrigar os equipamentos do sistema fotovoltaico; (b) vista do corredor central da plataforma, do solo e de parte do vigamento do telhado.....	206
Figura 4.27	Galpão construído para a instalação do SHGD: (a) vista inferior do telhado; (b) vista lateral do galpão, com o mirante ao fundo	207
Figura 4.28	Galpão do SHGD: (a) vista frontal, com a torre da estação meteorológica à direita; (b) vista superior do telhado, mostrando detalhes das conexões elétricas entre as <i>strings</i>	207
Figura 4.29	Galpão do SHGD: (a) vista superior do telhado acabado; (b) vista inferior do telhado acabado	208
Figura 4.30	Galpão do SHGD: (a) plataforma de equipamentos, com vista frontal para as caixas de manobra e proteção e o Sunny Boy Control; (b) bancos de baterias do sistema	208
Figura 4.31	Galpão do SHGD: (a) conjunto de inversores SI4248Us e o Quadro CC; (b) conjunto de inversores SB6000Us	208
Figura 4.32	Ancoragem, em edificação do CPC, das linhas elétricas que o alimentam	209
Figura 4.33	Galpão do SHGD: (a) novo quadro de seccionamento e proteção que alimenta o Quadro CC e banco de baterias do Sistema 1; (b) detalhe interno do quadro.	211
Figura 4.34	Detalhe das chaves seccionadoras com fusíveis acoplados: à esquerda, fusíveis da CaC; à direita, fusíveis do banco de baterias do Sistema 1	211
Figura 4.35	Galpão do SHGD: (a) Quadro CC antes da instalação da CaC; (b) Quadro CC depois da instalação da CaC	212
Figura 4.36	Galpão do SHGD: (a) Novo leiaute, com a CaC, o eletrolisador e o reservatório de água; (b) Quadros CA: à esquerda, o Quadro CA 1; à direita, o Quadro CA 2.....	212
Figura 4.37	Diagrama esquemático do SHGD	213
Figura 5.1	Quadro CA 1: (a) indicação do circuito de carga pela seta branca; (b) montagem para a realização das medições.....	230
Figura 5.2	Ensaio com a carga-teste: (a) detalhe da carga-teste, construída com resistores para chuveiro elétrico; (b) ensaio em execução, mostrando os disjuntores de manobra e o recipiente com água em fervura.....	230
Figura 5.3	Fragmento de tela capturada do <i>software</i> do Sunny Boy Control que mostra informações relativas à operação dos dois SB6000Us	233

Figura 5.4 Fragmento de tela capturada do <i>software</i> do Sunny Boy Control que mostra informações relativas à operação de um dos SI4248Us	234
Figura 5.5 Telas armazenadas pelo medidor Fluke 434 durante a realização do ensaio: (a) para o SB6000U ₁ ; (b) para o SB6000U ₂ ; (c) para a carga; e (d) para os dois SI4248Us.....	237
Figura 5.6 Exemplo de simulação do tempo de autonomia de operação da CaC.....	245
Figura 5.7 Simulação para o mês de menor radiação solar	252
Figura 5.8 Simulação para a média anual de radiação solar.....	253
Figura 5.9 Simulação de sistema único para o mês de menor radiação solar.....	258
Figura 5.10 Simulação de sistema único para a média anual de radiação solar	259
Figura 5.11 Simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar	263

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 Percentual de GD por geração total em diversos países e no mundo em 2006.....	74
Gráfico 3.1 Contribuição percentual da geração fotovoltaica na geração total em 2002.....	106
Gráfico 3.2 Evolução da produção mundial de células e módulos fotovoltaicos.....	107
Gráfico 5.1 Energias obtidas na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar	265
Gráfico 5.2 Energia total de saída do SHGD, decomposta nas parcelas constituintes, obtidas na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar.....	266
Gráfico 5.3 Tempos de suprimento obtidos na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar	267
Gráfico 5.4 Rendimento parcial obtido na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar.....	268
Gráfico 5.5 Custo de replicação de sistema similar ao SHGD do CPC	285
Gráfico 5.6 Valores presentes dos dois sistemas de baterias em função da taxa de juros anual.....	287
Gráfico 5.7 Valores de CAE total encontrados na simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos	303
Gráfico 5.8 Valores de custo da energia encontrados na simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos	303
Gráfico 5.9 Valores de custo da energia encontrados na nova simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.....	307

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 Categorias de potência de GD	48
Quadro 2.2 Tecnologias para GD	51
Quadro 2.3 Comparação entre tempo de amortização de energia e emissões de diversas tecnologias energéticas	58
Quadro 2.4 Redes de eletricidade renovável, com base na capacidade instalada de geração em 2000 (em MW).....	75
Quadro 3.1 Classificação de tecnologias de emprego comum em GD	95
Quadro 3.2 Comparação das características das fontes alternativas de energia elétrica	96
Quadro 3.3 Ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico em função da latitude terrestre....	125
Quadro 3.4 Rendimentos obtidos atualmente em células, módulos, PCSs e centrais fotovoltaicas.....	129
Quadro 3.5 Fatores de capacidade máximos	129
Quadro 3.6 Reações totais nas CaCs em função do tipo de combustível.....	141
Quadro 3.7 Características das CaCs.....	142
Quadro 4.1 Ensaio de monitoração realizados em 27/10/2005.....	162
Quadro 4.2 Valores eficazes das tensões: médio e P95%	166
Quadro 5.1 Resultados obtidos do ensaio para as grandezas CA com carga baixa.....	238
Quadro 5.2 Resultados obtidos do ensaio para as grandezas CA com carga média.....	238
Quadro 5.3 Resultados obtidos do ensaio para as grandezas CA com carga alta.....	239
Quadro 5.4 Comparação de custos reais, em R\$/MWh, entre a solução existente e a solução proposta para o CPC	275
Quadro 5.5 Resultados da simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.15 para 2.000 casos.....	285
Quadro 5.6 Resultados da simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.....	304
Quadro 5.7 Resultados da nova simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.....	308

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 Geração de energia elétrica no mundo, em 2002 e em 2005, conforme as fontes utilizadas	103
Tabela 3.2 Geração de energia elétrica no Brasil, em 2002, 2005 e 2006, conforme as fontes utilizadas	104
Tabela 4.1 Economia de energia produzida pela substituição das lâmpadas	164
Tabela 4.2 Economia produzida pela substituição das lâmpadas	164
Tabela 5.1 Informações relativas à radiação solar em Porto Nacional – TO (10,708° S, 48,417° W), para inclinação dos módulos fotovoltaicos correspondente à latitude	223
Tabela 5.2 Valores de radiação média, de potência média e de energias calculados para o sistema fotovoltaico do CPC	225
Tabela 5.3 Valores mínimos e máximos de energia calculados para o sistema fotovoltaico do CPC.....	228
Tabela 5.4 Energias incidentes e geradas médias e no mês de menor radiação, considerando rendimento dos módulos fotovoltaicos igual a 7,2%	229
Tabela 5.5 Resultados obtidos do ensaio para os SB6000Us	233
Tabela 5.6 Resultados obtidos do ensaio para os SI4248Us	235
Tabela 5.7 Intervalos de correntes e rendimentos para os SI4248Us	236
Tabela 5.8 Cálculo das perdas no lado CA dos conversores eletrônicos	239
Tabela 5.9 Tempos médios de ocorrência de potência gerada no Sistema 1 e potência total gerada superiores à demanda do eletrolisador e acessórios.....	247
Tabela 5.10 Síntese das possibilidades energéticas para o sistema de hidrogênio.....	248
Tabela 5.11 Cálculo dos rendimentos do sistema de hidrogênio no ciclo diário	248
Tabela 5.12 Resultados de dez simulações com 2.000 casos cada uma.....	264
Tabela 5.13 Taxas de juros consideradas para o Projeto CPC	277
Tabela 5.14 Planilha financeira resumida do Projeto CPC	278
Tabela 5.15 Planilha financeira resumida de possível replicação do Projeto CPC.....	281
Tabela 5.16 Planilha de comparação entre o SHGD e outras soluções de geração para o CPC.....	298

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
- ACINH – Associação Comercial, Industrial e de Serviços de Novo Hamburgo
- AFC – *alkaline fuel cell*
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- ANSI – *American National Standards Institute*
- ASTM – *American Society for Testing and Materials*
- B&B Engenharia – Barbosa & Barbosa Engenharia Elétrica Ltda.
- BACEN – Banco Central do Brasil
- BEN – Balanço Energético Nacional
- BER – Base Energia Renovável
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- CA – corrente alternada
- CaC – célula a combustível
- CAE – custo anual equivalente
- CAEIL – custo anual equivalente de implantação líquido
- CBCA – Centro Brasileiro da Construção em Aço
- CC – corrente contínua
- CCC – Conta de Consumo de Combustíveis
- CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
- CEB – Companhia Energética de Brasília
- CELTINS – Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
- CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
- CHP – *combined heat and power*
- CIGRE – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques (International Council on Large Electric Systems)*
- CLP – controlador lógico programável
- CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
- CNTP – condições normais de temperatura e pressão

CPC – Centro de Pesquisas Canguçu
CPT – condições-padrão de teste
CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo Brito
CSN – Companhia Siderúrgica Nacional
DEFC – *direct ethanol fuel cell*
DG – *distributed generation*
DHT – distorção harmônica total
DMFC – *direct methanol fuel cell*
DOE – *United States Department of Energy*
EERE – *Energy Efficiency and Renewable Energy*
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPRI – *Electric Power Research Institute*
ETFTO – Escola Técnica Federal de Palmas – TO
EUA – Estados Unidos da América
FRC – fator de recuperação de capital
GD – geração distribuída
GDL – gás de lixo
GLP – gás liquefeito de petróleo
GMG – grupo motor-gerador
GMGH – grupo motor-gerador com motor a hidrogênio
GMLT – geração média ao longo do tempo
GMPG – geração mínima provável garantida
GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência do Departamento de Engenharia Elétrica
da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano
IEA – *International Energy Agency*
IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*
INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
ITSOFC – *intermediate temperature solid oxide fuel cell*
IUPAC – *International Union of Pure and Applied Chemistry*
LABSOLAR – Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina

LFC – lâmpada fluorescente compacta
LI – Licença Ambiental de Instalação
LUZ PARA TODOS – Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica
Elétrica
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCFC – *molten carbonate fuel cell*
MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MEA – *membrane electrode assembly*
MME – Ministério de Minas e Energia
MPPT – *maximum power point tracking*
NASA – *National Aeronautics and Space Administration*
NOCT – *nominal operating cell temperature*
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M – operação e manutenção
P&D – pesquisa e desenvolvimento
PAFC – *phosphoric acid fuel cell*
PC – *personal computer*
PCH – pequena central hidrelétrica
PCS – *power conditioning subsystem*
PEMFC – *proton exchange membrane fuel cell*
PIB – produto interno bruto
PIE – produtor independente de energia elétrica
PLD – preço de liquidação de diferenças
PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-estrutura
R\$ – real
SB6000U – Sunny Boy 6000U
SCADA – *Supervisory Control and Data Aquisicion*
SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFV – sistema fotovoltaico
SHGD – sistema híbrido de geração distribuída do Centro de Pesquisas Canguçu
SI4248U – Sunny Island 4248U
SIN – Sistema Interligado Nacional

SMES – *superconducting magnetic energy storage*

SOFC – *solid oxide fuel cell*

TERES – *European Renewable Energy Study*

TGCC – turbina a gás de ciclo combinado

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

UFT – Universidade Federal do Tocantins

UMA – Universidade Livre da Mata Atlântica

UnB – Universidade de Brasília

US – *United States (of America)*

US\$ – dólar americano

UT – *Unscented Transform*

VR – Valor Anual de Referência

WEA – *World Energy Assessment*

WWI – *Worldwatch Institute*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	1
1.2	OBJETIVO DO TRABALHO	5
1.3	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO	6
2	ESTADO-DA-ARTE EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	8
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
2.2	UM RESUMO DA HISTÓRIA DA INDÚSTRIA DA ENERGIA ELÉTRICA	11
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM ANTIGO CONCEITO ATUAL	19
2.4	UMA TECNOLOGIA DE MUITAS TECNOLOGIAS	23
2.4.1	Aspectos gerais	23
2.4.2	Conceito de geração distribuída	25
2.4.2.1	Terminologia	25
2.4.2.2	Conceitos, definições e classificações pertinentes	29
2.4.2.3	Definição proposta para GD	65
2.4.3	Outros conceitos	69
2.4.3.1	Recursos distribuídos	69
2.4.3.2	Capacidade distribuída	69
2.4.3.3	Serviço de eletricidade distribuído	70
2.4.4	Aspectos da rede de distribuição	70
2.4.5	Aspectos de conexão	71
2.5	ASPECTOS POSITIVOS E NEGATIVOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	73
2.5.1	Aspectos gerais	73
2.5.2	Aspectos positivos	75
2.5.2.1	Benefícios aos consumidores	75
2.5.2.2	Benefícios às concessionárias	76
2.5.2.3	Benefícios ao sistema elétrico interligado	77
2.5.2.4	Benefícios à sociedade	78
2.5.3	Aspectos negativos	79
2.6	BARREIRAS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	79

2.7	A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	82
2.7.1	Aspectos políticos e regulatórios	82
2.7.2	Definição legal de GD	86
2.7.3	A GD após o Decreto n.º 5.163/2004	87
2.7.4	O PROINFA	89
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	91
3	FONTES E TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	93
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	93
3.2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	98
3.2.1	Aspectos gerais da energia solar	98
3.2.2	Energia solar-fotovoltaica	101
3.2.3	O efeito fotovoltaico	109
3.2.4	O aproveitamento da luz solar	112
3.2.5	Tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis	115
3.2.5.1	Aspectos gerais	115
3.2.5.2	Tecnologia de silício cristalino (c-Si)	116
3.2.5.3	Tecnologia de silício amorfo hidrogenado (a-Si)	118
3.2.5.4	Tecnologia de telureto de cádmio (CdTe)	121
3.2.5.5	Tecnologias CIS e CIGS.....	121
3.2.6	Características elétricas de células e módulos fotovoltaicos	122
3.2.7	Sistema fotovoltaico autônomo	123
3.2.7.1	Aspectos gerais	123
3.2.7.2	Potência e energia geradas	127
3.3	CÉLULAS A COMBUSTÍVEL	130
3.3.1	Aspectos gerais	130
3.3.2	Componentes básicos e princípio de funcionamento	132
3.3.3	Aspectos positivos e negativos	136
3.3.4	Tecnologias	140
3.3.4.1	CaC alcalina (AFC)	143
3.3.4.2	CaC de membrana polimérica (PEMFC)	143
3.3.4.3	CaC ácida (PAFC)	144
3.3.4.4	CaC de carbonato fundido (MCFC)	145

3.3.4.5	CaC de óxido sólido (SOFC).....	146
3.3.4.6	CaC de óxido sólido de temperatura intermediária (ITSOFC).....	147
3.3.4.7	CaC de metanol direto (DMFC).....	148
3.3.4.8	CaC de etanol direto (DEFC).....	148
3.3.5	Sistemas à base de CaCs	149
3.3.5.1	Processador de combustível	149
3.3.5.2	Pilha de células	150
3.3.5.3	Condicionador de potência	150
3.3.6	O hidrogênio como combustível das CaCs	150
3.3.7	Sistemas móveis e estacionários	151
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	153
4	MATERIAIS E MÉTODOS	154
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	154
4.2	O CENTRO DE PESQUISAS CANGUÇU	154
4.2.1	Aspectos gerais	154
4.2.2	Instalações elétricas originais do CPC	157
4.2.3	Avaliação da qualidade da energia elétrica nas instalações originais	161
4.2.3.1	Metodologia e procedimentos	161
4.2.3.2	Resultados da monitoração	165
4.2.4	Conclusões da inspeção e da monitoração e recomendações	170
4.3	O SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	171
4.3.1	O Projeto Centro de Pesquisas Canguçu	171
4.3.1.1	Concepção, origem e propósito	171
4.3.1.2	Especificação técnica do SHGD.....	176
4.3.1.3	Classificação do SHGD	202
4.3.1.4	Instalação e operação inicial do SHGD	204
4.4	A METODOLOGIA	214
4.4.1	Aspectos gerais	214
4.4.2	Aspectos técnicos	215
4.4.3	Aspectos econômicos	216
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	218

5	RESULTADOS E ANÁLISE.....	219
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	219
5.2	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	219
5.2.1	Aspectos gerais	219
5.2.2	Avaliação técnica	220
5.2.2.1	Despacho energético	220
5.2.2.2	Desempenho do SHGD e de seus componentes	222
5.2.2.3	Qualidade da energia elétrica	269
5.2.2.4	Consecução de objetivos e resultados previstos no Projeto CPC	272
5.2.3	Avaliação econômica	275
5.2.3.1	Previsão inicial para os custos de geração	275
5.2.3.2	Custos de implantação do SHGD	276
5.2.3.3	Replicação do SHGD	280
5.2.3.4	Comparação entre alternativas de armazenamento de energia no SHGD	285
5.2.3.5	Comparação entre o SHGD e outras soluções de geração para o CPC	290
5.2.3.6	Verificação do atendimento à previsão inicial para os custos de geração	310
5.2.3.7	Avaliação do SHGD como solução viável de geração para a Amazônia	311
5.2.3.8	Considerações acerca de externalidades	312
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	313
6	CONCLUSÕES.....	315
6.1	ASPECTOS GERAIS	315
6.2	PRINCIPAIS CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES.....	317
6.3	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	318
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	320

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

O progresso da civilização humana tem-se dado, historicamente, na proporção da capacidade que o ser humano tem de controlar a energia. Quando o ser humano primitivo estava limitado à sua própria força muscular, ele despendia quase todo o seu tempo realizando atividades que apenas propiciavam a ele permanecer vivo. Como todos os seres vivos, o ser humano apenas utilizava energia natural diretamente — por exemplo, a luz do sol para iluminação — ou energia convertida por processos naturais — por exemplo, a luz do sol para o desenvolvimento vegetal. Todavia, a evolução social e tecnológica transcendeu esses métodos primitivos e desenvolveu modos de armazenar, controlar e converter energia em formas mais adequadas para o uso, quando e onde ele fosse necessário. As descobertas do fogo, da roda e da força animal têm estreita relação com a ascensão evolutiva do ser humano e representaram relevantes avanços no controle da energia. Com o controle de grandes quantidades de energia sob diversas formas, o provimento das necessidades básicas de sobrevivência foi simplificado, dando, ao ser humano, mais tempo para o desenvolvimento, por exemplo, das artes, da medicina, da literatura, da matemática, da ciência e da engenharia (Gross, 1986).

O ser humano utiliza energia para as mais diversas finalidades, muitas delas absolutamente indispensáveis, tais como iluminação, aquecimento e resfriamento, transporte, comunicação, processos manufatureiros, aplicações em construções e produção industrial. Desse modo, pode-se afirmar que a energia é um bem básico que contribui para o desenvolvimento da sociedade, pois ela proporciona oportunidades e maior variedade de alternativas tanto para a comunidade quanto para o indivíduo, impulsionando o crescimento econômico e a melhoria da qualidade de vida e do bem-estar coletivos.

Em 1973, o mundo experimentou o que muitos descrevem como o primeiro **choque do petróleo** (houve um segundo choque em 1979), causador de grave crise energética de proporções globais. Com a escalada dos preços do petróleo ocorrida no primeiro semestre de 2008, quebrando, pela primeira vez na história, a barreira dos US\$ 140 por barril, alguns especialistas já consideram a possibilidade de um terceiro choque, que pode

culminar com mais uma grave crise energética mundial, dada a dependência da sociedade global com relação ao petróleo. Mas é relativamente paradoxal falar-se de crise energética se, na realidade, a humanidade vive em autêntico mar de energia, banhada pela radiação solar, resfriada por grandes massas de ar em movimento, movida por poderosas correntes oceânicas e, ocasionalmente, destruída por gigantescas forças de furacões, terremotos, vulcões e maremotos (Gross, 1986). Então, no referido choque do petróleo, o que realmente ocorreu foi uma mudança no paradigma do modo de se produzir, distribuir e utilizar energia, principalmente quanto às energias não-renováveis, e o despertar da necessidade de se desenvolverem alternativas ao uso dos combustíveis fósseis. Essa crise levou a comunidade mundial, nacional e local a relembrar o quanto o controle das fontes de energia e de seu uso traz poder e desenvolvimento, podendo também gerar guerras, e a verificar que não há falta completa de energia, há falta de energia que a humanidade está acostumada e(ou) preparada para utilizar. É verdade que as reservas globais de combustível fóssil são limitadas e que deverá haver mudança na matriz energética mundial, privilegiando outras fontes de energia, tais como a solar, para reduzir a dependência com relação aos combustíveis fósseis. Contudo, no futuro mais que no passado, o controle da energia pelo ser humano deve considerar, além dos fatores tecnológicos, os fatores políticos, econômicos, sociológicos, religiosos, ambientais e sociais.

Desde o momento em que o ser humano derrubou algumas árvores para fabricar uma cama para si mesmo, ele tem tentado alterar o meio ambiente para seu benefício e seu conforto. Haja vista o enorme crescimento populacional, torna-se evidente que a alteração do ambiente natural para algumas vantagens imediatas não é necessariamente o melhor para a existência humana no longo prazo. Ademais, algumas soluções representam benefícios para determinado segmento da sociedade em detrimento de outro: por exemplo, construir uma usina hidrelétrica para resolver problema de desabastecimento elétrico da população de determinada localidade pode desalojar de suas terras tribos indígenas que, certamente, serão prejudicadas e não necessariamente usufruirão dos benefícios da eletricidade gerada pela usina. Então, parece razoável imaginar que o ser humano, enquanto ele existir, continuará a alterar o seu ambiente. Todavia, fazem-se necessários sistemas energéticos tecnologicamente viáveis e socialmente corretos, que sejam projetados e operados com sabedoria, racionalidade e justiça, atentando para os aspectos econômicos, sociológicos, religiosos, ambientais e sociais com eles envolvidos.

Há diversas formas de energia, entre as quais inclui-se a energia elétrica, de grande importância para a humanidade em razão das muitas vantagens intrínsecas que possui: ela é suscetível de controle sofisticado, pode ser transmitida quase à velocidade da luz, pode ser convertida para outras formas por meio de processos de conversão diretos e usualmente simples, pode ser convertida em outras formas com eficiências tipicamente altas, e é inerentemente livre de poluição. As principais desvantagens são a dificuldade de armazenamento, os muitos e importantes problemas ambientais provocados por alguns processos de conversão para a forma elétrica e o alto custo de produção.

Ao que parece, as vantagens predominaram, pois, em 2005, 16,3% de toda a energia consumida no mundo ocorreu na forma elétrica (MME, 2008b), o que dá à eletricidade muita visibilidade, importância tecnológica e estratégica e relevância econômica.

Não obstante a importância da energia para o ser humano, a supremacia da energia tecnologicamente controlada sobre a energia natural para a consecução dos propósitos humanos e a importância da energia elétrica no mundo atual, reconhecida e incorporada pelos indicadores sociais mais modernos, ainda hoje quase um terço da população mundial não tem acesso à energia elétrica (WEA, 2000), não contando com os meios necessários para evitar ciclos recorrentes de pobreza e privações. No Brasil, esse número é um pouco menor, mas muito alto: cerca de 25 milhões de brasileiros, quase 15% da população do país, que residem predominantemente em áreas rurais (Walter, 2000)¹.

Por outro lado, os impactos ambientais negativos, de caráter local, regional e mundial, resultantes da produção e do uso da energia representam, indiscutivelmente, ameaça à saúde e ao bem-estar da atual e das futuras gerações, conforme os estudos mais recentes relacionados ao aquecimento global e às mudanças climáticas (WEA, 2000). Isso indica a necessidade de mudança no vigente paradigma do desenvolvimento energético, que não é sustentável tanto do ponto de vista ambiental quanto por questões de caráter econômico, geopolítico, social e humanitário.

¹ Em entrevista concedida em 12/6/2008 ao Programa Bom Dia Ministro, o ministro de Minas e Energia afirmou que, em 2003, o governo fez um levantamento com base no Censo 2000 e concluiu que havia cerca de dois milhões de domicílios no Brasil, e 10 milhões de brasileiros, sem energia elétrica. Informou ainda que, ao longo da aplicação da estratégia para atendê-los, o governo chegou à conclusão de que o número de excluídos era muito maior (Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República, 2008).

A região amazônica, assim como outras partes do mundo, apresenta sérias dificuldades relacionadas ao suprimento energético da população que a habita, o que representa importante obstáculo ao desenvolvimento econômico e social, apesar de existirem consideráveis potenciais energéticos locais. Segundo informações do Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, em 2000, mais de 50% da população dessa região vivia em domicílios sem energia elétrica; ainda hoje, estima-se que cerca de 30% da demanda por energia elétrica na região não seja atendida. Parte significativa da geração de energia elétrica na região é distribuída, com base em grupos motores-geradores a diesel de pequenas capacidades (UFT, 2003).

A ainda precária solução existente para o equacionamento do fornecimento de energia elétrica nas áreas isoladas da região amazônica demanda vultosos subsídios: R\$ 4,5 bilhões em 2006 e R\$ 2,87 bilhões em 2007 (Canal Energia, 2007). Mesmo com esse esforço de toda a sociedade brasileira, que contribui para subsidiar a geração de energia na região por meio de recolhimentos à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) dos sistemas isolados, a demanda por energia elétrica não é totalmente atendida na região, e a parcela atendida não o é suficientemente. O transporte de combustíveis fósseis a longas distâncias, ao longo de áreas de florestas da região amazônica, além de significar risco potencial de contaminação ambiental, resulta em custo extremamente elevado para a limitada quantidade de energia disponibilizada à população da região: estima-se que cada litro de óleo diesel utilizado tenha consumido outros três litros em seu transporte desde as refinarias, a um custo muito elevado (UFT, 2003).

Devido às dificuldades de acesso e às grandes distâncias envolvidas, além das implicações de impacto ambiental decorrentes da atual solução de geração de energia na região, o alto custo do combustível frente aos compromissos assumidos para a universalização do atendimento de energia elétrica leva à busca de tecnologias que permitam a auto-suficiência energética local, preferencialmente por fontes locais renováveis e ambientalmente limpas. Cabe ressaltar que, em junho de 2008, o ministro de Minas e Energia reafirmou o compromisso do governo federal de garantir o acesso à energia elétrica a todos os brasileiros, momento em que atribuiu à energia solar e às pequenas centrais hidrelétricas posição de destaque para a consecução desse objetivo (Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República, 2008).

Nesse contexto, a Universidade Federal do Tocantins (UFT), tendo a Universidade de Brasília (UnB) como uma das parceiras para os aspectos acadêmicos e científicos, apresentou projeto e foi contemplada com recursos do Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003, dos quais foi gestora exclusiva, para implantar um sistema híbrido de geração distribuída (SHGD) que envolve geração fotovoltaica e por célula a combustível, além de armazenamento de energia na forma de hidrogênio e em baterias. Trata-se de sistema complexo que utiliza tecnologia moderna e tem a grande vantagem de utilizar insumos abundantes na região, radiação solar e água de boa qualidade: fontes gratuitas que podem ser consideradas incontestáveis e, ainda durante muito tempo, inesgotáveis.

Esse SHGD deve suprir energia elétrica ao Centro de Pesquisas Canguçu (CPC), localizado no sudoeste do estado do Tocantins, situação considerada equivalente ao atendimento a uma típica comunidade isolada da Amazônia composta por dez famílias. O escopo desse projeto, denominado Projeto CPC, inclui a capacitação de profissionais brasileiros na implantação de sistemas desse tipo para o atendimento contínuo e adaptado à demanda das comunidades isoladas da Amazônia e a capacitação de integrantes das comunidades locais para desempenhar atividades de operação e manutenção, bem como para atuar na gestão auto-regulada e sustentável do SHGD.

Entre os resultados acadêmicos e científicos esperados do Projeto CPC, está a elaboração de tese de doutorado que tenha como foco a realização de avaliação técnica e econômica do SHGD implantado no CPC, considerando os diversos aspectos de relevância para o caso e que existe a possibilidade de reprodutibilidade do sistema em outras localidades da Amazônia com as mesmas características daquela em que se encontra o CPC. Sendo assim, este trabalho foi desenvolvido para atender a essa necessidade do Projeto CPC, que deve legar grande contribuição ao conhecimento do assunto no Brasil e servir como referência a outros projetos similares na região amazônica.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

Esta tese tem como objetivo apresentar os modelos e os resultados de avaliação técnico-econômica do SHGD instalado no CPC, sob a ótica precípua do atendimento a comunidades isoladas da Amazônia. O sistema utiliza a geração fotovoltaica para alimentar diretamente as cargas elétricas existentes e para carregar sistemas de armazenamento

energético, na forma de hidrogênio e de baterias, que são utilizados como fonte de energia para a geração elétrica necessária para alimentar as cargas elétricas existentes nos momentos de insuficiência ou de indisponibilidade da radiação solar.

1.3 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

Esta tese foi estruturada em seis capítulos que buscam, individualmente, a consecução de objetivos específicos, mas, no conjunto, permitem atingir o objetivo apresentado anteriormente.

Este capítulo faz a introdução do trabalho, apresentando a motivação que o originou, o objetivo geral que norteou o desenvolvimento dele e a estruturação para ele definida.

Os Capítulos 2 e 3 cuidam, em essência, da revisão bibliográfica do trabalho. No Capítulo 2, discute-se o estado-da-arte em geração distribuída (GD), pelo fato de o SHGD do CPC ser um caso particular de GD e de haver diversos aspectos conceituais relativos à GD muito importantes para a análise a ser realizada. Por causa do engajamento acadêmico do trabalho, são apresentadas algumas propostas inovadoras de classificações de vários aspectos da GD, úteis ao caso em tela e como provocação para discussões futuras. Já o Capítulo 3 apresenta aspectos relevantes das tecnologias de geração fotovoltaica, de geração por meio de células a combustível e de armazenamento de energia na forma de baterias e de hidrogênio, aplicáveis ao caso.

No Capítulo 4, são apresentados os materiais e os métodos utilizados no trabalho. Então, ele apresenta o CPC; descreve, resumidamente, o Projeto CPC e a situação original das instalações elétricas e do suprimento de energia elétrica do CPC, para futura comparação com o novo SHGD; descreve histórica e tecnicamente a especificação do SHGD e a implantação, o início da operação provisória e as pendências existentes para a conclusão do SHGD; e apresenta detalhadamente a metodologia a ser utilizada na realização da avaliação pretendida.

Com o lastro de conhecimentos possibilitado pelos capítulos anteriores, o Capítulo 5 descreve os resultados obtidos com a execução de cada uma das atividades indicadas na metodologia proposta e apresenta a análise dos resultados com profundidade e riqueza de

detalhes suficientes para permitir o bom entendimento desse assunto complexo e que se tirem as conclusões pertinentes aos aspectos técnicos e econômicos do SHGD do CPC.

Finalmente, o Capítulo 6 destina-se ao registro das conclusões finais do trabalho e das principais contribuições dele e à indicação de sugestões para o desenvolvimento de futuros trabalhos.

2 ESTADO-DA-ARTE EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As gigantes usinas geradoras de eletricidade modernas, tanto as nucleares quanto as hidrelétricas e as termelétricas a carvão, estão perdendo a batalha contra a modernidade, pois não estão conseguindo fornecer, com confiabilidade e qualidade desejáveis, a energia elétrica necessária para mover a nova economia digital (Biblioteca Digital WWI-UMA, 2001b). Isso é o que diz um relatório do *Worldwatch Institute* (WWI), organização de pesquisa com sede em Washington, nos Estados Unidos da América (EUA). Exemplos disso ocorrem em países com realidades econômicas e tecnológicas bastante distintas: interrupções no fornecimento de energia elétrica devido à vulnerabilidade das usinas elétricas convencionais e das linhas de transmissão custam aos EUA até US\$ 80 bilhões por ano (Biblioteca Digital WWI-UMA, 2001a); em 2001, a população brasileira foi submetida à marcante experiência do racionamento de energia elétrica, conhecido como *apagão* do setor elétrico.

Seth Dunn, pesquisador do WWI, afirma que a humanidade iniciou o século XXI com um sistema energético que não pode conduzir a economia global na direção correta. Ele acredita que o tipo de energia de alta confiabilidade necessária para a economia atual só poderá se fundamentar em uma nova geração de aparelhos de microenergia que estão chegando ao mercado. Isso permitiria aos lares e empresas produzirem sua própria eletricidade, com muito menos poluição (Biblioteca Digital WWI-UMA, 2001b).

Nesse início de segundo século da era da eletricidade, um choque triplo de tendências tecnológicas, econômicas e ambientais tem potencial para empurrar o sistema energético para um modelo mais descentralizado de pequeno porte (Dunn, 2000). É possível que sejam estabelecidas comparações disso com algumas recentes revoluções: a indústria das telecomunicações foi totalmente transformada pelas novas tecnologias e pela rerregulamentação do mercado; a indústria da computação foi completamente transformada pela rápida mudança dos sistemas de grande porte, os *mainframes*, para os computadores pessoais, os *personal computers* (PCs). Em qualquer um dos três casos,

energia elétrica, telecomunicações ou computação, as novas tecnologias representam uma grande alteração no *status quo*.

Em muitos lugares do mundo com realidades ambiental e social como as brasileiras, é absolutamente pertinente, esperado e desejável que esse choque seja quádruplo, acrescentando-se as tendências sociais às já citadas. Ao longo de quase toda a sua história, os sistemas elétricos têm atendido à demanda dos consumidores com base na premissa da geração convencional, dita centralizada. As usinas geradoras são, em geral, de grande porte, associadas a fontes primárias de energia cujo aproveitamento é mais vantajoso no local de ocorrência, e conectadas a extensas linhas de transmissão e de distribuição com o objetivo de atenderem às necessidades de consumo de forma econômica e confiável. Todavia, regiões distantes, com baixa densidade populacional e pequenas demandas de consumo, fogem desse tipo de planejamento, haja vista que o atendimento a esse tipo de consumidor via extensão da rede elétrica convencional quase nunca é vantajoso do ponto de vista do retorno econômico, comprometendo, assim, o acesso universal à energia elétrica e aumentando, ainda mais, as disparidades sociais (Rodríguez, 2002).

Estima-se que, atualmente, cerca de dois bilhões de pessoas, quase um terço da população mundial, não têm acesso à energia elétrica nem contam com os meios para que se evitem ciclos recorrentes de pobreza e privações. Por outro lado, os impactos negativos — local, regional e mundial — decorrentes da produção e do uso da energia elétrica contribuem para aumentar a ameaça à saúde e ao bem-estar das atuais e das futuras gerações (WEA, 2000). No Brasil, os números são um pouco melhores que esses, mas são extremamente altos (Walter, 2000)²: cerca de 25 milhões de pessoas, aproximadamente 15% da população do país, vivem sem acesso à energia elétrica. Essa população vive

² Não foram encontrados dados oficiais mais recentes acerca desse assunto. O conjunto de indicadores sociais mínimos mais atual disponibilizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) é datado de 2000, pois utilizou como base a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios de 1999 (IBGE, 2008). O Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, desenvolvido pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), utiliza informações dos Censos Demográficos 1991 e 2000 (PNUD, 2008). Até mesmo a Revisão n.º 5 do Manual de Operacionalização do Programa LUZ PARA TODOS, anexa à Portaria MME n.º 288/2007, mantém a justificativa original do programa, que tem base no Censo Demográfico 2000 (MME, 2008a). Todavia, em entrevista concedida em 12/6/2008 ao Programa Bom Dia Ministro, o ministro de Minas e Energia afirmou que, em 2003, o governo fez um levantamento com base no Censo 2000 e concluiu que havia cerca de dois milhões de domicílios no Brasil, e 10 milhões de brasileiros, sem energia elétrica. Informou ainda que, ao longo da aplicação da estratégia para atendê-los, o governo chegou à conclusão de que o número de excluídos era muito maior (Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República, 2008).

majoritariamente no meio rural e em áreas remotas do país. Estima-se que 100 mil propriedades rurais brasileiras também não têm acesso à eletricidade, dificultando a melhoria da qualidade de vida das pessoas e o desenvolvimento econômico e social das regiões em que estão localizadas. Essa realidade exige mudanças no paradigma da indústria da eletricidade.

Em razão disso, o mercado a ser ocupado pela GD está em expansão, tendo como um dos focos principais e subárea de maior possibilidade de crescimento o fornecimento de energia elétrica a quem ainda não tem acesso a ela. Logo, o crescimento da GD nos próximos anos parece inexorável, conforme indica o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2007). Os seguintes estudos corroboram essa afirmação, segundo informado por Ackermann, Andersson e Söder (2001a): para o *Electric Power Research Institute* (EPRI), em 2010, 25% da nova geração mundial será na forma de GD; para a *Natural Gas Foundation*, esse número poderá ser superior a 30%; o *European Renewable Energy Study* (TERES), comissionado pela União Européia para examinar a viabilidade das intenções desta para a redução da emissão de CO₂ e as metas de energia renovável dela, encontrou que cerca de 60% do potencial de energia renovável possível de ser utilizado até 2010 pode ser classificado como fontes de energia descentralizada.

No Brasil, o tema merece destaque especial pelos seguintes motivos: (a) nos últimos anos, a qualidade ambiental da matriz energética brasileira piorou; (b) as mudanças climáticas anunciadas podem comprometer a segurança hídrica necessária à principal fonte de geração de energia elétrica no país; (c) a insuficiência de água nos reservatórios e de gás natural pode causar desabastecimento de energia elétrica ou, no mínimo, aumentar o risco de que isso ocorra e, por conseguinte, a insegurança para toda a sociedade, com fortes impactos econômicos; (d) o país tem o compromisso legal da universalização do acesso à energia elétrica. Cabe ressaltar que, recentemente, o ministro de Minas e Energia reafirmou o compromisso do governo federal de garantir o acesso à energia elétrica a todos os brasileiros, momento em que atribuiu à energia solar e às pequenas centrais hidrelétricas posição de destaque para a consecução desse objetivo (Secretaria de Comunicação Social da Presidência da República, 2008).

O foco deste trabalho é um estudo relativo ao fornecimento de energia elétrica a uma comunidade eletricamente isolada — doravante denominada apenas comunidade

isolada —, sem possibilidade de alimentação pela rede elétrica convencional; portanto, um caso particular de GD.

Então, considerando-se que o tema GD é bastante importante, controverso, não-consolidado, atual e, paradoxalmente, muito antigo, que remonta à origem dos sistemas elétricos de potência, que o Brasil tem enorme potencial a ser explorado nessa área e que o foco deste trabalho é um caso particular de GD, faz-se necessário que o tema receba abordagem adequada, que justifique o seu estudo e descreva sua relevância, suas características, seus aspectos práticos, suas potencialidades e, também, seus problemas.

Este capítulo presta-se, então, a tal propósito, pois, considerando essas idéias e premissas e o enfoque epistemológico deste trabalho, faz um breve resumo da história da indústria da energia elétrica; relaciona-a à GD de modo inovador; faz inédita discussão relativa ao termo e ao conceito de GD e a conceitos e aspectos relacionados a ela; propõe novas classificações de aspectos relativos à GD; propõe uma nova definição de GD, mais completa e com mais aplicabilidade que as existentes; sugere aplicações inovadoras para os resultados apontados; apresenta e analisa os benefícios e as desvantagens da GD, bem como as barreiras existentes à sua implantação; e discute a GD no Brasil, dos pontos de vista histórico e do marco regulatório. Com isso, cria condições para que o assunto mais específico seja discutido em capítulo posterior.

2.2 UM RESUMO DA HISTÓRIA DA INDÚSTRIA DA ENERGIA ELÉTRICA³

Até o final do século XIX, os estudos relativos aos fenômenos elétricos e magnéticos interessavam apenas a alguns poucos cientistas. William Gilbert (1544 – 1603), Charles Augustin de Coulomb (1736 – 1806), Luigi Aloisius Galvani (1737 – 1798), Otto von Guericke (1602 – 1686), Benjamin Franklin (1706 – 1790), Alessandro Giuseppe Antonio Anastasio Volta (1745 – 1827) e outros poucos cientistas fizeram significativas contribuições para a área da eletricidade; porém, à época, ela não era mais que um conjunto bastante limitado de conhecimentos não-sistematizados. Naquele tempo, não se conheciam aplicações práticas para tais conhecimentos, e a principal motivação para os estudos era a curiosidade intelectual. As pessoas iluminavam seus lares com velas e com

³ Adaptado do texto de Gross (1986) e com informações de Roditi (2005), Wikipedia (2007a), Wikipédia (2007), Rodríguez (2002), Martins (2007) e Bodanis (2008).

lampiões e lamparinas a querosene e a óleo de baleia; a força motriz era suprida principalmente pelo trabalho de pessoas e por animais de tração.

No período aproximado de 1800 a 1810, surgiram companhias comerciais de iluminação a gás na Europa e, imediatamente após, nos EUA, ameaçando fortemente os interesses das indústrias das velas de sebo e do querosene, que reagiram com vigor, descrevendo a nova tecnologia como uma ameaça à saúde e enfatizando o potencial explosivo dela. Entretanto, a óbvia vantagem de se ter mais luz com custo mais baixo não pôde ser ocultada indefinidamente. Em razão disso, essa nova indústria apresentou contínuo crescimento durante todo o século XIX e teve o seu apogeu por volta de 1885.

Grandes avanços na compreensão dos fenômenos elétricos e magnéticos ocorreram durante esse mesmo período. Alguns cientistas, como Humphry Davy (1778 – 1829), André-Marie Ampère (1775 – 1836), George Simon Ohm (1787 – 1854) e Johann Friedrich Karl Gauss (1777 – 1855), fizeram importantes descobertas, mas aquela que transformou a eletricidade de mero fenômeno científico interessante em uma tecnologia importante, com extensas implicações sociais, foi feita por dois cientistas que trabalharam independentemente um do outro: Michael Faraday (1791 – 1867) e Joseph Henry (1797 – 1878). Ampère e outros já haviam observado que campos magnéticos eram criados por correntes elétricas; não obstante, ninguém havia descoberto como correntes elétricas poderiam ser produzidas por campos magnéticos. Como resultado dos trabalhos realizados de 1821 a 1831 nesse assunto, Faraday finalmente obteve sucesso na formulação da importantíssima lei que ostenta o nome dele. Em seguida, ele construiu uma máquina que gerava tensão elétrica com base em princípios de indução magnética. Existia, então, uma fonte de energia elétrica de capacidade muito superior à das garrafas de Leyde (1745) e das pilhas voltaicas (1800). Independentemente dos trabalhos de Faraday, Henry também descobriu o fenômeno da indução eletromagnética quase ao mesmo tempo que aquele, e aplicou suas descobertas em muitas áreas, incluindo os eletroímãs e o telégrafo.

No período compreendido entre 1840 e 1880, diversos profissionais, incluindo Charles Wheatstone (1802 – 1875), Samuel Alfred Varley (1832 – 1921), Ernst Werner von Siemens (1816 – 1892), Carl Heinrich von Siemens (1829 – 1906) e Zénobe-Théophile Gramme (1826 – 1901), aplicaram o princípio da indução eletromagnética à construção de geradores elétricos primitivos. Nessa mesma época, um fenômeno descoberto há alguns

anos recomeçou a despertar interesse como uma fonte de luz viável: foi observado que, quando dois eletrodos de carbono conduzindo corrente elétrica eram afastados, formava-se um arco elétrico de brilho intenso.

A comercialização da iluminação a arco voltaico deu-se nos anos 70 do século XIX, inicialmente na iluminação residencial e, posteriormente, na iluminação pública e em outras instalações externas. Como era previsível, a iluminação a arco voltaico produziu o estímulo necessário ao desenvolvimento de melhores e mais eficientes geradores elétricos. Charles Francis Brush (1849 – 1929) contribuiu de forma notável com essa área ao desenvolver um sistema de iluminação a arco com gerador associado. Esse sistema era viável e fundou um bem-sucedido negócio com pequena oposição das companhias de iluminação a gás, pois não havia competição direta pelas mesmas aplicações. A principal objeção à iluminação a arco voltaico era sua alta intensidade, que a tornava inadequada para a maioria das aplicações internas. A iluminação a gás ainda era a melhor opção para esses usos.

Já no ano de 1809, era conhecido o fato de que certos materiais, ao conduzirem corrente elétrica, poderiam aquecer-se até o ponto de incandescência. A idéia de se utilizarem tais materiais como fonte de luz estimulou muitos profissionais a tentarem produzir tal dispositivo. A principal dificuldade a ser superada era que o material incandescente consumia-se rapidamente. Para retardar ou prevenir essa destruição, o material foi encapsulado em um recipiente preenchido com gás inerte ou a vácuo. O desafio de se colocar um material com alto ponto de fusão, condutância elétrica apropriada e boas propriedades de iluminação em um invólucro com atmosfera adequada provou-se insuperável para a tecnologia da época: até os anos 70 do século XIX, a lâmpada elétrica estava muito distante de ser uma realidade. Apesar disso, ocorreram contínuos melhoramentos nos geradores elétricos. Tornou-se claro que, se e quando uma lâmpada elétrica incandescente fosse desenvolvida, uma fonte de energia elétrica estaria disponível.

Em 1875, Thomas Alva Edison (1847 – 1931) construiu um laboratório, o primeiro centro de pesquisas industrial fora de uma universidade, para trabalhar em vários projetos na área de eletricidade, incluindo o desenvolvimento de uma lâmpada elétrica incandescente. Apenas em outubro de 1879, após muitas tentativas e experiências malsucedidas, um bulbo com vácuo contendo um filamento de fio de algodão carbonizado foi energizado. A

lâmpada funcionou por 44 horas até finalmente queimar-se. Não havia mais dúvidas de que uma lâmpada incandescente viável poderia ser desenvolvida. Subseqüentemente, Edison aprimorou a lâmpada e propôs um novo projeto de gerador que tinha inacreditável rendimento de quase 90%. Aproximadamente três anos mais tarde, em 1882, o primeiro sistema instalado para vender energia elétrica para iluminação incandescente nos EUA começou a operar em Nova Iorque. Esse sistema funcionava em corrente contínua (CC) a três condutores, com tensões de 220 V/110 V, e alimentava uma carga de 30 kW constituída por lâmpadas incandescentes. Esse e outros sistemas contemporâneos a ele deram início ao que viria a se tornar uma das maiores indústrias do mundo.

As companhias de energia elétrica daquela época autodenominavam-se companhias de iluminação porque esse era o único serviço que forneciam. Entretanto, muito cedo foi encontrado um problema técnico que persiste até hoje: a carga elétrica de uma companhia pode aumentar ao final da tarde, manter-se aproximadamente constante durante todo o início da noite e, então, cair subitamente, por volta das 23h, para a metade do valor máximo ou menos. Isso significava que se tinha um sistema elaborado que era subutilizado na maior parte do tempo. Seria então possível encontrar outras aplicações para a sobra energética? O motor elétrico já era conhecido, e a existência de uma fonte de energia elétrica era um incentivo para o refinamento desse equipamento e a aceitação comercial dele. A força motriz de origem elétrica rapidamente tornou-se popular e foi usada para muitas aplicações. Em reconhecimento à sua nova atuação mais abrangente, as companhias de energia elétrica começaram a se autodenominarem companhias de força e luz.

O aumento das cargas trouxe outro problema técnico: o aumento de correntes a ele associado causava quedas de tensão inaceitáveis se os geradores estivessem localizados a uma distância considerável das cargas. A exigência de se manter a geração próxima às cargas tornou-se cada vez mais inaceitável, pois, freqüentemente, não havia disponibilidade de locais para geração de porte aceitável. Era sabido que potência elétrica é proporcional ao produto entre tensão e corrente elétricas; logo, seriam necessárias menores correntes para maiores tensões. Infelizmente, tensões elevadas não eram desejáveis tanto do ponto de vista da tecnologia da época quanto da segurança do consumidor. Dessa forma, a solução era transmitir potência a alta tensão por longas distâncias e, então, abaixar o valor da tensão no ponto de consumo: havia a necessidade de se desenvolver um

equipamento capaz de transformar os níveis de tensão e de corrente com eficiência e confiabilidade.

Nos anos 90 do século XIX, a recém-criada *Westinghouse Company* havia experimentado uma nova forma de eletricidade, denominada corrente alternada (CA), inspirada no fato de que a corrente elétrica alternadamente revertia o sentido do seu fluxo em sincronismo com a rotação do gerador. Nikola Tesla (1856 – 1943) não tinha apenas inventado o motor de indução CA polifásico, mas também concebido um sistema elétrico CA polifásico completo. Essa abordagem tinha muitas vantagens inerentes: por exemplo, os problemas de comutação associados aos geradores CC eram eliminados. Uma vigorosa controvérsia entre Edison, da jovem *General Electric Company*, e a *Westinghouse Company* desenvolveu-se para se decidir se a indústria deveria ser padronizada em CC ou em CA. A forma CA finalmente saiu-se vitoriosa pelos seguintes motivos: (a) o transformador CA possuía a tão necessária capacidade de converter facilmente níveis de tensão e de corrente com rendimento elevado; (b) os geradores CA eram inerentemente mais simples que os geradores CC; e (c) embora não tão versáteis naquela época, os motores CA eram mais simples e mais baratos que os motores CC.

Após a padronização em CA, o conceito de geração central estabeleceu-se firmemente, e as cargas remotas deixaram de ser problema. O suave brilho amarelado da lâmpada de Edison era mais conveniente, limpo, e, rapidamente, tornou-se mais barato que seu correspondente a gás. Mais e mais consumidores foram adicionados à lista de clientes das companhias de energia elétrica: uma vez que a maior parte desse aumento de carga pôde ser atendido sem aumento no investimento de capital, o custo unitário da energia caiu, atraindo continuamente mais consumidores.

Empresas de eletricidade locais expandiram-se territorialmente até que começassem a compartilhar fronteiras: já em 1920, cada centro de carga da Europa Ocidental possuía seu próprio sistema de potência. Nesse momento, uma vantagem operacional podia ser vislumbrada: sabendo que as cargas de sistemas vizinhos não necessariamente atingiam seus picos simultaneamente, por que não interconectar os sistemas e associar as condições de pico de carga à geração combinada dos sistemas, empregando melhor os equipamentos de todos os envolvidos? Porém, antes de se realizar a interconexão, era necessário superar um grave problema técnico: muitas frequências diferentes eram utilizadas naquela época,

incluindo CC, 25 Hz, 50 Hz, 60 Hz, 125 Hz e 133 Hz. Tendo em vista que sistemas CA interconectados devem operar na mesma frequência, a diversidade de frequências impunha a necessidade de se utilizarem caros equipamentos conversores de frequência. Essa necessidade representou, na realidade, um incentivo à padronização de frequência. Naquele tempo, as unidades geradoras em diversas instalações hidrelétricas geravam em 25 Hz porque as turbinas hidráulicas podem ser projetadas para operar com um pouco mais de eficiência nas correspondentes velocidades mecânicas. Daí, havia forte amparo para se utilizar essa frequência. O problema com a frequência de 25 Hz era o perceptível efeito da cintilação luminosa (*flicker*) em lâmpadas incandescentes produzido por ela. Uma frequência mais alta, 60 Hz, era eventualmente aceita como padrão nos EUA, pois ela tinha características elétricas aceitáveis e pelo fato de que turbinas a vapor operavam satisfatoriamente nas correspondentes velocidades mecânicas de 1.800 rpm e 3.600 rpm. Como resultado disso, os EUA padronizaram a frequência em 60 Hz; a Europa, em 50 Hz.

O avanço tecnológico no projeto de equipamentos de potência continuou: quando uma empresa de eletricidade expandia o seu sistema, os novos geradores e transformadores adquiridos tinham, inevitavelmente, maiores capacidade e rendimento. Melhores lâmpadas elétricas foram desenvolvidas, dando ao consumidor mais luz por unidade de energia. Com a contínua queda nos custos da energia elétrica, o uso de motores elétricos como força motriz mecânica para todos os tipos de aplicações tornou-se popular.

O aumento da demanda por energia elétrica incentivou a transmissão em tensões progressivamente mais altas, que foram padronizadas em determinados níveis para evitar a proliferação de um número excessivamente grande de tensões de operação. É interessante notar que, apesar de toda essa evolução, a tensão inicial de Edison, 110 V, com sucessivas revisões para 115 V e 120 V, permaneceu como o padrão para o nível de serviço nos EUA.

Com tudo isso, criou-se o padrão atual de sistema elétrico de potência, que pode ser definido da seguinte forma (Gross, 1986):

Um sistema elétrico de potência é uma rede de componentes interconectados projetados para converter continuamente energia não-elétrica em energia elétrica, transportar a energia elétrica por distâncias potencialmente grandes, transformar a energia elétrica em uma forma específica sujeita a estreitas tolerâncias, e converter a energia elétrica transformada em uma forma não-elétrica utilizável.

De acordo com essa idéia, com propósitos organizacionais, pode-se dividir o sistema em cinco subsistemas muito conhecidos (Gross, 1986): geração, transmissão, subtransmissão⁴, distribuição — primária e secundária — e consumo. Para ser viável, um sistema assim deve ser seguro, confiável, econômico, ambientalmente adequado e socialmente aceitável.

Esse modo organizacional adotado para o sistema elétrico ao longo de quase toda a sua história — grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e de distribuição alimentando os diversos consumidores —, é o que se conhece por geração centralizada de energia elétrica, ou simplesmente **geração centralizada**, **geração central**, **geração convencional** ou **geração tradicional**, todas expressões encontradas na literatura brasileira e utilizadas neste trabalho. Cabe aqui uma análise relativa a essa expressão que é, no mínimo, interessante. Considerando-se um sistema elétrico convencional, interligado, em que as linhas de transmissão interligam diversas usinas geradoras entre si e a muitos sistemas de distribuição, a expressão **geração centralizada** soa inadequada, pois há, de fato, geração de grande porte em diversos pontos do sistema interligado, mas não necessariamente no centro geográfico nem no centro de carga do sistema. No Brasil, um bom exemplo disso é a usina de Itaipu, a maior usina geradora de energia elétrica do país. É provável que essa expressão tenha tido origem na expressão em língua inglesa *centralized generation*, por referência aos primeiros sistemas elétricos ainda não-interligados: usinas geradoras alimentando radialmente os sistemas de transmissão e de distribuição, em uma configuração na qual se aceita com facilidade a noção de localização central da usina geradora, conforme citado anteriormente neste subitem. É claro que, com a interligação dos diversos pequenos sistemas, essa noção de geração central, ou centralizada, deixou de ser pertinente. Todavia, a expressão **geração centralizada** não é de todo equivocada, pois, em muitos sistemas isolados, a expressão continua válida, como na

⁴ Para muitos autores, há apenas quatro subsistemas: geração, transmissão, distribuição e consumo.

origem; nos sistemas interligados, a capacidade de geração não é centralizada, função que é da localização das usinas geradoras, mas o despacho, que define a geração, é centralizado. Sendo assim, neste trabalho, a expressão **geração centralizada** será utilizada para designar a geração que ocorre nos sistemas elétricos tradicionais, interligados, conforme descrito anteriormente de forma sumária.

Com esse tipo de sistema elétrico, a resposta aos aumentos de demanda era aumentar a energia gerada; quando a demanda excedia a máxima capacidade de geração do sistema, a solução adotada era a construção de novas usinas geradoras, em geral de grande porte, e o aumento correspondente da capacidade de transmissão e distribuição da maior quantidade de energia comercializada. Conforme referido em Rodríguez (2002) e em Rodrigues (2006), os motivos justificadores desse modo de organização dos sistemas elétricos são: (a) a contínua busca de economias de escala, com a conseqüente redução dos custos unitários de investimento e de produção, pois a rápida expansão dos sistemas elétricos reconfigurou o negócio da energia como um monopólio natural em larga escala; (b) a conveniente minimização dos impactos e dos riscos ambientais nos centros mais densamente povoados; (c) o poder que tinham os empreendedores de grandes obras, do setor público ou do setor privado, dando suporte às soluções então propostas; e (d) a alta confiabilidade dos sistemas de transmissão de energia elétrica em alta tensão. Com isso, as indústrias substituíram a geração *in loco* pela aquisição de energia elétrica das concessionárias, que, em 1970, forneciam mais de 90% da eletricidade mundial, segundo citam Dunn e Flavin (2000).

Na década de 70 do século XX, porém, o grande porte das usinas entrou em choque com preocupações ambientais, com crises energéticas e com vazamentos causadores de prejuízos bilionários em grandes usinas nucleares, o que levou ao questionamento do paradigma da geração centralizada. Na década de 80 do século XX, a tendência de crescimento das usinas geradoras foi revertida, a partir do momento em que turbinas a gás de menor porte, produzidas em massa, chegaram ao mercado. Segundo informado por Dunn e Flavin (2000), o porte médio de uma nova usina de geração elétrica nos EUA caiu de 600 MW, em meados da década de 80, para 100 MW, em 1992, e para 21 MW, em 1998. Com a introdução de novas tecnologias que reduzem progressiva e

significativamente o custo da energia elétrica produzida⁵, tem-se utilizado, desde então, unidades geradoras de menor porte, localizadas cada vez mais próximas dos centros de carga, com óbvia valorização da GD.

As contínuas inovações tecnológicas no setor elétrico, associadas à recente rerregulamentação dos mercados — em que o ambiente mais competitivo, especialmente na geração, possibilitou o surgimento de novos agentes, os produtores independentes e os autoprodutores, vendendo ou não excedentes de energia elétrica para a rede, concorrendo com alguma liberdade — e ao fato de que é cada vez mais difícil obter financiamento para as grandes centrais de geração e lidar com os impactos ambientais decorrentes da implantação delas e com o tempo despendido na obtenção das licenças ambientais para elas exigidas, constituem as principais forças impulsoras da disseminação da GD.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM ANTIGO CONCEITO ATUAL

Conforme se pode deduzir do breve resumo feito anteriormente, a história da indústria da energia elétrica apresenta, de forma velada e(ou) implícita, similaridade com vários aspectos do que, hoje, denomina-se GD. Neste trabalho, não há a pretensão de se aprofundar em grau máximo a discussão acerca dessa similaridade, mas tão-somente de abordá-la de forma que os vínculos hermenêuticos adequados sejam estabelecidos para melhor entendimento do assunto e para adequado embasamento da argumentação desenvolvida nos capítulos subseqüentes.

O primeiro aspecto de similaridade a ser destacado é a existência de geração descentralizada. Conforme mencionado anteriormente, na aurora da era da eletricidade, no final do século XIX, Thomas Edison visualizou um sistema elétrico descentralizado, em CC, com diversas empresas competindo para instalar pequenos geradores próximos ao ponto de consumo. Nikola Tesla fez o mesmo, porém considerando a modalidade CA. Uma vez que os cabos de distribuição de energia ainda eram difíceis de serem obtidos, a empresa criada por Edison — *Edison Electric Illuminating Company* — dedicou-se

⁵ Conforme citação de Rodríguez (2002), nos anos 30 do século XX, a capacidade mais eficiente das unidades de geração era de 50 MW; no final dos anos 70, já havia aumentado para cerca de 1.000 MW. Nos anos 80, com a utilização das turbinas aeroderivativas a gás operando em ciclos combinados, a capacidade ótima caiu para cerca de 100 MW.

inicialmente a instalar geradores em pequenas fábricas independentes, lojas, hotéis e residências. De 1882 a 1888, Edison instalou cerca de 1.700 usinas em pequena escala, independentes entre si (Dunn e Flavin, 2000). Na atual GD, a existência de diversos geradores localizados de modo descentralizado é condição imprescindível, fato que, sem nenhuma dúvida, contribuiu decisivamente para a denominação dessa modalidade de geração (Lora e Haddad, 2006).

O segundo aspecto de similaridade a ser considerado diz respeito às perdas energéticas nas linhas elétricas. Os primeiros geradores elétricos, de pequena escala, localizavam-se próximos aos pontos de consumo, dispensando, então, a existência de linhas elétricas longas e complexos sistemas de transmissão e de distribuição da energia gerada. Com isso, as perdas de energia nas linhas elétricas eram pequenas, e a eficiência dos sistemas elétricos era mais alta. Em algumas aplicações da atual GD, esse fato também é previsto: toda energia elétrica gerada localmente, ou grande parte dela, pode ser consumida também localmente, exigindo menos dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição. A ampliação dessa idéia leva à conclusão de que, se os locais de geração e os locais de consumo coincidissem mais, a eficiência global dos sistemas elétricos aumentaria, com sobra de geração que poderia ser utilizada para o atendimento a consumidores ainda não-atendidos, sem a necessidade imediata de novos investimentos em geração.

O terceiro aspecto de similaridade visível é o tipo de vinculação à eficiência energética. Nos primeiros e precários sistemas elétricos, considerando-se a pequena magnitude da geração em contraponto à enorme quantidade potencial de cargas elétricas a serem supridas, havia a necessidade de se utilizar, com muita eficiência, a energia elétrica gerada. O preço a ser pago pela ineficiência poderia ser o não-atendimento de outras possíveis cargas. O esforço feito nesse sentido pode ser exemplificado no aumento da eficiência das lâmpadas incandescentes: de 1,4 lúmen/watt, na lâmpada original de Edison, para 17,5 lumens/watt, na lâmpada de 100 W com filamento de tungstênio de 1970 (Gross, 1986), aproximadamente a mesma eficiência das lâmpadas incandescentes atuais.

Nos dias de hoje, para as cargas elétricas conectadas à rede convencional, o suprimento energético para as expansões de carga é, via de regra, garantido pelo sistema elétrico, sem que consideração alguma seja feita quanto ao tema eficiência energética. Isso significa que a eficiência energética desse tipo de carga é assunto importante, mas não é critério

definidor da possibilidade de suprimento elétrico. Ao contrário disso, algumas aplicações da atual GD compartilham a mesma vinculação à eficiência energética vivenciada pelos primeiros sistemas elétricos: para elas, a eficiência energética de uma carga pode decidir se o fornecimento de energia elétrica será implementado ou não, pois essa eficiência é parâmetro imprescindível para o dimensionamento do sistema elétrico de suprimento, com impacto direto nos estudos de viabilidade econômica do projeto ou de comparação entre alternativas de investimento em projetos, conforme o caso⁶.

Outro aspecto de similaridade que merece consideração refere-se à dificuldade de implantação de novas tecnologias. Na gênese de toda nova tecnologia, com novos equipamentos e filosofia de operação, em princípio, ela promete realizar novas atividades, realizar antigas atividades com mais qualidade e(ou) realizar antigas atividades com menores custos. Todavia, carece, ainda, de comprovação quanto: (a) à durabilidade dos seus componentes no ambiente de operação; (b) à confiabilidade da sua operação; (c) ao desempenho de cada componente e ao desempenho sistêmico durante a operação normal e durante a ocorrência de contingências; (d) à continuidade, com o passar do tempo, dos resultados obtidos nos ensaios de fábrica; (e) ao custo de manutenção do sistema, que depende de vários fatores, incluindo os aspectos de avaliação não-consolidada listados anteriormente; (f) ao impacto social subsequente, que depende substancialmente da aceitação da nova tecnologia pela sociedade. Cabe ressaltar que esses fatores possuem fortes inter-relações.

Os primeiros sistemas elétricos passaram por essa dificuldade ao proporem a substituição de um sistema de iluminação pública e residencial consolidado há várias décadas pela novíssima iluminação incandescente associada a geradores elétricos recém-implementados. As pessoas e os governantes que tomaram as suas decisões de substituição e(ou) de implementação de solução tecnológica tiveram de acreditar na nova tecnologia sem a devida comprovação dos vários aspectos citados, o que, sem dúvida, trouxe dificuldades à aceitação da nova tecnologia. É claro que, do ponto de vista dos governantes, a avaliação

⁶ Deve ser ressaltada, aqui, a diferença entre estudos de viabilidade econômica de um projeto e estudos de comparação entre alternativas de investimentos em projetos. Os primeiros prestam-se a verificar se determinado projeto é ou não viável do ponto de vista econômico, considerando-se certas premissas. Por sua vez, os outros estudos têm como finalidade comparar diferentes alternativas de investimentos em certos projetos, indicando vantagens e desvantagens de cada um deles e, em alguns casos, definindo que projeto(s) deverá(ão) ser escolhido(s) em detrimento dos demais.

do impacto social assume papel de muito destaque, pois influencia fortemente a atuação política. A atual GD enfrenta problema semelhante. Porém, neste caso, a avaliação do impacto social é de relevância bastante superior à que este assunto tinha no passado, e, adicionalmente, deve-se considerar a existência da necessidade da avaliação do impacto ambiental, que inexistia ou era inexpressiva nos primórdios dos sistemas elétricos. Fato corroborador desta afirmação é a diferença de complexidade, de abrangência e de poder coercivo entre as legislações ambientais daquela época e as atuais.

O quinto e último aspecto de similaridade a ser aqui destacado é a dificuldade de se quebrar um paradigma, que, no caso, é tecnológico. Essa dificuldade origina-se na tendência que as pessoas têm em se acostumarem às situações consolidadas, mesmo as não-ideais, criando, em função delas, hábitos pessoais. Expandindo-se a individualidade para a sociedade como um todo, os hábitos pessoais adquirem denotação de hábitos culturais e sociais. Sendo assim, a sociedade organizada possui hábitos, cultura própria, que foram criados no decorrer de muitos anos, não sendo fácil alterá-los de modo rápido. É importante ressaltar o fato de que as diversas tecnologias exercem papel fundamental nas culturas das diversas sociedades. Haja vista a estreita vinculação entre tecnologias e sociedade, não se pode menosprezar a influência desta naquelas, principalmente nos aspectos relacionados à disputa pelo poder político e à força do poder econômico: não é raro verificarem-se situações em que as soluções tecnológicas são definidas mais por motivações políticas e(ou) econômicas que por mérito técnico.

Parece bastante claro, então, que a quebra de um paradigma exige a superação de forças muito poderosas. No final do século XIX, o novo paradigma, representado pelos primeiros sistemas elétricos — constituídos por iluminação e motores elétricos acionados por geração elétrica —, substituiu o antigo paradigma, representado pelos sistemas de iluminação a gás e força motriz exclusivamente mecânica. Isso ocorreu com a alteração de hábitos sociais e a confrontação com os poderes estabelecidos, incluindo o poder exercido pelas companhias de iluminação a gás, que foram vencidos. Na atualidade, para que o paradigma da geração centralizada seja substituído ou, pelo menos, coexista com um novo paradigma, será necessário, entre outras coisas, que as novas soluções sejam tecnicamente viáveis e economicamente competitivas e(ou) social ou ambientalmente necessárias e que (Romagnoli, 2005): (a) parcela expressiva dos agentes do setor elétrico reconheçam e explorem as vantagens da GD; (b) as autoridades políticas constituam bases regulatórias

mais sólidas e de melhor qualidade; (c) os agentes e profissionais do setor elétrico sejam mais receptivos a novos modelos de sistemas elétricos para o entendimento correto dos conceitos afetos ao tema; (d) os agentes e profissionais do setor elétrico deixem de condenar algo por mera desconfiança.

Finalmente, os aspectos de similaridade destacados neste subitem, além de servirem de comparação entre situações históricas não-contemporâneas, apresentam características da atual GD que serão, em maior ou menor grau, utilizadas e(ou) aprofundadas nas discussões que se seguem.

2.4 UMA TECNOLOGIA DE MUITAS TECNOLOGIAS

2.4.1 Aspectos gerais

A engenharia de potência é a mais antiga e tradicional das várias áreas da engenharia elétrica. Não obstante, essa área está vivenciando uma das mais profundas revoluções nas suas estruturas tecnológica e de negócios. Uma revolução de inovação e invenção, que inclui automação, utilização de equipamentos de potência feitos sob encomenda, aplicações inteligentes e *softwares* de otimização de operações, está ampliando as capacidades dos sistemas elétricos para muito além das suas capacidades tradicionais. Mas, para alguns especialistas da área, nenhuma dessas novas tecnologias tem tanto potencial para, de fato, criar uma revolução no projeto e na operação dos sistemas elétricos e nas vendas de energia elétrica no varejo como tem a GD (Willis e Scott, 2000).

A capacidade de consumidores residenciais, comerciais e industriais produzirem energia elétrica em suas próprias unidades consumidoras, em vez de comprá-la pronta de um sistema elétrico muito grande, resultará em uma grande mudança na tecnologia, na organização e na forma de fazer negócios na indústria da energia elétrica. Com as novas tendências da rerregulamentação do mercado e a criação da competição na produção e na venda de energia elétrica, a GD, sem sombra de dúvida, ajudará a criar competição comercial no nível do varejo. Adicionalmente, e talvez mais importante para a engenharia, ajudará a criar competição tecnológica. Essa competição promoverá experiências e trará melhorias ao sistema elétrico convencional e à GD. Isso irá fundir esses dois recursos em uma espécie de tecnologia de energia distribuída (Willis e Scott, 2000). Usados em

conjunto, em vez de independentemente como assuntos competidores, e talvez combinados de maneiras muito não-tradicionais, GD e sistemas elétricos de potência tradicionais poderão prover melhores serviços com custos menores, em comparação com os que poderiam apresentar se atuassem isoladamente. A GD é uma das mais interessantes ocorrências na indústria da energia elétrica nas últimas décadas, provendo-a com novas capacidades que tornam a energia elétrica, por um lado, mais útil e importante, e, por outro, capaz de atender a uma variada gama de necessidades de energia da sociedade que nunca puderam ser atendidas.

Segundo Willis e Scott (2000), a GD inclui pequenas estações geradoras de energia elétrica que podem suprir energia a uma simples instalação residencial, comercial ou industrial de pequeno ou de grande porte. A maioria delas requer combustível fóssil, tais como diesel, gás natural, óleo combustível, gasolina, querosene, metano ou propano; outras utilizam recurso energético renovável, tal como energia solar ou energia eólica. Não obstante, ainda segundo Willis e Scott (2000), todas as estações de GD possuem algumas características comuns: (a) elas são pequenas unidades de geração, em contraposição às grandes unidades tradicionalmente utilizadas em usinas elétricas; (b) a utilização delas envolve avaliação e coordenação de número muito grande de complexos fatores de engenharia; e (c) sob as circunstâncias certas, elas podem prover combinações competitivas de confiabilidade e custo razoável para os consumidores.

Alguns especialistas da área acreditam fortemente que a GD é uma tecnologia viável com significativo papel a desempenhar no futuro da indústria da energia elétrica. Contudo, ela não é uma tecnologia simples nem fácil de ser utilizada em todos os casos. A GD tem sido mal-representada por entusiasmados defensores, que simplificam demasiadamente o seu uso e exageram demais na defesa de suas capacidades, e por implacáveis oponentes, que subvalorizam injustamente os seus benefícios e sobrevalorizam muito seus aspectos negativos. Na verdade, a GD não é a solução para todos os problemas de suprimento de eletricidade em função de sua maior confiabilidade e de seu menor custo em todos os casos. Como qualquer outra possível solução de um problema, ela tem suas vantagens e desvantagens, fato suficiente para que sua aplicação seja cautelosa e corretamente avaliada.

Geralmente, a GD não consegue competir em igualdade de condições com sistemas elétricos convencionais, com geração centralizada, que operem eficientemente. Mas, em

um número significativo de nichos de mercado, a GD oferece confiabilidade e economia que não poderiam ser alcançadas pelos sistemas elétricos tradicionais (Willis e Scott, 2000). Ademais, em algumas situações excluídas da avaliação mercadológica há pouco citada, comunidades inteiras não podem usufruir do benefício da energia elétrica, pois não há, nem haverá, ramificação de sistema elétrico tradicional para realizar o suprimento. Nessas situações, não é possível se compararem soluções, tendo em vista que a GD é a única.

De tudo isso, conclui-se que a capacidade de a GD prover satisfatoriamente serviço aos seus proprietários e usuários depende da avaliação objetiva de suas capacidades e limitações, da cuidadosa seleção de quando, onde, como e com que finalidade ela será usada e da criteriosa avaliação de todas as suas opções de projetos, tecnologias, fontes de energia e configurações.

2.4.2 Conceito de geração distribuída

2.4.2.1 Terminologia

Para o entendimento mais adequado do conceito de GD, é inafastável a necessidade de se analisarem as origens dessa expressão nos dois idiomas de interesse: a língua inglesa — a de maior influência no mundo — e a língua portuguesa — a utilizada neste trabalho.

Conforme pode ser facilmente observado na literatura especializada da área em língua inglesa, a expressão *distributed generation* é também denominada *on-site generation*, *dispersed generation*, *embedded generation*, *decentralized generation*, *decentralized energy*, *distributed energy* e *micropower*, sendo que cada autor atribui a cada expressão o significado que julga mais adequado ao contexto relativo ao trabalho desenvolvido, não havendo consenso com relação a essa terminologia. Avaliando-se essas expressões do ponto de vista da língua inglesa⁷, descortinam-se as semelhanças e as diferenças existentes na mensagem lingüística com elas envolvida.

⁷ Para essa avaliação, foram consultados os dicionários Michaelis (2000), Cambridge Advanced Learner's Dictionary (2003) e Webster's New Twentieth Century Dictionary (1983).

A expressão *on-site generation* traz a idéia de uma geração local, que ocorre no local em que as pessoas trabalham ou exercem alguma atividade em particular, não indicando formalmente o consumo local da geração lá ocorrida nem permitindo considerar a possibilidade da existência de geração nas proximidades do local em que as pessoas necessitam da energia. Desse modo, *on-site generation* — ou geração *in loco* ou geração *in situ* — não é adequada para servir, nesse contexto, como expressão sinônima de *distributed generation*.

A expressão *dispersed generation*, utilizada na América do Norte, segundo El-Khattam e Salama (2004), por sua vez, traz a idéia de uma geração que foi espalhada, tornada dispersa, dispersada em todas as direções, até mesmo distribuída amplamente, porém sem a incorporação de critério de ordenação, dando a nítida impressão de fora de ordem, de desarrumação, e não de algo feito com planejamento e objetivos definidos. Ademais, alguns autores, como Willis e Scott (2000) utilizam *dispersed generation* como caso particular de *distributed generation*, não sendo, portanto, aquela adequada para, nesse contexto, servir como expressão sinônima desta. No Brasil, há autores que utilizam a expressão **geração pulverizada** para representar a mesma idéia da utilização dada por Willis e Scott (2000).

O local de utilização da expressão *embedded generation* encontra opiniões divergentes: segundo El-Khattam e Salama (2004), ela é utilizada em países da América do Sul; segundo Ackermann, Andersson e Söder (2001a), ela é utilizada em países anglo-americanos. Não obstante essa divergência, essa expressão traz a idéia de uma geração incrustada, embutida, inserida por tempo indeterminado como parte integrante de algo. Considerando-se este algo a sociedade, falta ainda, à expressão, a indicação de localização da geração. Se este algo for o sistema elétrico tradicional, falta, à expressão, considerar a possibilidade da utilização da geração desconectada desse sistema. Então, *embedded generation* não é adequada para servir, nesse contexto, como expressão sinônima de *distributed generation*.

A expressão *decentralized generation*, utilizada na Europa e em alguns países asiáticos, segundo El-Khattam e Salama (2004), traz a idéia de oposição a *centralized generation*, designação feita à forma de geração dos sistemas elétricos tradicionais, já discutida anteriormente. Então, mesmo nos sistemas elétricos tradicionais, a expressão *centralized*

generation deve ser utilizada com reserva, pois, de fato, a geração aqui referida não é *centralized* de modo absoluto, mas, sim, relativo. Com isso, pode-se constatar que, nos sistemas elétricos tradicionais, a geração é, de fato, simultânea e parcialmente *centralized* e *decentralized*. Considerando que a expressão *distributed generation* não pretende designar um tipo de geração que se contrapõe à geração tradicional, a expressão *decentralized generation* não é adequada para servir, nesse contexto, como expressão sinônima de *distributed generation*. Cabe aqui destacar, como exemplo, o texto da União Europeia que utiliza a expressão *decentralized generation* e a correspondente sigla DG (5th Research Framework Programme of the European Union, 2002).

As expressões *decentralized energy* e *distributed energy* trazem o termo *energy* em substituição ao termo *generation* das expressões anteriores. Isso significa que elas invocam as idéias de energia descentralizada e de energia distribuída, bem diversas da idéia trazida por *distributed generation* porque, como é fácil constatar, não se pode utilizar *energy* como sinônimo de *generation*, conceitos tão distintos nessa área de especialidade. Desse modo, as expressões *decentralized energy* e *distributed energy* não são adequadas para servirem, nesse contexto, como expressões sinônimas de *distributed generation*.

A expressão *micropower*, utilizada por Dunn e Flavin (2000) e por Dunn (2000), traduzida para a língua portuguesa pela Editora Universidade Livre da Mata Atlântica (UMA) como **microenergia**, traz a idéia simples de uma quantidade muito pequena de potência ou energia elétrica, não avançando em aspectos como localização geográfica ou indicação de se tratar de geração ou de consumo. Então, *micropower* não é adequada para servir, nesse contexto, como expressão sinônima de *distributed generation*.

A expressão *distributed generation* (DG)⁸ é, na realidade, uma expressão simplificada, com supressões feitas na expressão mais completa *distributed electric power generation*. Haja vista que, nesse contexto, o termo *electric* é, de certa forma, redundante ao termo *power*, muito utilizado para designar *electric power*, a expressão completa fica reduzida para *distributed power generation*, que nomeou a obra de Willis e Scott (2000). Todavia, no contexto mais amplo dos sistemas elétricos de potência, esta última expressão ainda pode ser simplificada para *distributed generation*, pois o termo *generation* é amplamente

⁸ É curioso observar que Willis e Scott (2000) empregam a abreviatura DG para designar termos distintos: *distributed generation* e *distributed generators*.

conhecido, definido, aceito e consolidado, não havendo, com relação a ele, maiores apresentações e(ou) comentários a serem feitos. Resta, então, a análise do termo *distributed*. Particípio passado do verbo *distribute*, o termo *distributed* qualifica o termo *generation*, acrescentando-lhe a idéia do modo, de forma. Então, a expressão *distributed generation* traz a idéia de geração de energia elétrica que ocorre de forma distribuída, sendo que o contexto permite inferir que se trata de distribuição geográfica, espacial. Em razão disso tudo, a expressão mais adequada para a representação que se deseja é *distributed generation*.

Conforme foi dito anteriormente, é necessária a avaliação da expressão em tela em língua portuguesa. Considerando-se que algumas das palavras utilizadas nesta área estão presentes na fala e na escrita comum das pessoas, é necessário que se faça, aqui, a diferenciação adequada entre o léxico comum e o léxico especializado⁹. Essa diferenciação facilitará a leitura deste trabalho, pois reduzirá as ambigüidades associadas ao uso conjunto dos dois léxicos citados anteriormente.

A expressão **geração distribuída** advém da expressão de língua inglesa *distributed generation*, traduzida literalmente. Segundo Houaiss (2001) e Ferreira (2004), o polissêmico verbo **distribuir** aceita as seguintes acepções, entre outras: (a) entregar uma parcela (de algo) a diversos receptores; (b) dispor espacialmente (algo) de acordo com determinado critério, princípio etc.; (c) repartir, dividir; (d) desferir, lançar em diversas direções; (e) enviar para diferentes direções; espalhar. Essas acepções remetem a duas idéias opostas de distribuição: uma tem o ponto de vista do receptor, daquele que recebe o que é distribuído, como seria o caso do assinante de um jornal que ele recebe em domicílio ou mesmo do consumidor residencial de energia elétrica — acepção (a); a outra tem o ponto de vista de se distribuir a origem, a fonte, do que é distribuído — acepção (b). As outras três acepções servem igualmente bem às duas idéias. Na idéia original da expressão *distributed generation*, o que se pretende distribuir é a fonte de energia elétrica, a geração, e não a energia elétrica. Logo, deve prevalecer aqui a segunda idéia apresentada.

⁹ Na Lingüística, léxico é o repertório total de palavras existentes em uma determinada língua, o vocabulário completo. Então, o léxico comum é o conjunto de palavras empregadas no dia-a-dia; o léxico especializado é o conjunto de palavras utilizadas por especialistas de determinada área do conhecimento (Costa, 2005).

Com base nessa argumentação, conclui-se que a tradução direta para a língua portuguesa da expressão original *distributed generation* é integralmente adequada à representação da mensagem lingüística por ela trazida: **geração distribuída**.

Entretanto, há textos em língua portuguesa em que se pode verificar a utilização da expressão **geração distributiva**, como, por exemplo, em Aldabó (2004) e em Rifkin (2003). Segundo Houaiss (2001) e Ferreira (2004), o verbete **distributivo** aceita, no caso, as seguintes acepções: (a) relativo a distribuição; (b) que indica distribuição; (c) que distribui. Conforme se pode observar, as duas primeiras acepções são suficientemente genéricas para não permitirem melhores conclusões quanto ao uso correto do verbete. A última acepção adere à idéia vinculada ao ponto de vista do receptor, já descrita, oposta ao que se pretende para a expressão original. Se a idéia a ser representada fosse de uma geração distributiva, que distribui, ela distribuiria energia, e, então, não seria necessária uma nova expressão para designar algo que os sistemas elétricos convencionais fazem desde a sua origem: distribuir energia elétrica de alguns pontos de geração a muitos pontos de consumo. A partir disso, conclui-se que não há respaldo lingüístico para a utilização da expressão **geração distributiva** em substituição à expressão original *distributed generation*. Desse modo, apesar de possuírem grafias bastante semelhantes, as expressões **geração distributiva** e **geração distribuída** não são, de fato, sinônimas, pois carregam mensagens lingüísticas diferentes, razão pela qual, neste trabalho, apenas será utilizada, doravante, a expressão **geração distribuída**.

2.4.2.2 Conceitos, definições e classificações pertinentes

Segundo Houaiss (2001), **conceito** é a “representação mental de um objeto abstrato ou concreto, que se mostra como um instrumento fundamental do pensamento em sua tarefa de identificar, descrever e classificar os diferentes elementos e aspectos da realidade”; a “noção abstrata contida nas palavras de uma língua para designar, de modo generalizado e, de certa forma, estável, as propriedades e características de uma classe de seres, objetos ou entidades abstratas [Um conceito possui: *extensão*, que é o número de elementos da classe em questão (o conceito de 'animal' tem maior extensão do que o de 'vertebrado'); e *compreensão*, que é o conjunto dos caracteres que constituem a definição ('vertebrado', que não inclui todos os animais, tem compreensão mais detalhada do que 'animal').]”.

Ainda segundo Houaiss (2001), **definição** é a “significação precisa de”; a “indicação do verdadeiro sentido de”; o “enunciado que parafraseia a acepção de uma palavra ou locução pela indicação de suas características genéricas e específicas, de sua finalidade, pela sua inclusão num determinado campo do conhecimento etc.”; a “capacidade de descrever (algo, alguém ou a si mesmo) por seus caracteres distintos”.

Com base nessas informações, deve-se ressaltar que a pretensão dos parágrafos seguintes é discutir e elaborar o **conceito** de GD, que é a representação mental, o modelo mental, de um objeto abstrato, e, após isso, discutir e elaborar uma **definição** adequada de GD, que pode ser entendida como a representação escrita do conceito de GD. Para a consecução deste objetivo fundamental, é claro que a extensão do conceito deverá ser vista e a compreensão dele deverá ser atingida, as diversas características relativas à GD deverão ser analisadas e, em decorrência disso, as respectivas e adequadas classificações deverão ser consideradas.

Uma vez consolidada a expressão **geração distribuída**, é importante criar-se uma definição que, de fato, transmita adequadamente o entendimento dado a ela neste texto. A geração encontrada nos sistemas elétricos tradicionais — denominada, aqui, de geração centralizada — não é lingüística nem fisicamente o contraposto da geração distribuída: a geração centralizada não é concentrada em um único ponto, nem a geração distribuída está presente em todas as unidades consumidoras de energia elétrica. Sendo assim, parece simples aceitar-se a idéia de que a distribuição da geração não é uma questão de estado, mas, sim, de grau, já que um sistema elétrico tradicional, interligado, nunca terá uma única usina geradora assim como não terá tantos geradores quantas forem as unidades consumidoras. Na realidade, a geração de energia elétrica, mesmo a tradicional, sempre foi distribuída geograficamente, pois, em virtude do grande porte das usinas geradoras, apenas algumas localidades geográficas possuem os requisitos técnicos necessários ao suporte de tais usinas. Considerando o anteriormente exposto, é correto concluir que a geração tradicional, em geral, é constituída por usinas de grande porte que estão distribuídas geograficamente, sendo que a literatura especializada da área não definiu consensualmente o que são usinas de grande porte muito menos qual é o grau de distribuição da geração em determinada região que permite qualificar se a geração é centralizada ou distribuída.

A análise da literatura relevante dessa área de especialidade mostra que as definições existentes para GD não são consistentes e que ainda não há uma definição de GD geralmente aceita, conforme muito bem destacado por Ackermann, Andersson e Söder (2001a), por El-Khattam e Salama (2004) e por Rodrigues (2006).

Para mostrar a diversidade de visões acerca da definição de GD, são mostrados, a seguir, alguns textos que, mesmo não utilizando as expressões **geração distribuída** e *distributed generation*, se não conseguem defini-la adequadamente, colaboram muito para a discussão e a elaboração do conceito de GD a ser utilizado neste trabalho.

- (1) Um sistema de geração distribuída envolve pequenas quantidades de geração conectadas ao sistema de distribuição com o propósito de alimentação local (nível de subestação) de picos de carga e(ou) de tornar desnecessária a construção adicional — ou o reforço — de linhas de distribuição locais (Google, 2007).
- (2) Sistemas de energia pequenos, modulares, descentralizados, conectados ou não à rede de energia elétrica e localizados no local onde a energia é consumida ou próximo a ele (US Environmental Protection Agency, 2007).
- (3) Geração de eletricidade que ocorre no local do consumo ou próximo a ele ao contrário da maioria da eletricidade que é gerada em local remoto e transportada por longas linhas de transmissão ao consumidor (Fueling the future, 2007).
- (4) Um termo popular para geração de energia *in loco* (Kiocera Solar, 2007).
- (5) Geração de eletricidade por usinas de pequeno porte localizadas próximas às cargas elétricas que elas suprem. O termo geralmente é usado para se referir a usinas que são pequenas o suficiente para serem conectadas ao sistema de distribuição em vez de ao sistema de transmissão. Dependendo do tamanho das cargas vizinhas e da capacidade da linha de distribuição à qual é conectada, o máximo tamanho da geração distribuída pode variar de uns poucos quilowatts até 5 MW. As menores unidades de GD comercialmente disponíveis hoje podem produzir 30 kW (Alameda Power & Telecom, 2007).
- (6) Geradores de eletricidade (painéis solares, turbinas eólicas, geradores a *biodiesel*, células a combustível etc.) localizados próximos ao ponto de consumo. Enquanto as usinas de geração central continuam a prover energia à

rede, os recursos distribuídos ajudam a suprir os picos de demanda e reduzir o carregamento no sistema (Innovative Power Systems, 2007).

- (7) Geração distribuída é o uso de tecnologias de geração de energia de pequena escala localizadas próximas às cargas alimentadas. Ela permite às indústrias produzirem a sua própria eletricidade a partir de processo de co-geração a gás implementado em suas próprias instalações (Gas Malaysia, 2007).
- (8) Qualquer geração elétrica de pequena escala que está localizada no ponto de uso final ou próximo a ele. Ela pode pertencer e ser operada por um consumidor ou por uma empresa, seja ela prestadora de serviço público ou não (Power Brokers: Energy Consulting Firm, 2007).
- (9) Fontes independentes de geração de energia que estão localizadas em diversos pontos de uma rede de distribuição (ValuTech Solutions, 2007).
- (10) Pequenas unidades de geração localizadas por todo o sistema elétrico, freqüentemente nas instalações dos consumidores, usadas para dar suporte aos picos de carga ou para reserva de potência. (The Industrial Energy Users, 2007).
- (11) Geração distribuída é um novo método de geração de eletricidade a partir de numerosas fontes pequenas, tais como painéis solares nos telhados das edificações e microturbinas a gás natural localizadas nas edificações residenciais e comerciais, que produzem sobras de calor que podem ser utilizadas para aquecer água ou os ambientes locais. Atualmente, países industriais geram a grande maioria da sua eletricidade em grandes usinas geradoras, que têm excelente economia de escala, mas freqüentemente têm de transmitir eletricidade a grandes distâncias, e a maioria não permite a utilização do calor excedente. A geração distribuída reduz a quantidade de energia perdida na transmissão porque a eletricidade é geralmente gerada próxima ao local em que é utilizada. Isso também reduz o número de linhas de energia a serem construídas (Wikipedia, 2007b).
- (12) GD é uma planta de 20 MW ou menos, situada no centro de carga ou próximo a ele, ou situada ao lado do consumidor, que produz eletricidade no nível de tensão do sistema de distribuição. São quatro as tecnologias apropriadas para a

GD: turbinas de combustão, motores recíprocos¹⁰, células a combustível e módulos fotovoltaicos (California Energy Commission, 1996).

- (13) GD é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a).
- (14) GD é o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próxima do consumidor, com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW. A GD inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, aerogeradores, módulos fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (INEE, 2005).
- (15) GD é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independentemente da potência, da tecnologia e da fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A GD inclui: cogeneradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (INEE, 2007).
- (16) GD são tecnologias de geração de pequeno porte, tipicamente inferior a 30 MW, estrategicamente localizadas próximas dos consumidores ou centros de carga, proporcionando benefícios aos consumidores e suporte para a operação econômica das redes de distribuição existentes (Gas Research Institute, 1999).
- (17) GD é uma denominação genérica para diversos tipos de sistemas de geração elétrica de pequeno porte localizada no ponto de consumo final ou próxima deste, é alternativa concreta de suprimento de energia elétrica e de energia térmica aos usuários e configura um modelo complementar ou alternativo ao das grandes centrais de potência no suprimento de energia elétrica (Lora e Haddad, 2006).
- (18) GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e(ou) consumidores específicos. O termo tem sinonímia com outras expressões normalmente usadas, como: autogeração,

¹⁰ Motores recíprocos são os motores convencionais de combustão interna que utilizam pistões e cilindros, como os utilizados nos veículos automotivos.

geração *in situ*, co-geração ou geração exclusiva (Electric Power Research Institute apud Rodríguez, 2002).

- (19) Compreende todas as instalações de geração que estão conectadas diretamente à rede de distribuição ou do lado do consumidor e que têm base no uso de fontes renováveis de energia ou de tecnologias para geração combinada de calor e energia, não excedendo o tamanho aproximado de 10 MW (5th Research Framework Programme of the European Union, 2002).
- (20) Refere-se à geração despachada de forma não-centralizada, usualmente conectada aos sistemas de distribuição e menores que 50–100 MW (Reis, 2003).
- (21) Todas as unidades de geração com capacidade máxima entre 50 MW e 100 MW que usualmente estão conectadas à rede de distribuição e que não são planejadas nem despachadas de modo centralizado (CIGRE apud Purchala et al., 2006).
- (22) GD é aquela feita por usinas geradoras que são suficientemente menores que as usinas de geração central a ponto de permitir interconexão em quase qualquer ponto do sistema elétrico (IEEE apud Purchala et al., 2006).
- (23) GD são unidades gerando energia elétrica na instalação do consumidor ou conectadas à rede local de distribuição e suprindo energia diretamente a essa rede (IEA apud Purchala et al., 2006).

Nessas definições-exemplo apresentadas, pode-se ver, com bastante facilidade, que cada autor ou instituição utiliza a definição mais adequada à sua realidade ou aquela que satisfaça a determinadas necessidades. Mesmo grandes e famosas organizações de caráter técnico, como o *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE), o *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) e a *International Energy Agency* (IEA) divergem substancialmente com relação à definição de GD. Todavia, em vez de essa diversidade de opiniões representar uma situação de completa falta de entendimento, ela indica a recente evolução conceitual de um tema, a dificuldade de se definir uma tendência razoavelmente nova na indústria, no mercado e nos sistemas rerregulamentados de energia elétrica (Ackermann, 2004). Exemplo interessante de evolução conceitual pode ser visto nos exemplos (14) e (15), em que uma mesma instituição apresenta, em momentos diferentes, definições distintas para GD. Cada definição apresentada traz informações importantes acerca de um ponto de vista pelo qual a GD é vista. Com diversas informações

disponíveis, é possível construir uma lista de aspectos relevantes a serem discutidos para a elaboração do conceito de GD e para a elaboração de uma definição mais adequada e precisa de GD.

Uma possível lista foi proposta por Ackermann, Andersson e Söder (2001a) e discutida por El-Khattam e Salama (2004), em que estão incluídos os seguintes aspectos, a serem analisados individualmente a seguir: (a) o propósito; (b) a localização; (c) a especificação da potência; (d) a área de entrega da energia gerada; (e) a tecnologia; (f) o impacto ambiental; (g) o modo de operação; (h) a propriedade; e (i) o nível de penetração.

(a) **O propósito** – Aspecto referido em todas as definições-exemplo, à exceção das definições (2) e (18).

Com relação ao propósito, há relativo consenso entre autores e organizações acerca do propósito da GD, que é prover uma fonte de energia elétrica ativa. Sendo assim, a GD não está obrigada a prover energia reativa¹¹, como no caso, por exemplo, das células a combustível. Todavia, o termo propósito deve ser melhor investigado, para produzir os resultados esperados neste trabalho.

Não resta nenhuma dúvida de que, ao citarem o propósito da GD como um aspecto relevante, os autores utilizaram o termo com a acepção de intuito, aquilo que se busca alcançar quando se faz alguma coisa, objetivo, finalidade, opções linguísticas corroboradas por Houaiss (2001) e Ferreira (2004). Porém, este enfoque é apenas correto de um dos três pontos de vista possíveis no caso: o do gerador de GD, o do financiador da GD e o do consumidor da energia gerada pela GD.

O propósito descrito anteriormente é o propósito do gerador de GD; portanto, é técnico. O propósito do financiador da GD depende de quem ele é. Por exemplo, o propósito pode ser: econômico, no caso de o financiador ser um empresário; político e(ou) social, no caso

¹¹ É importante ressaltar que o provimento de potência reativa não deve ser classificado como geração, apesar de, na literatura, isso acontecer, pois é de simples entendimento. Na realidade, as potências ativa e reativa têm naturezas bem distintas: aquela é convertida de uma forma não-elétrica na forma elétrica e vice-versa; esta existe somente na forma elétrica, é inerente ao funcionamento de sistemas elétricos de CA e não é gerada nem consumida, apenas flui entre o gerador e o consumidor de energia ativa. Logo, geradores elétricos, indutores e capacitores não geram nem consomem energia reativa, eles apenas permitem, cada um a seu modo, o intercâmbio dessa energia com a carga, que dela necessita para funcionar.

de o financiador ser um órgão governamental; humanitário, no caso de o financiador ser uma agência internacional ou uma organização não-governamental atuante na área. O propósito do consumidor da energia gerada pela GD é, de fato, utilizar essa energia de alguma forma. Importantes segmentos dessa área estão vinculados a esses propósitos: os interessados em co-geração, os autoprodutores e os produtores independentes de energia elétrica (PIEs). Deve-se, porém, reconhecer que é bastante difícil construir uma classificação adequada considerando-se todos esses propósitos distintos e que, dependendo do caso, um único agente de GD pode concentrar mais de uma das figuras do gerador, do financiador e do consumidor. Desse modo, este trabalho propõe uma classificação mais eficaz que, não desconsiderando o que foi exposto anteriormente, simplifica o entendimento do assunto. O foco dessa classificação não é a geração, a propriedade nem a utilização: é a energia gerada. Sob esse foco, há apenas dois pontos de vista: o da origem e o do destino.

Para viabilizar essa classificação, é pertinente o uso da analogia deste caso com o de um transformador de dois enrolamentos. Esse equipamento muito conhecido possui dois enrolamentos: o primário, responsável por receber a energia elétrica da fonte de alimentação e transferi-la ao outro enrolamento; e o secundário, responsável por receber a energia transferida pelo primário e fornecê-la à carga elétrica a ele conectada. Como se pode concluir, trata-se de um par de enrolamentos operando em conjunto, cada qual com função definida, de forma que nenhum é mais importante que o outro: são apenas as duas peças inseparáveis de um mesmo par, pois o secundário não receberia energia se não existisse o primário, e o primário não teria razão de ser se não tivesse o secundário para alimentar. No caso da classificação proposta, com foco na energia gerada, estabelecem-se as relações descritas a seguir. O propósito da GD do ponto de vista da origem dela é o seu propósito primário, que é o apresentado anteriormente: gerar energia elétrica ativa. O propósito da GD do ponto de vista do destino dela é o seu propósito secundário, que é bastante variável. Para obtê-lo, é necessário que se responda à seguinte pergunta: a energia elétrica gerada é utilizada com que propósito? É claro que existem muitas respostas a essa simples pergunta, que incluem as mostradas a seguir.

- (1) **Propósito técnico de engenharia** – Têm esse propósito aquelas utilizações que se justificam integralmente pela própria engenharia, como as exemplificadas a seguir:
 - (a) Reserva energética para garantir a não-interrupção na operação normal das cargas

elétricas no caso de falha na alimentação elétrica convencional: Esse é o caso de sistemas de alimentação ininterrupta, conhecidos como *nobreaks*. Nesses sistemas, a energia suprida pelo sistema elétrico tradicional é fornecida ao *nobreak*, e este alimenta a carga elétrica, formando uma tecnologia conhecida como *online*. De fato, o *nobreak* recebe energia elétrica, condiciona essa energia e a repassa à carga ininterruptamente, sem que haja geração de energia elétrica adicional à que fornece energia à entrada do *nobreak*. Quando ocorre uma falha da alimentação elétrica na entrada do *nobreak*, um banco de baterias adequadamente conectado ao equipamento e devidamente carregado continua a fornecer a energia necessária à alimentação das cargas elétricas, sem interrupção, caracterizando a geração elétrica *in loco*. Nessa situação, deve ser ressaltado que a fonte de GD atua sozinha na alimentação das cargas, apesar de estar conectada à fonte convencional. (b) Reserva energética para garantir o rápido retorno da operação normal das cargas elétricas no caso de falha na alimentação elétrica convencional: Esse é o caso dos tradicionais grupos motores-geradores (GMGs), com motor a combustão interna. Geralmente, esses equipamentos ficam conectados à rede, mas fora de operação. Quando ocorre falha na alimentação elétrica convencional, o motor a combustão parte imediatamente e, após um curto tempo de aquecimento, passa a alimentar todas as cargas elétricas, ou apenas parte delas, caracterizando a geração elétrica de emergência *in loco*. Nessa situação, deve ser ressaltado que a fonte de GD atua sozinha na alimentação das cargas, sem conexão a nenhuma outra fonte de energia elétrica principal, e que a alimentação elétrica das cargas é interrompida até que o GMG restabeleça a alimentação. No retorno da alimentação elétrica convencional, nova transição ocorre, com novo desligamento das cargas. (c) Reserva energética para garantir o fornecimento de energia elétrica a determinadas cargas nos períodos de pico de consumo devido à impossibilidade de atendimento pela alimentação elétrica convencional: Esse é o caso em que a fonte de alimentação convencional consegue fornecer a energia solicitada pela carga durante boa parte do tempo, mas não consegue fazê-lo nos períodos de pico de consumo. Nesses períodos, a fonte de caráter complementar é acionada para garantir a alimentação que não pôde ser suprida pela fonte convencional, caracterizando a geração elétrica *in loco*. Nessa situação, deve ser ressaltado que a fonte de GD pode atuar sozinha na alimentação das cargas, sem conexão a nenhuma outra fonte de energia elétrica, ou pode alimentar as cargas estando conectada à rede elétrica existente. (d) Armazenamento de energia em forma

elétrica ou não-elétrica para posterior uso na forma de energia elétrica: Esse é o caso, por exemplo, do uso da energia gerada por painéis fotovoltaicos para o carregamento de baterias que, por sua vez, fornecerão energia elétrica às cargas nos momentos em que os painéis fotovoltaicos não puderem operar por falta de radiação solar. Nesse caso, o uso da energia armazenada na forma elétrica caracteriza a geração *in loco*. Outro exemplo que pode ser citado é o do uso da energia elétrica proveniente de alguma fonte elétrica, convencional ou não, para realizar a eletrólise da água. Um dos produtos da hidrólise, o gás hidrogênio, é devidamente armazenado e, posteriormente, utilizado para gerar energia elétrica em alguma fonte que o utilize como combustível, tais como a célula a combustível e o motor a combustão. Como se pode concluir, essa utilização pode ser de caráter exclusivamente técnico, justificando-se, portanto, integralmente pela própria engenharia, caso a energia gerada a partir desse armazenamento seja utilizada exclusivamente com finalidade técnica, ou pode apresentar caráter de outras naturezas, que serão discutidas a seguir.

- (2) **Propósito econômico** – Têm esse propósito aquelas utilizações que se justificam integralmente por motivos econômicos, como as exemplificadas a seguir: (a) Reserva energética para garantir o fornecimento de energia elétrica a todas as cargas elétricas de uma instalação, ou apenas a parte delas, nos horários em que a energia fornecida pela fonte convencional for mais cara: Em muitas situações, o custo da energia elétrica varia de acordo com a curva de demanda de carga e com a correspondente geração disponível simultaneamente. Então, fontes de GD podem ser utilizadas, caracterizando a geração *in loco*, para suprir todas as cargas de uma instalação, ou apenas parte delas, em determinados períodos. Com isso, haveria redução de gastos com eletricidade para o consumidor. Nessa situação, deve ser ressaltado que a fonte de GD pode atuar sozinha na alimentação das cargas, sem conexão a nenhuma outra fonte de energia elétrica, ou pode alimentar as cargas estando conectada à rede elétrica existente. (b) Suporte energético ao sistema elétrico para prover parte da energia requerida pelas cargas e para melhorar o desempenho do sistema: Nesse caso, a fonte de GD atua todo o tempo, ou grande parte dele, conectada ao sistema elétrico existente, dando-lhe suporte para a melhoria do desempenho em aspectos como a qualidade do perfil de tensão, as perdas de energia e a qualidade da energia. Como se pode concluir, além de poder ser de caráter exclusivamente técnico, caso vise apenas à questão técnica, essa utilização pode ser de caráter exclusivamente

econômico, caso vise ao ajuste de algum parâmetro de desempenho técnico com a finalidade de melhorar algum índice econômico.

- (3) **Propósito ambiental** – Têm esse propósito aquelas utilizações que se justificam integralmente por motivos ambientais, como é o caso, por exemplo, da substituição de geração poluente de energia elétrica com o objetivo de reduzir ou eliminar a poluição ambiental. Considerando que esse propósito pode possuir graus, propõe-se aqui que o propósito ambiental seja classificado em propósito de baixo impacto, médio impacto e alto impacto.
- (4) **Propósito social** – Têm esse propósito aquelas utilizações que se justificam integralmente por motivos sociais, como é o caso, por exemplo, da alimentação de cargas elétricas para as quais não há a possibilidade de alimentação por meio de outra fonte de energia elétrica, especialmente por rede elétrica convencional: Esse é o caso da alimentação elétrica de instalações isoladas, ou seja, não-atendidas por nenhuma rede elétrica convencional. As instalações aqui referidas podem localizar-se: em área próxima a uma rede elétrica convencional, mas com obstáculos geográficos que tornam a conexão a essa rede demasiadamente cara; em área remota¹², ou seja, muito distante das redes elétricas convencionais, o que torna a conexão com alguma dessas redes também muito cara; em área de proteção ambiental permanente garantida por lei, o que torna impossível a conexão a uma rede elétrica convencional, mesmo que próxima, em razão da ilegalidade da construção de linha elétrica.

As utilizações que têm propósito social são de difícil classificação, haja vista a enorme quantidade de possibilidades distintas e a subjetividade na análise de cada uma delas. Mesmo reconhecendo essa dificuldade, apresenta-se, neste trabalho, uma proposta de classificação dessas possíveis utilizações ainda com foco no propósito, agora mais específico. Para obtê-la, é necessário que se responda à seguinte nova pergunta: para que as pessoas que vivem em locais não-atendidos por uma rede elétrica convencional utilizam a energia elétrica gerada? É claro que, também neste caso, existem muitas respostas a essa simples pergunta, que incluem as mostradas a seguir.

¹² Faz-se, aqui, a devida distinção entre os termos **isolada** e **remota**. No contexto deste trabalho, o primeiro refere-se à não-conexão a uma rede elétrica convencional; o segundo refere-se à grande distância espacial, geográfica, a uma rede elétrica convencional, causa para a não-conexão a ela. Sendo assim, neste trabalho, toda instalação remota é isolada, mas nem toda instalação isolada é remota.

- (I) Alimentação de cargas elétricas de iluminação e pequenos equipamentos eletrodomésticos – Nesse caso, a energia produz uma pequena melhoria na qualidade de vida dos usuários. A iluminação, entre outras coisas, aumenta a segurança e o conforto noturnos e viabiliza lazer e informação por meio da leitura noturna. A utilização de pequenos equipamentos eletrodomésticos viabiliza, por exemplo: lazer e acesso a informação por meio do uso de televisão e(ou) de rádio; maior conforto térmico, por meio do uso de ventilador; e maior salubridade ambiental, por meio do uso de repelentes eletroeletrônicos de insetos. A energia, geralmente de pequeno porte, envolvida com essa utilização caracteriza um propósito de **baixo impacto**.
- (II) Alimentação das cargas elétricas citadas no item (I) adicionadas a pequenos sistemas de comunicação, pequenas cargas elétricas de aquecimento e refrigeração e pequenos motores – Nesse caso, a energia produz uma melhoria na qualidade de vida dos usuários bastante superior à do caso anterior, pois, com comunicação, aquecimento, refrigeração e motorização, algumas atividades tornam-se viáveis, melhorando as condições de segurança, higiene, saúde e alimentação. Com comunicação, por exemplo, a população local tem informações externas mais rapidamente e pode solicitar auxílio externo tempestivamente em casos emergenciais, como os de doença ou de acidentes naturais. Com refrigeração, obtida por meio do emprego de geladeiras e congeladores, há a possibilidade relevante de armazenamento de medicamentos e de alimentos por tempos mais longos, fatores essenciais de preservação da saúde das pessoas. Com aquecimento elétrico, neste caso resultado da utilização de forno de microondas e de pequenas cargas resistivas, é possível, por exemplo, o descongelamento rápido de alimentos em ocasiões em que não há como produzir fogo pela combustão de lenha ou de gás liquefeito de petróleo (GLP). Considerando-se potências um pouco maiores que a consumida por um aparelho de microondas, é possível a utilização da energia elétrica para aquecimento ambiental interno em locais muito frios, como sistema de aquecimento reserva ao tradicional a lenha ou a gás. Por sua vez, a utilização de pequenos motores permite melhor gerenciamento de água, por meio do acionamento de bombas d'água, fato que favorece muito a salubridade no local. A energia envolvida com essa utilização caracteriza um propósito de **médio impacto**.
- (III) Alimentação das cargas elétricas citadas nos itens (I) e (II), com a seguinte distinção: essa alimentação sustenta atividade econômica de subsistência – Esse é o caso em

que, por exemplo, uma atividade de pesca artesanal já existente pode ser incrementada com o uso do congelamento do pescado para futura venda. Com isso, uma atividade de sobrevivência pode se transformar em uma atividade econômica de subsistência, melhorando substancialmente a qualidade de vida da população envolvida e aumentando a probabilidade de que as pessoas dessa população não abandonem o local de origem para se encaminharem às cidades em busca de melhores condições de vida. A energia envolvida com essa utilização caracteriza um propósito de **alto impacto**.

- (IV) Alimentação das cargas elétricas citadas nos itens (I), (II) e (III), com a seguinte distinção: essa alimentação sustenta atividade econômica de desenvolvimento, mais expressiva, portanto, que a de subsistência – Esse é o caso em que, por exemplo, uma atividade de comercialização de pescado congelado já existente pode ser incrementada com a agregação de valor a esse produto, inexistente até então, por meio da limpeza e do corte do filé do pescado. Com isso, o produto deixa de ser o peixe congelado e passa a ser o filé congelado do peixe, pronto para o consumo. Com isso, uma atividade econômica de subsistência pode se transformar em uma atividade econômica de desenvolvimento, melhorando substancialmente a qualidade de vida da população envolvida, aumentando bastante a probabilidade de que as pessoas dessa população não abandonem o local de origem para se encaminharem às cidades em busca de melhores condições de vida e criando a real probabilidade de que pessoas sejam atraídas a viver nesse local em razão da significativa melhoria das condições de vida. A energia envolvida com essa utilização caracteriza um propósito de **altíssimo impacto**.

Em cada projeto de GD, essas possíveis utilizações da energia gerada podem ocorrer sozinhas ou associadas de diversas formas, criando uma complexidade bastante grande para viabilizar uma análise detalhada de todas as situações possíveis. Então, neste trabalho, foi feita a opção de se utilizar a classificação proposta acima em combinação com outras que serão ainda desenvolvidas em vez de se aprofundar, neste ponto, a análise desta classificação. A Figura 2.1, a seguir, sintetiza a aqui proposta classificação de GD quanto ao propósito, com foco no propósito secundário — o destino, a utilização da energia elétrica gerada.

Sob esse ponto de vista, essa classificação não é relevante para a definição de GD, mas é extremamente importante para a análise quanto à finalidade de um empreendimento de geração elétrica.

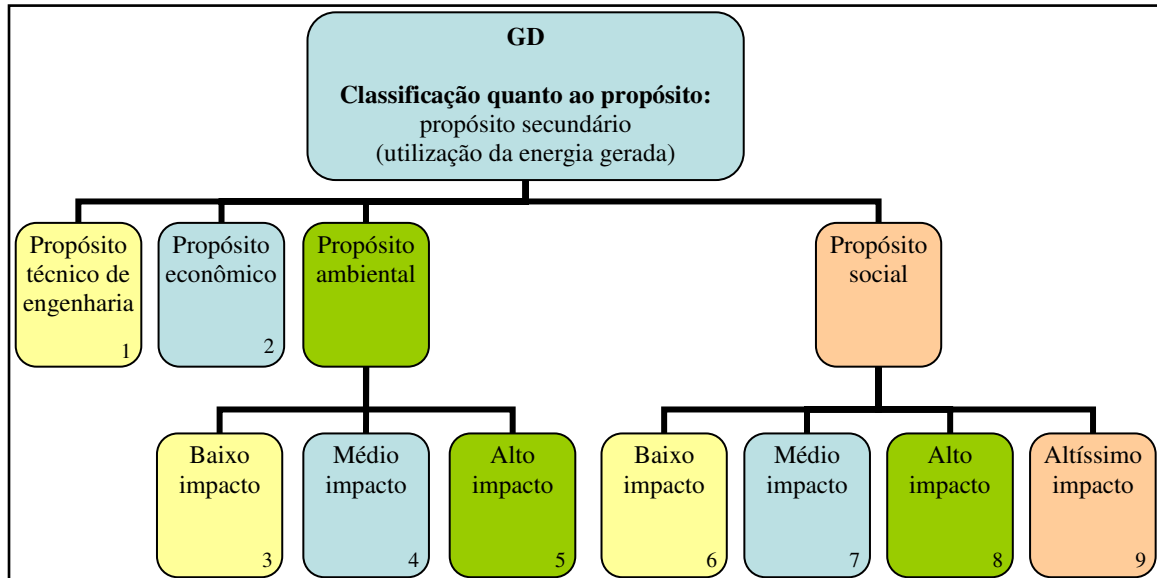


Figura 2.1 Classificação de GD quanto ao propósito.

(b) A localização – Aspecto referido em todas as definições-exemplo.

A definição de localização da GD varia entre diferentes autores. A maioria deles define a localização da GD no lado da rede de distribuição, alguns autores também a incluem no lado do consumidor e alguns a incluem até mesmo na rede de transmissão. Para Ackermann, Andersson e Söder (2001a), com a posição ratificadora de El-Khattam e Salama (2004), a localização da GD é definida como a instalação e a operação das unidades geradoras de energia elétrica conectadas diretamente à rede de distribuição ou conectadas à rede no lado do consumidor. Essa definição é utilizada por eles sob o argumento de que a conexão das unidades geradoras à rede de transmissão é feita tradicionalmente pela indústria. Contudo, a idéia central da GD é localizar a geração próxima à carga, daí a localização dar-se na rede de distribuição ou no lado do consumidor.

Na hipótese de se considerar que a GD é geração de energia elétrica no nível da distribuição ou do consumidor, a definição requer uma distinção mais detalhada entre um sistema de transmissão e um de distribuição. A distinção com base no nível de tensão não pode ser considerada útil porque algumas linhas de distribuição operam com tensão

superior à tensão de operação de algumas linhas de transmissão (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). Ademais, o nível de tensão não permite nenhuma distinção internacionalmente útil entre transmissão e distribuição, o que remete a outra abordagem: a definição legal. No contexto do mercado competitivo de eletricidade, apenas a definição legal para sistemas de transmissão e de distribuição provê a clara distinção entre ambos (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). Nos países sem uma clara definição legal, contudo, discussões adicionais são requeridas.

Com base nessa definição de localização da GD, outra questão torna-se evidente: como classificar uma unidade geradora de pequeno porte, como, por exemplo, uma fazenda eólica ou um sistema de geração combinada de calor e energia — da língua inglesa *combined heat and power* (CHP), conectada à rede de transmissão? Teoricamente, as duas seguintes situações podem ocorrer (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a): (a) O sistema CHP está localizado em uma grande indústria, e o consumidor industrial está diretamente conectado à rede de transmissão. Neste caso, o sistema CHP poderia ser descrito como GD, pois ele está conectado no lado do consumidor; (b) A fazenda eólica de médio porte está diretamente conectada ao sistema de transmissão, devido ao limite de capacidade da rede de distribuição local. Neste caso, a fazenda eólica não poderia ser descrita como GD.

Como se pode observar, a localização da GD é o único aspecto contemplado em todas as definições-exemplo de GD apresentadas. Ademais, os exemplos trazidos pela literatura mostram a dificuldade da aplicação prática dessa definição em certos casos reais ou fictícios, mas plausíveis. Com isso, é correto concluir que a definição de localização da GD, seja de base técnica ou legal, é aspecto de extrema relevância, pois, independentemente da potência nominal das usinas de GD e de qualquer outro aspecto, ela tem, como nenhum dos outros aspectos citados tem, caráter decisório na classificação de uma usina geradora como GD ou não.

O seguinte exemplo ilustra bem esse fato: Uma cidade de porte médio, que está em processo de crescimento econômico acelerado, é alimentada por uma única linha de transmissão e está localizada no final dela. Essa linha integra um sistema de transmissão e opera com capacidade máxima de transmissão. Para sustentar o aumento da carga, construiu-se uma fazenda eólica de médio porte, instalada em local ideal à tecnologia de geração e conectada diretamente à linha de transmissão. Se vigorar a idéia apresentada de

que uma fonte somente é considerada GD se estiver conectada a uma rede de distribuição, essa fazenda eólica não seria classificada como GD, apesar de ser situação considerada por muitos autores como típica de GD. Cabe ressaltar que o art. 14 do Decreto n.º 5.163/2004 é a primeira norma legal brasileira a definir GD, e o faz restringindo a sua conexão aos sistemas de distribuição (Brasil, 2004).

Sabendo serem bem distintas as realidades dos EUA, dos países europeus e do Brasil, é bastante razoável considerar-se que, no Brasil, país em desenvolvimento com grande extensão territorial e enorme necessidade de desenvolver sua economia, a probabilidade de ocorrência de casos como o citado no exemplo anterior é muito mais alta que nos EUA — país de grande extensão territorial, mas com distribuição populacional mais uniforme no território e matriz de geração elétrica mais diversificada e menos concentrada — e que na maioria dos países europeus — com pequena extensão territorial e distribuição populacional e de consumo de energia elétrica muito mais uniforme no território. Com base nesse aspecto relevante da realidade brasileira, neste trabalho, a definição de localização da GD será ampliada com relação à anterior, para abranger também os casos em que a usina geradora esteja diretamente conectada ao sistema de transmissão. Desse modo, elimina-se a discussão relativa às controversas definições técnicas e legais de sistema de transmissão e de sistema de distribuição.

Outra situação relevante da realidade brasileira que precisa ser contemplada pela definição de localização da GD é a relativa às comunidades isoladas existentes em vários locais do país, especialmente na região amazônica, objeto de estudo deste trabalho. Essas comunidades, entendidas aqui no sentido mais amplo do termo, são pequenas populações que vivem em locais eletricamente isolados, ou seja, que não usufruem dos benefícios resultantes dos serviços oferecidos por uma rede elétrica convencional. Dessa forma, tanto uma tribo indígena quanto um grupo de cientistas e seus auxiliares vivendo nessas condições são considerados formadores de comunidades isoladas.

Com uma definição mais abrangente de localização da GD, diversos projetos típicos de GD, particularmente os de maior interesse para a realidade brasileira, passam a ter maior probabilidade de serem classificados como tal, pois o ônus de classificar, ou não, uma usina de geração como GD com base apenas na localização é deixado a cargo exclusivo da legislação aplicável a cada situação. No caso brasileiro, talvez esse apoio técnico possa

augmentar o estímulo legal à implementação de projetos de GD, tendo em vista que ele amplia a visão estabelecida no Decreto n.º 5.163/2004 (Brasil, 2004). A Figura 2.2 sintetiza a proposta de classificação de GD quanto à localização feita aqui.

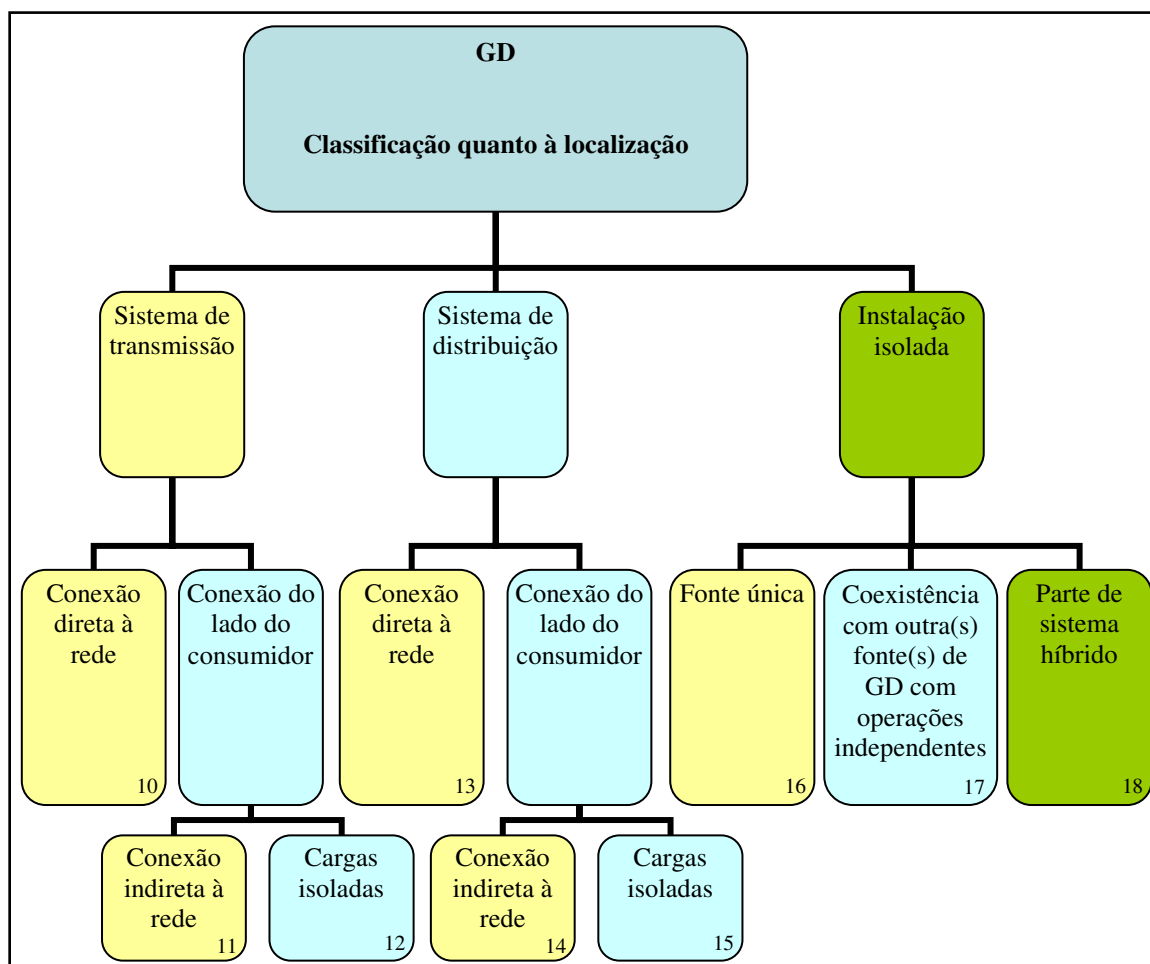


Figura 2.2 Classificação de GD quanto à localização.

(c) A especificação da potência – Aspecto referido em todas as definições-exemplo, à exceção das definições (3), (4), (6), (9), (13) e (23).

Quanto a esse atributo da GD, há enormes diferenças nas definições encontradas na literatura. Ackermann, Andersson e Söder (2001a) apresentam os seguintes exemplos: (a) para o EPRI: de uns poucos quilowatts até 50 MW; (b) para o *Gas Research Institute*, de Chicago – EUA: tipicamente de 25 kW a 25 MW; (c) para o CIGRE: inferior a 50 – 100 MW; (d) para outros autores: de poucos quilowatts até 100 MW ou de 500 kW a 1 MW. Para Willis e Scott (2000), a potência da GD está geralmente na faixa de 15 kW a 10 MW.

Em virtude das diferentes regulamentações governamentais, a definição para a potência da GD também varia de um país para outro, conforme mostram os exemplos a seguir (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a; El-Khattam e Salama, 2004).

(1) A legislação sueca dá tratamento especial a pequenas gerações com capacidade de até 1,5 MW. Daí, na Suécia, GD é definida freqüentemente como geração de até 1,5 MW. Porém, para a lei sueca, uma fazenda eólica de 1.500 MW, com 1.000 turbinas eólicas de 1,5 MW cada uma, ainda é considerada GD, em razão da potência unitária de cada turbina, e não da potência total da fazenda eólica. Já para as usinas hidrelétricas, em comparação, é a potência total da usina que é relevante, e não a potência unitária de cada gerador. Sendo assim, uma usina hidrelétrica com potência total de 1.500 MW não é considerada GD.

(2) Nos mercados inglês e galês, usinas de GD com capacidade inferior a 100 MW não são despachadas de forma centralizada e, se a capacidade é inferior a 50 MW, a potência gerada não necessita ser negociada por meio do mercado atacadista. Por essa razão, o termo GD é, predominantemente, usado para unidades geradoras com capacidade inferior a 100 MW.

Adicionalmente, a máxima potência que pode ser conectada a um sistema de distribuição depende da capacidade deste, que é vinculada ao nível de tensão nominal dele. Uma vez que cada sistema de distribuição tem projeto técnico único, em razão das diversas peculiaridades dele, nenhuma definição de máxima capacidade de geração que pode ser conectada a um sistema de distribuição pode ser dada. Conforme citado por Ackermann, Andersson e Söder (2001a), há literatura sugerindo que unidades geradoras com potências superiores a 100 MW – 150 MW não podem ser conectadas a linhas elétricas de 110 kV devido a restrições técnicas. Considerando que a tensão de 110 kV é, na maioria dos casos¹³, o máximo nível de tensão de linhas pertencentes e operadas por companhias de distribuição, a máxima capacidade para usinas de GD parece estar na faixa de 100 MW a 150 MW.

Todavia, segundo Ackermann, Andersson e Söder (2001a), em Berlim, Alemanha, a empresa de serviços públicos de eletricidade *BEWAG* construiu uma usina geradora de energia no centro da cidade para produzir 300 MW de energia e 300 MW de calor. A

¹³ No Brasil, há concessionárias de distribuição de energia elétrica que utilizam tensões superiores a 110 kV. A Companhia Energética de Brasília (CEB), por exemplo, possui diversas linhas de distribuição de 138 kV alimentando subestações abaixadoras em áreas urbanas.

empresa supre os consumidores por meio de várias linhas de distribuição de 110 kV e de 33 kV, de propriedade dela e por ela operadas. A energia elétrica e o calor gerados são consumidos localmente. Em razão disso, considera-se essa usina um caso de GD, para qualquer uma das duas definições de localização apresentadas no aspecto anterior. Não obstante o fato de este caso ser muito especial, ele mostra claramente que a potência de GD pode variar entre uns poucos quilowatts até 300 MW.

Essa possibilidade de larga variação de potência traz consigo um problema a ser enfrentado: os aspectos técnicos relacionados à GD variam substancialmente com a variação da potência. Desse modo, é apropriado, para muitas aplicações, o estabelecimento de categorias de potência de GD.

Ackermann, Andersson e Söder (2001a) propõem a seguinte classificação, seguida por El-Khattam e Salama (2004):

- micro GD – de aproximadamente 1 W a 5 kW;
- pequena GD – de 5 kW a 5 MW;
- média GD – de 5 MW a 50 MW;
- grande GD – de 50 MW a aproximadamente 300 MW.

Para Lora e Haddad (2006), essa classificação, feita com base na realidade dos EUA e da Europa, não é integralmente adequada ao Brasil, pois, dependendo do autor brasileiro, a GD é geralmente limitada a potências instaladas que variam de 30 MW a 50 MW. Assim, mesmo utilizando a nomenclatura anterior, sugerem a seguinte classificação:

- micro GD – até 10 kW;
- pequena GD – de 10 kW a 500 kW;
- média GD – de 500 kW a 5 MW;
- grande GD – de 5 MW a 100 MW.

O Quadro 2.1 apresenta três propostas de categorias: a proposta de Ackermann, Andersson e Söder (2001a), a de Lora e Haddad (2006) e a deste trabalho, uma adaptação dessas duas classificações para flexibilizar o limite máximo de 30 MW definido pelo Decreto n.º 5.163/2004 (Brasil, 2004) para a GD.

Para Willis e Scott (2000), a expressão *dispersed generation* — em língua portuguesa, geração dispersa — designa um caso particular de GD, com potências na faixa de 10 kW a 250 kW. Para outros autores, a faixa correspondente à geração dispersa é de 1 kW a 1 MW (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a).

Quadro 2.1 *Categorias de potência de GD.*

Referência bibliográfica	Micro GD	Pequena GD	Média GD	Grande GD
Ackermann, Andersson e Söder (2001)	< 5 kW	5 kW a 5 MW	5 MW a 50 MW	50 MW a 300 MW
Lora e Haddad (2006)	< 10 kW	10 kW a 500 kW	500 kW a 5 MW	5 MW a 100 MW
Este trabalho	< 10 kW	10 kW a 500 kW	500 kW a 30 MW	> 30 MW

Considerando todas essas informações, neste trabalho será feita a mesma consideração feita por Ackermann, Andersson e Söder (2001a) e por El-Khattam e Salama (2004): a especificação da potência da usina geradora não é relevante para a definição de GD. Porém, adota-se, aqui, a classificação apresentada no Quadro 2.1 e sintetizada na Figura 2.3.

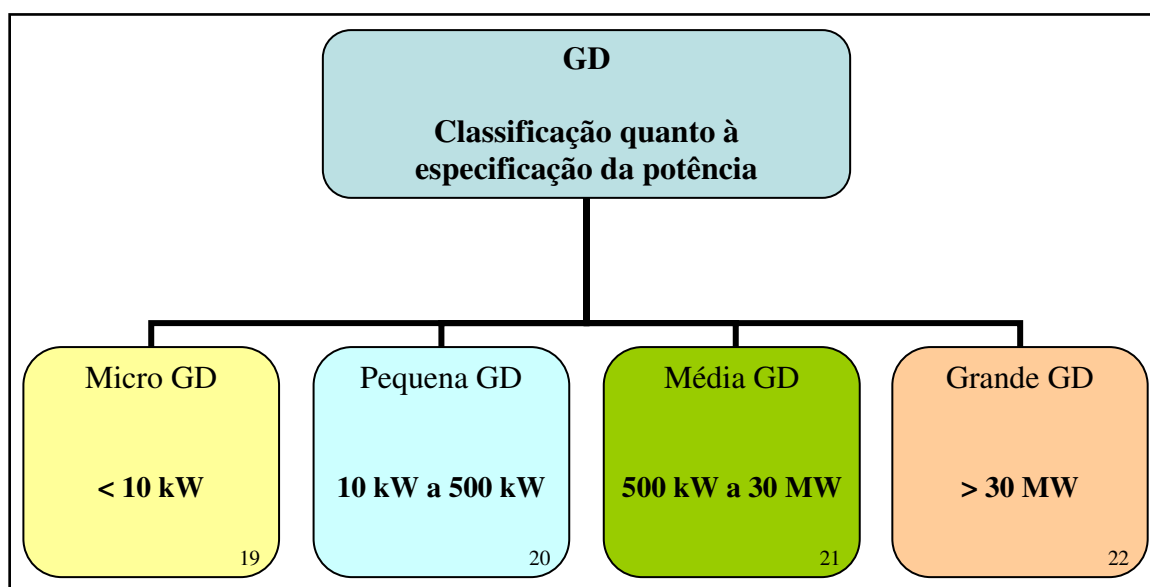


Figura 2.3 *Classificação de GD quanto à especificação da potência.*

(d) A área de entrega da energia gerada – Aspecto referido apenas nas definições-exemplo (1), (2), (3) e (23).

Para alguns autores, a energia gerada pela GD deve ser consumida no sistema de distribuição em que a GD está instalada. Essa consideração é, na realidade, uma definição da área da entrega da energia gerada, com a prevalência, aqui, da primeira definição apresentada anteriormente de localização da GD. Porém, em certas circunstâncias, conforme expõem Ackermann, Andersson e Söder (2001a) e El-Khattam e Salama (2004), definir a área de entrega de energia não é muito útil. Isso pode ser visto no exemplo a seguir: A empresa *Wairarapa Electricity*, da Nova Zelândia, opera uma fazenda eólica conectada a uma de suas redes de distribuição, sendo que essa fazenda pertence a outra empresa de eletricidade. A energia produzida por ela é quase totalmente consumida na própria rede de distribuição. Todavia, em noites de ventos de alta velocidade e baixo consumo de eletricidade, a fazenda eólica realmente exporta energia elétrica para o sistema de transmissão. Com isso, o consumo da energia gerada ocorre fora da rede de distribuição.

Conforme se pode concluir, a definição da área de entrega de energia restrita ao sistema de distribuição desqualifica esse projeto como GD, não obstante o fato de ele ser, para muitos autores, um típico projeto de GD. Adicionalmente, qualquer restrição relativa à área de entrega de energia na definição de GD poderá resultar em complexas análises do fluxo de potência na rede de distribuição (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). É interessante registrar que a expressão *embedded generation*, muitas vezes utilizada como sinônima de *distributed generation*, é bastante apropriada para descrever o caso em que a energia gerada pela GD é totalmente consumida localmente. Entretanto, como já analisado anteriormente, essa sinonímia não se aplica genericamente.

Considerando essas informações, neste trabalho, a área de entrega de energia não será considerada relevante para a definição de GD. Contudo, adota-se aqui a classificação sintetizada na Figura 2.4.

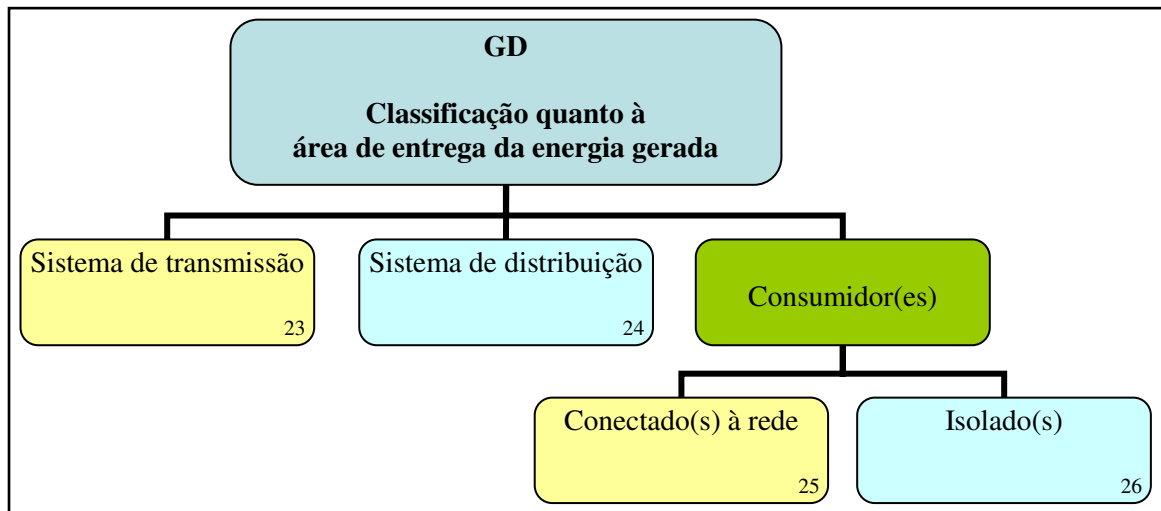


Figura 2.4 Classificação de GD quanto à área de entrega da energia gerada.

(e) **A tecnologia** – Aspecto referido apenas nas definições-exemplo (6), (7), (11), (12), (14), (15) e (19).

Conforme mostrado nas definições-exemplo, a expressão GD é utilizada em combinação com certas categorias de tecnologia de geração, como, por exemplo, painéis fotovoltaicos, aerogeradores e co-geração. Na literatura, encontram-se outros exemplos, como tecnologia de energia renovável e fontes alternativas. É fato que existem diversas tecnologias disponíveis atualmente para a GD bastante diferentes entre si, conforme pode ser visto no Quadro 2.2. Porém, a descrição técnica detalhada e a análise do estado-da-arte para cada uma das dessas tecnologias não estão no escopo deste trabalho. Aqui, apenas serão discutidos três aspectos dessas tecnologias considerados importantes para classificá-las.

No Quadro 2.2, as siglas vinculadas a células a combustível designam tecnologias diferentes desse equipamento, que serão descritas no próximo capítulo.

Primeiramente, na literatura especializada da área, é observado que, muitas vezes, os conceitos de GD, de fontes renováveis de energia e de fontes alternativas de energia são confundidos e, às vezes, até mesmo tidos por sinônimos, conforme identifica Rodrigues (2006), que propõe, como forma de resolver essas dúvidas, algumas definições adequadas ao seu próprio contexto:

- Fontes alternativas de energia: são fontes de energia relativamente novas (no que se refere à exploração como fontes de energia elétrica), não-utilizadas tradicionalmente e que não produzem energia em grande escala, tais como, solar, eólica, células a combustível e biomassa.
- Fontes renováveis de energia: são aquelas que não queimam combustível fóssil para a produção de energia elétrica, não causando, assim, um grande dano ambiental, tais como hídrica (produção de energia em hidrelétricas), solar e eólica.

Quadro 2.2 *Tecnologias para GD.*

Tecnologia	Capacidade típica disponível por módulo
Não-renováveis	
Turbina a gás de ciclo combinado	35 MW – 400 MW
Motores a combustão interna	5 kW – 10 MW
Turbina a combustão	1 MW – 250 MW
Microturbina	35 kW – 1 MW
Renováveis	
Pequena hidrelétrica	1 MW – 100 MW
Micro-hidrelétrica	25 kW – 1 MW
Turbina eólica	200 W – 3 MW
Arranjo fotovoltaico	20 W – 100 kW
Térmica-solar	1 MW – 80 MW
Biomassa (exemplo: gaseificação)	100 kW – 20 MW
Célula a combustível: PAFC	200 kW – 2 MW
Célula a combustível: MCFC	250 kW – 2 MW
Célula a combustível: PEMFC	1 kW – 250 kW
Célula a combustível: SOFC	250 kW – 5 MW
Geotérmica	5 MW – 100 MW
Energia dos oceanos	100 kW – 1 MW
Motor <i>stirling</i>	2 kW – 10 kW
Bateria	500 kW – 5 MW

Fonte: ACKERMANN, Thomas; Andersson, Göran; Söder, Lennart. What is distributed generation? In: *International Symposium on Distributed Generation: Power Systems and Market Aspects*, Estocolmo, Suécia, jun. 2001b. (modificado)

A definição de fontes alternativas apresentada reforça a idéia de fonte de energia relativamente nova, tradicionalmente não-utilizada, pois, de fato, o que pretende ser alternativo, deve se oferecer como possibilidade de escolha, deve ser capaz de funcionar

como outra solução a um problema existente, deve representar uma opção fora das idéias convencionais, deve se propor em substituição ao sistema estabelecido (Houaiss, 2001). Então, as fontes alternativas de energia são fontes diferentes das convencionais; logo, não são tradicionalmente utilizadas, sendo, portanto, relativamente novas. Pelo fato de que a disponibilidade dos diferentes recursos energéticos varia significativamente entre regiões e países, o que é convencional para uma localidade não é para outra. Dessa forma, uma definição genérica para fontes alternativas de energia é possível, mas há de se ressaltar que a aplicação prática dela em localidades diferentes pode levar a conclusões distintas: uma fonte pode ser convencional para um país e alternativa para outro.

Bem registra Romagnoli (2005) o entendimento de que o uso da expressão **fontes alternativas** pode levar à interpretação de que essas fontes são de caráter secundário, de menor importância. Porém, deve ser registrado que essa expressão inclui fontes clássicas e, algumas vezes, extremamente competitivas como as PCHs e fontes com enorme potencial de crescimento, como as usinas de geração a biomassa sucroalcooleiras. Esse autor justifica o preconceito atual em relação à GD no Brasil e no mundo com base na herança de sistemas fortemente regulados e com base na geração centralizada. Considerando-se a possibilidade aqui destacada, ressalta-se neste trabalho que, no entendimento do que seja fonte alternativa, não há espaço para o preconceito nem para a subestimação do potencial e das qualidades dessas fontes, conforme se verifica no restante deste texto.

Finalmente, a definição de fontes alternativas apresentada restringe o foco sobre a produção em pequena escala, considerando, provavelmente, que as grandes fontes energéticas de determinada localidade são as convencionais. Todavia, para tornar o conceito de fontes alternativas de energia mais abrangente, a questão relativa à escala será desconsiderada neste trabalho, deixando aberta a possibilidade de que as fontes alternativas tornem-se mais efetivas na geração elétrica que as fontes convencionais. Toda essa análise remete para a seguinte proposta de definição:

Uma fonte alternativa de energia é aquela cuja utilização para a geração de energia elétrica é relativamente nova na respectiva área geográfica, não sendo, portanto, utilizada tradicionalmente com essa finalidade e, por isso, não contribuindo ou contribuindo de forma minoritária para a correspondente matriz de geração de energia elétrica.

A definição de fontes renováveis de energia apresentada traz a idéia de processo de geração de energia elétrica que não queima combustível fóssil e, assim, não causa grande dano ambiental. De fato, o combustível fóssil é considerado recurso não-renovável, e a queima dele causa dano ambiental. Não obstante, o aspecto relevante aqui não é o grau poluidor que tem a fonte, mas sim a fonte primária de energia — aquela cuja energia na forma não-elétrica é convertida para a forma elétrica —, pois há fontes renováveis que causam grandes e nocivos impactos ambientais. Caso a fonte primária de energia seja renovável, a geração de energia elétrica a ela associada é denominada renovável.

Segundo a IEA, recursos de energia renovável são definidos como recursos que geralmente não estão sujeitos ao esgotamento, tais como o calor e a luz solares, a força do vento, a biomassa, a queda d'água, a energia dos oceanos e o aquecimento (IEA, 1997). Conforme citado em Ackermann, Andersson e Söder (2001a), a energia que chega à Terra é aproximadamente 1.000 vezes maior que a energia consumida na queima de combustível fóssil no mesmo intervalo de tempo. Com isso, é correto descrever os recursos renováveis como abundantes, apesar de a distribuição dos recursos energéticos pelas diversas regiões do planeta ser bastante desigual.

Há de se observar que as duas definições citadas anteriormente tratam de fonte de energia, mas sob focos distintos. A definição apresentada para fontes alternativas de energia trata da fonte primária de energia, a partir da qual ocorrerá a geração elétrica; por sua vez, a definição apresentada para fontes renováveis de energia trata, indevidamente, da fonte de energia elétrica, que utiliza determinado processo de geração. Como se vê, as duas definições não foram construídas com base na mesma lógica, razão pela qual, neste trabalho, o foco da definição de fontes renováveis de energia será alterado. Toda essa análise remete para a seguinte proposta de definição:

Uma fonte renovável de energia é aquela cuja utilização para a geração de energia elétrica consome apenas recursos renováveis, aqueles geralmente não-passíveis de esgotamento por estarem sujeitos a reposição mais rápida do que a sua utilização energética ou, no mínimo, compatível com ela.

Avaliando-se as duas novas propostas de definição, constata-se que cada uma delas refere-se a um conceito diferente, razão pela qual são, de fato, independentes, gerando classificações diferentes — fonte de energia alternativa em oposição a fonte de energia convencional; fonte de energia renovável em oposição a fonte de energia não-renovável — que podem relacionar-se de várias formas.

Com base nessas duas novas definições propostas anteriormente, é correto concluir que a expressão **tecnologia da GD** é mais abrangente que apenas a fonte primária de energia que a suprirá assim como é mais abrangente que apenas o processo utilizado para converter a energia dessa fonte primária para a forma elétrica. Na realidade, a tecnologia da GD é a combinação da fonte primária de energia, discutida há pouco, com o processo pelo qual a energia dessa fonte será convertida em eletricidade. Há tecnologias de GD que estão definitivamente vinculadas a uma única fonte primária de energia, como, por exemplo, a tecnologia de painéis fotovoltaicos, que sempre utiliza a radiação solar como fonte primária de energia. Por outro lado, há tecnologias de GD que podem utilizar mais de uma fonte primária de energia, como, por exemplo, a tecnologia de geração por meio de grupo motor-gerador com motor a combustão interna, que pode empregar como combustível óleo diesel ou gás hidrogênio. Com esse entendimento, será necessária a criação de uma divisão quanto ao aspecto tecnologia da GD, originalmente proposto. Neste trabalho, o aspecto tecnologia da GD será mantido, e será criado um novo aspecto: **a fonte primária de energia**, já discutida.

Em segundo lugar, tecnologias tais como os microgeradores hídricos, os arranjos fotovoltaicos, as turbinas eólicas, os motores a diesel, os sistemas térmicos solares, as células a combustível e as baterias elétricas consistem em determinado número de pequenos módulos que podem ser montados nas fábricas. Esses módulos demandam tempo de instalação bastante pequeno na montagem final da usina geradora. A construção *in loco* requer significativamente menos tempo que o requerido para grandes usinas geradoras centralizadas.

Adicionalmente, cada módulo pode começar a operar tão logo esteja instalado no local, independentemente da situação dos demais módulos. No caso de falha de um módulo, os outros módulos não são afetados por isso. Uma vez que cada módulo é pequeno quando comparado com o tamanho unitário de grandes usinas geradoras centralizadas, o efeito da

falha do módulo na potência disponível total de saída é consideravelmente menor. Finalmente, essas tecnologias permitem a adição posterior de módulos ou a transferência de módulos para outros lugares, se necessário.

O terceiro aspecto importante a se considerar é a possibilidade de produção combinada de calor e energia. Turbinas a gás de ciclo combinado, motores de combustão interna, turbinas de combustão, gaseificação de biomassa, processos geotérmicos, motores *stirling*¹⁴ e células a combustível são adequados à produção combinada de calor e energia. Essa produção, por ocorrer em um único lugar, possui alta eficiência processual se o calor for localmente utilizado. Na maioria dos casos, a geração de calor e energia tem estreita correlação, pois o calor a ser utilizado é gerado pelas perdas térmicas da produção de energia elétrica. A tecnologia de produção combinada de calor e energia já é largamente utilizada com turbinas a gás de ciclo combinado, motores de combustão interna, turbinas de combustão, gaseificação de biomassa e células a combustível.

Conforme mencionado anteriormente, serão feitas duas classificações neste tópico: quanto à fonte primária de energia e quanto à tecnologia empregada para a geração elétrica. A Figura 2.5, a seguir, sintetiza a proposta de classificação de GD quanto à fonte primária de energia feita aqui.

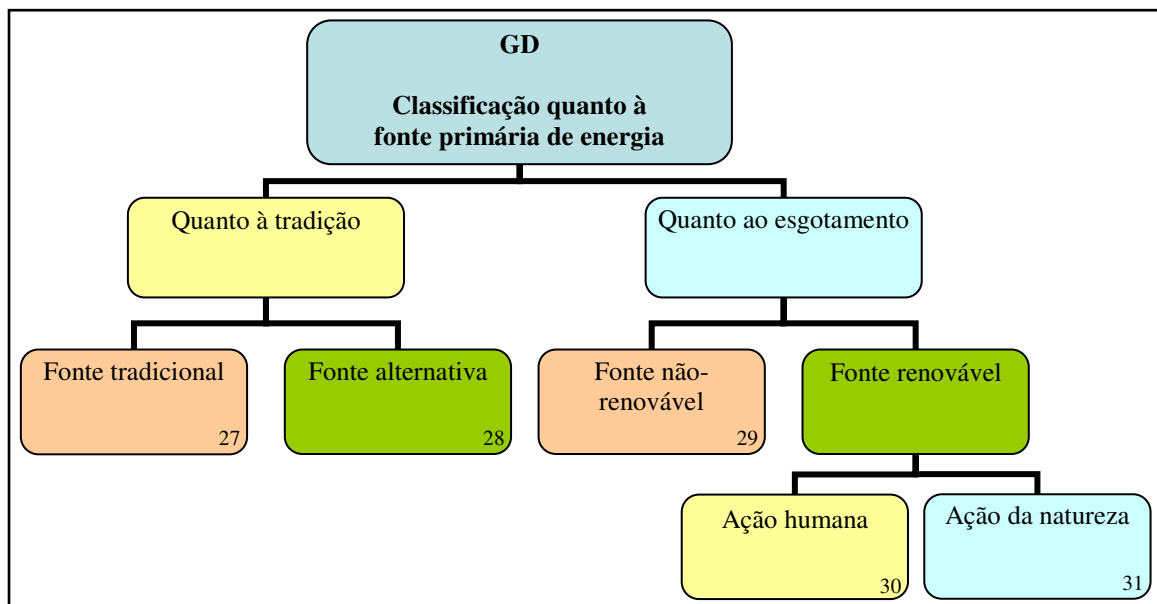


Figura 2.5 Classificação de GD quanto à fonte primária de energia.

¹⁴ O motor *stirling* é um motor especial de combustão externa que opera com base em diferenças de temperaturas existentes em duas partes diferentes dele.

Com base no aqui exposto, as fontes renováveis de energia incluem aquelas em que a reposição dos recursos consumidos para a geração de energia elétrica dá-se pela ação da própria natureza — como no caso das águas dos rios, das marés, do sol e do vento — e aquelas em que a reposição dos recursos consumidos depende da ação humana, na forma de manejo adequado — como no caso da biomassa originada, por exemplo, de cana-de-açúcar, florestas energéticas e resíduos animais, humanos e industriais. A maioria dessas fontes apresenta características estatísticas e estocásticas, de certa forma cíclicas, em períodos de tempo compatíveis com a operação das usinas de geração elétrica e inferiores à vida útil delas (Reis e Silveira, 2001). Tais fontes podem ser usadas para produzir eletricidade principalmente em usinas hidrelétricas, eólicas, solar-fotovoltaicas e termelétricas.

Por oposição ao que foi feito para fonte renovável, segue uma sugestão de definição para fonte não-renovável de energia:

Uma fonte não-renovável de energia é aquela cuja utilização para a geração de energia elétrica consome apenas recursos não-renováveis, aqueles geralmente passíveis de esgotamento por estarem sujeitos a utilização mais rápida do que a sua reposição pela natureza.

Nessa categoria, estão os derivados de petróleo — como a gasolina e óleo diesel —, os combustíveis radioativos — como o urânio, o plutônio e o tório —, a energia geotérmica, o carvão e o gás natural. Atualmente, a utilização dessas fontes para a produção de eletricidade dá-se, principalmente, a partir de uma primeira transformação da energia da fonte primária em energia térmica, por meio de processos como a combustão, a fissão e os processos geotérmicos; a geração elétrica ocorre em seguida, a partir da energia térmica, em processo denominado geração termelétrica. A Figura 2.6, a seguir, sintetiza a proposta de classificação de GD quanto à tecnologia feita aqui.

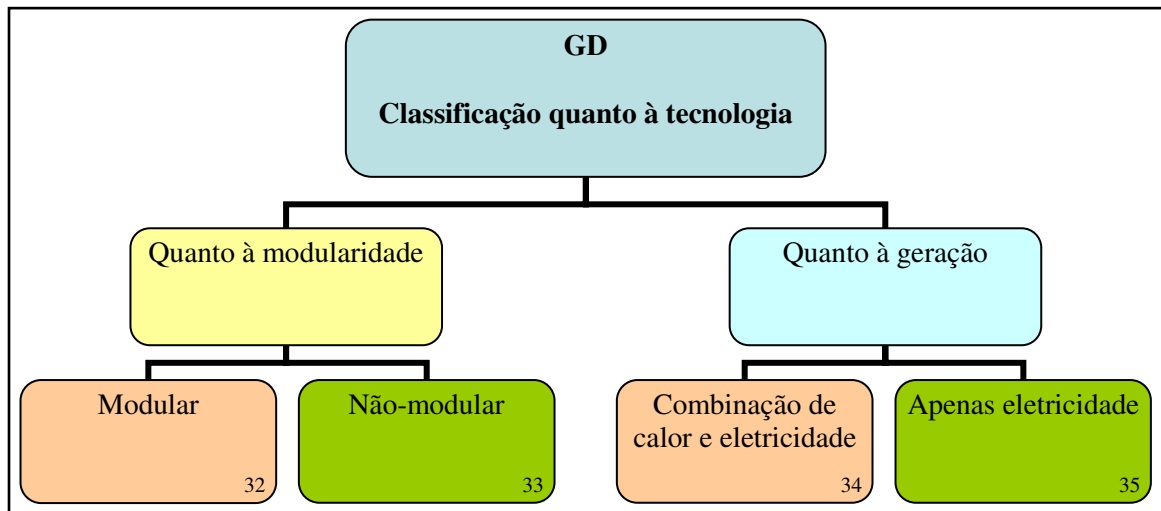


Figura 2.6 *Classificação de GD quanto à tecnologia.*

(f) **O impacto ambiental** – Aspecto não-referido nas definições-exemplo.

Freqüentemente, assume-se que as tecnologias de GD são mais ambientalmente amigáveis que as de geração centralizada. Todavia, isso não significa que esse aspecto deva estar explícito na definição de GD. Ademais, a explicitação deste aspecto na definição de GD seria extremamente difícil, pois a análise do impacto ambiental de uma tecnologia é demasiadamente complexa pelas seguintes razões: (a) possui caráter intrinsecamente multidisciplinar, em que há diversos fatores relevantes inter-relacionados; (b) envolve fatores de naturezas distintas, como, por exemplo, a técnica de engenharia, a humana, a social e a ambiental; (c) envolve fatores de variação não-previsível; e (d) não possui, em muitos casos, dados históricos anteriores relacionados a situações consideradas equivalentes.

O Quadro 2.3, por exemplo, apresentado por Ackermann, Andersson e Söder (2001b), mostra as mais importantes emissões de poluentes relacionadas à produção de eletricidade com base em diferentes tecnologias e têm cálculos com base na média do *mix* energético alemão e nos valores típicos de eficiência das tecnologias na Alemanha. As informações incluem as emissões diretas — aquelas ocorridas durante a geração elétrica — e as indiretas — aquelas ocorridas durante a fabricação da unidade geradora e na exploração e no transporte dos recursos energéticos.

Quadro 2.3 Comparação entre tempo de amortização de energia e emissões de diversas tecnologias energéticas.

Tecnologia		Tempo de retorno de energia (meses) ^a	SO ₂ (kg/GWh)	NO _x (kg/GWh)	CO ₂ (t/GWh)	CO ₂ e CO ₂ equivalente de metano (t/GWh)
Queima de carvão (jazida)		1,0 – 1,1	630 – 1.370	630 – 1.560	830 – 920	1.240
Nuclear		ND ^b	ND	ND	ND	28 – 54
Gás (TGCC)		0,4	45 – 140	650 – 810	370 – 420	450
Grande hidrelétrica		5 – 6	18 – 21	34 – 40	7 – 8	5
Tecnologias renováveis de GD						
Micro-hidrelétrica		9 – 11	38 – 46	71 – 86	16 – 20	ND
Pequena hidrelétrica		8 – 9	24 – 29	46 – 56	10 – 12	2
Turbina eólica	4,5 m/s	6 – 20	18 – 32	26 – 43	19 – 34	ND
	5,5 m/s	4 – 13	13 – 20	18 – 27	13 – 22	ND
	6,5 m/s	2 – 8	10 – 16	14 – 22	10 – 17	11
Fotovoltaica	Monocristalino	72 – 93	230 – 295	270 – 340	200 – 260	ND
	Policristalino	58 – 74	260 – 330	250 – 310	190 – 250	228
	Amorfo	51 – 66	135 – 175	160 – 200	170 – 220	ND
Geotérmica		ND	ND	ND	ND	50 – 70
Marés		ND	ND	ND	ND	2

Fonte: ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. What is distributed generation? In: *International Symposium on Distributed Generation: Power Systems and Market Aspects*, Estocolmo, Suécia, jun. 2001b. (modificado)

- (a) Também conhecido como tempo de *payback* de energia, corresponde ao tempo necessário para que a tecnologia gere energia elétrica equivalente à utilizada na fabricação do gerador.
 (b) ND significa informação não-disponível.

Conforme as informações do Quadro 2.3, as emissões das tecnologias típicas de GD são significativamente inferiores às das emissões das usinas geradoras a carvão. As turbinas a gás de ciclo combinado e os grandes geradores hidráulicos também apresentam emissões de CO₂ e de SO₂ significativamente menores que as das usinas geradoras a carvão.

A biomassa não está incluída no quadro porque ela é considerada neutra do ponto de vista do CO₂, pois a quantidade de CO₂ emitida para a atmosfera quando a biomassa é queimada é igual à absorvida durante a sua formação. As emissões de NO_x da combustão de biocombustíveis são cerca de 20% a 40% inferiores àquelas das usinas a combustível fóssil, e emissões de SO₂ são consideradas insignificantes (Ackermann, Andersson e Söder, 2001b).

Baterias e células a combustível não têm emissões diretas. Em combinação com as emissões ocorridas durante o processo de fabricação, a mistura de combustíveis utilizada para a produção da eletricidade armazenada nas baterias deve ser considerada nos cálculos das emissões indiretas das baterias. No caso das células a combustível, as emissões indiretas também dependem da combinação dos tipos de energia que são requeridos para se produzir hidrogênio porque o hidrogênio não pode ser explorado diretamente da natureza.

Benefícios ambientais adicionais, resultantes, por exemplo, da redução das perdas nas linhas de transmissão, obtidos em função da localização e do tamanho da usina, podem melhorar o balanço ambiental da GD. Não obstante, alguns ponderam que uma grande quantidade de GD poderia forçar as grandes unidades a operar abaixo de sua eficiência ótima, o que levaria ao aumento nas emissões por kWh produzido (Ackermann, Andersson e Söder, 2001b). Outros aspectos que tornam uma comparação ambiental muito difícil são as diferentes percepções relativas ao risco inerente às usinas nucleares e as relacionadas aos impactos visual e sonoro e às exigências de extensão territorial das turbinas eólicas, por exemplo.

Sendo assim, as tecnologias que podem ser utilizadas para GD não podem ser descritas de modo genérico como ambientalmente amigáveis. Todavia, no que diz respeito ao aspecto ambiental mais importante nos dias de hoje, o efeito estufa, o conjunto de todas as tecnologias de GD leva a emissões significativamente menores que as relacionadas às tecnologias com base no carvão, a mais poluente segundo o Quadro 2.3.

Em razão desses argumentos, Ackermann, Andersson e Söder (2001a) defendem que esse aspecto não é relevante para a definição de GD, opinião seguida por El-Khattam e Salama (2004) e, pelo que se pode concluir, por todos os autores e instituições propositores das definições-exemplo, haja vista que nenhuma delas explicita o impacto ambiental da GD. Então, neste trabalho, também será feita esta consideração. Todavia, é interessante adotar-se uma classificação de GD quanto ao impacto ambiental, para uso futuro. A Figura 2.7, a seguir, sintetiza a aqui proposta classificação de GD quanto ao impacto ambiental, feita com base em informações do Quadro 2.3. Essa classificação, devidamente adaptada, tem potencial para possibilitar comparações objetivas entre diferentes projetos de GD no que tange ao impacto ambiental, bastando, para isso, a definição adequada e objetiva dos graus baixo, médio e alto nela apresentados.

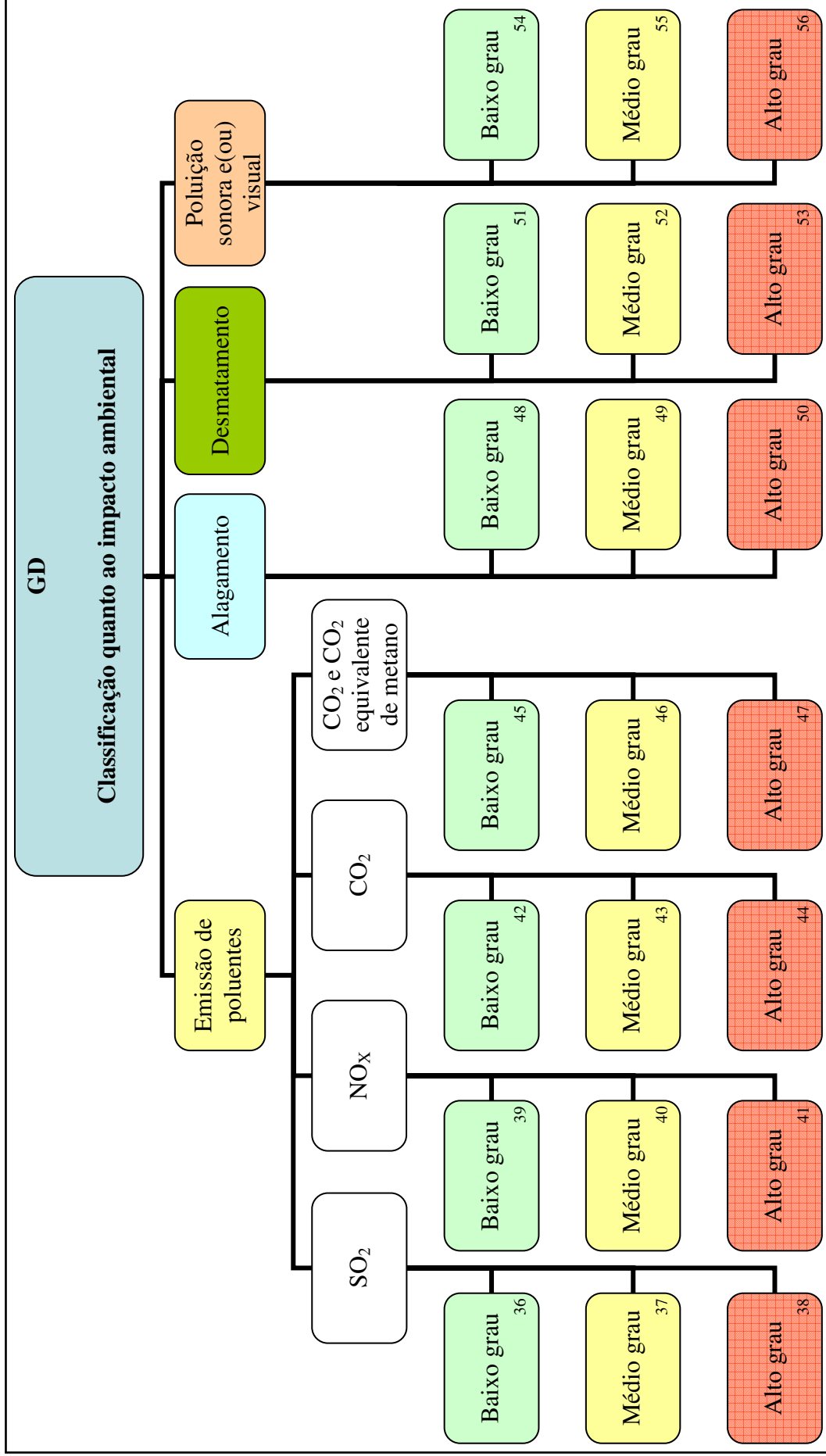


Figura 2.7 Classificação de GD quanto ao impacto ambiental.

(g) O modo de operação – Aspecto referido apenas nas definições-exemplo (20) e (21).

Há a visão disseminada de que a GD é relativamente desobstruída pelas regras de operação dos sistemas centralizados, sendo um recurso de geração de energia que não é associado às complexidades das operações do sistema de geração convencional, tais como o planeamento do despacho, *pool pricing*¹⁵ e o despacho em si (Sharma e Bartels apud Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). Contudo, Ackermann, Andersson e Söder (2001a) defendem que, para a definição de GD, o modo de operação não é relevante, opinião compartilhada por El-Khattam e Salama (2004) e utilizada neste trabalho.

Essa defesa tem como principal argumento o fato de que as regras de operação de sistemas elétricos variam muito entre países, entre regiões de um mesmo país e até mesmo entre épocas diferentes do ano na mesma região de um país. Como exemplo disso, pode-se retomar o caso das regulamentações inglesa e galesa: uma unidade geradora com capacidade superior a 100 MW conectada ao sistema de distribuição seria tratada pelas regras de mercado como uma unidade de geração centralizada, mas uma unidade geradora com capacidade inferior a 100 MW poderia ser menos obstruída pelas regras de operação.

Em razão disso, não se pode assumir, como regra geral, que a GD é relativamente desobstruída pelas regras de operação dos sistemas elétricos. Todavia, Ackermann, Andersson e Söder (2001a) defendem que, em situações em que a GD recebe tratamento especial pela regulamentação, esse fato pode ser especialmente mencionado, como, por exemplo, pela expressão **geração distribuída não centralmente despachada**.

Não obstante, seguindo a mesma lógica anteriormente utilizada para outros aspectos, é interessante adotar-se uma classificação de GD quanto ao modo de operação, para uso futuro. A Figura 2.8, a seguir, sintetiza a aqui proposta classificação de GD quanto a esse aspecto.

Para se estudar o efeito da implementação de fontes de GD nas redes de transmissão e de distribuição, é necessário que se verifiquem as restrições operacionais. Para isso, devem ser realizados estudos de operação em regime permanente e em regime transitório, como é

¹⁵ É definido por meio de licitações de venda de lotes de geração, para determinar que unidades de geração estarão disponíveis para produzir, combinadas com estimativas de demanda (Rodríguez, 2002).

o caso das discussões realizadas por El-Khattam e Salama (2004) e por Severino et al. (2004). Todavia, o aprofundamento deste tema não será feito aqui, pois foge do escopo deste trabalho.

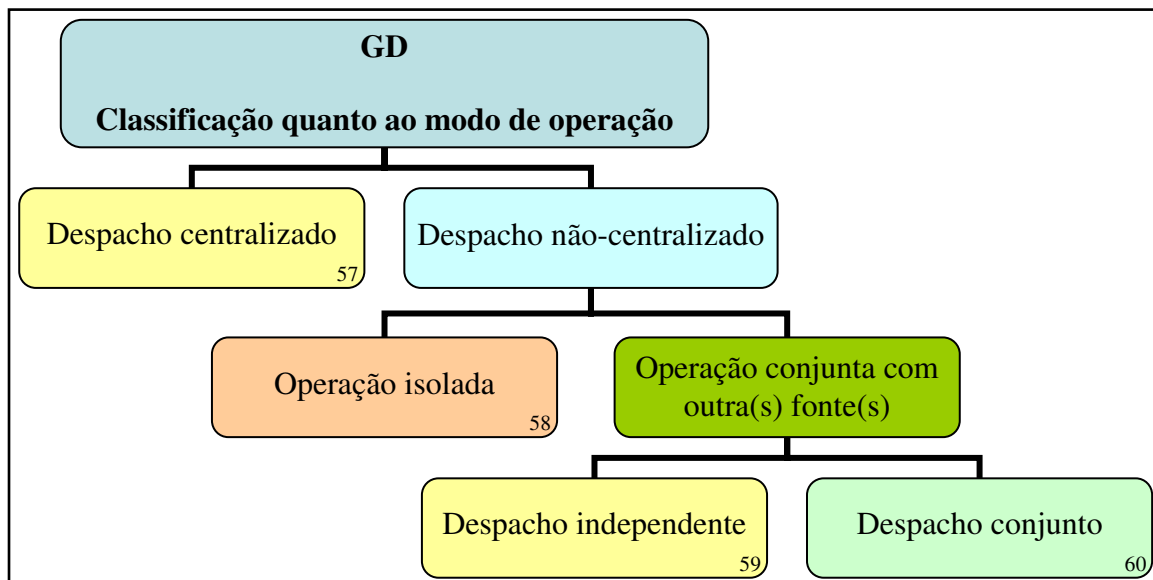


Figura 2.8 Classificação de GD quanto ao modo de operação.

(h) **A propriedade** – Aspecto referido apenas nas definições-exemplo (7), (8), (10), (11) e (18).

É comum a idéia de que uma geração apenas é classificada como GD se for propriedade de um PIE ou de um consumidor, conforme pode ser verificado nas definições-exemplo (7), (10) e (11). É claro que, se a GD representa a quebra de um paradigma, ela incorpora a idéia de que os tradicionais proprietários de usinas geradoras serão substituídos por outros tipos de proprietários, que incluem o PIE, o autoprodutor e o cogeração — definido aqui como aquele que opera a co-geração.

A experiência internacional mostra que, assim como em outros aspectos, as realidades variam muito de um local para outro. Na Suécia, por exemplo, estão envolvidos na GD tanto PIEs quanto geradores tradicionais (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). Em muitos outros países, entretanto, as grandes companhias de geração estão, muitas vezes, bastante inflexíveis quanto ao desenvolvimento de pequenos sistemas de GD. Ademais, há forte evidência de que projetos desenvolvidos por companhias locais e parcialmente financiados com envolvimento regional têm mais apoio popular que projetos de outras

organizações (Grubb apud Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). Apesar disso, as grandes empresas de geração estão cada vez mais interessadas no assunto, fato já anunciado por Dunn e Flavin (2000), ao citarem os investimentos feitos por empresas gigantes, como a *BP Amoco* e a *General Electric*. De fato, não há nenhuma razão óbvia para que a GD deva ser limitada a proprietários independentes. Não obstante esses fatos, é importante enfatizar que os aspectos de propriedade da GD podem ser imprescindíveis para o desenvolvimento dela porque a propriedade solicita investimentos e aponta para lucros e controle de utilização, que é uma forma de poder.

Em razão disso, Ackermann, Andersson e Söder (2001a) não consideram a propriedade fator relevante para a definição de GD, opinião que é seguida neste trabalho. Mesmo assim, é interessante adotar-se uma classificação de GD quanto à propriedade, para uso futuro. A Figura 2.9 sintetiza a proposta de classificação de GD quanto a esse aspecto feita aqui.

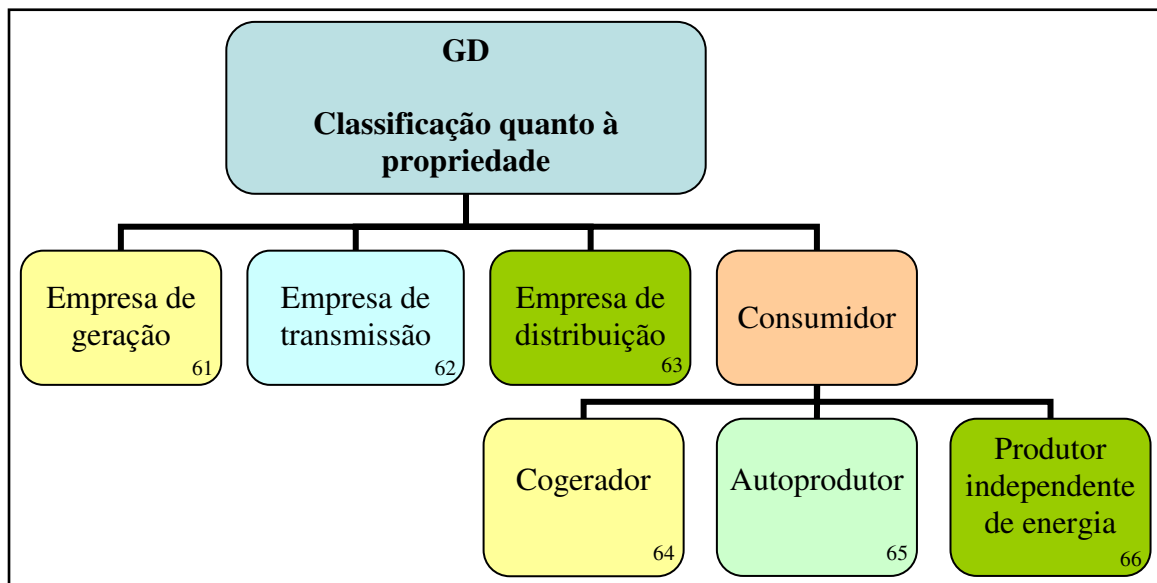


Figura 2.9 *Classificação de GD quanto à propriedade.*

(i) O nível de penetração – Aspecto referido apenas nas definições-exemplo (2), (3), (6), (8) e (10).

Acerca da quantidade total de GD vinculada a uma rede de distribuição, alguns autores acreditam que a GD caminha para a geração de energia completamente descentralizada, que não requereria, portanto, linhas de transmissão nem grandes usinas geradoras

centralizadas (Milborrow apud Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). A maioria dos autores, entretanto, mais conservadores, crêem que a GD será capaz de suprir apenas uma fração da demanda local de energia, sendo que o restante da energia necessária seria, ainda, suprida pelos sistemas elétricos convencionais, conforme pode ser visto em todas as definições-exemplo que mencionam, explícita ou implicitamente, este aspecto.

A definição do nível de penetração da GD é, por si só, problemática, uma vez que esse nível deve ser tratado em termos relativos a outro(s) fatores. A simples indicação da potência gerada na GD não determina o nível de penetração, ou de influência, da GD no sistema elétrico ao qual ela está conectada, pois uma grande geração em um sistema elétrico de grande porte pode significar menor contribuição relativa que uma pequena geração em um sistema elétrico de pequeno porte. Logo, deve ser reconhecida a importância de se considerar, além da potência, a área de influência da GD na definição do nível de penetração. Então, verifica-se que, a depender da definição da área de influência, a definição do nível de penetração varia. Por exemplo, se a área de influência a ser considerada for um sistema de distribuição local, o nível de penetração é um; se a área de influência a ser considerada for todo o sistema elétrico do país, o nível de penetração é outro. Em razão disso, Ackermann, Andersson e Söder (2001a) julgaram que este aspecto não é relevante para a definição de GD, opinião considerada neste trabalho.

Todavia, é importante notar que, se as previsões do EPRI e da *Natural Gas Foundation*, segundo as quais, até 2010, de 25% a 30% da nova geração mundial será na forma de GD, citadas no início deste capítulo, tornarem-se realidade, será de se esperar que a GD seja capaz de suprir a maioria da demanda de energia de certas redes de distribuição. Por essa razão, a análise da GD deve sempre levar em consideração que a penetração da GD pode atingir níveis significativos.

Então, torna-se interessante a adoção de uma classificação de GD quanto ao nível de penetração, para uso futuro. A Figura 2.10, a seguir, sintetiza a aqui proposta classificação de GD quanto a esse aspecto, em que os percentuais indicados referem-se ao percentual da potência gerada pela GD com relação à potência total gerada na área definida previamente como área de influência. Como decorrência da utilização dessa classificação, por exemplo, uma fonte de GD instalada em uma comunidade isolada, não-conectada a nenhum sistema elétrico e a nenhuma outra fonte de eletricidade, teria nível de penetração de 100%, pois

seria responsável por todo o suprimento de energia elétrica na área de influência, que, no caso, é a comunidade isolada.

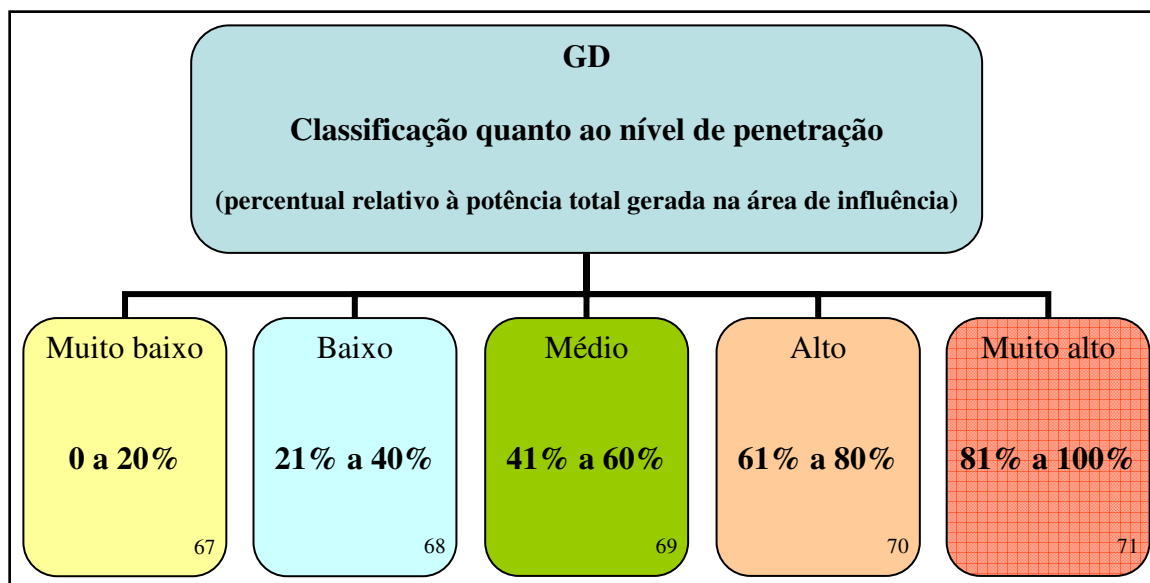


Figura 2.10 Classificação de GD quanto ao nível de penetração.

2.4.2.3 Definição proposta para GD

Ackermann, Andersson e Söder (2001a; 2001b), após a descrição de todos esses aspectos, propõem a seguinte definição geral para GD, já apresentada anteriormente na definição-exemplo (13):

GD é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor.

Como se pode ver, essa definição apenas cita explicitamente o aspecto do propósito — propósito primário, conforme sugerido anteriormente — e o aspecto da localização da GD, pois, na opinião desses autores, os demais aspectos não são relevantes para a definição. Porém, os autores concluem que, se os últimos aspectos são de interesse, eles devem ser mencionados adicionalmente. A análise e as classificações feitas anteriormente, contudo, remetem para uma proposta de definição mais genérica e, por isso mesmo, de utilização mais universal, apoiada nas classificações auxiliares, que permitem o entendimento correto do conceito de GD construído neste texto.

A geração centralizada, convencional, conforme explicitado anteriormente, é a denominação genérica de um conjunto formado por grandes centrais de geração e uma extensa rede de linhas de transmissão e de distribuição alimentando os diversos consumidores. Portanto, conclui-se tratar de um conceito coletivo, e não de apenas uma única usina geradora. Todavia, uma grande central de geração convencional faz parte da geração centralizada, sendo, dela, um caso particular. Seguindo esse mesmo raciocínio para a GD e considerando toda a análise feita, apresenta-se, aqui, a seguinte proposta de definição:

GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região.

Considerando-se a definição anterior, propõe-se o seguinte detalhamento explicativo para um caso particular de GD:

Uma fonte de energia elétrica é considerada caso particular de GD quando ela: (a) está conectada diretamente a rede de distribuição; (b) está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico; (c) supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; ou (d) está conectada diretamente a rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à geração centralizada.

Com essa definição bastante genérica — que procura diferenciar GD de geração centralizada nos aspectos em que elas realmente se diferenciam de forma relevante e pretende abranger, com suficiente precisão, todos os casos possíveis de serem classificados como GD —, os interessados poderão, com o uso das classificações aqui sugeridas, adaptar as suas próprias realidades ao conceito de GD construído neste texto, para as utilizações que julgarem convenientes. Para facilitar esse trabalho, foi construída a Figura 2.11, que apresenta a síntese das classificações apresentadas. Nela, cada seta numerada corresponde

à possibilidade de classificação do aspecto analisado, representada pelo quadro de mesmo número localizado em uma das figuras de 2.1 a 2.10.

A definição aqui proposta, associada às propostas de classificação de diversos de seus aspectos, tem potencial para, com os ajustes necessários, servir de importante instrumento de gestão governamental de projetos de geração elétrica, pois permite classificar diversos projetos de geração elétrica e, então, decidir, com base em premissas e prioridades estabelecidas para determinada situação, qual(ais) projeto(s) receberá(ão) investimentos públicos para a implementação. Com isso, ele seria um instrumento que produziria avaliação de caráter unicamente meritório, com muito mais objetividade que a usual nesse tipo de procedimento. Ademais, as definições e classificações propostas neste trabalho poderão ser úteis para o aprimoramento da legislação nacional, contribuindo para o estabelecimento de um necessário novo paradigma no setor elétrico.

Adicionalmente, como resultado dessas discussões, vislumbra-se a possibilidade da definição futura de um índice que informaria, para determinada região geográfica — que poderia ser um município, um estado, um país ou uma região definida por homogeneidade climática —, o grau de distribuição da geração de energia elétrica. Esse índice, que poderia ser denominado **índice de distribuição da geração**, seria calculado, para essa região de interesse, com base em parâmetros como a área da região, a população total da região, a população da região sem atendimento elétrico, a contribuição da região para o produto interno bruto (PIB) do país a que a região pertence, a renda *per capita* da população da região, o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) da região, o número de pontos de geração elétrica na região, a potência elétrica total instalada na região, o consumo médio anual *per capita* de energia elétrica da população da região, entre outros. Esse índice poderia compor o conjunto de avaliadores da qualidade do sistema elétrico da região e da qualidade de vida daquela população; sendo assim, poderia ser utilizado no processo decisório relativo a novos investimentos públicos e(ou) privados na região.

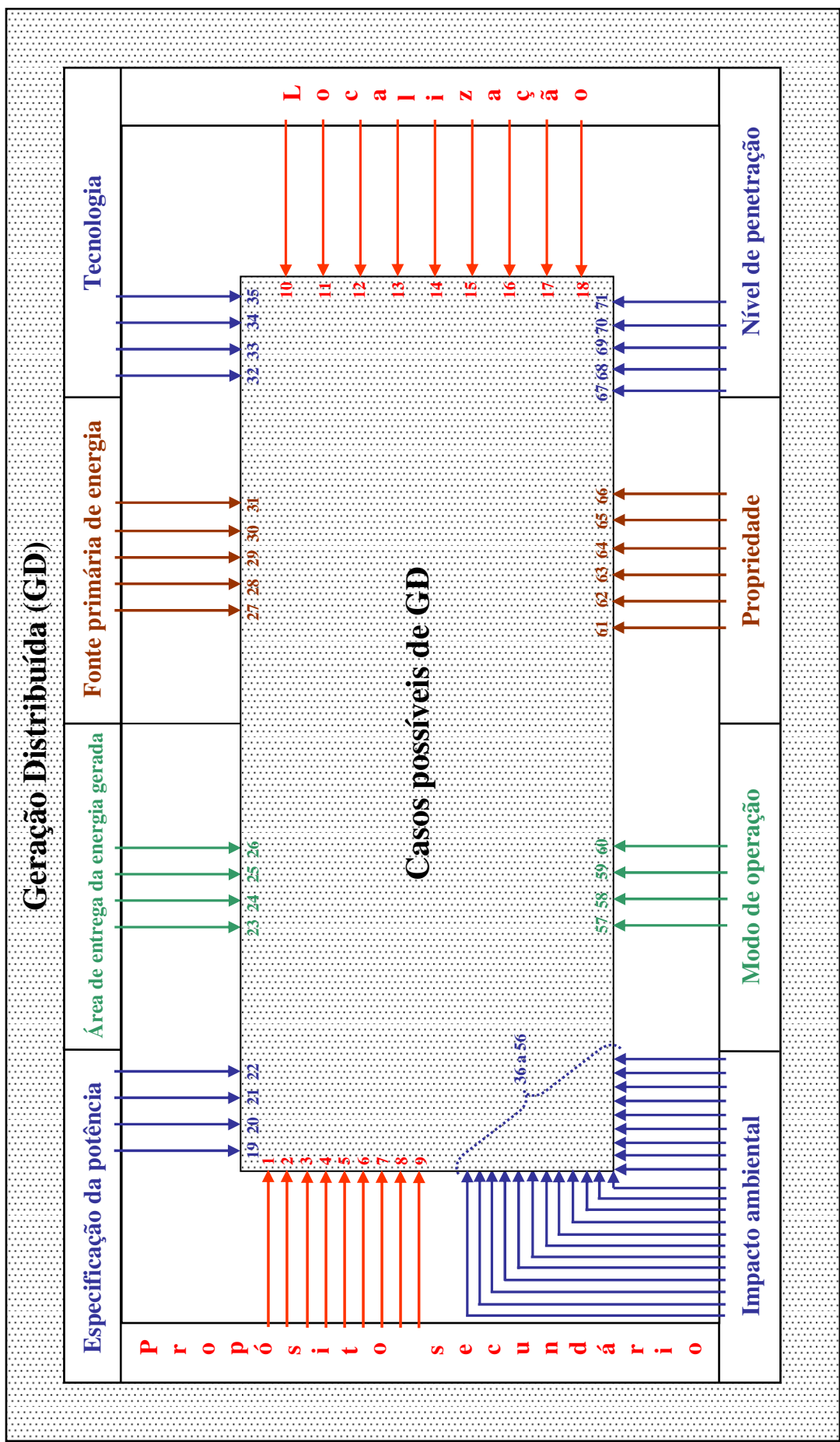


Figura 2.11 Classificações possíveis de GD.

2.4.3 Outros conceitos

2.4.3.1 Recursos distribuídos

Recursos distribuídos são recursos existentes no lado da fonte de energia e no lado da demanda de energia que podem ser efetivamente utilizados por todo um sistema elétrico de distribuição — que é distinto do sistema de transmissão — para suprir as necessidades de energia e de confiabilidade dos consumidores servidos por esse sistema. Recursos distribuídos podem, assim, ser instalados tanto no lado do consumidor quanto no lado do sistema (Moskovitz apud Ackermann, Andersson e Söder, 2001a).

Os recursos distribuídos consistem em dois aspectos: (a) GD, localizada no sistema de distribuição ou no lado do consumidor; e (b) recursos no lado da demanda, tais como um sistema de gerenciamento de carga para deslocar consumo de eletricidade do horário de pico para horários fora do pico e opções de eficiência energética para, por exemplo, reduzir o pico de demanda, para aumentar a eficiência das edificações ou de acionamentos industriais ou para reduzir a demanda geral por eletricidade. Um importante aspecto do conceito de recursos distribuídos é que os recursos do lado da demanda não têm base apenas em geração local no sistema elétrico no lado do consumidor, mas também como modo de reduzir a demanda consumidora. Isso influenciará o suprimento de eletricidade a partir da rede de distribuição (Ackermann, 2004).

Fica claro que esse conceito aplica-se, sem dúvida, ao caso de fonte de GD conectada, direta ou indiretamente, a sistema de distribuição. Porém, não há razão para não se considerar a aplicação dele, com algumas pequenas adaptações, ao caso de conexão a rede de transmissão e ao caso de alimentação de instalações isoladas. Nesses dois casos, também, há fonte de GD e há demanda, sendo, portanto, adequado que se gerenciem os recursos no lado da demanda. Esse último caso remete ao terceiro aspecto de similaridade entre a GD e os antigos sistema elétricos de potência, referido no subitem 2.3.

2.4.3.2 Capacidade distribuída

Essa expressão é menos conhecida que GD e que recursos distribuídos, provavelmente porque trata-se de uma definição bem mais difícil de se fazer. Segundo Ackermann,

Andersson e Söder (2001a) e Ackermann (2004), ela inclui todos os aspectos dos recursos distribuídos adicionados aos requerimentos para capacidade de transmissão/distribuição. Um bom exemplo pode ajudar a melhor distinguir entre GD e capacidade distribuída. Um dos objetivos do uso da GD é reduzir o pico de demanda. Contudo, GD não inclui nenhuma capacidade de reserva, razão pela qual a rede de transmissão/distribuição normalmente tem de ser capaz de cobrir, no mínimo, alguma parte da geração usualmente suprida pela GD. Com isso, as linhas de transmissão/distribuição serão sobredimensionadas, o fator de carga será pior que sem a existência da GD, e o operador do sistema de transmissão/distribuição cobrirá os custos do sobredimensionamento dos sistemas com o aumento das tarifas.

Nesse ponto, capacidade distribuída inclui todos os aspectos da GD e dos recursos distribuídos adicionados à reserva de capacidade, ou seja, reserva de geradores ou gerenciamento de carga para minimizar as exigências de sobredimensionamento do sistema de transmissão/distribuição.

2.4.3.3 Serviço de eletricidade distribuído

Essa expressão aponta para uma futura arquitetura de rede e de serviço de eletricidade com base em GD, recursos distribuídos e capacidade distribuída (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a; Ackermann, 2004). O conceito de serviço de eletricidade distribuído foi desenvolvido nos EUA, onde é bastante utilizado, e não será discutido aqui porque ele não se encontra no escopo deste trabalho.

2.4.4 Aspectos da rede de distribuição

As definições anteriores de GD, de recursos distribuídos e de capacidade distribuída não incluem discussão acerca de determinados aspectos das redes de transmissão e de distribuição e de conexão a elas que são muito importantes do ponto de vista técnico, pois há significativas diferenças entre os projetos de redes de transmissão e os de redes de distribuição.

Em primeiro lugar, o propósito das redes de distribuição é diferente daquele das redes de transmissão. A principal diferença é que os sistemas de distribuição não são, normalmente,

projetados para a conexão de geradores. Por exemplo, a conexão de GD produz uma mudança na distribuição das correntes de falta, o que pode provocar a necessidade de se reprojeter o sistema local de proteção contra faltas. Ademais, as redes de distribuição normalmente possuem configuração radial ou em *loop*, e não configuração em malha, como as redes de transmissão. Então, o fluxo de carga nas redes de distribuição normalmente é unidirecional, e há pouca ou nenhuma redundância (Cardell e Tabors apud Ackermann, Andersson e Söder, 2001a).

Em segundo lugar, linhas com tensões superiores a 69 kV, como é o caso de linhas de transmissão e de algumas linhas de distribuição urbana, têm baixa resistência elétrica em comparação com linhas de distribuição com tensões de 13,8 kV ou inferiores. Naquelas, a queda de tensão devida à resistência é relativamente pequena quando comparada ao mesmo efeito provocado pela reatância indutiva da linha; logo, a reatância é o parâmetro mais importante para a definição da queda de tensão. Nestas, a relação entre resistência e reatância é mais equilibrada, razão pela qual, nessas linhas, a resistência causa queda de tensão e perdas proporcionalmente grandes, quando comparadas àquelas das linhas de transmissão (Ackermann, Garner e Gardiner, 1999). Dessa forma, a conexão de fontes de GD na rede de distribuição pode ter influência significativa no nível de tensão local e nas perdas do sistema.

Finalmente, os terminais de baixa tensão dos sistemas de distribuição não são ainda normalmente conectados a sistemas de supervisão de controle e aquisição de dados — *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). A coleta de dados requerida para o controle do sistema de distribuição, bem como das unidades de GD, é, então, difícil. A complexidade dessa coleta para controle do sistema em mercado competitivo é aumentada pelo fato de que os PIEs operam suas fontes de GD de acordo com os preços do mercado, que não necessariamente correspondem às necessidades de controle do sistema em áreas de distribuição locais. De fato, em muitos casos, os principais objetivos dos PIEs são vender energia elétrica e cumprir contratos (Severino et al., 2004).

2.4.5 Aspectos de conexão

A tecnologia de geração de eletricidade e a conexão à rede para fontes de GD podem ser significativamente diferentes das utilizadas para as tecnologias de geração centralizada.

Grandes usinas utilizam geradores síncronos, que, por exemplo, são capazes de controlar o fluxo de potência reativa. Grandes usinas de GD, utilizando, por exemplo, gás natural, também utilizam geradores síncronos. Usinas de GD de porte médio e, principalmente, as de pequeno porte, freqüentemente utilizam geradores de indução, que são muito mais baratos que os geradores síncronos. Contudo, os geradores de indução não possuem a flexibilidade operacional dos síncronos: por exemplo, um gerador de indução diretamente conectado à rede não é capaz de prover energia reativa, pois ele necessita utilizar a energia reativa da rede durante a partida e o funcionamento. Para superar as desvantagens dos geradores de indução diretamente conectados à rede, os fabricantes de tecnologias para GD têm utilizado diversas opções, que incluem capacitores e sofisticados conversores eletrônicos de potência (Ackermann, Andersson e Söder, 2001a).

Para os sistemas de GD que geram CC, tais como módulos fotovoltaicos, baterias e células a combustível, a conexão à rede deve ser feita com o uso de interface, de conversor CC–CA. Atualmente, existem interfaces eletrônicas de potência que oferecem diferentes soluções para converter CC em tensão e correntes ativa e reativa CA com a freqüência desejada. Como se pode imaginar, os conversores eletrônicos de potência introduzem novos requisitos de controle e novas possibilidades para a integração à rede. Conforme exemplificam Ackermann, Garner e Gardiner (1999), eles podem ser utilizados para controle de tensão na rede de distribuição. Todavia, é necessário se garantir que eventuais problemas de controle não produzam flutuações de potência ou oscilações nas redes de distribuição como decorrência da interação dos diversos conversores via rede de distribuição (Heier apud Ackermann, Andersson e Söder, 2001a).

Essa grande variedade de opções para a conexão à rede de fontes de GD torna a análise do problema muito complexa. Ademais, as condições da rede local têm importante influência nos aspectos relevantes de integração. Em razão disso, cada rede requererá análise individual detalhada.

O desenvolvimento de padrões industriais para projetos de conexão de fontes de GD que abranjam aspectos externos e internos de controle da interface é etapa imprescindível para a redução dessa complexidade. Hoje em dia, a maioria dos operadores de redes de distribuição precisam utilizar padrões comuns de interconexão das fontes de GD para a operação segura da rede. Muitos desses padrões têm base em recomendações do *American*

National Standards Institute (ANSI) e do IEEE. Contudo, a maioria desses padrões não distingue turbinas a gás de ciclo combinado de médio porte de microsistemas fotovoltaicos (Wong e Martin apud Ackermann, Andersson e Söder, 2001a). Adicionalmente, proprietários das fontes de GD e operadores de redes de distribuição frequentemente discordam a respeito dos padrões adequados de interconexão.

2.5 ASPECTOS POSITIVOS E NEGATIVOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.5.1 Aspectos gerais

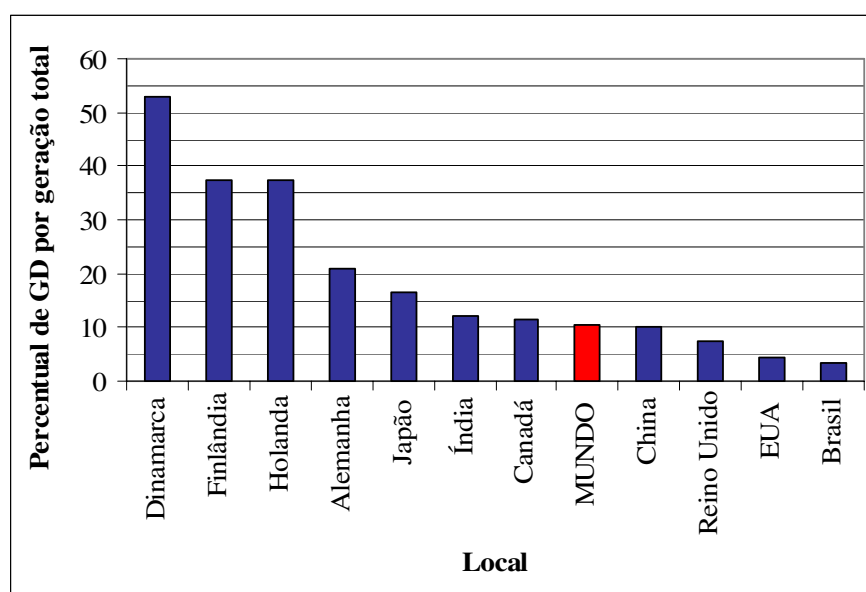
Apesar da falta de consenso com relação a vários aspectos relacionados à GD, as discussões anteriores, as classificações sugeridas e até mesmo a definição proposta, genérica e bastante abrangente, mostram que a GD, sem nenhuma dúvida, apresenta diversas características positivas, colocando-se como recurso flexível de energia em comparação aos sistemas elétricos centralizados, de grandes geradores e transmissão de enormes blocos de energia.

Entre as características apresentadas da GD, destacam-se: (a) pode utilizar diversos tipos de fontes primárias, renováveis ou não-renováveis; (b) não se vincula a uma tecnologia específica, havendo diversas opções técnicas em operação e, ainda, várias em desenvolvimento; (c) em tese, qualquer interessado, consumidor ou companhia de eletricidade, pode ser proprietário de uma fonte de GD; (d) existem fontes de GD de diversas potências nominais, para atendimento dos diversos tipos de demanda; (e) as fontes de GD podem localizar-se em quase qualquer lugar do sistema elétrico de potência, e até mesmo fora dele.

Todas essas características positivas têm despertado o interesse de muitos países no assunto e aumentado o interesse em vários países em que ele inexistia. O Gráfico 2.1, a seguir, mostra, para cada país indicado e para o mundo, o percentual de GD por geração total no respectivo local.

Conforme pode ser visto no Gráfico 2.1, há enorme disparidade entre os percentuais dos diversos países, verificando-se que há países desenvolvidos e em desenvolvimento com

percentuais acima e abaixo da média mundial. Isso mostra que a utilização de GD não é apenas uma questão de grau de desenvolvimento econômico.



Fonte: WADE – World Alliance for Decentralized Energy. *World survey of decentralized energy 2006*. [S.l.]: WADE, 2006. Disponível em: <www.localpower.org>. Acesso em: 26 mai. 2007. (modificado)

Gráfico 2.1 *Percentual de GD por geração total em diversos países e no mundo em 2006.*

Rodrigues (2006) apresenta um gráfico divulgado pela WADE com o mesmo tipo de informação, porém com relação a 2004. A comparação entre os dois gráficos é interessante, pois permite concluir que alguns países, como, por exemplo, o Japão, a Índia e a Alemanha, aumentaram, de 2004 para 2006, seus percentuais em, respectiva e aproximadamente, 13,5%, 10% e 9%. No Reino Unido, o aumento foi de 2,5%, e a média mundial subiu 3,5%. No Brasil, o aumento foi de apenas 0,5%. Nos EUA, houve redução de 3%. Todas essas informações permitem concluir que, na maioria dos países, houve investimentos em GD, o que elevou o percentual médio no mundo.

A importância da GD no mundo atual pode ser parcialmente verificada pelas informações contidas no Quadro 2.4, que tem foco apenas nas fontes renováveis de energia.

Apesar de os números apresentados no Quadro 2.4 impressionarem pelas dimensões absolutas, em termos relativos, eles são até bastante modestos, pois representam apenas 2% da energia total produzida no mundo (Tolmasquim, 2003). Há, pois, muito a ser feito para

se tentar superar os aspectos negativos da GD e alterar, assim, essa realidade em nível global.

Quadro 2.4 *Redes de eletricidade renovável, com base na capacidade instalada de geração em 2000 (em MW).*

Tecnologia	Todos os países	Países em desenvolvimento
Energia eólica	18.000	1.700
Pequenas hidrelétricas	36.000	19.000
Energia de biomassa	38.000	30.000
Energia geotérmica	8.500	3.900
Energia térmica solar	350	0
Capacidade total de energia renovável	100.000	55.000
Grandes hidrelétricas	680.000	260.000
Capacidade mundial total de energia elétrica	3.400.000	1.500.000

Fonte: TOLMASQUIM, Mauricio Tiommno (Org.). *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003. (modificado)

2.5.2 Aspectos positivos

Uma vez implantada corretamente e em locais adequados, a GD pode propiciar, segundo Romagnoli (2005), muitos benefícios aos consumidores, às concessionárias, à sociedade e ao sistema elétrico interligado¹⁶, em comparação com as opções convencionais de geração.

2.5.2.1 Benefícios aos consumidores (Romagnoli, 2005; Rodríguez, 2002; Dias, Bortoni e Haddad, 2005)

- (a) Quando implantadas com arranjo e tecnologia adequados, unidades de GD podem ter índices de confiabilidade muito elevados, que podem se aproximar de 100%.
- (b) Unidades de GD podem suprir o consumidor com energia de ótima qualidade no que se refere a tensão, frequência, conteúdo harmônico, entre outros indicadores.

¹⁶ Na realidade, Romagnoli (2005) cita o Sistema Interligado Nacional (SIN), em clara referência ao caso brasileiro. Todavia, neste trabalho, a idéia original foi estendida para abrigar outros sistemas elétricos interligados aos quais o exposto aqui se aplica.

- (c) Em muitos casos, a GD pode ser a alternativa de suprimento elétrico mais viável para se evitarem os onerosos custos que têm a energia elétrica suprida por concessionária ou comercializador.
- (d) Quando utilizada como co-geração, a GD pode trazer benefícios de calor e frio distribuídos. Isso promove o importantíssimo aumento da eficiência de uso dos combustíveis, levando a considerável economia de energia primária. Por exemplo, a eficiência de conversão de gás natural em energia útil pode chegar a até 85% caso se empregue a co-geração.
- (e) A GD pode ser a única opção para o atendimento a comunidades isoladas quando a alimentação por meio da extensão de rede de transmissão ou de distribuição torna-se inviável por motivos econômicos, ambientais e(ou) legais. Quanto a esse aspecto, a GD tem grande potencial para contribuir com o atendimento à Lei n.º 10.438/2002, que dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.

2.5.2.2 Benefícios às concessionárias (Romagnoli, 2005; Rodríguez, 2002; Dias, Bortoni e Haddad, 2005)

- (a) A GD pode ser economicamente atraente em função das reduções de custos que ela possibilita. A GD reduz perdas ativas e reativas nas linhas de transmissão e de distribuição, proporciona maior estabilidade de tensão e adia investimentos em subestações transformadoras e em capacidade adicional de transmissão. Segundo informado por Dias, Bortoni e Haddad (2005), o potencial de economia nos sistemas de transmissão e de distribuição com a implementação de GD pode variar: de 2,34 a 3,14 US\$/MWh_{produzido}, devido à redução das perdas no sistema; e de 1,60 a 60,27 US\$/MWh_{produzido}, devido à postergação de construção de subestações.
- (b) Considerando-se que a fonte de GD possui confiabilidade adequada e que as falhas da transmissão são evitadas, a GD pode aumentar a confiabilidade do sistema próximo ao local em que está instalada. A GD pode contribuir para a melhoria na qualidade da energia em áreas congestionadas, no final de linha de trechos longos e em locais em que se exige alta qualidade de energia; pode também prover capacidade de geração local sob o controle de consumidores que demandam serviço ininterrupto. Ademais, a GD pode proporcionar alívio para sistemas de distribuição e de transmissão em condições de sobrecarga ou congestionamento.

- (c) A GD possibilita a redução de investimentos para o atendimento da demanda na ponta.
- (d) Unidades geradoras de menor porte minimizam os erros de planejamento, pois permitem incrementos de geração menores e ajustam-se melhor ao crescimento da demanda; além disso, facilitam o procedimento de redespacho durante manutenções programadas porque reduzem o montante de capacidade instalada que se tornará indisponível.
- (e) As fontes de GD apresentam maior modularidade e tempo de implantação reduzido.
- (f) As fontes de GD estão sujeitas a menores entraves burocráticos devido a problemas políticos e ambientais relacionados a concessões de faixas de servidão para novas redes de transmissão, uma vez que essa necessidade está altamente associada ao surgimento de novas centrais elétricas convencionais.
- (g) As propriedades rurais e as comunidades isoladas brasileiras não-supridas por energia elétrica representam uma necessidade energética de grande magnitude. Sendo assim, as oportunidades de negócios dela decorrentes representam um grande mercado potencial para os agentes econômicos que operam no setor, que, historicamente, está voltado para os grandes projetos e para as grandes concentrações de consumo.

2.5.2.3 Benefícios ao sistema elétrico interligado (Romagnoli, 2005)

A utilização de fontes de GD pode resultar:

- (a) na redução do carregamento das redes e, conseqüentemente, em maior flexibilidade operativa.
- (b) na melhoria no perfil de tensão dos ramais elétricos.
- (c) na redução das perdas na rede.
- (d) em maior eficiência energética obtida pela operação conjunta de GD e geração convencional.
- (e) no aumento da estabilidade do sistema, caso as fontes de GD empreguem máquinas síncronas de porte apreciável.
- (f) na possibilidade de prestação de serviços, tais como controle de freqüência, reserva de potência e auto-restabelecimento, também conhecido como ilhamento. Segundo Dias, Bortoni e Haddad (2005), essa possibilidade está no escopo do conceito de

microrredes, que consiste em um grupo de cargas e unidades de GD operando para aumentar, de forma controlada, a confiabilidade e a qualidade do sistema.

2.5.2.4 Benefícios à sociedade (Romagnoli, 2005; Rodríguez, 2002; Dias, Bortoni e Haddad, 2005)

- (a) A inserção de fontes de GD, principalmente com o uso de fontes alternativas — expressão aqui utilizada segundo a definição elaborada neste trabalho —, diversifica a matriz energética, aumentando a segurança de suprimento energético ao evitar a dependência exclusiva de apenas alguns tipos de recursos.
- (b) Com a utilização de recursos locais, típica da GD, diminui-se a necessidade de importação de recursos.
- (c) A utilização de fontes de GD aumenta a competição, tanto do ponto de vista mercadológico quanto do tecnológico, o que pode causar impactos positivos no que se refere a reduções nas tarifas de energia.
- (d) A implantação de fontes de GD promove o desenvolvimento econômico local, devido ao uso dos recursos da região em que são instaladas, possibilitando a revitalização e(ou) a criação de atividades econômicas e o aumento do volume de serviços. Isso é especialmente importante no caso de comunidades isoladas, conforme descrito anteriormente neste trabalho nos casos de utilização de propósito social.
- (e) A utilização de fontes de GD, principalmente as que utilizam fonte primária renovável, causa menores impactos ambientais devido à baixa emissão de poluentes, conforme consta no Quadro 2.3. Com a menor emissão de poluentes, têm-se benefícios de caráter ambiental, como a redução de problemas decorrentes de chuvas ácidas e a menor contribuição para o aquecimento global, e de caráter social, como a redução da incidência de doenças respiratórias causadas pela poluição.
- (f) O aumento da energia gerada localmente por fontes de GD contribui para atender a eventuais aumentos na demanda, evitando a necessidade de construção de novas usinas hidrelétricas, reduzindo os impactos ambiental e social que sobrevêm como decorrência das grandes áreas alagadas.

2.5.3 Aspectos negativos

Conforme mencionado anteriormente, a utilização de fontes de GD não apresenta apenas vantagens. As dificuldades de inserção em escala da GD estão, entre outras coisas, relacionadas aos problemas de compatibilidade com as redes elétricas de distribuição. Os aspectos negativos da GD incluem, segundo Rodrigues (2006):

- (a) a grande complexidade, incluindo a técnica, no nível de operação do despacho centralizado.
- (b) a existência de impactos importantes nos procedimentos de operação e de controle da rede de distribuição.
- (c) a necessidade de integração e de gerenciamento da GD junto às redes de distribuição existentes, que têm grau de complexidade dependente da rede e da fonte de GD a ser instalada; e isso requer análise caso-a-caso e impõe custo adicional.
- (d) o impacto que a presença de GD causa nos sistemas de proteção das atuais redes de distribuição.
- (e) a necessidade de monitoração constante da qualidade da energia.
- (f) a necessidade de novas configurações da rede de distribuição a fim de incorporar e explorar a GD já no seu planejamento.
- (g) as dificuldades de se elaborarem normas claras e abrangentes face às especificidades de cada rede e da própria GD.
- (h) os elevados custos envolvidos, que, apesar de decrescentes com o desenvolvimento das tecnologias de GD, notadamente são maiores que os custos da maioria das opções de geração centralizada.

2.6 BARREIRAS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Pelo fato, já mencionado, de que a GD ainda é uma subárea não-consolidada dos sistemas elétricos de potência, barreiras das mais diversas naturezas acrescentam riscos e incertezas à avaliação econômica desse tipo de empreendimento, o que, via de regra, inibe significativamente os investimentos nessa modalidade de geração, principalmente quando ela está relacionada ao uso de novas tecnologias e(ou) de fontes primárias alternativas de energia.

As principais barreiras citadas pela literatura especializada da área podem ser classificadas da forma apresentada a seguir, adaptada de Romagnoli (2005), Rodríguez (2002), Dias, Bortoni e Haddad (2005) e Willis e Scott (2000), em que são apresentados exemplos relevantes. Algumas dessas barreiras demandam quebra de paradigma em âmbito mundial, enquanto outras apresentam-se mais como obstáculos locais, relacionados a modelos políticos ou de negócios no setor energético brasileiro. Sendo assim, a cada exemplo está associada a classificação atribuída por Romagnoli (2005): M – para o caso em que o paradigma a ser quebrado tem âmbito mundial; L – para o caso em que o paradigma a ser quebrado tem âmbito local, brasileiro, mas não mundial; L e M – para os dois casos anteriores simultaneamente. É claro que cada um dos aspectos negativos referidos anteriormente pode causar uma ou mais barreiras ao desenvolvimento da GD. Todavia, deve ser ressaltado que nem toda barreira existe em razão de um aspecto negativo das fontes de GD. Sendo assim, diversas barreiras são apresentadas e exemplificadas a seguir, mas sem que se faça correlação explícita de causa e efeito.

- (a) Barreiras regulatórias: (a1) Ausência de legislação clara quanto a procedimentos de rede de distribuição – L; (a2) Ausência de legislação clara relacionada à contratação e comercialização de reserva de capacidade para os autoprodutores e os PIEs, que é a energia requerida dos sistemas de transmissão e distribuição da concessionária durante a ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração elétrica dos geradores distribuídos – L; (a3) Insuficiência de regulação das tarifas vigentes para a conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição de modo a assegurar a modicidade tarifária – L.
- (b) Barreiras sociais e culturais: (b1) Subestimação do real potencial das fontes renováveis – L e M; (b2) Ausência de mensuração dos custos evitados e das externalidades sociais, que são benefícios que se repercutem para toda a sociedade mas não remuneram o investimento – L e M.
- (c) Barreiras de ordem institucional: (c1) Estrutura tarifária das concessionárias que nem sempre refletem de maneira correta a real diferenciação dos custos do abastecimento – L e M; (c2) Carência de informações quanto às regiões dentro da área de concessão da distribuidora que possuam alto custo marginal para expansão – L e M; (c3) Existência de monopólio natural na distribuição – M.
- (d) Barreiras ambientais: (d1) Dificuldades na obtenção de licenças ambientais – L e M; (d2) Ausência de mensuração dos custos evitados e das externalidades ambientais,

que são benéficos que se repercutem para toda a sociedade mas não remuneram o investimento – L e M; (d3) Necessidade de instalação de sistemas de atenuação de ruído, nos casos em que a fonte de GD causar poluição sonora inadequada à localidade em que foi instalada – L e M.

- (e) Barreiras econômicas e políticas: (e1) Pequena quantidade de instituições financiadoras no setor – L; (e2) Modelos atuais de negócios cada vez mais orientados para horizontes de curto prazo – L e M; (e3) Tributação excessiva, que atua como forte desestímulo ao investimento – L; (e4) Mensuração otimista da volatilidade de preços dos combustíveis fósseis, que reduz o risco relativo a esse aspecto e torna injusta a comparação econômica com empreendimentos de GD¹⁷ – M; (e5) Elevados custos globais de aquisição de combustível, no caso de fontes de GD que o utilizam – L e M; (e6) Altas taxas para importação de equipamentos associados a diversas soluções que utilizam fontes alternativas – L; (e7) Existência de mais subsídios para as fontes convencionais que para as alternativas – L e M; (e8) Instabilidades macroeconômicas de diversas origens, que diminuem a probabilidade de haver investimentos em fontes novas – L e M; (e9) Insuficiência e(ou) distribuição inadequada de recursos destinados a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) na área – L e M; (e10) Falta de infra-estrutura para implantação de fontes de GD – L e M; (e11) Ausência de mais programas de incentivo como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), elaborados a partir dessa importante experiência – L; (e12) Elevados custos das tecnologias de GD e, conseqüentemente, elevados custos da energia gerada por essas fontes – L e M.
- (f) Barreiras técnicas e tecnológicas: (f1) Pequena maturidade de muitas tecnologias, que pode acarretar elevados custos de implantação e(ou) apresentar índices de confiabilidade insatisfatórios, além de aumentar a falta de credibilidade da sociedade quanto ao potencial delas – L e M; (f2) Possibilidade de problemas relacionados à qualidade de energia, caso a operação de fontes de GD conectadas ao sistema não seja cuidadosamente planejada, especialmente no que se refere ao controle de frequência e aos níveis de tensão – L e M.
- (g) Barreiras à operação do sistema: (g1) Possibilidade de prejuízo à segurança energética do sistema quando são utilizadas tecnologias que possuem característica de grande variabilidade natural de geração, fazendo aumentar a fatia de mercado de

¹⁷ Acerca desse aspecto, é interessante ressaltar a enorme, rápida e imprevisível elevação dos preços do petróleo ocorrida nos últimos meses.

fontes não-despacháveis – L e M; (g2) Maior complexidade operativa em função dos fluxos bidirecionais de energia e das novas topologias de rede para operação normal e para contingências – L e M; (g3) A pequena previsibilidade quanto à disponibilidade das fontes primárias de energia de caráter intermitente, tais como água, radiação solar e ventos, aumenta o investimento necessário e reduz o fator de capacidade das fontes – L e M.

- (h) Barreiras de mercado: (h1) Falta de instituições de cunho profissional para, de forma organizada, pressionarem o governo e colaborarem com ele na adequação da legislação com vistas à redução de barreiras, especialmente as regulatórias – L; (h2) O nível de geração de energia é suficiente para atender à demanda solicitada pelo sistema elétrico ainda com certa folga, e isso não deixa de caracterizar uma situação global de normalidade, mesmo com risco de desabastecimento elevado, que desestimula a implantação de fontes alternativas – L.

2.7 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

2.7.1 Aspectos políticos e regulatórios

Antes de se analisarem aspectos específicos na legislação do setor elétrico referentes a GD, faz-se necessário conhecer os pilares da política energética brasileira, de modo a entender os objetivos estratégicos do Brasil nessa área, e as diretrizes que orientam a inserção das fontes com características de GD na matriz energética nacional, visando preservar os interesses pátrios.

Nos últimos anos, a política energética brasileira tem-se focado na tentativa de implantação de um mercado de energia elétrica. Inserida nesse contexto, a Lei n.º 9.478/1997, que, entre outras providências, dispõe sobre a política energética nacional, estabelece os seguintes objetivos para as políticas para o aproveitamento racional das fontes de energia (Brasil, 1997): (a) a preservação do interesse nacional; (b) a promoção do desenvolvimento, a ampliação do mercado de trabalho e a valorização dos recursos energéticos; (c) a proteção dos interesses do consumidor quanto ao preço, à qualidade e à oferta dos produtos; (d) a proteção do meio ambiente e a promoção da conservação de energia; (e) a garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional; (f) o incremento, em bases econômicas, da utilização do gás natural; (g) a

identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país; (h) a utilização de fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis; (i) a promoção da livre concorrência; (j) a atração de investimentos na produção de energia; (k) a ampliação da competitividade do país no mercado internacional; e (l) o incremento, em bases econômicas, sociais e ambientais, da participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional.

Com base nisso, pode-se concluir que essa lei tem como diretrizes (Romagnoli, 2005): (a) o estímulo à competição; (b) a elevação dos níveis de eficiência dos sistemas energéticos; (c) a racionalização da produção energética e o uso eficiente dela; (d) a diversificação e a descentralização da produção energética; (e) o aproveitamento das oportunidades de integração energética entre regiões e países; (f) a adoção de planejamento integrado de recursos; (g) a inovação tecnológica; (h) a integração da política energética com as políticas de transporte, industrial e de comércio exterior; (i) o atendimento à demanda básica de comunidades isoladas; (j) a agregação do valor da energia ao produto agropecuário; e (k) a integração da política energética com os modelos de desenvolvimento estaduais e regionais e com a política ambiental.

Como se pode ver, os objetivos e as diretrizes da política energética nacional sinalizam com obviedade a possibilidade de valorização de muitos dos aspectos positivos da GD e de eliminação de muitas das barreiras ao desenvolvimento dela. De modo coerente a isso, desde o início da reestruturação do setor elétrico brasileiro, a regulamentação dos dispositivos legais feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem apontado para a criação de respaldo legal para a viabilização da descentralização da produção de energia elétrica.

Na listagem que se segue, apresentam-se alguns dos principais dispositivos legais nacionais relacionados à GD (Brighenti, 2003; Romagnoli, 2005; Rodrigues, 2006; Ribeiro e Nascimento, 2007; Brasil, 2008; ANEEL, 2008), que devem sempre ser analisados à luz das devidas alterações.

- (1) Lei n.º 9.074/1995: instituiu a figura do PIE e garantiu o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição mediante o ressarcimento do custo do transporte envolvido.

- (2) Decreto n.º 2.003/1996: regulamentou a produção de energia elétrica por autoprodutor e PIE.
- (3) Lei n.º 9.427/1996: instituiu a ANEEL.
- (4) Decreto n.º 2.655/1998: regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e definiu regras para a organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
- (5) Resolução ANEEL n.º 112/1999 (vigente): estabeleceu os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, tal como o bagaço de cana.
- (6) Resoluções ANEEL n.º 281/1999 (vigente), n.º 282/1999 (revogada) e n.º 286/1999 (revogada): estabeleceram as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição.
- (7) Resolução ANEEL n.º 371/1999 (vigente): regulamentou a contratação e a comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou PIE para atendimento a unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração.
- (8) Resolução ANEEL n.º 233/1999 (revogada): estabeleceu os valores normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica por parte dos concessionários e permissionários.
- (9) Resolução ANEEL n.º 021/2000 (revogada): estabeleceu os requisitos necessários à qualificação das centrais cogeneradoras de energia.
- (10) Lei n.º 10.438/2002: criou o PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dispôs sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.
- (11) Decreto n.º 4.873/2003: instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (LUZ PARA TODOS).
- (12) Lei n.º 10.847/2004: autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- (13) Lei n.º 10.848/2004: dispôs sobre a comercialização de energia elétrica e criou a figura do gerador distribuído.
- (14) Decreto n.º 5.163/2004: regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e definiu GD, no seu próprio âmbito.
- (15) Decreto n.º 5.175/2004: constituiu o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

- (16) Decreto n.º 5.177/2004: dispôs sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
- (17) Resolução Autorizativa ANEEL n.º 328/2004 (vigente): aprovou o Estatuto do ONS.
- (18) Decreto n.º 5.184/2004: criou a EPE.
- (19) Decreto n.º 5.429/2004: deu nova redação ao inciso XI do § 2.º do art. 1.º do Decreto n.º 5.163/2004.
- (20) Decreto n.º 5.879/2006: dispôs sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.
- (21) Resolução Normativa ANEEL n.º 247/2006 (vigente): estabeleceu as condições para a comercialização de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração que utilizam fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.
- (22) Lei n.º 11.488/2007: criou o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-estrutura (REIDI) e alterou a Lei n.º 9.427/2006 e a Lei n.º 10.438/2002.

A Lei n.º 10.438/2002, de grande importância para o tema em tela, além de criar o PROINFA, determinou a universalização do serviço público de energia elétrica. Ela foi regulamentada pelo Decreto n.º 4.873/2003, que criou o programa LUZ PARA TODOS, destinado a propiciar, até o ano de 2010, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a ela.

Esse programa tem como prioridades (Brasil, 2003): (a) projetos em municípios com índice de atendimento inferior a oitenta e cinco por cento, segundo dados do Censo 2000; (b) projetos de eletrificação rural que beneficiem populações atingidas por barragens, cuja responsabilidade não esteja definida para o executor do empreendimento; (c) projetos de eletrificação rural que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentem o desenvolvimento local integrado; (d) projetos de eletrificação rural em escolas públicas, postos de saúde e poços de abastecimento de água; (e) projetos de eletrificação rural que visem atender assentamentos rurais; e (f) projetos de eletrificação para o desenvolvimento da agricultura familiar. Como se pode verificar, essas prioridades enquadram-se perfeitamente nas utilizações de propósito social abordadas anteriormente neste texto, quando se tratou do propósito da GD.

Adicionalmente, as alternativas de atendimento contempladas na execução do LUZ PARA TODOS são a extensão de redes convencionais e os sistemas de geração descentralizados, com redes isoladas ou sistemas individuais. Nesse aspecto, à exceção da extensão de redes convencionais, as demais alternativas de atendimento enquadram-se perfeitamente no conceito de GD desenvolvido neste texto. Sendo assim, mesmo que o programa LUZ PARA TODOS, na sua proposta de difícil cumprimento, não tenha abordado explicitamente a GD, há de se reconhecer que ele tornou-se um grande estímulo a experiências de desenvolvimento de fontes de GD de pequeno porte em diversas localidades do território nacional.

2.7.2 Definição legal de GD

Apesar da legislação anterior e de antigas práticas no setor elétrico brasileiro, a GD somente tornou-se tema registrado na legislação brasileira com o Decreto n.º 5.163/2004, da seguinte forma (Brasil, 2004):

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8.º da Lei n.º 9.074¹⁸, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I – hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II – termelétrico, inclusive de co-geração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL¹⁹, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do *caput*.

¹⁸ Potenciais hidráulicos iguais ou inferiores a 1.000 kW e termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (Brasil, 1995).

¹⁹ Essa regulação foi feita pela Resolução Normativa ANEEL n.º 228/2006, que estabeleceu os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) (ANEEL, 2006).

Uma análise criteriosa desse dispositivo legal autoriza as seguintes conclusões:

- (a) Para que um empreendimento seja considerado GD, ele deve gerar energia elétrica conectado diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador da energia.
- (b) Estão contemplados nessa definição de GD todas as formas de geração elétrica, havendo restrição apenas às hidrelétricas e às termelétricas: para aquelas, a restrição é ter capacidade instalada inferior a 30 MW; para estas, a restrição é possuir eficiência energética superior a 75%, à exceção das que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível, aos quais não se aplica o referido limite de eficiência.
- (c) A consideração acerca do que seja GD foi explicitada para fins do decreto que a descreveu.

Desse modo, o Decreto n.º 5.163/2004 representou, sem dúvida, um marco regulatório importante para a GD, pois registrou o termo na legislação nacional; estipulou uma idéia de localização da GD no sistema elétrico, discutida anteriormente, e reconheceu a participação efetiva da GD no suprimento de energia às concessionárias; apesar da restrição feita à capacidade instalada de PCHs, permitiu a vinculação do conceito de GD a todos os tipos de fontes de GD; e, ao restringir a definição feita ao âmbito do próprio decreto, não definiu GD para todos os usos oficiais no país. Essa última conclusão pode ser entendida como uma dificuldade, pois, sem a vinculação, outros instrumentos normativos podem produzir retrocessos no processo de aperfeiçoamento da legislação; por outro lado, ela pode ser entendida como um benefício, pois parece solicitar que futuros dispositivos legais a completem e aprimorem.

2.7.3 A GD após o Decreto n.º 5.163/2004

Com a entrada em vigor desse decreto, surgiram algumas oportunidades para a GD (Romagnoli, 2005; Rodrigues, 2006):

- (a) Como alternativa para a cobertura de déficits contratuais, as distribuidoras poderão efetuar contratos, em prazos mais curtos, com empreendimentos de GD até o limite de 10% da carga dela. Essa aquisição poderá ocorrer à margem dos leilões: a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de GD deve ser somente precedida de chamada pública, e o preço da aquisição dessa energia poderá

ser repassado integralmente à tarifa final de fornecimento até o limite do Valor Anual de Referência (VR).

- (b) As fontes de GD poderão participar como geradores dos leilões regulados de energia nova e de leilões de ajustes, ambos regulados e promovidos pela CCEE, com a autorização da ANEEL.
- (c) As fontes de GD poderão negociar contratos diretamente com consumidores livres e comercializadores.
- (d) Uma vez que as distribuidoras precisam elaborar suas projeções de carga para um período futuro de cinco anos, havendo pequena tolerância para erros, elas necessitam monitorar seus déficits contratuais para não incorrerem em penalidades rigorosas e para dar destino econômico aos seus eventuais superávits contratuais. Considerando-se que os projetos de GD normalmente têm prazo de implantação mais curto que os grandes projetos de geração, as distribuidoras poderão optar pela GD no atendimento ao seu planejamento de mercado.
- (e) Esse decreto não admite exposição direta da distribuidora ao mercado *spot*; caso isso ocorra, a distribuidora estará sujeita a uma penalidade correspondente ao maior valor entre o preço de liquidação de diferenças (PLD) e o VR.
- (f) Esse decreto prevê a possibilidade de desconstrução de até 4% do Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) por motivo de perda de consumidores livres.
- (g) Esse decreto estabelece que existirá um mecanismo de compensação de sobras e déficits entre distribuidores, todo mês, para que se troquem sobras de uns por déficits de outros, via transferência do CCEAR para aquele mês.

Com tudo isso, verifica-se que (Romagnoli, 2005): um mínimo de eficiência passa a ser exigido dos empreendimentos de GD; a GD deixa de ser vista como concorrente da distribuidora e causadora de perdas de receita, podendo até se constituir importante ferramenta de planejamento e alternativa para que a concessionária não necessite submeter-se aos preços do mercado *spot*, que podem ser muito elevados; os empreendimentos de GD podem assumir papel muito importante como instrumento de planejamento das distribuidoras e das geradoras para corrigir desvios de demanda pelo fato de exigirem prazos menores para implantação; há vantagens na utilização da GD como recurso de planejamento em virtude de a sua modularidade permitir acréscimos de geração menores, com maior possibilidade de compatibilização entre oferta e demanda; a GD pode

ser nicho até mesmo para as empresas geradoras com vistas a reduzir o custo marginal de expansão, pois não há impedimento a que elas invistam em GD na área de concessão das distribuidoras; autoprodutores poderão vender seus excedentes como parcela de GD a preços competitivos, pois o investimento deles, em geral, já foi amortizado pela parcela de autoprodução.

2.7.4 O PROINFA

Apesar de todas as barreiras apresentadas, a GD têm experimentado crescimento cada vez mais pronunciado na Europa e nos EUA, principalmente no que se refere à energia eólica. Esse crescimento só tem sido possível em razão da existência de consistentes políticas de incentivo, de subsídios, do estabelecimento de mercados garantidos, entre outros mecanismos que possibilitam competição, principalmente econômica, mais equilibrada entre as soluções convencionais e as soluções alternativas. No Brasil, o programa mais conhecido e estruturado de incentivo às fontes alternativas é o PROINFA.

Criado pela Lei n.º 10.438/2002, esse programa tem como principal objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, PCHs e biomassa, em um total de 1.100 MW por fonte, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante procedimentos divididos em duas etapas seqüenciais. Para a primeira etapa, algumas das principais previsões são as seguintes (Brasil, 2002):

- (a) Os contratos, celebrados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), deverão viabilizar a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto até o final de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de vinte anos, contados a partir da data de entrada em operação neles definida.
- (b) A contratação referida anteriormente deverá implantar 1.100 MW de capacidade em cada tipo de fonte participante, e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como pisos 50%, 70% e 90% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, para a produção concebida a partir de biomassa, PCHs e energia eólica, respectivamente.

- (c) O valor pago pela energia elétrica adquirida e os custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela ELETROBRÁS na contratação serão rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente aos consumos verificados.
- (d) A contratação das instalações aqui tratadas far-se-á por chamada pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, daquelas habilitadas, primeiramente as que obtiveram primeiro a Licença Ambiental de Instalação (LI), limitando-se a contratação por unidade da Federação a 20% das fontes eólica e a biomassa e a 15% das PCHs.

Para a segunda etapa, algumas das principais previsões são as seguintes (Brasil, 2002):

- (a) Atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no país, objetivo a ser alcançado em até vinte anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.
- (b) Os contratos serão celebrados pela ELETROBRÁS, com prazo de duração de vinte anos e preço equivalente ao valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais termelétricas a gás natural, calculado pelo Poder Executivo.
- (c) A aquisição far-se-á mediante programação anual de compra da energia elétrica de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios verificados entre o previsto e realizado de cada exercício, no subsequente.
- (d) O produtor de energia alternativa fará jus a um crédito complementar, calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, e o valor recebido da ELETROBRÁS, para produção concebida a partir de biomassa, pequena central hidrelétrica e eólica.
- (e) A contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do Programa, podendo o Poder Executivo, a cada cinco anos de implantação dessa Segunda Etapa, transferir para as outras fontes

o saldo de capacidade de qualquer uma delas, não contratada por motivo de falta de oferta dos agentes interessados.

- (f) O valor pago pela energia elétrica adquirida na forma do exposto para a Segunda Etapa, os custos administrativos, financeiros e os encargos tributários incorridos pela ELETROBRÁS na contratação, serão rateados, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente aos consumos verificados.

Como se pode ver, apesar de o PROINFA ter sido lançado com limitação global de potência, com limitação de potência por fonte participante e com exclusão de importantes e promissoras fontes alternativas e renováveis — como é o caso da energia solar térmica e da solar fotovoltaica —, trata-se de um programa que tem o mérito de abrir espaço oficial para empreendimentos de GD, com privilégio para fontes alternativas e renováveis e com nítidas preocupações ambientais e sociais, servindo de ponto de ancoragem para futuros e necessários programas de incentivo à GD.

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista que este trabalho corresponde a uma tese de doutorado acadêmico na área de GD, a primeira desenvolvida nesta instituição a tratar explicitamente do assunto, este capítulo visou à descrição detalhada de diversos aspectos relevantes relacionados à GD, não tendo a preocupação de focar somente os pontos que interessariam diretamente ao objetivo final do trabalho. Assim, foram abordados a história da indústria da energia elétrica e suas relações com a GD, o conceito de GD e outros conceitos correlatos; foram propostas novas classificações de aspectos relevantes da GD e uma nova definição de GD, mais completa e com mais aplicabilidade que as existentes; foram apresentados e analisados os aspectos positivos e negativos da GD e as barreiras à sua implementação; e foi discutida a GD no Brasil do ponto de vista do marco regulatório. Como resultados das discussões desenvolvidas, apresentaram-se sugestões claras de utilização prática da definição proposta de GD, associada às respectivas classificações, e de criação do índice de distribuição da geração.

A definição aqui proposta, associada às propostas de classificação de diversos de seus aspectos, tem potencial para, com os ajustes necessários, servir de importante instrumento de gestão governamental de projetos de geração elétrica, com capacidade de realizar avaliação de caráter unicamente meritório, com muito mais objetividade que a usual nesse tipo de procedimento. Ademais, as definições e classificações propostas neste trabalho poderão ser úteis para o aprimoramento da legislação nacional, contribuindo para o estabelecimento de um necessário novo paradigma no setor elétrico.

Esse esmero no detalhamento de todos esses aspectos, com a iniciativa de analisar profundamente as referências bibliográficas e de registrar novas idéias para discussões futuras, tornou este capítulo atipicamente extenso; porém, igualmente rico em informações que mostram e definem o atual estado-da-arte em GD, que contribuem para construir um novo conceito e uma nova definição de GD e que, possivelmente, qualificam-no para utilização como referência bibliográfica em outros estudos nesta área.

3 FONTES E TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As discussões e as classificações feitas no capítulo anterior mostraram que, considerando-se o conceito lá construído e a proposta de definição de GD, esse tipo de geração não está associado a nenhuma fonte primária de energia específica, renovável ou não-renovável, tradicional ou não-tradicional, nem a alguma tecnologia específica de conversão de energia da forma não-elétrica para a forma elétrica. Sendo assim, a GD pode ocorrer, em princípio, a partir de qualquer tipo de fonte primária de energia, que será utilizada em um processo de geração de energia elétrica que empregue qualquer tecnologia. No caso de sistemas híbridos, são, via de regra, utilizadas mais de uma fonte primária e(ou) mais de uma tecnologia de geração. Por tal motivo, esse assunto não foi tratado no capítulo anterior. Todavia, é necessário esclarecer que algumas tecnologias de geração de energia elétrica estão inequívoca e definitivamente vinculadas a uma única fonte primária de energia, como é o caso dos painéis fotovoltaicos, que sempre gerarão energia elétrica pela conversão da energia proveniente da radiação solar.

Alguns autores sintetizam informações que permitem comparações entre as diferentes formas de GD. Apesar de essas informações não serem apresentadas em perfeita sintonia com as classificações e a definição propostas de GD no capítulo anterior, elas permitem o início da discussão relativa ao assunto e a visualização mais abrangente de muitas dessas formas, conforme exemplos a seguir.

Na literatura especializada da área, são citadas, com diferentes classificações, diversas fontes primárias de energia e tecnologias passíveis de serem utilizadas para a GD, que incluem: pequenas turbinas a gás, motores recíprocos associados a geradores síncronos ou de indução, energia geotérmica, PCHs, energia eólica, energia solar-fotovoltaica, energia solar-térmica, células a combustível, armazenamento em baterias, capacitores, volantes de inércia²⁰ e supercondutores, microturbinas a gás, co-geração, heliotérmica, energia dos oceanos, energia das marés, energia das ondas, motores *stirling*, turbinas a gás

²⁰ Volantes de inércia são dispositivos mecânicos que, uma vez postos e mantidos em rotação, armazenam energia cinética que, em momento oportuno, é convertida em energia elétrica por meio do acionamento de geradores elétricos rotativos.

convencionais, motores alternativos de combustão interna, motores de combustão interna, gás natural, biomassa, biogás, biodiesel, hidrogênio e, é claro, todos os sistemas híbridos que resultarem da combinação de mais de uma das anteriores.

O Quadro 3.1 (R.W. Beck & Distributed Utilities Associates apud Rodríguez, 2002) apresenta diversas tecnologias associadas a fontes de combustível e ao modo de conexão com a rede elétrica, classificando-as quanto ao porte. O Quadro 3.2, por sua vez, apesar de não tratar especificamente de GD, traz informações relativas ao que os respectivos autores consideram fontes alternativas de energia elétrica, o que permite comparar diversas características delas. Apenas com esses exemplos, fica fácil constatar-se que é muito grande a quantidade de informações importantes a serem analisadas para o bom entendimento acerca desse assunto, haja vista a enorme diversidade de possibilidades de combinação entre fontes de energia e tecnologias.

Outros autores tentam classificar a GD sob o foco da associação entre fonte primária de energia e tecnologia empregada, produzindo diagramas como o mostrado na Figura 3.1, apresentada por El-Khattam e Salama (2004), que adiciona, aos aspectos já citados, o da tradição. Diagramas desse tipo são muito úteis no entendimento completo de um determinado projeto de GD: no caso em tela, os autores afirmam ter interesse em focar as microturbinas e as células a combustível. Todavia, para se fazer uma classificação global, envolvendo todos os tipos de fontes e de tecnologias, esse tipo de diagrama apresentaria muitos senões e restrições, como exemplificado na Figura 3.1, ou se tornaria tão grande e complexo a ponto de inviabilizar a sua utilização. Relembrando informações do capítulo anterior, a opção feita neste trabalho foi classificar a GD quanto a fontes e tecnologias de forma separada e, quanto às tecnologias, de modo bem mais simples que o proposto na Figura 3.1, pois essa complexidade não traz benefícios ao que aqui se pretende. Na Figura 3.1, as siglas vinculadas a células a combustível designam tecnologias diferentes desse equipamento, que serão descritas posteriormente.

Quadro 3.1 *Classificação de tecnologias de emprego comum em GD.*

Tecnologia	Fonte de combustível	Interface	Pequeno < 100 kW	Intermediário 100 kW – 1 MW	Grande > 1 MW
Pequenas turbinas a gás	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta			X
Motores recíprocos com geradores síncronos ou de indução	Combustível fóssil e biogás	Conexão direta	X	X	X
Geotérmica	Renovável	Conexão direta		X	X
PCHs	Renovável	Conexão direta		X	X
Eólica	Renovável	Inversor	X	X	X
Fotovoltaica	Renovável	Inversor	X	X	
Células a combustível	Combustível fóssil e renovável	Inversor	X	X	X
Solar-térmica	Renovável	Conexão direta	X	X	X
Armazenamento em baterias	Rede elétrica	Inversor	X	X	X
Armazenamento em capacitores	Rede elétrica	Inversor	X	X	
Armazenamento em volantes de inércia	Rede elétrica	Inversor		X	X
SMES ^a	Rede elétrica	Inversor		X	X
Microturbinas	Combustível fóssil	Inversor	X	X	

Fonte: RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. 2002. 118 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos)–Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002. (modificado)

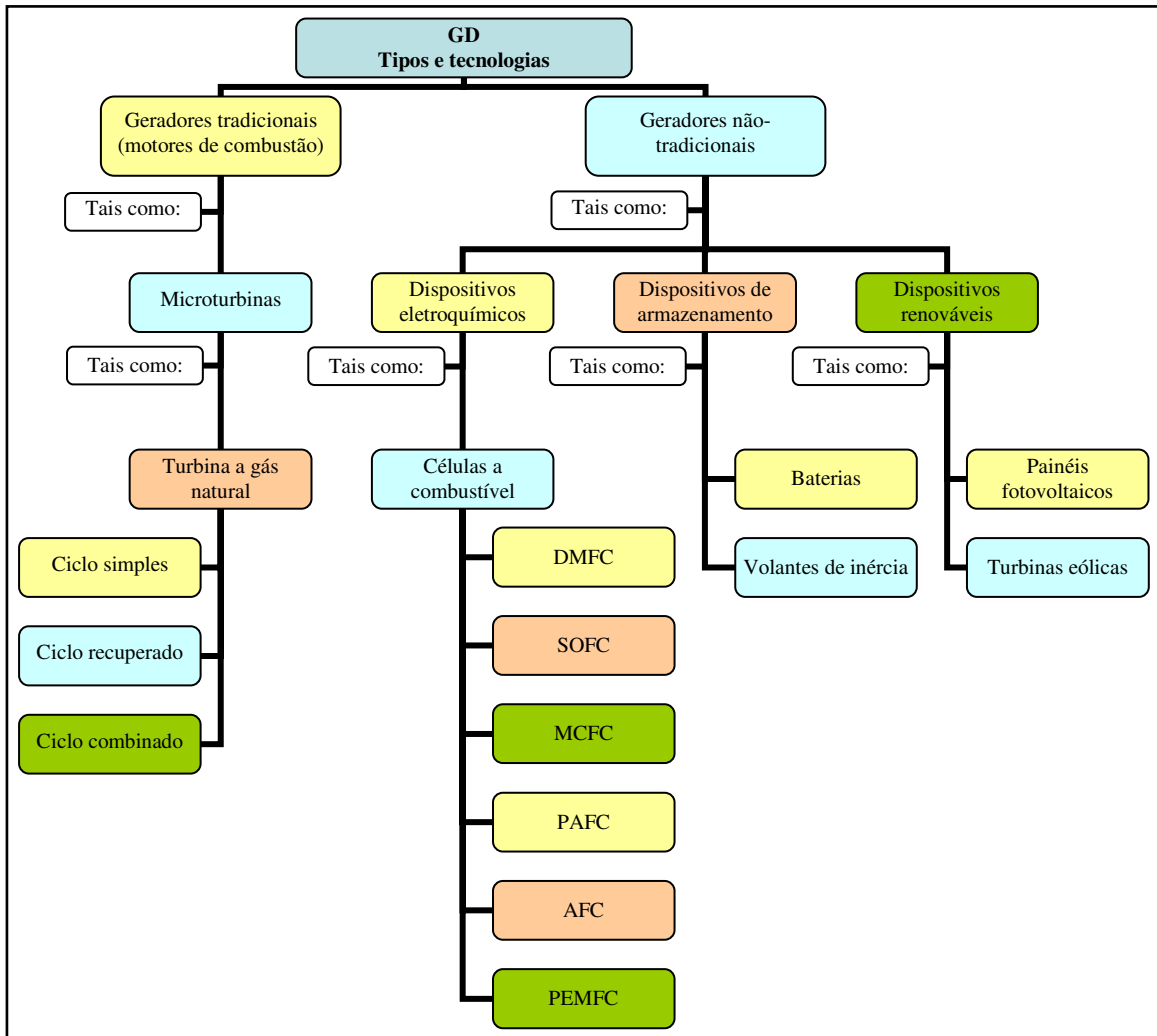
(a) SMES é a sigla de *superconducting magnetic energy storage* – armazenamento de energia magnética em supercondutor.

Quadro 3.2 Comparação das características das fontes alternativas de energia elétrica.

Avaliação	Solar-térmica	Fotovoltaica	Hidrelétrica	Eólica	Oceânica (térmica)	Oceânica (marés)	Geotérmica
Investimento de capital	alto	alto	muito alto	moderado	muitíssimo alto	muito alto	baixo
Custo operacional	moderado	moderado	muito baixo	baixo	desconhecido	muito pequeno	pequeno
Eficiência	15%	5% – 10%	80%	42%	7%	25%	100%
Poluição	nenhuma	calor	nenhuma	visual	nenhuma	nenhuma	baixa
Custo nivelado ^a	US\$ 0,25/kWh	US\$ 0,16/kWh	US\$ 0,04/kWh	US\$ 0,04/kWh a US\$ 0,05/kWh	desconhecido	desconhecido	baixo
Impacto ambiental	moderado	alto	muito alto	baixo	desconhecido	moderado	baixo
Alta escala	muito caro	muito caro	já comprovado	possível	possível	alguns locais	alguns locais
Baixa escala	não	difícil	baixa queda	sim	não	não	não
Capacidade unitária	1.000 MW	depende da área	2.000 MW a 6.000 MW	variável	sem limite	250 MW	1.000 MW

Fonte: REIS, Lineu Belico dos; SILVEIRA, Semida (Org.). *Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável: introdução de uma visão multidisciplinar*. 2. ed. São Paulo: Edusp, 2001. (modificado)

(a) O custo nivelado aqui informado é o custo da energia calculado com base no custo anual nivelado, que considera o tempo de construção e o período de vida útil do empreendimento e a taxa de juros utilizada para a consideração do efeito do dinheiro no tempo.



Fonte: EL-KAHATTAM, W; SALAMA, M.M.A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. In: *Electric Power Systems Research*, Elsevier Science, Oxford, UK, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004. (modificada)

Figura 3.1 *Classificação de GD quanto a tipos e tecnologias.*

Considerando toda essa diversidade e o objetivo final deste trabalho, foi feita a opção de se descreverem aqui, com detalhamento suficiente, apenas as formas de GD de interesse direto do trabalho, que corresponde ao estudo de um sistema híbrido que integra geração fotovoltaica, geração por meio de célula a combustível e armazenamento de energia na forma de baterias e de hidrogênio. Este capítulo presta-se a tal propósito e, com isso, possibilita que o assunto relacionado ao objetivo final deste trabalho seja diretamente abordado no próximo capítulo.

3.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

3.2.1 Aspectos gerais da energia solar

A energia do Sol é originada em sucessivas reações de fusão nuclear. Segundo informado por Shayani (2006), a cada segundo, aproximadamente 6×10^{11} kg de H_2 são convertidos em He, com consumo aproximado de massa de 4×10^9 kg e com liberação energética de 4×10^{20} J. De toda essa energia, cerca de 99% são emitidos na forma de radiação eletromagnética, sendo que cerca de 9% são de radiação ultravioleta, 40% localizam-se na região visível do espectro e cerca de 50% são de radiação infravermelha, com comprimentos de onda que variam entre 0,2 μm e 3,0 μm (Hinrichs e Kleinbach, 2003). Sabendo que a massa total do Sol é de aproximadamente 2×10^{30} kg, a projeção para a sua vida útil é de, no mínimo, 10 bilhões de anos (Sze apud Shayani, 2006), o suficiente para se considerar, ainda por muito tempo, o Sol como fonte inesgotável de energia e sem nenhum risco de contingenciamentos técnicos, econômicos, militares e(ou) políticos.

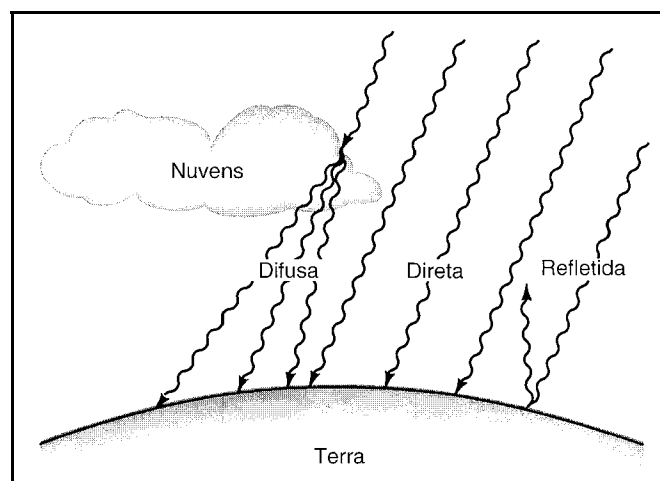
A Terra tem raio médio de 6.400 km, com superfície de interceptação da luz solar de aproximadamente $1,28 \times 10^8$ km² e recebe, permanentemente sobre a superfície iluminada, $1,748 \times 10^{11}$ MW. Com isso, anualmente, cerca de $1,531 \times 10^{18}$ kWh de energia solar atingem a Terra. Essa energia corresponde a mais de 102.000 vezes o consumo mundial de energia elétrica, considerando-o igual a $1,50 \times 10^{13}$ kWh/ano — correspondente ao consumo mundial de eletricidade em 2005 (MME, 2008b)²¹ —; e corresponde a mais de 16.600 vezes o consumo mundial de energia, considerando-o igual a $9,20 \times 10^{13}$ kWh/ano — correspondente ao consumo mundial de energia em 2005 (MME, 2008b). Isso significa dizer que, a cada 6 min, a Terra recebe energia solar equivalente a todo o seu consumo anual de energia elétrica e que, a cada 32 min, a Terra recebe energia solar equivalente a todo o seu consumo anual de energia. A radiação solar incidente sobre a Terra a cada período de três dias está associada à energia equivalente à armazenada em todas as fontes conhecidas de energia fóssil, como o petróleo, o gás natural e o carvão (Aldabó, 2002).

²¹ Segundo MME (2008b), em 2005, o consumo mundial de energia foi igual a 7.912×10^6 tep (toneladas equivalentes de petróleo), dos quais 16,3% foram consumidos na forma de eletricidade, ou seja, $1.289,66 \times 10^6$ tep. Nesse relatório, foram utilizadas as seguintes relações: 1 tep = 11,63 MWh e 1 MWh = 0,086 tep.

Com todo esse potencial, é possível que sejam concebidos sistemas de geração de energia elétrica que não sejam dependentes dos recursos fósseis e que utilizem somente a radiação solar como fonte energética, seja de forma direta, obtida diretamente dos raios solares, seja de forma indireta, pelo uso de ondas, marés, ventos, força hidráulica e materiais de origem vegetal, como a biomassa, que são produzidos pelo Sol no processo da fotossíntese.

Uma vez na atmosfera terrestre, a radiação solar incidente no limite superior desta sofre, no percurso até o solo, os efeitos cumulativos de reflexões, dispersões e absorções, provocados por flutuações climáticas.

A incidência total da radiação solar sobre um corpo localizado no solo é a resultante da soma das componentes direta, difusa e refletida da radiação. Radiação direta é aquela que provém diretamente do disco solar sem ocorrência alguma de mudança de direção dos raios solares que não seja a ocasionada pela refração atmosférica. Radiação difusa é a recebida por um corpo após a direção dos raios solares ser alterada por reflexões nas nuvens ou espalhamento na atmosfera. Por sua vez, radiação refletida, ou albedo, é aquela recebida por um corpo após reflexão dos raios solares em superfícies adjacentes de prédios, árvores ou solos, sendo bastante dependente da forma e da textura da superfície refletora (Reis, 2003; Tiba, Fraidenraich e Barbosa, 1999). A Figura 3.2 mostra as componentes da radiação solar.



Fonte: HINRICHS, Roger A.; KLEINBACH, Merlin. *Energia e meio ambiente*. Tradução técnica de Flávio Maron Vichi e Leonardo Freire de Mello. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003. Tradução da 3. ed. norte-americana.

Figura 3.2 *Componentes da radiação solar.*

Em razão disso, os níveis de radiação solar em um plano horizontal na superfície da Terra sofrem influência de vários fatores, que incluem: (a) as estações do ano, em razão da alteração da inclinação do eixo de rotação da Terra em relação ao plano da órbita em torno do Sol; (b) características da região em que o plano se encontra, tais como a latitude, as condições meteorológicas e a altitude.

Existem instrumentos adequados à medição da radiação solar. O piranômetro é o instrumento mais utilizado na medição da radiação total, pois tem o sensor localizado no plano horizontal e recebe, então, radiações provenientes de todas as direções no hemisfério de atuação. Para a medição da radiação direta, utiliza-se o piro-heliômetro, instrumento provido de um dispositivo de acompanhamento do Sol e de um sistema ótico que admite apenas a energia proveniente do disco solar e de um estreito anel adjacente (Reis, 2003).

Em virtude da natureza estocástica da radiação solar incidente na superfície terrestre, é conveniente que se baseiem estimativas e previsões relativas à radiação solar em informações solarimétricas obtidas durante prolongados períodos de tempo. Os dados solarimétricos são apresentados habitualmente sob a forma de energia coletada ao longo de um dia, produzindo uma média mensal ao longo de muitos anos. Nesse contexto, o langley²² apresenta-se como unidade importante, e as unidades de medição mais frequentes são langley/dia (Ly/dia), cal/(cm².dia) e Wh/(m².dia). Normalmente, a intensidade média diária é medida em W/m², sendo que 1 Ly/dia \approx 11,622 Wh/(m².dia) \approx 0,48425 W/m².

Segundo Palz (2002), em condições atmosféricas ótimas — céu claro sem nuvem alguma —, a insolação máxima observada ao meio-dia em um local situado ao nível do mar é de 1 kW/m². Esse valor atinge 1,05 kW/m² a 1.000 m de altura e, nas altas montanhas, chega a 1,1 kW/m². Fora da atmosfera, essa intensidade eleva-se para 1,366 kW/m², sendo denominada **constante solar**. Trata-se de um valor médio, porque ela varia com a trajetória da Terra em torno do Sol. Além disso, a radiação solar total incidente varia de um local para outro na superfície terrestre. Enquanto uma superfície horizontal no sul da Europa ocidental recebe a média anual de 1.500 kWh/m² e, no norte, a média anual varia entre

²² O langley (Ly) é uma unidade internacional utilizada para medir a radiação solar, ou insolação, assim denominada em 1947, em homenagem póstuma a Samuel Pierpont Langley (1834 – 1906), astrônomo, físico e inventor americano (Wikipedia, 2007a). Um langley é exatamente igual a uma caloria termoquímica por centímetro quadrado: 1 Ly = 1 cal/cm². No Sistema Internacional de Unidades, 1 Ly = 41.840 J/m². Logo, 1 kWh/m² \approx 86,042 Ly e 1 Ly \approx 11,622 Wh/m².

800 kWh/m² e 1.200 kWh/m², uma superfície no deserto do Saara recebe cerca de 2.600 kWh/m², em média, por ano, o que representa o dobro da média europeia.

O Brasil possui ótima radiação solar, principalmente no nordeste. Na região do semi-árido nordestino estão os valores mais altos de radiação, que chegam à faixa de 200 W/m² a 250 W/m² de potência contínua, o que equivale à faixa de 1.752 kWh/m² a 2.190 kWh/m² por ano de radiação incidente. Com isso, o local pode ser considerado uma das regiões do planeta com maior potencial de geração elétrica a partir da energia solar.

3.2.2 Energia solar-fotovoltaica

A geração de energia elétrica a partir da energia solar pode ocorrer de duas formas: (a) indiretamente, por meio do uso do calor para gerar vapor que, expandindo-se em turbina a vapor, aciona um gerador elétrico em uma usina termelétrica — constituindo os sistemas termossolares; (b) diretamente, por meio do uso de painéis fotovoltaicos — constituindo os sistemas fotovoltaicos. Com isso, é importante ressaltar que, no caso da energia solar, a mesma fonte de energia pode suprir duas diferentes formas de geração elétrica. No primeiro caso, diferentes tecnologias poderiam ser utilizadas para gerar eletricidade em processo termelétrico. No segundo caso, apenas uma tecnologia habilita-se para tal: os painéis fotovoltaicos; sendo assim, esta última situação dispensa a diferenciação terminológica entre fonte e tecnologia, que serão simplesmente denominadas doravante tecnologia. A grandeza básica para o aproveitamento da energia solar é a radiação solar incidente no sistema de geração elétrica, seja ele termossolar ou fotovoltaico.

Segundo registram Reis e Silveira (2001), o uso da energia solar para geração termelétrica ainda é pouco utilizada, mesmo em centrais de porte razoável, principalmente nos EUA. Por sua vez, a geração solar-fotovoltaica tem tido muito mais aplicação, mesmo que em instalações de menor porte, não apenas nos países desenvolvidos, como EUA, Japão e Alemanha, mas também nos países em desenvolvimento, principalmente para o suprimento de eletricidade para pequenos sistemas isolados, em projetos-piloto e na eletrificação de equipamentos solitários, tais como radares e retransmissores de microondas. Embora o

custo inicial objetivo²³ desta tecnologia ainda não seja muito estimulante, mostra forte tendência de diminuição com a evolução tecnológica e com a produção em larga escala. Apesar da enorme divergência dos autores quanto a esse assunto, Reis e Silveira (2001) acreditam que a geração solar-fotovoltaica pode ser considerada a forma não-tradicional de geração de eletricidade mais atraente para o Brasil e para o mundo no médio e no longo prazos, provavelmente em razão da grande disponibilidade de radiação solar no planeta e pela expectativa de grande redução no custo dos empreendimentos de geração fotovoltaica.

Ainda com relação ao custo da tecnologia, Scheer (2002) afirma, categoricamente, que se deve produzir, sem demoras nem limitações, o progresso da energia solar, não obstante todas as considerações econômicas, pois a demora implicará custo social maior que o custo para tornar realidade as energias e matérias-primas solares; quanto mais rapidamente as energias e matérias-primas solares substituam as fósseis, maior será a economia para a sociedade, que não terá de custear as reparações de catástrofes fósseis, sejam por danos causados por furacões, inundações ou guerras energéticas, sejam por gastos crescentes devido à eliminação de resíduos ou devido ao custo da crescente burocracia ambiental. O autor ainda critica a forma pela qual a sociedade moderna, tão dada ao desperdício em muitos aspectos, preocupa-se em demasia com os preços da energia, impondo-se, assim, limitações relativas a fontes energéticas que, apesar de mais caras, são também mais compatíveis com a natureza.

A Tabela 3.1, a seguir, mostra a distribuição das fontes energéticas utilizadas em 2002 e em 2005 para a geração de eletricidade no mundo. Verifica-se que, em 2002, 81,5% da energia elétrica produzida no mundo advém da utilização de recursos fósseis — carvão, gás e petróleo — e nucleares; em 2005, esse número subiu para 81,8%. Essa constatação é coerente com a informação, também prestada pela IEA, de que, no período de 1973 a 2005, houve aumento percentual na participação de combustíveis fósseis para a geração total de energia elétrica no mundo. Essa tendência, que é antagônica às reconhecidas necessidades do planeta na redução da poluição ambiental e, principalmente, do efeito estufa, pode, ao menos em parte, ser explicada pelo período de crescimento pelo qual passa a economia global, com grande crescimento de muitos países emergentes.

²³ O termo “objetivo” é utilizado aqui para criar uma qualificação específica para a expressão “custo inicial”, diferenciando-a da expressão **custo inicial real atribuído**, que será utilizada posteriormente. Essas duas expressões serão utilizadas e devidamente explicadas oportunamente.

Tabela 3.1 *Geração de energia elétrica no mundo, em 2002 e em 2005, conforme as fontes utilizadas.*

Fonte de energia	2002		2005	
	TWh de geração	Percentual da geração total	TWh de geração	Percentual da geração total
Carvão	6.266	38,8	7.349	40,3
Gás	3.065	19,0	3.592	19,7
Hidráulica	2.677	16,6	2.918	16,0
Nuclear	2.661	16,5	2.772	15,2
Petróleo	1.161	7,2	1.203	6,6
Outras ^a	303	1,9	401	2,2
Totais	16.133	100,0	18.235	100,0

Fontes: SHAYANI, Rafael Amaral. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)– Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006. (modificada)

IEA – International Energy Agency. *Key world energy statistics 2007*. Disponível em: www.iea.org. Acesso em: 24 maio 2008a. (modificada)

(a) Outras incluem geotérmica, solar, eólica, combustíveis renováveis e resíduos.

O caso brasileiro é bem mais favorável, sob esse ponto de vista, do que a média mundial, devido à existência de grande parque gerador hidrelétrico, que utiliza uma fonte primária renovável de energia. A Tabela 3.2, a seguir, mostra a distribuição das fontes energéticas utilizadas em 2002, 2005 e 2006 para a geração de eletricidade no Brasil.

Verifica-se que, em 2002, quase 87% da energia elétrica gerada no Brasil proveio de fontes renováveis de energia, número que subiu para pouco mais de 87% em 2005 e, em 2006, voltou a ficar abaixo dos 87%. De 2002 a 2005, houve aumento de 16,59% na geração total de energia elétrica, que teve contribuição substancial do aumento de 17,95% na geração hidrelétrica, em razão da melhoria das condições de hidraulicidade; de 2005 para 2006, houve aumento de 4,05% na geração total, com a contribuição do incremento de 3,36% na geração hidrelétrica.

De 2002 a 2005, destaques ambientalmente positivos podem ser feitos para a redução na geração com base em fontes não-renováveis: 28,77% na geração nuclear e de 51,46% na geração à base de óleo combustível, que aumentaram de 2005 para 2006. Também, houve aumentos na geração com base em fontes renováveis, como a hidrelétrica, já citada, e a

geração com base em bagaço de cana-de-açúcar, que cresceu 42,93% de 2002 a 2005 e, de 2005 a 2006, 9,08%. De 2002 a 2006, houve aumento de 47,17% na geração com base em gás natural, que, apesar de ser fonte não-renovável, é menos poluidora que os derivados de petróleo. Vale a pena ressaltar o recente conflito envolvendo o comércio de gás natural entre Brasil e Bolívia: trata-se de um exemplo em que uma fonte de energia importante sofre contingenciamento político-econômico. Finalmente, é importante destacar o enorme crescimento da geração eólica de 2002 a 2006, 288,52%, apesar de ela ser fonte de relevância muito pequena para a matriz nacional de geração elétrica.

Tabela 3.2 *Geração de energia elétrica no Brasil, em 2002, 2005 e 2006, conforme as fontes utilizadas.*

Fonte de energia	2002		2005		2006	
	GWh de geração	Percentual da geração total	GWh de geração	Percentual da geração total	GWh de geração	Percentual da geração total
Hidráulica	286.092	82,76	337.457	83,73	348.805	83,18
Nuclear (urânio)	13.836	4,00	9.855	2,44	13.754	3,28
Gás natural	12.406	3,59	18.812	4,67	18.258	4,36
Óleo combustível	6.207	1,80	3.013	0,75	4.206	1,00
Óleo diesel	5.630	1,63	7.598	1,89	6.547	1,56
Bagaço de cana-de-açúcar	5.360	1,55	7.661	1,90	8.357	1,99
Carvão vapor	5.327	1,54	6.352	1,58	6.730	1,61
Outras recuperações	4.184	1,21	5.513	1,37	4.255	1,01
Lixívia	3.515	1,02	4.482	1,11	5.199	1,24
Outras secundárias	1.683	0,49	1.127	0,28	1.655	0,39
Gás de coqueria	693	0,20	450	0,11	458	0,11
Lenha	677	0,20	618	0,15	876	0,21
Eólica	61	0,01	93	0,02	237	0,06
Totais	345.671	100,00	403.031	100,00	419.337	100,00

Fonte: MME – Ministério de Minas e Energia. *Balanço energético nacional (BEN) – 2003*. Brasília: MME, 2007. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 20 mai. 2007a. (modificada)

MME – Ministério de Minas e Energia. *Balanço energético nacional (BEN) – 2006*. Brasília: MME, 2007. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 20 mai. 2007b. (modificada)

MME – Ministério de Minas e Energia. *Balanço energético nacional (BEN) – 2007*. Brasília: MME, 2008. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 24 mai. 2008b. (modificada)

O fato de o Brasil possuir grande parte de sua geração elétrica com base em fontes renováveis de energia é conhecido há muito tempo. Também é sabido que esse percentual

já foi maior que os atuais 87%, antes do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001 e 2002²⁴. Então, resta a conclusão de que o Brasil, país de enormes potencialidades para fontes renováveis, percorreu o caminho oposto ao que era de se esperar: seguiu a tendência do restante do mundo, ao aumentar a participação de fontes não-renováveis na sua matriz energética para a geração elétrica.

O contexto da introdução das termelétricas no Brasil a partir de 2001 foi marcante: os investidores praticaram uma espécie de capitalismo sem risco, pois tiveram garantia do retorno financeiro, com generosos lucros, em operação altamente subsidiada pelo governo (Alves Filho, 2003). Não obstante isso, as termelétricas não são a melhor solução para um país que tem excesso de potenciais hídricos a explorar²⁵, além de outros diversos potenciais de energia renovável: Alves Filho (2003) chega a denominar o Brasil de a “Arábia Saudita da Energia Renovável”, pelo fato de ser o país do mundo com o maior potencial hidrelétrico.

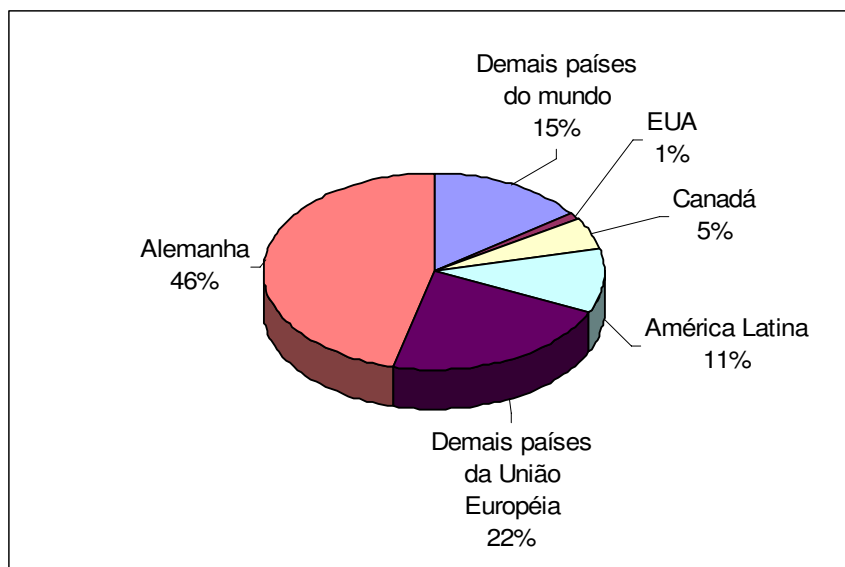
Sendo assim, o número 87% citado anteriormente deve ser avaliado considerando-se os benefícios que podem ser acrescentados pela GD. Conforme bem recorda Shayani (2006), o sistema elétrico brasileiro atual tem como base predominante a geração centralizada, o que contribui para o baixo IDH das comunidades isoladas, pois contribui para o grande número de localidades sem suprimento elétrico, para o pequeno desenvolvimento econômico na zona rural e para a grande quantidade de pessoas sem usufruir dos benefícios da energia elétrica, cerca de 15% da população brasileira, segundo Walter (2000).

Como paradoxo a ser analisado, a maior disposição em se investir na geração fotovoltaica encontra-se em países da União Européia, que não possuem os melhores índices de radiação solar. O Gráfico 3.1 mostra que 68% da energia gerada por meio de painéis fotovoltaicos encontra-se na União Européia, sendo a Alemanha a grande protagonista desse investimento. É possível que a explicação disso não se encontre exclusivamente na

²⁴ O racionamento ocorreu entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste; na região Norte, ocorreu entre agosto e dezembro de 2001. Apenas a região Sul ficou formalmente fora do racionamento. Nesse período, o país experimentou, pela primeira vez em 50 anos, taxa negativa de crescimento do consumo de energia elétrica: -7,7% (Tolmasquim, 2005).

²⁵ Segundo MME (2008a), o potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em 260.093 MW; todavia, até o final de 2006, havia apenas 73.434 MW implantados, cerca de 28,23% do total, e aproximadamente 5.200 MW em construção, 2% do total.

engenharia: por trás dos grandes investimentos em tecnologia nova, promissora, e de enorme esforço em criar e divulgar uma matriz energética ecologicamente correta, estão, certamente, motivações ambientais, mas, também, grandes interesses econômicos, sendo correto presumir que o país desenvolvedor da tecnologia dominante para a GD no futuro terá vantagens econômicas importantes.

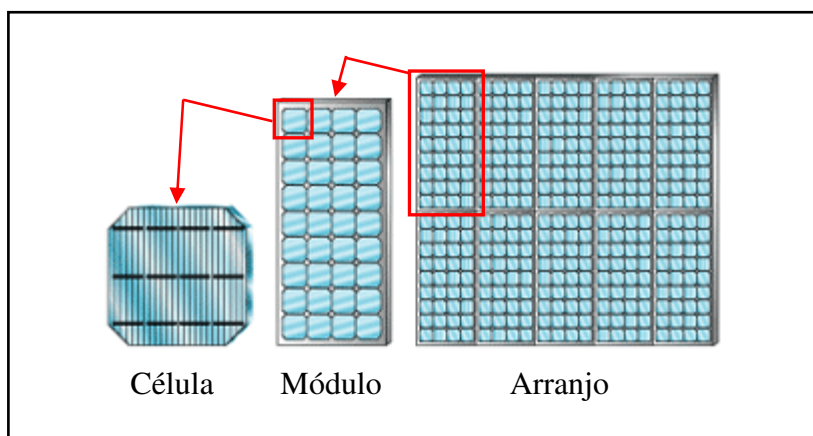


Fonte: IEA – International Energy Agency. *IEA Energy Statistics*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 4 dez. 2005. (modificada)

Gráfico 3.1 Contribuição percentual da geração fotovoltaica na geração total em 2002.

A geração fotovoltaica é uma tecnologia altamente modular, com ausência quase total de emissão de poluentes e de ruídos durante o funcionamento e baixa exigência de manutenção. O gerador fotovoltaico, usualmente conhecido por arranjo fotovoltaico, é constituído por módulos fotovoltaicos que, por sua vez, são constituídos por células fotovoltaicas, responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade na forma de CC, conforme pode ser visto na Figura 3.3. Em um mesmo módulo, as células são conectadas eletricamente em série, e a quantidade de módulos conectados em série determinará a tensão de operação do arranjo fotovoltaico em CC. A corrente do arranjo é definida pela conexão em paralelo de módulos individuais ou de *strings* — conjuntos de módulos conectados em série. A potência instalada do arranjo, usualmente especificada em CC, é dada pela soma das potências nominais individuais dos módulos.

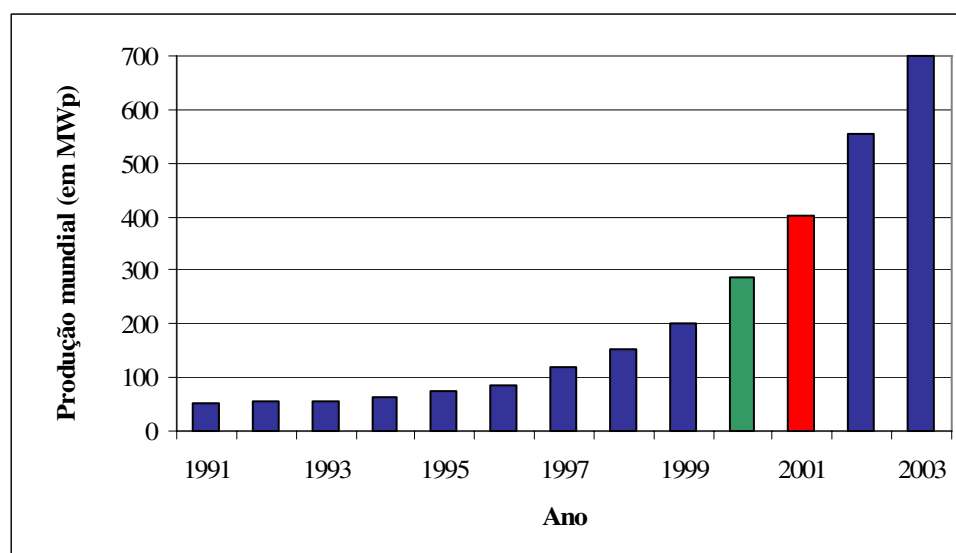
Por causa da baixa densidade energética envolvida com essa tecnologia, ela adapta-se melhor à GD que à geração centralizada, fato que evidencia um ótimo espaço a ser ocupado por ela, principalmente em localidades com altos índices de insolação.



Fonte: DOE – U.S. Department of Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE). *Solar Energy Technologies Program*. Disponível em: <www.eere.energy.gov/solar>. Acesso em: 2 jun. 2007. (modificada)

Figura 3.3 *Modularidade dos sistemas fotovoltaicos: célula, módulo e arranjo.*

Nos últimos vinte anos, a geração fotovoltaica atingiu o estágio comercial, sendo utilizada tanto em áreas isoladas quanto de forma conectada a rede elétrica existente. As taxas de crescimento da produção de módulos fotovoltaicos têm sido altas, da ordem de 15% ao ano desde 1983. No entanto, as taxas verificadas nos anos de 2000 e 2001 foram excepcionalmente altas, da ordem de 40%. Em 2001, a produção mundial de módulos fotovoltaicos atingiu os 401 MW, sendo que, em 2000, era de 287 MW, dos quais 172 MW no Japão. O Gráfico 3.2, a seguir, ilustra essa evolução.



Fonte: LORA, Electo Eduardo Silva; HADDAD, Jamil (Coord.). *Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. (modificado)

Gráfico 3.2 *Evolução da produção mundial de células e módulos fotovoltaicos.*

Com esse aumento de produção, os custos caíram muito: segundo Tester et al. (2005), a produção das primeiras células fotovoltaicas deu-se, em grande parte, em razão dos programas espaciais russo e norte-americano, e elas foram construídas ao custo de US\$ 250/W; em 2003, mais de 700 MW de células fotovoltaicas foram fabricadas ao custo aproximado de US\$ 2,50/W, o que representa uma redução de 100 vezes no preço das células fotovoltaicas.

Os sistemas fotovoltaicos que são instalados sem conexão a nenhuma rede elétrica, denominados sistemas fotovoltaicos autônomos, usualmente utilizam algum sistema auxiliar de armazenamento de energia, normalmente baterias, para manter o fornecimento total ou parcial de energia em períodos de radiação solar insuficiente ou inexistente. Esse tipo de sistema tem sido utilizado para a alimentação de instalações isoladas, possibilitando vários projetos sociais, agropastoris, de irrigação e de comunicações. As características positivas dos sistemas fotovoltaicos, que incluem a modularidade, os baixos custos de manutenção, a longa vida útil e, principalmente, a disponibilidade de longo prazo e a gratuidade da utilização da fonte primária de energia, tornam esses sistemas de grande relevância para as instalações isoladas. As três figuras a seguir, obtidas em DOE (2007) mostram aplicações de sistemas fotovoltaicos alimentando instalações isoladas. A Figura 3.4 mostra um sistema utilizado para bombeamento de água na zona rural do estado do Wyoming, nos EUA; a Figura 3.5 mostra um sistema fotovoltaico portátil altamente tolerante a baixas temperaturas que opera na região da Antártica provendo iluminação de segurança para pouso de aviões de carga; a Figura 3.6 mostra um sistema fotovoltaico instalado em um centro de saúde de uma pequena vila na Índia, provendo eletricidade para refrigeradores contendo remédios e vacinas, para iluminação e para outras necessidades importantes.

Mais recentemente, os sistemas fotovoltaicos são utilizados de forma integrada à rede elétrica, operando como usinas geradoras em paralelo com as usinas convencionais. Nesse caso, dispensa-se o sistema de armazenamento energético — evitando-se o seu elevado custo e a manutenção necessários —, pois, pelo fato de os sistemas estarem conectados à rede elétrica, nos períodos de radiação solar insuficiente ou inexistente, a rede convencional supre a demanda da instalação. Nesse caso, a conexão à rede é feita por meio de inversores de potência, que devem satisfazer a diversas exigências de qualidade da energia e de segurança para que não afetem negativamente a rede à qual estão conectados.



Figura 3.4 Sistema para bombeamento de água.



Figura 3.5 Sistema para a Antártica.



Figura 3.6 Sistema para centro de saúde.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem ser classificados em dois grandes grupos: (a) os que estão integrados arquitetonicamente às edificações, como, por exemplo, no telhado ou na fachada de um prédio, estando localizados junto ao ponto de consumo, total ou parcial, da energia gerada; e (b) os que estão instalados de forma centralizada em determinado local, como em uma usina geradora convencional, estando localizados a certa distância dos consumidores, aos quais se conectam por meio de linhas elétricas de transmissão e(ou) de distribuição.

3.2.3 O efeito fotovoltaico

O efeito fotoelétrico, fotoelétrico ou, ainda, fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, físico francês, em 1839, consiste no surgimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz incidente. A célula fotoelétrica, ou fotovoltaica, é a unidade fundamental do processo de conversão. Em 1954, nos laboratórios Bell, foi produzida a primeira célula solar de silício, que rapidamente atraiu o interesse do programa espacial norte-americano, devido à sua vantajosa relação entre potência e unidade de peso. Com o aperfeiçoamento nas aplicações

espaciais, a tecnologia fotovoltaica espalhou-se para as aplicações terrestres (Patel apud Shayani, 2006).

Apresenta-se, a seguir, um breve relato que, recordando alguns aspectos relativos à constituição da matéria, permite o entendimento do modo de operação de uma célula fotovoltaica.

Os elementos químicos possuem prótons e nêutrons concentrados no núcleo do átomo e elétrons que permanecem em órbitas de diferentes níveis de energia ao redor do núcleo: a permanência nas órbitas mais internas, mais próximas do núcleo, exige menos energia dos elétrons que a permanência nas órbitas mais externas.

Cada átomo do elemento silício, cujo número atômico é 14, possui 14 elétrons distribuídos em três órbitas ao redor do seu núcleo, sendo dois elétrons na órbita mais interna, oito elétrons na órbita intermediária e quatro elétrons na órbita mais externa. Os elétrons da órbita mais externa do átomo interagem com os átomos vizinhos, formando estruturas sólidas. Cada átomo faz uma ligação covalente com cada um de outros quatro átomos vizinhos, permitindo que os quatro átomos passem a ter suas órbitas externas completas, com oito elétrons cada, formando uma estrutura cristalina.

Cada uma dessas ligações covalentes entre os elétrons de diferentes átomos pode ser quebrada se um dos elétrons receber energia externa suficiente para se afastar mais do seu respectivo núcleo, livrando-se da atração deste. Com isso, o elétron deixa a banda de valência, em que não pode se movimentar livremente, passando para a banda de condução. A saída do elétron da banda de valência deixa uma lacuna elétrica, o que cria o par elétron-lacuna, originado a partir do aumento da energia do elétron.

Se esse elétron livre, com bastante energia, fosse direcionado para um circuito elétrico, seria, então, criada uma corrente elétrica. Porém, na situação em tela, em que o material é composto apenas por átomos de silício, isso não ocorre, pois o elétron livre imediatamente associa-se a uma lacuna originada pela saída de outro elétron, ocasião em que perde energia, deixa a banda de condução e retorna à banda de valência sem dirigir-se a uma carga externa. A energia perdida pelo elétron é transformada em calor e dissipada. Então, para que se produza a desejada corrente elétrica, é necessário que haja um processo que

acelere os elétrons livres para fora do material, para um circuito externo. Isso pode ser realizado com a aplicação de um campo elétrico. O material das células fotovoltaicas é preparado de forma a possuir um campo elétrico permanente, que é gerado por meio da adequada dopagem do material semiconductor (Shayani, 2006).

Quando átomos com cinco elétrons de ligação na última camada de valência, como, por exemplo, o fósforo, são adicionados ao silício, que possui apenas quatro elétrons nessa situação, a estrutura cristalina é constituída da seguinte forma: quatro elétrons do fósforo unem-se a quatro átomos de silício vizinhos, enquanto o quinto elétron do fósforo não realiza nenhuma ligação, permanecendo ligado ao seu átomo de origem por meio de uma ligação bastante fraca, de pouca energia. Se este elétron receber pouca energia térmica, disponível mesmo à temperatura ambiente, a ligação dele com o núcleo é quebrada, e ele é liberado e direcionado para a banda de condução. Nesse caso, o fósforo é um material dopante doador de elétrons, denominado dopante n ; essa dopagem é denominada dopagem do tipo n .

Em outra configuração, se forem adicionados ao silício átomos com apenas três elétrons na última camada de valência, como, por exemplo, o boro, uma das ligações com os quatro átomos de silício vizinhos não será realizada, restando uma lacuna. De modo análogo ao caso anterior, com pouca energia térmica, um elétron vizinho pode passar a esta posição, criando, no local de sua saída, uma nova lacuna, fazendo com que a lacuna se desloque de um local para outro. Sendo assim, o boro é um material dopante que aceita elétrons, denominado dopante p ; essa dopagem é denominada dopagem do tipo p .

Mesmo com dopagem, o silício continua com carga neutra, pois a quantidade de elétrons e de prótons é a mesma. Entretanto, quando o silício do tipo n é posto em contato com o silício do tipo p , os elétrons livres do material com dopagem do tipo n preenchem as lacunas do material com dopagem do tipo p . Logo, a camada do tipo n , que cedeu elétrons, fica positivamente carregada; a camada do tipo p , que recebeu elétrons, fica negativamente carregada. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons da camada n para a camada p . Este processo alcança equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira de potencial capaz de impedir o fluxo dos elétrons livres remanescentes no lado n . Está criada a junção pn .

Nessa situação, o efeito fotelétrico pode ocorrer. Quando um elétron da camada p recebe energia externa suficiente do fóton da luz solar incidente na junção pn , ele move-se para a banda de condução e cria o par elétron-lacuna. O campo elétrico existente força o deslocamento desse elétron para a camada n , não permitindo o seu retorno, e, simultaneamente, repele a lacuna para o extremo oposto da camada p . Criada a condição de circulação de corrente elétrica no interior do material semiconductor dopado, a simples colocação de contatos elétricos nas duas extremidades do material permite à tensão elétrica existente entre elas originar corrente elétrica, que produzirá os efeitos desejados na carga externa.

3.2.4 O aproveitamento da luz solar

Nos semicondutores, entre a banda de valência e a banda de condução, há uma banda proibida, em que não pode haver elétrons nem lacunas. Sendo assim, para que um elétron vá da banda de valência para a banda de condução, ele deve receber energia externa suficiente para vencer a banda proibida. No caso do efeito fotovoltaico, o fóton deve fornecer ao elétron a energia suficiente para isso.

Os fótons com energia inferior à necessária para que o elétron atravesse a banda proibida não são absorvidos, passando diretamente através do material semiconductor. Já os fótons com energia superior à necessária para a citada finalidade são absorvidos, fornecendo ao elétron exatamente a energia necessária e transformando o excesso energético em calor. A passagem direta dos fótons, sem absorção energética, pelo semiconductor e a transformação em calor de parte da energia dos fótons representam perdas de eficiência que ocorrem na conversão da energia da radiação solar em eletricidade nos painéis fotovoltaicos (Shayani, 2006).

Os fótons predominantes na radiação solar, que inclui as cores do espectro visível, a radiação ultravioleta e a radiação infravermelha, possuem energia que variam entre 1,24 eV — limite inferior da banda de energia para a radiação infravermelha — e 6,20 eV — limite superior da banda de energia para a radiação ultravioleta. Sendo assim, é fundamental a utilização, na fabricação de células fotovoltaicas, de materiais semicondutores que possuem banda proibida com energia inferior a 1,24 eV, pois a maioria dos fótons possui energia superior a isso. Para exemplificar, seguem os valores de

energia associada à banda proibida, à temperatura de 300 K, de alguns materiais utilizados na fabricação de células fotovoltaicas: silício (Si) – 1,12 eV; arsenieto de gálio (GaAs): 1,42 eV; telureto de cádmio (CdTe) – 1,56 eV.

Conforme bem observado por Shayani (2006), a obtenção de rendimento elevado na absorção da energia solar é complexa: os materiais com baixo valor de banda de energia, como o silício, absorvem grande quantidade de fótons, porém boa parte da energia desses fótons é transformada em calor, por haver excesso energético; os materiais com mais alto valor de banda de energia, como o telureto de cádmio, aproveitam melhor a energia dos fótons absorvidos, havendo menos dissipação térmica, porém absorvem menor quantidade de fótons, pois deixam passar aqueles com energia inferior à sua banda.

Outro fator que influencia o desempenho na absorção de fótons pelo semicondutor é a temperatura: o aumento da temperatura do semicondutor pela exposição à radiação solar provoca a diminuição da banda de energia, o que causa maior dissipação do que em temperatura ambiente (Sze apud Shayani, 2006). Apesar de essa diminuição não ocorrer de forma linear com o aumento da temperatura, a linearização é uma boa aproximação para temperaturas entre 300 K e 600 K, fornecendo as seguintes informações: para o silício, a banda de energia é reduzida em pouco mais de 1% para cada 50 K de aumento de temperatura; para o GaAs, a redução é de cerca de 1,5% para cada 50 K de aumento de temperatura.

Um modo de se melhorar a eficiência da absorção da radiação solar é a utilização de mais de uma junção sobrepostas, em forma de cascata, com diferentes bandas de energia. A primeira junção a receber a radiação solar absorve os fótons com mais energia; fótons menos energéticos passam direto pela primeira junção, sendo absorvidos pela segunda junção, que deixa passar fótons menos energéticos ainda, e assim por diante. Um bom exemplo disso é apresentado por Shayani (2006):

- Para um semicondutor com banda de 1,35 eV, verificou-se que a máxima eficiência é de 31%. Para esse mesmo semicondutor, o aumento da radiação solar em 1.000 vezes, elevou a eficiência para 37%. Com a utilização de duas junções em série, com bandas de 1,56 eV e 0,94 eV, a eficiência encontrada foi de 50%. Para três junções em série, com bandas de 1,75 eV, 1,18 eV e 0,75 eV, a eficiência alcançou 56%. Com mais junções, a eficiência cresce muito

lentamente: para 36 bandas de energia diferentes, a máxima eficiência encontrada foi de 72%.

Mesmo com essa espécie de *saturação* do crescimento da eficiência com o aumento do número de junções em série, verifica-se que a eficiência do processo pode ser aumentada em mais de 100% com relação à eficiência com apenas uma junção, permitindo aproveitamento bem maior da energia solar disponível.

Sabe-se que Si, GaAs e CdTe, utilizados comercialmente para a fabricação de células fotovoltaicas, possuem elevado rendimento em comparação aos demais materiais. Porém, existem pesquisas em andamento com relação a células que possuem multiintervalos entre bandas, em vez de possuírem multijunções, permitindo a obtenção de 50% de eficiência com uma única junção, por meio de uma liga de zinco, manganês e telúrio (ZnMnTe), conforme registra Shayani (2006). Isso permite a conclusão de que ainda há muito progresso a ser feito para a melhoria da eficiência das células fotovoltaicas.

Aldabó (2002) sugere algumas estratégias para solucionar problemas de limitação de eficiência, listadas a seguir:

- A luz que é refletida pela superfície da célula pode ser minimizada por meio de tratamento da superfície. Conforme abordado por Shayani (2006), o silício, por exemplo, por ser material brilhante, reflete mais de 30% da luz incidente, diminuindo a quantidade de fótons absorvidos. Duas técnicas são utilizadas para a minimização desse fator: a primeira consiste em aplicar uma fina camada de monóxido de silício (SiO) sobre a superfície da célula, reduzindo a reflexão para cerca de 10%, sendo que uma segunda camada pode reduzi-la para menos de 4%; a segunda técnica consiste em construir a superfície não-plana, mas em formato de pirâmides ou cones, de forma que a luz refletida pela lateral de uma dessas saliências incida na lateral de outra saliência, aumentando as possibilidades de absorção.
- A perda de luz refletida pelos contatos elétricos posicionados na parte frontal da célula pode ser minimizada com a utilização de contatos transparentes.
- Os elétrons e as lacunas criados pela absorção dos fótons podem recombinar-se antes de alcançarem a junção e de a corrente elétrica ser formada. Essa

recombinação pode ser minimizada em materiais policristalinos e amorfos com a utilização de ligas de hidrogênio.

- A resistência elétrica no interior do semicondutor pode ser minimizada ainda na etapa de projeto.
- A quantidade de fótons que passam através do semicondutor sem colidir com algum elétron pode ser diminuída pela utilização de materiais de alto índice de absorção. Alguns tipos de filmes possuem espessura inferior a um micrômetro, com absorção de 90% da luz incidente; já células de cristal simples e de silício policristalino devem possuir espessura entre 50 μm e 150 μm para possuir absorção efetiva.

3.2.5 Tecnologias fotovoltaicas comercialmente disponíveis

3.2.5.1 Aspectos gerais

Em aplicações terrestres, dos diversos semicondutores utilizados para a fabricação de células fotovoltaicas, destacam-se, por ordem decrescente de maturidade e utilização: (a) o silício cristalino — c-Si; (b) o silício amorfo hidrogenado — a-Si:H ou, simplesmente, a-Si; (c) o telureto de cádmio — CdTe; e (d) os compostos relacionados ao disseleneto de cobre e índio e ao disseleneto de cobre, gálio e índio — CuInSe₂ ou CIS e Cu(InGa)Se₂ ou CIGS. Neste último grupo, estão elementos químicos que são altamente tóxicos — Cd, Se e Te — (e) ou muito raros — Te, Se, Ga, In e Cd (Rüther, 2004). Isso foi um obstáculo inicial considerável à utilização mais intensiva dessas tecnologias. Acerca da toxicidade, deve-se ressaltar que isso não é característica apenas dos painéis solares de CdTe, CIS e CIGS, que, sem dúvida, deverão ter descarte apropriado; a toxicidade também é característica de outros equipamentos elétricos de uso muito difundido, como lâmpadas fluorescentes, que contêm mercúrio, e de monitores de computador, que contêm chumbo. Quanto à raridade de alguns materiais, existe o contraponto: o Si é, sabidamente, o segundo elemento mais abundante na superfície terrestre, superado apenas pelo oxigênio, conta com mais de 25% de participação na constituição da crosta do planeta e é cem vezes menos tóxico que qualquer um dos outros elementos de interesse (Shah apud Rüther, 2004).

O c-Si é a tecnologia fotovoltaica mais tradicional e, das mencionadas anteriormente, é a única que utiliza lâminas cristalinas relativamente espessas — com diâmetro de aproximadamente 10 cm e espessura que varia de 300 μm a 400 μm . Isso representa uma limitação em termos de redução de custos de produção. As demais tecnologias baseiam-se em películas delgadas, filmes finos com espessura da ordem de 1 μm , de material semicondutor: segundo Rüther (2004),    nesse aspecto que reside o grande potencial de redu  o de custos que estas tecnologias det  m.

Filmes finos para aplica  es fotovoltaicas, principalmente no entorno construído, estão sendo desenvolvidos por apresentarem baixos custos de produ  o decorrentes das pequenas quantidades de material necessárias, das pequenas quantidades de energia envolvidas em sua produ  o — o que diminui o tempo de *payback* de energia — e do elevado grau de automa  o dos processos de produ  o — que exige grande precisão e propicia grande capacidade de produ  o (Rüther e Livingstone, 1993).

Pelo fato de que a radia  o solar incidente na superfície terrestre cont  m pouca densidade energética — como já mencionado, correspondente a cerca de 1 kW/m^2 em um dia ensolarado de céu sem nuvens —, quando comparada a outras fontes energéticas, os painéis fotovoltaicos, para que possam ser utilizados para a gera  o elétrica a preços competitivos, devem ter baixos custos (Rüther, 2004). Descrevem-se, a seguir, as principais características de cada uma dessas tecnologias.

3.2.5.2 Tecnologia de silício cristalino (c-Si)

O c-Si    a forma mais tradicional de tecnologia fotovoltaica e representa cerca de 80% dos módulos comercialmente produzidos, tendo-se consolidado no mercado por sua extrema robustez e confiabilidade. Considerando que o custo de produ  o desses módulos    bastante elevado e que as possibilidades de reduzi-lo já estão praticamente esgotadas, muitos analistas consideram que essa tecnologia    pouco competitiva com formas tradicionais de gera  o elétrica em larga escala. No entanto, segue ainda sendo a líder entre as tecnologias fotovoltaicas para aplica  es terrestres em qualquer escala, pois, nos principais mercados mundiais, Japão e Alemanha, a área ocupada por um arranjo fotovoltaico    uma limita  o insuperável para as tecnologias com menor eficiência de conversão (Rüther, 2004).

A cristalinidade do silício indica quão perfeitamente ordenados estão os átomos da estrutura. Uma distribuição uniforme dos átomos facilita a passagem dos elétrons pela junção *pn*, ao passo que uma descontinuidade aumenta a probabilidade de o elétron recombinar-se com uma lacuna antes de participar da corrente elétrica (Shayani, 2006).

O silício monocristalino (m-Si) é refinado para atingir uma pureza entre 99,99% e 99,9999%. O silício de alta pureza é fundido e colocado em contato com uma *semente*, um único cristal, e, enquanto ocorre a solidificação, o silício modela-se conforme a estrutura da *semente*, possuindo uma única estrutura cristalina. Por isso, diz-se que o silício derretido está crescendo enquanto se solidifica (Shayani, 2006). Esse processo ocorre em reatores sob atmosfera controlada e com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas, da ordem de cm/hora. Considerando-se que as temperaturas envolvidas são da ordem de 1.400 °C, o consumo de energia no processo é muito intenso, elevando o tempo de retorno de energia para mais de dois anos²⁶, dependendo dos níveis de radiação solar da localidade de instalação dos módulos. Há diversas outras etapas complementares necessárias à fabricação do módulo fotovoltaico, em que ocorrem muitas perdas de material semiconductor (Rüther, 2004).

Segundo Shayani (2006), há três processos que podem ser utilizados para a formação do monocristal de silício: o método Czochralski, o mais difundido; a técnica *float-zone*; e a técnica *ribbon-growth*. Esses processos não serão aqui discutidos, pois caracterizam demasiado detalhamento para a consecução do objetivo deste trabalho.

A fabricação do silício policristalino (p-Si) exige técnicas mais simples, resultando em menor eficiência da célula e menor perfeição cristalina que no caso do m-Si, porém com menor gasto energético, o que diminui o tempo de *payback* de energia. O material utilizado é o mesmo que para o m-Si, ou com menor grau de pureza, que é fundido e, posteriormente, solidificado direcionalmente, na forma de lingote com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais concentram-se os defeitos que tornam esse

²⁶ A informação aqui apresentada diverge da fornecida pelo Quadro 2.3 possivelmente porque, além de serem fontes diferentes, elas possuem defasagem temporal importante. Logo, com a evolução tecnológica rápida, o desempenho energético dos painéis melhorou. De fato, conforme divulgado em IEA (2008b), com informações de 2006, considerando-se a irradiação solar igual a 1.700 kWh/(m².ano), o tempo de retorno de energia, para o m-Si, está próximo aos 24 meses; para o p-Si, está próximo aos 21 meses; e, para o a-Si, está próximo aos 18 meses.

material menos eficiente que o m-Si em termos de conversão fotovoltaica. Os processamentos posteriores até que seja obtido um módulo fotovoltaico são semelhantes aos utilizados no caso do m-Si (Rüther, 2004).

Nos últimos anos, a participação do p-Si no mercado mundial tem aumentado, em detrimento do m-Si, sendo que, atualmente, mais de 50% da produção mundial recai sobre o p-Si (Maycock apud Rüther, 2004). O p-Si também pode ser produzido sob a forma de tiras ou fitas — *ribbon technology* —, a partir de um banho líquido de silício. Nesse processo, fica dispensado o fatiamento em lâminas, pois as tiras de p-Si já são produzidas com a espessura final da célula (Rüther, 2004).

3.2.5.3 Tecnologia de silício amorfo hidrogenado (a-Si)

O a-Si já foi visto como a única tecnologia fotovoltaica em filmes finos comercialmente viáveis, sendo muito utilizado em produtos de consumo muito baixo, como calculadoras e relógios. Por apresentarem resposta espectral mais direcionada para a região azul do espectro eletromagnético, as células fabricadas com essa tecnologia absorvem 40 vezes mais radiação solar que o c-Si e adaptaram-se muito bem à iluminação artificial e sob a radiação difusa, predominante nos dias nublados. Com essa alta capacidade de absorção, os filmes de a-Si consomem menos de 1% da matéria-prima consumida pelo c-Si, e um filme fino, de cerca de 1 μm de espessura, pode absorver até 90% da energia luminosa incidente.

O silício amorfo, por não possuir estrutura cristalina, apresenta defeitos nas ligações, o que aumenta a probabilidade de recombinação dos pares elétron-lacuna. Todavia, conforme já abordado anteriormente, esse problema pode ser minimizado com a hidrogenação, processo pelo qual os átomos de hidrogênio ligam-se aos defeitos das ligações, permitindo que os elétrons movimentem-se de modo mais fácil (Aldabó, 2002; Shayani, 2006).

Os processos de produção de a-Si, a plasma, ocorrem a temperaturas inferiores a 300 °C, possibilitando o depósito desses filmes sobre substratos de baixo custo, como o vidro, o aço inoxidável e alguns plásticos (Rüther, 2004). Com isso, desenvolveram-se módulos solares comercialmente disponíveis que são flexíveis, inquebráveis, leves, semitransparentes e adaptáveis a superfícies curvas. Com estética mais atraente, o a-Si encontra aplicações arquitetonicamente mais favoráveis, substituindo materiais de

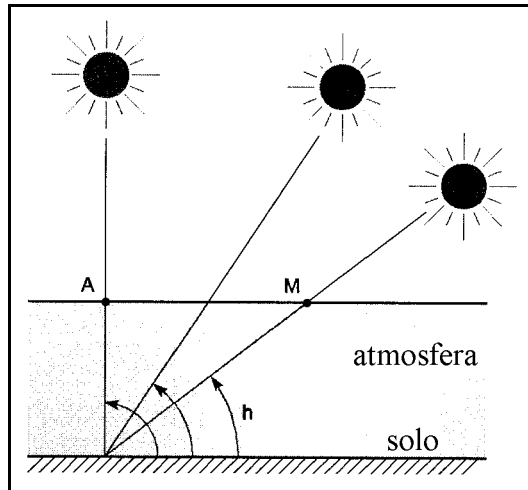
cobertura de telhados e fachadas em instalações integradas ao ambiente construído. Essa maior versatilidade ampliou o mercado fotovoltaico.

Essa tecnologia, por estar ainda no início do seu desenvolvimento, tem eficiência bastante menor que a do c-Si, o que significa que se necessita de quase o dobro da área em módulos solares de filmes finos para se obter a mesma potência instalada com painéis de c-Si. Mesmo considerando o fato de os painéis de filmes finos já terem preço inferior ao dos painéis de c-Si por unidade de potência — Wp —, a área ocupada para determinada potência instalada deve ser seriamente considerada nas análises econômicas. Sendo assim, é como material de revestimento que o a-Si leva grande vantagem sobre o c-Si, porque o custo por metro quadrado passa a ter maior importância que o custo por Wp, critério em que aquele já leva vantagem sobre este.

Neste ponto, cabe um melhor esclarecimento acerca do que é potência nominal de uma célula ou de um módulo solar fotovoltaico: é a potência de pico ou potência máxima obtida sob condições-padrão de teste (CPT). Isso explica a anexação da letra **p**, de pico, à unidade de potência. Sendo assim, têm-se: Wp e kWp (Rüther, 2004). As CPT, no caso, são: (a) temperatura ambiente = 25 °C; (b) intensidade de radiação = 1 kW/m²; e (c) espectro solar = AM 1,5 (Labouret et al., 2005). AM é a sigla para a expressão de língua inglesa *air mass*, e o número 1,5 que a sucede representa quantas vezes o comprimento de ar da atmosfera, em linha reta, que a radiação solar tem de percorrer até atingir a superfície terrestre é maior que o comprimento que deveria ser percorrido se a radiação incidisse perpendicularmente à superfície. A Figura 3.7 permite compreender o significado da sigla AM, sendo que o número que a acompanha é igual a $(1/\sin(h))$, em que “h” é o ângulo indicado.

O tempo de retorno de energia para o a-Si, atualmente em torno de um ano²⁷, é substancialmente menor que para o c-Si, principalmente por causa da menor quantidade de energia despendida na fabricação do substrato de vidro ou aço inoxidável; ademais, é pequena a potência necessária para o depósito da película delgada de a-Si sobre o substrato — da ordem de 1 kW/m², coincidentemente da mesma ordem de grandeza da radiação solar na superfície terrestre (Rüther, 2004).

²⁷ Ver nota 26.



Fonte: LABOURET, Anne et al. *Cellules solaires: les bases de l'énergie photovoltaïque*. 4^{ème} ed. Paris: Dunod, 2005. (modificada)

Figura 3.7 Esquema para a definição de AM.

Uma outra característica positiva do a-Si reside no fato de que, ao contrário de todas as outras tecnologias fotovoltaicas, o aumento da temperatura de operação não provoca redução na potência gerada (Rüther e Livingstone, 1993), o que é, sem dúvida, uma vantagem nas aplicações em países de clima quente, como o Brasil. Segundo Rüther (2004), o desempenho das células de a-Si integradas a edificações, situação em que os módulos atingem temperaturas elevadas pela falta de ventilação na parte posterior, em termos de energia gerada por potência instalada, em kWh/kWp, tem-se mostrado superior à das demais tecnologias em operação no Brasil.

Segundo informações do DOE, uma desvantagem do a-Si é a variabilidade de desempenho que ele apresenta quando é exposto à luz solar, pois sua potência elétrica inicial decai em até 20% antes de estabilizar-se, caracterizando o efeito denominado *Staebler-Wronski* (Shayani, 2006).

3.2.5.4 Tecnologia de telureto de cádmio (CdTe)²⁸

A tecnologia fotovoltaica de CdTe também se apresenta na forma de filmes finos²⁹, sendo concorrente do c-Si e do a-Si para geração de potência e nas aplicações integradas a edificações. Em aplicações de baixa potência, como em calculadoras, esse material já é utilizado há mais de uma década. Para aplicações externas, apenas recentemente módulos com grandes áreas começaram a ser comercializados. Esses módulos normalmente têm a forma de placas de vidro de tom marrom ou azul escuro, representando vantagem estética com relação ao c-Si.

Analogamente ao caso do a-Si, os custos de produção do CdTe são atrativamente baixos para a produção em larga escala; logo, essa tecnologia tem grandes chances de despontar como real competidor no mercado fotovoltaico para a geração de maiores potências.

Duas desvantagens dessa tecnologia são a relativamente alta toxicidade e a baixa disponibilidade dos elementos envolvidos; é claro que essas desvantagens tornam-se mais decisivas com a ampliação da escala de produção. Por outro lado, uma boa vantagem dessa tecnologia é que ela apresenta eficiência de conversão fotovoltaica maior que a do a-Si.

3.2.5.5 Tecnologias CIS e CIGS³⁰

Essas tecnologias de filmes finos também são competitivas em aplicações integradas a edificações, principalmente pelo seu potencial de atingir eficiências relativamente elevadas e pela ótima estética. Assim como no caso do CdTe, a pouca abundância dos elementos envolvidos e a toxicidade deles são desvantagens a serem consideradas, especialmente no caso da produção em grande escala.

Dos filmes finos comercialmente disponíveis, os módulos de CIGS são os que apresentam a melhor eficiência fotovoltaica.

²⁸ Rüther (2004).

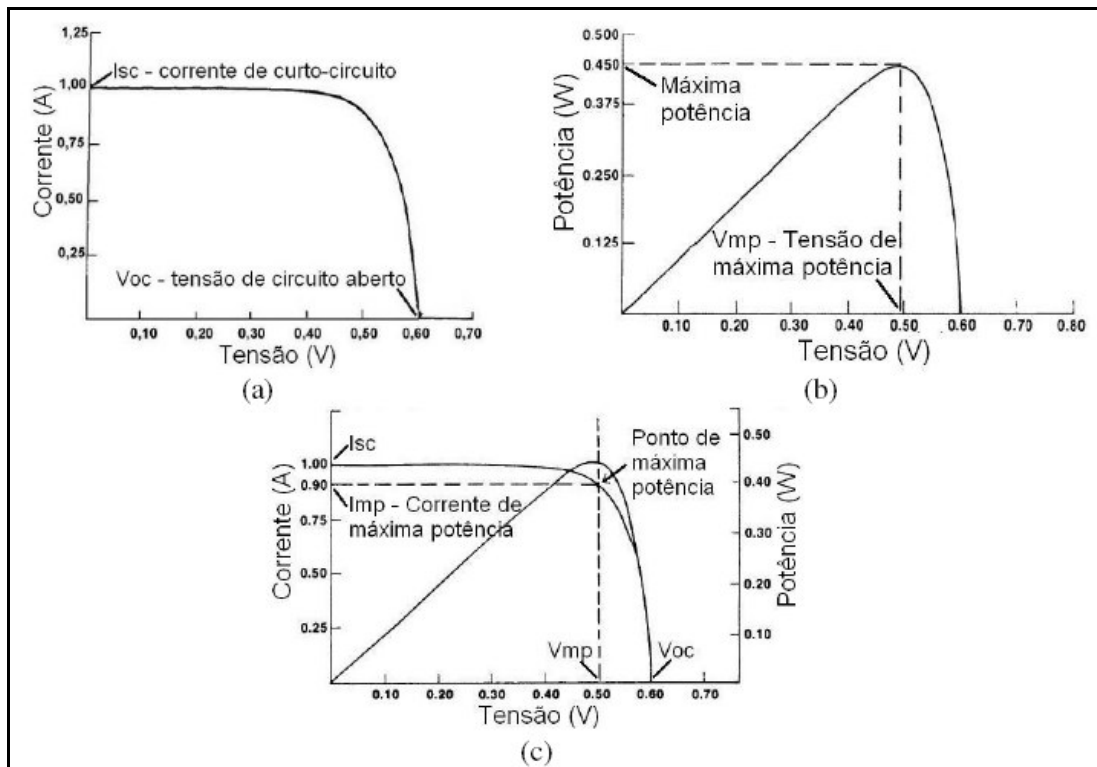
²⁹ A expressão filme fino refere-se não à espessura do filme utilizado, mas ao método empregado na fabricação dele: o filme é depositado em finas e consecutivas camadas de átomos, moléculas e íons. A espessura varia entre 1 μm e 10 μm . As outras tecnologias utilizam espessura de 100 μm a 300 μm (Shayani, 2006).

3.2.6 Características elétricas de células e módulos fotovoltaicos

Os fabricantes de células fotovoltaicas apresentam curvas características de corrente, tensão e potência, em que as grandezas mais importantes são: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}). A Figura 3.8 exemplifica curvas características de uma célula fotovoltaica.

Os dados de placa de uma célula ou de um módulo fotovoltaico são válidos nas CPT. Em aplicações reais, todavia, as condições são diferentes daquelas das CPT, tornando o desempenho do dispositivo diferente do esperado: a célula exposta ao sol em localidades de clima quente, dentro de um invólucro, terá temperatura superior à das CPT; de outro modo, quando a intensidade de radiação varia em função de nebulosidade, ela deixa de ser a prevista nas CPT. Com essas variações em grandezas importantes, é difícil manter a célula fotovoltaica operando no ponto de máxima potência, ponto que otimizaria a operação dela. A Figura 3.9 exemplifica a influência da alteração das CPT na curva $I \times V$ de um módulo fotovoltaico. Essas influências devem ser sempre consideradas, pois, por exemplo, a demasiada redução da tensão de saída do módulo para determinada corrente pode determinar o não-recarregamento das baterias que dão suporte ao módulo, no caso de um módulo com tensão nominal de 12 V conectado a baterias chumbo-ácidas de 12 V, que exigem cerca de 14,2 V para a recarga.

³⁰ Rüther (2004).



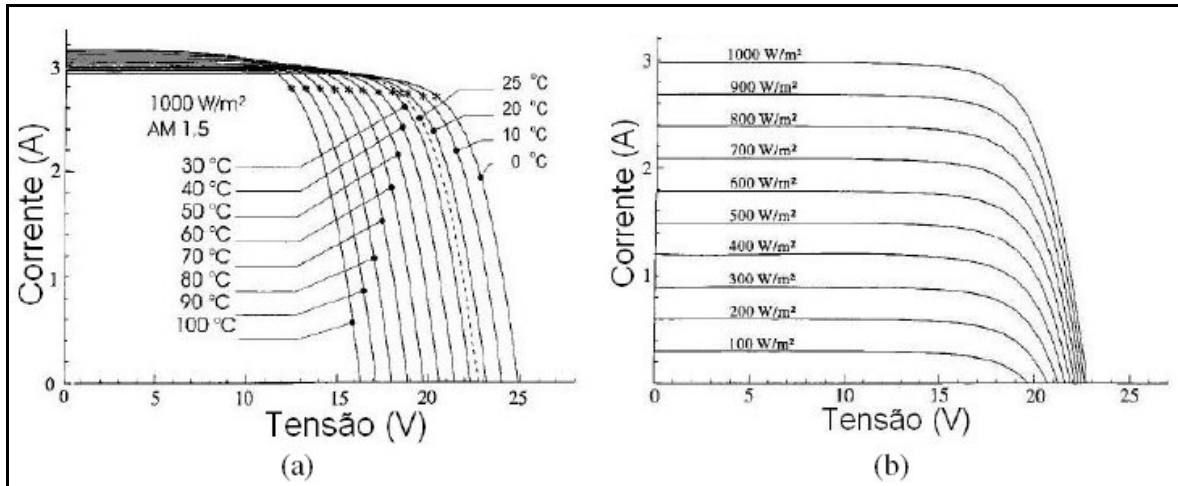
Fonte: SHAYANI, Rafael Amaral. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

Figura 3.8 *Curvas características de uma célula fotovoltaica: (a) curva $I \times V$; (b) curva $P \times V$; (c) parâmetro de potência máxima.*

3.2.7 Sistema fotovoltaico autônomo

3.2.7.1 Aspectos gerais

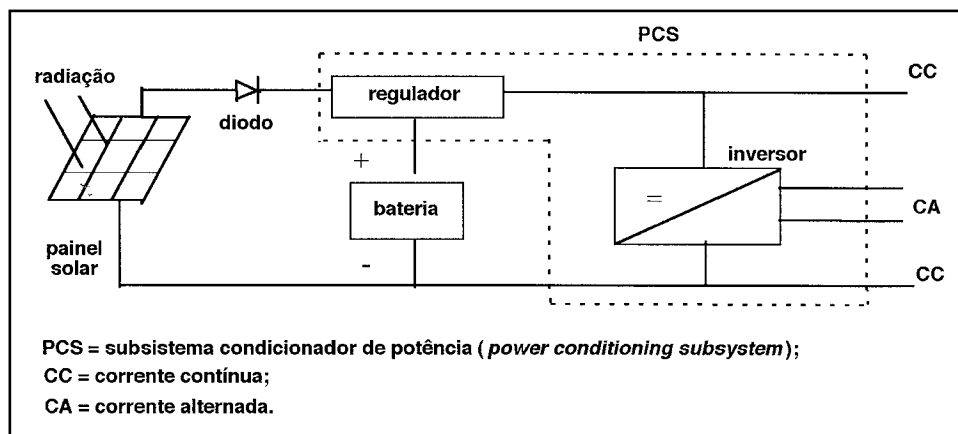
Conforme já mencionado, um sistema fotovoltaico autônomo opera desconectado da rede elétrica. Sendo assim, ele constitui um agrupamento de equipamentos interconectados com a finalidade de gerar energia elétrica para suprir demanda não-atendida por rede elétrica convencional.



Fonte: SHAYANI, Rafael Amaral. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)– Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

Figura 3.9 *Influência, na curva $I \times V$ de um módulo fotovoltaico, da alteração: (a) da temperatura; (b) da intensidade da radiação solar.*

Os principais constituintes de um sistema desse tipo são: (a) arranjo fotovoltaico, que é um conjunto de módulos fotovoltaicos; (b) regulador de tensão ou controlador de carga; (c) sistema de armazenamento de energia; e (d) inversor eletrônico. A Figura 3.10 mostra o esquema de um sistema fotovoltaico, com os componentes indicados anteriormente.



Fonte: REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 3. ed. Barueri: Manole, 2003.

Figura 3.10 *Esquema de um típico sistema fotovoltaico autônomo.*

Nesse esquema, o arranjo fotovoltaico, responsável pela conversão fotovoltaica, é constituído por módulos — ou painéis — fotovoltaicos, conexões, diodos de proteção e estruturas de suporte, descritos individualmente a seguir, à exceção das diversas

tecnologias existentes para a fabricação dos módulos fotovoltaicos, que já foram abordadas.

As conexões referem-se às ligações elétricas físicas entre os diversos componentes do sistema, incluindo as necessárias entre os módulos, indispensáveis para que se tenha a configuração desejada para o sistema em termos de tensão, corrente e potência nominais. Os diodos de potência são incluídos no esquema para a proteção dos módulos contra correntes reversas. Para a estrutura de sustentação dos módulos, que tem a função de agrupar os módulos e permitir a interligação deles de modo simples, usualmente utilizam-se materiais comuns, tais como madeira, aço galvanizado e alumínio. Há estruturas de sustentação que incluem, para melhorar a captação da radiação solar e a energia gerada pelo sistema, dispositivos de orientação segundo o movimento do Sol, que permitem movimento do arranjo fotovoltaico em um ou em dois eixos de rotação, com acionamento manual ou automatizado. No caso de estruturas de sustentação fixas, há a necessidade de se determinar, em função da localidade da instalação, o ângulo de inclinação da superfície de captação do arranjo fotovoltaico para otimizar a recepção da radiação solar. O Quadro 3.3 sugere ângulos ótimos de inclinação dos módulos fotovoltaicos, com relação ao solo, em função da latitude do local da instalação.

Quadro 3.3 *Ângulo de inclinação do arranjo fotovoltaico em função da latitude terrestre.*

Latitude (em graus)	Ângulo do arranjo (em graus)
0 a 15	15
20	20
25	25
30	35
35	40

Fonte: FARRET, Felix Alberto. *Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica*. Santa Maria: UFSM, 1999.

O sistema de armazenamento de energia indicado nesse esquema é constituído de baterias eletroquímicas, o tipo mais comum e mais utilizado. As baterias são componentes estáticos que armazenam energia química e, em determinadas condições, transformam-na em energia elétrica na forma de CC em baixa tensão. Há diversos tipos de baterias eletroquímicas projetadas para o regime de operação de sistemas fotovoltaicos. As baterias

chumbo-ácidas são as mais baratas e disponíveis em várias capacidades. As baterias de níquel-cádmio, muito confiáveis, têm custo elevado, proibitivo para a utilização em larga escala. As baterias automotivas podem ser utilizadas nos sistemas fotovoltaicos; entretanto, haja vista que não são projetadas para esse regime de operação, terão vida útil reduzida (Reis, 2003). No caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, o sistema de armazenamento pode ser dispensado, mas, caso não o seja, ele tem as mesmas funções que no caso aqui tratado. Finalmente, é imperativo ressaltar que as baterias não constituem o único tipo de sistema de armazenamento, conforme pode ser verificado no Quadro 3.1.

O esquema da Figura 3.10 mostra o subsistema condicionador de potência — da expressão inglesa *power conditioning subsystem* (PCS). O PCS faz a conexão do arranjo fotovoltaico, que é a fonte da eletricidade, com a carga, que irá consumi-la. Essa conexão pode ser feita em CC ou em CA, dependendo da necessidade da carga. O PCS é constituído por vários dispositivos, em regra, acoplados fisicamente e tem como funções: (a) controlar o acionamento, o desligamento e o ponto de operação do sistema; (b) realizar a proteção do sistema; e (c) controlar a conversão de CC/CA (Reis, 2003). Em algumas aplicações de maior tecnologia, o PCS realiza também funções de medição, supervisão e controle, local ou remotamente.

É bem fácil verificar-se que o componente mais importante do PCS mostrado na Figura 3.10 é o inversor, equipamento eletrônico que realiza a conversão CC/CA. Há dois tipos de inversores em utilização: os comutados pela rede elétrica à qual estão conectados e os auto-comutados. Nos primeiros, o processo de inversão — conversão CC/CA — é controlado pela tensão da rede elétrica; nos segundos, o controle é feito por um sinal elétrico gerado no próprio dispositivo. Sendo assim, os inversores autocomutados são mais sofisticados, pois exigem projeto eletrônico mais complexo, e, por isso, mais caros (Reis, 2003). Todavia, apesar do custo mais elevado, eles são a única opção no caso de sistemas fotovoltaicos autônomos. Para sistemas fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico, os inversores comutados pela rede são aplicáveis. Em função da importância desses dispositivos, os fabricantes buscam desenvolver inversores de maior rendimento para altas potências, e de menor custo também, pois, para potências na faixa de 100 W a 2.000 W, existem inversores com rendimentos de até 95% (Reis, 2003).

3.2.7.2 Potência e energia geradas

A potência gerada por um sistema fotovoltaico depende basicamente de três fatores: (a) a radiação solar incidente no arranjo fotovoltaico; (b) a potência instalada do arranjo fotovoltaico; e (c) o rendimento de cada um dos componentes do sistema. Aqui, potência instalada do arranjo fotovoltaico é a potência captada pelos módulos fotovoltaicos durante o período de insolação máxima (Aldabó, 2002; Reis, 2003).

Sendo assim, a potência elétrica gerada em função do tempo por um sistema fotovoltaico com a configuração mostrada no esquema da Figura 3.10 pode ser calculada pela seguinte equação:

$$P_g(t) = \eta \times A \times R_s(t) \quad (3.1)$$

em que:

η é o rendimento total do sistema, calculado pelo produto do rendimento do arranjo fotovoltaico pelo rendimento total do PCS;

A é a área útil de captação do arranjo fotovoltaico; e

$R_s(t)$ é a radiação solar incidente no arranjo em função do tempo.

Todavia, a Equação 3.1 não é de fácil utilização, pois, para fornecer o valor da potência gerada instantânea, que não tem muita utilidade prática, é necessário que se conheça a radiação solar instantânea, grandeza também bastante difícil de se obter.

Então, é conveniente que se obtenha equação mais adequada ao que se deseja. É fácil verificar-se pela Equação 3.1 que a potência gerada tem relação direta com a área A do arranjo. Por outro lado, essa área deve ser calculada considerando-se as condições locais do aproveitamento energético. Via de regra, a área necessária ao arranjo, A , é calculada pela seguinte equação (Reis, 2003):

$$A = \frac{P_I}{(\eta \times R_{SM})} \quad (3.2)$$

em que:

P_I é a potência instalada e

R_{SM} é a radiação solar máxima no local da instalação.

Existem, segundo Aldabó (2002), diferentes critérios para a determinação da potência instalada, dependendo das condições locais de insolação, do tipo de configuração do sistema fotovoltaico — com ou sem armazenamento energético — e da utilização do sistema. Há métodos com base no número de dias em que o sistema poderá ficar sem sol — critério para o dimensionamento do arranjo e das baterias — e métodos estatísticos, similares aos das usinas hidrelétricas. Neste caso, as baterias fazem papel similar ao dos reservatórios das hidrelétricas, regulando a potência gerada e aumentando, então, o fator de capacidade³¹ do sistema (Reis, 2003). Quanto à radiação máxima, usualmente se utiliza $R_{SM} = 1 \text{ kW/m}^2$, que é a intensidade de radiação das CPT.

O rendimento das células depende de diversos fatores, conforme já abordado. A operação em módulo possui eficiência global inferior à eficiência das células individuais devido ao fator de empacotamento, à eficiência ótica da cobertura frontal do módulo, à perda nas interconexões elétricas das células e ao descasamento nas características das células (Reis, 2003). Já o rendimento do PCS depende principalmente do inversor. Os valores de rendimentos costumam ser fornecidos pelos fabricantes, devendo ser lembrado que as condições para as quais os rendimentos foram obtidos devem ser consideradas. O Quadro 3.4, para exemplificar, mostra valores de rendimentos obtidos atualmente para componentes e sistemas fotovoltaicos; portanto, em cada caso real, devem ser utilizados os valores de rendimento fornecidos pelos fabricantes ou verificados em ensaios.

A partir de informações como essas, a energia gerada anualmente pelo sistema fotovoltaico pode ser calculada pela equação a seguir (Aldabó, 2002; Reis, 2003):

$$E_G = 8.760 \times P_I \times F_C \quad (3.3)$$

em que:

E_G é a energia gerada por ano, em kWh/ano;

P_I é a potência instalada, em kW;

F_C é o fator de capacidade do sistema;

o número 8.760 é o número de horas considerado para o período de um ano.

³¹ Fator de capacidade de um sistema de geração de energia elétrica é o quociente entre a geração efetiva do sistema em determinado período de tempo e a capacidade total máxima de geração do sistema nesse mesmo período. Ele pode ser expresso em por unidade (p.u.) ou em porcentagem.

Quadro 3.4 *Rendimentos obtidos atualmente em células, módulos, PCSs e centrais fotovoltaicas.*

Materiais e(ou) tecnologias	Células fotovoltaicas	Módulos fotovoltaicos
m-Si	12% a 15%	10% a 13%
p-Si	12%	11%
Fitas e placas	11%	10%
Filmes finos	7%	ND
a-Si	9%	9%
PCS	95% a plena carga	
centrais	9% a 10%	

Fonte: REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 3. ed. Barueri: Manole, 2003. (modificado)

Segundo Reis (2003), o fator de capacidade do sistema depende: (a) da disponibilidade e da intensidade da insolação; (b) das perdas no sistema; (c) da capacidade instalada dos principais componentes — módulos fotovoltaicos, PCS e baterias. Informações relativas ao fator de capacidade máximo das instalações existentes são, ainda, muito poucas, especialmente para períodos de observação mais longos. Porém, há alguns dados práticos que o situam entre 25% e 30%. Acerca disso, as informações mais importantes referem-se às instalações da Arco Solar, no estado da Califórnia, nos EUA, cujo fator de capacidade máximo tem atingido 30%. O Quadro 3.5 sintetiza informações relativas a isso.

Quadro 3.5 *Fatores de capacidade máximos.*

Fonte da informação	Fator de capacidade máximo
DOE	0,27 a 0,30
Arco Solar	0,30
UFPE/CHESF ^a	0,23 a 0,30 (previsão)

Fonte: REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 3. ed. Barueri: Manole, 2003. (modificado)

(a) UFPE é a Universidade Federal de Pernambuco, e CHESF é a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.

3.3 CÉLULAS A COMBUSTÍVEL

3.3.1 Aspectos gerais³²

Há diversos nomes utilizados na literatura nacional para designar o mesmo equipamento: célula a combustível, célula combustível — tradução literal do termo inglês *fuel cell* —, célula de combustível e pilha a combustível, com predomínio do primeiro. Neste trabalho, será utilizado o termo **célula a combustível** (CaC) por ser considerado o mais adequado do ponto de vista lingüístico para o caso.

A descoberta do princípio de funcionamento de uma CaC ocorreu há mais de 160 anos. Em 1839, um cientista britânico, William Robert Grove (1811 – 1896), conhecendo o fato de que a passagem de corrente elétrica através de água produzia os gases hidrogênio e oxigênio, conseguiu produzir o processo inverso: combinou hidrogênio e oxigênio para produzir eletricidade e água.

Apesar das várias tentativas feitas por diversos cientistas no decorrer do tempo, os primeiros experimentos bem-sucedidos com CaCs foram realizados nos anos 30 do século XX, quando o engenheiro inglês Francis Thomas Bacon (1904 – 1992) desenvolveu CaCs de eletrólito alcalino. Todavia, apenas em 1959 Bacon conseguiu fazer funcionar uma CaC de 5 kW, capaz de alimentar uma máquina de solda. A partir desse momento, o apoio da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), a agência espacial dos EUA, foi decisivo no desenvolvimento dessa tecnologia: a NASA precisava de um gerador elétrico compacto, eficiente e que utilizasse um combustível leve e com grande densidade de energia — o hidrogênio —, para as missões espaciais tripuladas que estavam para acontecer. Com isso, as CaCs fizeram parte dos projetos Gemini e Apollo. Desde então, entidades governamentais e empresas privadas do mundo inteiro dedicam-se ao estudo e à pesquisa para a utilização de CaCs em motores de veículos e em unidades estacionárias de geração elétrica, entre outras aplicações.

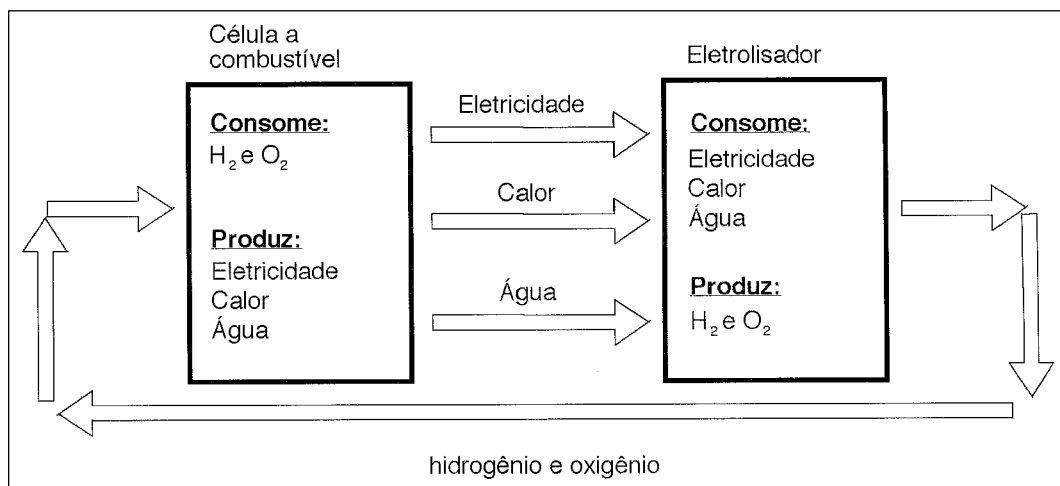
De modo simplificado, as CaCs são equipamentos que utilizam a combinação química entre combustível e oxidante para gerar energia elétrica. Então, é correto concluir que as

³² Aldabó (2004), Portal H2 (2008), Reis (2003), Tolmasquim (2003) e Wikipédia (2008).

CaCs têm o mesmo princípio basilar de funcionamento das baterias: são dispositivos que produzem energia elétrica a partir de reações eletroquímicas, sem a necessidade de combustão ou de dispositivos rotativos. Além disso, as CaCs assemelham-se às baterias quanto à possibilidade de empilhamento de elementos em conjuntos maiores. No caso das CaCs, com tensão por elemento da ordem de 1 V, a tensão na saída de um conjunto de elementos pode, em princípio, ser elevada a qualquer valor.

Entretanto, há diferenças: na bateria, a energia é acumulada nos componentes existentes no interior dela, pois ela contém o combustível e o oxidante dentro do próprio invólucro; na CaC, a energia elétrica é produzida enquanto for mantido o fluxo dos reagentes, não existindo acumulação de energia no interior dela. Desse modo, ao contrário do que ocorre com as baterias, as CaC não são exauríveis e não necessitam de recarga.

O processo que se desenvolve em uma CaC é exatamente o inverso do que ocorre na eletrólise da água — a hidrólise; por isso, a CaC e o hidrolisador, aqui chamado simplesmente de eletrolisador, são dispositivos duais entre si, conforme mostrado na Figura 3.11.

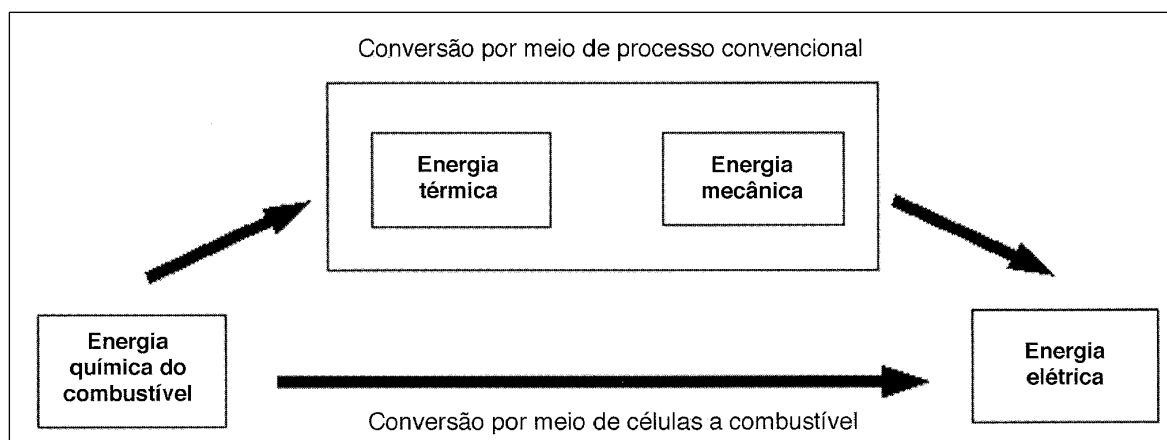


Fonte: REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 3. ed. Barueri: Manole, 2003.

Figura 3.11 *Dualidade entre CaC e eletrolisador.*

Ao contrário do que ocorre nas máquinas e motores convencionais, as CaCs convertem a energia química do combustível diretamente em energia elétrica sem que haja combustão. Conseqüentemente, as CaCs são capazes de produzir energia elétrica com maior eficiência, pois apresenta um estágio de conversão a menos; mais silenciosamente, pois não utiliza

explosão nem rotação; e sem poluição, pois possui como produtos da operação apenas eletricidade, água e calor. A Figura 3.12 esquematiza a diferença entre esses dois processos de geração elétrica.



Fonte: REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 3. ed. Barueri: Manole, 2003.

Figura 3.12 *Comparação entre a conversão direta de energia com CaCs e a tecnologia convencional de conversão indireta.*

Existem, pelo menos, seis tecnologias principais diferentes que permitem às CaCs combinarem combustível e oxidante. Mas todas elas têm base no mesmo princípio de funcionamento: de um lado da célula, entra o combustível, do outro, entra o oxidante; no meio, entre os eletrodos, existem o eletrólito e o catalisador, que são os responsáveis pelas reações eletroquímicas. De acordo com a tecnologia utilizada, as CaCs podem variar de tamanho, temperatura de operação, combustível, eletrólito e aplicações, sendo que o nome de cada tecnologia está geralmente vinculado ao tipo de eletrólito ou de combustível utilizado. O tipo de eletrólito normalmente determina a temperatura de operação da CaC, e cada tipo de tecnologia requer materiais e combustível particulares, possui vantagens e desvantagens, além de ter aplicação direcionada.

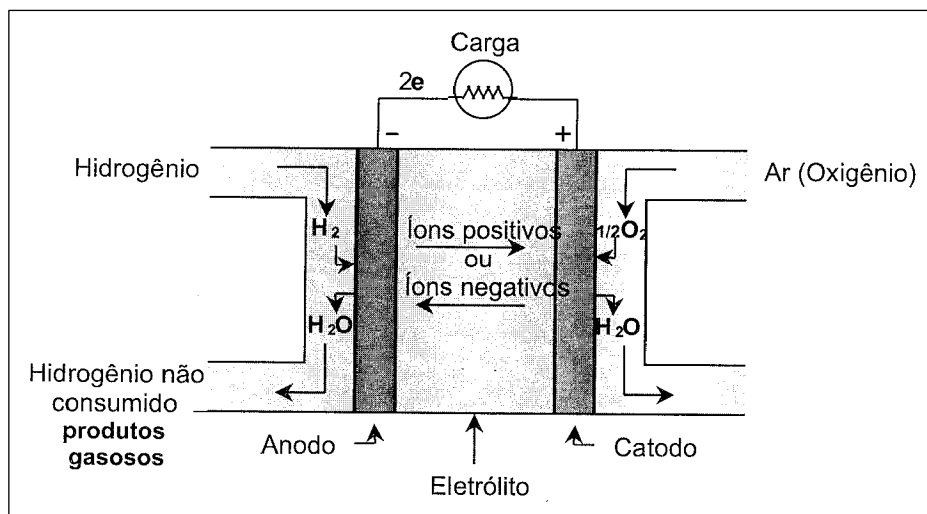
3.3.2 Componentes básicos e princípio de funcionamento³³

Conforme já informado, as CaCs são dispositivos eletroquímicos que convertem diretamente a energia química do combustível em eletricidade por meio de reações de oxidação e redução, ou seja, sem que haja combustão. Basicamente, cada unidade

³³ Aldabó (2004), Electrocell (2008), Portal H2 (2008), Reis (2003), Reis e Silveira (2001) e Tolmasquim (2003).

individual de CaC, aqui denominada célula unitária, é formada por dois eletrodos porosos, anodo e catodo, e um eletrólito entre eles. O combustível é fornecido continuamente ao lado do anodo, e o oxidante, ao lado do catodo.

Como resultado da oxidação do combustível no anodo e da redução do oxidante no catodo, é gerada corrente elétrica. O combustível e o oxidante mais utilizados são, respectivamente, o hidrogênio (H_2) e o oxigênio (O_2) do ar. A Figura 3.13 apresenta o esquema de operação das CaCs alimentadas com H_2 e O_2 .



Fonte: TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo (Org.). *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003. (modificada)

Figura 3.13 Esquema básico de operação de CaCs alimentadas com H_2 e O_2 .

Com o auxílio de catalisador, o H_2 é oxidado no anodo, reação em que ele cede elétrons para o eletrodo e produz íons H^+ , que passam através do eletrólito rumo ao catodo. Novamente com o auxílio de catalisador, o O_2 é reduzido no catodo, reação em que ele recebe elétrons do eletrodo e da qual participam os íons H^+ oriundos do anodo, gerando água e calor. O eletrólito é composto de material que permite o fluxo de íons entre os eletrodos, mas impede a passagem de elétrons. O excesso de elétrons no anodo e a falta deles no catodo produzem uma tensão elétrica nesses terminais, que pode ser utilizada para estabelecer corrente elétrica por um circuito externo à célula unitária, suprimindo energia elétrica a uma carga externa. Por esse processo, que é isotérmico — não sofre, portanto, as limitações de eficiência de uma máquina de Carnot, máquina térmica que opera entre dois reservatórios de temperaturas determinadas e diferentes —, possui eficiência da ordem de 55% para a mistura hidrogênio-ar.

Verifica-se, então, que todo o processo de geração elétrica descrito envolve duas reações: uma de oxidação e outra de redução. Logo, o processo completo é composto pelo que a literatura especializada da área denomina reação global, e as reações que o compõem são meias-reações: a meia-reação de oxidação e a meia-reação de redução. Geralmente, a reação global de uma célula unitária é a formação de água a partir de hidrogênio e oxigênio. Dessa forma, por exemplo, em uma célula do tipo ácida — aquela com eletrólito ácido — cujo combustível é o hidrogênio, a reação global é a representada a seguir:



Essa reação global é o resultado da combinação da meia-reação de oxidação que ocorre no anodo, representada na Equação 3.5, e da meia-reação de redução que ocorre no catodo, representada na Equação 3.6. Nessas equações, estão destacados em negrito os portadores de carga.



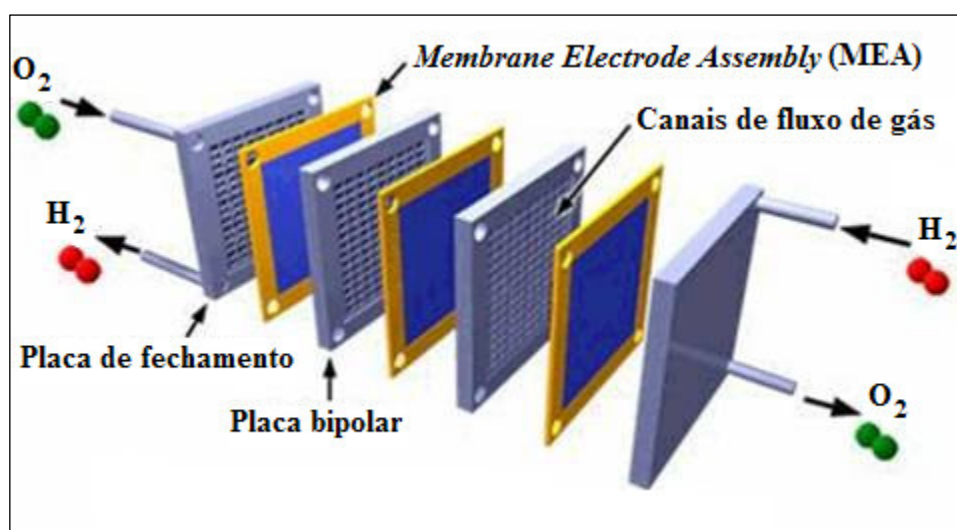
Nos tipos de CaC em que há fluxo de íons positivos através do eletrólito, forma-se água no catodo; já nos tipos de CaC em que há fluxo de íons negativos através do eletrólito, a água é formada no anodo.

A corrente elétrica gerada é proporcional à área útil dos eletrodos, que são a interface entre os gases reagentes, o catalisador e o eletrólito e de importância fundamental para o bom desempenho da célula unitária. Os eletrodos, além de condutores elétricos, devem: (a) ser porosos para permitir a permeação dos gases até o eletrólito; (b) ter propriedades catalíticas para acelerar as reações eletroquímicas; (c) ser impermeáveis ao eletrólito, quando este for líquido, para que o eletrólito não afogue o eletrodo e impeça o acesso dos gases à zona de reação; e (d) ser construídos com material adequado. O papel de fibra de carbono é usualmente utilizado para essa função, pois é poroso, hidrofóbico, condutivo e não-corrosivo. Geralmente, o material do eletrodo é muito fino, para maximizar o transporte de gás e água.

O catalisador é responsável pela quebra da molécula de H_2 em H^+ e em e^- . Ele é adicionado à superfície de cada eletrodo fazendo o contato com o eletrólito de forma a

umentar a taxa de reações químicas, mas não é consumido nesse processo. Geralmente, a platina é utilizada como catalisador por causa de sua alta atividade eletrocatalisadora, de sua alta estabilidade e de sua elevada condutividade elétrica. Porém, a platina é um metal muito caro, com o fato agravante de forte tendência de encarecimento, e tem participação significativa no custo final da célula. Em razão disso, os fabricantes procuram minimizar a quantidade de platina utilizada sem perder a eficiência no processo. Normalmente, a platina é utilizada em CaCs de temperaturas de operação baixas, entre 40 °C e 200 °C, nas tecnologias PEMFC e PAFC, que serão detalhadas adiante. Nas CaCs de temperaturas mais altas, entre 600 °C e 1.000 °C, não há a necessidade de se utilizar um excelente catalisador, pois as altas temperaturas já ativam grande número de reações. Nesses casos, ligas de materiais com níquel podem ser utilizadas como catalisadores eficientes e de baixo custo.

Uma vez que a tensão gerada por célula unitária é geralmente menor que 1 V, quando há a necessidade de potência e(ou) tensão mais elevadas, as células unitárias são montadas em arranjos em série, conforme exemplificado na Figura 3.14.



Fonte: ELECTROCELL – Grupo Electrocell Células a Combustível. Disponível em: www.electrocell.com.br/oqueeacc_pt.htm. Acesso em: 26 maio 2008. (modificada)

Figura 3.14 *Esquema de arranjo em série de três células unitárias.*

Entre os pares de células unitárias, são colocadas placas bipolares, também chamadas de placas separadoras. Estas possuem canais para a distribuição de gases, em desenho de serpentina, nas duas faces. O desenho dos canais de fluxo de gases é fundamental para a

geração uniforme de potência, a estabilidade da célula e o correto gerenciamento do produto água. Diferentes tipos de desenhos para esses canais estão associados aos vários tipos de aplicações. As placas abastecem de combustível o anodo e de oxidante o catodo de duas células unitárias adjacentes, retiram os gases reagidos e a água formada, coletam e transmitem a corrente elétrica de uma célula unitária para outra contígua para que a energia de todas as células unitárias flua para a carga externa, por meio de conexão elétrica adequada. As placas são geralmente feitas de grafite ou de metais. O grafite é o material preferido devido às suas características de excelente condutividade elétrica, baixa taxa de contaminação sofrida e relativo baixo custo. Todavia, ele é quebradiço e poroso.

Na Figura 3.14, a MEA é o conjunto membrana-eletrodo, constituída, na realidade, por um eletrólito entre dois eletrodos de carbono poroso com catalisador integrado entre cada um dos eletrodos e a respectiva face do eletrólito. Desse modo, cada MEA é uma célula unitária mencionada anteriormente; com três dessas células unitárias, formou-se o arranjo mostrado.

Quando se deseja aumentar a potência disponível, esses arranjos de células unitárias podem ser conectados em paralelo, formando o que se denominam módulos, que, por sua vez, ainda podem ser agrupados em paralelo para formarem uma CaC completa, com potência e tensão nominais desejadas.

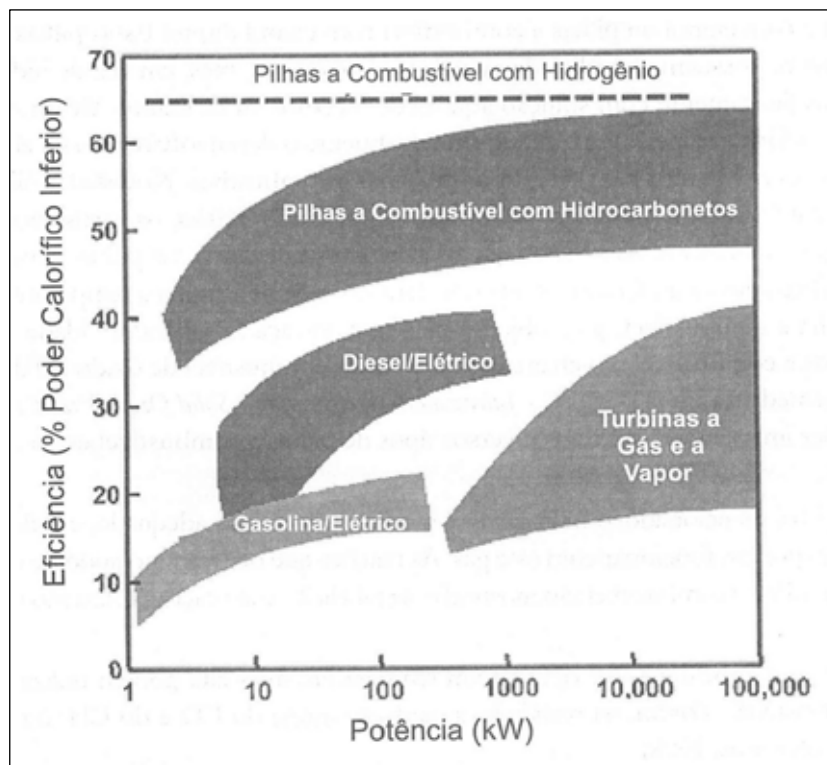
Além dos componentes já mencionados, utilizam-se sensores e componentes eletrônicos para o monitoramento e o controle da CaC. Muitas vezes, também há a necessidade de se utilizarem umidificadores para os gases reagentes, para que ocorra uma melhor condução dos íons dentro da célula, e reformadores, para extrair o hidrogênio do combustível.

3.3.3 Aspectos positivos e negativos³⁴

De modo geral, as CaCs apresentam vantagens em relação aos motores de combustão interna e outras máquinas térmicas utilizados para a geração elétrica. Essas vantagens estão associadas aos aspectos positivos dessa tecnologia, que incluem os listados a seguir, além dos já mencionados benefícios da utilização genérica da GD.

³⁴ Aldabó (2004), Electrocell (2008), Portal H2 (2008), Reis (2003), Reis e Silveira (2001) e Tolmasquim (2003).

- (1) Alta eficiência energética: As CaCs convertem a energia química do combustível diretamente em energia elétrica, sem a transformação intermediária em energia térmica que ocorre em outros casos. A consequência disso é que as CaCs apresentam eficiência que pode ser maior que o dobro da apresentada pelos motores de combustão, conforme mostra a Figura 3.15, e isso significa um quociente entre energia gerada e combustível utilizado mais favorável às CaCs. Nessa figura, a expressão “Pilhas a combustível” é utilizada para designar CaCs, e poder calorífico inferior é a quantidade de calor que pode ser produzida por 1 kg de combustível, quando este entra em combustão com excesso de ar, e os gases de descarga são resfriados até o ponto de ebulição da água, evitando, assim, que a água contida na combustão seja condensada.



Fonte: TOLMASQUIM, Mauricio Tiommno (Org.). *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003.

Figura 3.15 Comparação da eficiência energética de diversos sistemas de geração.

- (2) Alta eficiência em carga parcial: As CaCs possuem eficiência alta mesmo quando operam com carga baixa, ao contrário do que ocorre com os motores de combustão, que apresentam as maiores eficiências quando operam com potência próxima à nominal.

- (3) Baixo impacto ambiental: Devido à maior eficiência na transformação de energia, as CaCs, quando alimentadas com hidrocarbonetos, geram menos CO₂ por unidade de energia gerada que os motores de combustão; além disso, geram menos poluentes locais e regionais, como CO, hidrocarbonetos volatilizados, SO_x, NO_x e particulados. Com isso, elas contribuem para a redução dos gases causadores do efeito estufa e para a diminuição da poluição da atmosférica. Adicionalmente, a utilização de CaCs em substituição a baterias e pilhas usadas em equipamentos eletrônicos reduz o impacto poluidor que o descarte destes componentes causa nos aterros sanitários e lençóis freáticos. Finalmente, algumas CaCs, como as que utilizam o H₂ como combustível, simplesmente não têm operação poluente e, se são utilizadas em substituição a outra forma poluente de geração, reduzem em 100% a emissão de gases nocivos ao ambiente.
- (4) Reduzida poluição sonora: As CaCs não possuem peças móveis, embora seus periféricos possam utilizar compressores, e não realizam explosões; por isso, são mais silenciosas que os motores de combustão. Essa característica aumenta bastante a possibilidade de geração de energia elétrica em residências, tal como já ocorre com a utilização dos painéis fotovoltaicos, e, com a ampliação do uso das CaCs em veículos automotores, deve contribuir muito para a redução da poluição sonora no trânsito.
- (5) Alta confiabilidade: Uma vez que não possuem peças móveis, as CaCs sofrem menor desgaste das partes, e a necessidade de manutenção é diminuída, reduzindo custos e aumentando a disponibilidade do equipamento, especialmente nas células de baixas temperaturas. A característica modular também contribui para aumentar a confiabilidade e a disponibilidade das CaCs. Todavia, a utilização de combustível com características inadequadas pode ser extremamente prejudicial a elas.
- (6) Bom desempenho operativo: Essa característica decorre da alta eficiência, da alta confiabilidade e do atendimento adequado ao propósito de suprir energia elétrica a uma carga.
- (7) Montagem em módulos: As CaCs são constituídas por arranjos em paralelo de módulos, o que confere às CaCs grande flexibilidade para serem produzidas com diferentes potências. Adicionalmente, a estrutura modular: facilita e torna menos onerosa a manutenção; aumenta a disponibilidade do equipamento, melhorando o desempenho no quesito confiabilidade; permite adequar melhor a expansão da

geração ao aumento de carga, considerando-se tanto quantidade quanto velocidade; e aumenta a suscetibilidade de produção em massa.

- (8) Possibilidade de dispersão das centrais: Isso decorre da possibilidade da instalação das CaCs em áreas urbanas ou rurais, caracterizando aumento da distribuição da geração e, conseqüentemente, agregando o valor dos benefícios da utilização da GD.
- (9) Possibilidade de co-geração: Especialmente nas CaCs de alta temperatura, o calor gerado pode ser utilizado para diversas finalidades, como, por exemplo, aquecer ambientes, aquecer água, gerar vapor, gerar eletricidade e aquecer outros equipamentos, tais como reformadores. A eficiência energética de uma CaC de alta temperatura em conjunto com uma turbina a gás pode chegar a mais de 70%; quando o calor também é utilizado, a eficiência energética aproxima-se de 85%.
- (10) Flexibilidade de combustível: As CaCs podem operar com diversos combustíveis além do hidrogênio, renováveis ou não, tais como derivados de combustíveis fósseis — gás natural, destilados de petróleo, GLP, gás de síntese da gaseificação do carvão —, álcoois — principalmente metanol e etanol —, gases resultantes da gaseificação da biomassa e de nitrogenados — amônia e hidrazina. Quando utilizados, esses combustíveis são inicialmente submetidos a uma reação com o vapor, em um processo conhecido como reforma catalítica. Em seguida, o gás resultante desse processo reage com o oxigênio no interior da célula produzindo principalmente água, calor e energia elétrica, sem a ocorrência da combustão. Comparado com a combustão tradicional, este processo realiza-se com eficiência significativamente mais alta e com baixíssima emissão de gases poluentes. Nas CaCs de alta temperatura, é possível realizar internamente a reforma dos hidrocarbonetos e álcoois, mas já existem equipamentos, desenvolvidos ou em fase final de desenvolvimento, que permitem gerar hidrogênio a partir desses combustíveis para a alimentação das CaCs que operam em temperaturas mais baixas.
- (11) Flexibilidade de aplicação: As CaCs podem ser aplicadas nas mais diversas áreas hoje atendidas por baterias, pilhas e sistemas de geração convencionais. As aplicações embarcadas incluem motos, carros, caminhões, ônibus, trens, aviões, veículos militares e navios — Canadá, Alemanha, Espanha, China, Austrália e EUA já utilizam ônibus que possuem CaC. As aplicações estacionárias incluem sistemas de segurança do tipo *no-break*, geração isolada ou conectada à rede elétrica, desde poucos quilowatts até dezenas de megawatts — as CaCs já fornecem energia limpa e eficiente a fazendas, hospitais, *shopping centers* e indústrias em todo o mundo,

inclusive no Brasil, como é caso das cidades de São Paulo, do Rio de Janeiro e de Curitiba. Há também a possibilidade de uso em equipamentos portáteis, tais como telefones celulares, *palmtops*, *laptops* e outros equipamentos alimentados por baterias ou pilhas. Outra possibilidade é o uso múltiplo, como, por exemplo, fazer uso da energia elétrica gerada com CaC em um automóvel para alimentar uma residência.

No atual estágio do desenvolvimento das CaCs, os principais aspectos negativos incluem os apresentados a seguir. Porém, muitos autores acreditam que essas desvantagens possam ser muito atenuadas em pouco tempo, tornando as CaCs ainda mais atrativas para a solução de determinados problemas de suprimento de energia elétrica.

- (1) Custo inicial elevado, em comparação com outras formas de geração elétrica, decorrente do emprego de materiais nobres.
- (2) Tecnologia ainda não-popularizada.
- (3) Falta de infra-estrutura e de suporte.
- (4) Suscetibilidade à contaminação pela ação de alguns componentes existentes no combustível.
- (5) Desempenho dependente de vários fatores: O desempenho de uma CaC depende, obrigatoriamente, de variáveis como a temperatura, a pressão, a constituição dos gases e as interações dela com o sistema onde está instalada, aumentando a vulnerabilidade a problemas de desempenho.
- (6) Confiabilidade e suportabilidade a condições adversas ainda não demonstradas.
- (7) Necessidade de processamento e de reforma do combustível: De fato, em alguns casos, há essa necessidade, que eleva o custo do sistema e aumenta as complicações operativas.

3.3.4 Tecnologias³⁵

Os diferentes tipos de CaCs ou tecnologias associadas encontram-se em diferentes estágios de desenvolvimento. Alguns tipos de tecnologias foram ou estão sendo abandonados por problemas de durabilidade ou sensibilidade a contaminadores. Por outro lado, algumas outras tecnologias estão em desenvolvimento acelerado e começam a ocupar lugar no mercado.

³⁵ Aldabó (2004), Electrocell (2008), Portal H2 (2008), Reis (2003), Reis e Silveira (2001) e Tolmasquim (2003).

Os principais tipos existentes estão listados a seguir, juntamente com a terminologia pela qual são mais conhecidos em língua inglesa.

- (1) CaC com eletrólito alcalino ou CaC alcalina – *alkaline fuel cell* (AFC)
- (2) CaC com eletrólito de membrana polimérica ou CaC de membrana polimérica – *proton exchange membrane fuel cell* (PEMFC)
- (3) CaC com eletrólito ácido ou CaC ácida – *phosphoric acid fuel cell* (PAFC)
- (4) CaC com eletrólito de carbonato fundido ou CaC de carbonato fundido – *molten carbonate fuel cell* (MCFC)
- (5) CaC com eletrólito de óxido sólido ou CaC de óxido sólido – *solid oxide fuel cell* (SOFC)
- (6) CaC de óxido sólido de temperatura intermediária – *intermediate temperature solid oxide fuel cell* (ITSOFC)
- (7) CaC alimentada diretamente com metanol – *direct methanol fuel cell* (DMFC)
- (8) CaC alimentada diretamente com etanol – *direct ethanol fuel cell* (DEFC)

O hidrogênio é o combustível mais adequado, e todas as CaCs podem funcionar com esse gás. Todavia, conforme já mencionado, outros combustíveis também podem ser utilizados. O Quadro 3.6 apresenta as reações totais nas CaCs para diversos combustíveis, e o Quadro 3.7 apresenta as reações que ocorrem no anodo e no catodo de cada tipo de CaC apresentado, além de algumas outras informações importantes acerca desses tipos de CaCs.

Quadro 3.6 *Reações totais nas CaCs em função do tipo de combustível.*

Combustível	Reação total
hidrogênio (H ₂)	$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$
metanol (CH ₃ OH)	$CH_3OH + \frac{3}{2}O_2 \rightarrow 2H_2O + CO_2$
etanol (C ₂ H ₅ OH)	$C_2H_5OH + 3O_2 \rightarrow 3H_2O + 2CO_2$
monóxido de carbono (CO)	$CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$
metano (CH ₄)	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow 2H_2O + CO_2$

Fonte: TOLMASQUIM, Mauricio Tiommno (Org.). *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003. (modificado)

Apresenta-se, a seguir, em complementação às informações do Quadro 3.7, uma descrição sumária de cada um dos tipos apresentados de CaCs.

Quadro 3.7 Características das CaCs.

Tipo de CaC	Eletrólito	Temperaturas de operação (°C)	Reação(ões) no anodo	Reação(ões) no catodo	Aplicação(ões)
AFC	Solução de KOH	50 a 120 ^a	$H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2OH^-$	Espaciais e militares, transporte
PEMFC	Membrana polimérica	20 a 125	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	Transporte e geração de baixa potência
PAFC	Ácido ortofosfórico (H ₃ PO ₄)	160 a 220	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	Transporte pesado, geração de média potência, co-geração
MCFC	Carbonatos fundidos de Li + K	550 a 660	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$ $CO + CO_3^{2-} \rightarrow 2CO_2 + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$	Geração de potência intermediária e de base, co-geração
SOFC	Zircônia (ZrO ₂) estabilizada com ítria	850 a 1.000	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$ $CO + O^{2-} \rightarrow CO_2 + 2e^-$ $CH_4 + 4O^{2-} \rightarrow 2H_2O + CO_2 + 8e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$ $2O_2 + 8e^- \rightarrow 4O^{2-}$	Geração de potência intermediária e de base, co-geração
ITSOFC	Óxidos de cério	400 a 600	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$ $CO + O^{2-} \rightarrow CO_2 + 2e^-$ $CH_4 + 4O^{2-} \rightarrow 2H_2O + CO_2 + 8e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$ $2O_2 + 8e^- \rightarrow 4O^{2-}$	Transporte
DMFC	Membrana polimérica	80 a 140	$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$	$3/2O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$	Transportes e portáteis
DEFC	Membrana polimérica	100 a 130	$C_2H_5OH + 3H_2O \rightarrow 2CO_2 + 12H^+ + 12e^-$	$3O_2 + 12H^+ + 12e^- \rightarrow 6H_2O$	Transportes e portáteis

Fonte: TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo (Org.). *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003. (modificado)

(a) Há CaCs alcalinas que operam a 250 °C; nelas, o eletrólito de KOH é mais concentrado que naquelas que operam em temperaturas mais baixas.

3.3.4.1 CaC alcalina (AFC)

As AFCs utilizam como eletrólito solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH) e operam com eficiência de 50% a 60%. A reação de oxidação em eletrólitos alcalinos é mais rápida que em eletrólitos ácidos, o que torna viável a utilização de metais não-nobres, e mais baratos como catalisadores. A maior desvantagem desse tipo de célula reside no fato de os eletrólitos alcalinos reagirem com o CO₂, restringindo o emprego desse tipo de célula a aplicações em que o oxigênio e o hidrogênio puros são utilizados como reagentes.

As AFCs não requerem materiais de alto custo na sua construção. Pela grande compatibilidade com muitos materiais, têm vida longa, tendo-se já registrado períodos de operação superiores a 15.000 h. Não obstante o seu alto custo, elas têm-se mostrado viáveis para aplicações estratégicas, como missões espaciais, submarinas e militares. O aumento do interesse nesse tipo de CaC para aplicações terrestres móveis e estacionárias está vinculado ao desenvolvimento de componentes de baixo custo para sua viabilização econômica.

3.3.4.2 CaC de membrana polimérica (PEMFC)

Nas PEMFCs, o eletrólito consiste em uma membrana polimérica fluorada e condutora de prótons. A temperatura de operação dessas CaCs é de cerca de 80 °C, o que permite a partida rápida — desejável para aplicação automotiva —, por causa do menor tempo necessário ao aquecimento do eletrólito. Devido ao mecanismo de condução iônica operante na membrana polimérica que compõe o eletrólito, o desempenho desta CaC depende do estado de umidificação da membrana: a desidratação da membrana diminui a sua condutividade elétrica; por outro lado, o excesso de água pode causar o afogamento dela, impedindo o fluxo de gases, principalmente o do oxigênio no anodo. A necessidade de umidificação da membrana impede a operação acima da temperatura de 100 °C, a não ser que a PEMFC seja pressurizada a mais de 1 atm, condição em que a temperatura de ebulição da água é mais elevada.

Nas PEMFCs, os eletrodos e o eletrólito são produzidos em um único conjunto conhecido como *membrane electrode assembly* (MEA), já apresentada na Figura 3.14, em que cada componente é o mais fino possível para proporcionar o caminho mais curto para os gases e

para reduzir a resistência ôhmica da membrana. A espessura final deve considerar a resistência mecânica do conjunto e a impermeabilidade da membrana aos gases.

Por serem mais eficientes e não provocarem o desprendimento de gases poluentes, essas células são aplicadas na indústria automobilística em substituição aos motores de combustão interna e tem-se mostrado solução bastante promissora para aplicações estacionárias, como em centrais de co-geração. Porém, para a disseminação do uso das PEMFCs, será necessário reduzir o custo de produção delas: os componentes mais caros são o eletrólito de membrana polimérica, as placas separadoras — feitas de grafite de alta densidade e com alto custo de usinagem — e os eletrodos — devido aos catalisadores à base de platina. Além disso, esse tipo de célula está sujeita à contaminação pelo monóxido de carbono e requer resfriamento e controle do vapor de exaustão para operar adequadamente.

Segundo especialistas de todo o mundo, de todas as tecnologias existentes hoje para as CaCs, a PEMFC deve ser a vencedora, para aplicações comerciais gerais, pelas seguintes razões: (a) a possível redução dos custos de produção; (b) a modularidade; (c) a temperatura de operação, adequada a muitas aplicações de pequeno porte; (d) o desenvolvimento e o barateamento da tecnologia para aplicações estacionárias em função da aplicação pela indústria automobilística; (e) a rápida resposta; (f) juntamente com a SOFC, possui a maior relação energia gerada por volume de combustível consumido.

3.3.4.3 CaC ácida (PAFC)

As PAFCs, únicas comercializadas desde 1994, são as de tecnologia mais antiga e mais desenvolvida até o presente. Utilizando o ácido fosfórico como eletrólito, elas podem ser abastecidas com combustíveis relativamente limpos, derivados do processo de reforma de combustíveis fósseis como o gás natural, o GLP e outros destilados leves, ou, ainda, do processo de limpeza do gás de carvão produzido por um gaseificador. Podem também utilizar o metanol e o etanol como combustíveis, após estes serem submetidos ao processo de reforma para a produção de gás rico em H_2 . Todavia, devem ser tomadas precauções para evitar o envenenamento e a deterioração do anodo pelo CO ou pelo gás sulfídrico (H_2S) que podem ser liberados no processo de reforma.

Para proporcionar maior atividade das reações eletroquímicas, as PAFCs requerem o emprego de catalisadores à base de metais nobres, como a platina, o que representa grande desvantagem pelo alto custo envolvido. Não obstante essa desvantagem, o ácido fosfórico oferece algumas vantagens, como a excelente estabilidade térmica, química e eletroquímica e a baixa volatilidade para temperaturas superiores a 150 °C. A vantagem desse tipo de célula é a construção relativamente simples, com base em materiais produzidos a partir de processos amplamente dominados pela indústria.

A principal aplicação das PAFCs dá-se nas centrais de co-geração de 50 kW a 1.000 kW, para instalação nas dependências do consumidor e destina-se ao suprimento de eletricidade e calor para estabelecimentos comerciais, conjuntos residenciais e pequenas indústrias. O calor obtido pela recuperação parcial ou total do calor residual gerado no processo pode ser utilizado para aquecimento de água ou para ar-condicionado mediante processo de absorção. Esses são os maiores segmentos relevantes do mercado identificados até o presente como economicamente viáveis para a utilização desse tipo de CaC, que tem nível de produção ainda em fase de amadurecimento.

3.3.4.4 CaC de carbonato fundido (MCFC)

As MCFCs utilizam como eletrólito uma mistura de carbonatos alcalinos fundidos. Operam em temperaturas de 550 °C a 650 °C, com eficiência entre 55% e 60%. Uma das características das MCFCs que as diferenciam das demais é o envolvimento do CO₂ nas reações eletroquímicas. O catodo deve ser suprido de CO₂ que, reagindo com o O₂ e os elétrons liberados pelo anodo, produzem os íons de carbonato (CO₃⁻²), que irão conduzir a corrente iônica através do eletrólito. No anodo, esses íons são consumidos no processo de oxidação do H₂, formando vapor d'água e CO₂, que é reconduzido ao catodo. O combustível utilizado é, normalmente, um gás rico em H₂, produzido a partir do gás natural reformado. O calor e o vapor d'água produzidos na reação química da célula podem ser utilizados no processo de reforma do metano do gás natural, caracterizando, assim, o processo conhecido como reforma interna do combustível.

A tecnologia das MCFCs está se tornando cada vez mais atrativa para aplicações em centrais de co-geração de médio e grande portes, por oferecer diversas vantagens não só sobre as unidades convencionais de geração, mas também sobre os sistemas com PAFCs.

Entre essas vantagens, destaca-se a elevada eficiência combustível/energia elétrica, que pode exceder 55%, bem superior, portanto, aos 33% – 35% das unidades de tecnologia convencional e aos 40% – 45% observados nas unidades de PAFCs, sem o aproveitamento do calor residual. Quando o calor residual é utilizado em esquema de ciclo combinado, a eficiência global da central pode atingir 85%. A elevada temperatura de operação das MCFCs torna-as adequadas para aplicações em sistemas de co-geração que operam em ciclo combinado. O desenvolvimento dessa tecnologia tem encontrado grandes problemas relacionados à degradação e à estabilidade dos componentes e materiais empregados nas células.

3.3.4.5 CaC de óxido sólido (SOFC)

As SOFCs utilizam eletrodos cerâmicos à base de zircônio e operam a cerca de 1.000 °C, gozando, portanto, das mesmas vantagens das MCFCs em relação às células de baixas temperaturas: (a) dispensam a utilização de catalisadores à base de materiais nobres e de alto custo; (b) permitem o processamento direto do combustível no interior da própria célula — reforma interna; e (c) são adequadas para a produção de calor residual em sistemas de co-geração com ciclo combinado.

O projeto das SOFCs está sendo desenvolvido segundo três concepções distintas: a tubular, a planar e a monolítica. Na concepção tubular, as células operam com o combustível fluindo nas superfícies externas de um feixe de tubos. O oxidante flui internamente ao tubo que é composto por eletrodos e eletrólito em tubos concêntricos, formando um *sanduíche*. Nesse caso, a célula é denominada *tubular* SOFC, ou TSOFC. Na concepção planar, as células são constituídas por placas montadas juntas e empilhadas, com vantagens sobre o sistema tubular: a relativa facilidade de fabricação e a baixa resistência elétrica do eletrólito, com redução de perdas. Na concepção monolítica, que está em estágio inicial de desenvolvimento, a construção tem base em um processo de sintetização/corrugação dos eletrodos e do eletrólito para formar uma estrutura em forma de colmeia.

As seguintes características, próprias da SOFCs, tornam-nas vantajosas em relação às MCFCs: (a) possuem eletrólito sólido, tendo, portanto, maior estabilidade; (b) o eletrólito não é corrosivo, possibilitando vida útil mais longa; (c) não necessitam de reciclagem de CO₂, dispensando os componentes auxiliares para essa finalidade; e (d) são mais tolerantes

à contaminação pelo enxofre e suportam processos de remoção de contaminantes a temperatura elevada. Em contrapartida, a elevada temperatura das SOFCs traz algumas desvantagens, como a redução da energia livre disponível na célula e outros problemas relacionados com os materiais utilizados na célula e em equipamentos auxiliares, tais como trocadores de calor e preaquecedores.

O calor produzido nessas células pode ser utilizado em aplicações de co-geração ou para acionar turbina a vapor, produzindo, assim, energia elétrica adicional àquela gerada com as reações químicas da célula. Além disso, podem ser utilizados diferentes tipos de combustível, desde o H₂ até o metano ou o monóxido de carbono, sendo que a natureza das emissões varia conforme a mistura do combustível.

Há a expectativa de que seja possível, dentro de pouco tempo, a construção modular de centrais de grande porte com densidade energética de cerca de 1 MW/m³ e eficiência de 50% a 60%. Devido à alta temperatura de operação, as SOFCs são adequadas para operarem em esquema de ciclo combinado, em que o combustível não-submetido à reação química que sai da célula é queimado em uma turbina a gás. Uma vez que a temperatura dos gases de exaustão é da ordem de 500 °C a 900 °C, o calor residual pode ser utilizado para gerar vapor, podendo-se, com isso, atingir eficiência global de cerca de 80%.

3.3.4.6 CaC de óxido sólido de temperatura intermediária (ITSOFC)

Um considerável esforço de pesquisa é realizado com o objetivo de abaixar a temperatura de operação das SOFCs, o que permitiria o uso de materiais mais baratos, estenderia o campo de aplicação das SOFCs, por exemplo, à tração em veículos, e aumentaria a confiabilidade e a vida útil da célula. Temperaturas de operação abaixo de 800 °C só serão possíveis com a aplicação de novos materiais nos componentes da CaC. Para o desenvolvimento desse tipo de CaC, pesquisam-se novos eletrólitos com boa condutividade em temperaturas abaixo de 800 °C, principalmente as cerâmicas à base de cério (Ce) dopadas com gadolínio (Gd). Há, ainda, um longo caminho a ser percorrido no desenvolvimento desse tipo de CaC.

3.3.4.7 CaC de metanol direto (DMFC)

Esse tipo de CaC não precisa de reformador para a produção de hidrogênio, pois o metanol é diretamente oxidado no anodo. A principal aplicação prevista para a DMFC é a substituição das baterias de equipamentos eletrônicos, como telefones celulares e microcomputadores, que poderão funcionar por longos períodos, desde que haja alimentação com metanol. Em princípio, existem duas maneiras diferentes de se alimentar essa CaC: com o metanol na forma líquida ou na forma vaporizada. No segundo caso, a temperatura de operação é maior que no primeiro. A temperatura de operação mais alta aumenta a resistência do catalisador à contaminação por CO e acelera a cinética de oxidação do metanol, melhorando o desempenho da célula. Todavia, aumenta a complexidade do sistema devido à necessidade de um vaporizador de combustível e de umidificação da membrana. Outra aplicação em fase de avaliação para a DMFC é a automotiva, principalmente por eliminar a necessidade do reformador e, assim, simplificar o processo de produção de energia elétrica e aumentar a eficiência energética total do sistema.

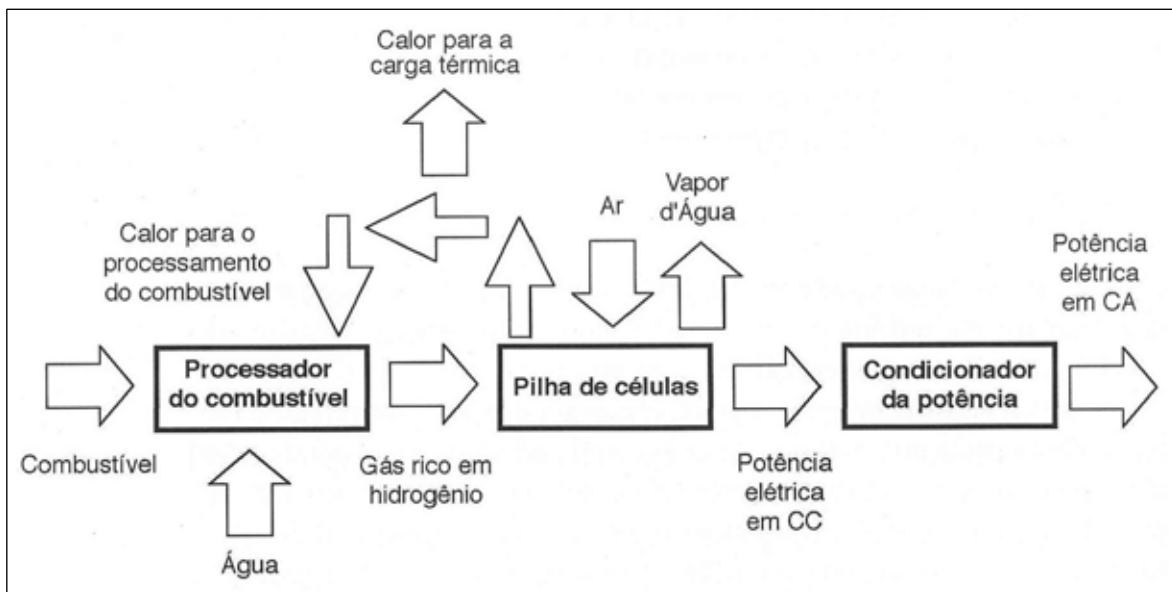
Como já mencionado, as DMFCs encontram-se em estágio de desenvolvimento incipiente em relação às PEMFC alimentadas por hidrogênio, sendo que os principais problemas relacionados a elas são o desempenho do catalisador e a permeação de metanol através da membrana polimérica. Todavia, o desempenho das DMFCs vem melhorando rapidamente, e elas já são competitivas com as baterias de Li mais avançadas, com a vantagem de poderem ser recarregadas facilmente.

3.3.4.8 CaC de etanol direto (DEFC)

O combustível etanol apresenta vantagens em relação ao metanol, tais como menor toxidez e maior facilidade de ser obtido de forma renovável a partir de biomassa. Estudos iniciais indicaram que a permeabilidade do etanol através do eletrólito polimérico é baixa, o que o torna promissor para alimentação direta de PEMFC. Por outro lado, a cinética de oxidação do etanol é mais lenta que a do metanol, implicando a geração de sobrepotencial anódico ainda maior que no caso do metanol. Essas CaCs ainda estão em estágio de desenvolvimento laboratorial.

3.3.5 Sistemas à base de CaCs³⁶

Sistemas à base de CaCs que utilizam as muitas tecnologias descritas anteriormente têm sido testados em aplicações móveis e estacionárias por todo o mundo, demonstrando muitas vantagens com relação aos sistemas convencionais. A Figura 3.16 mostra um esquema geral de sistema à base de CaCs em que são destacados os componentes principais.



Fonte: REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 3. ed. Barueri: Manole, 2003.

Figura 3.16 *Esquema geral de sistema à base de CaCs.*

No esquema mostrado, os principais componentes são o processador do combustível, a pilha de células e o condicionador de potência, apresentados a seguir.

3.3.5.1 Processador de combustível

Antes de ser introduzido na célula, o combustível deve passar por um processo de limpeza, cuja função é retirar todas as impurezas, como o enxofre, a amônia e, às vezes, o monóxido de carbono, que, uma vez em contato com os elementos da célula, podem contaminá-los, prejudicando o desempenho da CaC e reduzindo a vida útil dela.

³⁶ Aldabó (2004) e Reis (2003).

O processador do combustível também é o responsável pelo processo em que se realiza a reforma catalítica a vapor, que é a reação dos hidrocarbonetos existentes no combustível com vapor d'água, produzindo o hidrogênio livre que participará da reação eletroquímica no interior da célula. Nas CaCs que operam a temperaturas elevadas (MCFCs e SOFCs), o processo de reforma catalítica do combustível é realizado no interior da própria célula, eliminando a necessidade de um reformador em separado, caracterizando a reforma interna do combustível.

É claro que as CaCs que utilizam diretamente o gás H_2 ou um gás rico em hidrogênio usufruem da vantagem de não necessitarem realizar a reforma do combustível.

3.3.5.2 Pilha de células

A pilha de células indicada no esquema pode ser uma CaC completa, conforme descrição anterior, ou um conjunto de CaCs formado para a obtenção de um resultado coletivo com maior potência.

3.3.5.3 Condicionador de potência

É o conjunto de equipamentos que converte a energia em CC gerada pela CaC para a forma de CA, normalmente trifásica, a ser utilizada pelas cargas elétricas. Sendo assim, o condicionador de potência é constituído principalmente por inversores estáticos CC/CA.

3.3.6 O hidrogênio como combustível das CaCs³⁷

O hidrogênio é o combustível básico utilizado nas CaCs, seja na forma pura ou na forma derivada de outros combustíveis, tais como os hidrocarbonetos, os álcoois e o carvão. Nas CaCs abastecidas com H_2 , as reações eletroquímicas que se processam são bem simples, não produzindo substâncias derivadas do carbono (CO e CO_2), do enxofre (SO_2) ou do nitrogênio (NO_x), potenciais agentes contaminadores dos componentes internos das CaCs.

³⁷ Aldabó (2004) e Reis (2003).

O hidrogênio como combustível exerce o importante papel de transportador de energia, proporcionando o armazenamento e a transmissão da energia por meio de linhas de dutos ou pelo seu armazenamento em recipientes adequados, com pressão compatível com a necessária ao consumo. Além disso, trata-se de um combustível poderoso: o poder calorífico do hidrogênio é de cerca de 120 MJ/kg (28.700 kcal/kg), enquanto o da gasolina é de cerca de 43,5 MJ/kg e o do metanol, de 20,1 MJ/kg.

O hidrogênio tem o potencial para ser o combustível menos poluidor. Entre os vários transportadores de energia que podem ser derivados de fontes renováveis, somente o hidrogênio e a eletricidade poderiam eliminar completamente as emissões prejudiciais no ponto de uso — algumas outras opções, como o metanol derivado da biomassa e utilizado em CaCs, poderiam aproximar-se dessa meta. Se o hidrogênio for produzido por meio de recursos renováveis, não há geração de gases-estufa ou outros poluentes na produção e no uso da energia.

É possível produzir hidrogênio eficientemente a partir de várias fontes renováveis disponíveis, usando-se métodos como, por exemplo, a eletrólise da água, em que a energia elétrica requerida para o processo pode ser fornecida por meio de geração eólica, hidrelétrica, solar fotovoltaica, gaseificação da biomassa, entre outras. A diversidade de fontes primárias poderá atribuir ao hidrogênio o papel de transportador universal de energia.

Cabe ressaltar que a maneira mais tradicional de se produzir hidrogênio puro ou com grau de pureza elevado é pela eletrólise da água, mediante a utilização de uma fonte externa de energia, em processo que se dá de modo exatamente inverso ao processo de geração de eletricidade nas CaCs.

3.3.7 Sistemas móveis e estacionários³⁸

Os sistemas móveis à base de CaCs caracterizam-se principalmente pela constituição compacta, com as células operando com elevadas densidades de corrente. Esses sistemas, comumente à base de PEMFCs, são utilizados em substituição aos tradicionais motores de

³⁸ Reis (2003) e Tolmasquim (2003).

combustão interna, com muitas vantagens, entre as quais se incluem a elevada eficiência e a ausência de emissão de gases do efeito estufa.

Já os sistemas estacionários à base de CaCs caracterizam-se principalmente pela capacidade de geração de energia elétrica em local próximo à carga, garantindo, desse modo, vantagens incluídas nas já descritas para a GD no capítulo anterior. Desse modo, eles constituem casos particulares de GD, podendo ter as seguintes aplicações, entre outras: (a) geração de energia nas dependências do consumidor, que foi justamente a aplicação que deu visibilidade à tecnologia das CaCs, tornando-a comercialmente disponível desde o início dos anos 90 do século XX, com PAFCs de até 200 kW; (b) geração de energia conectada à rede de distribuição constituindo microrrede, conforme conceito apresentado no capítulo anterior; (c) geração concomitante de energia elétrica e calor, que pode ser utilizado para produzir eletricidade, para a produção de água quente ou para o abastecimento de sistemas de condicionamento de ar frio ou quente, muito empregado por hospitais, hotéis e outros estabelecimentos comerciais; ou (d) geração de energia em operação combinada com turbogeradores a gás.

As principais aplicações estacionárias de pequeno porte, de até 10 kW, são para a geração de energia elétrica para uso residencial, sistemas do tipo *no-breaks* e sistemas remotos. Nesses casos, a PEMFC é a mais adequada e pode ser alimentada com H₂ armazenado ou produzido a partir da reforma a vapor do propano, do metanol ou do gás natural. Este último combustível pode ser a opção preferencial para uso residencial quando já existe a rede para a distribuição dele. O calor residual dos sistemas residenciais pode ser aplicado para o aquecimento de água e ambientes, aumentando a eficiência energética das residências. As SOFCs também podem ser utilizadas para aplicações estacionárias de pequeno porte, apresentando vantagem competitiva com relação às PEMFCs quando se considera também a co-geração de calor.

Segundo Tolmasquim (2003), as aplicações estacionárias de médio porte, de 10 kW a 50 kW, e de grande porte, acima de 50 kW, podem ser atendidas com o uso de PEMFCs, PAFCs, MCFCs e SOFCs. Demandas da ordem de megawatts podem ser supridas por sistemas compostos por combinação de várias CaCs com potências individuais de 200 kW a 250 kW.

Uma vez que se trata de tecnologias novas, com diferentes estágios de desenvolvimento, os custos das células ainda variam muito de uma tecnologia para outra e de um fabricante para outro. Tolmasquim (2003) apresenta custos máximos da ordem de US\$ 3.000/kW a US\$ 4.000/kW para PEMFCs e SOFCs de potências variadas, considerando custos projetados para os primeiros produtos comerciais. Isso significa a expectativa de que, com os produtos plenamente desenvolvidos e com escala de produção, os custos serão bastante reduzidos.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Existem muitas fontes primárias de energia e muitas tecnologias que podem, associadas, ser utilizadas para a GD. Considerando essa enorme diversidade e que o escopo deste trabalho restringe-se a uma avaliação detalhada de um sistema híbrido que integra geração fotovoltaica e célula a combustível, foi feita a opção pela abordagem, neste capítulo, apenas das fontes primárias de energia e das tecnologias aplicáveis ao foco de estudo deste trabalho.

Sendo assim, neste capítulo, foram apresentadas as principais características dos sistemas de geração fotovoltaica e de geração a partir de células a combustível, mostrando-se e justificando-se a relevância deles para a atualidade do setor de energia elétrica no Brasil e no mundo, tendo em vista a real possibilidade de sua utilização como fontes de GD. As informações, análises e conclusões aqui apresentadas, associadas àquelas do capítulo anterior, formam o lastro necessário para que o assunto relacionado ao objetivo final deste trabalho seja diretamente abordado no próximo capítulo.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo desta tese é apresentar uma avaliação técnico-econômica de um SHGD que utiliza geração fotovoltaica associada à geração com base em célula a combustível e ao armazenamento de energia em baterias e na forma de hidrogênio para fornecimento de energia elétrica a uma comunidade isolada localizada na Amazônia, sem possibilidade de alimentação pela rede elétrica convencional.

Como base para esse estudo, os capítulos anteriores discutiram os temas mais relevantes para o caso — GD, geração fotovoltaica, geração com base em CaC e armazenamento na forma de hidrogênio —, garantindo o necessário arcabouço conceitual para a descrição do SHGD especificado e em fase final de implantação e da metodologia a ser utilizada para a avaliação almejada.

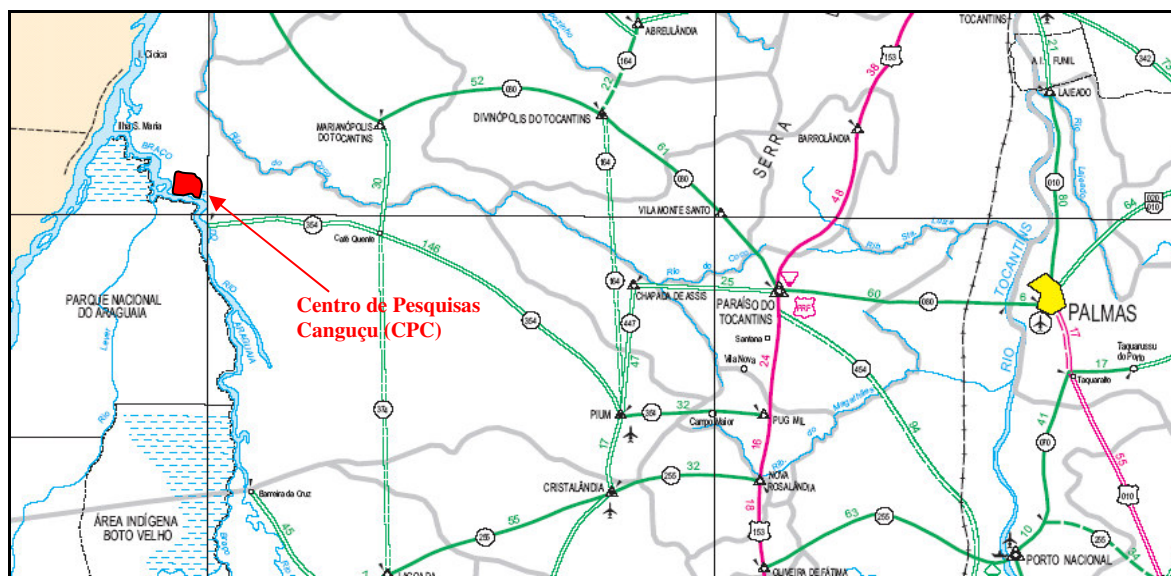
Este capítulo presta-se, então, a tal propósito, pois, considerando as idéias e premissas já apresentadas, descreve a situação original das instalações do local antes da instalação do SHGD; descreve a concepção, a origem, o propósito e a especificação técnica do SHGD; enquadra o SHGD nas classificações propostas no Capítulo 2; descreve a instalação e a operação inicial do SHGD; e apresenta a metodologia a ser utilizada para a avaliação técnico-econômica do SHGD. Com isso, cria as condições necessárias para a aplicação prática, no capítulo seguinte, do que se pretende.

4.2 O CENTRO DE PESQUISAS CANGUÇU

4.2.1 Aspectos gerais

O CPC é um centro de pesquisas localizado na região sudoeste do estado do Tocantins, conforme mostrado na Figura 4.1, no município de Pium, entre o Parque Estadual do Cantão e o Parque Estadual do Araguaia. O CPC encontra-se em área de proteção ambiental permanente de acesso limitado, pois, nos períodos chuvosos, o único acesso ao local é feito por meio de embarcações pelo rio Javaés, que, juntamente com o rio Araguaia,

abraça a Ilha do Bananal, que fica no estado do Tocantins, na divisa com os estados do Mato Grosso, de Goiás e do Pará.



Fonte: UFT – Universidade Federal do Tocantins. *Gestão energética para o desenvolvimento sustentável — Centro de Pesquisas Canguçu*. Palmas: UFT, 2003. Projeto aprovado no Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003. (modificada)

Figura 4.1 *Localização do CPC, no sudoeste do estado do Tocantins.*

As instalações do CPC representam base de apoio para a estadia de pesquisadores de instituições nacionais e internacionais, contando com duas salas específicas equipadas com microcomputadores, sistemas de monitoramento computadorizado de informações ambientais, laboratório de estudos, sala de televisão, refeitório e dormitórios, conforme ilustra a Figura 4.2. O CPC visa à estruturação de pesquisas científicas que dão embasamento aos projetos de seqüestro de carbono e de mudança climática e tem como missão atuar na área de pesquisas relacionadas ao ambiente, visando à melhoria da qualidade de vida das populações do entorno, ao monitoramento do clima e à sustentabilidade. Para isso, tem como objetivos: (a) gerar informações científicas e tecnológicas necessárias ao embasamento dos projetos de mudança climática e de seqüestro de carbono; (b) buscar o desenvolvimento sustentável; e (c) promover a melhoria da qualidade de vida das populações em sua área de influência (Instituto Ecológica, 2007). As principais pesquisas desenvolvidas no CPC estão relacionadas à influência das mudanças climáticas na região da Amazônia que compreende a faixa de transição

constituída por cerrado, floresta tropical e floresta amazônica e aos estudos relativos a quelônios³⁹.



Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1.

Figura 4.2 *Centro de Pesquisas Canguçu: (a) vista geral; (b) mirante; (c) vista parcial dos dormitórios; (d) vista parcial das instalações de serviço.*

O CPC é administrado pelo Instituto Ecológica, que é uma organização não-governamental sem fins lucrativos, criada originalmente com a finalidade de apoiar, desenvolver e articular diversas ações em prol das comunidades da região da Ilha do Bananal, particularmente o fomento e o desenvolvimento de pesquisas sócio-ambientais que contribuam para o uso sustentável dos recursos naturais (UFT, 2003). Todavia, a gestão atual do CPC está a cargo da UFT, em regime de comodato, como resultado de recente acordo firmado entre a UFT e o Instituto Ecológica.

³⁹ Segundo Houaiss (2001), quelônios são indivíduos pertencentes à ordem de répteis anapsidas, conhecidos como tartarugas, cágados ou jabutis, com cerca de 250 espécies, aquáticas ou terrestres, encontradas em quase todo o mundo, com exceção da Nova Zelândia e do oeste da América do Sul.

4.2.2 Instalações elétricas originais do CPC⁴⁰

Considerando-se que o conhecimento relativo às instalações elétricas originais do CPC seria imprescindível para se construir um conjunto de parâmetros para futura comparação entre o sistema original e o SHGD a ser instalado, foi feita, no final de 2005, uma inspeção técnica com o objetivo de se registrar o estado do sistema. Ademais, as informações obtidas nessa inspeção são consideradas muito importantes porque é bastante razoável esperar que o sistema elétrico do CPC seja legítimo representante de um conjunto de diversos sistemas elétricos que alimentam comunidades isoladas com os mesmos tipos de problemas técnicos que o CPC. Os principais resultados da inspeção realizada são relatados a seguir.

As instalações elétricas originais do CPC constituíam um sistema elétrico desconectado de qualquer rede elétrica convencional, podendo, então, ser classificadas como sistema de uma comunidade isolada. Esse sistema elétrico era alimentado por um gerador elétrico de 9 kVA acionado por um motor a diesel, suprindo energia para um conjunto bem simples de cargas formado por um *freezer* horizontal, uma televisão, um motor acoplado a uma bomba d'água e diversas lâmpadas incandescentes.

O gerador do GMG existente é da marca Bambozzi, de eixo horizontal, síncrono, trifásico, conexão em estrela com neutro disponível, tensão de linha nominal de 380 V, 60 Hz, 4 pólos, 1.800 rpm, 9 kVA⁴¹, auto-excitado e auto-regulado por sistema compensador cujo funcionamento está associado a um conjunto formado por enrolamento de excitação, transformador de corrente e ponte retificadora. Esse gerador é acionado por um motor a diesel de quatro tempos da marca Yanmar, de eixo horizontal, com dois valores de potência nominal em regime contínuo: para 1.800 rpm – 6,5 cv; para 2.400 rpm – 9,5 cv. Em regime intermitente, esses valores sobem, respectivamente, para 8,0 cv e 10,5 cv. Haja vista que a frequência do gerador deve ser igual a 60 Hz, o GMG gira a 1.800 rpm; logo, a potência

⁴⁰ Todas as informações técnicas relativas ao CPC contidas neste tópico foram obtidas em Oliveira (2006), pela análise dos dados de placa do motor e do gerador do GMG e de manual do fabricante.

⁴¹ Na placa do gerador existe a informação de fator de potência igual a 0,8. Apesar de essa indicação caracterizar impropriedade técnica, pois, no caso de gerador isolado, o fator de potência de operação do gerador é definido pela carga, ela significa que a potência nominal de 9 kVA apenas será atingida quando o fator de potência de operação do gerador for igual a 0,8, situação em que a potência ativa fornecida é igual a apenas 7,2 kW. Então, de fato, esse GMG pode apenas fornecer 7,2 kW, qualquer que seja o fator de potência da carga elétrica que o gerador alimenta.

nominal a ser considerada para o motor é igual a 6,5 cv. Essa potência corresponde a aproximadamente 4,8 kW, sendo, portanto, inequivocamente insuficiente para acionar o gerador com carga nominal. A Figura 4.3 mostra imagem do GMG, e a Figura 4.4 mostra imagens do respectivo gerador.

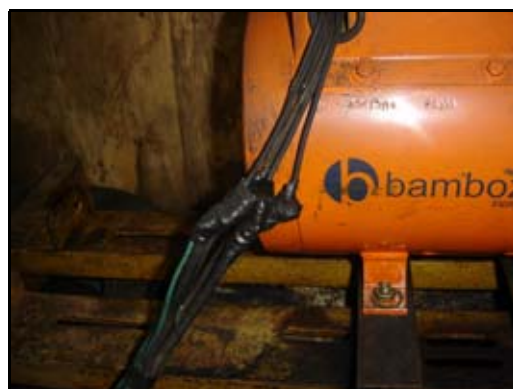


Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.3 *Grupo motor-gerador a diesel do CPC.*



(a)



(b)

Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu.* Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT-Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1.

Figura 4.4 *Gerador do GMG: (a) dados de placa; (b) vista parcial das conexões de saída do gerador.*

O GMG encontra-se abrigado em uma pequena edificação, a aproximadamente 60 m das instalações principais do CPC, em local sujeito a inundações durante os períodos chuvosos.

A Figura 4.5 mostra essa edificação, sendo possível ver, na Figura 4.5(b), as marcas de água das inundações na parede externa da edificação, indicadas pelas linhas vermelhas.



(a)



(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP. (modificada)

Figura 4.5 Edificação que abriga o GMG a diesel: (a) vista geral; (b) vista aproximada.

A energia elétrica produzida pelo gerador é transmitida até as instalações principais do CPC por meio de uma linha aérea a quatro condutores, conforme mostra a Figura 4.6. Constatou-se que, apesar de muito sujos, os cabos encontram-se em bom estado de conservação.



(a)

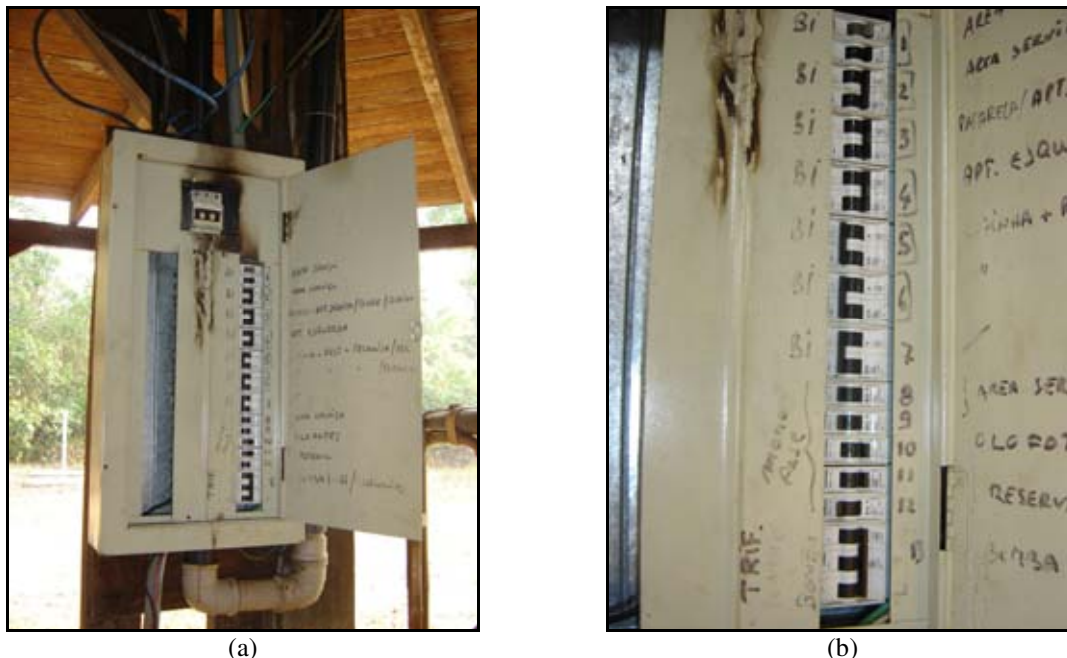


(b)

Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1.

Figura 4.6 Rede elétrica aérea: (a) vista geral; (b) detalhe.

Essa rede aérea alimentava um quadro terminal⁴², situado no pavimento térreo das instalações principais do CPC, conforme ilustrado pela Figura 4.7, em que são visíveis sinais da ocorrência de curto-circuito e do inadequado estado de conservação.



Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1.

Figura 4.7 Quadro terminal: (a) vista geral; (b) detalhe.

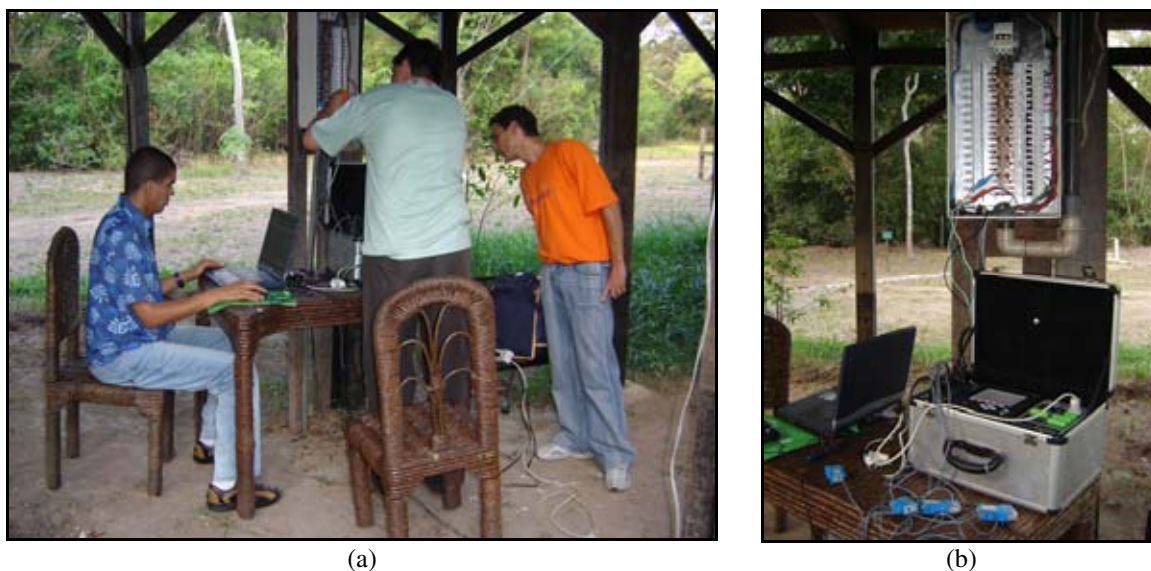
Pelo fato de se tratar de quadro terminal único, dele partiam todos os circuitos elétricos das instalações principais do CPC, que incluíam diversos circuitos de iluminação e de tomadas de uso geral, além de um circuito específico para o conjunto motor-bomba responsável pela transferência de água do rio mais próximo para a caixa d'água do CPC. Foi detectado que não havia distribuição equilibrada dos circuitos nas três fases da alimentação e que havia circuitos que alimentavam simultaneamente cargas de iluminação e de tomadas, em discordância, no caso, com as normas técnicas brasileiras (ABNT, 2004).

⁴² A expressão “quadro terminal” foi utilizada aqui com respaldo da norma brasileira de instalações elétricas de baixa tensão, a ABNT NBR 5410:2004. De fato, trata-se de um quadro de distribuição que alimenta apenas circuitos terminais.

4.2.3 Avaliação da qualidade da energia elétrica nas instalações originais

4.2.3.1 Metodologia e procedimentos

Por causa das reduzidas dimensões das instalações do CPC e da geração que as alimentava, adotou-se o seguinte procedimento para a monitoração, e posterior avaliação, da qualidade da energia elétrica: o quadro terminal foi escolhido como ponto único de monitoração, conforme ilustra a Figura 4.8, com a premissa de que, em razão da baixa complexidade do sistema elétrico e das curtas distâncias a partir do quadro, as conclusões da avaliação da qualidade da energia elétrica nesse ponto seriam válidas para os demais pontos do sistema elétrico do CPC.



Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1.

Figura 4.8 *Instalação do sistema de monitoração no quadro terminal: (a) execução da instalação; (b) equipamento instalado.*

O principal equipamento utilizado na monitoração citada foi o ION 7600, da *Power Measurement*, que pode ser visto na Figura 4.8(b). Além desse equipamento, foram também utilizados o ET 5050, da Minipa — equipamento portátil de monitoração da qualidade da energia elétrica —, e outros medidores, tais como alicate-amperímetro.

Os ensaios realizados para possibilitar as medições necessárias foram bastante simples, consistindo apenas no chaveamento das principais cargas alimentadas pelo sistema elétrico

do CPC. Com o ION 7600 ajustado para a aquisição de dados a cada minuto de medição, o procedimento consistiu em se ligar e desligar os disjuntores correspondentes aos diferentes circuitos terminais, anotando-se o horário em que cada manobra foi executada, conforme citado no Quadro 4.1. Todos os ensaios foram realizados no dia 27/10/2005.

Quadro 4.1 *Ensaio de monitoração realizados em 27/10/2005.*

Horário	Operação	Equipamento/procedimento
18h30	Ligar	Sistema de avaliação da qualidade
19h08	Ligar	Verificação do sistema
19h30	–	Fim da verificação do sistema
19h43	Desligar	<i>Freezer</i>
19h48	Ligar	<i>Freezer</i>
20h06	Ligar	Bomba d'água
20h10	Desligar	Bomba d'água
21h10	Ligar	Substituição de lâmpadas – início
22h30	Desligar	Substituição de lâmpadas – término
23h09	Desligar	Holofote da passarela
23h12	Ligar	Bomba d'água
23h17	Desligar	Bomba d'água

Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1. (modificado)

As lâmpadas incandescentes existentes foram substituídas por lâmpadas fluorescentes compactas (LFCs) de 16 W cada uma, da marca OSRAM, modelo Duluxstar (16 W, 220 V – 240 V, 1.000 lm, 4.000 K, 6.000 horas). Essa substituição teve quatro objetivos:

- Economizar energia e, portanto, combustível fóssil – Reconhece-se que as LFCs são mais eficientes que as incandescentes, pois, para fluxos luminosos semelhantes, as LFCs consomem apenas cerca de 20% do que consomem as incandescentes.
- Verificar a durabilidade das LFCs com alimentação proveniente de GMG isolado – Considerando que o preço de uma LFC é bem superior ao de uma lâmpada incandescente comum, é importante que se tenha noção da vida útil

daquelas quando submetidas a condições de alimentação tão particulares como as providas por sistema elétrico isolado atendido por GMG.

- Verificar a influência das distorções harmônicas produzidas por LFCs – Como se sabe, esse tipo de lâmpada representa carga altamente não-linear devido ao funcionamento do reator eletrônico⁴³ integrado à base. Considerando que a iluminação representa carga importante em sistemas elétricos como o do CPC, é relevante conhecer como tais sistemas reagem às distorções harmônicas produzidas por cargas a eles conectadas.
- Avaliar a influência das LFCs no comportamento dos insetos – Como é sabido, a luz emitida pelas lâmpadas incandescentes costuma atrair grande variedade de insetos. Uma vez que a qualidade da luz emitida pelas LFCs é diferente da emitida pelas lâmpadas incandescentes, é importante avaliar, mesmo que qualitativamente, a citada influência. As lâmpadas incandescentes possuem temperatura de cor de cerca de 2.700 K, emitindo, assim, luz um pouco mais amarelada, apropriadas para ambientes mais aconchegantes; as LFCs utilizadas possuem temperatura de cor de 4.000 K, emitindo, assim, luz com aparência de cor mais branca.

No total, foram substituídas 48 lâmpadas incandescentes, com potência total de 3,63 kW, por 48 LFCs de 16 W cada, em total aproximado de 0,77 kW. A Tabela 4.1 permite a comparação entre os consumos elétricos na situação anterior e na atual. Para a construção desta tabela, considerou-se, com base em informações prestadas pelos habitantes regulares do CPC, utilização média de seis horas diárias nos trinta dias do mês.

Com base nas informações da Tabela 4.1 e nos dados do GMG, pode-se calcular a economia no uso de combustível e o respectivo valor em reais, conforme mostrado a seguir.

⁴³ A expressão “reator eletrônico” é amplamente empregada na literatura especializada da área; sendo assim, também o será neste trabalho. Todavia, deve-se ressaltar que se trata de recurso metafórico, pois toma emprestado o termo “reator” do reator convencional, que é real, agregando a ele o termo “eletrônico”, para designar os seus modos construtivo e operativo. Tendo em vista que, de fato, não existe reator eletrônico, mas sim um circuito eletrônico que realiza as funções de um reator convencional, a expressão “reator eletrônico” é uma impropriedade física.

Tabela 4.1 *Economia de energia produzida pela substituição das lâmpadas.*

Situação	Potência (em kW)	Operação mensal (em h/mês)	Consumo mensal (em kWh/mês)
Antes	3,63	180	653,4
Depois	0,77	180	138,6
Diferença	2,86	–	514,8

Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1. (modificada)

Segundo informações do fabricante, a relação aproximada entre o consumo de óleo diesel do motor desse GMG e a potência elétrica fornecida pelo respectivo gerador é:

$$C_D = 0,25 \times P + 0,75 \quad (4.1)$$

em que:

C_D é o consumo de diesel, em L/h;

P é a potência fornecida pelo gerador, em kW, e $0 < P < 7,2$.

Considerando que, em abril de 2008, o preço médio de revenda de óleo diesel na região Norte foi de R\$ 2,004/L (ANP, 2008), foi construída a Tabela 4.2, que, a partir de informações da Tabela 4.1, mostra a redução aproximada de consumo de óleo diesel e das despesas com a aquisição desse combustível, apenas com a substituição das lâmpadas. Aqui, não foi considerado o custo do transporte do combustível até o CPC.

Tabela 4.2 *Economia produzida pela substituição das lâmpadas.*

Situação	Potência (em kW)	Consumo (em L/h)	Operação (em h/mês)	Consumo (em L/mês)	Custo (em R\$/mês)
Antes	3,63	1,6575	180	298,35	597,89
Depois	0,77	0,9425	180	169,65	339,98
Diferença	2,86	–	–	128,70	257,91

4.2.3.2 Resultados da monitoração

Apresenta-se, aqui, uma síntese dos principais resultados obtidos durante a monitoração da qualidade da energia elétrica realizada no CPC no dia 27/10/2005, dividida por tópico de interesse.

(a) Freqüência

A freqüência do sistema elétrico do CPC foi registrada durante todo o período de monitoração, com as seguintes conclusões importantes:

- (1) Em algumas das operações de “Ligar” e “Desligar” citadas no Quadro 4.1, ocorreram grandes variações de freqüência.
- (2) Verificou-se nitidamente que o GMG não consegue controlar a freqüência adequadamente, deixando que ela atinja valores extremos muito distantes do valor nominal de 60 Hz. A freqüência mínima registrada foi de 52,9827 Hz, e a máxima foi de 70,8215 Hz. A média aritmética dos valores registrados foi de 65,2482 Hz, sendo que 95% das leituras situaram-se abaixo de 69,8500 Hz.

(b) Potência

Pelas curvas obtidas, observou-se que, ao longo de todo o tempo de monitoração, o gerador operou com valores de potência inferiores a 50% de sua potência nominal de 9 kVA. Considerando que, com exceção da bomba d’água, todas as demais cargas estavam ligadas, isso poderia sugerir a possibilidade de se instalarem novas cargas. No entanto, conforme será visto posteriormente, verificou-se que o desempenho do gerador não estava bom, indicando que qualquer ampliação de carga poderia piorá-lo. Além disso, deve-se ressaltar que um aumento de carga poderia causar a operação do motor em sobrecarga.

Verificou-se também que o gerador operou o tempo todo com grande desequilíbrio de cargas entre as três fases: a fase mais carregada apresentou carregamento quase três vezes maior do que o da fase menos carregada.

(c) Tensão

(c.1) Valor eficaz

O valor eficaz das tensões de fase do sistema elétrico do CPC foi registrado durante todo o período de monitoração, com as seguintes conclusões importantes:

- (1) Em algumas das operações de “Ligar” e “Desligar” citadas no Quadro 4.1, ocorreram grandes variações de tensão.
- (2) Verificou-se nitidamente que o GMG não consegue controlar as tensões nas três fases adequadamente, deixando que elas atinjam valores extremos muito distantes dos nominais de 380 V entre fases e de 220 V entre fases e neutro. Para os valores de tensão de fase, o máximo valor eficaz registrado foi de 280,7863 V, na fase B, correspondente a 127,63% do valor nominal; e o mínimo valor eficaz registrado foi de 180,2977 V, na fase C, correspondente a 81,95% do valor nominal. Para os valores de tensão de linha, o máximo valor eficaz registrado foi de 484,6986 V, entre as fases A e B, correspondente a 127,55% do valor nominal; e o mínimo valor eficaz registrado foi de 316,0116 V, entre as fases C e A, correspondente a 83,16% da tensão nominal.

A análise das tensões mostra uma tendência clara de que elas permaneçam sempre acima do valor nominal, com médias elevadas e com 95% das leituras de cada tensão localizadas em faixas de valores muito elevados, conforme mostrado no Quadro 4.2.

Quadro 4.2 *Valores eficazes das tensões: médio e P95%.*

Tensão	Valor eficaz médio (em V)	Valor eficaz limite para P95% (em V)
V_a	241,3877	270,6544
V_b	246,5810	273,4470
V_c	232,1416	253,1751
V_{ab}	419,0265	476,1745
V_{bc}	419,3703	461,1675
V_{ca}	402,1133	437,3048

Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1. (modificado)

(c.2) Desequilíbrio

O desequilíbrio de tensão do sistema elétrico do CPC foi registrado durante todo o período de monitoração. O desequilíbrio de tensão foi calculado pelo quociente do valor eficaz da componente de seqüência negativa da tensão pelo valor eficaz da componente de seqüência positiva da tensão. Conforme mostra a Figura 4.9, o sistema operou com elevados níveis de desequilíbrio.

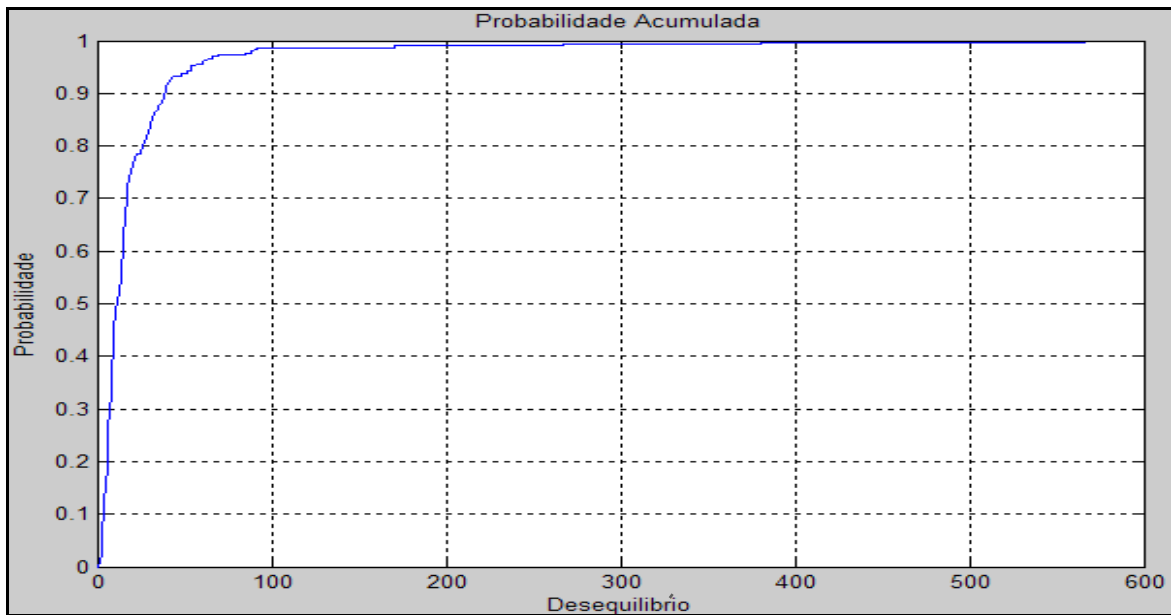
(d) Corrente

O valor eficaz das correntes nas três fases do sistema elétrico do CPC foi registrado durante todo o período de monitoração, com as seguintes conclusões importantes:

- (1) Em algumas das operações de “Ligar” e “Desligar” citadas no Quadro 4.1, ocorreram grandes variações de corrente.
- (2) Verificou-se nitidamente que as correntes estão muito desequilibradas, indicando que as cargas estão mal-distribuídas nas fases. Uma vez que todas as cargas são monofásicas, a corrente de neutro é sempre muito elevada. O máximo valor eficaz de corrente de linha registrado foi de 9,849679 A, na fase A; e o mínimo valor eficaz de corrente de linha registrado foi de 0,355794 A, na fase C. Para a corrente de neutro, o máximo valor eficaz registrado foi de 8,38477 A, e o mínimo, de 2,45041 A. Considerando que a corrente nominal do gerador é de 13,6 A, o máximo valor registrado é cerca de 72,42% da corrente nominal, e o mínimo valor registrado é cerca de 2,62% da corrente nominal. Esses valores indicam que, em nenhum momento da monitoração, o gerador foi muito solicitado.

(e) Distorção harmônica

Para a avaliação da qualidade da energia elétrica do sistema, foram registradas as distorções harmônicas de tensão nas três fases antes e depois da substituição das lâmpadas. Com exceção do aparelho de televisão e do carregador do microcomputador utilizado na monitoração, as cargas instaladas e em operação no CPC eram lineares — lâmpadas incandescentes, *freezer* e motor da bomba d’água. Sendo assim, eram esperados níveis de distorção harmônica muito baixos.



Fonte: OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1. (modificado)

Figura 4.9 Probabilidade acumulada do desequilíbrio de tensão.

Conforme citado anteriormente, um dos objetivos da monitoração era avaliar a influência das correntes não-lineares solicitadas pelas LFCs instaladas durante a monitoração.

Os registros de distorção harmônica efetuados nas tensões de fase mostram que, em cada uma delas, a forma de onda estava bastante distorcida, mesmo nos períodos em que poucas cargas não-lineares estavam conectadas ao sistema. Isso indica que o gerador, por si só, estava produzindo tensões não-senoidais. Foi observado que: praticamente todas as ordens harmônicas estavam presentes na forma de onda da tensão de cada uma das fases; na maior parte do tempo, a distorção harmônica total (DHT) situava-se na faixa de 10% a 25%; nas três fases, a DHT cresceu nos momentos em que a carga cresceu, mesmo para as cargas lineares. Essa última observação confirma a conclusão de que o gerador, por si só, produz tensões distorcidas.

(f) Cintilação luminosa

A cintilação luminosa é o efeito perceptível no fluxo luminoso de lâmpadas provocado por variações no valor eficaz da tensão aplicada a elas. Em geral, o fenômeno é associado a lâmpadas incandescentes, mas pode manifestar-se em quase todos os tipos de lâmpadas. As

variações ou flutuações de tensão podem ser cíclicas ou aleatórias e são caracterizadas por sinais de frequência entre 6 Hz e 10 Hz sobrepostos à fundamental, de 60 Hz.

Na monitoração realizada no CPC, a cintilação luminosa não foi mensurada. Todavia, antes da substituição das lâmpadas incandescentes pelas LFCs, a cintilação luminosa era claramente perceptível e tão pronunciada que provocada desconforto em algumas pessoas, especialmente quando faziam leituras durante tempos mais prolongados. Segundo o fabricante das LFCs utilizadas, elas proporcionam maior conforto visual, sem cintilação nem efeito estroboscópico (OSRAM, 2007).

(g) Substituição das lâmpadas incandescentes

Os resultados da substituição das lâmpadas não aparecem de forma muito nítida, mas podem ser observados na curva da potência ativa da fase A e na curva da corrente na fase A, pois, no período de substituição das lâmpadas, nota-se queda nos valores de potência ativa e de corrente. Vale a pena lembrar que a substituição provocou a diminuição de 2,86 kW de potência de carga.

Em virtude das elevadas distorções já existentes, não foi possível identificar o efeito das correntes não-lineares associadas à presença das LFCs. Observando-se o período da monitoração correspondente à instalação das LFCs, não se podem identificar alterações na distorção harmônica total que estejam correlacionadas a essa ação.

Com a substituição das lâmpadas, a cintilação luminosa não foi mais percebida. Embora ela não tenha sido medida, pode-se afirmar que as novas lâmpadas propiciam sensação visual mais agradável e de maior conforto visual, confirmando a informação do fabricante, citada anteriormente.

No que diz respeito ao comportamento dos insetos, os habitantes fixos do CPC relataram que as LFCs atraem mais insetos que as lâmpadas incandescentes. Esse fenômeno pode estar associado ao tipo de iluminação produzida pelas LFCs.

4.2.4 Conclusões da inspeção e da monitoração e recomendações

Com a inspeção e a monitoração, foi gerado um conjunto de dados e informações que serão úteis para a futura comparação entre a qualidade da energia elétrica produzida pelo GMG a diesel e o SHGD.

Os resultados obtidos mostraram que o sistema elétrico do CPC operava em condições precárias, em virtude da ausência, por muito tempo, de manutenção adequada.

Os principais problemas identificados incluem: (a) o GMG não conseguia manter a frequência em níveis minimamente próximos ao valor nominal; (b) o GMG não conseguia regular a tensão em valores adequados, permitindo que ela excursionasse demasiadamente e permanecesse em valores muito elevados durante quase toda a operação e submetendo, portanto, as cargas a sobretensões prejudiciais; (c) o sistema operava com elevado desequilíbrio de carga nas fases; e (d) havia elevado grau de distorção harmônica nas tensões geradas pelo gerador.

Os problemas abordados em (a) e em (b) provavelmente estão relacionados à baixa potência do motor a diesel utilizado para acionar o gerador no GMG. Conforme já anunciado, o motor é inadequado ao acionamento, pois possui potência nominal bem inferior à do gerador. Além disso, podem-se citar problemas no sistema de excitação e de regulação, que não recebem manutenção há bastante tempo.

As condições de operação e de manutenção encontradas no sistema elétrico do CPC, além de bastante precárias, devem ser analisadas com atenção, pois, se vistas de um ponto de vista mais global, elas provavelmente são muito similares às aquelas experimentadas pelas comunidades isoladas que dependem de GMGs a diesel para a geração de eletricidade. Além disso, servem de base de comparação com o SHGD a ser instalado, que pode estar sujeito a relevantes implicações técnicas e econômicas resultantes dessa comparação.

Apesar de as condições de operação do gerador não terem permitido identificar, é evidente que a substituição das lâmpadas propiciou redução no consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, economia nos gastos com óleo diesel.

Finalmente, foram feitas as seguintes recomendações: (a) caso o GMG seja mantido no sistema do CPC, para aumentar a disponibilidade e a confiabilidade do sistema, deve-se substituir o motor do GMG por outro de maior potência, de aproximadamente 13,5 cv, o equivalente a 9,9 kW; (b) considerando as atuais e precárias instalações elétricas do CPC, substituí-las integralmente, pois a não-substituição reduzirá a confiabilidade do novo SHGD e colocará em risco a operação deste; e (c) continuar o acompanhamento e o registro dos aspectos associados ao funcionamento das LFCs nas condições que caracterizam o sistema elétrico do CPC.

4.3 O SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.3.1 O Projeto Centro de Pesquisas Canguçu

4.3.1.1 Concepção, origem e propósito

Em novembro de 2003, a UFT apresentou projeto intitulado “Gestão Energética para o Desenvolvimento Sustentável – Centro de Pesquisas Canguçu”, que concorreu a financiamento regulado pelo Edital CT–Energ/MME/CNPq 03/2003 e, ao final do processo de julgamento, foi aprovado para implementação. O projeto tem como instituição executora a UFT, gestora exclusiva dos recursos alocados, com a colaboração de instituições parceiras, como a UnB — dedicada unicamente a aspectos acadêmicos e científicos do projeto —, o Instituto Ecológica, o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Escola Técnica Federal de Palmas – TO (ETFTO) e a Barbosa & Barbosa – Engenharia Elétrica Ltda. (B&B Engenharia). Esta última é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes primárias renováveis, com especial enfoque na sustentabilidade econômica e ambiental das soluções que desenvolve.

Esse projeto, doravante denominado apenas Projeto CPC, apresentou os objetivos descritos a seguir (UFT, 2003).

(a) Objetivo geral

Implantação de projeto demonstrativo inovador de sistema de geração de energia elétrica não-conectado à rede básica do sistema interligado de transmissão de energia elétrica, a

partir de fontes sustentáveis, para o atendimento de demanda de uma localidade na Amazônia Legal brasileira, bem como a difusão de conhecimentos, mediante processo sustentável e participativo, levando às comunidades da região informações sobre oportunidades de ampliação de renda a partir da disponibilidade de energia elétrica.

(b) Objetivos específicos

- Desenvolver e potencializar novas formas de gestão e prestação de serviços de energia, para atender às áreas isoladas, envolvendo os segmentos sociais das comunidades carentes da região nas questões relacionadas ao suprimento de energia e gerando alternativas viáveis para a universalização dos serviços de energia na Amazônia.
- Demonstrar a aplicação de tecnologias de geração de energia renovável de forma sustentável, utilizando fontes primárias locais de energia com base em sistemas híbridos.
- Avaliar estratégias para transformar mercados para produção e uso final de energia, absorvendo as tecnologias de produção de energia a partir de recursos renováveis usando as fontes naturalmente adaptadas às condições econômicas, sociais e ambientais da Amazônia.
- Estabelecer programa de produção e utilização de energia de forma cooperativa para obter qualidade e custos reduzidos dos serviços.

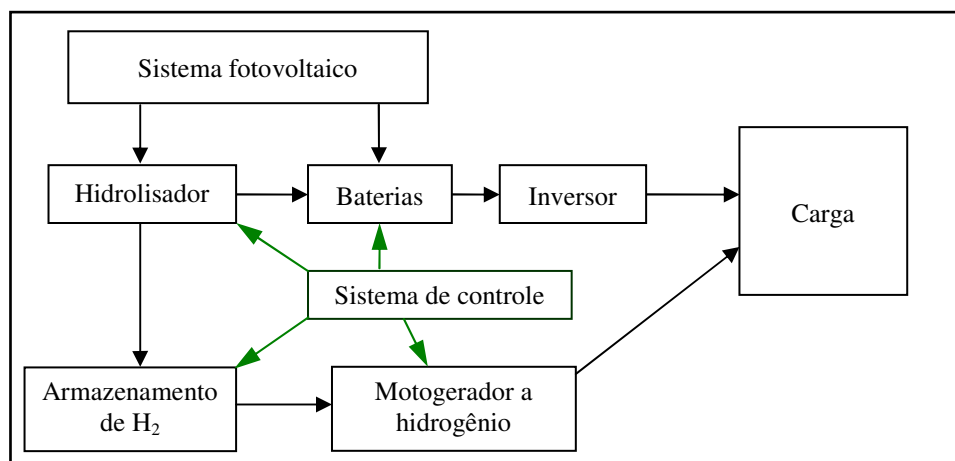
Também, o Projeto CPC apresentou a seguinte meta: instalar, comissionar e transferir para operadores da comunidade local, sob a supervisão da UFT, o sistema a seguir especificado.

O sistema proposto seria composto por painéis fotovoltaicos conectados a um equipamento de controle de fluxo da energia disponibilizada, repartindo-a entre um eletrolisador com sistema de armazenamento de hidrogênio e baterias, mantidas com carga mínima necessária para atender à demanda da instalação durante determinado período de tempo a ser especificado em função das expectativas de indisponibilidades mais prolongadas da fonte primária de energia.

A energia total produzida seria utilizada parcial e diretamente pela carga, sem armazenamento, e parcialmente por meio do armazenamento de hidrogênio, de forma a

manter capacidade de geração permanente para atender o equivalente à carga que seria demandada por uma comunidade de dez famílias, com padrão mínimo de consumo a ser revisado a partir de pesquisa detalhada de campo, tendo por base o IDH.

Apresenta-se, a seguir, uma síntese da especificação técnica original do sistema, abordando seus principais módulos. A Figura 4.10 mostra o organograma funcional do sistema.



Fonte: UFT – Universidade Federal do Tocantins. *Gestão energética para o desenvolvimento sustentável — Centro de Pesquisas Canguçu*. Palmas: UFT, 2003. Projeto aprovado no Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003. (modificada)

Figura 4.10 *Organograma funcional do sistema.*

O sistema fotovoltaico teria capacidade de 35 kWp e seria composto por módulos de 64 W ou de 128 W conectados em série e em paralelo. Os módulos possuiriam tecnologia de três camadas sobre base metálica. As estruturas metálicas de suporte para os módulos fotovoltaicos seriam fabricadas no Brasil.

O eletrolisador teria as seguintes características: capacidade⁴⁴ – 2 Nm³/h; pressão⁴⁵ máxima de saída do gás – 145 psig; pureza do hidrogênio – 99,99%; subsistema – sistema de osmose reversa.

⁴⁴ A unidade Nm³/h designa normal metro cúbico por hora, sendo, portanto, unidade de vazão. O termo “normal” utilizado refere-se a valores específicos de temperatura e de pressão estabelecidos como padrão, base, normais. Esses valores são, então, temperatura e pressão normais, e o normal metro cúbico é o volume correspondente a um metro cúbico naquelas condições de temperatura e pressão. Deve-se ressaltar que existem várias condições normais de temperatura e pressão (CNTP) estabelecidas: por exemplo, no Brasil, as CNTP são 1 atm (101,325 kPa) e 273 K; a *International Union of Pure and Applied Chemistry* (IUPAC) usa 1 bar (100 kPa) e 0 °C. No caso aqui tratado, supõe-se que as referências utilizadas são as da IUPAC.

O sistema de armazenamento de H₂ apresentaria as seguintes características: capacidade – 6 kg de hidrogênio; pressão de carga – 100 psig; pressão de descarga – até 600 psig; temperatura de operação – de –12 °C a +100 °C.

O eletrolisador e o sistema de armazenamento de H₂ seriam instalados em gabinetes de aço, com sistema de controle e monitoramento e maior segurança.

O gerador do motogerador a hidrogênio⁴⁶ seria trifásico, 60 Hz, 380 V/220 V, com capacidade para suprir até 4,5 kW para a carga.

Segundo o apresentado, a relevância do sucesso do Projeto CPC insere-se na capacidade de atender às necessidades do desenvolvimento de fontes alternativas auto-sustentáveis para aplicações de atendimento a cargas isoladas; ao mesmo tempo em que se preocupa com as questões técnicas, o projeto se estende ao aspecto humano, sócio-cultural, englobando questões sociais. Com isso, os resultados esperados incluíram (UFT, 2003):

- Conhecimento aprofundado do comportamento de fontes alternativas para a alimentação de sistemas elétricos isolados, ou conectados à rede, incluindo o rendimento de cada fonte do sistema híbrido operando na região Norte do Brasil.
- Tomada de decisões e capacitação no dimensionamento adequado de sistemas elétricos por meio de modelagem e validação de fontes alternativas e seus equipamentos em programas computacionais.
- Conhecimento da qualidade da energia em sistemas isolados alimentados por fontes alternativas, incluindo os aspectos de distorções harmônicas, afundamentos de tensão, flutuações de tensão e desequilíbrios.

⁴⁵ A unidade psig designa *pound-force per square inch gauche*, que significa libra-força por polegada quadrada manométrica. A unidade de pressão psi, equivalente a 6.894,76 Pa, é subdividida em psig e em psia, que designa *pound-force per square inch absolute*, significando libra-força por polegada quadrada absoluta. Uma atmosfera é igual a 14,696 psi, e psia = psig + 1 atm.

⁴⁶ A concepção original do sistema, antes da apresentação do Projeto CPC em novembro de 2003, considerava a utilização de uma CaC para a geração elétrica durante as horas de indisponibilidade da fonte primária de energia. Decidiu-se pela substituição da CaC por um GMG com gerador convencional e motor de combustão interna que utiliza o hidrogênio como combustível, em razão dos ainda elevados preços das CaCs na ocasião da apresentação do Projeto CPC.

- Validação de métodos de redução de custos operacionais de sistemas fotovoltaicos tradicionais ou híbridos pela avaliação de longo prazo, ao mesmo tempo em que se têm mapeadas as condições de uso e manutenção.
- Transferência de conhecimentos estrangeiros de produção e armazenamento de energia utilizando hidrogênio. Tal transferência será realizada por meio de treinamentos específicos dados pelos fabricantes a profissionais envolvidos na execução do projeto. A possibilidade de replicação da tecnologia envolve pesquisas em diferentes áreas, que, com certeza, serão estimuladas pela existência local do projeto-piloto.
- Conhecimento da viabilidade econômico-financeira do sistema híbrido implantado e suas possíveis variáveis, mediante o acompanhamento e a análise dos pesquisadores da UFT, da ETFTO e da UnB.
- Ampliação do conhecimento das variáveis ambientais e meteorológicas do sudoeste do estado do Tocantins, na região da Ilha do Bananal.
- Desenvolvimento do conhecimento legal, social, econômico e ambiental sobre as dificuldades, e formas de superá-las, para se implantarem sistemas auto-sustentados em áreas isoladas ou reservas indígenas.
- Coleta e avaliação de dados práticos para a elaboração de teses, dissertações e monografias sobre possíveis fontes para produção de energia e sua viabilidade quanto à eficiência técnica, econômica e social em uma unidade-piloto constituída por tecnologias ainda não-provadas em uma área da Amazônia Legal de difícil acesso.

O maior fator de relevância a ser considerado estaria em se dispor, quando da validação da solução apontada, de um sistema gerador compacto, não-poluente, sustentável e econômico para o atendimento das necessidades de energia elétrica em comunidades isoladas, incorporando metodologias de promoção de autogestão energética e incremento da geração local de riqueza.

4.3.1.2 Especificação técnica do SHGD⁴⁷

(a) Aspectos gerais

A partir da proposta original do SHGD, feita no Projeto CPC, foi desenvolvida, em 2004, uma especificação de integração do sistema que a contemplava, com pequenas alterações:

- 35 kWp de geração de energia solar-fotovoltaica;
- 2 Nm³/h de geração de hidrogênio a partir da eletrólise da água;
- 4,5 kg de armazenamento de hidrogênio, na forma de hidreto metálico;
- 5 kW de geração de energia por um GMG com motor a hidrogênio (GMGH);
- operabilidade na faixa de 5 °C a 45 °C com até 100% de umidade relativa do ar.

A proposta original do Projeto CPC tinha uma planilha orçamentária elaborada com base nas cotações feitas pelos fornecedores dos principais componentes do SHGD: o sistema fotovoltaico, o eletrolisador, o sistema de armazenamento de hidrogênio e o GMGH. As propostas técnicas de todos os fornecedores foram alteradas durante o ano de 2004 e durante as discussões relativas à integração do sistema. Ao longo desse processo, verificou-se que os custos haviam aumentado demasiadamente e os sistemas, como propostos, não eram, em todos os casos, completos ou compatíveis com um sistema integrado para o Projeto CPC. Felizmente, o aumento dos custos foi parcialmente compensado pela taxa de câmbio favorável, que valorizou o real perante o dólar norte-americano.

Mesmo em condições macroeconômicas favoráveis, o processo de decisão da especificação final do sistema não pôde contar com taxas de câmbio favoráveis por muito tempo. Então, tornou-se necessário reduzir a capacidade geral do sistema, mas ainda mantendo-se a prerrogativa original dele de atender à demanda típica de uma pequena comunidade de dez famílias da região Norte do Brasil, que é um dos principais parâmetros estipulados no Edital CT–Energ/MME/CNPq 03/2003 e uma das premissas da demonstração desse conceito de sistema.

⁴⁷ As informações históricas e técnicas relativas ao Projeto CPC foram obtidas em BER (2005) e em BER (2006).

Sendo assim, o projeto foi revisto, compatibilizado quanto aos aspectos técnicos pertinentes à integração dos componentes, adaptado quanto às características de operação em áreas remotas e adequado às condições orçamentárias disponíveis.

No curso dos dois anos e meio do andamento do Projeto CPC, os preços das CaCs caíram, e a taxa de câmbio tornou ainda mais valorizado o real perante dólar norte-americano. Isso tornou factível a reconsideração da utilização de uma CaC no sistema, sem alteração no orçamento aprovado. Então, com as devidas autorizações legais, o sistema foi reconfigurado para a utilização de uma CaC, descrita posteriormente, em vez do GMGH.

(b) Sistema fotovoltaico

A proposta original feita pelo fornecedor, em 2003, contemplava um sistema fotovoltaico de 35 kWp completo, incluindo estruturas, controlador de energia, transporte, instalação, viagem, supervisão local, impostos de importação e todos os materiais de instalação. No início de 2004, o fornecedor sugeriu uma alteração no tipo de módulos fotovoltaicos a serem utilizados. Sendo assim, a especificação de 550 módulos de 64 Wp cada um, totalizando 35,2 kWp, foi alterada para 260 módulos de 136 Wp cada um, totalizando 35,36 kWp. Nessa proposta, também foi incluído um sistema de armazenamento em baterias constituído por 100 baterias de 12 V e 170 Ah cada uma. O sistema estava projetado para carregar o conjunto de baterias, por meio do qual poderia fornecer ao quadro de distribuição até 10 kW em 240 V_{CA}. Reguladores de carga foram indicados para melhorar o desempenho e a vida útil das baterias e dos módulos fotovoltaicos. Dois inversores de 5 kW cada um foram especificados para converter a tensão de saída das baterias, 48 V_{CC}, em tensão CA utilizável.

Em razão das limitações orçamentárias citadas, houve a necessidade de se reduzir o dimensionamento energético do sistema, com redução na potência total de saída, incluindo a redução da potência nominal de saída do arranjo fotovoltaico para cerca de 20 kWp. Nessa nova situação, o arranjo fotovoltaico passou a ser composto por 165 módulos de 124 Wp cada um, em 15 *strings* de 11 módulos cada uma, totalizando 20,46 kWp. Com a redução do tamanho do sistema, o fornecedor do arranjo fotovoltaico propôs também alteração dos componentes e da configuração do gerenciamento da energia do sistema, além de eliminar do fornecimento diversos componentes, tais como as estruturas de

suporte, fusíveis, disjuntores, barramento CC, dispositivos de proteção contra surtos elétricos e baterias, cujo fornecimento ficou às expensas do orçamento do Projeto CPC. Fundamentalmente, o sistema foi convertido de um sistema de carregamento de baterias, conforme pode ser visto na Figura 4.10, para um que provê energia às cargas diretamente via inversores e por meio de baterias separadas que alimentam os inversores. Os inversores especificados são fabricados por um líder em conversão de energia e gerenciamento de sistemas em locais remotos.

Na nova configuração, o sistema fotovoltaico ficou conforme descrito a seguir. Os módulos fotovoltaicos são fabricados pela empresa UNI-SOLAR, modelo PVL-124. Cada módulo é constituído por 20 células fotovoltaicas de a-Si, com junção tripla, conectadas em série. Com isso, cada módulo possui, nas CPT, descritas no capítulo anterior, potência nominal de 124 Wp, tensão para potência máxima igual a 30 V_{CC} e corrente para potência máxima igual a 4,1 A. Os módulos são agrupados em *strings* de 11 módulos cada uma. Nessa configuração, os módulos são denominados laminados (UNI-SOLAR, 2007). A Figura 4.11 mostra alguns aspectos dessas *strings*, e a Figura 4.12 mostra o diagrama esquemático do sistema fotovoltaico instalado.

Seguem informações mais detalhadas acerca dos componentes do sistema fotovoltaico, conforme mostrado na Figura 4.12.

Cada conjunto de quatro *strings* tem potência nominal de 5,456 kWp, e cada conjunto de três *strings*, de 4,092 kWp. Cabe informar que, das quinze *strings* fornecidas, apenas 14 foram efetivamente instaladas porque a área do telhado construído para a instalação delas não foi suficiente para comportá-las todas. A *string* não-instalada será utilizada para o acionamento separado e individual de um motor que aciona uma bomba d'água, aumentando a disponibilidade de água coletada no rio próximo.



(a)



(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.11 String do arranjo fotovoltaico: (a) detalhe dos terminais externos; (b) vista geral da string.

As quatro caixas de proteção e manobra são idênticas. Cada uma delas permite a conexão em paralelo de até quatro *strings*, com proteção por fusível de 8 A por entrada; possui corrente máxima admissível de 32 A; tem tensão nominal de isolamento de 600 V_{CC}; possui chave manual de manobra; e estabelece conexão segura entre o conjunto de *strings* que a alimenta e o inversor conectado à sua saída. A Figura 4.13 mostra detalhes internos de uma dessas caixas.

Na saída de cada caixa de proteção está conectado um inversor da marca SMA America, modelo Sunny Boy 6000U (SB6000U). Esse inversor monofásico possui tecnologia PWM senoidal, potência nominal de 6 kW, tensão nominal de entrada de 234 V_{CC} a 600 V_{CC}, tensão nominal de saída de 240 V_{CA} e frequência nominal de saída de 60 Hz (SMA AMERICA, 2007a). Na saída de cada um desses inversores, a tensão nominal de 240 V_{CA} é a tensão entre fases; a tensão entre fase e neutro é de 120 V_{CA}. A Figura 4.14 mostra os inversores SB6000Us instalados e as conexões internas de um deles.

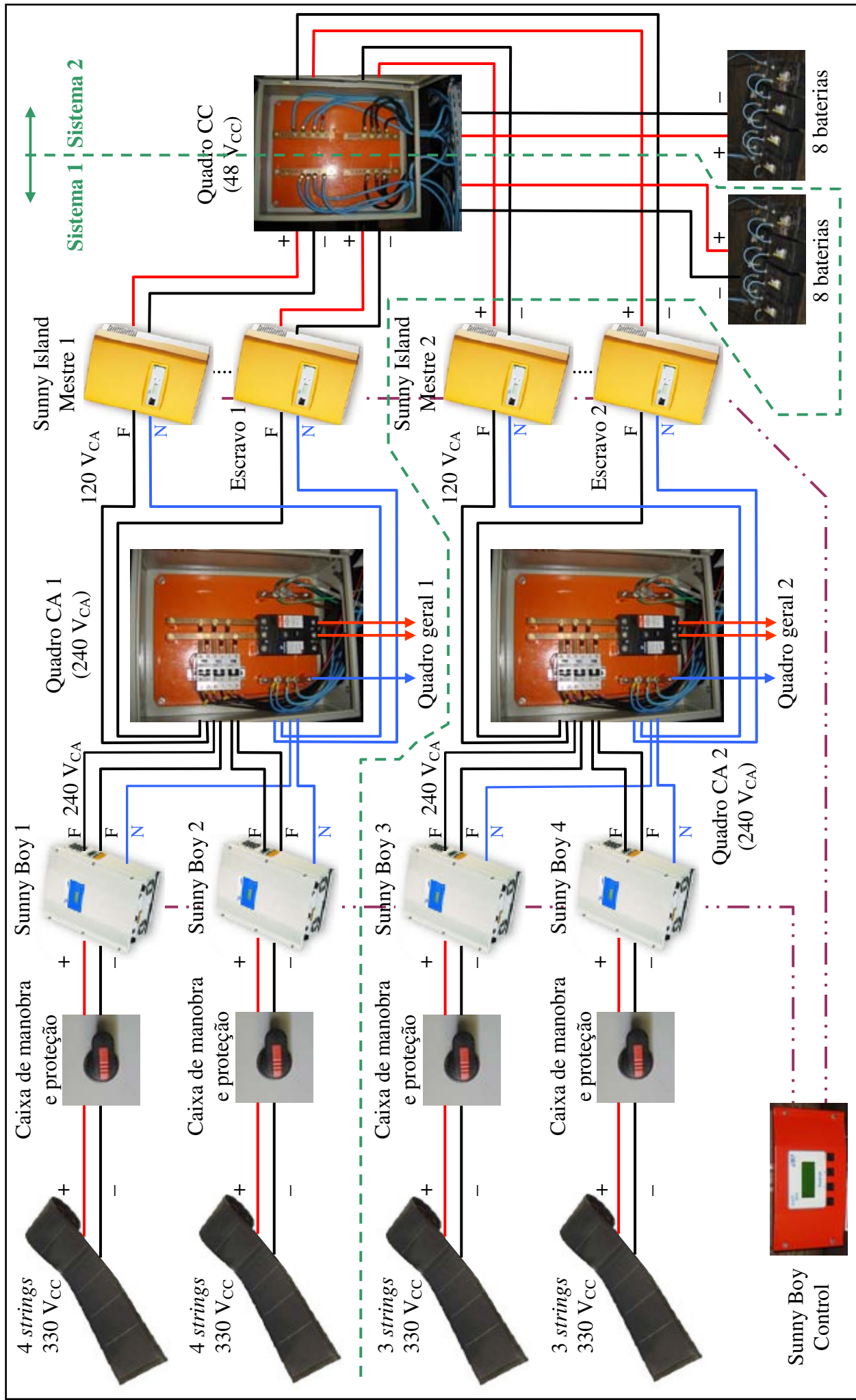


Figura 4.12 Diagrama esquemático do sistema fotovoltaico.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.13 *Detalhes internos de uma caixa de manobra e proteção.*



(a)



(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.14 *Inversores SB6000Us: (a) vista frontal externa; (b) vista frontal interna.*

O armazenamento em baterias é realizado em dois grupos de baterias: cada um é formado por oito baterias de 12 V e 220 Ah cada uma, com dois subgrupos em paralelo de quatro baterias conectadas em série cada um, fornecendo tensão de saída de 48 V_{CC}. Esses conjuntos de baterias alimentam o “Quadro CC”, que possui barramentos de CC para a alimentação de inversores.

O “Quadro CC” alimenta, em 48 V_{CC} , quatro inversores fabricados pela SMA America, modelo Sunny Island 4248U (SI4248U). Esse inversor monofásico possui tecnologia PWM senoidal, potência nominal de 4,2 kW, tensão nominal de entrada de 41 V_{CC} a 63 V_{CC} , tensão nominal de saída de 120 V_{CA} e frequência nominal de saída de 60 Hz (SMA AMERICA, 2007b). Na saída de cada um desses inversores, a tensão nominal de 120 V_{CA} é a tensão entre fase e neutro. Na realidade, esses inversores operam em dois pares: Mestre 1 e Escravo 1, e Mestre 2 e Escravo 2. Cada inversor possui tensão de saída de 120 V_{CA} , e cada par possui suas tensões de saída em série, produzindo, por par, 240 V_{CA} . Como os nomes sugerem, a operação dos inversores escravos é dependente da operação dos respectivos inversores mestres. A Figura 4.15 mostra os inversores SI4248Us instalados e as conexões internas de um deles.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.15 *Inversores SI4248Us: (a) vista frontal externa; (b) vista frontal interna.*

Cada um dos quadros CA recebe alimentação em 240 V_{CA} proveniente de dois inversores SB6000Us, conectados em paralelo, e de dois inversores SI4248Us, conectados em série. Tendo em vista que, em ambos os casos, a tensão desejada advém de condutores de fase, há, em cada quadro CA, três disjuntores bipolares para a adequada proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos. Na saída desses disjuntores, em cada quadro CA, há dois barramentos de fase que alimentam dois pólos de um disjuntor tripolar de 175 A de corrente nominal; o terceiro pólo do disjuntor não é utilizado.

Desse modo, o “Quadro CA 1” alimenta o “Quadro geral 1”, em tensão nominal monofásica de $240 V_{CA}$, fase-fase; o “Quadro CA 2” alimenta o “Quadro geral 2”, em tensão nominal monofásica de $240 V_{CA}$, fase-fase. Não obstante, de cada um desses quadros CA, partem três condutores unipolares — fase, fase e neutro — para a alimentação do respectivo quadro geral. Nesse caso, o condutor neutro não é utilizado, pois não existem, hoje, cargas com tensão nominal de $120 V_{CA}$. Então, como se pode ver na Figura 4.12, há, na realidade, dois sistemas fotovoltaicos — Sistema 1 e Sistema 2 —, com operação independente.

Os dois quadros gerais de distribuição citados são os quadros que alimentam as novas e atuais instalações elétricas do CPC, após substituição das instalações realizada com base em sugestão do relatório da inspeção realizada em 2005 (Oliveira, 2006). Cada um desses quadros gerais de distribuição tem demanda calculada de 10 kVA e alimenta três quadros terminais além de dois circuitos terminais. Dessa forma, o quadro terminal referido em Oliveira (2006), foi desativado. A Figura 4.16 mostra detalhes desses dois novos quadros.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.16 *Detalhes internos dos novos quadros elétricos gerais do CPC.*

O equipamento “Sunny Boy Control”, fabricado pela SMA America, é um controlador para sistemas fotovoltaicos que possuem inversores Sunny Boy, possibilitando, com baixíssimo consumo de energia, monitoração do sistema e diagnóstico remoto, aquisição de dados e avaliação, gerenciamento flexível da energia e otimização da operação do

sistema. Possui fácil instalação e é ideal mesmo para grandes arranjos (SMA America, 2007c). Conforme mostra a Figura 4.12, ele está conectado a todos os oito inversores do sistema fotovoltaico. A Figura 4.17 mostra detalhes do Sunny Boy Control instalado no CPC.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.17 *Detalhes internos do Sunny Boy Control.*

Deve ser registrado que a tensão nominal de saída dos inversores, $240 V_{CA}$, conflita com o padrão de tensão brasileiro, empregado na região do CPC, que é de $220 V_{CA}$; a frequência, em ambos os casos é de 60 Hz. Essa tensão nominal mais alta poderia representar problemas para certos tipos de equipamentos nas instalações do CPC, pois eles foram fabricados para tensão nominal mais baixa. Porém, conforme informações do fabricante, os inversores possuem as seguintes faixas de tensões de saída, que são auto-ajustáveis, apesar da indicação das tensões nominais: para o SB6000U, de $211 V_{CA}$ a $264 V_{CA}$; para o SI4248U, de $105 V_{CA}$ a $132 V_{CA}$ (SMA America, 2007a; SMA America, 2007b). Associando essa flexibilidade operativa ao fato de que, entre os quadros CA e os quadros gerais, existe uma distância aproximada de 60 m e que os novos equipamentos, incluindo a maioria dos computadores e eletrodomésticos, são projetados para operação normal com faixa ampla de tensões e de frequências de alimentação, conclui-se que eventuais tensões um pouco superiores a $220 V_{CA}$ nos quadros CA não são prejudiciais às cargas do CPC.

A revisão feita na especificação do sistema fotovoltaico produziu mudanças na configuração do SHGD para assegurar que o desempenho de certos componentes junto ao

sistema integrado não fosse negativamente afetado. O desempenho das baterias, o suprimento de energia para o eletrolisador e o controle principal do sistema estão diretamente envolvidos.

Originalmente, assumiu-se que o eletrolisador poderia ser conectado ao Quadro CC, sendo alimentado em $48 V_{CC}$, em paralelo com as baterias. Porém, discussões posteriores com o fornecedor dos inversores de carregamento das baterias levantaram questões relativas ao impacto dessa conexão na vida útil e no desempenho das baterias. O SI4248U é projetado para operação com fluxo energético nos dois sentidos e conversão de $120 V_{CA}$ para $48 V_{CC}$ e vice-versa. A funcionalidade desse inversor é controlada primariamente pela medição do estado de carga do banco de baterias: ele não pode monitorar o fluxo de potência para o eletrolisador.

Se o eletrolisador fosse conectado ao Quadro CC, os inversores SI4248Us não seriam capazes de avaliar com precisão o estado de carga das baterias e de otimizar o gerenciamento do fluxo de eletricidade entre o banco de baterias e os quadros CA. Isso poderia causar impacto negativo no desempenho e na vida útil das baterias e, potencialmente, na segurança e na garantia.

Para resolver essa pendência, algumas configurações alternativas foram consideradas: (a) conexão do eletrolisador diretamente ao lado CC dos inversores SI4248Us, com chave comutadora para enviar energia para as baterias ou para o eletrolisador; e (b) conexão a um dos quadros CA. Essas opções foram consideradas no contexto do atendimento aos seguintes critérios:

- O hidrogênio não poderia ser produzido a partir da energia armazenada nas baterias.
- O hidrogênio não poderia ser produzido a partir da energia fornecida pelo GMGH.
- Deveria haver controle local da operação do sistema com a maior abrangência possível.
- O sistema deveria estar configurado para facilitar controle simples e barato.

Após discussões com o fabricante dos inversores SI4248Us, constatou-se que, de fato, esses equipamentos não são projetados de modo a poderem facilitar, com eficiência e eficácia, a conexão direta do eletrolisador. Por outro lado, a conexão do eletrolisador a um dos quadros CA por meio de um retificador — para converter a tensão monofásica de 240 V_{CA} em tensão de 48 V_{CC} — acarretaria custo adicional e perda de eficiência, porém facilitaria a implementação de um esquema de controle simples, o melhor gerenciamento das baterias e o controle local da geração de hidrogênio. O sistema de controle principal poderia também ser configurado para assegurar que o eletrolisador não é alimentado pelas baterias nem pelo GMGH.

A nova especificação do sistema fotovoltaico afetaria também a operação do GMGH. O ajuste-padrão do SI4248U estaria preparado para conectar o GMGH quando o estado da carga das baterias atingisse determinados parâmetros programados no inversor. Assim, o inversor usaria a energia gerada pelo GMGH para recarregar as baterias, para alimentar os quadros CA ou ambos. Foi proposto que o sistema operasse com esse acerto para simplificar o esquema de controle principal. Contudo, foi decidido que uma chave seccionadora manual seria incluída entre o GMGH e os inversores SI4248Us para facilitar a operação manual do GMGH como desejado. Depois, com a substituição do GMGH pela CaC, deveriam ser verificadas as implicações na operação do novo equipamento.

A especificação original do banco de baterias considerou a composição em dois bancos com capacidade total para atender à exigência estimada de 180 kWh de energia armazenada em baterias. Os bancos seriam assim constituídos: um banco com 100 baterias de 12 V e 170 Ah cada uma; outro banco com 80 baterias de 12 V e 220 Ah cada uma. Os dois bancos operariam com tensão de 48 V_{CC} .

Uma das razões para a decisão de se utilizar a CaC foi a sustentabilidade ambiental do SHGD; logo, é bem razoável que a CaC opere por períodos de tempo mais longos que o previsto para o GMGH. Sendo assim, a previsão de operação mais prolongada da CaC tornou possível a redução da capacidade dos bancos de baterias, pois a lógica operacional do SHGD passou a ser a seguinte: (a) durante as horas de radiação solar, a energia é suprida às cargas diretamente pelo sistema fotovoltaico; (b) com inexistência ou insuficiência da radiação solar, o suprimento das cargas passa a ser feito pela CaC durante o equivalente a quatro horas de operação a plena carga; e (c) finalizado o estoque de

hidrogênio para alimentar a CaC, os bancos de baterias passam a suprir as cargas durante o equivalente a duas horas de operação a plena carga.

Considerando novamente a sustentabilidade ambiental, a redução da quantidade de baterias necessárias é aspecto bastante favorável, considerando-se a dificuldade para o descarte adequado de grande quantidade de baterias de um local remoto como o CPC.

Depois da procura e da especificação final para a aquisição, prioridade foi dada à aquisição de baterias nacionais. Foram, então, adquiridas 16 baterias fabricadas pela Moura, modelo Moura Clean 12MC220, de 12 V e 195 Ah cada uma. Essas baterias pertencem à família MC, com funcionamento em ciclos constantes e adequada à operação em sistemas fotovoltaicos. O modelo escolhido, 12MC220, apresenta capacidade, a 25 °C e 1,75 V/elemento: de 195 Ah, em período de descarga de 10 h (capacidade nominal); de 220 Ah, em período de descarga de 20 h; e de 244 Ah, em período de descarga de 100 h (Moura, 2007). Os bancos de baterias do Sistema 1 e do Sistema 2 da Figura 4.12 são constituídos por essas baterias.

(c) Eletrolisador

A previsão original era a de se adquirir um eletrolisador de água do tipo alcalino. Porém, diversas revisões foram feitas na especificação desse equipamento para compatibilizá-lo com as exigências do Projeto CPC e refletindo as mudanças no projeto como um todo. Muitas discussões ocorreram acerca da pureza do hidrogênio a ser produzido pelo eletrolisador, da compatibilidade elétrica desse equipamento com a energia elétrica disponível no local e da adequação desse equipamento ao ambiente de alta umidade relativa do ar. As novas propostas comerciais feitas sugeriram o acréscimo de diversas funções adicionais, e o preço do eletrolisador e da sua instalação aumentou muito.

Pelo fato de que o fornecedor do eletrolisador especificado originalmente não conseguiu prover um equipamento que atendesse às necessidades técnicas e financeiras do Projeto CPC, foi feita a opção por um eletrolisador do tipo PEM de outro fabricante.

O Projeto CPC propunha originalmente para o eletrolisador a geração de 2 Nm³/h de hidrogênio a 145 psi e 99,995% de pureza e que ele fosse alimentado em CC. Além disso,

foi especificado que todos os componentes deveriam ter compatibilidade operacional na faixa de 5 °C a 45 °C com até 100% de umidade relativa do ar. Com as mudanças já relatadas, alteraram-se também as especificações do eletrolisador, que teve a capacidade reduzida para 1 Nm³/h de hidrogênio com pureza de 99,95% — mais que suficiente para CaCs alimentadas com hidrogênio eletrolítico — e pressão mais alta para permitir o enchimento direto de recipientes de armazenamento de gás comprimido de baixa pressão. Sendo assim, a nova especificação para o eletrolisador passou a ser a seguinte:

- Suprimento elétrico: monofásico, 220 V_{CA}/230 V_{CA} e 60 Hz.
- Saída de hidrogênio: 1 Nm³/h, com 99,95% de pureza e pressão de 250 psia.

Conforme já mencionado anteriormente, a conexão do eletrolisador ao Quadro CC apresentaria problema para o gerenciamento das baterias e para a operação adequada dos inversores SI4248Us, que não são projetados para direcionar diretamente alimentação elétrica para o eletrolisador. Adicionalmente, o novo sistema fotovoltaico com o seu respectivo armazenamento em baterias foi projetado para operação ótima separada do sistema de geração de hidrogênio, pois essa separação possibilita a existência de um sistema de controle principal mais simples.

Conseqüentemente, a conexão do eletrolisador a um dos quadros CA foi recomendada e decidida para o conceito de integração. Entretanto, essa solução requeria a disponibilização de um conversor adicional de energia como parte do escopo da integração do sistema para prover energia em CC ao eletrolisador a partir de um dos quadros CA. Então, o eletrolisador restou finalmente especificado com um dispositivo adicional integrado, o retificador de potência, tornando possível a alimentação do eletrolisador em qualquer tensão na faixa disponível. Para atender a essas especificações, foi adquirido um eletrolisador com as seguintes características principais:

- Fabricante: *Electric Hydrogen*, modelo HG10.
- Tecnologia: PEM.
- Suprimento elétrico: 6 kW, monofásico, 220 V_{CA}/230 V_{CA} e 60 Hz.

- Suprimento de água: água potável, preferencialmente desionizada⁴⁸, com pressão entre 40 psig e 100 psig e fluxo mínimo de 1 slpm em condições ASTM Tipo I⁴⁹.
- Saída de hidrogênio: até 1 Nm³/h, com 99,95% de pureza e pressão máxima de 250 psia.
- Possui sistema substituível de purificação e de desionização da água, sensor de hidrogênio com desligamento automático e dispositivo manual de parada de emergência e interface eletrônica de comunicação e controle.

A Figura 4.18 mostra o eletrolisador adquirido e detalhe da placa identificadora dele. Na Figura 4.18(a), na face direita do equipamento, podem ser vistos o ponto de entrada de água, o ponto de saída de hidrogênio e o ponto de entrada dos cabos elétricos que alimentarão o eletrolisador. Os cabos que constituem o circuito elétrico de alimentação do eletrolisador podem ser vistos à direita da imagem, à espera do comissionamento do equipamento, quando se fará a conexão definitiva.

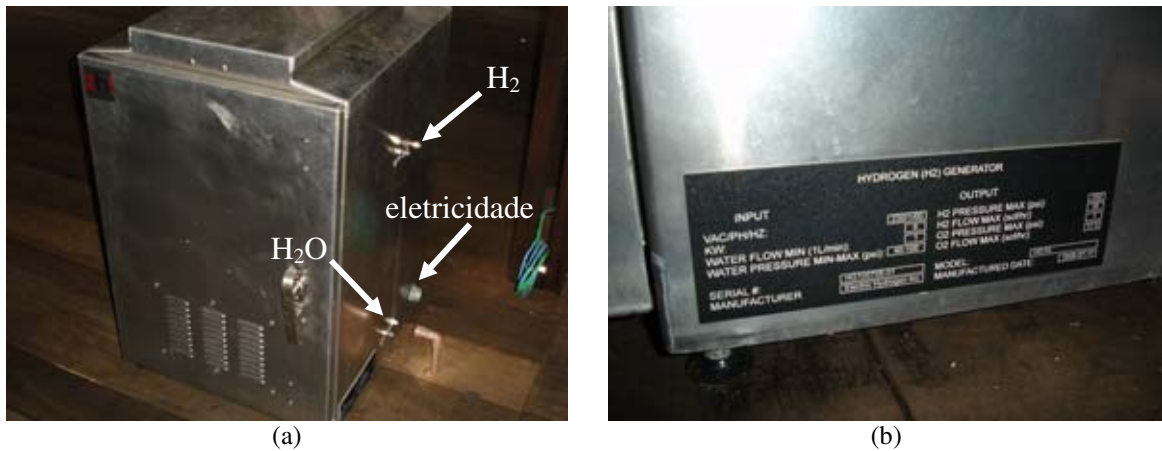
Para atender às exigências de suprimento de água potável a pressão aceitável para essa aplicação, foi especificado, adquirido e instalado um sistema simples de armazenamento de água, mostrado na Figura 4.19, com um reservatório de 1.000 L e saída de água em tubulação de PVC de ¾” pressurizada a 50 psi, exigida pelo fabricante do eletrolisador para garantir a operação adequada dos sistemas de purificação.

Um aspecto ainda pendente é o abastecimento contínuo do reservatório com água com qualidade suficiente para permitir o funcionamento do eletrolisador. O local possui água em abundância, mas o pré-tratamento da água disponível pode ser requerido. Para o

⁴⁸ Água desionizada (água DI) é água com ausência de íons, como os cátions de sódio, cálcio, ferro e cobre e como os ânions cloreto e brometo. Isso significa que ela foi purificada de todos os íons, à exceção do H₃O⁺ e do OH⁻, mas ainda pode conter outros tipos não-iônicos de impurezas, tais como compostos orgânicos. A ausência de íons provoca o aumento da resistividade elétrica da água: água desionizada ultra-pura tem resistividade máxima teórica de 18,31 MΩ.cm; água comum possui resistividade aproximada de 15 kΩ.cm (Wikipedia, 2007c).

⁴⁹ A unidade “slpm” é de vazão de gás e tem origem na língua inglesa: *standard litres per minute*. O termo *standard* refere-se a valores específicos de temperatura e de pressão estabelecidos como padrão, base, normais. Esses valores seriam, então, temperatura e pressão normais, assim como foi explicado para a unidade Nm³/h. As condições ASTM Tipo I referem-se a características de água bem pura especificadas pela *American Society for Testing and Materials* (ASTM), que incluem mínima resistividade elétrica, concentração máxima de átomos de elementos metálicos e nível máximo de contaminação microbiológica.

comissionamento do eletrolisador, o reservatório será suprido provisoriamente com água tratada para consumo urbano, levada para o CPC.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.18 *Eletrolisador HG10: (a) vistas traseira e lateral; (b) detalhe da placa.*



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.19 *Sistema de abastecimento de água: (a) reservatório de 1.000 L; (b) sistema de bombeamento.*

(d) Grupo motor-gerador a hidrogênio/Célula a combustível (CaC)

A especificação do GMGH teve um aspecto a ser discutido com mais cautela, para fins de compatibilização com o restante do sistema: a tensão de saída. Para que o GMGH funcionasse como carregador das baterias, ele deveria conectar-se aos inversores

SI4248Us, com tensão de 240 V_{CA}; para suprir energia diretamente aos quadros CA, ele deveria gerar 220 V_{CA}.

O sistema foi configurado para que o GMGH fornecesse energia diretamente aos quadros CA. Com essas considerações, a especificação feita para o GMGH foi a seguinte:

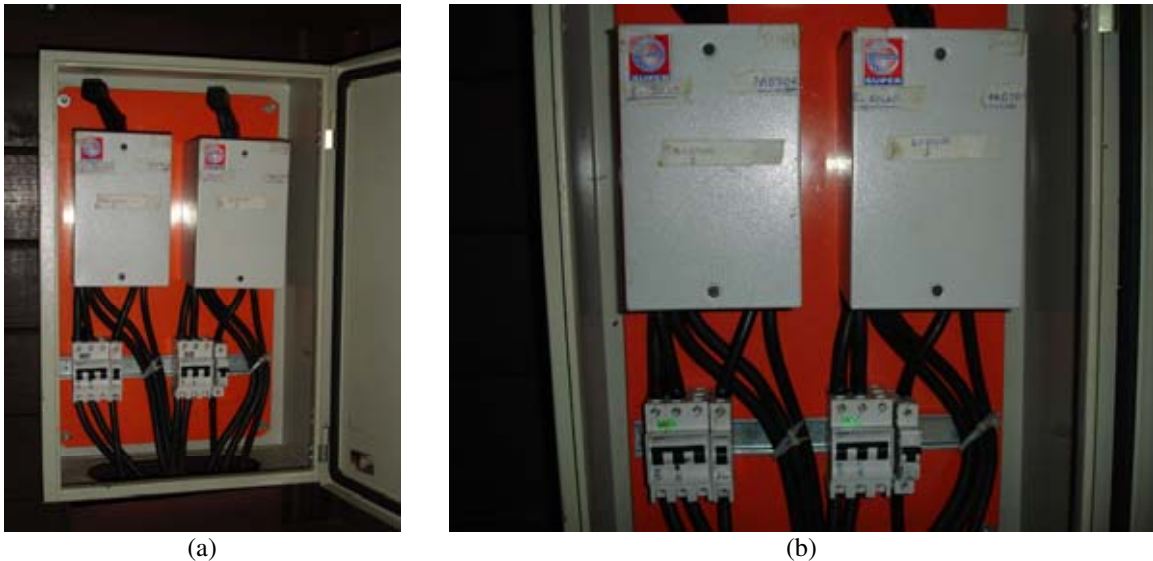
- Potência ativa nominal: 5 kW.
- Suprimento de hidrogênio: 99% de pureza e pressão máxima de 10 psi.
- Tensão de saída: em CA, 60 Hz, 220 V fase-neutro e 380 V fase-fase.

O fornecedor manifestou-se acerca da importância do equilíbrio das cargas para manter a qualidade da energia elétrica suprida aos quadros CA. O sistema composto pelos inversores SI4248Us deveria ser capaz de comunicar-se diretamente com o GMGH porque a operação automática era desejável.

O GMG hoje existente conecta-se às cargas do CPC por meio de chaveamento manual, e foi sugerido que assim continue. Desse modo, o SHGD tem operação automática, mas, caso seja necessário suprir as cargas elétricas do CPC com o GMG atual, isso é possível com a utilização do chaveamento manual, que é simples e seguro. O quadro de chaveamento é mostrado na Figura 4.20. Na Figura 4.20(a), é possível ver, na parte superior do quadro elétrico, duas chaves manuais manobradas para a esquerda. Nessa posição, as instalações do CPC são alimentadas pelo SHGD; quando essas chaves são manobradas manualmente para a direita, as instalações do CPC passam a ser alimentadas pelo GMG existente, sem possibilidade de paralelismo deste com o SHGD. Um dos dois quadros elétricos internos comuta o Sistema 1 do SHGD; o outro, o Sistema 2.

Conforme já mencionado, a opção feita no Projeto CPC pelo GMGH com apoio de um grande banco de baterias teve respaldo técnico, pois essa opção é tecnologicamente viável, mas teve também motivação econômica, por ser solução de menor custo que a da CaC. Já em 2006, após três anos de andamento do Projeto CPC, o preço comercial das CaCs havia sofrido redução significativa. Adicionalmente, as condições macroeconômicas favoráveis da economia brasileira fortaleceram ainda mais o real frente ao dólar norte-americano, o que tornou o preço da CaC adequado ao projeto e comparável ao que seria pago pelo GMGH. Outra vantagem acarretada com essa alteração foi a redução do tamanho do banco de baterias: a utilização de dezenas de baterias chumbo-ácidas é fator de risco de

contaminação ambiental durante a utilização e após o final da vida útil delas, gerando, então, sérias dificuldades quanto ao descarte adequado em localidade remota como o CPC.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.20 *Quadro de chaveamento manual: (a) vista frontal; (b) detalhe interno.*

Dessa forma, foi realizada a substituição do GMGH por uma CaC, com a seguinte especificação:

- Potência nominal: 5 kW.
- Combustível utilizado: hidrogênio.
- Saída de hidrogênio do eletrolisador: a 250 psi, com 99,95% de pureza.
- Tensão de saída: 230 V_{CA}, monofásica, 60 Hz.

Para atender a essas especificações, foi adquirida uma CaC com as seguintes características principais:

- Fabricante: *ReliOn*, modelo T-2000 6 kW Outdoor Solution
- Tecnologia: PEM.
- Potência nominal máxima: 5 kW, com 25 cartuchos de 200 W cada um, divididos em três módulos — modelo T-2000 Rack Mount.
- Tensão nominal: 48 V_{CC}.
- Corrente nominal máxima: 105 A, em 48 V_{CC}.
- Combustível: hidrogênio industrial padrão, com 99,95% de pureza.

- Pressão de suprimento de hidrogênio: 3,5 psig a 6 psig.
- Consumo de hidrogênio a 99,95% de pureza: 0,9 m³/kWh.
- Emissão de água: máximo de 30 mL/kWh.

A Figura 4.21 e a Figura 4.22 mostram a CaC adquirida e instalada no CPC. Nelas, pode-se ver que há dois gabinetes: o maior abriga a CaC; o menor abriga o reservatório de hidrogênio, integrado ao gabinete maior, com capacidade para até seis cilindros-padrão.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.21 *CaC T-2000 6 kW: (a) vista frontal com gabinetes fechados; (b) vista frontal com um gabinete aberto.*



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.22 *CaC T-2000 6 kW: (a) vista frontal dos três módulos T-2000 Rack Mount; (b) detalhe dos três módulos T-2000 Rack Mount abertos.*

(e) Sistema de armazenamento de hidrogênio

Originalmente, o Projeto CPC especificou que deveria ser provido o armazenamento de 4,5 kg de hidreto metálico a baixa pressão, capaz de absorver hidrogênio a 145 psi, permitindo ao GMGH funcionar adequadamente. Ao longo do processo de avaliação das exigências de integração do sistema, concluiu-se que esse sistema de armazenamento proposto poderia não ser apropriado ao sistema.

Algumas premissas adotadas na especificação original mostraram-se bastante difíceis:

- O eletrolisador especificado originalmente poderia prover hidrogênio com pureza de 99,995%.
- O calor dissipado na operação do GMGH poderia ser capturado para produzir hidrogênio.
- Água potável na quantidade de 1 gpm em temperaturas inferiores a 25 °C poderia ser usada como fluido refrigerante para ajudar na absorção do hidrogênio.

Contudo, verificou-se, ao longo do processo, que;

- O eletrolisador poderia requerer muitos componentes opcionais para produzir hidrogênio com a pureza desejada.
- Deveria haver negociação com o fornecedor no sentido de se permitir a abertura do *loop* de refrigeração para o aproveitamento do calor dissipado.
- Poderia não haver no local disponibilidade suficiente de água potável a baixas temperaturas.

Ao mesmo tempo que o armazenamento de hidreto metálico representava tecnologia avançada e oferecia diversas vantagens técnicas a mais que outras alternativas, ele também apresentava muitas dificuldades para esse tipo de projeto, que incluíam as seguintes.

- Possuía projeto padronizado, o que dificultava as adaptações a necessidades específicas e a integração com outros componentes sem experiências ou protocolos prévios.

- Realizar teste de fábrica poderia ser impraticável, porque carregar o dispositivo com hidrogênio, mesmo para um teste de fábrica, complicaria e aumentaria demasiadamente o custo.
- Alto custo do armazenamento por unidade de hidrogênio fornecido e de outros componentes do sistema, como, por exemplo, o eletrolisador, para atingir as exigências de pureza, e do local, para prover água potável.
- Os aspectos de gerenciamento térmico seriam consideráveis em termos de custo e consumo energético, pois não estão disponíveis no local e não são fornecidos por outros componentes do sistema.
- Ausência de experiência com operação e manutenção, custo do serviço prestado pelo fornecedor e requerimento de treinamento e ferramentas especializados.

Sendo assim, a especificação original para o sistema de armazenamento foi alterada para a opção de se utilizar gás comprimido a baixa pressão. Cilindros do tipo que armazenam propano o fazem até 250 psig. Esses cilindros são usualmente utilizados para armazenar hidrogênio. Há de se ressaltar aqui um aspecto bastante importante: com baixa pressão, as dimensões e o peso do recipiente de armazenamento poderiam tornar-se demasiadamente grandes. As vantagens dessa estratégia são a simplicidade e a disponibilidade do produto e a capacidade de se levar o gás diretamente do eletrolisador até o recipiente de armazenamento, sem a necessidade de sistema de compressão separado.

Uma alternativa poderia ser utilizar garrafas-padrão de hidrogênio a 2.200 psi, amplamente disponíveis no mercado a preços razoáveis. O peso e o tamanho desse sistema seriam bem menores, facilitando o transporte e a instalação. A desvantagem dessa alternativa é a necessidade de se utilizar sistema de compressão de hidrogênio para elevar a pressão de 250 psi para 2.200 psi. Dependendo da proximidade do sistema de armazenamento do equipamento elétrico, um sensor de hidrogênio poderia ser necessário próximo ao armazenamento para detectar elevadas concentrações de hidrogênio.

Então, as especificações para o sistema de armazenamento de hidrogênio passaram a ser as seguintes:

- Entrada de hidrogênio: 99,9% de pureza com pressão igual ou superior a 250 psi.
- Saída de hidrogênio: até 12 g/min — que corresponde a 720 g/h — com pressão inferior a 25 psi.

Com isso, e considerando a CaC descrita, foram adquiridos dois recipientes-padrão de hidrogênio a 2.200 psi para servirem de reservatório de hidrogênio para o SHGD. A Figura 4.23 mostra um desses recipientes dentro do gabinete e adequadamente conectado ao dispositivo responsável por interconectar todos os recipientes por meio de válvulas unidirecionais, de indicar a pressão do gás por meio de instrumento de ponteiro — que pode ser visto na Figura 2.23(b) — e de fornecer hidrogênio à CaC.



(a)



(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.23 *Gabinete de armazenamento de hidrogênio: (a) vista frontal; (b) detalhe da conexão de um cilindro de hidrogênio.*

(f) Controle central do sistema e aquisição de dados

Sistemas fotovoltaicos convencionais frequentemente incluem sistemas inteligentes de gerenciamento de energia, de controle e de aquisição de dados. Esses sistemas são configurados para controlar a conversão da energia solar para a forma elétrica com tensão e frequência desejadas e para o carregamento das baterias. Às vezes, eles também permitem a inclusão de um GMG como fonte de energia reserva à base de combustíveis convencionais. A inclusão de componentes adicionais no sistema, como a produção de

hidrogênio e o armazenamento deste, não pode ser feita pelos componentes disponíveis no mercado à época da aprovação do Projeto CPC. Sendo assim, mecanismos de controle separados são necessários; opcionalmente, mecanismo de aquisição de dados também pode ser incluído. Esse sistema de controle poderia dotar o sistema de um controle principal e de função de otimização ou poderia operar em paralelo com o sistema fotovoltaico. É certo que o ideal seria eliminar duplicação de funções e ter capacidade para realizar a otimização de todo o sistema com um único pacote, se o custo de se fazer isso pudesse ser justificado.

Nas discussões da equipe do projeto acerca dessas questões, acertou-se que a especificação do controle principal seria construída com base nos seguintes critérios:

- (1) Baixo custo.
- (2) Funcionalidades básicas: (a) idealmente, interface única para o controle do sistema e a aquisição de dados; e (b) automação mínima.
- (3) Fornecimento local no que for possível.

Genericamente, havia duas possibilidades a serem consideradas para controlar o sistema híbrido integrado. A primeira envolveria um sistema de controle geral hierarquizado que controlasse e otimizasse todos os componentes do sistema de forma centralizada. Esse sistema não estava comercialmente disponível, tendo, portanto, de ser projetado e desenvolvido sob encomenda. Essa solução seria a ideal, minimizando redundâncias de funções e de componentes e automatizando a operação ótima do sistema. Todavia, isso poderia ter custo muito alto e tomaria muito tempo. Considerando que o sistema fotovoltaico já estava especificado, não se esperaria que houvesse a possibilidade de que o sistema de controle geral se integrasse perfeitamente aos componentes projetados especificamente para a geração fotovoltaica e o carregamento de baterias. No mínimo, componentes adicionais teriam de ser instalados para realizar a interface de todas as partes e controlá-las.

A segunda opção envolvia a implementação de um esquema de controle principal para aquisição de dados, interface do sistema e segurança, mas controlando o sistema de hidrogênio em paralelo com o sistema fotovoltaico. A principal desvantagem dessa solução é que isso poderia não resultar na eficiência ótima global do sistema e deixaria uma certa quantidade de redundâncias. Todavia, para um único projeto, essa solução seria a de menor

custo e envolveria menos inovações e, portanto, menores riscos técnicos. Com base no exposto e nos critérios previamente definidos, a segunda opção foi a especificada.

Os principais componentes a serem controlados pelo sistema são o sistema de armazenamento de hidrogênio e o controle de parada de emergência. Adicionalmente, o controle principal poderia interagir com o sistema fotovoltaico, com a CaC e com o eletrolisador para coleta de dados e monitoração central.

O sistema poderia ser controlado por meio de controlador lógico programável (CLP) ou microcontrolador. Nesse caso, seria recomendada a utilização do CLP porque ele facilitaria, para um único sistema, a programação personalizada de baixo custo; essa programação poderia ser alterada quando desejado, e o *hardware* e o *software* de programação são produtos encontrados no mercado. A desvantagem residiria no fato de que o *software* freqüentemente exige a compra de licença anual. Microcontroladores poderiam ser muito vantajosos para volumes maiores com programação fixa, mas permitiriam pouca flexibilidade e poderiam ter custo proibitivo em volume pequeno. Eles também poderiam causar dificuldades para manutenção e suporte no longo prazo caso o fornecedor saísse do mercado ou cessasse o suporte ao produto.

Então, foi apresentada uma descrição básica considerando a utilização de um sistema com base em CLP, que incluiu o sistema fotovoltaico, o eletrolisador, o sistema de armazenamento de hidrogênio, a CaC e o sistema de parada de emergência. Optou-se, aqui, por não se apresentar a descrição completa dos sistemas de controle e de aquisição de dados em razão do tamanho e da complexidade das informações técnicas, que fogem ao escopo desta parte do trabalho.

(g) Integração do sistema e fluxo do processo

Até então, uma especificação preliminar da integração do sistema e do fluxo do processo haviam sido preparados, considerando as alterações sofridas nas especificações dos componentes individualmente.

Adicionalmente, foi preparado um leiaute preliminar das instalações, com base nos seguintes critérios:

- O armazenamento de hidrogênio deveria ser mantido o mais próximo possível da CaC para facilitar o fluxo de combustível.
- O sistema poderia ser instalado em uma plataforma de madeira elevada com relação ao solo.
- Todos os componentes deveriam ser abrigados do tempo e mantidos acima do nível da água nos períodos de inundação.
- A aparência e as características de quaisquer novas estruturas deveriam ser compatíveis com as edificações existentes no local.

Em setembro de 2005, durante uma visita ao local, foram identificadas algumas potenciais pendências em relação a normas técnicas, tendo-se decidido propor algumas opções de leiaute do sistema que norteariam a finalização da especificação da integração do sistema. Não obstante os aspectos negativos envolvidos, houve a decisão de instalar o sistema completo abrigado do tempo na plataforma existente por causa das seguintes razões: (a) o reservatório de hidrogênio integra o gabinete da CaC adquirida, não havendo como separá-los; (b) afastar o eletrolisador do reservatório de água e da CaC, além de onerar demasiadamente o sistema, acrescentaria dificuldades técnicas e perda de desempenho; e (c) afastar a CaC e o eletrolisador do restante do sistema para aumentar a segurança na utilização do hidrogênio exigiria a construção de outra edificação, sem que houvesse recursos financeiros disponíveis para isso. Logo, todos os componentes do SHGD seriam instalados no mesmo espaço físico, ficando para um momento próximo, concomitante à entrada em operação definitiva do SHGD, a mitigação dos possíveis riscos relativos à utilização do hidrogênio.

(h) Resumo e conclusões

Conclui-se que alguns aspectos relativos à instalação dos componentes adquiridos para o Projeto CPC e à sua integração e operação restam, ainda, indefinidos, sendo que as sugestões e recomendações feitas visando à complementação do projeto estão em fase final de análise. Sendo assim, os requisitos finais de instalação e de integração do sistema ainda requererão algumas tomadas de decisão por parte da equipe do projeto acerca das pendências existentes e a confirmação final das decisões por parte dos fornecedores.

(h.1) Sistema fotovoltaico

Esse sistema é o mais importante do SHGD. O sistema fotovoltaico é o que realiza a geração elétrica de maior potência, responsável pelo suprimento energético de todos os demais sistemas. Conforme informado anteriormente, ele já foi adquirido e está instalado; logo, é esperado que a integração do sistema como um todo seja realizada considerando-se todas as características positivas e negativas do sistema instalado. Conforme mostrado na Figura 4.12, a instalação executada define padrões elétricos para o sistema desde os módulos fotovoltaicos até os quadros CA, que representam a saída do sistema. Não obstante, tendo em vista a flexibilidade de alguns componentes, esses padrões talvez possam ser ajustados para viabilizar a melhor integração do SHGD.

Com relação a esse sistema, restam as seguintes pendências, que não impedem a operação, ao menos parcial, do SHGD:

- Reinstalar o banco de baterias do Sistema 2, procedimento pendente na ocasião do comissionamento da CaC e da conexão desta ao Quadro CC.
- Providenciar dispositivos adequados de proteção e manobra no Quadro CC.
- Ajustar, dentro do possível, a rotina de otimização do funcionamento das baterias.

(h.2) Eletrolisador

O eletrolisador adquirido já está no local escolhido para a sua instalação definitiva. Porém, perante diversas dificuldades administrativas, os técnicos canadenses ainda não foram enviados pelo fabricante para a montagem e o comissionamento desse equipamento.

Em conformidade com as especificações técnicas desse equipamento e do restante do sistema, foi decidido que o eletrolisador será suprido de energia elétrica a partir do Quadro CA 1, que é o quadro alimentado pelo Sistema 1. Essa escolha deu-se pelo fato de ser este sistema o de maior potência instalada, o que aumenta a disponibilidade de geração de hidrogênio durante os períodos de radiação solar. Então, com relação a esse componente, restam as seguintes pendências:

- Instalar e comissionar o equipamento, função a ser desempenhada por técnicos enviados pelo fabricante. Cabe ressaltar que a alimentação elétrica e o sistema de abastecimento de água já estão prontos, aguardando apenas o comissionamento para a conexão definitiva ao eletrolisador.
- Decidir e implementar o abastecimento contínuo do reservatório com água com qualidade suficiente para permitir o funcionamento do eletrolisador. O local possui água em abundância, mas o pré-tratamento da água disponível pode ser requerido.

(h.3) Célula a combustível

Esse equipamento já foi instalado e comissionado, mas aguarda a produção de hidrogênio para entrar em operação definitiva. Em conformidade com as especificações técnicas desse equipamento e do restante do sistema, a CaC teve seus terminais elétricos ligados aos barramentos do Quadro CC; assim, os bancos de baterias podem suprir a energia necessária aos procedimentos de energização da CaC, e esta pode alimentar as cargas elétricas do CPC por meio dos inversores conectados ao Quadro CC. Com relação a esse componente, não restam pendências a serem solucionadas.

(h.4) Sistema de armazenamento de hidrogênio

Os recipientes-padrão adquiridos suportam pressão de até 2.200 psi, enquanto a pressão máxima de saída de hidrogênio do eletrolisador é de 250 psi. Logo, com relação a esse componente, restam as seguintes pendências:

- Instalar a linha de conexão entre o eletrolisador e o dispositivo receptor do hidrogênio no gabinete de armazenamento.
- Na operação contínua, verificar o desempenho do reservatório ao alimentar a CaC com pressão de até 250 psi. É possível que seja necessário adquirir mais recipientes-padrão e(ou) instalar um sistema de pressurização para armazenar hidrogênio nos recipientes-padrão com pressão de 2.200 psi.

(h.5) Controle central do sistema e aquisição de dados

Nas especificações apresentadas, foi sugerido que a funcionalidade do controle principal fosse separada e operasse em paralelo com o sistema fotovoltaico para reduzir custos e complexidade. Também, sugeriu-se a utilização de sistema com base em CLPs. Todavia, discussões supervenientes mostraram que os controles e a aquisição de dados do Sunny Boy Control — e dos oito inversores conectados a ele —, da CaC e do eletrolisador são suficientes para consolidar quase toda a operação simplificada que sempre se pretendeu para o SHGD. Deve ser ressaltado, porém, que a operação contínua apresentará aspectos ainda não previstos e que deverão ser ajustados. Então, com relação a esses sistemas, restam as seguintes pendências:

- Na operação contínua, especificar e implementar mecanismo que garanta o funcionamento do eletrolisador apenas quando houver radiação solar suficiente para atender à carga e, simultaneamente, ao eletrolisador, impedindo que o eletrolisador seja alimentado pelos bancos de baterias.
- Na operação contínua, implementar mecanismo de desligamento geral de emergência.
- Na operação contínua, implementar solução integrada para o armazenamento seguro dos dados adquiridos pelos equipamentos citados anteriormente.

(h.6) Integração do sistema e fluxo do processo

Com relação a isso, restam as seguintes pendências:

- Garantir a concordância e o apoio dos fornecedores com relação à configuração final do sistema.
- Revisar a aplicabilidade do sistema às exigências das normas técnicas e de segurança.

4.3.1.3 Classificação do SHGD

Após a descrição atualizada do SHGD, quase integralmente concluída, é possível fazer a classificação desse sistema com relação aos aspectos da GD discutidos no Capítulo 2. Então, segundo as classificações lá propostas, o SHGD do CPC seria assim classificado.

- (1) Quanto ao propósito (Figura 2.1): Propósito social de alto impacto – **classificação número 8**. Essa classificação necessita ser confrontada com a análise de desempenho técnico para parecer final.
- (2) Quanto à localização (Figura 2.2): Instalação isolada, parte de sistema híbrido – **classificação número 18**. Essa classificação justifica-se pelo fato de que o SHGD coexiste com um GMG; então, do ponto de vista da carga do CPC, o SHGD e o GMG formam um sistema híbrido.
- (3) Quanto à especificação da potência (Figura 2.3): Pequena GD – **classificação número 20**.
- (4) Quanto à área de entrega da energia gerada (Figura 2.4): Consumidor isolado – **classificação número 26**.
- (5) Quanto à fonte primária de energia (Figura 2.5): (a) Quanto à tradição: Fonte alternativa – **classificação número 28**; e (b) Quanto ao esgotamento: Fonte renovável, natural – **classificação número 31**.
- (6) Quanto à tecnologia (Figura 2.6): (a) Quanto à modularidade: Modular – **classificação número 32**; e (b) Quanto à geração: Apenas eletricidade – **classificação número 35**.
- (7) Quanto ao impacto ambiental (Figura 2.7): (a) Quanto à emissão de poluentes: Baixo grau de emissão para todos os poluentes listados – **classificações números 36, 39, 42 e 45**; (b) Quanto ao alagamento: Baixo grau – **classificação número 48**; (c) Quanto ao desmatamento: Baixo grau – **classificação número 51**; e (d) Quanto à poluição sonora e(ou) visual: Baixo grau – **classificação número 54**.
- (8) Quanto ao modo de operação (Figura 2.8): Despacho não-centralizado, operação conjunta com outra fonte, despacho conjunto – **classificação número 60**. Essa classificação justifica-se pelo fato de que o SHGD coexiste com um GMG; então, do ponto de vista da carga do CPC, o SHGD e o GMG operam em conjunto, e o despacho energético de um está vinculado ao do outro.
- (9) Quanto à propriedade (Figura 2.9): Consumidor, produtor independente de energia – **classificação número 66**.
- (10) Quanto ao nível de penetração (Figura 2.10): Muito alto – **classificação número 71**.

Apesar de essa classificação não ter, neste trabalho, aplicação prática, ela exemplifica a forma pela qual as classificações propostas no Capítulo 2 podem ser utilizadas para qualificar de modo amplo uma fonte de GD. Com os devidos ajustes pertinentes a cada

caso prático, essas classificações têm potencial para orientar, de maneira objetiva, a comparação entre diferentes alternativas de fontes de GD com vistas à tomada de decisão quanto à implantação de soluções energéticas. A aplicação dessa classificação à Figura 2.11 é mostrada na Figura 4.24.

4.3.1.4 Instalação e operação inicial do SHGD

Conforme se pode concluir do que já foi apresentado, o SHGD está em funcionamento provisório. O sistema fotovoltaico esquematizado na Figura 4.12 está instalado e em funcionamento; a CaC já foi instalada e comissionada, mas não está em funcionamento porque não existe o suprimento de hidrogênio; o eletrolisador já está no local de instalação, mas ainda não foi instalado nem comissionado. O sistema de armazenamento de hidrogênio, mesmo sendo considerado ainda pequeno para as necessidades do sistema completo, é suficiente para o início da operação definitiva. O sistema de suprimento de água ao eletrolisador, apesar de não estar em configuração definitiva, tem condições de operação provisória.

É importante lembrar que, seguindo sugestão do relatório da inspeção realizada em 2005 (Oliveira, 2006), as instalações elétricas do CPC foram integralmente substituídas por novas instalações, projetadas e executadas segundo as determinações da ABNT NBR 5410:2004 e tendo em vista a finalidade das instalações e o conceito de **recursos distribuídos**, apresentado no Capítulo 2, com foco na eficiência energética, na redução do desperdício no consumo de energia elétrica e no preparo para uma gestão econômica dos recursos elétricos, todas ações relacionadas ao lado da demanda de energia elétrica. Essas novas instalações estão alimentadas pelos dois quadros elétricos de distribuição monofásicos — mostrados na Figura 4.16 —, que, por sua vez, são alimentados pelo Quadro CA 1 e pelo Quadro CA 2, conforme indicado na Figura 4.12.

Apesar de as instalações antigas terem sido alimentadas por um quadro terminal trifásico, não havia cargas trifásicas a serem alimentadas. Sendo assim, havia apenas circuitos terminais monofásicos, alimentados em 220 V. Com a indicação de solução monofásica para a alimentação das cargas nas especificações do SHGD, compatível com a situação anterior, as instalações elétricas do CPC seguiram o padrão da futura fonte energética.

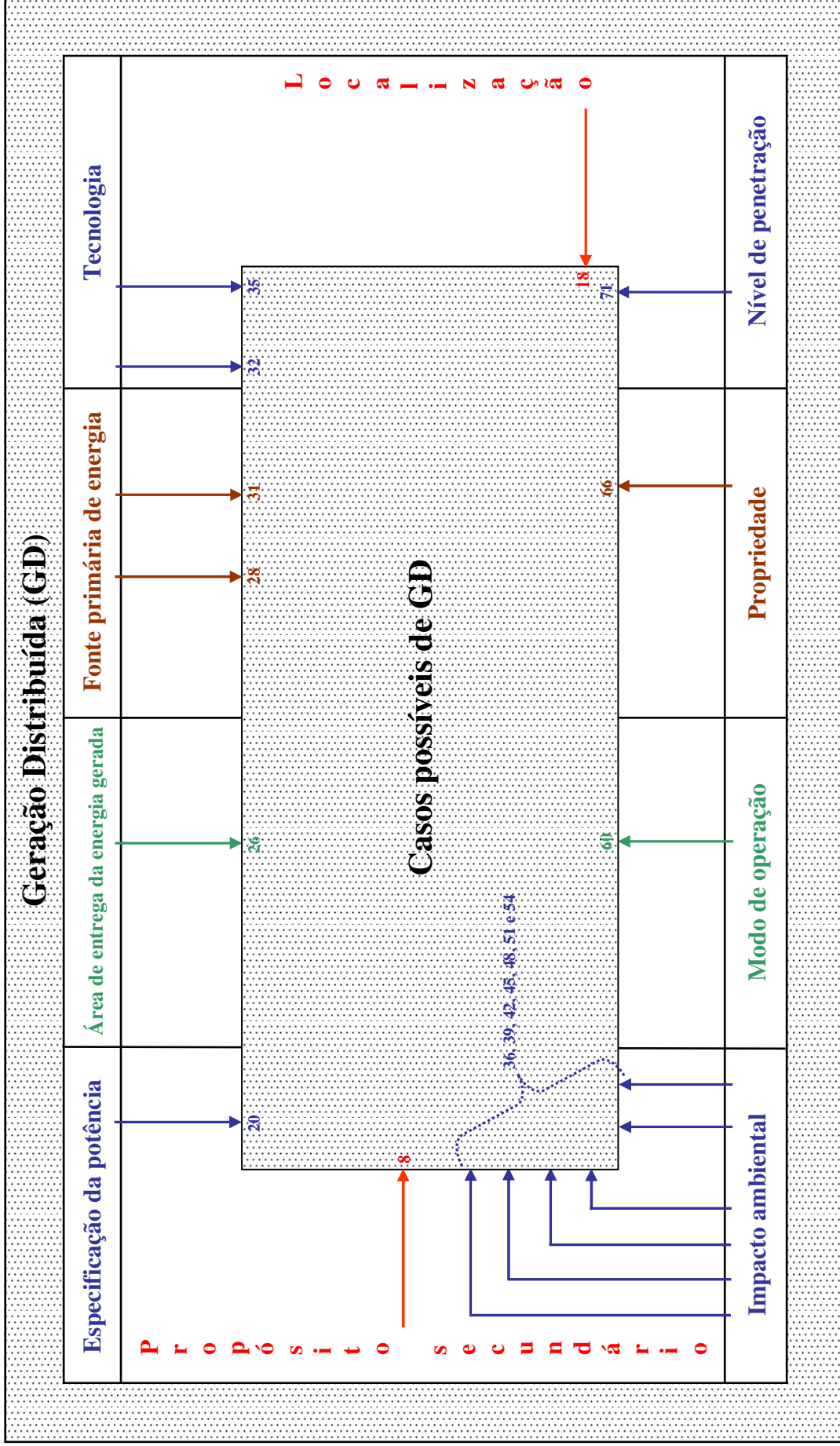


Figura 4.24 Classificação do SHGD do CPC aplicada à Figura 2.11.

Com as novas instalações, o circuito alimentador trifásico a quatro condutores proveniente do GMG a diesel foi alterado: ele passou a originar dois circuitos monofásicos a dois condutores — fase e neutro —, sendo que o condutor de fase de cada um dos circuitos parte de uma fase diferente do gerador, ficando a terceira fase sem utilização. Cada um desses circuitos parte do gerador e chega a uma chave comutadora, que, por operação manual, possibilita que cada um dos quadros gerais de distribuição do CPC seja alimentado pelo sistema fotovoltaico ou pelo GMG a diesel, conforme ilustrado na Figura 4.20.

A Figura 4.25 e a Figura 4.26 mostram o galpão construído em madeira para abrigar o SHGD, com as *strings* fotovoltaicas a serem instaladas no telhado. Nota-se que o arranjo fotovoltaico ainda não havia sido instalado.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.25 *Galpão construído para a instalação do SHGD: (a) vista superior, a partir do mirante; (b) solo do galpão, sujeito a inundações.*



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.26 *Plataforma do galpão construído para a instalação do SHGD: (a) parte da plataforma destinada a abrigar os equipamentos do sistema fotovoltaico; (b) vista do corredor central da plataforma, do solo e de parte do vigeamento do telhado.*

A Figura 4.27 ainda mostra o galpão, com foco no vigamento de madeira preparado para receber as chapas metálicas que suportariam as *strings* fotovoltaicas.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.27 *Galpão construído para a instalação do SHGD: (a) vista inferior do telhado; (b) vista lateral do galpão, com o mirante ao fundo.*

As *strings* foram coladas sobre chapas de galvalume⁵⁰ que, por sua vez, foram fixadas ao vigamento. As Figuras 4.28, 4.29, 4.30 e 4.31, a seguir, mostram o galpão após a instalação do sistema fotovoltaico, conforme esquematizado na Figura 4.12.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.28 *Galpão do SHGD: (a) vista frontal, com a torre da estação meteorológica à direita; (b) vista superior do telhado, mostrando detalhes das conexões elétricas entre as strings.*

⁵⁰ Galvalume é uma liga alumínio-zinco constituída por 55% de alumínio, 43,5% de zinco e 1,5% de silício. O uso do galvalume é recomendado para aplicações em que se deseja maior resistência à corrosão atmosférica, elevada refletividade de calor e resistência à oxidação em temperaturas elevadas. No Brasil, a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) é a única licenciada para produzi-lo (CBCA, 2007).



(a)



(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.29 *Galpão do SHGD: (a) vista superior do telhado acabado; (b) vista inferior do telhado acabado.*



(a)



(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.30 *Galpão do SHGD: (a) plataforma de equipamentos, com vista frontal para as caixas de manobra e proteção e o Sunny Boy Control; (b) bancos de baterias do sistema.*



(a)



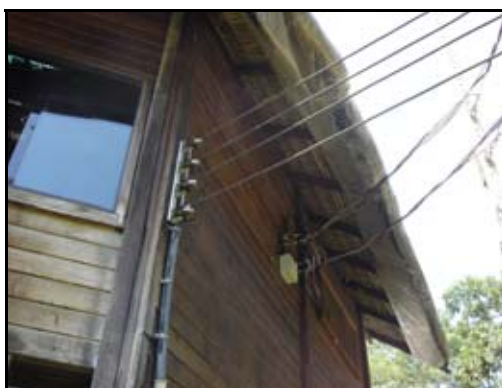
(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.31 *Galpão do SHGD: (a) conjunto de inversores SI4248Us e o Quadro CC; (b) conjunto de inversores SB6000Us.*

A Figura 4.12 mostra imagens do Quadro CA 1, do Quadro CA 2 e do Quadro CC, todos localizados na plataforma de equipamentos, entre o conjunto de inversores SI4248Us e o conjunto de inversores SB6000Us.

A Figura 4.32 mostra a ancoragem das linhas elétricas que alimentam o CPC. A linha elétrica que possui quatro condutores em leito vertical é a linha original proveniente do GMG a dísel. À direita da figura, os dois conjuntos de condutores são os circuitos monofásicos a três fios — fase, fase e neutro — provenientes dos quadros CA instalados no galpão que alimentam os dois quadros gerais de distribuição das atuais instalações do CPC.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.32 *Ancoragem, em edificação do CPC, das linhas elétricas que o alimentam.*

A instalação do sistema fotovoltaico foi realizada quase que integralmente no mês de outubro de 2006; porém, nos meses de novembro e dezembro daquele ano, pequenos ajustes e finalizações de conexões ainda tiveram de ser feitos. Então, apenas em janeiro de 2007, o sistema fotovoltaico entrou em operação provisória contínua. Na realidade, apenas o Sistema 1 do sistema fotovoltaico estava em operação em virtude de um problema, logo superado, na comunicação entre o Sunny Boy Control e os inversores SI4248Us, impedindo o funcionamento do Sistema 2.

Nesse período, segundo relatos dos habitantes permanentes do CPC, as cargas alimentadas pelo Sistema 1 funcionaram normalmente durante todo o dia, incluindo o período noturno. Isso significa que, durante as horas de radiação solar, o sistema fotovoltaico alimentava as cargas e recarregava as baterias, e, na ausência de radiação solar, as baterias supriam

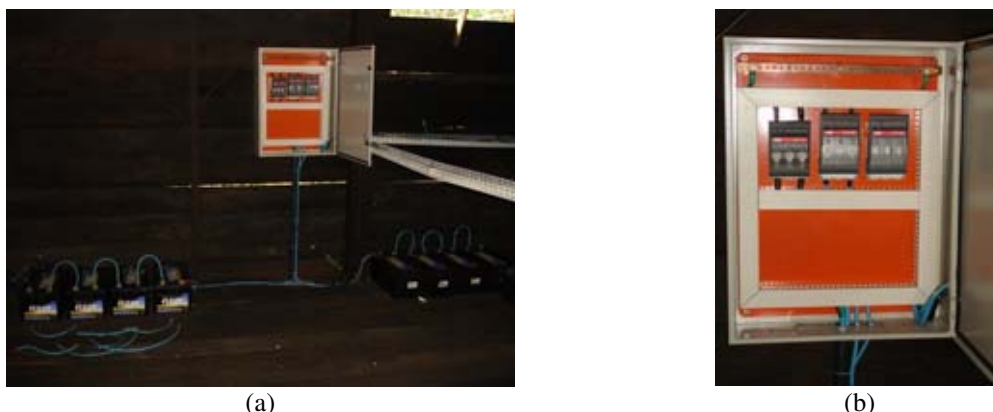
adequadamente as cargas. Para as cargas conectadas ao Sistema 2, menos utilizadas, quando havia a necessidade de alimentá-las, o GMG a diesel era acionado manualmente, suprimindo a energia demandada. Em situação normal, com os Sistemas 1 e 2 funcionando normalmente, o GMG a diesel deixou de ser acionado.

Uma exceção a essa regra deve ser registrada: após alguns dias de pequena insolação e consumo energético relativamente alto, as baterias não eram devidamente recarregadas e operavam em descarga mais profunda que a especificada pelo fabricante. Com isso, em algum momento da operação, elas não conseguiam suprir a energia mínima ao funcionamento dos inversores a elas conectados, e o sistema desligava-se inteiramente, solicitando intervenção manual para reativação, em seqüência pré-determinada e conhecida pelo operador. Com a entrada em operação da CaC, esse problema não mais deverá ocorrer.

Foi preparada, para o mês de julho de 2007, uma grande ação no CPC, que pretendia, com a participação de todos os envolvidos, incluindo os fornecedores do sistema fotovoltaico, do eletrolisador e da CaC, finalizar as instalações do SHGD e colocá-lo em operação provisória contínua, para testes e ajustes. Contudo, apesar da grande expectativa de todos os envolvidos, motivos técnicos e administrativos impediram que essa ação ocorresse. Apenas parte dela foi realizada em 2007: a instalação e o comissionamento da CaC e o recebimento do eletrolisador no CPC. No início de 2008, foram executadas as instalações elétricas para a alimentação do eletrolisador e do sistema de suprimento de água ao eletrolisador.

Essas ações mais recentes provocaram modificações no leiaute do SHGD e solicitaram algumas pequenas adaptações no sistema fotovoltaico anteriormente apresentado. Os bancos de baterias eram conectados diretamente ao Quadro CC. Com a instalação da CaC, foi inserido um novo quadro elétrico com a função de receber os cabos elétricos originados na CaC e em cada um dos bancos de baterias e, por meio de chaves seccionadoras manuais com fusíveis acoplados, conectá-los ao Quadro CC. As Figuras 4.33 e 4.34 mostram esse novo quadro e o novo leiaute do banco de baterias do Sistema 1. Na Figura 4.34, verifica-se que a chave seccionadora da direita não possui cabos conectados, pois, na ocasião da instalação desse quadro, o banco de baterias do Sistema 2 não foi reinstalado. A Figura 4.35 mostra a alteração provocada no Quadro CC com a instalação da CaC: dois

novos cabos elétricos chegam ao Quadro CC, oriundos do quadro de seccionamento e proteção instalado.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.33 *Galpão do SHGD: (a) novo quadro de seccionamento e proteção que alimenta o Quadro CC e banco de baterias do Sistema 1; (b) detalhe interno do quadro.*



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.34 *Detalhe das chaves seccionadoras com fusíveis acoplados: à esquerda, fusíveis da CaC; à direita, fusíveis do banco de baterias do Sistema 1.*

A Figura 4.36(a) mostra o novo leiaute de parte do galpão do SHGD, com a inclusão da CaC, do eletrolisador e do sistema de suprimento de água. A Figura 4.36(b) mostra os quadros CA, que, antes das modificações, eram iguais; agora, o Quadro CA 1, à esquerda apresenta um circuito adicional, que alimenta a iluminação e as tomadas de uso geral do galpão. Ademais, o Quadro CA 1 será responsável pela alimentação do eletrolisador por meio de um circuito a ser instalado na ocasião do comissionamento desse equipamento.



(a)



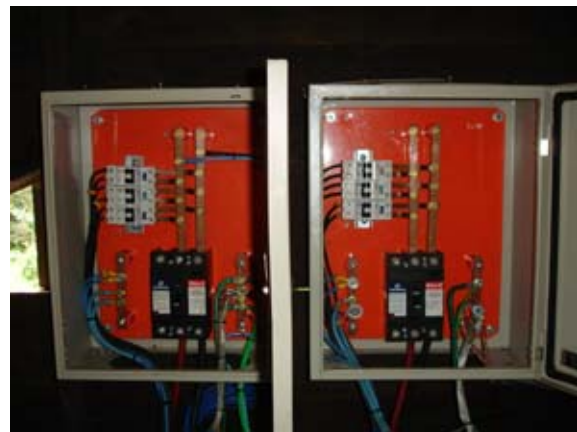
(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.35 *Galpão do SHGD: (a) Quadro CC antes da instalação da CaC; (b) Quadro CC depois da instalação da CaC.*



(a)



(b)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 4.36 *Galpão do SHGD: (a) Novo leiaute, com a CaC, o eletrolisador e o reservatório de água; (b) Quadros CA: à esquerda, o Quadro CA 1; à direita, o Quadro CA 2.*

Desse modo, até o presente momento, apenas o sistema fotovoltaico operou continuamente. No comissionamento da CaC, um recipiente-padrão com hidrogênio adquirido foi utilizado para testar o funcionamento da célula. O comissionamento do eletrolisador deverá ocorrer com a utilização de suprimento de água tratada para consumo urbano levada até o CPC especialmente para essa finalidade.

Finalmente, com base nas novas definições e alterações feitas no SHGD, o sistema fotovoltaico apresentado na Figura 4.12 necessita de atualizações para contemplar o sistema completo. A Figura 4.37 mostra a versão atual do SHGD, que será utilizada para as discussões que se seguem.

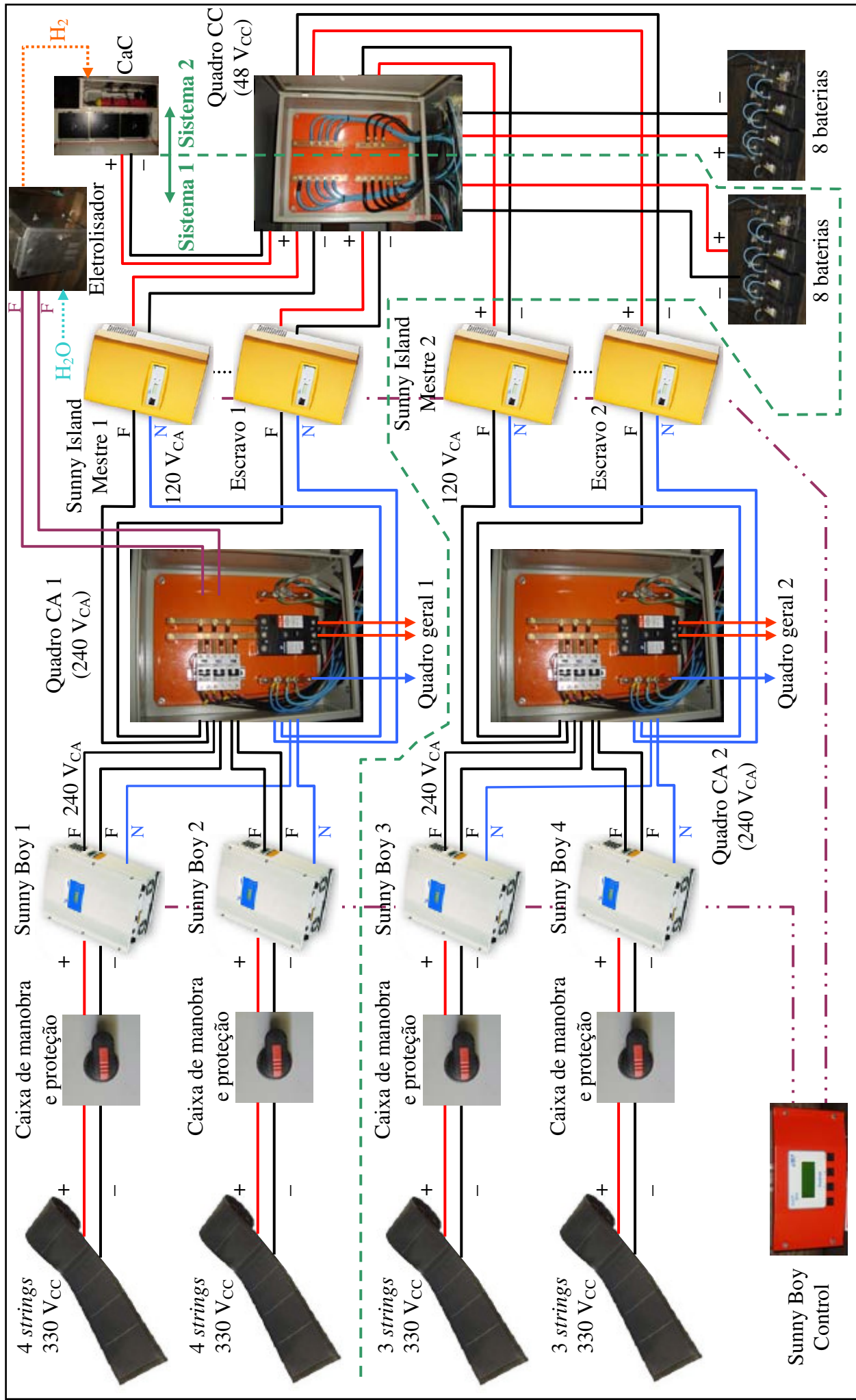


Figura 4.37 Diagrama esquemático do SHGD.

4.4 A METODOLOGIA

4.4.1 Aspectos gerais

O objetivo desta tese é realizar avaliação técnico-econômica do SHGD aqui descrito, sem vinculação alguma a aspectos administrativos do Projeto CPC. Para isso, foi utilizada a metodologia a seguir. Todavia, antes de apresentá-la, é necessário garantir o entendimento que será dado aos termos **técnico** e **econômico**.

O termo **técnico** aqui utilizado refere-se, em tese, a aspectos de engenharia. Não obstante o fato de que grande parte dos aspectos abordados dizem respeito à engenharia elétrica, com foco nas engenharias de potência e eletrônica, outros aspectos relacionam-se a outros ramos da engenharia, tais como a engenharia civil, a engenharia mecânica, a engenharia ambiental, a engenharia química e a engenharia de segurança no trabalho. Porém, todos podem ser abordados em razão da necessidade e são considerados assuntos técnicos. Ademais, alguns outros assuntos também são considerados de natureza técnica, como, por exemplo, os aspectos legais, ambientais e regulatórios pertinentes à instalação e à operação do SHGD.

Já o termo **econômico** refere-se, em tese, a aspectos econômicos com enfoque bastante abrangente. Isso quer dizer que, qualquer assunto que tenha ou possa ter influência econômica na avaliação do SHGD é tratado como assunto econômico. Sendo assim, podem-se incluir nessa categoria aspectos legais, ambientais, regulatórios, políticos, sociais e, é claro, os realmente econômicos.

Finalmente, cumpre esclarecer que as avaliações técnica e econômica não foram feitas simultaneamente: considerando que a execução financeira do Projeto CPC está praticamente finalizada, esta não mais terá influência sobre as questões técnicas; por outro lado, o desempenho técnico do SHGD pode afetar substancialmente a avaliação econômica dele. Então, inicialmente, foi feita a avaliação técnica para, com as informações por ela originadas, realizar-se a avaliação econômica. Sendo assim, as avaliações foram feitas considerando-se um sistema já especificado e instalado, com ajustes técnicos a serem feitos e com possibilidade de alterações econômicas de pequena monta, conforme esclarecimentos subseqüentes.

4.4.2 Aspectos técnicos

Conforme já visto, apenas o sistema fotovoltaico do SHGD está em operação. Quanto aos demais — CaC, eletrolisador e sistema de armazenamento de hidrogênio — são conhecidas as informações técnicas obtidas dos fabricantes. Ademais, ainda há alguns ajustes técnicos a serem feitos para a perfeita integração do sistema. De fato, no atual estágio do desenvolvimento do projeto, em que há pendências interdependentes, acredita-se que elas serão todas resolvidas após o comissionamento e a entrada em operação do eletrolisador.

A metodologia de avaliação técnica utilizada considera como premissa básica que o SHGD esteja instalado e em condições reais de operação, com pequena margem de flexibilidade para a introdução, implementação e(ou) alteração de alguma programação analógica ou digital e(ou) de algum componente de controle do sistema. Isso significa que foi feita a avaliação técnica de um sistema instalado e em operação e que o resultado dessa avaliação poderá ser utilizado para alterar o funcionamento do sistema, melhorando o desempenho dele.

A metodologia utilizada para a avaliação técnica do SHGD do CPC é apresentada a seguir, na forma de lista de atividades realizadas.

- (1) Considerando o sistema instalado e a pequena flexibilidade citada anteriormente, foi discutido e proposto despacho energético compatível, simultaneamente, com as possibilidades atuais do SHGD e do Projeto CPC e com a carga prevista para o CPC. Para essa proposição, foram consideradas: (a) as condições e possibilidades operacionais do SHGD e de seus componentes; (b) as condições históricas recentes de suprimento dos insumos essenciais à produção energética do sistema — radiação solar e água potável; e (c) as previsões de consumo de energia elétrica no CPC no futuro. Cabe aqui registrar que o melhor despacho energético para a situação atual poderá não ser o melhor despacho para situações futuras.
- (2) Foi calculado o rendimento global do SHGD. Foram realizadas medições adequadas para a obtenção do rendimento do sistema fotovoltaico, que está em operação. Para os demais componentes, foram utilizadas informações teóricas

acerca do rendimento. Com isso, foram conhecidos os rendimentos dos painéis fotovoltaicos, dos bancos de baterias, do eletrolisador, da CaC, do sistema de armazenamento de hidrogênio e dos demais componentes elétricos, e o rendimento global do SHGD foi calculado para as situações operativas previstas no despacho.

- (3) Foi realizada quantificação, por estimação, da condição de geração de energia firme, em quilowatt-hora, para as situações operativas contempladas pelo despacho programado.
- (4) Com base nos resultados obtidos nas atividades anteriores, foi desenvolvido modelo computacional, utilizando a planilha eletrônica Excel[®], capaz de simular a situação real do SHGD do CPC e de permitir generalizações pertinentes com relação à operação do SHGD.
- (5) Foi feita uma verificação de aspectos da qualidade da energia elétrica suprida pelo sistema fotovoltaico na ocasião das medições referidas na atividade (2) e a comparação, no que foi possível, dos resultados dessa verificação com os resultados indicados no relatório da inspeção e da monitoração realizadas em 2005.
- (6) Foi verificado, no que foi pertinente, se os objetivos, as metas e os resultados previstos no Projeto CPC foram ou serão alcançados e em que grau.

4.4.3 Aspectos econômicos

A metodologia de avaliação econômica utilizada considerou como premissa básica o conhecimento do despacho energético proposto para o SHGD. Essa premissa era necessária, pois, para a realização da avaliação econômica, é imprescindível que todos os custos sejam conhecidos, e é possível que, para a consolidação do despacho do sistema integrado, a planilha de custos seja alterada. Ademais, deve ser entendido que, para a consolidação da avaliação econômica, todos os custos devem ser conhecidos ou, ao menos, bem estimados.

A metodologia utilizada para a avaliação econômica do SHGD do CPC é apresentada a seguir, na forma de lista de atividades realizadas.

- (7) Foram feitas a análise das planilhas de custos do Projeto CPC e a classificação dos custos registrados segundo critérios adequados aos objetivos deste trabalho.
- (8) Com base nos resultados das atividades (3) e (4), foi calculado o custo de implantação do SHGD, em US\$/kW, considerando a possibilidade de replicação desse sistema em outras localidades isoladas da Amazônia.
- (9) Considerando os resultados obtidos nas atividades (4) e (8), para as várias situações pertinentes, foram calculadas as diversas parcelas integrantes do custo objetivo da energia gerada, em US\$/kWh, aqui definido pragmaticamente como o quociente entre o dinheiro gasto e a energia gerada pelo sistema financiado com o dinheiro gasto. Para esse cálculo, foram utilizados os conhecimentos pertinentes da Matemática Financeira para a consideração do valor do dinheiro no tempo e os indicadores e índices econômicos divulgados por órgãos governamentais e por instituições privadas especializadas de reconhecida credibilidade.
- (10) Com base nos resultados obtidos nas atividades anteriores, foi desenvolvido modelo computacional, utilizando a planilha eletrônica Excel[®], capaz de calcular os custos para o caso do SHGD do CPC, de permitir análise de sensibilidade dos custos quanto à variação de diversos parâmetros e de calcular esses custos considerando incertezas.
- (11) Foi desenvolvido modelo computacional, utilizando a planilha eletrônica Excel[®], capaz de estabelecer comparação econômica entre a solução representada pelo SHGD do CPC, a solução anteriormente existente e outras possíveis soluções tecnológicas e(ou) que utilizem outras fontes primárias de energia.
- (12) Com base nos resultados de todas as atividades anteriores, foi estabelecida comparação técnico-econômica entre a solução representada pelo SHGD do CPC e as outras soluções apresentadas.
- (13) Foi verificado o atendimento à previsão inicial para os custos de geração do SHGD do CPC.
- (14) Com base nos resultados de todas as atividades anteriores, foi realizada avaliação do SHGD do CPC como opção viável de solução para a geração de energia elétrica na região amazônica.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme já mencionado, o objetivo final desta tese é avaliar técnica e economicamente o SHGD instalado no CPC, sem vinculação alguma a aspectos administrativos do Projeto CPC. Para isso, é imprescindível a descrição completa do sistema a ser analisado e da metodologia a ser utilizada para essa análise.

Sendo assim, este capítulo descreveu a situação original das instalações elétricas do CPC, para fins de comparação com as novas; pelo fato de que esta tese encontra-se, como produto esperado, no escopo formal do Projeto CPC, no que se refere a resultados acadêmicos e científicos, ela descreveu histórica e tecnicamente o SHGD, incluindo a instalação e a entrada em operação do sistema fotovoltaico; enquadrou o SHGD do CPC nas classificações propostas para GD no Capítulo 2; e apresentou a metodologia utilizada para a análise, nos seus aspectos técnicos e econômicos.

As informações aqui apresentadas, associadas àquelas dos capítulos anteriores, formam o lastro necessário para que a análise técnico-econômica do SHGD do CPC seja realizada no próximo capítulo.

5 RESULTADOS E ANÁLISE

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Considerando o objetivo final deste trabalho, os capítulos anteriores discutiram os temas mais relevantes para o caso, que são GD, geração fotovoltaica, geração com base em CaC, armazenamento de energia na forma de hidrogênio, especificação e instalação do SHGD do CPC e metodologia utilizada para a avaliação almejada.

Após a constituição desse detalhado conjunto de informações, a metodologia indicada no capítulo anterior foi seguida, originando resultados experimentais, teóricos e computacionais que precisam ser apresentados e analisados.

Este capítulo presta-se, então, a tal propósito, pois, considerando as idéias e premissas informadas, descreve os resultados obtidos com a execução das atividades indicadas na metodologia e analisa-os com profundidade e riqueza de detalhes suficientes para permitir que o assunto seja entendido por completo e que se tirem as conclusões pertinentes.

5.2 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

5.2.1 Aspectos gerais

Conforme mencionado anteriormente, o SHGD do CPC não foi completamente instalado; conseqüentemente, não opera em caráter permanente: apenas o Sistema 1 do sistema fotovoltaico opera normalmente. Com isso, a análise apresentada a seguir tem embasamento de cunho prático ou teórico, dependendo do caso: há informações práticas obtidas da montagem já realizada; porém, várias das informações utilizadas a seguir são teóricas, a serem verificadas por medições programadas, ou são resultantes de inferências e suposições julgadas razoáveis para o caso em tela.

5.2.2 Avaliação técnica

5.2.2.1 Despacho energético

A definição do despacho energético vincula-se inexoravelmente ao sistema instalado, à lógica do sistema de controle, ao desempenho dos componentes do sistema e à demanda por energia elétrica. Para o resultado que se pretende aqui, foi considerada, em princípio, a seguinte configuração final simplificada para o SHGD, mostrada na Figura 4.37:

- Um sistema fotovoltaico com potência nominal de 19,096 kWp, dividido em dois sistemas, com todos os componentes de controle e condicionamento mostrados na Figura 4.37.
- Um sistema de armazenamento em baterias composto por 16 baterias agrupadas em dois bancos de 48 V_{CC}: cada banco com dois conjuntos em paralelo de quatro baterias de 12 V e 195 Ah cada uma conectadas em série.
- Um eletrolisador de 6 kW, 230 V_{CA}, alimentado pelo Quadro CA 1.
- Uma CaC de 5 kW com tensão nominal de 48 V_{CC}.
- Um sistema de armazenamento de hidrogênio constituído por dois cilindros-padrão, que integra adequadamente a saída de hidrogênio do eletrolisador à entrada de hidrogênio da CaC.
- Lógica operacional: (a) durante as horas de radiação solar, a energia é suprida às cargas diretamente pelo sistema fotovoltaico; (b) com inexistência ou insuficiência da radiação solar, o suprimento das cargas passa a ser feito pela CaC durante o equivalente a quatro horas de operação a plena carga; e (c) finalizado o estoque de hidrogênio para alimentar a CaC, os bancos de baterias passam a suprir as cargas durante o equivalente a duas horas de operação a plena carga.
- O eletrolisador, o sistema de armazenamento de hidrogênio, a CaC e o sistema de baterias realizam exatamente um ciclo de operação por dia.
- Previsão de geração de 34.000 kWh/ano pelos módulos fotovoltaicos (BER, 2006).
- Previsão de carga média de 5,00 kW, limitada pela potência nominal da CaC, durante 13 horas por dia (BER, 2006).

Uma vez que o Sistema 1 é o de maior potência, o eletrolisador deve ser alimentado por ele, para aumentar a disponibilidade desse equipamento. Assim, com o comprometimento de boa parte da potência do Sistema 1 com o eletrolisador, o restante deve estar vinculado ao quadro geral que alimenta cargas menos utilizadas e menos importantes do CPC. O Sistema 2, por sua vez, de menor potência, ficaria livre para alimentar o quadro geral que alimenta as cargas mais utilizadas e importantes.

Dependendo do modo de operação do SHGD, seria possível que, em momentos de ausência de radiação solar, a CaC e(ou) o banco de baterias do Sistema 1 iniciasse(m) um processo de suprimento de energia ao eletrolisador. No caso da CaC, isso não pode ocorrer, pois a potência nominal dela é inferior à do eletrolisador, o que provocaria sobrecarga e(ou) atuação de dispositivo de proteção. No caso do banco de baterias, isso também não pode ocorrer, pois se caracteriza desperdício energético. Então, o controle do sistema deve garantir que o eletrolisador apenas seja alimentado diretamente pelos painéis fotovoltaicos. Para isso, é necessário que haja disponibilidade energética suficiente no Sistema 1 para alimentar, simultaneamente, a carga do CPC a ele conectado e o eletrolisador. Esse atributo do controle do sistema ainda não está implementado. Para o Sistema 2, não há a necessidade desse tipo de monitoramento, pois ele alimenta apenas o banco de baterias e as cargas elétricas a ele conectadas.

Considerando que os terminais elétricos da CaC estão conectados aos barramentos do Sistema 1 no Quadro CC, a CaC está em paralelo com o banco de baterias do Sistema 1, do qual necessita para a energização de partida. Isso significa que o funcionamento automático da CaC ocorrerá em função do nível da tensão nesse barramento. Desse modo, imediatamente após a ausência de fornecimento de energia elétrica pelos painéis fotovoltaicos, é o banco de baterias o responsável pelo suprimento da carga elétrica. Apenas quando a tensão CC do Sistema 1 cair abaixo do valor programado, a CaC entrará em operação, o que não desconecta o banco de baterias. Dessa forma, o esperado, nessa situação, é que a CaC, assim que começar a gerar energia, o faça com tensão superior à das baterias, que serão recarregadas. Então, conclui-se que, pelo menos, durante curtos períodos de tempo, a CaC suprirá energia às baterias. Finalmente, pelo fato de o Quadro CA 2 alimentar as cargas mais utilizadas e importantes, a CaC deverá, na configuração definitiva do SHGD, ter seus terminais elétricos conectados ao Sistema 2.

5.2.2.2 Desempenho do SHGD e de seus componentes

(a) Sistema fotovoltaico

(a.1) Módulos fotovoltaicos

O desempenho do sistema fotovoltaico depende não apenas da potência instalada, mas também da incidência solar na localidade e da temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos. Utilizando-se o programa SunData (CRESESB, 2007), de uso gratuito, obteve-se o conjunto disponível de informações relativas à radiação solar nas três localidades mais próximas do ponto de interesse. No SunData⁵¹, foram informadas as coordenadas aproximadas da localização do CPC, 10° de latitude sul e 50° de longitude oeste, e, como resposta, surgiram as informações relativas à radiação solar em Porto Nacional – TO, a 190,21 km do CPC; em Conceição do Araguaia – PA, a 208,95 km do CPC; e em Pedro Afonso – TO, a 230,68 km do CPC. Haja vista que os valores encontrados para as três localidades não diferem substancialmente, adotaram-se como referência as informações relativas à localidade mais próxima, Porto Nacional, mostradas na Tabela 5.1. Nessa tabela, os valores de insolação correspondem às médias diárias mensais para os doze meses do ano em plano inclinado em relação à horizontal de ângulo igual à latitude do local. Adicionalmente, verifica-se que a menor média mensal de radiação é a do mês de fevereiro, igual a 4,34 kWh/(m².dia).

Para avaliação mais precisa e atual, foram obtidas informações do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Entre as estações automáticas de monitoramento do INMET, a mais próxima do CPC é a de Santana do Araguaia – PA (9,33953° S, 50,3303° W). Porém, essa estação apenas foi inaugurada em 30/5/2008, não possuindo dados históricos a apresentar. A segunda estação automática mais próxima está localizada em Palmas – TO (10,1908° S, 48,3019° W), a aproximadamente a mesma distância do CPC que Porto Nacional. Com isso, decidiu-se utilizar as informações coletadas pela estação de Palmas, disponíveis em INMET (2008), sem nenhum tratamento e incluindo eventuais incoerências previstas pela fonte.

⁵¹ O SunData utiliza a base de dados do CENSOLAR 1993, que realizou o levantamento da radiação solar média diária mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes.

Tabela 5.1 *Informações relativas à radiação solar em Porto Nacional – TO (10,708° S, 48,417° W), para inclinação dos módulos fotovoltaicos correspondente à latitude.*

Mês	Radiação solar (em kWh/m²/dia)
Janeiro	4,67
Fevereiro	4,34
Março	4,64
Abril	4,69
Mai	5,20
Junho	5,64
Julho	6,12
Agosto	6,19
Setembro	5,25
Outubro	4,99
Novembro	5,00
Dezembro	4,75
Média diária anual	5,12

Foram utilizadas as informações de temperatura ambiente, em graus Celsius, e de radiação solar, em quilojoules por metro quadrado, a cada hora, do dia 1.º/6/2007 ao dia 31/5/2008, com o objetivo de monitoramento dos últimos doze meses completos⁵². Essas informações permitiram calcular a potência teórica gerada pelos Sistemas 1 e 2 conforme modelo descrito a seguir, que tem as seguintes hipóteses (Albuquerque e Bittencourt, 2008): (a) todos os painéis fotovoltaicos são idênticos entre si e operam com a mesma radiação e a mesma temperatura; (b) o sistema fotovoltaico sempre opera no ponto de máxima potência para todas as condições de radiação solar, temperatura e carga — essa operação é garantida pelos inversores SB6000Us, que possuem um algoritmo rastreador de máxima potência (*maximum power point tracking* – MPPT)⁵³; (c) a temperatura dos painéis fotovoltaicos

⁵² Para alguns dos doze meses monitorados, as informações colhidas não compreendem a quantidade total de horas existentes no mês. Nesses casos, para os cálculos realizados, considerou-se comportamento linear da radiação no conjunto das horas não-monitoradas.

⁵³ Os SB6000Us, considerando as necessidades da carga elétrica que alimentam e a tensão gerada pelos módulos fotovoltaicos em cada momento, realizam controle eletrônico para obter a máxima transferência de potência possível entre os lados CC e CA, por meio do controle da tensão CC que eles utilizam, da corrente CC que eles permitem circular e da amplitude e da frequência da tensão CA que produzem.

depende exclusivamente da radiação e da temperatura ambiente⁵⁴; e (d) não há perdas no sistema fotovoltaico em razão de sujeira sobre os painéis nem perdas nos condutores elétricos.

Com base nessas hipóteses, a temperatura de operação das células fotovoltaicas dos módulos pôde ser calculada pela seguinte equação (Messenger e Ventre, 2000; Lorenzo et al., 1994).

$$T_{\text{cel}} = T_a + G \times \frac{(NOCT - 20)}{800} \quad (5.1)$$

em que:

T_{cel} é a temperatura de operação nas células fotovoltaicas, em °C;

T_a é a temperatura ambiente considerada, em °C;

G é a radiação solar considerada, em W/m²;

$NOCT$ é a temperatura nominal de operação das células, em °C.

$NOCT$ é a sigla inglesa para *nominal operating cell temperature*, que é a temperatura que a célula fotovoltaica alcançará quando operar a vazio em temperatura ambiente de 20 °C e com radiação solar de 800 W/m², AM 1,5 e velocidade do vento inferior a 1 m/s.

Em seqüência, a potência gerada por um sistema fotovoltaico pôde ser calculada pela seguinte equação (Messenger e Ventre, 2000; Lorenzo et al., 1994).

$$P_{\text{sist}} = N \times \frac{G}{1.000} \times [P_{\text{max}} + \mu_p \times (T_{\text{cel}} - 25)] \quad (5.2)$$

em que:

P_{sist} é a potência gerada pelo sistema fotovoltaico, em W;

N é o número de módulos do sistema fotovoltaico;

G é a radiação solar considerada, em W/m²;

P_{max} é a máxima potência gerada por módulo sob CPT: radiação solar de 1.000 W/m², AM 1,5 e temperatura das células de 25 °C;

⁵⁴ Segundo Lorenzo et al. (1994), existe uma ampla evidência experimental de que a influência da velocidade do vento na dissipação do calor gerado nas células fotovoltaicas é insignificante quando comparada à que ocorre devido à condução através do encapsulamento delas.

μ_P é o coeficiente de variação da potência máxima do módulo com a temperatura, em W/°C;

T_{cel} é a temperatura de operação nas células fotovoltaicas, em °C;

No caso dos painéis fotovoltaicos instalados no CPC, segundo UNI-SOLAR (2008), $NOCT = 46$ °C, $P_{max} = 124$ W e $\mu_P = -260$ mW/°C. Adicionalmente, conforme já informado, para o Sistema 1, $N = 88$ módulos; para o Sistema 2, $N = 66$ módulos.

Com base em todas essas informações, foi construída uma planilha eletrônica para calcular a geração elétrica teórica no sistema fotovoltaico do CPC, cujo resumo é apresentado na Tabela 5.2, em que P_{total} é a soma das potências geradas pelos Sistemas 1 e 2, E_1 e E_2 são, respectivamente, as energias geradas pelo Sistema 1 e pelo Sistema 2, e E_{total} é a energia total gerada pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 5.2 *Valores de radiação média, de potência média e de energias calculados para o sistema fotovoltaico do CPC.*

Mês	G média (em kWh/m ² /dia)	P_{total} média (em W)	E_1 (em kWh/dia)	E_2 (em kWh/dia)	E_{total} (em kWh/dia)	
2007	Junho	4,94	3.720,65	51,03	38,27	89,30
	Julho	5,41	4.013,08	54,89	41,17	96,05
	Agosto	5,63	4.199,77	57,60	43,20	100,79
	Setembro	5,70	4.239,88	58,15	43,61	101,76
	Outubro	5,49	4.110,84	56,38	42,28	98,66
	Novembro	5,97	5.602,20	76,83	57,62	134,45
	Dezembro	5,43	4.071,82	55,84	41,88	97,72
2008	Janeiro	4,38	3.330,77	45,68	34,26	79,94
	Fevereiro	4,89	3.672,63	50,37	37,78	88,14
	Março	4,78	3.598,65	49,35	37,01	86,37
	Abril	4,46	3.379,59	46,35	34,76	81,11
	Mai	4,25	3.214,42	44,08	33,06	77,15
médias	5,11	3.929,53	53,88	40,41	94,29	

A comparação entre a Tabela 5.1 e a Tabela 5.2 permitiu concluir que as duas séries numéricas de radiação solar média diária são similares: na primeira, os valores variam de 4,34 kWh/m²/dia a 6,19 kWh/m²/dia, com média igual a 5,12 kWh/m²/dia e desvio-padrão igual a 0,5903 kWh/m²/dia; na segunda, os valores variam de 4,25 kWh/m²/dia a

5,97 kWh/m²/dia, com média igual a 5,11 kWh/m²/dia e desvio-padrão igual a 0,5687 kWh/m²/dia. Na primeira, os cinco meses de maior radiação compreendem o período de maio a setembro; na segunda, os cinco meses de maior radiação compreendem o período de agosto a dezembro: há, então, uma defasagem de três meses entre esses dois períodos nas duas séries, que é exatamente a defasagem, nas duas séries, entre os meses em que as menores radiações foram detectadas e entre os meses em que as maiores radiações foram detectadas. Com isso, é plausível a idéia de que foi o deslocamento temporal das estações climáticas o principal responsável pelas diferenças apresentadas. Então, tendo em vista a similaridade ao longo de um período de doze meses, adotou-se, como referência para o restante deste estudo, o banco de dados que originou a Tabela 5.2.

Considerando que a geração do sistema fotovoltaico não é constante ao longo do tempo, é necessário verificar qual é o valor de geração mínima que o sistema tem grande probabilidade de garantir. Também, é importante verificar qual é a capacidade de geração do sistema ao longo do tempo, para efeito de avaliação global de desempenho. Sendo assim, aqui serão consideradas essas duas situações: geração mínima provável garantida e geração média ao longo do tempo.

Pela Tabela 5.2, verifica-se que, no mês de menor geração de energia elétrica, que também é o mês de menor radiação solar, o sistema fotovoltaico tem potencial para gerar 77,15 kWh/dia, o que equivale à geração mínima provável garantida (*GMPG*). Já a geração média ao longo do tempo (*GMLT*) é igual a aproximadamente 94,29 kWh/dia.

Durante a instalação dos módulos fotovoltaicos no CPC, a equipe do LABSOLAR da UFSC realizou testes de desempenho individual em 77 dos 154 módulos instalados, 50% do total. Cada um desses testes consistiu em submeter o módulo à radiação solar do momento e a uma carga elétrica conhecida e controlada, fazendo-se as medições de tensão, corrente e temperatura da célula. A partir disso, com o uso de parâmetros fornecidos pelo fabricante do módulo, foi possível calcular a radiação a que o módulo estava submetido e, com a utilização da equação (5.2), calcular a potência gerada em cada módulo. As informações obtidas desses testes (LABSOLAR, 2007), permitiram concluir o seguinte: (a) de fato, a probabilidade de que os módulos não tenham exatamente o mesmo desempenho individual é grande, pois eles podem não ser idênticos e(ou) podem estar submetidos a diferentes intensidades de radiação solar; e (b) as potências calculadas

formam uma série numérica pouco dispersa com média de 113,99 W, mínimo de 106,87 W, máximo de 132,68 W e desvio-padrão de 4,48 W.

A possibilidade de operação de um módulo com potência superior a 124 W é prevista pelo fabricante, mas durante apenas as primeiras semanas de funcionamento, prazo já vencido. Então, deve prevalecer a especificação original do fabricante (UNI-SOLAR, 2008): a potência máxima do módulo é igual a 124 W, com tolerância de $\pm 5\%$, o que estabelece o intervalo de 117,8 W a 130,2 W.

Considerando os resultados dos testes realizados, essas informações do fabricante e o fato de que, nos dados consultados da estação de Palmas, a ocorrência de radiações superiores a 1.000 W/m^2 é muito menos freqüente que a ocorrência de radiações inferiores a esse valor, julgou-se adequado estabelecer as seguintes hipóteses, de caráter conservador, quanto à geração de potência por módulo: (a) a máxima potência de cada módulo foi considerada igual a $105\% \times 124 \text{ W} = 130,2 \text{ W}$; e (b) a potência mínima de cada módulo foi considerada igual a $95\% \times 113,99 \text{ W} \approx 108,29 \text{ W}$, o que significa uma redução de cerca de 12,67% de 124 W. Dessa forma, considerou-se que um módulo fotovoltaico poderá gerar de 87,33% a 105% de 124 W.

Levando-se em conta que os valores de potência e energias geradas mostrados na Tabela 5.2 foram calculados com base na premissa de que a potência máxima de um módulo é igual a 124 W, os valores de energia diária foram recalculados para incorporar a hipótese de variação feita anteriormente. Os resultados disso são apresentados na Tabela 5.3.

Com base na Tabela 5.3, pode-se concluir, então, que:

$$67,37 \text{ kWh/dia} \leq GMPG \leq 81,00 \text{ kWh/dia} \quad (5.3)$$

e que:

$$82,34 \text{ kWh/dia} \leq GMLT \leq 99,00 \text{ kWh/dia} \quad (5.4)$$

Tabela 5.3 *Valores mínimos e máximos de energia calculados para o sistema fotovoltaico do CPC.*

Mês	E_1 (em kWh/dia)		E_2 (em kWh/dia)		E_{total} (em kWh/dia)		
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
2007	Junho	44,56	53,58	33,42	40,18	77,98	93,76
	Julho	47,93	57,63	35,95	43,22	83,88	100,86
	Agosto	50,30	60,48	37,72	45,36	88,02	105,83
	Setembro	50,78	61,05	38,08	45,79	88,86	106,85
	Outubro	49,23	59,20	36,93	44,40	86,16	103,59
	Novembro	67,10	80,67	50,32	60,50	117,42	141,18
	Dezembro	48,77	58,63	36,58	43,98	85,34	102,61
2008	Janeiro	39,89	47,96	29,92	35,97	69,81	83,94
	Fevereiro	43,99	52,89	32,99	39,66	76,98	92,55
	Março	43,10	51,82	32,32	38,87	75,42	90,69
	Abril	40,48	48,67	30,36	36,50	70,83	85,17
	Maio	38,50	46,29	28,87	34,72	67,37	81,00
médias		47,05	56,57	35,29	42,43	82,34	99,00

A metodologia aqui apresentada para o cálculo da geração fotovoltaica não utilizou explicitamente a informação relativa ao rendimento energético dos módulos fotovoltaicos: por certo, ela é utilizada implicitamente quando, a partir de um valor de radiação solar incidente, calcula-se a potência gerada por módulo. O fabricante, no seu material de divulgação específico dos módulos utilizados no CPC não dá essa informação. Todavia, em pesquisas em outros materiais do fabricante, verificou-se que o rendimento desse tipo de módulo fotovoltaico decai com o aumento da radiação, variando de cerca de 8% a 6% quando a radiação aumenta de 400 W/m^2 a 1.000 W/m^2 . Para valores menores de radiação, devido ao bom desempenho dessa tecnologia para a captação da radiação difusa, o rendimento aumenta para a faixa de 7% a quase 9% (UNI-SOLAR, 2008).

Um cálculo muito simples, com base em informações do fabricante, pode ser bem esclarecedor: (a) cada módulo possui 20 células fotovoltaicas conectadas em série; (b) cada célula possui dimensões iguais a $356 \text{ mm} \times 239 \text{ mm}$, o que equivale à área de $0,085084 \text{ m}^2$; (c) cada módulo possui, então, área de captação da radiação solar igual a $1,70168 \text{ m}^2$; (d) com radiação incidente de 1.000 W/m^2 , o módulo capta $1.701,68 \text{ W}$ e gera 124 W ; e (e) nesse caso, o rendimento do módulo é igual a 7,29%. Isso significa que o

rendimento do módulo variará em torno desse valor, com maior probabilidade de ser inferior a ele, em função da radiação incidente e da temperatura de operação dele.

Com o intuito único de introduzir a grandeza rendimento dos módulos fotovoltaicos nos cálculos de desempenho energético do SHGD, criou-se a Tabela 5.4, que, a partir das informações da Tabela 5.3 relativas ao mês de maio de 2008 — mês de menor radiação solar — e das médias, apresenta os valores de energia incidente no Sistema 1, no Sistema 2 e no sistema total considerando rendimento de 7,29%.

Tabela 5.4 *Energias incidentes e geradas médias e no mês de menor radiação, considerando rendimento dos módulos fotovoltaicos igual a 7,29%.*

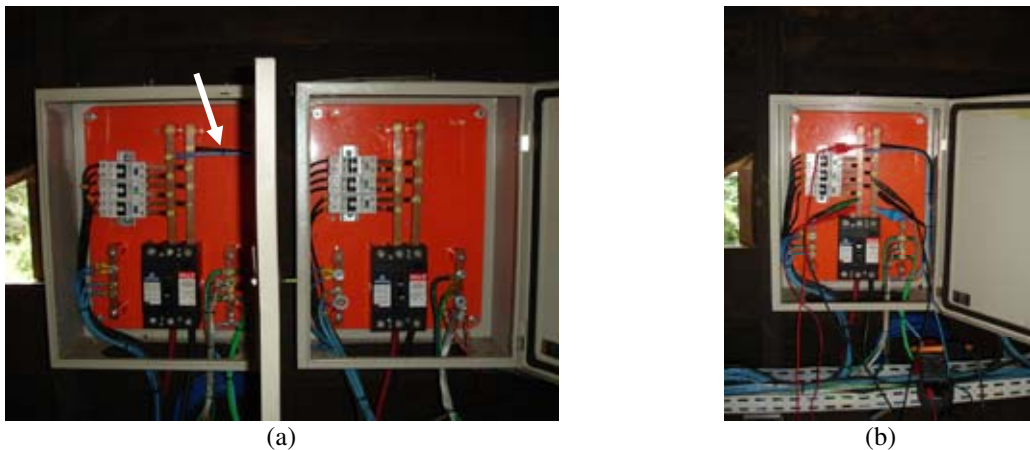
Mês	Energia	E_1 (em kWh/dia)		E_2 (em kWh/dia)		E_{total} (em kWh/dia)	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Maio de 2008	Incidente	528,10	634,95	396,07	476,21	924,17	1.111,16
	Gerada	38,50	46,29	28,87	34,72	67,37	81,00
Médias	Incidente	645,43	776,03	484,07	582,02	1.129,50	1.358,04
	Gerada	47,05	56,57	35,29	42,43	82,34	99,00

(a.2) Conversores eletrônicos: SB6000Us e SI4248Us

O fabricante dos equipamentos SB6000Us e SI4248Us informa, em manuais, que os rendimentos desses equipamentos são os seguintes: (a) para o SB6000U – rendimento máximo superior a 95%; consumo em situação de espera igual a 7 W; e consumo em períodos noturnos igual a 0,1 W; e (b) para o SI4248U – com potência em CA (P_{CA}) = 150 W, 86%; com P_{CA} = 300 W, 91%; com P_{CA} = 1.000 W, 95%; com P_{CA} = 2.500 W, 94%; com P_{CA} = 4.200 W, 91%; consumo a vazio inferior a 22 W; e consumo em situação de espera inferior a 4 W.

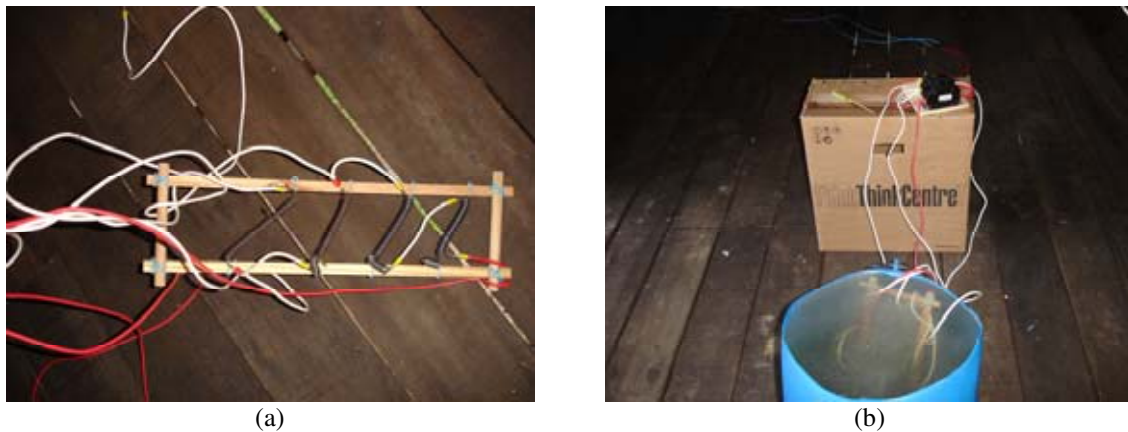
Com o objetivo de se verificar o desempenho prático dos equipamentos do Sistema 1, foi realizado, no final do mês de abril de 2008, um ensaio simples, assim configurado: a carga real do CPC foi desconectada por meio da abertura do correspondente disjuntor do Quadro CA 1, e, a esse quadro, foi conectada, além da pequena carga correspondente ao galpão onde está localizado o SHGD, uma carga-teste composta por resistores para chuveiro elétrico em arranjo série-paralelo imersos na água de um recipiente e manobrados por disjuntores, conforme mostram as Figuras 5.1 e 5.2.

Na Figura 5.1, é mostrado o Quadro CA 1, com destaque para o circuito que alimenta o quadro elétrico terminal responsável pela alimentação dos circuitos de iluminação e de tomadas de uso geral do galpão e no qual foi conectada a carga-teste e para a montagem realizada para as medições. A Figura 5.2 mostra detalhes da montagem envolvendo a carga-teste.



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 5.1 *Quadro CA 1: (a) indicação do circuito de carga pela seta branca; (b) montagem para a realização das medições.*



Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

Figura 5.2 *Ensaio com a carga-teste: (a) detalhe da carga-teste, construída com resistores para chuveiro elétrico; (b) ensaio em execução, mostrando os disjuntores de manobra e o recipiente com água em fervura.*

A carga-teste foi construída para permitir a variação da potência consumida no ensaio em três estágios — baixa: potência de aproximadamente 1.420 W; média: potência de aproximadamente 3.630 W; e alta: potência de aproximadamente 6.690 W —,

viabilizando, assim, a verificação do desempenho dos equipamentos sem prejudicar o carregamento das baterias. As potências têm valor aproximado, pois, mesmo com o propósito de se realizar o ensaio com carga constante, o consumo variável do computador utilizado para a aquisição dos dados do Sunny Boy Control e a pequena variação das resistências elétricas imersas com a temperatura da água fizeram essas potências variarem um pouco ao longo do ensaio. Esse fato foi registrado e considerado, mas não compromete nenhum aspecto dos resultados obtidos. Para cada estágio de carga, foram medidas as grandezas de interesse da forma descrita a seguir.

Para a medição das grandezas em CC, tomadas na entrada elétrica dos SB6000Us e na conexão elétrica dos SI4248Us com o banco de baterias, decidiu-se utilizar as informações coletadas por esses equipamentos e registradas pelo Sunny Boy Control, porque são essas informações as que o sistema terá durante a operação definitiva⁵⁵. Tendo em vista que o ensaio visava à medição momentânea de grandezas, e não a um registro contínuo ao longo do tempo, essas informações foram anotadas a partir das telas do *software* do Sunny Boy Control e(ou) por meio do armazenamento digital de algumas dessas telas.

Durante o ensaio, foram monitorados pelo Sunny Boy Control os dois SB6000Us e os dois SI4248Us do Sistema 1. O registro feito pelo Sunny Boy Control das grandezas dos quatro equipamentos não é simultânea para todos eles: há uma varredura seqüencial, em que as medidas de cada equipamento são atualizadas a cada ciclo da varredura. Essa característica, apesar de qualificar o Sunny Boy Control a registrar o histórico elétrico de cada equipamento individualmente, não permite a análise exata do desempenho elétrico conjunto dos equipamentos em um momento determinado. Desse modo, as informações obtidas dele foram utilizadas para a observação e o registro do desempenho individual de cada equipamento em situações distintas de operação.

Como é sabido, os SB6000Us são inversores que têm a função de converter a energia na forma CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em energia na forma CA. Desse modo,

⁵⁵ No início do ensaio, foram realizadas medições simultâneas com o medidor Fluke 434 e com o wattímetro-*alicate* Minipa ET-4080, equipamentos novos e com calibração original de fábrica, para a verificação da confiabilidade das medições dos SB6000Us. Concluiu-se que essas medições eram confiáveis porque encontravam-se muito próximas às realizadas pelos referidos medidores, com diferenças inferiores à classe de precisão deles.

havendo radiação solar, eles produzem energia CA, que pode ser utilizada para alimentar a carga e(ou) para o carregamento do banco de baterias; não havendo radiação solar, eles não produzem energia CA e ficam conectados ao sistema à espera de novo momento de radiação solar. Desse modo, toda a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos passa por eles, o que lhes confere grande importância energética.

Em um momento determinado, o fluxo energético nesses equipamentos depende da radiação solar incidente, da carga elétrica a ser alimentada e do estado de carregamento das baterias. Então, nem sempre na situação de carga alta o fluxo energético nos SB6000Us será grande: se a radiação solar nesse momento for pequena e houver energia disponível nas baterias, pequena parte da carga será alimentada pelos SB6000Us, e a maior parte da potência fornecida à carga o será pelo banco de baterias por meio dos SI4248Us, no caso, atuando como inversores. Por outro lado, mesmo em situação de carga baixa, o fluxo energético nos SB6000Us poderá ser grande: com intensa radiação solar e baterias com carregamento baixo, esses inversores terão fluxo energético suficiente para suprir a carga e para realizar o carregamento do banco de baterias por meio dos SI4248Us, que, no caso, atuam como retificadores.

Essas diversas possibilidades de operação, tanto dos SB6000Us quanto dos SI4248Us, dificultam bastante a análise global simultânea dos equipamentos. Sendo assim, os três estágios de carga referidos anteriormente referem-se ao carregamento do sistema fotovoltaico como um todo, e não ao carregamento de um equipamento específico. Porém, a variação controlada da carga, mesmo com as diversas possibilidades operativas mostradas, permitiu medições que, devidamente analisadas, levaram a conclusões importantes.

Para os SB6000Us, os resultados obtidos no ensaio estão resumidos na Tabela 5.5. A Figura 5.3 apresenta, como exemplo, parte de uma tela de dados mostrada pelo *software* do Sunny Boy Control, utilizada para a construção das colunas da Tabela 5.5 referentes à Carga 1 para os dois SB6000Us.

Na Tabela 5.5, as três situações de carga não se referem aos três estágios de carga do sistema. Elas foram obtidas da seguinte forma: de todas as medições feitas em diversos momentos do ensaio, foram escolhidas três situações representativas do fluxo energético

no equipamento, a de menor fluxo — Carga 1 —, a de maior fluxo — Carga 3 — e uma de fluxo intermediário — Carga 2. Ainda na Tabela 5.5, todas as grandezas foram medidas, à exceção dos valores de potência em CC (P_{CC}) — calculados pelo produto entre tensão e corrente em CC ($V_{CC} \times I_{CC}$) — e dos rendimentos, calculados pelo quociente P_{CA}/P_{CC} . Os valores mostrados na Tabela 5.5 confirmam e expandem a informação do fabricante acerca do rendimento desses equipamentos. Considerando que os rendimentos calculados não diferem muito para os diferentes níveis de carga, considerou-se que todos os SB6000Us têm rendimento entre 92,96% e 95,40%.

Grandeza	SB6000U ₁ (SN: 2000140873)	SB6000U ₂ (SN: 2000140877)
V _{pv}	267 V	283 V
V _{pv-Setpoint}	267 V	284 V
I _{ac}	2.700 A	3.093 A
V _{ac}	230.5 V	230.4 V
F _{ac}	61.51 Hz	61.52 Hz
P _{ac}	622 W	712 W
V _{pv-_{FE}}	0 V	1 V
I _{pv}	2.506 A	2.695 A
E-total	2753.225 kWh	2022.541 kWh
h-total	5126 h	4247 h
h-On	5466 h	4494 h
Power On	711	614
Serial Number	2000140873	2000140877
Mode	Mpp	Mpp
Grid Type	240V	240V
Error	-----	-----

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 1 imagem digital. Acervo de imagens digitais do GSEP.

Figura 5.3 *Fragmento de tela capturada do software do Sunny Boy Control que mostra informações relativas à operação dos dois SB6000Us.*

Tabela 5.5 *Resultados obtidos do ensaio para os SB6000Us.*

Grandeza	SB6000U ₁			SB6000U ₂		
	Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 1	Carga 2	Carga 3
V _{CA} (em V)	230,5	231,9	230,0	230,4	232,1	230,0
I _{CA} (em A)	2,700	11,070	14,436	3,093	11,139	14,316
P _{CA} (em W)	622	2.565	3.320	712	2.585	3.292
V _{CC} (em V)	267	322	302	283	310	304
I _{CC} (em A)	2,506	8,356	11,536	2,695	8,741	11,364
P _{CC} (em W)	669,10	2.690,63	3.483,87	762,69	2.709,71	3.454,66
Rendimento	0,9296	0,9533	0,9530	0,9335	0,9540	0,9529

Para os SI4248Us, os resultados obtidos no ensaio estão resumidos na Tabela 5.6. A Figura 5.4 apresenta, como exemplo, parte de uma tela de dados mostrada pelo *software*

do Sunny Boy Control, utilizada para a construção da coluna da Tabela 5.6 referente à Carga 3 para o SI4248U₁.

Na Tabela 5.6, as três situações de carga não se referem aos três estágios de carga do sistema. Elas foram obtidas da seguinte forma: de todas as medições feitas em diversos momentos do ensaio, foram escolhidas três situações representativas do fluxo energético no equipamento, a de menor fluxo — Carga 1 —, a de maior fluxo — Carga 3 — e uma de fluxo intermediário — Carga 2. Ainda na Tabela 5.6, todas as grandezas foram medidas, à exceção dos valores de P_{CC} — calculados pelo produto $V_{CC} \times I_{CC}$ — e dos rendimentos, calculados pelo quociente P_{CA}/P_{CC} ou P_{CC}/P_{CA} , conforme o caso. Haja vista que os SI4248Us permitem fluxo de energia nos dois sentidos, valores positivos de P_{CA} , I_{CC} e P_{CC} indicam equipamento operando como inversor, convertendo CC em CA, caso em que o rendimento é calculado pelo quociente P_{CA}/P_{CC} ; já valores negativos de P_{CA} , I_{CC} e P_{CC} indicam equipamento operando como retificador, convertendo CA em CC, caso em que o rendimento é calculado pelo quociente P_{CC}/P_{CA} .



SI4248Uh SN:1255000067	
VacInverter	114.0 Vac
AmpacInverter	16.99 Aac
FacInverter	60.00 Hz
Pac	-2001 W
TabsorbLeft	0 min
VacGenerator	5 Vac
AmpacGenerat	0.0 Aac
FacGenerator	0.00 Hz
PacGenerator	0.0 kWac
BatVoltage	56.1 Vdc
BatCurrent	-33 Adc
BatTemp	-0.00 °C
BFR_FwV	1.97
ASR_FwV	2.13
Serno	1255000067
BatChargeVolt	0.0 Vdc
h-total	10999 h
BatState	-----
Mode	Invert

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 1 imagem digital. Acervo de imagens digitais do GSEP.

Figura 5.4 *Fragmento de tela capturada do software do Sunny Boy Control que mostra informações relativas à operação de um dos SI4248Us.*

Entre os valores de rendimento mostrados na Tabela 5.6, alguns confirmam a informação do fabricante, alguns não estão de acordo com essa informação e outros são ineficazes por serem superiores à unidade; e isso poderia levar à conclusão precipitada de que há

inconsistência nesses dados. Todavia, uma análise mais detida abre possibilidade de interpretação correta.

A precisão mostrada na divulgação dos valores de I_{CC} , máximo de dois algarismos significativos sem casas decimais, não é suficiente, na maioria dos casos, para informar corretamente acerca do que, de fato, ocorre, pois é óbvio que o rendimento desses equipamentos não é superior a 100%. Então, fazendo-se a razoável consideração de que apenas a divulgação dos valores de I_{CC} apresenta precisão insuficiente, fez-se uma simulação de cálculo de novos valores de P_{CC} e de rendimentos com base nos possíveis intervalos de correntes que geraram os valores de I_{CC} apresentados na Tabela 5.6. Essa simulação é apresentada na Tabela 5.7.

Tabela 5.6 *Resultados obtidos do ensaio para os SI4248Us.*

Grandeza	SI4248U ₁			SI4248U ₂		
	Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 1	Carga 2	Carga 3
V_{CA} (em V)	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
I_{CA} (em A)	5,86	11,13	16,99	51,56	6,45	10,55
P_{CA} (em W)	260	-736	-2.001	-115	727	924
V_{CC} (em V)	50,8	52,1	56,1	52,1	48,4	48,3
I_{CC} (em A)	5	-13	-33	-2	15	20
P_{CC} (em W)	254,00	-677,30	-1.851,30	-104,20	726,00	966,00
Rendimento	1,0236	0,9202	0,9252	0,9061	1,0014	0,9565

Com as informações da Tabela 5.7, concluiu-se que: (a) Para o SI4248U₁ – com Carga 1 (260 W), o rendimento estaria no intervalo entre 93,23% e 100%, superior ao intervalo de 86% a 91% indicado pelo fabricante; com Carga 2 (736 W), entre 88,49% e 95,49%, que inclui o intervalo de 91% a 95% indicado pelo fabricante; e com Carga 3 (2.001 W), entre 91,12% e 93,89%, inferior ao intervalo entre 94% e 95% indicado pelo fabricante; e (b) Para o SI4248U₂ – com Carga 1 (115 W), o rendimento estaria no intervalo entre 67,96% e 100%, que inclui o rendimento indicado pelo fabricante, um pouco inferior a 86%; com Carga 2 (727 W), entre 96,97% e 100%, superior ao intervalo entre 91% e 95% indicado pelo fabricante; e com Carga 3 (924 W), entre 93,36% e 98,10%, que inclui o rendimento indicado pelo fabricante, um pouco inferior a 95%.

Tabela 5.7 *Intervalos de correntes e rendimentos para os SI4248Us.*

Grandeza	SI4248U ₁			SI4248U ₂		
	Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 1	Carga 2	Carga 3
P_{CA} original (em W)	260	-736	-2.001	-115	727	924
V_{CC} original (em V)	50,8	52,1	56,1	52,1	48,4	48,3
I_{CC} original (em A)	5	-13	-33	-2	15	20
P_{CC} original (em W)	254,00	-677,30	-1.851,30	-104,20	726,00	966,00
Rendimento original	1,0236	0,9202	0,9252	0,9061	1,0014	0,9565
I_{CC} mínimo (em A)	4,50	-12,50	-32,50	-1,50	14,50	19,50
P_{CC} mínimo (em W)	228,60	-651,25	-1.823,25	-78,15	701,80	941,85
Rendimento	1,1374	0,8849	0,9112	0,6796	1,0359	0,9810
I_{CC} máximo (em A)	5,49	-13,49	-33,49	-2,49	15,49	20,49
P_{CC} máximo (em W)	278,89	-702,83	-1.878,79	-129,73	749,72	989,67
Rendimento	0,9323	0,9549	0,9389	1,1281	0,9697	0,9336

Desse modo, dos seis casos analisados, em dois deles os possíveis rendimentos são superiores aos indicados pelo fabricante; em três deles, os possíveis rendimentos incluem os indicados pelo fabricante; e, em apenas um deles, os possíveis rendimentos ficaram um pouco abaixo do intervalo de rendimentos indicado pelo fabricante. Com base em todas essas informações, neste trabalho, foram considerados válidos os rendimentos informados pelo fabricante para todos os SI4248Us.

Ainda como resultados do ensaio realizado, foram obtidas informações importantes acerca do fluxo de potência CA do sistema para os três estágios de carga. Para cada um dos estágios de carga, independentemente da radiação solar e da situação de carregamento das baterias no momento, foram medidas, em dois momentos diferentes — Caso 1 e Caso 2 —, as potências CA de cada um dos SB6000Us, da carga e do conjunto formado pelos dois SI4248Us em série. Para garantir comparabilidade entre as medidas efetuadas, foi utilizado um único equipamento, o medidor Fluke 434. Para minimizar o efeito da não-simultaneidade das medidas, elas foram realizadas nos menores intervalos de tempo possíveis e em situação em que a radiação solar estava bem estabilizada pela ausência de nebulosidade. Esses resultados estão resumidos nos Quadros 5.1, 5.2 e 5.3, em que todas as grandezas foram medidas. A Figura 5.5 apresenta, como exemplo, as telas de dados armazenadas pelo Fluke 434 utilizadas para a construção do Caso 2 do Quadro 5.2.

Potência e Energia		
FULL 0:21:04		
	A	Total
kW	2.58	2.58
kVA	2.60	2.60
kVAR	0.29	0.29
PF	0.99	0.99
DPF	1.00	1.00
A _{rms}	11.2	
A		
V _{rms}	231.4	
27/04/07 09:30:16 230V 60Hz 1Ø DEFAULT		
VOLTAGE	ENERGY	TREND HOLD RUN

(a)

Potência e Energia		
FULL 0:21:14		
	A	Total
kW	2.60	2.60
kVA	2.61	2.61
kVAR	0.25	0.25
PF	1.00	1.00
DPF	1.00	1.00
A _{rms}	11.3	
A		
V _{rms}	231.5	
27/04/07 09:30:26 230V 60Hz 1Ø DEFAULT		
VOLTAGE	ENERGY	TREND HOLD RUN

(b)

Potência e Energia		
FULL 0:21:27		
	A	Total
kW	3.61	3.61
kVA	3.61	3.61
kVAR	0.20	0.20
PF	1.00	1.00
DPF	1.00	1.00
A _{rms}	15.6	
A		
V _{rms}	231.2	
27/04/07 09:30:39 230V 60Hz 1Ø DEFAULT		
VOLTAGE	ENERGY	TREND HOLD RUN

(c)

Potência e Energia		
FULL 0:21:44		
	A	Total
kW	1.52	1.52
kVA	1.65	1.65
kVAR	0.63	0.63
PF	0.92	0.92
DPF	0.95	0.95
A _{rms}	7.1	
A		
V _{rms}	231.4	
27/04/07 09:30:56 230V 60Hz 1Ø DEFAULT		
VOLTAGE	ENERGY	TREND HOLD RUN

(d)

Fonte: GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 4 imagens digitais. Acervo de imagens digitais do GSEP.

Figura 5.5 Telas armazenadas pelo medidor Fluke 434 durante a realização do ensaio: (a) para o SB6000U₁; (b) para o SB6000U₂; (c) para a carga; e (d) para os dois SI4248Us em série.

Nos Quadros 5.1, 5.2 e 5.3, valores positivos de P_{CA} denotam: (a) SB6000Us convertendo CC em CA; (b) carga consumindo potência; e (c) SI4248Us convertendo CA em CC. Os únicos valores negativos para P_{CA} ocorrem no Quadro 5.3 e foram colocados para registrar a situação em que os SI4248Us convertiam CC em CA. Assim, nos casos de cargas baixa e média, os SB6000Us alimentavam a carga e carregavam as baterias; nos casos de carga alta, os SI4248Us e os SB6000Us tiveram de atuar juntos para suprir a carga.

Quadro 5.1 *Resultados obtidos do ensaio para as grandezas CA com carga baixa.*

Grandeza		SB6000U ₁	SB6000U ₂	Carga	SI4248Us
Caso 1	P_{CA} (em kW)	2,30	2,28	1,42	3,11
	S (em kVA)	2,32	2,31	1,43	3,24
	Q (em kvar)	0,30	0,36	0,18	0,91
	fp (tipo)	0,99 (ind)	0,99 (ind)	0,99 (cap)	0,96 (ind)
	I_{CA} (em A)	10,0	10,0	6,2	14,0
	V_{CA} (em V)	231,6	231,5	231,7	231,6
Caso 2	P_{CA} (em kW)	1,92	1,93	1,42	2,39
	S (em kVA)	1,98	1,98	1,43	2,59
	Q (em kvar)	0,48	0,45	0,18	1,00
	fp (tipo)	0,97 (ind)	0,97 (ind)	0,99 (*)	0,92 (ind)
	I_{CA} (em A)	8,6	8,6	6,2	11,2
	V_{CA} (em V)	231,4	231,5	231,5	231,5

Quadro 5.2 *Resultados obtidos do ensaio para as grandezas CA com carga média.*

Grandeza		SB6000U ₁	SB6000U ₂	Carga	SI4248Us
Caso 1	P_{CA} (em kW)	2,45	2,44	3,63	1,21
	S (em kVA)	2,46	2,45	3,63	1,32
	Q (em kvar)	0,26	0,25	0,19	0,53
	fp (tipo)	0,99 (ind)	0,99 (ind)	1,00 (*)	0,92 (ind)
	I_{CA} (em A)	10,6	10,6	15,7	5,7
	V_{CA} (em V)	231,3	231,2	231,3	231,2
Caso 2	P_{CA} (em kW)	2,58	2,60	3,61	1,52
	S (em kVA)	2,60	2,61	3,61	1,65
	Q (em kvar)	0,29	0,25	0,20	0,63
	fp (tipo)	0,99 (ind)	1,00 (ind)	1,00 (*)	0,92 (ind)
	I_{CA} (em A)	11,2	11,3	15,6	7,1
	V_{CA} (em V)	231,4	231,5	231,2	231,4

Quadro 5.3 *Resultados obtidos do ensaio para as grandezas CA com carga alta.*

Grandeza		SB6000U ₁	SB6000U ₂	Carga	SI4248Us
Caso 1	P_{CA} (em kW)	3,30	3,26	6,96	-0,48
	S (em kVA)	3,30	3,26	6,97	0,59
	Q (em kvar)	0,16	0,16	0,20	0,34
	fp (tipo)	1,00 (*)	1,00 (*)	1,00 (*)	0,81 (cap)
	I_{CA} (em A)	14,3	14,1	30,1	2,6
	V_{CA} (em V)	231,1	231,0	231,1	231,0
Caso 2	P_{CA} (em kW)	3,43	3,40	6,95	-0,19
	S (em kVA)	3,58	3,55	6,95	2,72
	Q (em kvar)	1,02	1,04	0,25	2,71
	fp (tipo)	0,96 (cap)	0,96 (cap)	1,00 (*)	0,07 (ind)
	I_{CA} (em A)	15,5	15,4	30,1	11,8
	V_{CA} (em V)	231,1	231,1	231,3	231,1

(*) O tipo de fator de potência — indutivo ou capacitivo — não foi informado pelo medidor.

Para o cálculo das perdas no lado CA dos conversores eletrônicos, foi construída a Tabela 5.8 , com base nos Quadros 5.1, 5.2 e 5.3.

Tabela 5.8 *Cálculo das perdas no lado CA dos conversores eletrônicos.*

Grandeza		SB6000U ₁	SB6000U ₁	Carga	SI4248Us	P_{CA} injetada	Perdas	
Carga baixa	Caso 1	2,30 kW	2,28 kW	1,42 kW	3,11 kW	4,58 kW	0,05 kW	1,092%
	Caso 2	1,92 kW	1,93 kW	1,42 kW	2,39 kW	3,85 kW	0,04 kW	1,039%
Carga média	Caso 1	2,45 kW	2,44 kW	3,63 kW	1,21 kW	4,89 kW	0,05 kW	1,022%
	Caso 2	2,58 kW	2,60 kW	3,61 kW	1,52 kW	5,18 kW	0,05 kW	0,965%
Carga alta	Caso 1	3,30 kW	3,26 kW	6,96 kW	-0,48 kW	7,04 kW	0,08 kW	1,136%
	Caso 2	3,43 kW	3,40 kW	6,95 kW	-0,19 kW	7,02 kW	0,07 kW	0,997%

Na Tabela 5.8, para todos os casos de cargas baixa e média, a P_{CA} injetada é a potência de saída dos SB6000Us; essa potência é composta pelas seguintes parcelas: consumo das baterias, via SI4248Us, consumo da carga e perdas nos cabos, conexões e outros componentes elétricos. Para os casos de carga alta, a P_{CA} injetada é a potência de saída dos SB6000Us somada à potência de saída dos SI4248Us; essa potência é composta pelas seguintes parcelas: consumo da carga e perdas nos cabos, conexões e outros componentes

elétricos. Cada perda percentual é calculada pelo quociente entre a perda absoluta e a respectiva P_{CA} injetada. Considerando que as perdas percentuais não diferem muito de um caso para o outro, supôs-se que essas perdas têm valores entre 0,965% e 1,136% da respectiva P_{CA} injetada.

(b) Sistema de hidrogênio

Neste tópico do trabalho, o eletrolisador, o sistema de armazenamento de hidrogênio e a CaC foram considerados um único conjunto denominado sistema de hidrogênio. Tendo em vista a impossibilidade de se realizarem testes de operação nesse sistema, será feita, a seguir, análise de desempenho dele com embasamento de cunho teórico, a partir de informações obtidas dos fabricantes e(ou) resultantes de inferências e suposições julgadas razoáveis para o caso em tela.

(b.1) Eletrolisador

O eletrolisador é um equipamento monofásico de CA, 60 Hz, tensão nominal de 220 V_{CA}/230 V_{CA} e potência nominal de 6 kW, não havendo informações acerca do fator de potência. Com alimentação elétrica suficiente e suprimento adequado de água⁵⁶, esse equipamento é capaz de fornecer até 1 Nm³/h de gás hidrogênio com pressão de até 250 psia.

Não foi obtida do fabricante informação precisa relativa ao fator de utilização do eletrolisador. No manual do equipamento, o fabricante informa (Electric Hydrogen, 2007) que, após a energização e as checagens internas automáticas de rotina, o eletrolisador inicia a geração de hidrogênio. Quando a pressão de hidrogênio aumenta no sistema de armazenamento, o eletrolisador diminui o consumo energético; por outro lado, quando a pressão de hidrogênio diminui no sistema de armazenamento, ele aumenta o consumo energético. Considerando a similaridade com todos os equipamentos elétricos, há de se considerar que, mesmo sem gerar hidrogênio, o eletrolisador tenha consumo, no caso, a vazio. Dessa forma, será feita aqui a seguinte suposição, ainda a ser comprovada na prática na operação contínua do sistema: a vazio, o eletrolisador consome 30% da potência

⁵⁶ O suprimento adequado de água ao eletrolisador inclui as seguintes características: vazão mínima de 1 L/min, pressão entre 40 psig e 100 psig e água em condições ASTM Tipo I.

nominal, ou seja, 1,8 kW; a partir daí, a potência consumida tem variação inversamente proporcional à pressão no sistema de armazenamento. Com isso, a potência consumida pelo eletrolisador varia de 1,8 kW, para pressão no reservatório igual a 250 psia, a 6,0 kW, para pressão no reservatório igual a zero.

Considerando a premissa de que o sistema de hidrogênio realiza um ciclo completo por dia, de fato, a pressão no reservatório de hidrogênio variará de zero até 250 psia, com a respectiva variação no consumo elétrico do eletrolisador. Então, considerando ainda que a pressão média no reservatório seja igual a 125 psia durante o tempo de operação diária do eletrolisador, a potência média consumida pelo eletrolisador será igual a $(1,8 \text{ kW} + 6,0 \text{ kW})/2 = 3,9 \text{ kW}$. Como forma de suavizar os erros decorrentes dessas suposições, em vez de se considerar esse valor exato para o consumo do eletrolisador, será considerada uma faixa que o inclui, com 10% de tolerância para mais e para menos. Finalmente, foi considerado que o eletrolisador consome, em média, de 3,51 kW a 4,29 kW.

Neste trabalho, considerou-se que o suprimento de água esteja sempre em condições de atender às necessidades do eletrolisador porque: (a) o recurso água é abundante na região, perfeitamente capaz de suprir o consumo de 60 L/h do eletrolisador; (b) a pureza exigida da água é condição perfeitamente possível de se obter, mesmo que um pequeno sistema de pré-tratamento seja necessário, pois o eletrolisador foi adquirido com um pré-filtro e um desionizador; e (c) o sistema de suprimento de água instalado possui capacidade de pressurização adequada. Há de se considerar o consumo energético do sistema de bombeamento, que utiliza um conjunto moto-bomba de 60 W, em CC. Considerando a utilização de um retificador com rendimento de 90%, o consumo total passaria a 66,67 W. Supondo fator de utilização igual a 0,70, muito utilizado para motores de potência fracionária, o consumo elétrico a ser considerado para o sistema de bombeamento é igual a 46,67 W.

O suprimento elétrico do eletrolisador é assunto mais complexo, pois, conforme já informado, para que não haja desperdício energético, esse equipamento deve ser alimentado exclusivamente pela energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em situação de incidência de radiação solar suficiente para a alimentação simultânea do eletrolisador e da carga do CPC. Isso limita bastante a disponibilidade do equipamento.

A operação do eletrolisador deve ser a mais simples possível: (a) havendo radiação suficiente, como informado anteriormente, e capacidade ociosa no reservatório de hidrogênio, o eletrolisador entra automaticamente em funcionamento; e (b) não havendo radiação suficiente e(ou) capacidade ociosa no reservatório de hidrogênio, o eletrolisador passa para o estado de espera automaticamente. Esse atributo do controle do sistema ainda não está implementado.

(b.2) Célula a combustível

A CaC é um equipamento que gera energia elétrica na forma CC, com tensão nominal de 48 V_{CC}. Com alimentação adequada de gás hidrogênio, esse equipamento é capaz de fornecer 5 kW de potência nominal, com a utilização de 25 cartuchos de 200 W cada um distribuídos em três módulos em paralelo.

Segundo informações do fabricante, tendo em vista a qualidade dos controles eletrônicos do equipamento, pode-se considerar que o consumo de hidrogênio dessa CaC varia linearmente com a potência elétrica gerada. Nos manuais do produto, o fabricante informa o consumo de 15 L/min para cada 1 kW de carga elétrica suprida. Em planilha eletrônica fornecida à equipe do projeto CPC (ReliOn, 2008), utilizada pelos técnicos da empresa nos dimensionamentos que fazem, o fabricante informa o consumo como função linear da potência elétrica de carga. Essa função foi adaptada e está representada pela equação a seguir.

$$C_{CaC} = 12,39 + \frac{2,3283}{P} \quad (5.5)$$

em que:

C_{CaC} é o consumo de gás hidrogênio, em L/min/kW;

P é a potência elétrica de carga, em kW, sendo $0 < P \leq 5$ kW.

A pressão de hidrogênio necessária ao funcionamento da CaC deve situar-se entre 3,6 psig e 6 psig, situação garantida por uma válvula que regula a pressão para 4 psig. Logo, para que a CaC funcione, o reservatório de hidrogênio a ela conectado deve possuir pressão superior a 4 psig. Atendido esse requisito, a CaC gerará energia elétrica em função da quantidade de hidrogênio no reservatório e da carga elétrica alimentada. Desse modo,

considerou-se que o consumo de hidrogênio pela CaC em função da potência de carga estará situado no intervalo de valores calculados pela Equação 5.5 e 15 L/min/kW.

A operação da CaC está programada para ser automática, controlada apenas pelo nível da tensão nos terminais do banco de baterias do sistema ao qual ela estiver conectada, tomada no Quadro CC. Quando essa tensão cai abaixo de 50 V — ajustável de 46 V a 52 V, com incrementos de 0,5 V —, a CaC inicia os procedimentos para fornecer energia elétrica à carga. Uma vez em operação, em caso de sobrecarga ou de problemas no suprimento de hidrogênio, a CaC continua operando até que a referida tensão caia para $44 \text{ V} \pm 0,5 \text{ V}$, quando ela entra em processo de desligamento. Quando essa tensão vai acima de 52,5 V — ajustável de 48 V a 55 V, com incrementos de 0,5 V e, no mínimo, 2 V acima do primeiro valor ajustado citado —, a CaC realiza processo de resfriamento e coloca-se em estado de espera. Para realizar essa operação, a CaC espera 20 min — ajustável de 5 min a 30 min, com incrementos de 5 min (ReliOn, 2008).

Conforme já mencionado, o banco de baterias fornece energia para a energização da CaC. Segundo o fabricante, a CaC requer suporte mínimo de 20 Ah para cada 1 kW de carga. Logo, essa CaC requer 100 Ah de suporte do banco de baterias, que tem capacidade bastante superior a isso. Porém, deve ser ressaltado que, se o banco de baterias ficar indisponível por algum motivo, a CaC também estará indisponível.

(b.3) Sistema de armazenamento de hidrogênio

No presente momento, o sistema de armazenamento de hidrogênio conta com dois cilindros-padrão conhecidos no mercado como *300 series hydrogen cylinders*. São cilindros pintados na cor vermelha, padrão internacional para o armazenamento de hidrogênio, com diâmetro externo de 235 mm⁵⁷, altura de 1.397 mm, volume interno de 49 L e pressão de operação de até 2.400 psi (Airgas, 2008).

A função desse sistema é receber e armazenar o hidrogênio gerado pelo eletrolisador e, sob demanda, entregá-lo à CaC. Tendo em vista que, no local de instalação do SHGD, a distância entre o eletrolisador e o reservatório é inferior a 3 m em linha reta e a distância

⁵⁷ Esse cilindro tem cerca de 211,33 mm de diâmetro interno.

entre o reservatório e a CaC é de apenas alguns centímetros, pois eles ocupam gabinetes conjugados, as perdas de carga na linha de fluxo de hidrogênio são mínimas e, não havendo vazamentos, o rendimento do sistema de armazenamento pode ser considerado igual a 100%.

Conhecidas a capacidade de geração do eletrolisador e a necessidade de consumo da CaC, é possível verificar se o sistema de armazenamento é adequado para realizar a integração dos dois.

(b.4) Conclusões acerca do desempenho do sistema de hidrogênio

Foi construída uma planilha eletrônica que permite calcular, a partir das informações do sistema de armazenamento e da CaC, o tempo de autonomia de operação da CaC, tendo em vista a premissa inicial de operação por quatro horas diárias com potência nominal. A Figura 5.6 mostra uma simulação feita nessa planilha. Na planilha, as células amarelas correspondem a informações a serem fornecidas pelo usuário, as células com bordas duplas são constantes, e todos os demais valores são calculados. A Metodologia 1 e a Metodologia 2 são utilizadas pelo fabricante e foram descritas anteriormente. Em todas as simulações feitas, a temperatura ambiente foi considerada igual a 31 °C porque essa foi a temperatura média medida no local ao longo dos períodos matutinos e vespertinos de todo o ensaio descrito em tópico anterior e porque a geração de hidrogênio no sistema não ocorrerá durante a noite.

Nessa simulação, verifica-se que o tempo de autonomia situa-se no intervalo entre 3,26 h e 3,80 h, quase sendo suficiente para suprir potência de 5 kW durante 4 h à carga. Isso significa que, com mais um cilindro, essa meta seria atingida. Em nova simulação, agora com 3 cilindros, verificou-se que o tempo de autonomia passou a situar-se no intervalo de 4,89 h e 5,71 h, perfeitamente compatível com a meta.

Planilha para o cálculo do tempo de autonomia de operação da célula a combustível

Preencher os campos amarelos.

Dados do sistema de armazenamento:

Conversão de unidades:

Pressão no cilindro (em psia) =	2.200,00	Pressão no cilindro (em atm) =	149,70
Volume interno do cilindro (em L) =	49,00	Volume interno do cilindro (em L) =	49,00
Temperatura ambiente (em °C) =	31,00	Temperatura ambiente (em K) =	304,16
Número de cilindros no reservatório =			2

Informações gerais dos gases:

$PV = nRT$, em que n é o número de mols, e R é a constante universal dos gases.

$n = (P \times V) / (T \times R)$. Nas CNTP, o volume molar é igual a 22,414 L.

Constante dos gases R (em atm.L/mol/K) = 0,082057

Cálculo de hidrogênio:

Mols de hidrogênio no cilindro =	293,90
Volume equivalente de hidrogênio nas condições ambientais locais (em L) =	7.335,06
Volume equivalente de hidrogênio nas condições ambientais locais (em m ³) =	7,34

Cálculo do tempo de autonomia:

Potência da carga (em kW) =	5,00
Número de CaCs em paralelo no sistema =	1
Metodologia 1:	
a (em L/min/kW) =	12,3900
b (em L/min) =	2,3283
Consumo da(s) CaCs (em L/min) = $a \times$ (potência da carga) + b	64,2783
Consumo da(s) CaCs (em L/min/kW) =	12,8557
Tempo de autonomia por cilindro (em h) =	1,90
Tempo total de autonomia (em h) =	3,80
Metodologia 2:	
a (em L/min/kW) =	15,0000
Consumo da(s) CaCs (em L/min) = $a \times$ (potência da carga)	75,0000
Consumo da(s) CaCs (em L/min/kW) =	15,0000
Tempo de autonomia por cilindro (em h) =	1,63
Tempo total de autonomia (em h) =	3,26

Figura 5.6 Exemplo de simulação do tempo de autonomia de operação da CaC.

Nas simulações descritas anteriormente, utilizou-se a pressão de 2.200 psia nos cilindros, por ser amplamente utilizada no mercado e por apresentar bom fator de segurança com relação à pressão máxima dos cilindros, que é de 2.400 psia. Porém, segundo informação anterior, ainda resta a decisão relativa à pressão ideal de armazenamento de hidrogênio neste SHGD: o eletrolisador fornece hidrogênio à pressão máxima de 250 psia. Simulação realizada com essa pressão mostrou que o tempo de autonomia da CaC com dois cilindros a 250 psia estaria entre 0,37 h e 0,43 h. Isso significa que, para o atingimento da meta estabelecida, seriam necessários, no mínimo, 22 cilindros, que garantiriam autonomia de 4,08 h a 4,75 h.

Para que o armazenamento possa ocorrer a 2.200 psia, será necessário instalar um sistema adequado de pressurização entre a saída de hidrogênio do eletrolisador e a entrada do sistema de armazenamento para elevar a pressão de 250 psia a 2.200 psia. Tendo em vista as dimensões do eletrolisador e do duto de hidrogênio, acredita-se tratar de um sistema de pequeno porte com consumo de energia moderado. Dessa forma, havendo a necessidade de se decidir entre adquirir e instalar outros 20 cilindros ou esse sistema adequado de pressurização, neste trabalho será considerado que o sistema de pressurização será instalado. Uma vez que o sistema de pressurização necessita ainda ser especificado, não há informações precisas acerca do consumo energético dele. A pouca literatura especializada que trata do assunto não permite conclusões a esse respeito, e dois fornecedores de sistemas de compressão consultados ainda não forneceram informação alguma acerca do tema. Então, considerou-se que o sistema de pressurização tenha consumo elétrico de 429 W, correspondente a 10% do limite superior da faixa de consumo médio previsto para o eletrolisador, que é de 4,29 kW.

Conforme simulações feitas, com pressão de 2.200 psia, o volume equivalente de hidrogênio nas condições ambientais locais é igual a 7,34 m³, informado na Figura 5.6. Considerando a existência de dois cilindros e que o eletrolisador tem capacidade para gerar 1 m³/h de hidrogênio, para gerar o volume de hidrogênio necessário, $2 \times 7,34 \text{ m}^3/\text{dia} = 14,68 \text{ m}^3/\text{dia}$, ele terá de operar durante $(14,68 \text{ m}^3/\text{dia})/(1 \text{ m}^3/\text{h}) = 14,68 \text{ h}/\text{dia}$, situação que depende da existência de radiação solar suficiente.

A Tabela 5.9 mostra os tempos médios calculados de ocorrência de geração de potência elétrica no Sistema 1, P_1 , e de potência total, P_{total} , superiores aos valores de demanda

mínima e máxima calculados para o conjunto formado pelo eletrolisador, pelo sistema de bombeamento de água e pelo sistema de pressurização do hidrogênio, iguais a, respectivamente, $(3,51 \text{ kW} + 0,047 \text{ kW} + 0,429 \text{ kW}) \approx 3,99 \text{ kW}$ e $(4,29 \text{ kW} + 0,047 \text{ kW} + 0,429 \text{ kW}) \approx 4,77 \text{ kW}$.

Tabela 5.9 *Tempos médios de ocorrência de potência gerada no Sistema 1 e potência total gerada superiores à demanda do eletrolisador e acessórios.*

Mês	Tempo médio de $P_1 > 3,99 \text{ kW}$ (em h/dia)	Tempo médio de $P_{\text{total}} > 3,99 \text{ kW}$ (em h/dia)	Tempo médio de $P_1 > 4,77 \text{ kW}$ (em h/dia)	Tempo médio de $P_{\text{total}} > 4,77 \text{ kW}$ (em h/dia)	
2007	Junho	6,70	8,07	6,37	7,87
	Julho	6,84	8,77	6,42	7,58
	Agosto	7,00	8,61	6,77	8,32
	Setembro	7,20	8,63	6,13	8,27
	Outubro	6,90	8,35	6,03	7,94
	Novembro	8,61	10,32	7,64	9,81
	Dezembro	6,48	8,23	5,48	7,77
2008	Janeiro	5,48	7,52	4,35	6,90
	Fevereiro	5,31	7,90	4,38	6,93
	Março	5,29	7,55	4,52	6,71
	Abril	5,33	7,70	4,47	7,17
	Mai	5,48	7,06	4,81	6,61
médias	6,39	8,23	5,61	7,66	

Conclui-se, então, que, no mês de menor radiação solar, o eletrolisador consumirá, em média, o mínimo de $(5,48 \text{ h/dia} \times 3,99 \text{ kW}) \approx 21,86 \text{ kWh/dia}$ e o máximo de $(4,81 \text{ h/dia} \times 4,77 \text{ kW}) \approx 22,91 \text{ kWh/dia}$, gerando apenas de $4,81 \text{ m}^3$ a $5,48 \text{ m}^3$ de hidrogênio por dia. Na média anual, o valor mínimo será de $(6,39 \text{ h/dia} \times 3,99 \text{ kW}) \approx 25,45 \text{ kWh}$, e o valor máximo será de $(5,61 \text{ h/dia} \times 4,77 \text{ kW}) \approx 26,76 \text{ kWh/dia}$, gerando apenas de $5,61 \text{ m}^3$ a $6,39 \text{ m}^3$ de hidrogênio por dia.

Simulações realizadas na planilha eletrônica exemplificada na Figura 5.6 mostraram que esses volumes de geração de hidrogênio não são suficientes para a meta proposta para a CaC anteriormente. A Tabela 5.10 mostra as possibilidades reais para o sistema de hidrogênio, com base em todas as informações apresentadas.

A partir das informações da Tabela 5.10, construiu-se a Tabela 5.11, com o objetivo de se obterem os rendimentos individuais do eletrolisador e da CaC, considerando o ciclo diário de operação. Para os cálculos feitos nesta tabela, considerou-se o poder calorífico do hidrogênio igual a 120 MJ/kg \approx 33,33 kWh/kg e a densidade do hidrogênio, nas CNTP, igual a 0,0899 kg/m³. Isso significa considerar que, em 1 m³ de H₂, há armazenados cerca de 2,9964 kWh.

De tudo isso, conclui-se que o sistema de hidrogênio será capaz de fornecer de 5,35 kWh/dia a 8,30 kWh/dia de energia elétrica. Com rendimentos que variam de 23,36% a 32,61%, ele deverá receber do sistema fotovoltaico de 21,86 kWh/dia a 26,76 kWh/dia.

Tabela 5.10 *Síntese das possibilidades energéticas para o sistema de hidrogênio.*

Eletrolisador		Volume de hidrogênio no reservatório (em L/dia)	CaC (carga de 5 kW)		Rendimento do sistema (em %)
Consumo (em kWh/dia)	Tempo de operação (em h/dia)		Tempo de autonomia (em h)	Energia gerada (em kWh/dia)	
21,86	5,48	5.480	1,22	6,10	27,91%
			1,42	7,10	32,48%
22,91	4,81	4.810	1,07	5,35	23,36%
			1,25	6,25	27,29%
26,76	5,61	5.610	1,25	6,25	23,36%
			1,45	7,25	27,10%
25,45	6,39	6.390	1,42	7,10	27,89%
			1,66	8,30	32,61%

Tabela 5.11 *Cálculo dos rendimentos do sistema de hidrogênio no ciclo diário.*

Eletrolisador			CaC			Rendimento do sistema (em %)
$E_{consumida}$ (em kWh/dia)	Volume de hidrogênio gerado (em m ³ /dia)	Rendimento (em %)	Volume de hidrogênio consumido (em m ³ /dia)	E_{gerada} (em kWh/dia)	Rendimento (em %)	
21,86	5,48	75,18%	5,48	6,10	37,12%	27,91%
				7,10	43,21%	32,48%
22,91	4,81	62,87%	4,81	5,35	37,15%	23,36%
				6,25	43,40%	27,29%
26,76	5,61	62,87%	5,61	6,25	37,15%	23,36%
				7,25	43,10%	27,10%
25,45	6,39	75,18%	6,39	7,10	37,10%	27,89%
				8,30	43,37%	32,61%

(c) Sistema de armazenamento em baterias

Conforme já informado, as baterias adquiridas pelo Projeto CPC são de 12 V e capacidade nominal de 195 Ah, com descarga de 10 horas. Isso significa que a bateria consegue manter, durante 10 h, a corrente de 19,5 A, sem comprometer demasiadamente a tensão terminal nem a vida útil. Todavia, para descargas mais rápidas, a bateria tende a ter a sua vida útil reduzida, além de não conseguir manter a mesma capacidade das descargas mais lentas. O fabricante da bateria instalada no CPC informa que, para descargas de 2 h, a capacidade das baterias é reduzida para 141 Ah, a 25 °C. Com bancos formados por dois conjuntos em paralelo de quatro baterias em série, a tensão de saída de cada banco é de 48 V_{CC}, e a capacidade de cada um é de 141 Ah × 2 = 282 Ah.

Considerando que os dois bancos dividam a carga de 5 kW durante 2 h/dia, cada um deverá suprir 2,5 kW durante 2 h/dia. Nessa situação, cada SI4248U deverá fornecer 1,25 kW, ponto de operação no qual o rendimento desse equipamento será igual a 94,83%, obtido por interpolação linear entre os valores de rendimento fornecidos pelo fabricante: 95% para carga de 1.000 W e 94% para carga de 2.500 W. Com isso, cada banco de baterias deverá fornecer 2,5 kW/0,9483 ≈ 2,64 kW. Em 48 V_{CC}, cada banco deverá fornecer 55,00 A durante 2 h, o que corresponde a 110,00 Ah. Para que um banco de capacidade de 282 Ah para descarga em 2 h supra 110,00 Ah durante 2 h, deve-se considerar a máxima profundidade de descarga diária de (110,00 Ah/282 Ah) ≈ 39%, para atendimento à norma ABNT NBR 14.298:1999, que trata de dimensionamento de banco de baterias para sistemas fotovoltaicos (ABNT, 1999).

Conclui-se, então, que, em termos energéticos, os bancos de baterias são suficientes para atender à proposição preliminar de operação. Todavia, conforme mostra a Figura 4.37, é necessário que haja dois bancos de baterias, não apenas para garantir a energia necessária, mas para dar confiabilidade ao sistema. Deve ser lembrado que, para a tensão de 48 V_{CC}, são necessárias, no mínimo, quatro baterias em série funcionando perfeitamente e que há dois sistemas fotovoltaicos independentes, devendo haver dois bancos de baterias independentes.

Mantida a operação com profundidade máxima de descarga diária de 39%, o número de ciclos operativos previstos pelo fabricante é de cerca de 800, o que significa expectativa de vida útil de aproximadamente 2,2 anos.

O fabricante das baterias adquiridas e instaladas no CPC não informa o rendimento das baterias; assim como outros fabricantes consultados, apenas divulga informações relativas à descarga delas. Segundo informado em Shayani (2006), em estudo similar realizado em banco de quatro baterias de 63 Ah, com dois conjuntos de duas baterias em paralelo, para descarga de 105,9 Ah — cerca de 84% de 126 Ah — em 2 h, o rendimento do banco obtido em laboratório foi de 72,2%. Para o caso das baterias do CPC, com descargas diárias de até 39% da capacidade delas durante 2 h, é bastante provável que o rendimento das baterias seja superior ao verificado por Shayani, mas ainda muito inferior aos valores de 90% a 95% indicados pela literatura especializada para rendimentos de bancos de baterias para descargas de 10 h de duração. Logo, para efeito deste trabalho, considerou-se que o rendimento dos bancos de baterias situa-se entre 75%, ao se considerar descarga rápida de 2 h, e 90%, ao se considerar descarga lenta, com potência de carga reduzida e maior tempo de consumo. Considerou-se aqui a desnecessidade de se realizar correção na capacidade das baterias em função da temperatura de operação, pois a temperatura diária média no local é muito próxima dos 25 °C, utilizada como referência pela ABNT NBR 14.298:1999, e as baterias operam diariamente nos períodos diurno e noturno.

(d) SHGD como um todo

A partir de todas as informações anteriores, foram construídas diversas planilhas eletrônicas com o intuito de simular o desempenho do SHGD como um todo. Algumas das simulações realizadas estão apresentadas, a seguir, na forma de figuras, e explicadas individualmente.

Para a construção dessas planilhas, foram feitas as seguintes considerações adicionais:

- (1) Na impossibilidade de medição adequada das perdas nos condutores, conexões e quadros elétricos constituintes das partes CC dos sistemas fotovoltaicos, elas foram consideradas, por similaridade, equivalentes às obtidas por medição para os condutores, conexões e quadros elétricos de CA: de 0,965% a 1,136% da energia injetada na respectiva parte do sistema.

- (2) Na impossibilidade de medição adequada das perdas nos condutores, conexões e quadros elétricos constituintes da parte CC do SHGD que compreende os SI4248Us, o Quadro CC, as baterias e a CaC, elas foram consideradas, por similaridade, equivalentes às obtidas por medição para os condutores, conexões e quadros elétricos de CA: de 0,965% a 1,136% da energia injetada na respectiva parte do sistema.
- (3) Os SI4248Us operam com potência bastante variável ao longo do dia, pois, nos momentos de intensa radiação solar, eles carregam as baterias, e, na insuficiência de radiação solar, eles suprem as cargas do CPC ao serem alimentados pelas baterias e(ou) pela CaC. Sendo assim, supôs-se que a potência em cada SI4248U oscila de 300 W a 4.200 W, com rendimento variável de 91% e 95%, conforme indicado pelo fabricante.
- (4) O consumo do sistema de bombeamento de água para o eletrolisador, estimado em 46,67 W, foi incorporado ao consumo do eletrolisador, durante todo o tempo de operação deste. O consumo do sistema de pressurização de hidrogênio, estimado em 429 W, também foi incorporado ao consumo do eletrolisador, durante todo o tempo de operação deste.
- (5) Consumos dos equipamentos a vazio e em condição de espera, por serem muito pequenos, não foram incorporados a essa análise energética.

A Figura 5.7 mostra o resultado da simulação realizada para o mês de menor radiação solar, maio de 2008, e a Figura 5.8, da simulação realizada considerando-se a média anual de radiação solar. Nelas, as perdas nos condutores, conexões e quadros elétricos e os rendimentos são expressos na forma percentual, e cada um dos demais números representa o correspondente fluxo energético diário, em kWh/dia. As setas indicativas das perdas estão posicionadas para mostrar o local do fluxo energético em que elas foram matematicamente consideradas: sempre no ponto em que a energia é injetada na respectiva parte do sistema. Setas e números de mesma cor representam sentido e magnitude do fluxo energético diário naquele ponto do sistema. Números de mesma cor superpostos representam valores mínimo e máximo de energia naquele ponto. As células amarelas de conteúdo numérico, percentual ou não, destacam parâmetros obtidos a partir das discussões anteriores, que podem ser criteriosamente alterados para a realização de outras simulações; os demais números são calculados por essas planilhas ou importados de outras, com alteração automática.

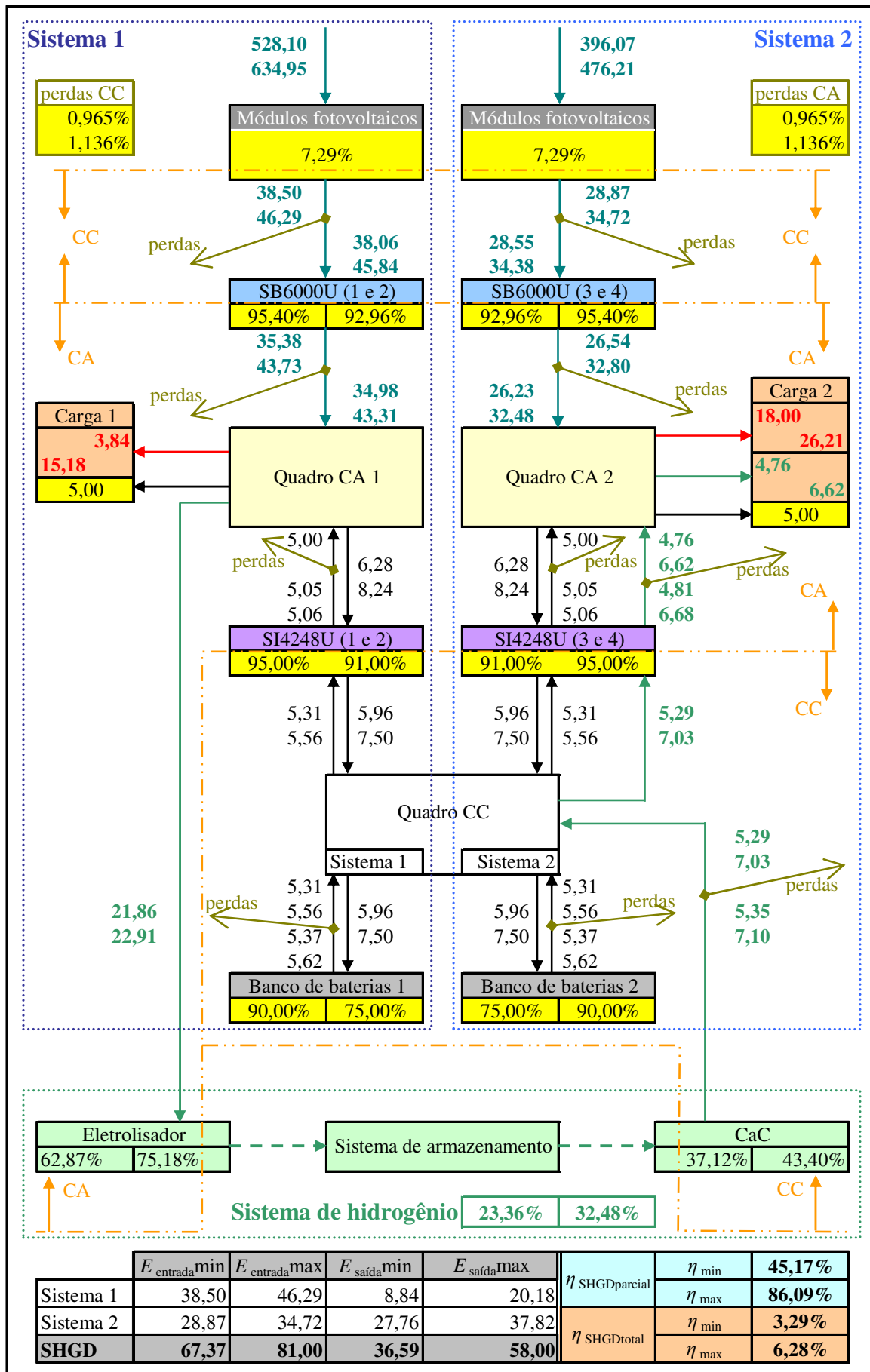


Figura 5.7 Simulação para o mês de menor radiação solar.

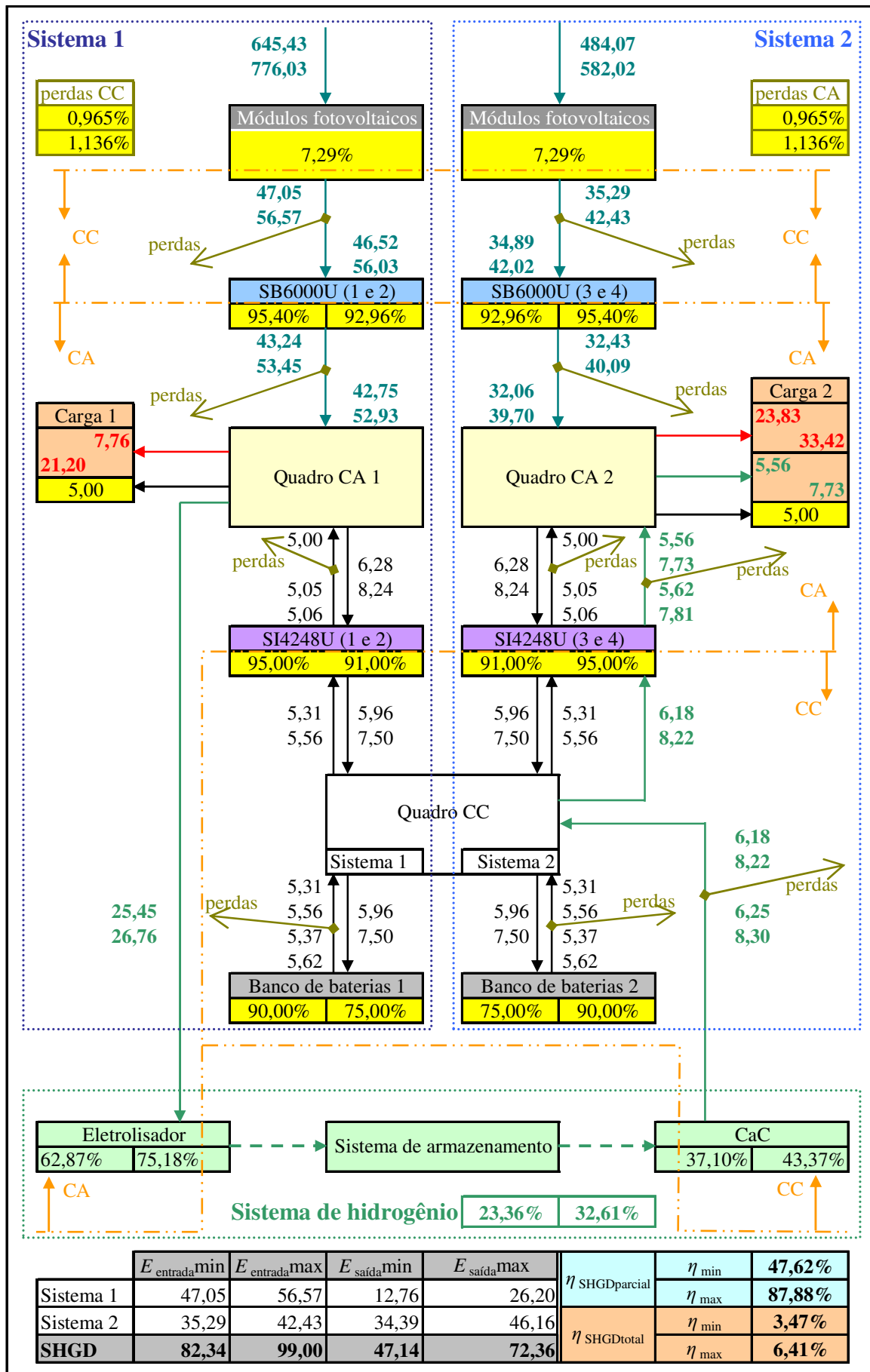


Figura 5.8 Simulação para a média anual de radiação solar.

A estratégia utilizada para essas simulações é descrita a seguir.

- (1) A partir das informações relativas às radiações incidentes mínima e máxima, do rendimento dos módulos fotovoltaicos, das perdas elétricas e da faixa de rendimentos dos SB6000Us, foram calculados os valores mínimo e máximo de energias disponíveis nos quadros CA. Em cada ponto do fluxo, o valor mínimo encontra-se acima do valor máximo.
- (2) Partindo da premissa de que cada banco de baterias deve suprir 5 kWh/dia às cargas, foi feito o cálculo de quanta energia seria necessário suprir a partir de cada quadro CA. Assim, para que cada quadro CA possa suprir 5 kWh/dia às cargas, esse quadro deve fornecer, para armazenamento nas baterias, de 6,28 kWh/dia a 8,24 kWh/dia. Os fluxos energéticos relativos às baterias estão representados por setas e números pretos.
- (3) Para cada caso, a energia necessária à alimentação do sistema de hidrogênio é retirada do Quadro CA 1. A energia elétrica produzida pelo sistema de hidrogênio é injetada na parte do Quadro CC relativa ao Sistema 2. Desse modo, foi calculada a faixa de valores de energia disponível à alimentação das cargas pelo sistema de hidrogênio, mostrada na cor verde, na Carga 2.
- (4) No Quadro CA 1, foi calculada a faixa de valores de energia disponível para a alimentação direta às cargas, mostrada na cor vermelha, na Carga 1: o valor mínimo é igual ao valor mínimo de energia que entra subtraído da máxima energia suprida às baterias e ao sistema de hidrogênio; o valor máximo é igual ao valor máximo de energia que entra subtraído da mínima energia suprida às baterias e ao sistema de hidrogênio. No Quadro CA 2, o cálculo da faixa de valores de energia disponível para a alimentação direta às cargas, mostrada na cor vermelha, na Carga 2, seguiu a mesma lógica da utilizada para o Quadro CA 1, mas, neste caso, sem a presença do eletrolisador.
- (5) Para o Sistema 1, foi calculada a faixa de valores de energia total de saída: o valor mínimo foi calculado pela soma do valor mínimo de energia para alimentação direta às cargas e do valor da energia disponível para a alimentação das cargas pelas baterias; o valor máximo foi calculado pela soma do valor máximo de energia disponível para alimentação direta às cargas e do valor da energia disponível para a alimentação das cargas pelas baterias. Para o Sistema 2, o cálculo da faixa de valores de energia total de saída seguiu a mesma lógica da utilizada para o Sistema 2, mas, neste caso, com a presença da CaC.

- (6) Foram calculados os rendimentos mínimo e máximo para o SHGD, sendo o rendimento mínimo igual ao quociente entre a mínima energia de saída e a máxima energia de entrada, e o rendimento máximo igual ao quociente entre a máxima energia de saída e a mínima energia de entrada. Considerou-se rendimento parcial aquele calculado a partir da geração fotovoltaica e rendimento total aquele calculado desde a incidência da radiação solar.

Conclui-se, então, que, no mês de menor radiação solar, a energia disponível para suprir as cargas do CPC pode variar de 36,59 kWh/dia a 58,00 kWh/dia. Para a carga constante de 5 kW, isso significa tempo de suprimento entre 7,32 h/dia e 11,60 h/dia. Quando se considera a radiação média anual, esse tempo de suprimento aumenta para a faixa de 9,43 h/dia a 14,47 h/dia. Sendo assim, a premissa de suprimento de carga de 5 kW por 13 h/dia é inatingível no mês de menor radiação solar, mas é possível na média anual. Seguindo esse raciocínio, podendo fornecer de 47,14 kWh/dia a 72,36 kWh/dia, o SHGD tem capacidade de geração média anual de 17.206,10 kWh/ano a 26.411,40 kWh/ano.

Na simulação para a média anual de radiação solar, verifica-se que o potencial de geração fotovoltaica está entre 82,34 kWh/dia e 99,00 kWh/dia, o que corresponde à faixa de 30.054,10 kWh/ano a 36.135,00 kWh/ano. Isso significa a possibilidade de atendimento à meta de geração fotovoltaica de 34.000 kWh/ano prevista originalmente.

Todavia, deve-se ressaltar que, em virtude do baixo rendimento do sistema de hidrogênio, a energia disponível por ele para a alimentação das cargas pode variar na faixa de 5,56 kWh/dia a 7,73 kWh/dia, considerando-se a média anual de radiação. Isso significa suprir carga de 5 kW durante intervalo possível de 1,11 h/dia a 1,55 h/dia, bem abaixo da premissa de suprimento de carga de 5 kW por 4 h/dia.

No caso da média anual de radiação, a disponibilidade energética para alimentação direta às cargas pode variar de $(7,76 \text{ kWh/dia} + 23,83 \text{ kWh/dia}) = 31,59 \text{ kWh/dia}$ a $(21,20 \text{ kWh/dia} + 33,42 \text{ kWh/dia}) = 54,62 \text{ kWh/dia}$, o que possibilita suprimento de carga de 5 kW de 6,32 h/dia a 10,92 h/dia. Então, para esse caso, tem-se a seguinte distribuição de possibilidades de alimentação de carga de 5 kW: (a) suprimento direto – 6,32 h/dia a 10,92 h/dia; (b) suprimento via sistema de hidrogênio – 1,11 h/dia a 1,55 h/dia; e (c) suprimento via baterias – 2 h/dia.

Como se vê, apesar da alta tecnologia envolvida, o sistema de hidrogênio não consegue realizar sequer o mesmo suprimento energético que os bancos de baterias realizam. Cada quadro CA fornece de 6,28 kWh/dia a 8,24 kWh/dia ao banco de baterias para que, posteriormente, possa alimentar carga de 5 kW durante 2 h. Então, o rendimento global da alimentação das cargas via bancos de baterias está entre $5 \text{ kWh}/8,24 \text{ kWh} \approx 60,68\%$ e $5 \text{ kWh}/6,28 \text{ kWh} \approx 79,62\%$. Desse modo, para que o desempenho do sistema de hidrogênio pudesse superar o desempenho dos bancos de baterias, o rendimento dele deveria ser de, no mínimo, 60,68%, bem superior ao máximo de 32,61% indicado na Figura 5.8.

Um fator importante na limitação da geração de energia elétrica pelo sistema de hidrogênio é o alto consumo do conjunto formado pelo eletrolisador, pelo sistema de bombeamento de água e pelo sistema de pressurização de hidrogênio em comparação à energia que pode ser fornecida pelos módulos fotovoltaicos do Sistema 1: para haver produção de hidrogênio, não é suficiente que haja radiação solar; é necessário que a energia disponível seja superior à demanda mínima do conjunto descrito anteriormente. Essa condição agrava a intermitência da radiação solar, tornando o sistema de hidrogênio menos disponível.

Uma forma de aumentar a produção de hidrogênio seria a de incrementar a produção de energia pelos módulos fotovoltaicos. No caso desse SHGD, a existência dos Sistemas 1 e 2 em vez de um único sistema reduz a disponibilidade energética para o sistema de hidrogênio. Então, foi investigado o comportamento de configuração desse SHGD em nova topologia⁵⁸: (a) todos os módulos fotovoltaicos estariam em paralelo; (b) os quatro SB6000Us estariam em paralelo; (c) os dois pares de SI4248Us estariam em paralelo ou apenas um dos pares seria utilizado; (d) haveria apenas um Quadro CA; (e) no Quadro CC, haveria apenas um barramento CC; e (f) os dois bancos de baterias estariam em paralelo.

Com essas premissas, foi construída nova planilha eletrônica e foram realizadas simulações para verificar o desempenho dessa nova configuração, em sistema único, mantendo, no que foi possível, a mesma estrutura gráfica e a mesma estratégia de simulação descritas

⁵⁸ As alterações citadas aqui são possíveis na prática, sem custo adicional relevante, pois não haveria a necessidade de aquisição de novos equipamentos. A única exceção a isso refere-se aos SI4248Us: o fabricante não deu certeza do funcionamento dessa nova configuração com apenas um par de SI4248Us em virtude da potência bem maior dos SB6000Us, mas descartou a possibilidade de conexão em paralelo dos dois pares de SI4248Us; nesse caso, a versão mais atual desse equipamento já permite a conexão em paralelo de diversas unidades, atributo que resolveria o problema da compatibilidade de potências.

anteriormente. A Figura 5.9 mostra o resultado da simulação realizada para o mês de menor radiação solar, e a Figura 5.10, da simulação realizada considerando-se a média anual de radiação.

Como era de se esperar, os resultados energéticos do sistema para a média anual de radiação são superiores aos obtidos no mês de menor radiação solar, inclusive quanto aos rendimentos do SHGD. Quando se comparam as simulações das Figuras 5.8 e 5.10, verifica-se que os fluxos energéticos até o(s) Quadro(s) CA e os fluxos energéticos relativos aos bancos de baterias são perfeitamente compatíveis entre si: há diferenças nos fluxos energéticos do sistema de hidrogênio e de suprimento direto às cargas. Na simulação de sistema único, em virtude da maior disponibilidade de energia elétrica para a alimentação do sistema de hidrogênio, tem-se maior consumo por parte deste, de 32,79 kWh/dia a 36,49 kWh/dia, o que significou aumento de 28,84% a 36,36% com relação ao consumo original; quanto à energia elétrica gerada pelo sistema de hidrogênio, houve aumento de 28,31% a 36,00%. Isso comprova a expectativa de que, com maior disponibilidade de energia elétrica, o sistema de hidrogênio opera por mais tempo, consome mais energia elétrica e, também, gera mais energia elétrica. Adicionalmente, fica claro que, com a mesma quantidade de energia elétrica disponível para o(s) Quadro(s) CA e o mesmo fluxo de energia relativo às baterias, o sistema único, por apresentar maior consumo pelo sistema de hidrogênio, que tem baixo rendimento, possui menor capacidade para suprimento direto às cargas e, no total, disponibiliza menos energia elétrica que a configuração original, apresentando rendimento de 6,25% a 7,81% menor. A comparação das simulações apresentadas nas Figuras 5.7 e 5.9, para o mês de menor radiação, pode ser feita de modo análogo e apresenta resultados similares.

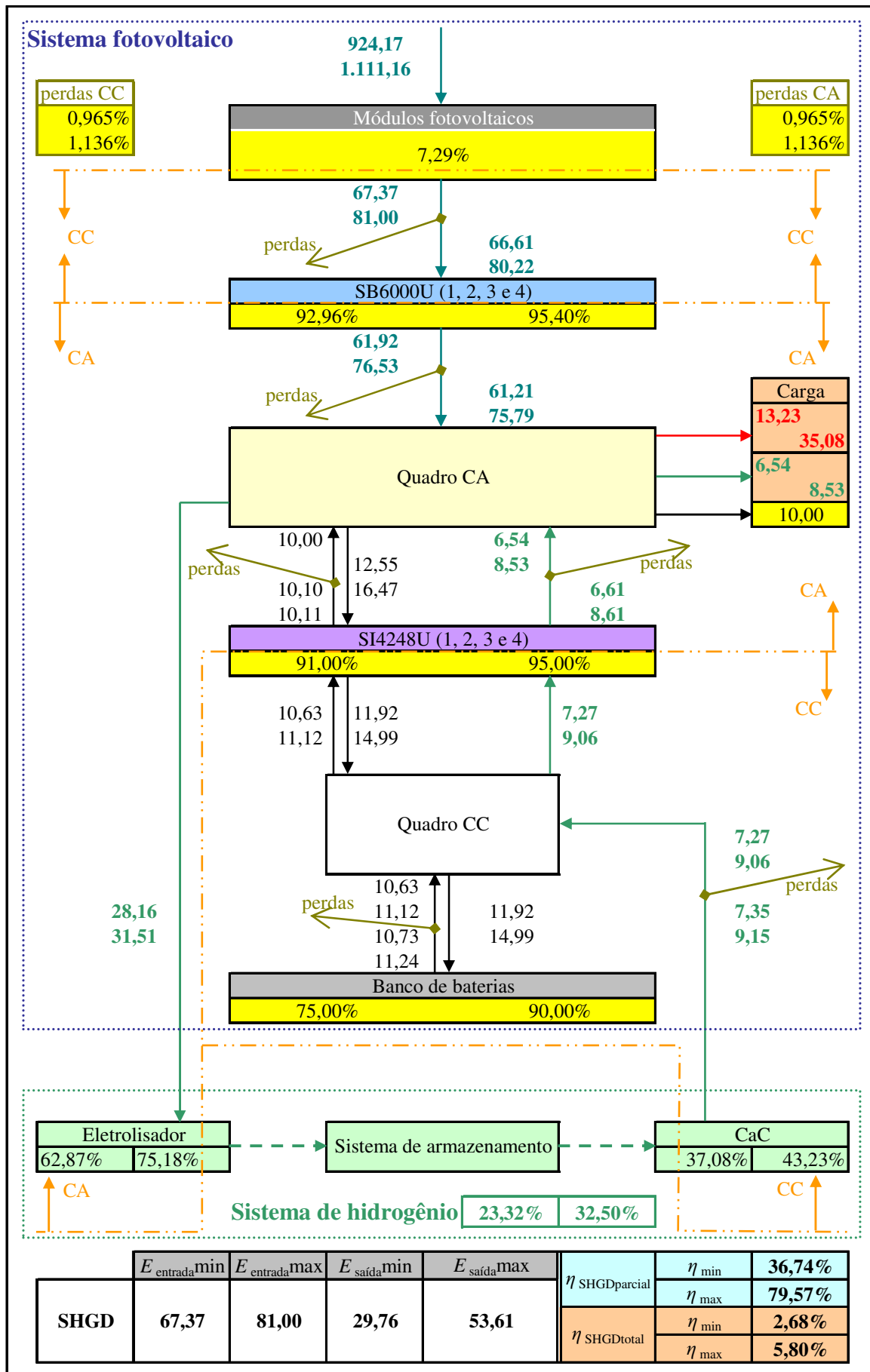


Figura 5.9 Simulação de sistema único para o mês de menor radiação solar.

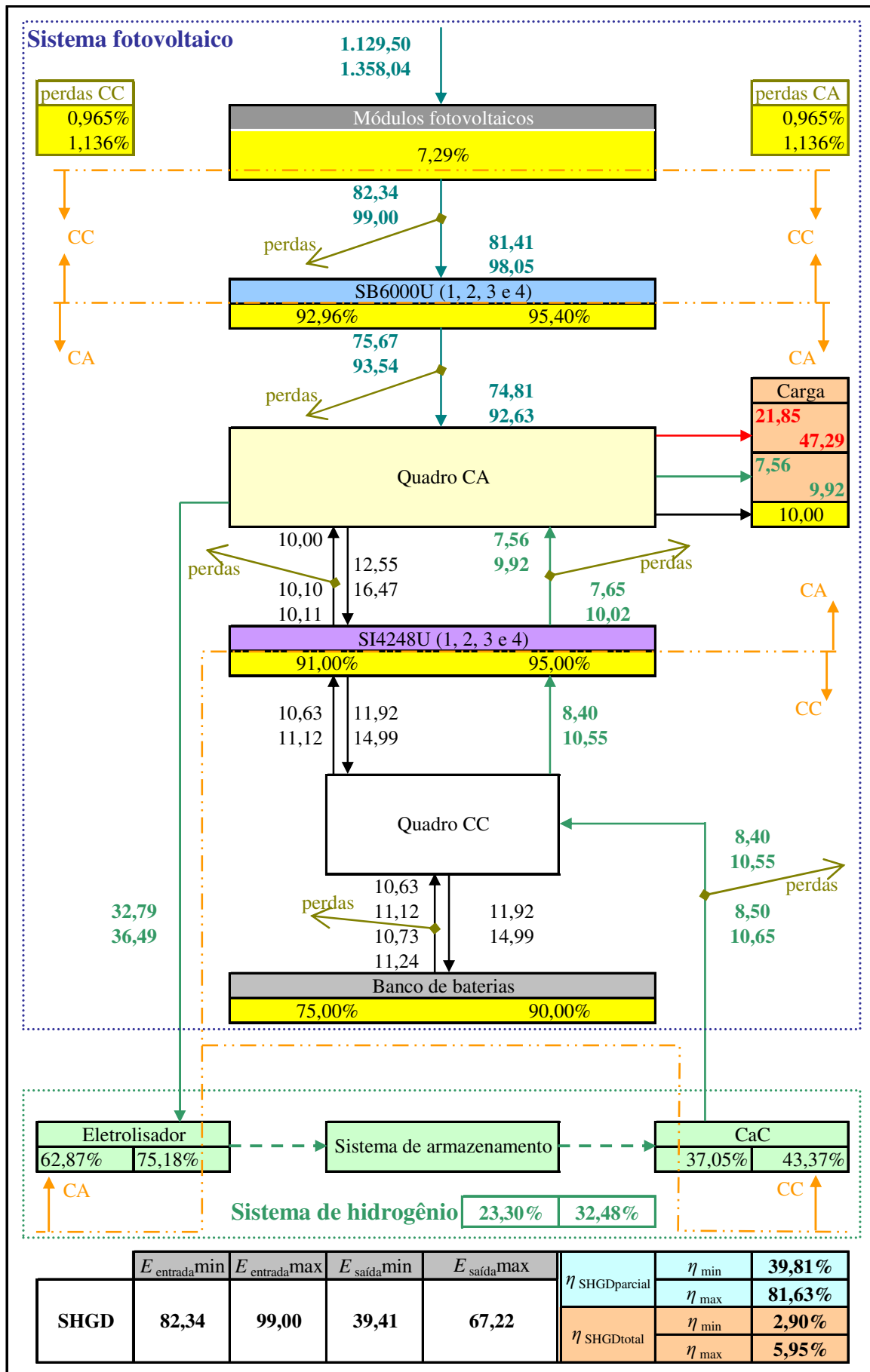


Figura 5.10 Simulação de sistema único para a média anual de radiação solar.

O desempenho energético menos eficiente apresentado pelo sistema único não caracteriza um paradoxo: o sistema único foi idealizado para aumentar a disponibilidade de energia elétrica para o sistema de hidrogênio, que é um dos meios de armazenamento de energia para os momentos de radiação solar insuficiente, sendo claro que nenhum sistema de armazenamento será mais eficiente que o suprimento direto às cargas, que demanda menos conversões de energia elétrica em forma não-elétrica e posterior retorno à forma elétrica. Então, conclui-se que, quanto maior for o armazenamento de energia para uso posterior, menor será a eficiência global do sistema. Sabendo que o rendimento do armazenamento nas baterias é maior que o do realizado no sistema de hidrogênio, quanto mais se armazena energia na forma de hidrogênio em detrimento do armazenamento nas baterias, menor será o rendimento global do sistema.

A decisão acerca de qual topologia definitiva deve ser utilizada, a original com dois sistemas ou a de sistema único, deve ser postergada para a verificação do perfil real da futura carga do CPC. Caso a carga do CPC apresente-se com baixa demanda noturna, a necessidade de armazenamento torna-se inferior à esperada originalmente, viabilizando a utilização do sistema atual. Por outro lado, caso a carga do CPC configure-se com demanda noturna mais elevada, a necessidade de armazenamento atual pode não ser suficiente para atendê-la, tornando necessário implementar a topologia de sistema único, com sacrifício do rendimento global do sistema. Todavia, parece importante ressaltar que, na configuração original, será melhor para o SHGD que o Sistema 1 alimente apenas cargas elétricas de utilização noturna, com consumo não-superior a 5 kWh/dia, a ser suprido pela energia armazenada nas baterias, e que o Sistema 2 alimente o restante das cargas, sendo que, no período noturno, elas devem apresentar consumo limitado a 10,56 kWh/dia a 12,73 kWh/dia, conforme mostra a Figura 5.8.

Deve-se ressaltar que, em qualquer caso, é extremamente benéfico à eficiência global do processo, adequar, no que for possível, a demanda por energia às possibilidades operativas do sistema, situação viável por se tratar de consumidor isolado e diretamente interessado no desempenho do SHGD. Nessa situação, estaria sendo praticado o conceito de recursos distribuídos referido no Capítulo 2.

As simulações descritas até aqui têm a qualidade de permitir a análise do desempenho global do SHGD e dos componentes individuais em diversas situações operativas,

reconhecendo que não é possível, diante das várias possibilidades e considerações necessárias, garantir que desempenho o SHGD terá em cada um dos inúmeros pontos possíveis de operação. Sendo assim, elas aplicam-se à análise das faixas operativas, indicando limites mínimos e máximos, conforme mostrado nas Figuras 5.7, 5.8, 5.9 e 5.10.

Não havendo análise determinística possível a ser feita, torna-se necessário o desenvolvimento de ferramenta que permita análise probabilística, dando às variações propostas originalmente o caráter de incertezas a serem consideradas. A obtenção de resultados neste contexto pode ser denominada análise técnica considerando incertezas e será explicada a seguir.

A metodologia utilizada para a incorporação de incertezas na análise técnica aqui realizada consistiu em transformar todas as grandezas que apresentavam faixas de valores nas simulações anteriores em grandezas de variação aleatória. Para receber essa idéia, foi escolhido apenas um dos quatro cenários utilizados anteriormente: a topologia original com dois sistemas considerando a média anual de radiação. Esse cenário foi o escolhido por ser o mais relevante para o SHGD do CPC, pois se trata da atual configuração do SHGD sob a ótica do desempenho médio anual.

Desse modo, a planilha que originou a simulação mostrada na Figura 5.8 sofreu alterações para contemplar as novas premissas descritas a seguir.

- (1) Os valores mínimo e máximo de energia incidente nos módulos fotovoltaicos, de perdas CC e CA, de rendimento dos SB6000Us, de rendimento dos SI4248Us, de rendimento dos bancos de baterias, de energia elétrica consumida pelo sistema de hidrogênio e de energia elétrica fornecida pelo sistema de hidrogênio foram transformados valores aleatórios entre os respectivos valores-limite.
- (2) Tendo em vista as possíveis diferenças operativas entre os Sistemas 1 e 2, considerou-se que os SI4248Us e os bancos de baterias podem ter rendimentos diferentes nesses dois sistemas. A mesma consideração foi feita para as perdas CC e CA. No caso dos SB6000Us, por causa da pequena variação de rendimento e da similaridade de operação para as unidades dos dois sistemas, considerou-se que todas as quatro unidades têm rendimentos iguais.

- (3) Tendo em vista que a modelagem aqui realizada prevê variação da energia incidente, considerou-se que o rendimento dos módulos fotovoltaicos é parâmetro importante, mas sem variação nesta simulação.
- (4) Os valores aleatórios citados anteriormente são gerados pela planilha Excel[®], por meio da função “ALEATÓRIOENTRE(x;y)”, que gera um número aleatório entre os limites x e y .
- (5) Os valores mínimo e máximo de rendimentos, perdas e energias antes calculados foram substituídos por um valor único, calculado a partir dos valores aleatórios gerados.

A planilha resultante dessas alterações é mostrada na Figura 5.11. Nela, as células vermelhas de conteúdo numérico branco representam grandezas geradas aleatoriamente pela planilha: vê-se que há vinte valores aleatórios, incluindo as perdas CC e CA. Os valores numéricos apresentados significam apenas um momento de uma das simulações realizadas, explicadas a seguir.

Para a utilização dessa planilha para simular o desempenho energético do SHGD com variação aleatória das grandezas mencionadas, foram criadas duas “Macros” na planilha. Uma delas realiza a simulação: (a) atribui um valor aleatório para cada grandeza assim definida; (b) realiza os cálculos programados na planilha em função dos valores aleatórios atribuídos; (c) grava as grandezas de interesse em locais predefinidos da planilha; e (d) repete os procedimentos (a), (b) e (c) quantas vezes forem os casos a serem simulados, gerando colunas de valores numéricos de grandezas na ordem aleatória em que foram gerados. A outra, realiza a organização das informações obtidas para utilização: (a) faz cópia das informações geradas em outras colunas predefinidas para a manutenção das originais; e (b) faz ordenação crescente dos valores em cada coluna de interesse. A partir daí, é feita programação normal na planilha para se obter o resultado desejado em tabelas ou gráficos.

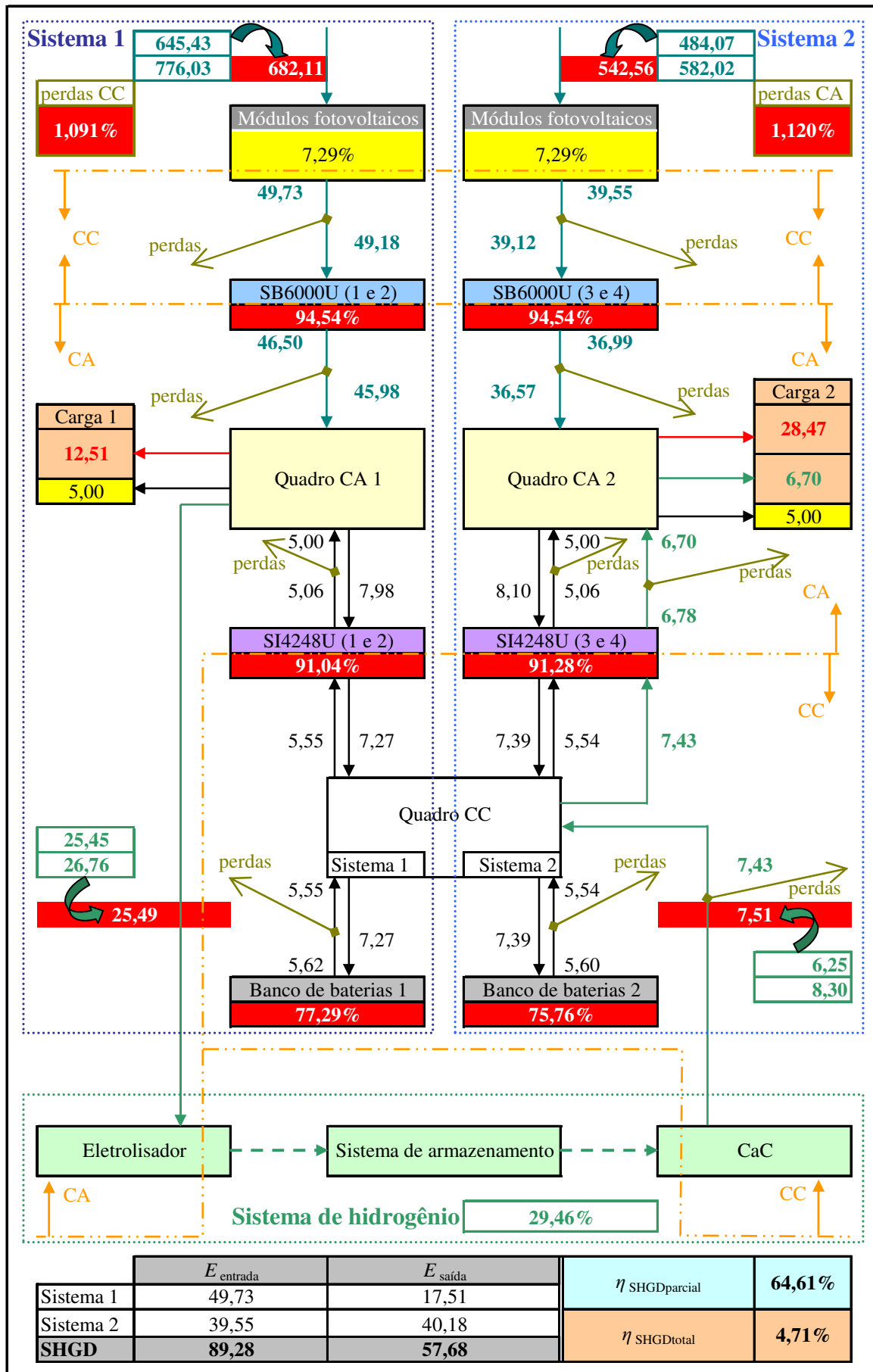


Figura 5.11 Simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar.

Essa estratégia de simulação apresenta melhores resultados quanto maior for o número de casos simulados, pois, com número pequeno de casos, a variação aleatória das grandezas pode gerar resultados inexpressivos do ponto de vista estatístico, sem que haja meios para que se percebam as distorções dos resultados. A literatura especializada da área não indica um número certo de casos a ser repetido em cada situação: algumas referências utilizaram 500 casos com bons resultados, como, por exemplo, Veronese (2004); outras utilizaram 1.000 casos, como, por exemplo, Castro (2004). Em Castro (2004), encontram-se argumentos relevantes para considerar-se que não há a necessidade da utilização de número de repetições superior a 1.000.

Entretanto, considerando a quantidade de variáveis aleatórias do sistema em tela, foram realizadas simulações com 500, 1.000 e 1.500 casos, tendo-se verificado que, para as grandezas de maior interesse, ainda havia grande variação. Então, o número de casos foi incrementado para 2.000, aumentando o custo computacional, mas gerando resultados mais adequados.

Na verificação citada anteriormente, foram realizadas dez simulações de 2.000 casos cada uma, com atenção especial às grandezas de maior interesse nesse caso: energia total de entrada — que é a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos —, energia total de saída, rendimento parcial e tempo de suprimento diário de carga constante de 5 kW. Para cada simulação de 2.000 casos, foram calculados os valores médios dessas grandezas, que geraram as informações mostradas na Tabela 5.12, em que todos os valores apresentados foram obtidos a partir dos dez valores médios das grandezas obtidos nas simulações.

Tabela 5.12 *Resultados de dez simulações com 2.000 casos cada uma.*

Grandeza	E_{entrada} (em kWh/ano)	$E_{\text{saída}}$ (em kWh/ano)	Rendimento parcial (em %)	Tempo de suprimento de carga de 5 kW (em h/dia)
Média	33.105,30	21.811,33	65,85	11,95
Desvio-padrão	17,82	41,64	0,03	0,01
Mínimo	33.082,24	21.754,44	65,80	10,03
Máximo	33.135,60	21.882,68	65,91	13,86

Conforme pode ser visto, com os 2.000 casos, os valores médios das grandezas nas dez simulações apresentaram variações bastante pequenas, com desvios-padrão muito

inferiores às respectivas médias. Com isso, concluiu-se pela aceitação da metodologia, e uma nova simulação foi realizada com o objetivo de registrarem-se os dados. A partir desses registros, foram gerados os Gráficos 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4.

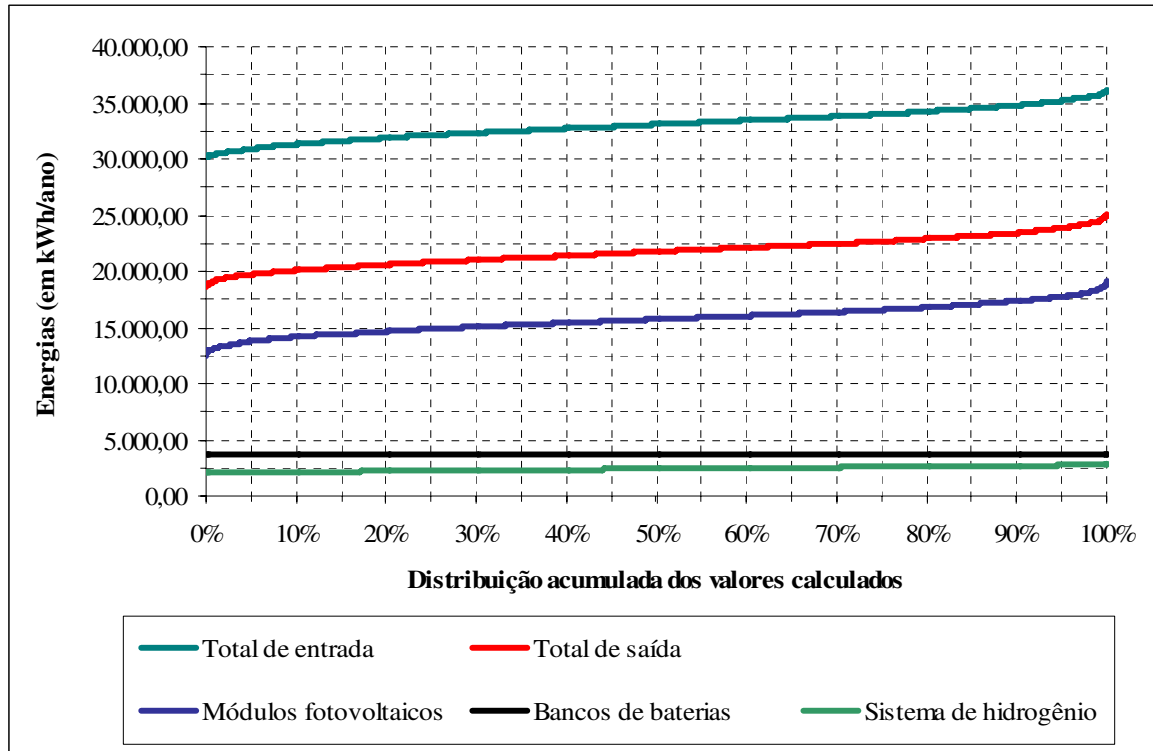


Gráfico 5.1 *Energias obtidas na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar.*

No Gráfico 5.1, o total de entrada refere-se à energia total gerada pelos módulos fotovoltaicos, o total de saída refere-se à energia elétrica total suprida às cargas e as energias relativas aos módulos fotovoltaicos, aos bancos de baterias e ao sistema de hidrogênio dizem respeito às quantidades de energia elétrica que cada um deles supre às cargas. Esse gráfico mostra o desempenho energético ruim do sistema de hidrogênio, que, na previsão original, deveria ser superior ao dos bancos de baterias. Ele mostra também que a maior parte da energia elétrica gerada tem como destino o suprimento direto às cargas, sem armazenamento.

Nessa simulação, o valor médio da energia total de entrada foi igual a 33.062,84 kWh/ano, o valor médio da energia total de saída foi igual a 21.757,68 kWh/ano, e o valor médio do rendimento parcial foi igual a 65,94%. Ademais, análise mais minuciosa dos resultados mostra que a energia total gerada pelos módulos fotovoltaicos superou os 34.000 kWh/ano

em 25,05% dos casos, indicando boa probabilidade de ocorrência, e a energia total suprida às cargas elétricas superou a meta de 23.725 kWh/ano ($365 \text{ dias} \times 13 \text{ h/dia} \times 5 \text{ kW}$) em 6,20% dos casos, o que indica baixa probabilidade de atendimento à meta. No caso da energia total gerada pelos módulos fotovoltaicos, há a probabilidade de 95% de ocorrência de valores superiores a 30.898,06 kWh/ano. Para a energia total suprida às cargas elétricas, há a probabilidade de 95% de ocorrência de valores superiores a 19.729,30 kWh/ano.

O Gráfico 5.2 mostra as parcelas de energia fornecida à carga, informadas pelo Gráfico 5.1, acumuladas para a obtenção da energia total de saída do SHGD.

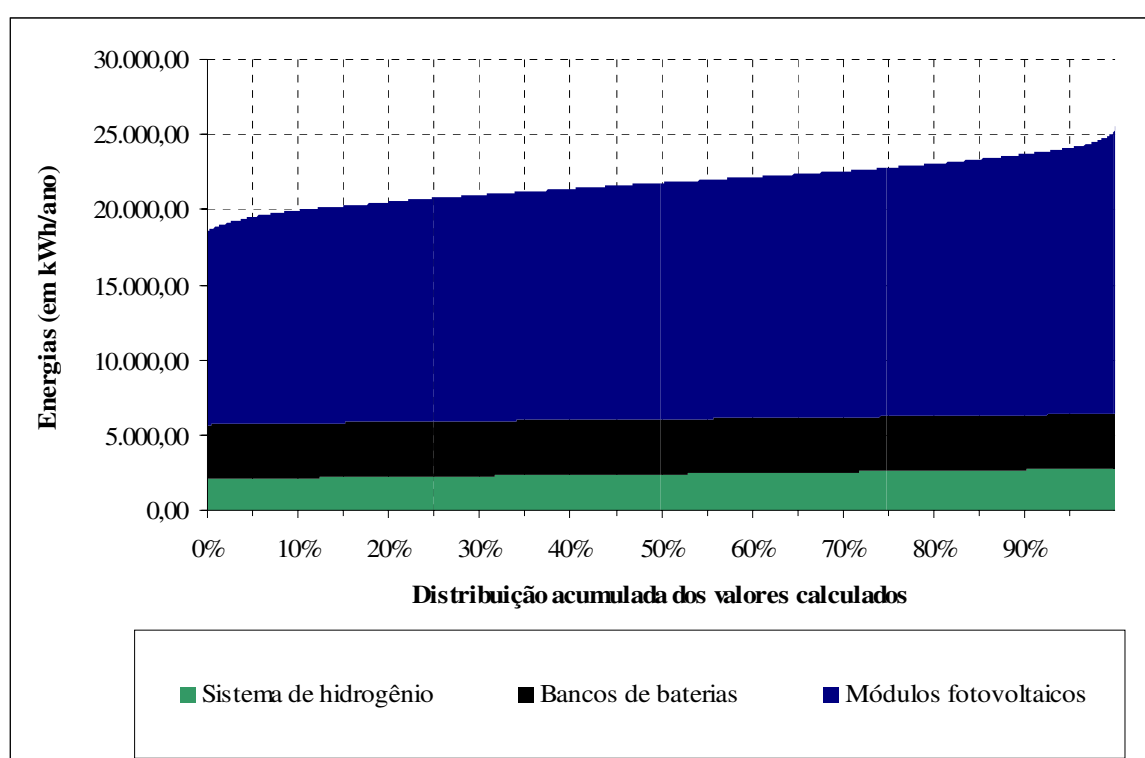


Gráfico 5.2 *Energia total de saída do SHGD, decomposta nas parcelas constituintes, obtidas na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar.*

O Gráfico 5.3 mostra os tempos de suprimento do sistema como um todo, do fornecimento direto de energia às cargas e do sistema de hidrogênio às cargas, considerando carga de 5 kW. Verifica-se que, de fato, o sistema de hidrogênio não poderá suprir carga de 5 kW durante 4 h/dia, conforme planejado originalmente, apenas poderá fazê-lo pelo tempo médio de 1,32 h/dia. O SHGD consegue suprir carga de 5 kW pelo tempo médio de

11,92 h/dia; esse tempo é superior à meta original de 13 h/dia em 6,20% dos casos, havendo a probabilidade de 95% de ocorrência de valores superiores a 10,81 h/dia.

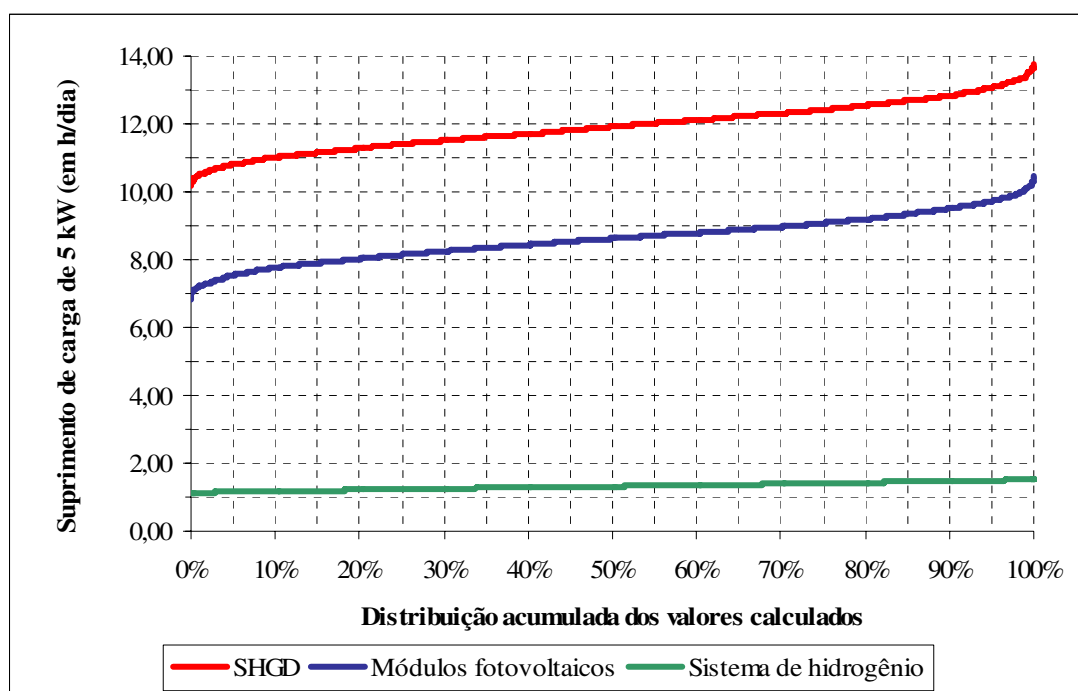


Gráfico 5.3 *Tempos de suprimento obtidos na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar.*

O Gráfico 5.4 mostra o rendimento parcial do SHGD na simulação. Tendo em vista que não há uma meta de rendimento a ser confrontada, não há comparações a serem feitas neste caso. Porém, verifica-se que o rendimento é superior a 66% em 50% dos casos e supera os 68% em cerca de 10% dos casos. Ele apresentou valor médio de 65,94% e probabilidade de 95% de ocorrência de valores superiores a 63,28%.

Considerando-se que o SHGD realiza conversões de energia que envolvem energia elétrica e energia química, havendo, ainda, transporte de gás e de líquido em tubulações, o rendimento médio de 65,84% não pode ser considerado extremamente baixo.

A simples análise gráfica da Figura 5.11 permite a conclusão de que o ponto de maior restrição de transferência energética é o conjunto de módulos fotovoltaicos. Em termos práticos, a variação do rendimento dos módulos não faz sentido, pois o sistema está instalado e todos os componentes do SHGD foram dimensionados para determinado fluxo energético, que não pode ser aumentado em demasia para não provocar sobrecarga. Porém,

foi realizada uma simulação, desvinculada das consequências práticas e sem preocupação com alteração do regime de operação do sistema de hidrogênio, para a simples verificação da sensibilidade do SHGD a variações no rendimento dos módulos. Com a alteração do rendimento dos módulos de 7,29% para 8,29% — aumento de 13,72% em relação ao valor original de 7,29%: (a) foi obtido valor médio da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos igual a 37.660,37 kWh/ano, com mínimo de 34.234,77 kWh/ano, implicando probabilidade de 100% de atendimento à meta de geração fotovoltaica de 34.000 kWh/ano; (b) foi obtido valor médio da energia total suprida às cargas pelo SHGD igual a 26.002,08 kWh/ano, com probabilidade de 94,7% de atendimento à meta de 23.725 kWh/ano; e (c) foi obtido o valor de rendimento parcial médio de 69,06%, mais de 3% acima do obtido no caso anterior.

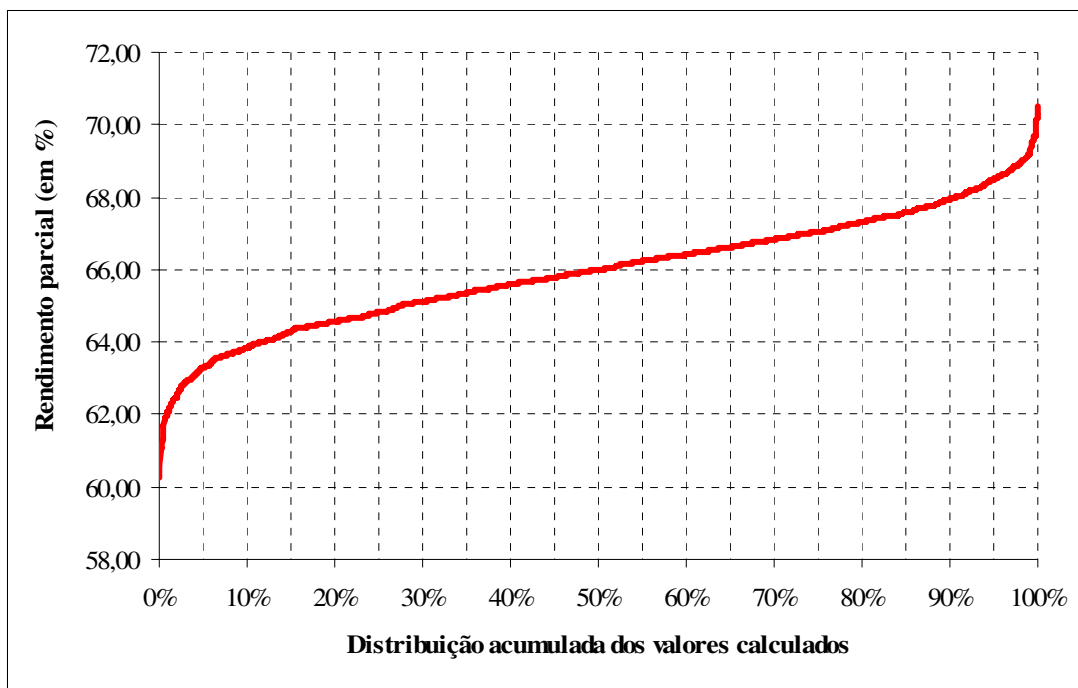


Gráfico 5.4 *Rendimento parcial obtido na simulação com variáveis aleatórias para a média anual de radiação solar.*

Os SB6000Us também têm importância energética muito grande porque toda a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é convertida por eles. Por isso, foram realizadas simulações para a verificação da sensibilidade do SHGD a variações no rendimento desses equipamentos, sem preocupação com alteração do regime de operação do sistema de hidrogênio. Em uma primeira simulação, os valores mínimo e máximo do rendimento dos equipamentos foram multiplicados por 1,01, em uma segunda simulação, por 1,02,

caracterizando, respectivamente, aumentos de 1% e de 2% com relação aos valores originais. Tendo em vista as pequenas variações introduzidas, não foram encontradas variações significativas na maioria das grandezas monitoradas. Porém, cabe destacar o seguinte: (a) o atendimento à meta de suprimento de 23.725 kWh/ano às cargas aumentou de 6,20% dos casos, com os rendimentos originais, para 9,60%, com o fator 1,01, e para 16,20%, com o fator 1,02, indicando grande relevância do rendimento dos SB6000Us para essa meta; e (b) o rendimento parcial médio passou de 65,94%, com os rendimentos originais, para 66,79%, com o fator de 1,01, e para 67,72%, com o fator de 1,02.

Não foram realizadas simulações com vistas à análise de sensibilidade do SHGD com relação a outras grandezas pelo fato de que elas apresentariam resultados pouco expressivos, contribuindo muito pouco para o entendimento da operação desse SHGD.

5.2.2.3 Qualidade da energia elétrica

No subitem 4.2.3, foram apresentados os resultados da monitoração da qualidade da energia elétrica realizada no CPC, ainda sob a exclusiva alimentação do GMG a diesel, com relação aos seguintes tópicos de interesse: (a) frequência; (b) potência; (c) tensão; (d) corrente; (e) distorção harmônica; (f) cintilação luminosa; e (g) substituição das lâmpadas incandescentes.

Como parte do ensaio realizado no mês de abril de 2008, descrito neste capítulo, algumas medições foram realizadas para a comparação, nos aspectos possíveis, com a situação original. Deve-se, contudo, ser lembrado que esse ensaio teve como objetivo medir grandezas que permitissem a avaliação dos rendimentos dos equipamentos constituintes do SHGD, não tendo sido realizado nenhum procedimento específico para a adequada monitoração da qualidade da energia elétrica produzida por esse sistema. Não obstante, as medições realizadas no ensaio permitem conclusões importantes, mostradas a seguir, que não eliminam a necessidade de se realizarem campanhas de medição específicas para a verificação da qualidade da energia elétrica disponibilizada às cargas do CPC após o início da operação definitiva do SHGD.

(a) Freqüência

A monitoração realizada detectou que o GMG não conseguia controlar adequadamente a freqüência, que variou de 52,9827 Hz a 70,8215 Hz, com média de 65,2482 Hz e 95% das leituras abaixo de 69,8500 Hz. No ensaio recente, as 303 informações de freqüência obtidas dos SB6000Us e SI4248Us, medidas com defasagem irregular de tempo, indicaram que, para cada um desses equipamentos, a freqüência teve valor mínimo igual a 56,99 Hz e valor máximo igual a 61,96 Hz. Isso permite concluir que o SHGD possui resposta de freqüência muito mais estável para oscilações de carga que o GMG a diesel, o que caracteriza vantagem técnica para o SHGD. Todavia, essa faixa de freqüência é ampla o suficiente para justificar futuro monitoramento adequado dessa grandeza elétrica com vistas a uma avaliação mais precisa.

(b) Potência

A monitoração verificou que o GMG operava com potência inferior à potência nominal e com grande desequilíbrio de cargas entre as três fases. A partir das informações obtidas no ensaio recente, não há comparações a serem feitas, pois o ensaio foi realizado com carga-teste. Ademais, a análise de desequilíbrio de cargas entre fases não se aplica ao SHGD, que é monofásico.

(c) Tensão

(c.1) Valor eficaz

A monitoração realizada no antigo quadro elétrico do CPC, bem próximo às cargas, verificou grandes variações do valor eficaz das tensões de fase e de linha, que variaram de 81,95% a 127,63% do respectivo valor nominal, com grande incidência de tensões bem superiores aos respectivos valores nominais: para as tensões de fase, o mínimo valor eficaz médio foi de 232,1416 V, e o máximo, de 246,5810 V. No ensaio recente, as 347 informações de valor eficaz de tensão obtidas dos SB6000Us e SI4248Us, medidas com defasagem irregular de tempo, indicaram que: (a) para cada um dos SB6000Us, a tensão variou de 226,7 V a 233,7 V, com maioria dos valores entre 230 V e 231 V; (b) para o conjunto de dois SI4248Us em série, a tensão variou de 228 V a 231 V. Isso permite

concluir que o SHGD supre energia com tensões mais adequadas ao padrão nominal de 220 V_{CA}, pois, apesar de gerar valores próximos aos gerados pelo GMG, trata-se de tensões medidas no galpão em que ele está instalado, que se localiza a mais de 60 m do centro de carga do CPC.

(c.2) Desequilíbrio

A monitoração realizada verificou que o GMG operava com elevados níveis de desequilíbrio de tensão. A partir das informações obtidas no ensaio recente, não há comparações a serem feitas, pois a análise de desequilíbrio de tensão não se aplica ao SHGD, que é monofásico.

(d) Corrente

A monitoração realizada verificou que o GMG operava com correntes inferiores à nominal e com grande desequilíbrio de cargas entre as três fases. A partir das informações obtidas no ensaio recente, não há comparações a serem feitas, pois o ensaio foi realizado com carga-teste. Ademais, a análise de desequilíbrio de cargas entre fases não se aplica ao SHGD, que é monofásico.

(e) Distorção harmônica

A monitoração realizada verificou que havia grandes distorções nas formas de onda das tensões, com presença de quase todas as ordens harmônicas e distorção harmônica total de tensão na faixa de 10% a 25%. No ensaio recente, as cinco medições de grandezas harmônicas, realizadas com defasagem irregular de tempo, indicaram distorção harmônica total de tensão máxima de 5,8%.

(f) Cintilação luminosa

O ensaio recente não englobou procedimentos que pudessem gerar informações relativas a esse tópico de interesse a serem comparadas com as da monitoração realizada.

(g) Substituição das lâmpadas incandescentes

O ensaio recente não englobou procedimentos que pudessem gerar informações relativas a esse tópico de interesse a serem comparadas com as da monitoração realizada.

5.2.2.4 Consecução de objetivos e resultados previstos no Projeto CPC

Os objetivos e principais resultados previstos no Projeto CPC foram mostrados no subitem 4.3.1.1. Com base nas discussões realizadas até aqui, pode-se concluir que os objetivos e resultados de caráter técnico foram parcialmente atendidos; já os de caráter sócio-econômico somente serão alcançados após o início da operação definitiva do SHGD.

O objetivo geral de implantação “de projeto demonstrativo inovador de sistema de geração de energia elétrica não-conectado à rede básica do sistema interligado de transmissão de energia elétrica, a partir de fontes sustentáveis, para o atendimento de demanda de uma localidade na Amazônia Legal brasileira, bem como a difusão de conhecimentos, mediante processo sustentável e participativo, levando às comunidades da região informações sobre oportunidades de ampliação de renda a partir da disponibilidade de energia elétrica”, foi parcialmente cumprido, pois o sistema está quase totalmente implantado, e tem todas as condições de pleno cumprimento, que dependem apenas de adequadas ações futuras.

Dos objetivos específicos, o único parcialmente atingido foi o de demonstrar “a aplicação de tecnologias de geração de energia renovável de forma sustentável, utilizando fontes primárias locais de energia com base em sistemas híbridos”. Porém, com a operação definitiva do SHGD, ele estará plenamente cumprido. Os demais objetivos específicos são de caráter social e(ou) econômico.

Conforme o subitem 4.3.1.1, os resultados esperados incluem:

- (1) Conhecimento aprofundado do comportamento de fontes alternativas para a alimentação de sistemas elétricos isolados, ou conectados à rede, incluindo o rendimento de cada fonte do sistema híbrido operando na região Norte do Brasil.
- (2) Tomada de decisões e capacitação no dimensionamento adequado de sistemas elétricos por meio de modelagem e validação de fontes alternativas e seus equipamentos em programas computacionais.

- (3) Conhecimento da qualidade da energia em sistemas isolados alimentados por fontes alternativas, incluindo os aspectos de distorções harmônicas, afundamentos de tensão, flutuações de tensão e desequilíbrios.
- (4) Validação de métodos de redução de custos operacionais de sistemas fotovoltaicos tradicionais ou híbridos pela avaliação de longo termo, ao mesmo tempo em que se têm mapeadas as condições de uso e manutenção.
- (5) Transferência de conhecimentos estrangeiros de produção e armazenamento de energia utilizando hidrogênio. Tal transferência será realizada por meio de treinamentos específicos dados pelos fabricantes a profissionais envolvidos na execução do projeto. A possibilidade de replicação da tecnologia envolve pesquisas em diferentes áreas, que, com certeza, serão estimuladas pela existência local do projeto-piloto.
- (6) Conhecimento da viabilidade econômico-financeira do sistema híbrido implantado e suas possíveis variáveis, mediante o acompanhamento e a análise dos pesquisadores da UFT, da ETFTO e da UnB.
- (7) Ampliação do conhecimento das variáveis ambientais e meteorológicas do sudoeste do estado do Tocantins, na região da Ilha do Bananal.
- (8) Desenvolvimento do conhecimento legal, social, econômico e ambiental sobre as dificuldades, e formas de superá-las, para se implantarem sistemas auto-sustentados em áreas isoladas ou reservas indígenas.
- (9) Coleta e avaliação de dados práticos para a elaboração de teses, dissertações e monografias sobre possíveis fontes para produção de energia e sua viabilidade quanto à eficiência técnica, econômica e social em uma unidade-piloto constituída por tecnologias ainda não-provadas em uma área da Amazônia Legal de difícil acesso.

Desses resultados esperados, com exceção do resultado (4), todos estão parcialmente atendidos e têm condições de pleno atendimento. O resultado (4) apenas poderá ser atendido após a observação, por tempo adequado, da operação definitiva do SHGD.

As metas de desempenho previstas para o SHGD, já apresentadas anteriormente, são as seguintes:

- (1) Geração de 34.000 kWh/ano pelos módulos fotovoltaicos.

- (2) Suprimento de carga média de 5,00 kW, limitada pela potência nominal da CaC, durante 13 horas por dia.
- (3) Suprimento de carga de 5 kW durante 4 h/dia pela CaC.
- (4) Suprimento de carga de 5 kW durante 2 h/dia pelos bancos de baterias.
- (5) Suprimento de carga de 5 kW durante 7 h/dia diretamente a partir dos módulos fotovoltaicos, como decorrência das metas (2), (3) e (4).

A simulação que originou os Gráficos 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 indicou que há 25,05% de probabilidade de atendimento à meta (1) e apenas 6,20% de probabilidade de atendimento à meta (2). Quanto a esta, o SHGD consegue suprir carga de 5 kW pelo tempo médio de 11,92 h/dia.

Essa simulação mostrou ainda o pleno atendimento à meta (4) e a impossibilidade de atendimento da meta (3), porque o sistema de hidrogênio não poderá suprir carga de 5 kW durante 4 h/dia, apenas poderá fazê-lo pelo tempo médio de 1,32 h/dia. Com isso, a meta (5) é superada: com a possibilidade de suprimento de carga de 5 kW pelo tempo médio de 11,92 h/dia pelo SHGD, de 1,32 h/dia pela CaC e de 2 h/dia pelos bancos de baterias, restam, ao suprimento direto, 8,60 h/dia. Todavia, deve-se registrar que a superação dessa meta não caracteriza necessariamente bom desempenho do SHGD. Caso haja a necessidade real de maior armazenamento de energia, isso é uma grande desvantagem; caso a necessidade real de armazenamento de energia seja atendida dessa forma, a minimização do armazenamento aumenta a eficiência global do SHGD, o que é uma vantagem.

Conforme mencionado anteriormente, o SHGD deve suprir energia elétrica ao CPC, situação considerada equivalente ao atendimento a uma típica comunidade isolada da Amazônia composta por dez famílias, consideradas habitantes de zona rural. Segundo informações da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (CELTINS), a média de consumo por unidade consumidora rural no segundo trimestre de 2008 foi igual a 175,65 kWh/mês (CELTINS, 2008). Sabendo que o SHGD pode fornecer, em média, 21.754 kWh/ano \approx 1.812,83 kWh/mês, conclui-se que ele é capaz de suprir dez unidades consumidoras com cerca de 181,28 kWh/mês para cada uma, valor superior à média real informada anteriormente. Então, se o SHGD tem capacidade para suprir energia a dez famílias no mesmo nível que média da CELTINS para consumidores rurais, pode-se

concluir que ele tem capacidade para suprir energia a uma típica comunidade isolada da Amazônia composta por dez famílias, cujo padrão de consumo é bem inferior aos valores apresentados.

5.2.3 Avaliação econômica

5.2.3.1 Previsão inicial para os custos de geração

No Projeto CPC, afirma-se que a justificativa do projeto sustenta-se “no fato de que a solução proposta é atualmente economicamente competitiva quando comparada ao custo real da solução existente, ao qual deve ser incorporado o custo real do diesel disponibilizado na região amazônica. Outro elemento a favor da viabilidade do projeto é a obtenção de créditos com a redução/restrrição das emissões de CO₂, tendo em vista o valor que se espera, a curto prazo, ser praticado no mercado internacional de carbono seqüestrado da atmosfera, no âmbito dos compromissos dos países signatários da Convenção do Clima com base no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL); adicionalmente, com base nas expectativas dos fabricantes dos equipamentos, estimam-se importantes reduções de custo, principalmente se for possível ampliar-se o mercado para essas tecnologias de forma a promoverem-se ganhos de escala” (UFT, 2003). No Projeto CPC, é também apresentada, sem detalhamento nem discussão, uma comparação entre os custos da geração elétrica existente no CPC, realizada com GMG a diesel, e a previsão de custos para o SHGD. Essa comparação é reproduzida no Quadro 5.4.

Quadro 5.4 *Comparação de custos reais, em R\$/MWh, entre a solução existente e a solução proposta para o CPC.*

Período de tempo	Solução existente – GMG a diesel (em R\$/MWh)	Solução proposta – SHGD (em R\$/MWh)
até 5 anos	1.597,43	1.580,31
de 5 a 10 anos	1.757,17	790,15
após 10 anos	1.932,89	395,08

Fonte: UFT – Universidade Federal do Tocantins. *Gestão energética para o desenvolvimento sustentável – Centro de Pesquisas Canguçu*. Palmas: UFT, 2003. Projeto aprovado no Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003. (modificado)

Conforme se pode ver no Quadro 5.4, os custos de geração com o GMG a dísel crescem com o passar do tempo; já para o SHGD, esses custos de geração diminuem com o tempo, transparecendo a nítida expectativa de sustentabilidade perseguida pelo Projeto CPC.

5.2.3.2 Custos de implantação do SHGD

Os recursos financeiros que financiaram o Projeto CPC são de origem pública, sem finalidade de retorno financeiro. Desse modo, para a realização da análise que se segue, foram consideradas as seguintes premissas.

- (1) Esse empreendimento é de geração de energia elétrica de interesse público, que poderia ser enquadrado como empreendimento de infra-estrutura na área de energia elétrica, com possibilidade de financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Segundo BNDES (2008), a linha de financiamento para projetos de energias renováveis tem as seguintes condições financeiras: (a) remuneração do BNDES – 1,0% a.a.; (b) custo financeiro – Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP⁵⁹); e (c) participação máxima de capital – 80%. Desse modo, supôs-se mais adequado considerar essas condições financeiras que utilizar outra taxa de juros, como, por exemplo, a taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC) ou uma taxa de juros de alguma aplicação financeira.
- (2) Considerou-se que, para o Projeto CPC, os 20% restantes de capital teriam sido financiados por outra fonte com as mesmas condições financeiras.
- (3) Tendo em vista o caráter experimental do Projeto CPC, que gerou períodos de definições técnicas no transcorrer do negócio, considerou-se a seguinte forma de carência: incidência de juros sobre o capital financiado apenas a partir do momento do desembolso e não a partir do momento da liberação do recurso. Com essa consideração, tem-se um financiamento em que o dinheiro está disponível, sem custo, para a decisão de como gastá-lo; após o dispêndio, incidem as despesas financeiras.
- (4) Os valores de TJLP e de juros totais utilizados são mostrados na Tabela 5.13.

⁵⁹ A TJLP foi instituída pela Medida Provisória n.º 684/1994, com alterações e reedições, sendo transformada na Lei n.º 9.365/1996, posteriormente modificada pela Lei n.º 10.183/2001. Ela tem vigência de três meses, sendo expressa em termos anuais. É fixada pelo Conselho Monetário Nacional e divulgada até o último dia do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência.

- (5) Conforme indicado em BNDES (2008), foi considerado o ano comercial, de 360 dias, com meses de 30 dias, e capitalização diária.

Tabela 5.13 *Taxas de juros consideradas para o Projeto CPC.*

Período		TJLP ^a (em % a.a.)	Remuneração do BNDES (em % a.a.)	Taxa de juros total (em % a.a.)
2004	Janeiro a março	10,00%	1,00%	11,00%
	Abril a junho	9,75%	1,00%	10,75%
	Julho a setembro	9,75%	1,00%	10,75%
	Outubro a dezembro	9,75%	1,00%	10,75%
2005	Janeiro a março	9,75%	1,00%	10,75%
	Abril a junho	9,75%	1,00%	10,75%
	Julho a setembro	9,75%	1,00%	10,75%
	Outubro a dezembro	9,75%	1,00%	10,75%
2006	Janeiro a março	9,00%	1,00%	10,00%
	Abril a junho	8,15%	1,00%	9,15%
	Julho a setembro	7,50%	1,00%	8,50%
	Outubro a dezembro	6,85%	1,00%	7,85%
2007	Janeiro a março	6,50%	1,00%	7,50%
	Abril a junho	6,50%	1,00%	7,50%
	Julho a setembro	6,25%	1,00%	7,25%
	Outubro a dezembro	6,25%	1,00%	7,25%
2008	Janeiro a março	6,25%	1,00%	7,25%
	Abril a junho	6,25%	1,00%	7,25%
Médias		8,21%	1,00%	9,21%

(a) Valores de TJLP obtidos em BNDES (2008).

Com base nos valores de taxa de juros total informados na Tabela 5.13 e em informações dos gestores do Projeto CPC (UFT, 2007; UFT, 2008), foi construída uma planilha financeira resumida do projeto, mostrada na Tabela 5.14. Nela, os valores gastos indicam os valores financeiros, em reais, efetivamente desembolsados em determinada(s) data(s), e os valores atualizados, também em reais, indicam os valores financeiros desembolsados atualizados para a data de 30/6/2008.

Tabela 5.14 *Planilha financeira resumida do Projeto CPC.*

	Item	Valor gasto (em R\$)	Valor atualizado (em R\$)	Valor atualizado (em US\$)
1	Sistema fotovoltaico (SFV)	327.201,25	393.743,91	117.700,00
2	Importação/frete do SFV	63.406,36	73.005,51	42.643,41
3	Material elétrico de integração do SFV	5.165,00	5.879,76	3.434,44
4	Eletrolisador	202.566,39	237.458,69	86.000,00
5	Importação/frete do eletrolisador	22.660,98	24.039,13	14.041,55
6	Material de integração do eletrolisador	1.545,00	1.602,03	935,76
7	Sistema de pressurização de hidrogênio	20.612,48	20.612,48	12.040,00
8	Célula a combustível	46.260,14	50.827,51	27.491,30
9	Importação/frete da CaC	21.993,40	23.733,11	13.862,80
10	Material de integração da CaC	3.044,00	3.214,08	1.877,38
11	Cilindros de hidrogênio	2.486,00	2.640,81	1.542,53
12	Bancos de baterias	16.000,00	17.059,56	9.964,70
13	Serviços de restauração do CPC	14.000,00	15.530,36	9.071,47
14	Material de restauração do CPC	21.989,00	24.392,65	14.248,04
15	Diárias	33.660,00	38.068,26	22.236,13
16	Passagens e combustível	38.696,00	43.763,80	25.562,97
17	Serviços de terceiros: estrutura de madeira	11.047,00	12.477,43	7.288,22
18	Material: estrutura de madeira e galvalume	41.367,00	46.723,44	27.291,73
19	Consultoria: integração do sistema	147.264,12	190.390,74	111.209,55
20	Outros materiais	6.662,52	7.535,07	4.401,33
21	Outros serviços	27.666,41	31.289,72	18.276,71
	Totais	1.075.293,05	1.263.988,08	571.120,01

Para a construção da Tabela 5.14, foi calculada, para cada período, a taxa de juros diária, pela seguinte equação:

$$TJD = \frac{TJT}{360} \quad (5.6)$$

em que:

TJD é a taxa de juros diária, em % a.d.;

TJT é a taxa de juros total do período, em % a.a, informada pela Tabela 5.13; e

360 é o número de dias do ano considerado na análise.

Cada valor gasto foi atualizado para a data de 30/6/2008, pela utilização da seguinte equação (Camargo, 1998), uma das mais fundamentais equações da Matemática Financeira (Pilão e Hummel, 2003):

$$F = P \times \left(1 + \frac{TJD}{100} \right)^{ND} \quad (5.7)$$

em que:

F é o valor futuro, no caso, o valor atualizado para 30/6/2008, em reais;

P é o valor presente, no caso, o valor gasto em data(s) anterior(es), em reais, conforme UFT (2007) e UFT (2008);

TJD é a taxa de juros diária, calculada pela equação (5.6), em % a.d.; e

ND é o número de dias decorridos da efetivação do gasto até o dia 30/6/2008, considerando-se ano de 360 dias e meses de 30 dias.

A Tabela 5.14 ainda informa o valor atualizado de cada gasto em dólares americanos (US\$). Para a construção dessa coluna da tabela, foi utilizada a seguinte metodologia: (a) cada valor atualizado, à exceção dos relativos aos itens 1, 4 e 8, foi dividido por R\$ 1,712/US\$, que é a média das cotações médias mensais do dólar com relação ao real nos meses de janeiro a maio de 2008, segundo ACINH (2008) e BACEN (2008); e (b) para os itens 1, 4 e 8, únicos do projeto que foram importados em dólares americanos, cada valor atualizado em US\$ foi considerado igual ao valor da aquisição em US\$, por se considerar incorreto atribuir as taxas de juros do financiamento a equipamentos que têm preços, na moeda original, com tendência de queda, fator que decidiu a desconsideração da inflação em dólar.

O item 7 da Tabela 5.14 é o único não-realizado. Conforme informado anteriormente, o sistema de pressurização ainda não foi especificado, mas considerado parte da solução técnica para o SHGD. A estimativa de preço para esse sistema foi realizada com base nas informações prestadas em Santos Jr. (2004): esse trabalho apresenta estudo de caso de projeto para a geração de hidrogênio com necessidade de pressurização do gás para armazenamento em 2.500 psia em que o custo do sistema de pressurização é igual a 14% do custo do conjunto de eletrolisadores. Com isso, estimou-se o custo do sistema de

pressurização em 14% de US\$ 86.000,00 = US\$ 12.040,00, e, tendo em vista tratar-se de valor estimado, considerou-se o valor gasto igual ao valor atualizado.

Com base nos resultados da Tabela 5.14, o custo atualizado de instalação do SHGD do CPC é igual a R\$ 1.263.988,08/19,096 kW \approx R\$ 66.191,25/kW. Segundo estudo realizado pela IEA (2007) em dez países, o custo de instalação de sistemas puramente fotovoltaicos isolados com potências nominais superiores a 1 kW, em 2005, variava de US\$ 9,6/W a US\$ 33,3/W, sendo que, nos EUA, essa variação era de US\$ 12/W a US\$ 20/W. Com a taxa de câmbio utilizada, o sistema do CPC custou US\$ 29.907,83/kW, o que corresponde a cerca de US\$ 29,91/W, compatível, portanto, com a faixa de custos indicados anteriormente para os dez países e superior à faixa nos EUA.

5.2.3.3 Replicação do SHGD

Toda a discussão feita anteriormente tem como foco a avaliação econômica do SHGD do CPC. Todavia, importante aspecto do Projeto CPC é a premissa da reprodutibilidade do SHGD do CPC em outras localidades da Amazônia Legal, pois há a presunção de similaridade das condições ambientais encontradas no CPC: abundância de radiação solar e de água doce de boa qualidade, os insumos básicos para o suprimento gratuito e renovável ao SHGD. Sob esse ponto de vista, pode-se inferir que o aprendizado ocorrido no CPC possa ser rapidamente incorporado à ciência brasileira, acarretando, nos próximos projetos similares, redução significativa de custos. Com esse objetivo, as informações da Tabela 5.14 foram utilizadas para a confecção da Tabela 5.15, que mostra a planilha financeira resumida de um novo SHGD, similar ao do CPC.

Para a construção da Tabela 5.15, foram feitas as seguintes considerações:

- (a) A coluna “Valor atualizado do SHGD do CPC (em US\$)” da Tabela 5.15 é cópia da coluna “Valor atualizado (em US\$)” da Tabela 5.14 e foi utilizada como base para os cálculos.

Tabela 5.15 Planilha financeira resumida de possível replicação do Projeto CPC.

Item	Valor atualizado do SHGD do CPC (em R\$)	Valores atualizados do novo SHGD (em R\$)			Valor atualizado do SHGD do CPC (em US\$)	Valores atualizados do novo SHGD (em US\$)		
		Mínimo	Máximo	Utilizado (aleatório)		Mínimo	Máximo	Utilizado (aleatório)
1 Sistema fotovoltaico (SFV)	201.502,40	172.877,76	192.086,40	183.592,02	117.700,00	100.980,00	112.200,00	106.054,54
2 Importação/frete do SFV	73.005,51	51.103,86	65.704,96	56.085,79	42.643,41	29.850,39	38.379,07	35.419,29
3 Material elétrico de integração do SFV	5.879,76	5.291,79	6.467,74	5.755,14	3.434,44	3.091,00	3.777,89	3.281,95
4 Eletrolisador	147.232,00	132.508,80	147.232,00	136.014,70	86.000,00	77.400,00	86.000,00	81.716,18
5 Importação/frete do eletrolisador	24.039,13	16.827,39	21.635,22	21.592,71	14.041,55	9.829,08	12.637,39	11.323,77
6 Material de integração do eletrolisador	1.602,03	1.441,83	1.762,23	1.573,53	935,76	842,19	1.029,34	1.016,53
7 Sistema de pressurização de hidrogênio	20.612,48	16.489,98	20.612,48	18.268,17	12.040,00	9.632,00	12.040,00	9.699,10
8 Célula a combustível	47.065,11	42.358,60	47.065,11	42.462,49	27.491,30	24.742,17	27.491,30	27.114,48
9 Importação/frete da CaC	23.733,11	16.613,18	21.359,80	21.331,62	13.862,80	9.703,96	12.476,52	11.363,71
10 Material de integração da CaC	3.214,08	2.892,67	3.535,49	3.091,55	1.877,38	1.689,65	2.065,12	1.790,37
11 Cilindros de hidrogênio	2.640,81	2.376,73	2.904,89	2.547,77	1.542,53	1.388,28	1.696,78	1.467,87
12 Bancos de baterias	17.059,56	15.353,60	18.765,51	16.589,57	9.964,70	8.968,23	10.961,17	10.599,82
13 Serviços de restauração do CPC	15.530,36	13.977,32	17.083,40	14.261,46	9.071,47	8.164,32	9.978,62	9.767,62
14 Material de restauração do CPC	24.392,65	21.953,38	26.831,91	26.267,40	14.248,04	12.823,24	15.672,85	12.922,42
15 Diárias	38.068,26	7.613,65	11.420,48	8.368,30	22.236,13	4.447,23	6.670,84	6.522,90
16 Passagens e combustível	43.763,80	8.752,76	13.129,14	11.754,13	25.562,97	5.112,59	7.668,89	5.328,21
17 Serviços de terceiros: estrutura de madeira	12.477,43	9.981,94	12.477,43	12.123,76	7.288,22	5.830,57	7.288,22	6.898,05
18 Material: estrutura de madeira e galvalume	46.723,44	37.378,75	51.395,78	38.413,14	27.291,73	21.833,38	30.020,90	22.548,83
19 Consultoria: integração do sistema	190.390,74	0,00	9.519,54	3.771,48	111.209,55	0,00	5.560,48	811,98
20 Outros materiais	7.535,07	4.565,41	5.579,94	5.351,52	4.401,33	2.666,71	3.259,31	2.864,97
21 Outros serviços	31.289,72	15.695,75	19.183,70	17.411,29	18.276,71	9.168,08	11.205,43	10.667,23
Totais	977.757,46	596.055,16	715.753,15	646.634,54	571.120,01	348.163,06	418.080,11	379.179,82
			R\$/kW = 33.862,30				US\$/W = 19,86	

- (b) A coluna “Valor atualizado do SHGD do CPC (em R\$)” da Tabela 5.15 é cópia da coluna “Valor atualizado (em R\$)” da Tabela 5.14, à exceção dos valores grafados em vermelho, correspondentes aos itens importados 1, 4 e 8. Para cada um desses itens, considerou-se que o valor atualizado mais adequado é o respectivo valor atualizado em dólares convertido em reais pela taxa de câmbio considerada, igual a R\$ 1,712/US\$. Com isso, as duas colunas de valores atualizados, em reais e em dólares, ficaram completas.
- (c) As colunas de valores atualizados mínimos e máximos foram construídas da seguinte forma.
- (c.1) Item 1: Para o sistema do CPC foram adquiridos 165 módulos fotovoltaicos, mas apenas 154 foram instalados. Logo, apenas 154 são necessários para a potência nominal de 19,096 kWp e apenas 154 seriam adquiridos em eventual replicação desse sistema. O fornecedor desse sistema não discriminou o preço unitário dos módulos, que foi estimado, para esta finalidade, em US\$ 500,00 (R\$ 856,00). Com isso, o valor atualizado para o item 1 foi reduzido para US\$ 112.200,00 (R\$ 192.086,40). Considerou-se, então, que uma replicação do sistema pode ser feita com valores entre 90% e 100% desse novo valor atualizado.
- (c.2) Item 2: Os custos relativos a esse item sofreram influência da inexperiência da equipe do Projeto do CPC e envolveram o armazenamento dos materiais em local próximo à alfândega, com necessidade de pagamento de elevadas taxas. Logo, em eventual replicação, seria razoável supor maior agilidade nos procedimentos e menor dispêndio financeiro na realização da mesma tarefa. Com isso, considerou-se que uma replicação do sistema pode ser feita com valores entre 70% e 90% do valor atualizado.
- (c.3) Item 3: Esse item envolve materiais comuns, com preços estabilizados que dificilmente sofrerão influência de avanços tecnológicos, mas que podem sofrer influência do mercado no qual forem adquiridos. Com isso, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 90% e 110% do valor atualizado.
- (c.4) Item 4: Assim como feito para o item 1, considerou-se que uma replicação do sistema pode ser feita com valores entre 90% e 100% do valor atualizado.
- (c.5) Item 5: Assim como feito para o item 2, considerou-se que uma replicação do sistema pode ser feita com valores entre 70% e 90% do valor atualizado.
- (c.6) Item 6: Assim como feito para o item 3, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 90% e 110% do valor atualizado.

(c.7) Item 7: Tendo em vista que o valor atualizado deste item foi estimado, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 80% e 100% do valor atualizado.

(c.8) Item 8: Assim como feito para o item 1, considerou-se que uma replicação do sistema pode ser feita com valores entre 90% e 100% do valor atualizado.

(c.9) Item 9: Assim como feito para o item 2, considerou-se que uma replicação do sistema pode ser feita com valores entre 70% e 90% do valor atualizado.

(c.10) Itens 10, 11, 12, 13 e 14: Assim como feito para o item 3, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 90% e 110% do valor atualizado.

(c.11) Itens 15 e 16: Os itens “Diárias” e “Passagens e combustível” têm valores elevados em razão do caráter experimental do sistema e do envolvimento de diversas instituições e profissionais, todos engajados em todas as etapas do projeto, justificando, então, diversos deslocamentos a Palmas e ao CPC. Em caso de replicação do sistema, agora já definido e experimentado, o valor total desses itens seria bastante reduzido. Com isso, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 20% e 30% do valor atualizado.

(c.12) Item 17: Esse item envolve serviços comuns, com preços que podem sofrer influência do mercado no qual forem contratados. Com isso, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 80% e 100% do valor atualizado.

(c.13) Item 18: Se parte dos módulos solares puderem ser instalados sobre telhados já existentes, o galpão a ser construído pode ser menor e, com isso, mais barato. Por outro lado, o material e os serviços necessários à construção do galpão têm preços que podem sofrer influência do mercado no qual forem adquiridos. Com isso, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 80% e 110% do valor atualizado.

(c.14) Item 19: O item “Consultoria: integração do sistema” refere-se à contratação, indispensável no caso pioneiro do CPC, de empresa qualificada para a prestação de consultoria para o dimensionamento e para a integração do sistema. Em caso de replicação do sistema, o aprendizado da equipe do projeto eliminaria integralmente ou em grande parte a necessidade desse tipo de consultoria. Com isso, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores de até 5% do valor atualizado.

(c.15) Item 20: Esse item inclui R\$ 2.462,40 gastos com a aquisição de gás hidrogênio para o comissionamento da CaC. No caso de replicação do sistema, basta

que o comissionamento do eletrolisador preceda o da CaC para que essa aquisição torne-se desnecessária. Com isso, o valor atualizado foi reduzido para US\$ 2.963,01 (R\$ 5.072,67). Ademais, assim como feito para o item 3, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 90% e 110% desse novo valor atualizado.

(c.16) Item 21: Esse item inclui R\$ 13.850,00 de gastos administrativos e jurídicos relativos ao CPC, que não ocorrerão no caso de replicação do sistema. Com isso, o valor atualizado foi reduzido para US\$ 10.186,75 (R\$ 17.439,72). Ademais, assim como feito para o item 17, considerou-se que uma replicação pode ser feita com valores entre 90% e 110% desse novo valor atualizado.

- (d) As colunas indicadas por “Utilizado (aleatório)” foram construídas com valores aleatórios gerados pela planilha Excel[®], por meio da utilização da função “ALEATÓRIOENTRE(x;y)”, conforme já explicado no subitem 5.2.2.2 (d), em que os limites x e y são os valores mínimos e máximos das correspondentes colunas.
- (e) Cada total é a soma dos valores da respectiva coluna.
- (f) O valor “R\$/kW” foi obtido pelo quociente entre o total dos valores atualizados aleatórios em reais e a potência nominal do sistema, 19,096 kWp.
- (g) O valor “US\$/W” foi obtido pelo quociente entre o total dos valores atualizados aleatórios em dólares e a potência nominal do sistema, 19.096 Wp.

Haja vista que a Tabela 5.15 possui células com valores aleatórios, os valores mostrados nela que têm essa natureza caracterizam apenas exemplos.

Para a utilização dessa planilha para simular os custos de replicação do SHGD com variação aleatória das grandezas mencionadas, foi utilizada metodologia idêntica à descrita no subitem 5.2.2.2 (d): foram criadas duas “Macros” na planilha para simular e ordenar os 2.000 valores simulados de custos. Os resultados dessa simulação são sinteticamente apresentados no Quadro 5.5, em que se verifica a redução de cerca de 32,90% do custo de implantação: de US\$ 29,91/W do SHGD do CPC para US\$ 20,07/W do sistema replicado.

O Gráfico 5.5 mostra o custo de replicação do SHGD na simulação. Verifica-se que o custo é inferior a US\$ 20.000/kW em cerca de 40% dos casos e que há a probabilidade de 95% de ocorrência de valores inferiores a US\$ 20.587,47/kW.

Quadro 5.5 *Resultados da simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.15 para 2.000 casos.*

Grandeza	R\$/kW	US\$/W	US\$/kW
Média	34.356,50	20,07	20.066,63
Desvio-padrão	541,50	0,31	309,02
Mínimo	32.650,41	19,05	19.054,71
Máximo	36.038,07	21,11	21.105,15

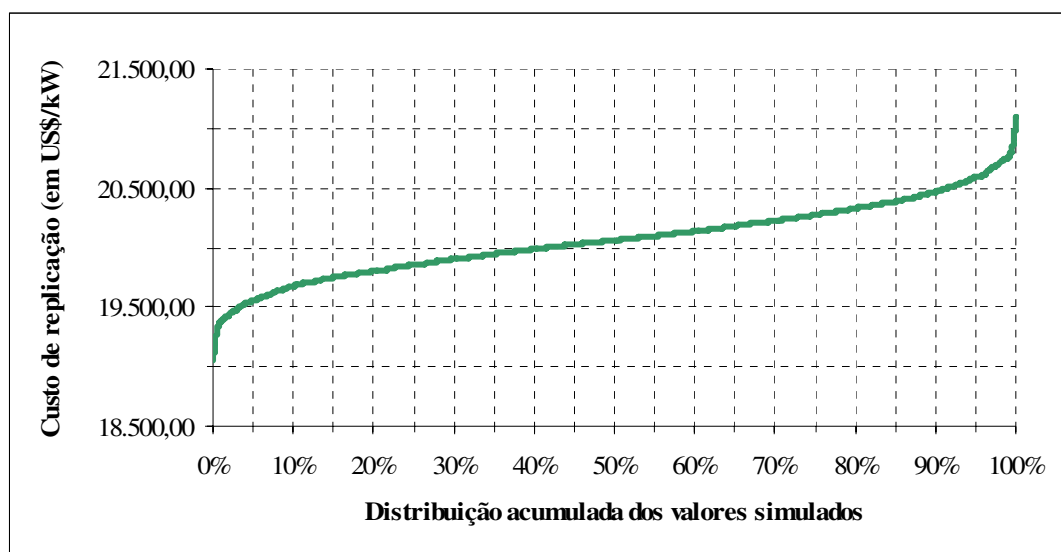


Gráfico 5.5 *Custo de replicação de sistema similar ao SHGD do CPC.*

5.2.3.4 Comparação entre alternativas de armazenamento de energia no SHGD

(a) Conjunto de 16 baterias *versus* conjunto de 32 baterias

Conforme já discutido na análise técnica, o SHGD do CPC conta com dois bancos de oito baterias cada um, formando um conjunto de 16 baterias. A análise mostrou que, para a operação prevista, a vida útil dessas baterias será de cerca de 2,2 anos.

Seguindo-se a mesma metodologia de dimensionamento para um conjunto de 32 baterias, cada banco teria 16 baterias e capacidade de 564 Ah para descarga de 110,00 Ah durante 2 h, o que levaria à consideração de máxima profundidade de descarga diária de $(110,00 \text{ Ah}/564 \text{ Ah}) \approx 20\%$, para atendimento à norma ABNT NBR 14.298:1999. Com isso, o número de ciclos operativos previstos pelo fabricante é de cerca de 2.000, o que significa expectativa de vida útil de aproximadamente 5,5 anos.

Para esta análise, será feita a consideração de que a grande variação diária de temperatura reduzirá a vida útil das baterias para 2 anos, no caso do conjunto de 16 baterias, e para 5 anos, no caso do conjunto de 32 baterias.

Com as vidas úteis definidas para as duas alternativas, foram construídos dois fluxos de caixa para o período de dez anos: um para o conjunto de 16 baterias e outro para o de 32 baterias. No primeiro fluxo de caixa, há um desembolso no momento presente e um desembolso a cada dois anos, até o oitavo ano, totalizando cinco desembolsos de valores iguais a US\$ 9.964,70, valor atualizado do conjunto de 16 baterias na Tabela 5.15. No segundo fluxo de caixa, há um desembolso no momento presente e um desembolso no final do quinto ano, ambos de valores iguais a $(2 \times \text{US\$ } 9.964,70) = \text{US\$ } 19.929,40$. Ao final do décimo ano, o ciclo deve repetir-se.

A comparação entre esses dois fluxos de caixa foi realizada com o auxílio de uma planilha eletrônica no Excel[®], construída para calcular o valor presente de cada conjunto de desembolsos. Nessa planilha, foi calculado o valor presente de cada desembolso, com a utilização da seguinte equação (Camargo, 1998):

$$P = F \times \left(1 + \frac{i}{100}\right)^{-n} \quad (5.8)$$

em que:

P é o valor presente do desembolso, em US\$;

F é o valor futuro, no caso, o valor do desembolso na data de ocorrência dele, em US\$;

i é a taxa de juros anual, em % a.a.; e

n é o número de anos decorridos do momento presente até realização do desembolso.

Com todos os desembolsos referidos à mesma data, o valor presente de cada conjunto de desembolsos foi calculado, e os valores presentes dos dois conjuntos puderam ser comparados. Neste caso, variou-se a taxa de juros de zero a 30% a.a. para a comparação entre os valores presentes das duas alternativas. O resultado dessa simulação é apresentado no Gráfico 5.6.

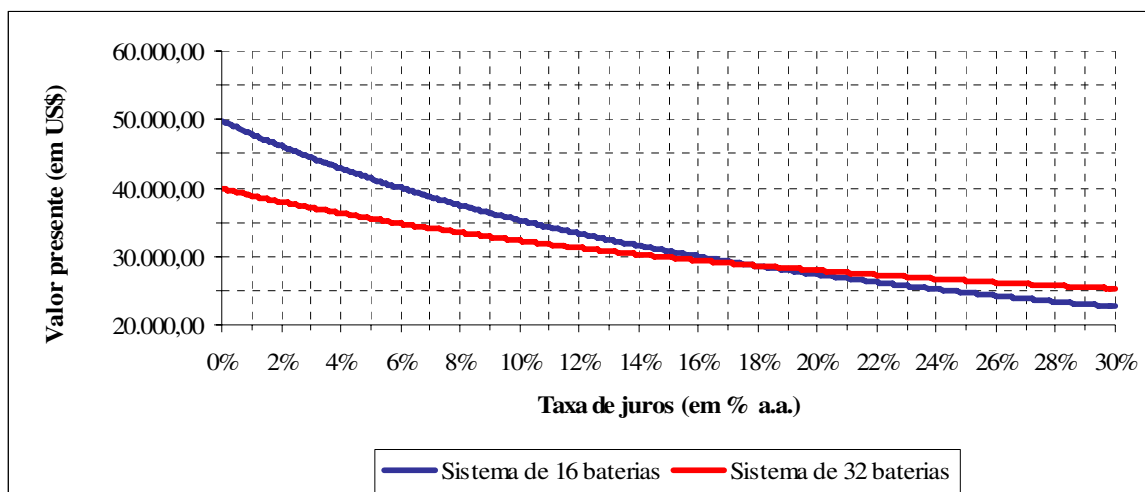


Gráfico 5.6 *Valores presentes dos dois sistemas de baterias em função da taxa de juros anual.*

A simulação mostra que o sistema de 16 baterias torna-se economicamente vantajoso apenas para taxas de juros superiores a 17,90%, o que pode ser verificado no Gráfico 5.6. Nesse gráfico, pode-se observar também que, para a taxa de juros considerada nesta análise econômica, que, no segundo trimestre de 2008, foi igual a 7,25% a.a., o sistema de 32 baterias possui valor presente cerca de 11,52% inferior ao valor presente do sistema de 16 baterias. Com isso, em uma eventual replicação do SHGD, a substituição do sistema de 16 baterias por um sistema de 32 baterias, apesar de aumentar o custo de implantação, seria vantajosa do ponto de vista econômico.

(b) Sistema de hidrogênio *versus* conjunto de 16 baterias

Como se sabe, tanto o sistema de hidrogênio especificado para o SHGD do CPC quanto um sistema com maior quantidade de baterias cumpririam a mesma função. Desse modo, é importante a verificação do acerto da decisão de se instalar o sistema de hidrogênio também sob o foco econômico.

A análise técnica apontou a capacidade de esse sistema suprir carga de 5 kW durante 1,32 h/dia, em média, sendo que o conjunto de 16 baterias consegue suprir carga de 5 kW durante 2 h/dia, em média. Com isso, fica clara a superioridade do sistema de baterias no cumprimento da meta de atendimento energético. Todavia, a quantidade de baterias do sistema somente pode ser dimensionada em múltiplos de quatro unidades, em virtude da tensão nominal de 48 V_{CC}. Com isso, apenas quatro baterias não conseguiriam suprir carga

de 5 kW durante 1,32 h/dia, em média; logo, para conseguir substituir o sistema de hidrogênio do SHGD do CPC, um sistema de baterias deveria ter, no mínimo, 16 unidades, superando o desempenho do sistema de hidrogênio.

O valor atualizado do sistema de hidrogênio, formado pelos itens de 4 a 11 da Tabela 5.15, é igual a US\$ 157.791,33, sendo que o fabricante informa que os cartuchos da CaC têm vida útil de cerca de 15 anos. Nesta análise, será considerado que a vida útil do sistema de hidrogênio é igual a 14 anos, pois os cartuchos da CaC são os componentes de menor vida útil. O valor atualizado do sistema de 16 baterias é igual a US\$ 9.964,70, que têm vida útil igual a 2 anos.

Com as vidas úteis definidas para as duas alternativas, foram construídos dois fluxos de caixa para o período de 14 anos: um para o conjunto de 16 baterias e outro para o sistema de hidrogênio. No primeiro fluxo de caixa, há um desembolso no momento presente e um desembolso a cada dois anos, até o 12.º ano, totalizando sete desembolsos de valores iguais a US\$ 9.964,70. No segundo fluxo de caixa, há um único desembolso no momento presente de valor igual a US\$ 157.791,33. Ao final do 14.º ano, o ciclo deve repetir-se.

A comparação entre esses dois fluxos de caixa foi realizada com o auxílio de uma planilha eletrônica no Excel[®], construída para calcular o valor presente de cada conjunto de desembolsos. Nessa planilha, foi calculado o valor presente de cada desembolso, com a utilização da Equação 5.8, em que se considerou a taxa de juros de 7,25% a.a. Com todos os desembolsos referidos à mesma data, o valor presente de cada conjunto de desembolsos foi calculado, e os valores presentes dos dois conjuntos puderam ser comparados.

O valor presente do sistema de 16 baterias é igual a US\$ 47.649,90, enquanto o valor presente do sistema de hidrogênio é igual ao único desembolso feito, US\$ 157.791,33. Com isso, conclui-se que a opção pelo sistema de 16 baterias é economicamente muito mais vantajosa: o sistema de hidrogênio somente se tornaria economicamente competitivo com o sistema de 16 baterias se o custo de instalação dele fosse reduzido em quase 70%, para o mesmo custo das baterias.

Adicionalmente, conclui-se que o aumento da taxa de juros considerada torna o sistema de hidrogênio menos competitivo do ponto de vista econômico quando comparado ao sistema

de 16 baterias, pois o valor presente do sistema de hidrogênio não é alterado por ela, e o valor presente do sistema de baterias diminui.

(c) CaC com suprimento de hidrogênio adquirido *versus* conjunto de 16 baterias

A Tabela 5.15 mostra que os itens de maior custo do sistema de hidrogênio são os relacionados ao eletrolisador, cuja função é produzir hidrogênio. Caso o suprimento de hidrogênio à CaC pudesse ser feito com custo mais baixo, a análise feita anteriormente poderia apresentar resultado menos vantajoso para o sistema de 16 baterias.

A análise técnica concluiu que cada cilindro-padrão de hidrogênio tem capacidade para armazenar gás o suficiente para suprir, aproximadamente, 8 kWh. Havendo a necessidade de suprimento de 10 kWh/dia (carga de 5 kW por 2 h/dia), seria necessário o conteúdo de 1,25 cilindro-padrão de hidrogênio para se atingir a meta.

Conforme mencionado anteriormente, o hidrogênio adquirido apenas para o comissionamento da CaC custou US\$ 719,16 por cilindro-padrão, o que corresponde a 7,3 m³ de H₂ a 2.100 psia, sem se considerar o custo do transporte até o CPC. Então, a quantidade de gás necessária para suprir 8 kWh custa US\$ 719,16, e a quantidade de gás necessária para suprir 10 kWh custa US\$ 898,95. Fato agravante é que esse dispêndio seria diário.

O valor presente do suprimento de hidrogênio foi calculado pela seguinte equação (Camargo, 1998):

$$P = U \times \frac{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n - 1}{\frac{i}{100} \times \left(1 + \frac{i}{100}\right)^n} \quad (5.9)$$

em que:

P é o valor presente da série de desembolsos, em US\$;

U é o valor de cada desembolso, em US\$;

i é a taxa de juros diária, em % a.d.; e

n é o número de dias presumidos de ocorrência dos desembolsos.

Se a vida útil da CaC é de 14 anos, $n = 14 \text{ anos} \times 365 \text{ dias/ano} = 5.110 \text{ dias}$. Se a taxa de juros é igual a 7,25% a.a., tem-se $i = 7,25\% \text{ a.a.}/(365 \text{ dias/ano}) \approx 0,019863\% \text{ a.d.}$ Então, para $U = \text{US\$ } 898,95$, conclui-se que $P \approx \text{US\$ } 2.885.436,28$. Com isso, o valor presente dessa alternativa é igual a $(\text{US\$ } 2.885.436,28 + \text{US\$ } 44.774,01) = \text{US\$ } 2.930.210,30$, extremamente superior ao valor presente do sistema de 16 baterias, que é igual a $\text{US\$ } 47.649,90$, e muito superior até mesmo ao custo total de implantação do SHGD do CPC. Conclui-se, então, que essa alternativa é completamente desvantajosa do ponto de vista econômico. Ademais, os problemas operacionais decorrentes do transporte e da substituição diária dos cilindros-padrão são obstáculos intransponíveis para o tipo de sistema que se pretende ter em comunidades isoladas.

5.2.3.5 Comparação entre o SHGD e outras soluções de geração para o CPC

(a) Aspectos gerais

O objetivo desse tópico é realizar uma análise econômica comparativa entre diferentes soluções de geração elétrica para o CPC, incluindo o SHGD. Apesar de as características do SHGD já terem sido apresentadas, para as demais soluções, isso não ocorreu, por fugir ao escopo deste trabalho. Então, para esta análise, algumas características específicas de cada solução serão apresentadas de modo sucinto, suficiente apenas para que a comparação possa ser realizada.

Como alternativas para o suprimento elétrico do CPC, foram consideradas as seguintes formas de geração, além do SHGD: solar térmica, solar fotovoltaica, célula a combustível, eólica, biomassa, PCH, rede convencional e GMG a diesel. As primeiras seis soluções foram escolhidas principalmente por apresentarem baixos impactos ambientais, com vistas ao atendimento de importante premissa do Projeto CPC: a sustentabilidade. A extensão da rede convencional foi considerada por se tratar de solução comum no atendimento a comunidades isoladas da Amazônia na busca pela universalização do atendimento. A geração com GMG a diesel foi considerada por se tratar de solução existente no CPC e por ser a solução mais comum no atendimento a comunidades isoladas da Amazônia. É fundamental registrar que a escolha dessas soluções não considerou a viabilidade técnica e jurídica delas; desse modo, considerou-se que todas elas poderiam ser implantadas no CPC, o que viabiliza a comparação econômica.

Para a viabilização da análise, foi necessário obter informações relativas aos custos envolvidos com cada uma dessas soluções, tais como custos de implantação, custos de operação e manutenção (O&M) e custos de combustíveis. Tendo em vista que, das soluções a serem comparadas, a única real é o SHGD, as informações necessárias foram obtidas com base na literatura especializada da área, adaptadas de acordo com premissas consideradas razoáveis para este caso. Ademais, considerando-se a grande variação de estimativa de valores encontrados na literatura e as diversas possibilidades de premissas razoáveis para cada caso, decidiu-se que essa análise seria feita levando-se em conta incertezas, assim como feito em análises anteriores.

Nesta análise, todos os valores são expressos em dólares americanos, para viabilizar comparações com a maioria das referências bibliográficas, haja vista que essa ainda é a moeda mais utilizada como referência.

Finalmente, considerou-se que os custos apresentados na Tabela 5.15 relativos à restauração do CPC não são exclusivos do SHGD: trata-se da substituição das instalações elétricas do CPC, ação considerada indispensável, cujo custo deve ser computado igualmente a todas as soluções de geração investigadas.

(b) Levantamento dos custos

(b.1) Geração solar térmica

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação e custos de O&M. Segundo Tolmasquim (2003), esse tipo de solução apresenta custos de implantação entre US\$ 4.500,00/kW e US\$ 5.600,00/kW e custos anuais de O&M de 1% a 3% do custo de implantação, valores utilizados nesta análise.

(b.2) Geração solar fotovoltaica

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação e custos de O&M. Os custos de implantação foram desenvolvidos a partir da análise dos custos de replicação do SHGD do CPC, mostrados na Tabela 5.15, considerando-se a eliminação dos itens de 4 a 11, referentes ao sistema de hidrogênio, e dos itens 13 e 14, referentes à restauração do CPC e

a duplicação do sistema de baterias. Com isso, o sistema puramente fotovoltaico teria custo de implantação entre US\$ 200.916,40 e US\$ 247.953,35, ou seja, entre US\$ 10.521,39/kW e US\$ 12.984,57/kW.

Apesar de a literatura especializada da área indicar, frequentemente, que esse tipo de sistema apresenta custos de O&M muito baixos, nesta análise, fez-se outra consideração. Nesse sistema, as baterias representam quase 9% do custo de implantação e, conforme análise anterior, têm vida útil de 5 anos. Logo, de modo simplificado, cerca de 1,8% do custo de implantação será gasto anualmente com a substituição das baterias. Finalmente, considerou-se que esse sistema tem custos anuais de O&M entre 1,5% e 2,0% do custo de implantação.

(b.3) Célula a combustível

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação e custos de O&M. Os custos de implantação foram desenvolvidos a partir da análise dos custos de replicação do SHGD do CPC, mostrados na Tabela 5.15, considerando-se apenas os custos referentes à CaC, itens de 8 a 11, e parte dos custos dos itens 1 e 12. Do item 1, foi retirado o valor correspondente aos 154 módulos fotovoltaicos, cujo preço unitário estimado é de US\$ 500,00; do resultado, foram retirados 50%, relativos ao restante dos equipamentos, desnecessários nesse novo sistema. Do item 12, foi retirado o valor correspondente a 75% do valor original porque apenas quatro baterias seriam suficientes para o novo sistema. Com isso, o sistema formado apenas pela CaC teria custo de implantação entre US\$ 51.756,11 e US\$ 64.070,02, ou seja, entre US\$ 10.351,22/kW e US\$ 12.814,00/kW.

Segundo Tolmasquim (2003), as CaCs apresentam custos anuais de O&M da ordem de 5% do custo de implantação. No sistema aqui apresentado, as baterias representam quase 4,3% do custo de implantação e, conforme análise anterior, têm vida útil de 5 anos. Logo, de modo simplificado, cerca de 0,9% do custo de implantação será gasto anualmente com a substituição das baterias. Finalmente, considerando-se a modernidade tecnológica da CaC e a correspondente facilidade de manutenção atestada pelo fabricante, considerou-se que esse sistema tem custos anuais de O&M entre 4,0% e 5,0% do custo de implantação, incluindo a substituição das baterias.

Como já informado, em aquisição recente feita para o CPC, a quantidade de hidrogênio necessária para suprir 8 kWh via CaC custou US\$ 719,16; logo, o custo com hidrogênio obtido para o CPC foi igual a cerca de US\$ 89,90/kWh. Todavia, considerando que ainda não existe um amplo mercado de hidrogênio no Brasil, os preços de aquisição desse combustível podem sofrer variações muito grandes de acordo com a época e com o local: por exemplo, Santos Jr. (2004), informa o preço de R\$ 38,50/Nm³ de hidrogênio na região de Foz do Iguaçu, o que corresponde a US\$ 22,49/Nm³. Sabendo que um cilindro-padrão comporta o equivalente a 7,34 m³ de H₂, a quantidade de hidrogênio necessária para encher um cilindro-padrão custa US\$ 165,08, o que significa custo de cerca de US\$ 20,63/kWh, bem inferior ao citado anteriormente. Então, para refletir essa disparidade, considerou-se que o custo do hidrogênio para a CaC ficará entre US\$ 20,63/kWh e US\$ 89,90/kWh.

(b.4) SHGD

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação e custos de O&M. Os custos de implantação foram desenvolvidos a partir da análise dos custos de replicação do SHGD do CPC, mostrados na Tabela 5.15, considerando-se a eliminação dos itens 13 e 14, referentes à restauração do CPC. Com isso, o SHGD teve custo de implantação entre US\$ 327.175,50 e US\$ 392.428,65, ou seja, entre US\$ 17.133,20/kW e US\$ 20.550,31/kW.

Apesar de a literatura especializada da área indicar, freqüentemente, que os sistemas fotovoltaicos, que incluem o principal componente do SHGD, apresentam custos de O&M muito baixos, nesta análise, fez-se outra consideração. Nesse sistema, as baterias representam quase 2,8% do custo de implantação e, conforme análise anterior, têm vida útil de 2 anos. Logo, de modo simplificado, cerca de 1,4% do custo de implantação será gasto anualmente com a substituição das baterias. Finalmente, considerou-se que esse sistema tem custos anuais de O&M entre 1,0% e 1,5% do custo de implantação.

(b.5) Geração eólica

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação e custos de O&M. Segundo Tolmasquim (2003), esse tipo de solução apresenta custos de implantação entre US\$ 800,00/kW e US\$ 1.200,00/kW e custos anuais de O&M de 1% a 4% do custo de

implantação. De acordo com Souza (2002), esse tipo de solução apresenta custos de implantação entre US\$ 700,00/kW e US\$ 1.200,00/kW e custos anuais de O&M de US\$ 4/MWh a US\$ 12/MWh. Em compilação feita, Veronese (2004) considera custos de implantação entre US\$ 800,00/kW e US\$ 1.400,00/kW e custos anuais de O&M de US\$ 4/MWh a US\$ 12/MWh. Todavia, neste estudo, os custos utilizados por Veronese (2004) serão utilizados, mas com majoração estimada de 30% para os custos de implantação, que passarão a contar com valores entre US\$ 1.040,00/kW e US\$ 1.820,00/kW. A razão disso é a localização do CPC: a mata fechada que o cerca obrigaria a razoável elevação da estrutura de sustentação do aerogerador, aumentando o custo de implantação do sistema. Esse estudo considerou a existência de ventos que viabilizam tecnicamente a solução.

(b.6) Geração com biomassa a partir do bagaço de cana

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação, custos de O&M e custos com a aquisição do bagaço de cana. Com base em compilação apresentada em Veronese (2004), foram considerados custos de implantação entre US\$ 500,00/kW e US\$ 1.000,00/kW e custos anuais de O&M de 2% a 4% dos custos de implantação.

No tocante ao bagaço, Veronese (2004) considerou o custo de US\$ 4/ton a US\$ 14/ton e a taxa de conversão energética de 126 kWh/ton de bagaço. No presente caso, estimou-se majoração de 30% nesse custo do bagaço, que passou a ter valores entre US\$ 5,2/ton a US\$ 18,2/ton, em virtude da dificuldade de acesso ao CPC, que se reflete no custo do transporte. Isso significa que o custo do bagaço utilizado ficou entre US\$ 41,28/MWh e US\$ 144,44/MWh. A possibilidade do transporte do bagaço de cana de região produtora até o CPC, mesmo com elevado custo de transporte, viabiliza tecnicamente a solução.

Deve ser destacado que a inclusão desta forma de geração não pretende estimular o cultivo de cana-de-açúcar na região amazônica: trata-se apenas de um exemplo de possível alternativa de geração para efeito de comparação. Ademais, a adequada substituição do bagaço de cana por outro tipo de biomassa disponível na região pode apresentar, ao mesmo tempo, viabilidade técnica e ambiental.

(b.7) Geração com biomassa a partir do gás de lixo (GDL)

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação e custos de O&M. O custo do combustível foi considerado nulo, pois ele é obtido pela recuperação de gás em aterros sanitários. Segundo Tolmasquim (2003), esse tipo de solução apresenta custos de implantação entre US\$ 1.000,00/kW e US\$ 1.500,00/kW e custos de O&M de US\$ 7/MWh. Então, nesta análise, foram utilizados esses limites para os custos de implantação e custos de O&M na faixa de US\$ 6/MWh e US\$ 8/MWh.

Tendo em vista que, no CPC, não há aterro sanitário, fica descartada a viabilidade técnica dessa solução para o CPC; portanto, ela consta nesta análise para comparação meramente teórica. Porém, a utilização de gás proveniente de lixo orgânico, muito comum na floresta, poderia configurar outra solução, tecnicamente viável, derivada desta.

(b.8) Pequena central hidrelétrica (PCH)

Nesta análise, o termo PCH designa um sistema gerador de porte bastante pequeno, constituído basicamente por uma turbina hidráulica acoplada a um gerador, instalado em local adequado de um rio caudaloso e próximo à carga elétrica a ser suprida. Reconhece-se que, à luz da nomenclatura da área, o termo pode ensejar expectativas impróprias; porém, ele foi utilizado pela ausência de outro termo conhecido e por trazer, na essência, a mensagem desejada: um pequeno gerador que utiliza a água como vetor de energia. É bem visível a viabilidade técnica desta solução, pois o CPC localiza-se às margens do rio Javaés, que possui grande vazão de água durante todo o ano.

Para a análise, foram considerados custos de implantação, custos de O&M e custos associados a uma linha de distribuição necessária à conexão entre a geração e a carga. Segundo Tolmasquim (2003), esse tipo de solução apresenta custos de implantação de US\$ 900,00/kW. De acordo com Souza (2002), esse tipo de solução apresenta custos de implantação entre US\$ 1.000,00/kW e US\$ 3.000,00/kW e custos anuais de O&M de US\$ 6/MWh a US\$ 15/MWh. Com base nessas informações e em compilação apresentada em Veronese (2004), foram considerados custos de implantação entre US\$ 900,00/kW e US\$ 1.500,00/kW e custos de O&M de US\$ 6/MWh a US\$ 15/MWh.

No caso do CPC, considerou-se que a linha elétrica para conectar o gerador à carga deve ter comprimento entre 750 m e 1.500 m. A construção dessa linha, em baixa tensão e em área rural, custaria, segundo informações obtidas na CELTINS pela equipe do Projeto CPC, de R\$ 11.984,00/km a R\$ 17.120,00/km, o que corresponde à faixa de US\$ 7.000,00/km a US\$ 10.000,00/km.

Associadas a essa linha, existem perdas técnicas, estimadas pela CELTINS em cerca de 7% da energia que flui por ela. Segundo Araujo (2007), em 2005, estudo verificou que as perdas técnicas correspondiam a 10,2% das perdas totais em linhas de distribuição de concessionárias de todo o país. Desse modo, nesta análise, considerou-se que as perdas na linha de distribuição estariam no intervalo de 7% a 10,2% da energia transportada.

Para o cálculo do custo dessas perdas, considerou-se como preço básico da energia o valor da tarifa da CELTINS para consumidores do Subgrupo B2 – Rural, que, segundo ANEEL (2008), é igual a R\$ 257,26/MWh \approx US\$ 150,27/MWh. Com isso, na análise, foi considerado que o custo da energia perdida na linha varia entre 80% e 120% do valor anterior, ou seja, de US\$ 120,21/MWh a US\$ 180,32/MWh.

(b.9) Rede convencional

Neste caso, os custos englobam o custo da expansão da rede de distribuição até a carga, o custo de O&M e o custo da energia perdida nessa linha. Os custos relativos à expansão da rede e à energia perdida na linha foram tratados de modo idêntico ao feito para o caso da PCH. Considerando-se a distância entre o CPC e a rede elétrica mais próxima, a linha de distribuição deve ter comprimento entre 5 km e 15 km. Com base em informação apresentada em Veronese (2004), foram considerados custos anuais de O&M de 2% a 3% dos custos de implantação.

A extensão da rede convencional é solução tecnicamente viável em todos os casos, inclusive neste. Porém, no caso do CPC, há impossibilidade jurídica, pois o CPC localiza-se em área de preservação ambiental permanente, em que não há, segundo a legislação em vigor, autorização ambiental para a construção de linhas elétricas.

(b.10) GMG a diesel

Neste caso, foram considerados apenas custos de implantação, custos de O&M e custos com a aquisição do diesel. Segundo Eletronorte (2004), esse tipo de sistema possui custo de implantação de US\$ 700/kW, custos de O&M entre US\$ 44/MWh e US\$ 72/MWh e consumo de 0,25 L/kWh. De acordo com informações de fornecedores do mercado, obtidas pela equipe do Projeto CPC, o custo de implantação varia de US\$ 586,24/kW a US\$ 616,19/kW, e o consumo é de 0,42 L/kWh. Com base nessas informações, foram considerados custos de implantação entre US\$ 550,00/kW e US\$ 700,00/kW, custos de O&M de US\$ 44/MWh a US\$ 72/MWh e consumo entre 0,25 L/kWh e 0,42 L/kWh.

Considerando que, em abril de 2008, o preço médio de revenda de óleo diesel na região Norte foi de R\$ 2,004/L (ANP, 2008), o consumo desse GMG custaria de US\$ 292,64/MWh a US\$ 491,64/MWh. Para contemplar o transporte do diesel até o CPC e eventuais variações no preço, considerou-se o custo do combustível entre US\$ 292,64/MWh e US\$ 589,96/MWh = $(1,2 \times \text{US\$ } 491,64/\text{MWh})$. Deve ser registrado que não foi considerado eventual subsídio em virtude da CCC, pois o atendimento às pequenas comunidades isoladas não é contemplado pelos recursos dessa conta: o diesel necessário para esses pequenos sistemas é adquirido diretamente dos postos de combustíveis, a preços de mercado.

(c) Modelagem matemática

A modelagem matemática para os cálculos necessários foi desenvolvida em uma planilha do Excel[®]. A Tabela 5.16 mostra essa planilha com resultados de uma simulação feita, sendo utilizada para a explicação da modelagem matemática. Nessa planilha, todas as células amarelas destacam números a serem informados pelo usuário; as demais contêm valores calculados de acordo com a programação feita. Os números destacados em vermelho representam valores atribuídos aleatoriamente pela planilha entre limites estabelecidos pelo usuário, conforme já descrito anteriormente. As duas últimas linhas da tabela apresentam os valores calculados de maior interesse, considerados os resultados da simulação. A descrição da planilha será feita por linha, em ordem descendente. Tendo em vista que a Tabela 5.16 possui células com valores aleatórios, os valores mostrados nela que têm essa natureza e os que dependem deles caracterizam apenas exemplos.

Tabela 5.16 Planilha de comparação entre o SHGD e outras soluções de geração para o CPC.

Grandeza	Solar		CaC	SHGD	Eólica	Biomassa		PCH	Convencional	GMG a diesel
	Térmica	Fotovoltaica				Cana	GDL			
Potência nominal de carga (kW)	-	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-
Funcionamento diário médio (h/dia)	-	-	-	11,92	-	-	-	-	-	-
Energia anual média necessária (kWh/ano)	21.754,00	21.754,00	21.754,00	21.754,00	21.754,00	21.754,00	21.754,00	21.754,00	21.754,00	21.754,00
Fator de capacidade	1,0000	0,2618	1,0000	0,2618	0,4000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Potência nominal de geração (kW)	5,00	19,10	5,00	19,10	12,50	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Vida útil do sistema (ano)	30	25	14	14	15	25	25	30	30	20
Distância da carga à rede elétrica (km)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,28	5,86	0,00
Custo de implantação da linha (US\$/km)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,434,00	9,434,00	0,00
Perdas na linha (% da energia)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,13%	7,13%	0,00%
Perdas anuais (kWh/ano)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,551,06	1,551,06	0,00
Custo da energia perdida (US\$/kWh)	0,1274	0,1274	0,1274	0,1274	0,1274	0,1274	0,1274	0,1274	0,1274	0,1274
Custo das perdas (US\$/ano)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	197,61	197,61	0,00
Taxa de juros (a.a.)	6,89%	6,89%	6,89%	6,89%	6,89%	6,89%	6,89%	6,89%	6,89%	6,89%
Período de estudo (ano)	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
FRC de todo o período de estudo	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136
Custo de restauração do CPC (US\$)	23.319,51	23.319,51	23.319,51	23.319,51	23.319,51	23.319,51	23.319,51	23.319,51	23.319,51	23.319,51
Custo de implantação (US\$/kW)	4,393,00	12,906,00	12,064,00	20,096,00	1,199,00	501,00	1,180,00	1,100,00	0,00	666,00
Investimento inicial (US\$)	45.284,51	269.805,38	83.639,51	407.123,94	38.307,01	25.824,51	29.219,51	40.857,29	78.640,46	26.649,51
Valor presente residual (US\$)	9.502,31	46.707,24	0,00	62.728,05	1.004,77	4.470,60	5.058,32	8.573,32	16.501,59	3.145,51
CAE de implantação líquido (US\$/kW.ano)	812,91	1.326,91	1.900,15	2.048,35	338,98	485,13	548,90	733,44	1.411,69	533,97
Custo de O&M (% do investimento)	2,65%	1,96%	4,82%	1,43%	0,00%	2,25%	0,00%	0,00%	2,90%	0,00%
Custo de O&M (US\$/kW.ano)	21,57	26,06	91,64	29,35	0,00	10,90	0,00	0,00	40,90	0,00
Custo de O&M (US\$/kWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0067	0,00	0,0061	0,0067	0,00	0,0541
Custo de O&M (US\$/kW.ano)	0,00	0,00	0,00	0,00	11,67	0,00	26,34	29,32	0,00	235,27
Custo de combustível (US\$/kWh)	0,00	0,00	38,71	0,00	0,00	0,1125	0,00	0,00	0,00	0,479
Custo de combustível (US\$/kW.ano)	0,00	0,00	168.415,12	0,00	0,00	489,29	0,00	0,00	0,00	2.082,73
CAE de O&M (US\$/kW.ano)	21,57	26,06	168.506,76	29,35	11,67	500,19	26,34	29,32	40,90	2.318,00
CAE total (US\$/kW.ano)	834,49	1.352,97	170.406,91	2.077,71	350,65	985,32	575,24	802,28	1.492,11	2.851,97
Custo da energia (US\$/kWh)	0,1918	1,1878	39,1668	1,8241	0,2015	0,2265	0,1322	0,1844	0,3430	0,6555

A premissa básica da modelagem, que difere de muitos casos encontrados na literatura, é a da comparabilidade de propósito: tem-se o SHGD instalado, com determinadas características, e deseja-se compará-lo a outras soluções de geração; então, essas outras soluções devem conseguir atender à necessidade de suprimento energético da carga. No caso, a análise técnica do SHGD informou que ele tem condições de atender a uma carga de 5 kW por 11,92 h/dia em média, o que corresponde ao consumo médio de 21.754 kWh/ano, comum a todas as soluções.

A atribuição dos fatores de capacidade deu-se do seguinte modo. Para o sistema puramente fotovoltaico e para o SHGD, atribuiu-se fator de carga adequado à obtenção da conhecida potência nominal dos dois sistemas: 19,096 kWp. Para a geração eólica, atribuiu-se o fator 0,40, sugerido por Tolmasquim (2003). Para as demais soluções, considerou-se que os fatores de capacidade originais, quase sempre inferiores à unidade, deveriam ser considerados iguais à unidade porque, em todos os casos, supôs-se que o armazenamento ou a fonte primária de energia permitem garantir o suprimento da energia média anual necessária. A potência nominal de geração, em kW, foi obtida pelo quociente entre a potência nominal de carga, 5 kW, e o fator de capacidade da solução.

As informações relativas à vida útil dos sistemas, em anos, foram obtidas da compilação apresentada em Veronese (2004), à exceção das informadas para a geração solar fotovoltaica, para a CaC e para o SHGD. No caso do sistema puramente fotovoltaico, a informação de vida útil de 25 anos vem do fabricante dos módulos fotovoltaicos. No caso da CaC, a vida útil já considerada anteriormente é igual a 14 anos. Para o SHGD, considerou-se vida útil de 14 anos, que corresponde à vida útil da CaC; para os demais componentes do SHGD, considerou-se vida útil de 25 anos.

As grandezas “Distância da carga à rede elétrica”, “Custo de implantação da linha”, “Perdas na linha” e “Custo da energia perdida” apenas fazem sentido para as soluções de PCH e rede convencional e tiveram seus valores informados anteriormente. No mecanismo de variação aleatória, os valores atribuídos às grandezas “Custo de implantação da linha” e “Perdas na linha” na solução PCH são reproduzidos para a rede convencional. As perdas anuais, em kWh/ano, foram calculadas pelo produto das perdas na linha, em % da energia, pela energia anual média necessária, em kWh/ano. O custo das perdas, em US\$/ano, foi

calculado pelo produto entre as perdas anuais, em kWh/ano, e o custo da energia perdida, em US\$/kWh.

A taxa de juros, também de variação aleatória, foi considerada entre os limites de 6,00% a.a. e 8,50% a.a., por levar em conta a inevitável variação ao longo do tempo. Neste caso, utilizou-se a taxa de 7,25% a.a., vigente em 30/6/2008, como base e variação de $\pm 1,25\%$.

O período de estudo considerado foi de 14 anos, que é a vida útil da CaC. Para compensar o fato de que as demais soluções possuem vida útil maior, levou-se em conta o valor residual das demais soluções após o período de estudo, conforme será visto em seguida.

O fator de recuperação de capital (*FRC*) foi calculado a partir da taxa de juros e do período de estudo, pela utilização da seguinte equação (Camargo, 1998):

$$FRC = \frac{\left(\frac{i}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n - 1} + i \quad (5.10)$$

em que:

FRC é o fator de recuperação de capital;

i é a taxa de juros anual, em % a.a.; e

n é o número de anos do estudo.

O “Custo de restauração do CPC”, igual para todas as soluções, foi extraído da Tabela 5.15, conforme utilização anterior.

O “Custo de implantação” de cada solução, de variação aleatória exceto no caso da rede convencional, teve seus limites informados anteriormente, na discussão específica de cada solução.

O investimento inicial, em US\$, foi calculado pela soma de três parcelas: (1) custo de restauração do CPC; (2) o produto do custo de implantação pela potência nominal de

geração; e (3) o produto do custo de implantação da linha pela distância da carga à rede elétrica.

O “Valor presente residual” é o valor econômico que o sistema terá no fim do período de estudo atualizado para o momento presente e foi calculado pela seguinte equação, menos para o SHGD:

$$VPR = II \times \frac{(V_{\text{útil}} - n)}{V_{\text{útil}}} \times \left(1 + \frac{i}{100}\right)^{-n} \quad (5.11)$$

em que:

VPR é o valor presente residual, em US\$;

II é o investimento inicial, em US\$;

$V_{\text{útil}}$ é a vida útil da solução, em anos; e

n é o número de anos do período de estudo.

Para o SHGD, a Equação 5.11 foi utilizada com as seguintes adaptações: (1) a $V_{\text{útil}}$ utilizada foi igual à do sistema puramente fotovoltaico (25 anos); e (2) o valor de II foi descontado de US\$ 44.774,01, que é o valor atualizado referente à CaC na Tabela 5.15 (itens de 8 a 11).

O custo anual equivalente (CAE) de implantação líquido foi calculado pela seguinte equação:

$$CAEIL = \frac{(II - VPR) \times FRC}{P_n} \quad (5.12)$$

em que:

$CAEIL$ é o CAE de implantação líquido, em US\$/(kW.ano);

II é o investimento inicial, em US\$;

VPR é o valor presente residual, em US\$;

FRC é o fator de recuperação de capital; e

P_n é a potência nominal de geração, em kW.

Os custos de O&M e de combustíveis que têm variação aleatória tiveram seus limites informados anteriormente, na discussão específica de cada solução. No caso do custo de

O&M dado como percentual do custo do investimento, o custo de O&M em US\$/ $(kW \cdot ano)$ foi calculado pelo produto entre o referido percentual e o *CAEIL* da solução. No caso do custo de O&M dado em US\$/kWh, o custo de O&M em US\$/ $(kW \cdot ano)$ foi calculado pelo produto entre o referido custo e a energia anual média necessária, em kWh/ano, dividido por P_n , em kW. Finalmente, o custo de combustível em US\$/ $(kW \cdot ano)$ foi calculado pelo produto entre o referido custo em US\$/kWh e a energia anual média necessária, em kWh/ano, dividido por P_n , em kW. Com isso, foram obtidas as três parcelas de custos de O&M em US\$/ $(kW \cdot ano)$, cuja soma resultou no CAE de O&M, em US\$/ $(kW \cdot ano)$.

O CAE total, em US\$/ $(kW \cdot ano)$, foi calculado pela soma de três parcelas: (1) *CAEIL*; (2) CAE de O&M; e (3) quociente entre o custo das perdas, em US\$/ano, e P_n , em kW. O custo da energia, em US\$/kWh, foi calculado pelo produto entre o CAE total, em US\$/ $(kW \cdot ano)$, e P_n , em kW, dividido pela energia anual média necessária, em kWh/ano.

(d) Simulações

Para a utilização dessa planilha para simular os custos das várias soluções com variação aleatória das grandezas mencionadas, foi utilizada metodologia idêntica à descrita no subitem 5.2.2.2 (d): foram criadas duas “Macros” na planilha para simular e ordenar os 2.000 valores simulados de custos. Os resultados dessa simulação são sinteticamente apresentados nos Gráficos 5.7 e 5.8 e no Quadro 5.6.

A análise do Gráfico 5.7 e do Quadro 5.6 revela que a solução de menor CAE total é a geração eólica, com custo médio de US\$ 386,95/ $(kW \cdot ano)$, seguida da geração com biomassa de cana, com custo médio de US\$ 604,37/ $(kW \cdot ano)$. As soluções de PCH, geração solar térmica e geração com biomassa de GDL apresentam CAEs totais bem próximos, mas superiores aos da solução mais barata. A solução de geração puramente fotovoltaica possui custo médio de US\$ 1.278,98/ $(kW \cdot ano)$, com valores sempre superiores a US\$ 1.000,00/ $(kW \cdot ano)$. O SHGD, com custo médio de US\$ 2.017,05/ $(kW \cdot ano)$, compete apenas com a solução do GMG a diesel e com os casos da solução com rede convencional com pequenos comprimentos da linha de distribuição.

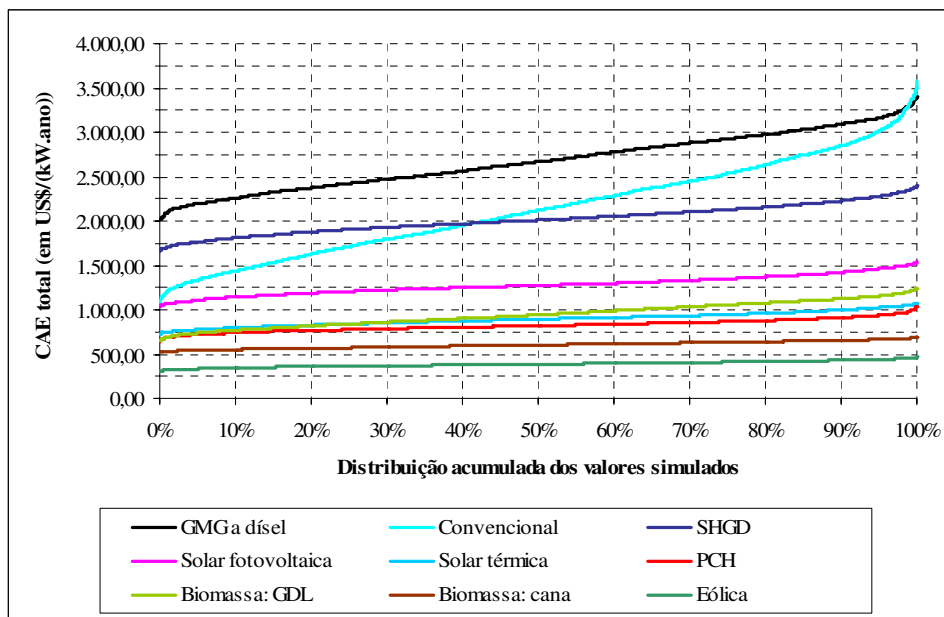


Gráfico 5.7 Valores de CAE total encontrados na simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.

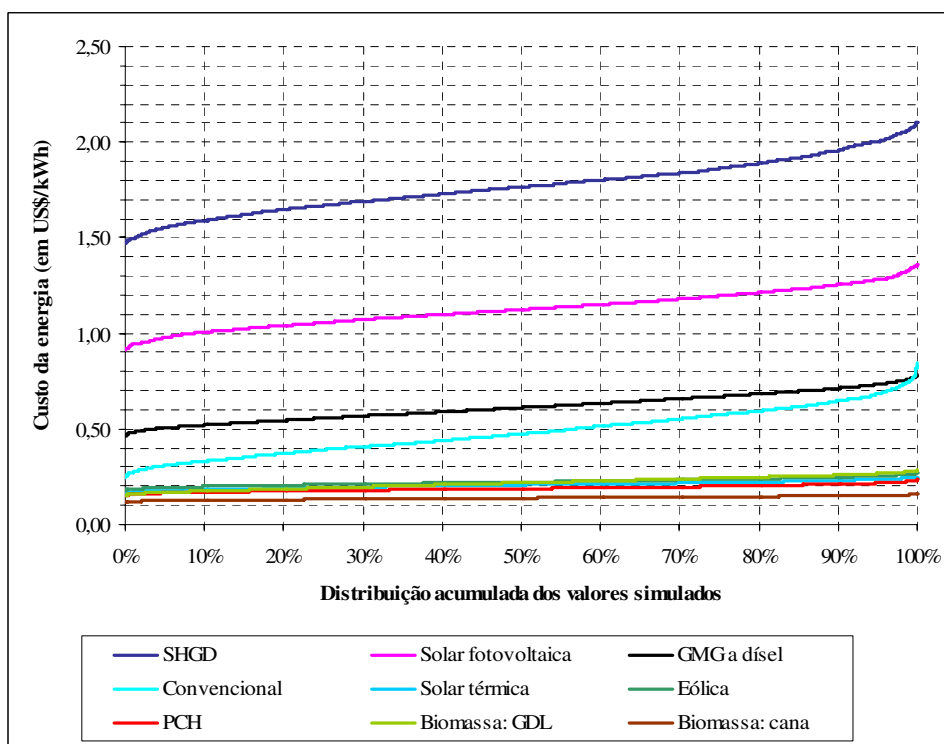


Gráfico 5.8 Valores de custo da energia encontrados na simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.

Quadro 5.6 Resultados da simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.

Grandeza	Solar		CaC	SHGD	Eólica	Biomassa		PCH	Convencional	GMG a diesel
	Térmica	Fotovoltaica				Cana	GDL			
CAE total médio (em US\$/kW.ano))	895,38	1.278,98	244.527,35	2.017,05	386,95	604,37	946,74	823,04	2.138,34	2.675,21
Desvio-padrão (em US\$/kW.ano))	74,45	103,95	84.778,05	154,29	31,04	38,54	132,61	65,24	526,00	308,40
P95%	849,22	1.488,37	293.046,75	2.104,79	352,14	572,94	865,61	902,08	2.792,65	2.840,06
Custo médio da energia (em US\$/kWh)	0,20676	1,12668	55,82691	1,76905	0,22234	0,13873	0,21747	0,18935	0,48346	0,61435
Desvio-padrão (em US\$/kWh)	0,01683	0,09314	19,94742	0,13536	0,01811	0,00878	0,03082	0,01548	0,11744	0,07122
P95%	0,23640	1,28238	87,02787	2,00397	0,25361	0,15278	0,26612	0,21580	0,68225	0,73230

A grande variação nos valores de CAE total para a solução com rede convencional, a maior de todas, deve-se à grande faixa de variação atribuída ao comprimento da linha, fato que se reflete também no alto desvio-padrão encontrado, cerca de 24,60% do valor médio. Com isso, o valor médio desse custo é de US\$ 2.138,34/(kW.ano), o terceiro maior.

A solução com GMG a diesel mostrou-se a segunda mais onerosa: CAE total médio igual a US\$ 2.675,21. Tendo em vista que essa solução apresenta os custos de implantação mais baixos, explica-se o alto custo pelo gasto com combustível.

A solução que apresentou o maior CAE total foi a da CaC: com valor médio de US\$ 244.527,35 e desvio-padrão de US\$ 84.778,05, os custos dessa solução foram excluídos do Gráfico 5.7 para viabilizar a comparação entre as demais. Esses elevados valores são consequência da grande faixa de variação atribuída ao combustível considerado: o hidrogênio.

Segundo o Gráfico 5.8 e o Quadro 5.6, a solução com menor custo da energia é a geração com biomassa de cana, com valor médio de US\$ 138,73/MWh, inferior à tarifa da CELTINS para consumidores rurais, que é igual a aproximadamente US\$ 150,27/MWh. Logo a seguir, aparecem os custos da energia para as soluções de PCH, geração solar térmica, geração com biomassa de GDL e geração eólica. Em um segundo patamar, estão os custos da energia para as soluções de rede convencional e GMG a diesel. A solução de sistema puramente fotovoltaico, com custo médio da energia igual a US\$ 1.126,68/MWh, é a terceira mais cara, perdendo apenas para o SHGD, que tem custo médio da energia igual a US\$ 1.769,05/MWh, e para a CaC, cujo custo médio da energia é muito superior, o que justificou a eliminação dessa solução do Gráfico 5.8.

A comparação entre os Gráficos 5.7 e 5.8, à luz do Quadro 5.6, permite conclusões importantes. As curvas de custos nos Gráficos 5.7 e 5.8 não aparecem na mesma ordem de soluções de geração. Isso significa, por exemplo, que a solução com menor custo da energia, a geração com biomassa de cana, não é a que apresenta o menor CAE total. A razão disso encontra-se na metodologia utilizada na análise: o vínculo à equivalência da produção energética para todas as soluções impõe que algumas soluções possuam maior potência nominal de geração; isso tende a reduzir o CAE total, mas não afeta o custo da energia gerada. Dessa forma, a análise conjunta dos dois gráficos é muito importante para

que se entenda o problema como um todo, mas a grandeza mais importante para a avaliação de desempenho econômico das soluções é o custo médio da energia.

Considerando essa avaliação de mérito, as soluções tecnologicamente mais modernas, CaC e as que utilizam geração fotovoltaica, são as que produzem energia aos maiores custos, havendo algumas soluções com custos médios da energia relativamente próximos entre si, indicando possível competitividade econômica.

No Quadro 5.6, as linhas referentes a P95% indicam o valor da grandeza considerada abaixo do qual situam-se 95% dos valores simulados. Por exemplo, para a geração com biomassa de bagaço de cana, que tem custo médio da energia igual a US\$ 138,73/MWh, há 95% de probabilidade de que o custo da energia calculado seja inferior a US\$ 152,78/MWh, um pouco superior ao valor da tarifa da CELTINS para consumidores rurais (US\$ 150,27/MWh). Para o SHGD, verifica-se que há 95% de probabilidade de que o custo da energia fique abaixo de US\$ 2.003,97/MWh.

Tendo em vista a expectativa, compartilhada por muitos especialistas e expressa no Projeto CPC, de redução dos custos das novas tecnologias com o passar do tempo em função do aumento da utilização, foram feitas diversas simulações com vistas à busca de uma situação hipotética futura em que os custos de várias tecnologias se tornassem competitivos com os de custos mais baixos na simulação anterior. A simulação que melhor possibilitou conclusões acerca da problemática em tela é detalhada a seguir.

Das informações de custos do tópico (b), foram alteradas as seguintes: (1) a faixa de custos de implantação da geração solar fotovoltaica foi reduzida em 50%; (2) a faixa de custos de implantação da CaC foi reduzida em 70% e o custo do hidrogênio foi reduzido para US\$ 375,90/MWh, que é apenas 6% do valor indicado por Santos Jr. (2004) como preço competitivo do hidrogênio no futuro; (3) a faixa de custos de implantação do SHGD foi reduzida em 70%; (4) para a rede convencional, a distância da carga à rede elétrica foi fixada em 3 km. Todas as demais informações anteriores foram mantidas.

Com essas alterações feitas na planilha mostrada na Tabela 5.16, realizou-se simulação nos mesmos moldes da anterior, cujos resultados são mostrados no Gráfico 5.9 e no Quadro 5.7.

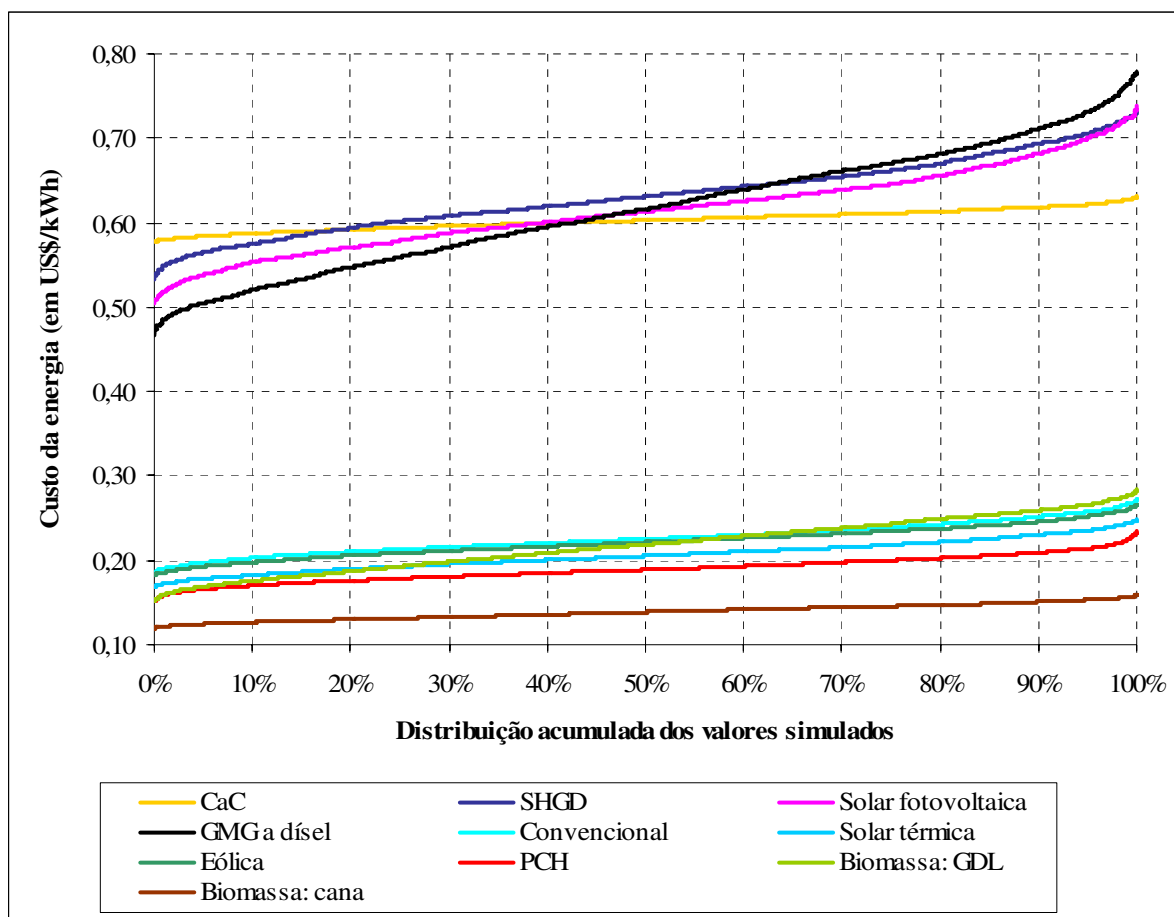


Gráfico 5.9 Valores de custo da energia encontrados na nova simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.

Nesse gráfico, verifica-se que a curva relativa aos custos da energia produzida pela CaC foi traçada. A análise do gráfico permite observar dois grupos de curvas: as de custo da energia mais baixo e as de custo da energia mais elevado. O primeiro grupo é, basicamente, o mesmo apresentado no Gráfico 5.8, agora acompanhado pela curva do custo da energia da rede convencional, o que permite concluir que, com as premissas adotadas, se a extensão da rede convencional não for superior a 3 km, essa solução pode competir com as outras desse grupo.

Já o segundo grupo, constituído por quatro curvas, tem como referência a curva de custo da energia do GMG a diesel, que é a praticamente a mesma da simulação anterior: as outras soluções tiveram alguns de seus valores ajustados para que as curvas ficassem próximas à curva do GMG a diesel.

Quadro 5.7 Resultados da nova simulação realizada pela planilha mostrada na Tabela 5.16 para 2.000 casos.

Grandeza	Solar		CaC	SHGD	Eólica	Biomassa		PCH	Convencional	GMG a diesel
	Térmica	Fotovoltaica				Cana	GDL			
CAE total médio (em US\$/kW.ano))	897,23	698,73	2.624,55	719,36	387,34	602,34	941,84	826,16	987,92	2.687,61
Desvio-padrão (em US\$/kW.ano))	73,32	55,51	49,71	49,59	30,95	38,17	135,90	65,34	79,55	311,79
P95 %	774,48	660,81	2.626,37	807,40	326,67	577,36	1.069,64	839,18	915,05	2.906,85
Custo médio da energia (em US\$/kWh)	0,20597	0,61468	0,60290	0,63253	0,22189	0,13887	0,21826	0,18954	0,22638	0,61637
Desvio-padrão (em US\$/kWh)	0,01745	0,04786	0,01154	0,04255	0,01778	0,00891	0,03081	0,01484	0,01809	0,07044
P95 %	0,23546	0,69995	0,62148	0,70567	0,25239	0,15340	0,26570	0,21424	0,25767	0,73109

Tendo em vista as alterações feitas com esse objetivo, as seguintes conclusões podem ser tiradas.

- (1) Dificilmente a solução de geração com CaC a hidrogênio terá custo da energia competitivo com relação à solução do GMG a diesel, pois a situação de comparabilidade do Gráfico 5.9 foi obtida considerando-se a ocorrência simultânea da redução de 70% no custo de implantação da CaC e enorme redução no preço do hidrogênio. Acredita-se que a competição possa ser viabilizada apenas se: (a) as tendências de redução de custos citadas anteriormente ocorrerem em menor grau e, simultaneamente, o custo do óleo diesel tiver expressivo aumento; (b) houver importante quebra de paradigma tecnológico, que revolucione a composição de custos dessa solução; e(ou) (c) houver grandes incentivos governamentais ao desenvolvimento dessa tecnologia.
- (2) A redução de 50% nos custos de implantação do sistema puramente fotovoltaico, apesar de expressiva, parece possível no longo prazo, principalmente devido aos avanços tecnológicos, que podem aumentar muito a eficiência dos módulos fotovoltaicos, e pela redução dos custos devido ao ganho de escala, caso a utilização da tecnologia amplie-se muito. É claro que eventual aumento do preço do óleo diesel colaboraria para a competitividade da solução fotovoltaica.
- (3) A presença de um sistema de hidrogênio no SHGD torna-o diferente do sistema puramente fotovoltaico e aumenta o custo da energia gerada. Então, neste caso, a redução dos custos de implantação feita foi de 70% para que o SHGD passasse a ter custo da energia competitivo com relação ao GMG a diesel.

Levando-se em conta a viabilidade técnica e a análise econômica realizada, as seguintes conclusões podem ser tiradas.

- (1) Para a geração solar térmica, que apresenta custos relativamente baixos, não foram encontrados, na literatura, exemplos de sistemas de porte tão pequeno, o que leva à suspeita de que esse sistema possa não ser economicamente competitivo na prática. Isso o desqualifica como solução real no curto prazo.
- (2) Para a utilização da geração eólica, há a necessidade de comprovação da existência de ventos com características suficientes, que somente pode ser feita por medição adequada de longo prazo, desqualificando a solução no curto prazo. Cabe ressaltar que, no caso do CPC e de outras localidades da Amazônia, a utilização dessa solução sempre estará associada a grandes alturas das torres de sustentação dos aerogeradores

porque a vegetação local é densa, extensa e constituída por árvores bastante altas, e o desmatamento não deve ser considerado se o que se pretende é a instalação de fonte de GD com o menor impacto ambiental possível.

- (3) A geração com biomassa de cana parece uma solução realmente viável, mesmo que o transporte custe mais caro que o atribuído a ele nestas simulações. Reforça-se que, neste trabalho, não se pretende estimular o cultivo da cana-de-açúcar na região amazônica, mas apenas realizar comparação entre possíveis soluções de geração.
- (4) A geração com biomassa de GDL não parece viável tecnicamente pela inexistência de aterro sanitário no CPC, o que a desqualifica como solução real.
- (5) A PCH parece ser solução realmente viável, pois o CPC encontra-se bem próximo ao rio utilizado na geração.
- (6) A expansão da rede convencional não é possível no caso do CPC por impedimento legal, o que a desqualifica como solução real.
- (7) A utilização de GMG a diesel já tem comprovação de viabilidade técnica nesse tipo de aplicação.
- (8) A solução com CaC a hidrogênio não tem custo da energia competitivo hoje e, de fato, tudo indica que dificilmente o terá no futuro, o que a desqualifica como solução competitiva do ponto de vista econômico.
- (9) Conforme exposto anteriormente, o SHGD, por incorporar o sistema de hidrogênio, tem competitividade ainda menor que a do sistema puramente fotovoltaico, que, apesar de ainda apresentar custo da energia não-competitivo com relação ao de outras soluções, pode tornar-se competitivo com o GMG a diesel.

5.2.3.6 Verificação do atendimento à previsão inicial para os custos de geração

O Quadro 5.4 apresentou custos da energia previstos no Projeto CPC para a solução com GMG a diesel e com o SHGD. Na realidade, a comparação entre os Quadros 5.4 e 5.7, que representa uma situação mais favorável ao SHGD que a atual, mostra que dificilmente a meta prevista para o SHGD será alcançada: US\$ 632,53/MWh no Quadro 5.7 e US\$ 230,77/MWh \approx (R\$ 395,08/MWh/(R\$ 1,712/US\$)) no Quadro 5.4. Para o GMG a diesel, a diferença é menor, mas ainda é grande: US\$ 616,37/MWh no Quadro 5.7 e US\$ 1.129,02/MWh \approx (R\$ 1.932,89/MWh/(R\$ 1,712/US\$)) no Quadro 5.4.

5.2.3.7 Avaliação do SHGD como solução viável de geração para a Amazônia

Com base em todas as simulações e análises feitas, conclui-se que, de todas as soluções confrontadas, as soluções de geração solar térmica, com CaC a hidrogênio, eólica e de biomassa de GDL devem ser descartadas como soluções viáveis para esse propósito, por motivos diferentes, no curto prazo.

Caso a comunidade isolada localize-se bem próxima a um rio com características favoráveis, a solução com PCH pode ser muito interessante. Caso contrário, o custo da linha de distribuição pode tornar a energia muito cara.

Se a comunidade isolada localizar-se a uma distância relativamente curta da rede de distribuição existente, a extensão da rede pode ser solução interessante, se não houver impedimento ambiental a isso, como ocorre no CPC. Caso contrário, o custo da linha de distribuição pode tornar a energia muito cara.

A solução de geração com biomassa de bagaço de cana, apesar da poluição local que provoca, não contribui para o aquecimento global e possui custo da energia bem atrativo. O aspecto mais relevante no caso seria o custo do transporte do bagaço até a comunidade, que poderia tirar a atratividade econômica da solução.

A solução com GMG a diesel não apresenta o menor custo da energia, mas possui custo de implantação muito competitivo e operação simples, pois a tecnologia é muito difundida. Desse modo, esta sempre será uma solução a ser considerada.

Com todas essas possibilidades, surge a discussão acerca da avaliação do SHGD como opção viável de solução de geração elétrica para atendimento a pequenas comunidades da Amazônia. De acordo com as comparações feitas, o SHGD não é a solução com menor custo da energia, apesar de ser uma das mais ambientalmente limpas. Todavia, a diferença entre os custos da energia gerada pelo SHGD e pelo sistema puramente fotovoltaico é grande o suficiente para que se acredite que, pelo menos no curto prazo, a escolha do segundo seria uma opção mais barata e bem mais simples, já que não se teria o sistema de hidrogênio. Conforme se pode concluir da análise técnica realizada, o ônus para se retirar o sistema de hidrogênio seria a duplicação do banco de baterias, de 16 para 32 unidades, com

óbvia desvantagem do ponto de vista ambiental em razão do descarte das baterias, mas com ganho econômico substancial.

De fato, a premissa da utilização de recursos abundantes na região, água e radiação solar, para a geração elétrica é muito interessante e pode conduzir, no futuro, a soluções economicamente competitivas. Porém, com a diferença de custo da energia favorecendo substancialmente a geração puramente fotovoltaica, deve-se avaliar com muita cautela a utilização do SHGD. Isso não significa afirmar que sistemas-piloto não devam ser implantados para estudo, pois apenas assim será possível conhecer com realismo suficiente as condições de operação e as características de desempenho de sistema ainda não-comerciais.

A comparação entre o custo da energia gerada pelo SHGD e pelas outras possíveis soluções é ainda mais desfavorável ao SHGD. Porém, várias delas podem-se mostrar inviáveis na prática, o que dá a ele vantagem competitiva em outros critérios que não o econômico.

5.2.3.8 Considerações acerca de externalidades

Todos os custos descritos e calculados anteriormente podem ser classificados como custos objetivos, segundo considerações feitas em capítulos anteriores. Para que esses números possam refletir, ao menos em parte, a expectativa de sustentabilidade ambiental e social prevista no Projeto CPC, seria necessária a consideração das denominadas externalidades na forma de diferenciais de custo. Esses diferenciais de custo representariam custos adicionados ou evitados à sociedade ou à comunidade-foco em razão da instalação do sistema de geração elétrica, ou seja, em virtude de externalidades positivas ou negativas decorrentes da nova geração (Prado, 2007).

No tocante ao Projeto CPC, os cálculos que originaram os dados utilizados para a elaboração do Quadro 5.4 (UFT, 2003) já utilizaram um desses diferenciais de custo, bastante conhecido, apesar de não utilizar a denominação aqui proposta: os créditos de carbono. Na realidade, os créditos de carbono representam vantagem financeira para o sistema que reduz ou cessa a emissão de CO₂. Logo, se o SHGD cumpre esse requisito, ele, em tese, poderia obter créditos de carbono e contar com diferencial de custo negativo, que

diminuiria o custo da energia gerada em função do benefício ambiental decorrente. Com isso, o custo objetivo da energia gerada seria descontado do diferencial de custo relacionado aos créditos de carbono e originaria o denominado custo real atribuído da energia gerada.

Esse pequeno exemplo mostra como é relevante o desenvolvimento de trabalhos que procurem formas diferenciadas de cálculo econômico associado à determinação do custo da energia elétrica gerada por sistemas como o SHGD do CPC, que considerem não apenas os itens orçamentários convencionais, mas também aspectos de outras naturezas, tais como a social e a ambiental, sabidamente de difícil, mas necessária, quantificação.

Deve-se destacar que, no cálculo do custo da energia gerada por determinado sistema, a consideração de externalidades e seus respectivos adicionais de custo pode causar alteração substancial no custo, dependendo da metodologia utilizada, principalmente se o critério social prevalecer e se for dada grande relevância ao fato de se suprir ou não energia elétrica a uma comunidade. Esse tipo de consideração apresenta razoável desenvolvimento na literatura quando se trata de externalidade ambiental; para as externalidades sociais, ainda há um longo caminho a ser percorrido no desenvolvimento de uma metodologia aceitável para o cálculo dos diferenciais de custo. No caso da comparação entre várias alternativas de solução de geração elétrica, o adicional de custo decorrente do benefício social de se suprir energia elétrica a uma comunidade estende-se a todas as alternativas, tirando-lhe o poder comparativo. Nessas situações, as externalidades de cunho social perdem importância, e as de cunho ambiental tornam-se mais relevantes. Porém, em ambos os casos, a determinação de valor econômico que corresponda a uma externalidade positiva ou negativa de uma solução de geração é assunto polêmico e de quantificação bastante difícil, fugindo ao escopo principal deste trabalho, razão pela qual ele não foi desenvolvido.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme já mencionado, o objetivo final desta tese é avaliar técnica e economicamente o SHGD instalado no CPC, sem vinculação alguma a aspectos administrativos do Projeto CPC. Para isso, foi imprescindível o estabelecimento de uma metodologia a ser seguida e a realização das ações nela previstas. Igualmente foi indispensável que os

resultados experimentais, teóricos e computacionais obtidos a partir dessa metodologia fossem adequadamente apresentados e analisados.

Sendo assim, este capítulo descreveu os resultados obtidos com a execução das atividades indicadas na metodologia apresentada no capítulo anterior e analisou-os com profundidade e riqueza de detalhes suficientes para permitir o bom entendimento desse assunto complexo e que se tirassem as conclusões pertinentes aos aspectos técnicos e econômicos do SHGD do CPC.

6 CONCLUSÕES

6.1 ASPECTOS GERAIS

Esta tese apresenta uma avaliação técnico-econômica do sistema híbrido de geração distribuída (SHGD) instalado no Centro de Pesquisas Canguçu (CPC), sob a ótica precípua do atendimento a comunidades isoladas da Amazônia. O sistema utiliza a geração fotovoltaica para alimentar diretamente as cargas elétricas existentes e para carregar sistemas de armazenamento energético, na forma de hidrogênio e de baterias, que são utilizados como fonte de energia para a geração elétrica necessária para alimentar as cargas existentes nos momentos de insuficiência ou de indisponibilidade da radiação solar. A tese foi desenvolvida no contexto de um projeto financiado por recursos disponibilizados por meio do Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003, denominado Projeto CPC e gerido exclusivamente pela Universidade Federal do Tocantins (UFT) em parceria com outras instituições, que incluem o Instituto Ecológica, a Escola Técnica Federal de Palmas – TO (ETFTO) e a Universidade de Brasília (UnB), dedicada unicamente a aspectos acadêmicos e científicos do projeto. O objetivo, a motivação e a estrutura utilizada nesta tese foram descritos no Capítulo 1.

Tendo em vista que o SHGD do CPC é um caso particular de geração distribuída (GD), e considerando-se a vinculação acadêmica deste trabalho, o Capítulo 2 abordou o estado-da-arte em GD de forma bastante ampla. Ele apresentou inédita discussão relativa ao termo geração distribuída e relacionou a história da indústria da energia elétrica à atual GD; discutiu, também de forma inédita, o conceito de GD e conceitos e aspectos relacionados a ela; propôs novas classificações de aspectos relativos à GD; propôs uma nova definição de GD, mais completa e com mais aplicabilidade que as existentes e lançou idéias para a utilização dos resultados apresentados como ferramenta para a tomada de decisões governamentais acerca do assunto. A definição proposta de GD, associada às propostas de classificação de diversos de seus aspectos, tem potencial para, com os ajustes necessários, servir de importante instrumento de gestão governamental de projetos de geração elétrica, com capacidade de realizar avaliação de caráter unicamente meritório, com muito mais objetividade que a usual nesse tipo de procedimento. Ademais, as definições e classificações propostas neste trabalho poderão ser úteis para o aprimoramento

da legislação nacional, contribuindo para o estabelecimento de um necessário novo paradigma no setor elétrico. Além disso, o Capítulo 2 também apresentou aspectos positivos e negativos da GD, barreiras à GD e uma breve discussão acerca da GD no Brasil.

O Capítulo 3 apresentou detalhadamente as tecnologias utilizadas direta ou indiretamente no SHGD com o objetivo de garantir o embasamento teórico necessário ao estudo do assunto mais específico que estava por ser realizado. Sendo assim, descreveu os aspectos considerados mais relevantes acerca da geração fotovoltaica e das células a combustível.

No Capítulo 4, já com foco no SHGD do CPC, foram apresentados o CPC, o Projeto CPC, as condições originais das instalações elétricas e do sistema de geração elétrica do CPC, a especificação do SHGD, a instalação do sistema fotovoltaico do SHGD do CPC, o início da operação provisória desse sistema e as pendências existentes com relação à especificação e à conclusão da integração do sistema. Também, o Capítulo 4 apresentou a metodologia utilizada para a obtenção dos resultados desejados, enfocando os aspectos técnicos e os aspectos econômicos. A metodologia determinou a realização de atividades como medições de campo para a obtenção de resultados experimentais, a realização de estimativas teóricas quando não fosse possível obter informações a partir de medições de campo e a construção de modelos matemáticos e computacionais que permitissem simulações adequadas do sistema, feitas em planilhas eletrônicas.

O Capítulo 5 descreveu detalhadamente a avaliação técnica realizada, em que discutiu e apresentou o despacho energético do SHGD, o desempenho de cada componente principal do SHGD e o desempenho global desse sistema e a consecução de objetivos e resultados técnicos previstos no Projeto CPC. Adicionalmente, descreveu minuciosamente a avaliação econômica feita, em que calculou os custos de implantação do SHGD e os custos de replicação do SHGD, comparou alternativas de armazenamento de energia do SHGD, realizou complexa comparação entre o SHGD e outras nove soluções de geração elétrica para o CPC, verificou o atendimento à previsão inicial para os custos de geração do SHGD e, finalmente, realizou avaliação do SHGD como solução viável de geração para o atendimento a comunidades isoladas da Amazônia. Todos os resultados obtidos das simulações realizadas foram analisados, e as principais conclusões, que enfocaram principalmente as questões de viabilidade técnica e econômica, foram apresentadas.

Este capítulo traz as principais conclusões e contribuições da tese e sugestões de desenvolvimentos futuros.

6.2 PRINCIPAIS CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

As diversas hipóteses criadas e simulações realizadas permitiram concluir que a metodologia utilizada foi adequada ao objetivo do trabalho e que as planilhas eletrônicas desenvolvidas apresentam características muito favoráveis à utilização e constituem-se em ferramentas poderosas para a simulação do SHGD em outras condições ou de outros sistemas de geração com características similares. Os resultados da avaliação técnico-econômica também permitiram conclusões que, do ponto de vista convencional, desestimulam, ao menos no curto prazo, a replicação do SHGD em outras localidades, em razão do custo bastante elevado em comparação ao apresentado por outras possíveis soluções de geração, mas indicam também a já esperada viabilidade técnica.

As análises permitiram as seguintes conclusões principais: (a) há 25,05% de probabilidade de que os módulos fotovoltaicos consigam atingir a meta de geração de 34.000 kWh/ano; (b) há apenas 6,20% de probabilidade de que o SHGD consiga atingir a meta de suprir carga nominal de 5 kW durante 13 h/dia, pois tem capacidade para suprir carga de 5 kW somente pelo tempo médio de 11,92 h/dia; (c) não será possível que o sistema de hidrogênio atinja a meta de suprir carga nominal de 5 kW durante 4 h/dia, pois ele poderá fazê-lo apenas pelo tempo médio de 1,32 h/dia; (d) no atual estágio de desenvolvimento tecnológico, o rendimento dos bancos de baterias é muito superior ao do sistema de hidrogênio, o que tem impacto importante no rendimento global do SHGD; (e) há 95% de probabilidade de ocorrência de valores superiores a 63,28% para o rendimento parcial do sistema, que é tomado a partir da geração fotovoltaica; (f) o custo atualizado do SHGD foi calculado em cerca de US\$ 29,91/W, compatível com a faixa de custos de sistemas puramente fotovoltaicos informados em IEA (2007) para dez países europeus; (g) há 95% de probabilidade de que o custo de replicação do SHGD seja inferior a US\$ 20,59/W; (h) a comparação entre alternativas de armazenamento de energia no SHGD mostrou que, do ponto de vista econômico, a solução mais vantajosa seria a instalação de um conjunto de 32 baterias, em vez do conjunto de 16 baterias utilizado e do sistema de hidrogênio; (i) o SHGD apresentou custo anual equivalente médio igual a US\$ 2.017,05/(kW.ano) e custo médio da energia de US\$ 1.769,05/MWh, muito elevados quando comparados aos de

outras soluções de geração consideradas, como, por exemplo, os da geração com biomassa de bagaço de cana, que apresentou valores iguais a US\$ 604,37/(kW.ano) e US\$ 138,73/kWh; (j) a solução existente no CPC, GMG a diesel, apresentou custos médios iguais a US\$ 2.675,21/(kW.ano) e US\$ 614,35/kWh; (k) 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%, considerando inalterado o custo médio da energia do GMG a diesel; (l) para que o sistema puramente fotovoltaico considerado 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 50%, considerando inalterado o correspondente custo da solução existente; e (m) o SHGD tem capacidade superior à necessária para suprir energia a uma típica comunidade isolada da Amazônia composta por dez famílias.

As principais contribuições deste trabalho são: (a) a profunda discussão conceitual feita acerca da GD, que culminou com a proposta de novas classificações de aspectos relevantes a ela relacionados — o propósito, a localização, a especificação da potência, a área de entrega da energia gerada, a tecnologia, a fonte primária de energia, o impacto ambiental, o modo de operação, a propriedade e o nível de penetração — e com a proposta de nova definição de GD; (b) a sugestão de aplicação dessas novas classificações como ferramenta de tomada de decisão governamental quanto a investimentos em projetos de geração de energia elétrica; (c) a metodologia utilizada para a avaliação técnica, que envolveu discussões conceituais, experimentos de campo e simulação computacional considerando incertezas; (d) a metodologia utilizada para a avaliação econômica, que envolveu discussões conceituais e simulação computacional considerando incertezas; e (e) os resultados das simulações e as análises decorrentes, que desmistificaram diversos aspectos relacionados a novas tecnologias e deram mais transparência e objetividade à comparação entre os custos da energia gerada por diversas possíveis soluções de geração de energia elétrica para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia.

6.3 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Não obstante o reconhecimento das contribuições deste trabalho, muitos estudos importantes ainda devem ser realizados para se completar a avaliação técnico-econômica

aqui iniciada. Dessa forma, apresentam-se, a seguir, recomendações para aprofundamento das análises feitas e sugestões para futuros trabalhos.

- (1) Após o comissionamento do eletrolisador do SHGD do CPC, resolver a questão relacionada à partida e ao desligamento automáticos desse equipamento e o problema da compatibilização entre a pressão de saída de hidrogênio do eletrolisador e a pressão de entrada de hidrogênio nos cilindros-padrão, finalizando, então, a instalação do SHGD.
- (2) Após o início da operação definitiva do SHGD do CPC, realizar nova avaliação técnica, agora com base apenas em medições de campo, para comparação com a avaliação técnica realizada neste trabalho.
- (3) Aprimorar a avaliação econômica feita neste trabalho da seguinte forma: (a) dotar as planilhas eletrônicas de recursos para permitir a realização automática de análises de sensibilidade de interesse; (b) incorporar, à comparação feita, outras possíveis soluções de geração elétrica; (c) aumentar a confiabilidade do levantamento de custos realizado por meio da utilização de maior quantidade de referências bibliográficas; e (d) desenvolver metodologia que permita o cálculo dos diferenciais de custo referidos no Capítulo 5 para a incorporação de externalidades ambientais e sociais ao custo da energia elétrica gerada.
- (4) Realizar avaliação técnico-econômica similar à desta tese considerando não mais uma carga constante de 5 kW, mas carga variável segundo curva de carga típica de unidade consumidora residencial, comercial ou industrial, visando conferir mais realismo às análises feitas ao atendimento a comunidades isoladas e iniciar estudos para a aplicação das simulações a consumidores alimentados por rede convencional.
- (5) Desenvolver metodologia adequada para a comparação entre diferentes soluções possíveis de geração elétrica, utilizando diversos critérios além do econômico, com vistas à tomada de decisão quanto à implantação de uma ou mais delas. Quanto a esse assunto, já há trabalho desenvolvido, como se pode ver em Ferraz (2008).
- (6) Verificar a aplicabilidade da *Unscented Transform* (UT) — Transformada da Incerteza — às simulações que consideram incertezas realizadas neste trabalho, conforme possibilidade levantada por Pereira (2008).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

5th RESEARCH FRAMEWORK PROGRAMME OF THE EUROPEAN UNION: Energy, environment and sustainable development, Part B Energy. *Decentralized generation technologies: potentials, success factors and impacts in the liberalized EU energy markets (DECENT)*: Final Report. [S.l.: s.n.]: 2002.

ACADEMIA BRASILEIRA DE LETRAS. *Vocabulário ortográfico da língua portuguesa*. 2. ed. Rio de Janeiro: A Academia, 1998.

ACINH – Associação Comercial, Industrial e de Serviços de Novo Hamburgo. Disponível em: <www.acinh.com.br/cotacao.html>. Acesso em: 25 jun. 2008.

ACKERMANN, Thomas. *Distributed resources in a re-regulated market environment*. 2004. 461 f. Tese (Doctoral Dissertation)–Department of Electrical Engineering, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2004.

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. In: *Electric Power Systems Research*, Elsevier Science, Oxford, UK, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001a.

_____. What is distributed generation? In: *International Symposium on Distributed Generation: Power Systems and Market Aspects*, Estocolmo, Suécia, jun. 2001b.

ACKERMANN, Thomas; GARNER, K.; GARDINER, A. Wind power generation in weak grids: economic optimization and power quality simulation. In: *Renewable Energy*, Elsevier Science, Oxford, UK, v. 18, n. 2, p. 205–221, 1999.

AIRGAS. Disponível em: <www.airgas.com>. Acesso em: 30 abr. 2008.

ALAMEDA POWER & TELECOM. Power Industry Glossary. Disponível em: <www.alamedapt.com/electricity/glossary.html>. Acesso em: 2 maio 2007.

ALBUQUERQUE, Fábio Lima de; BITTENCOURT, Felipe Tozzi. *Um estudo da otimização de sistemas fotovoltaicos para o estado do Tocantins*. Palmas: 2008. Relatório final de projeto de pesquisa apresentado para a Coordenação de Extensão e Pesquisa Tecnológica da Escola Técnica Federal do Tocantins.

ALDABÓ, Ricardo. *Célula combustível a hidrogênio: fonte de energia da nova era*. São Paulo: Artliber, 2004.

_____. *Energia solar*. São Paulo: Artliber, 2002.

ALMEIDA, Napoleão Mendes de. *Dicionário de questões vernáculas*. 3. ed. São Paulo: Ática, 1996.

ALVES FILHO, João. *Matriz energética brasileira: da crise à grande esperança*. Rio de Janeiro: Mauad, 2003.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 maio 2008.

_____. Resolução Normativa n.º 228, de 25 de julho de 2006. Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 maio 2008.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 28 maio 2008.

ARAÚJO, Antonio Carlos Marques de. *Perdas e inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil*. 2007. 98 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético)–Programas de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 5410*: instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: 2004.

_____. *NBR 6023*: informação e documentação: referências: elaboração. Rio de Janeiro: 2002.

_____. *NBR 14298*: sistemas fotovoltaicos: bancos de baterias: dimensionamento. Rio de Janeiro: 1999.

BACEN – Banco Central do Brasil. Disponível em: <www.bacen.gov.br>. Acesso em: 25 jun. 2008.

BER – Base Energia Renovável. *Revised integration specification for solar hydrogen power system at Canguçu Research Center*. [S.l.]: 2005. Relatório apresentado à UFT como revisão da especificação da integração do sistema relativo ao Projeto CPC.

_____. *Integration specification of power generation concept system of Canguçu Research Center*. [S.l.]: 2006. Relatório apresentado à UFT como revisão da especificação da integração do sistema relativo ao Projeto CPC.

BIBLIOTECA DIGITAL WWI-UMA. *Energia: a era da microgeração*. [S.l.]: Worldwatch Institute; Universidade Livre da Mata Atlântica, 2001. Disponível em: <www.wwiUma.org.br/alertas.html>. Acesso em: 3 maio 2007a.

_____. *Sistema energético do século XX é incompatível com a economia digital*. [S.l.]: Worldwatch Institute; Universidade Livre da Mata Atlântica, 2001. Disponível em: <www.wwiUma.org.br/alertas.html>. Acesso em: 3 maio 2007b.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Disponível em: <www.bndes.gov.br/infraestrutura/default.asp>. Acesso em: 25 jun. 2008.

BODANIS, David. *Universo elétrico*. Rio de Janeiro: Record, 2008.

BRASIL. Decreto n.º 4.873, de 11 de novembro de 2003. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS” e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2008.

_____. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2008.

_____. Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2008.

_____. Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2008.

_____. Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis 9.427, de 26/12/1996, 9.648, de 27/5/1998, 3.890-A, de 25/4/1961, 5.655, de 20/5/1971, 5.899, de 5/7/1973, 9.991, de 24/7/2000, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 fev. 2008.

_____. Presidência da República. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 20 maio 2008.

BRIGHENTI, Claudia Rodrigues Faria. *Integração do cogeração de energia do setor sucroalcooleiro com o sistema elétrico*. 2003. 166 f. Dissertação (Mestrado em Energia)–Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Investing in renewable electricity generation in California. In: *Guidebook for Emerging Renewables Account*, v. 3, 8. ed. California: 1996.

CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. *Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico*. Brasília: FINATEC, 1998.

CAMBRIDGE ADVANCED LEARNER'S DICTIONARY. Version 1.0. [S.l.]: Cambridge University, 2003. 1 CD-ROM.

CANAL ENERGIA. Disponível em: <www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp>. Acesso em: 19 fev. 2008.

CASTRO, Marco Aurélio Lenzi. *Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico*. 2004. 138 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2004.

CBCA – Centro Brasileiro da Construção em Aço. Disponível em: <www.cbca-ibs.org.br/noticias_exibe.asp?Codigo=267&Refresh=20074231329>. Acesso em: 26 maio 2007.

CELTINS – Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins. Disponível em: <www.gruporede.com.br/celtins/distribuicao.asp>. Acesso em: 20 jul. 2008.

COSTA, Fernanda Damiani. *Metáfora e formativos terminológicos: uma aplicação na linguagem de especialidade da engenharia elétrica*. 2005. 186 f. Dissertação (Mestrado em Linguística)–Departamento de Linguística, Línguas Clássicas e Vernácula, Universidade de Brasília, Brasília, 2005.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo Brito. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/potencial_solar.htm>. Acesso em: 2 de jun. 2007.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BORTONI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. In: *Revista Brasileira de Energia*, Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Itajubá, Brasil v. 11, n. 2, p. 137–156, 2005.

DOE – U.S. Department of Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE). *Solar Energy Technologies Program*. Disponível em: <www.eere.energy.gov/solar>. Acesso em: 2 jun. 2007.

DUNN, Seth. *Micropower: the next electrical era*. Worldwatch paper 151. Washington: Worldwatch Institute, 2000. Disponível em: <www.worldwatch.org>. Acesso em: 2 maio 2007.

DUNN, Seth; FLAVIN, Christopher. Sizing up micropower. In: BROWN, Lester R.; FLAVIN, Christopher; FRENCH, Hilary F. (Org.). *State of the world 2000*. Washington: Worldwatch Institute, cap. 8, 2000.

ELECTRIC HYDROGEN. Disponível em: <www.electrichydrogen.com>. Acesso em: 8 jun. 2007.

ELECTROCELL – Grupo Electrocell Células a Combustível. Disponível em: <www.electrocell.com.br/oqueeacc_pt.htm>. Acesso em: 26 maio 2008.

ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. Gerência de Operação e Manutenção da Geração (COGT). Brasília: jun. 2004. Relatório.

EL-KHATTAM, W; SALAMA, M.M.A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. In: *Electric Power Systems Research*, Elsevier Science, Oxford, UK, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.

FARRET, Felix Alberto. *Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica*. Santa Maria: UFSM, 1999.

FERRAZ, Pedro George Prescott. *Aplicativo para a avaliação multicritério de projetos de geração para atendimento a comunidades isoladas*. 2008. 102 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica)–Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

FERREIRA, Aurélio Buarque de Holanda. *Novo dicionário eletrônico Aurélio versão 5.0*. Coordenação e edição de Margarida dos Anjos e Marina Baird Ferreira. [S.l.]: Positivo Informática, 2004. 1 CD-ROM.

FUELING THE FUTURE. Glossary. Disponível em: <www.fuelingthefuture.org/contents/glossary.asp>. Acesso em: 2 maio 2007.

GAS MALAYSIA. Glossary. Disponível em: <www.gasmalaysia.com/Default.aspx>. Acesso em: 2 maio 2007.

GAS RESEARCH INSTITUTE. The role of distributed generation in competitive energy markets. In: *Distributed generation forum*, Chicago, EUA, mar. 1999.

GOOGLE. Pesquisa Google – define: distributed generation. Disponível em: <www.google.com.br>. Acesso em: 2 maio 2007.

GROSS, Charles A. *Power system analysis*. 2nd ed. New York: John Wiley, 1986.

GSEP – Grupo de Sistemas Elétricos de Potência. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

_____. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 1 fotografia digital. Acervo fotográfico digital do GSEP.

_____. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

_____. [Sem título]. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2008. 2 fotografias digitais. Acervo fotográfico digital do GSEP.

HINRICHS, Roger A.; KLEINBACH, Merlin. *Energia e meio ambiente*. Tradução técnica de Flávio Maron Vichi e Leonardo Freire de Mello. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003. Tradução da 3. ed. norte-americana.

HOUAISS, Antônio. *Dicionário eletrônico Houaiss da língua portuguesa*. Versão 1.0. [S.l.]: Objetiva, 2001. 1 CD-ROM.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <www.ibge.gov.br>. Acesso em: 30 abr. 2008.

IEA – International Energy Agency. *Energy technologies for the 21st Century*. Paris: 1997.

_____. *IEA Energy Statistics*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 4 dez. 2005.

_____. *Key world energy statistics 2007*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 24 maio 2008a.

_____. *PVPS annual report*. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 10 maio 2008b.

_____. *Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2005*. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 3 jun. 2007.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. *O que é geração distribuída?*. Disponível em: <www.inee.org.br>. Acesso em: 27 dez. 2005.

_____. *O que é geração distribuída?*. Disponível em: <www.inee.org.br>. Acesso em: 2 maio 2007.

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: <www.inmet.gov.br/sonabra/maps/automaticas.php>. Acesso em: 6 jun. 2008.

INNOVATIVE POWER SYSTEMS. Glossary. Disponível em: <www.ips-solar.com/glossary.htm>. Acesso em: 2 maio 2007.

INSTITUTO ANTÔNIO HOUAISS. *Dicionário Houaiss de sinônimos e antônimos da língua portuguesa*. Rio de Janeiro: Objetiva, 2003.

INSTITUTO ECOLÓGICA. Disponível em: <www.ecologica.org.br/info/iDetalhesLb.php?ctg=2&iid=39>. Acesso em: 20 mar. 2007.

KIOCERA SOLAR. Solar Glossary. Disponível em: <www.kyocerasolar.com/learn/glossary.html>. Acesso em: 2 maio 2007.

LABOURET, Anne et al. *Cellules solaires: les bases de l'énergie photovoltaïque*. 4^{ème} ed. Paris: Dunod, 2005.

LABSOLAR – Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. Palmas: UFT, 2007. Arquivos enviados por correio eletrônico.

LORA, Electo Eduardo Silva; HADDAD, Jamil (Coord.). *Geração distribuída: aspectos tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

LORENZO, Eduardo et al. *Electricidad solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. Sevilla, España: PROGNSA, 1994.

MARTINS, Jader Benuzzi. *A história da eletricidade*. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2007.

MEDEIROS, João Bosco. *Manual de redação e normalização textual: técnicas de editoração e revisão*. São Paulo: Atlas, 2002.

MEDEIROS, João Bosco; ANDRADE, Maria Margarida. *Manual de elaboração de referências bibliográficas: a nova NBR 6023:2000 da ABNT: exemplos e comentários*. São Paulo: Atlas, 2001.

MESSENGER, Roger; VENTRE, Jerry. *Photovoltaic systems engineering*. Boca Raton, USA: CRC, 2000.

MICHAELIS: moderno dicionário inglês-português, português-inglês. São Paulo: Melhoramentos, 2000. (Dicionário Michaelis).

MOURA – Acumuladores Moura. Disponível em: <www.moura.com.br>. Acesso em: 22 maio 2007.

MME – Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME, 2008. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 20 maio 2008a.

_____. *Balanço energético nacional (BEN) – 2003*. Brasília: MME, 2007. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 20 maio 2007a.

_____. *Balanço energético nacional (BEN) – 2006*. Brasília: MME, 2007. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 20 maio 2007b.

_____. *Balanço energético nacional (BEN) – 2007*. Brasília: MME, 2008. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 24 maio 2008b.

OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de et al. *Avaliação da qualidade da energia no sistema elétrico do Centro de Pesquisas Canguçu*. Brasília: UnB/FT/ENE/GSEP, 2006. Relatório elaborado no âmbito do Projeto Canguçu – Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003 – Revisão 1.

OLIVEIRA, Maria Marly de. *Como fazer projetos, relatórios, monografias, dissertações e teses*. 3. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005.

OSRAM. Disponível em: <<http://br.osram.info/produtos/consumo/compact/>>. Acesso em: 8 jun. 2007.

PALZ, Wolfgang. *Energia solar e fontes alternativas*. Tradução de Noberto de Paula Lima. Curitiba: Hemus, 2002.

PEREIRA, João Batista José. *Contribuição para modelagem de incertezas em sistemas de aterramento*. 2008. 117 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)–Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

PILÃO, Nivaldo Elias; HUMMEL, Paulo Roberto Vampré. *Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática da análise de projetos de investimentos*. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Disponível em: <www.pnud.org.br>. Acesso em: 23 abr. 2008.

PORTALH2. Disponível em: <www.portalh2.com.br>. Acesso em: 26 maio 2008.

POWER BROKERS: Energy Consulting Firm. Glossary. Disponível em: <www.powerbrokersusa.com/Glossary.html>. Acesso em: 2 maio 2007.

PRADO, Thiago Guilherme Ferreira. *Externalidades do ciclo produtivo da cana-de-açúcar com ênfase na produção de energia elétrica*. 2007. 254 f. Dissertação (Mestrado em Energia)–Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

PURCHALA, K. et al. *Distributed generation and the grid integration issues*. Londres: Imperial College London, [2006?].

REIS, Lineu Belico dos. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 3. ed. Barueri: Manole, 2003.

REIS, Lineu Belico dos; SILVEIRA, Semida (Org.). *Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável: introdução de uma visão multidisciplinar*. 2. ed. São Paulo: Edusp, 2001.

RELION. Disponível em: <www.relion-inc.com/products-t2000.asp>. Acesso em: 23 maio 2008.

RIBEIRO, Afonso Assis; NASCIMENTO, Iran Machado. *Consolidação da legislação do setor elétrico*. Curitiba: Juruá, 2007.

RIFKIN, Jeremy. *A economia do hidrogênio*. São Paulo: M.Books do Brasil, 2003.

RODITI, Itzhak. *Dicionário Houaiss de Física*. Rio de Janeiro: Objetiva, 2005.

RODRIGUES, Flávia Francesca Capano. *Programação da contratação de energia considerando geração distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro*. 2006. 171 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica)–Programas de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

RODRIGUES, Vera Cristina. *Dicionário Houaiss de verbos da língua portuguesa*. Rio de Janeiro: Objetiva, 2003.

RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. 2002. 118 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos)–Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

ROMAGNOLI, Henrique Cesar. *Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro*. 2005. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

RÜTHER, Ricardo. *Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil*. Florianópolis: UFSC: LABSOLAR, 2004.

RÜTHER, Ricardo; LIVINGSTONE, J. Amorphous and crystalline silicon solar modules: choices of technologies. In: CONFERÊNCIA SOLAR'93, Perth, Australia. **Anais...** Perth: Australian and New Zealand Solar Energy Society, 1993.

SANTOS JR., Antonio Carlos Fonseca. *Análise da viabilidade econômica da produção de hidrogênio em usinas hidrelétricas: estudo de caso em Itaipu*. 2004. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção)–Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SCHEER, Hermann. *Economia solar global: estratégias para a modernidade ecológica*. Rio de Janeiro: CRESESB: CEPTEL, 2002.

SECRETARIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *Desafio do Luz para Todos é garantir acesso à energia elétrica na região amazônica*. N.º 64. Brasília, 12 jun. 2008.

SEVERINO, Mauro Moura et al. The influence of the independent power producers in the dynamic performance of the electric systems. In: IX SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERACIONAL AND EXPANSION PLANNING, 2004, Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos...** Rio de Janeiro: CHESF, 2004. SP-119. 1 CD-ROM.

SHAYANI, Rafael Amaral. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

SMA AMERICA. Disponível em: <www.sma-america.com/solar-technology/products/grid-tied-inverters/sunny-boy/ul-listed/sb-6000u/overview/index.html>. Acesso em: 8 jun. 2007a.

_____. Disponível em: <www.sma-america.com/solar-technology/products/island-grids/battery-inverters/ul-listed/sunny-island-4248u/overview/index.html>. Acesso em: 21 maio 2007b.

_____. Disponível em: <www.sma-america.com/solar-technology/products/other/communication/communication-products-software/sunny-boy-control/downloads/index.html>. Acesso em: 21 maio 2007c.

SOUZA, H. M. Alternativas energéticas: solar e eólica. In: I SEMINÁRIO RIO-BRASIL: O DESAFIO DA ENERGIA EÓLICA, 2002, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Furnas, 2002.

TESTER, Jefferson W. et al. *Sustainable energy: choosing among options*. Cambridge: MIT Press, 2005.

THE INDUSTRIAL ENERGY USERS (IEU – Ohio). Basic electricity terms. Disponível em: <www.ieu-ohio.org/information/education/basic_terms.html>. Acesso em: 2 maio 2007.

TIBA, Chigueru; FRAIDENRAICH, Naum; BARBOSA, Elielza Moura de Souza. *Instalação de sistemas fotovoltaicos para residências rurais e bombeamento de água: texto para curso de instalador de sistemas fotovoltaicos*. 2. ed. Recife: UFPE, 1999.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommno (Coord.). *Geração de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2005.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommno (Org.). *Fontes renováveis de energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2003.

UFT – Universidade Federal do Tocantins. *Gestão energética para o desenvolvimento sustentável — Centro de Pesquisas Canguçu*. Palmas: UFT, 2003. Projeto aprovado no Edital CT–Energ MME/CNPq 03/2003.

_____. *Relatórios orçamentários e financeiros do Projeto CPC*. Palmas: UFT, 2007. Arquivos enviados por correio eletrônico.

_____. *Relatórios orçamentários e financeiros do Projeto CPC*. Palmas: UFT, 2008. Arquivos enviados por correio eletrônico.

UNI-SOLAR – United Solar Ovonic. Disponível em: <www.uni-solar.com/interior.asp?id=102>. Acesso em: 21 maio 2007.

_____. Disponível em: <www.uni-solar.com>. Acesso em: 24 maio 2008.

US Environmental Protection Agency. EPA – GPP – What Is Green Power? Glossary of Green Power Terms. Disponível em: <www.epa.gov/greenpower/whatis/glossary.htm>. Acesso em: 2 maio 2007.

VALUTECH SOLUTIONS. Glossary. Disponível em: <www.valutechsolutions.com/glossary.html>. Acesso em: 2 maio 2007.

VERONESE, Hermano Dumont. *Análise econômico-financeira de fontes alternativas no atendimento a uma carga isolada considerando incertezas*. 2004. 66 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica)–Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2004.

VIEIRA, Sonia. *Como escrever uma tese*. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

WADE – World Alliance for Decentralized Energy. *World survey of decentralized energy 2006*. [S.l]: WADE, 2006. Disponível em: <www.localpower.org>. Acesso em: 26 maio 2007.

WALTER, Arnaldo. Fomento à geração elétrica com fontes renováveis de energia no meio rural brasileiro: barreiras, ações e perspectivas. In: *Encontro de energia no meio rural (AGRENER)*, An. 3, [S.l], 2000. Disponível em: <www.proceedings.scielo.br/scielo.php>. Acesso em: 2 maio 2007.

WEA – World Energy Assessment. *Overview*. [S.l]: 2000.

WEBSTER'S NEW TWENTIETH CENTURY DICTIONARY. 2nd ed. New York: Prentice Hall, 1983.

WIKIPEDIA: the free encyclopedia. Disponível em: <www.en.wikipedia.org>. Acesso em: 6 abr. 2007a.

_____. Disponível em: <www.en.wikipedia.org/wiki/Distributed_generation>. Acesso em: 2 maio 2007b.

_____. Disponível em: <www.en.wikipedia.org/wiki/Deionized_water>. Acesso em: 24 maio 2007c.

WIKIPÉDIA: a enciclopédia livre. Disponível em: <www.pt.wikipedia.org>. Acesso em: 6 abr. 2007.

_____. Disponível em: <www.pt.wikipedia.org>. Acesso em: 30 abr. 2008.

WILLIS, H. Lee; SCOTT, Walter G. *Distributed power generation: planning and evaluation*. New York: Marcel Dekker, 2000.