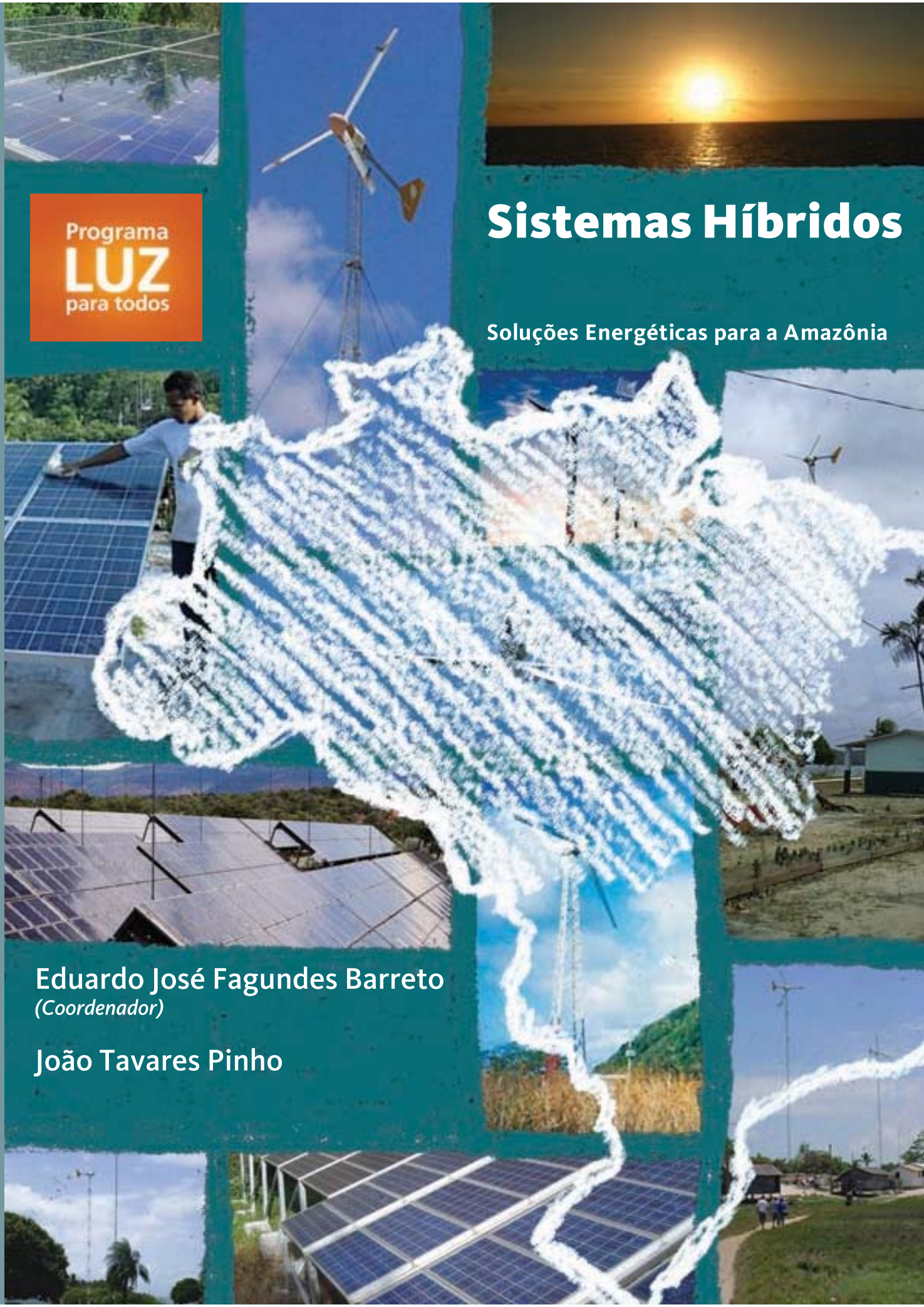
Sistemas Híbridos

João Tavares Pinho



Programa LUZ para todos

Sistemas Híbridos

Soluções Energéticas para a Amazônia

Eduardo José Fagundes Barreto
(Coordenador)

João Tavares Pinho

João Tavares Pinho
Claudomiro Fábio Oliveira Barbosa
Edinaldo José da Silva Pereira
Hallan Max Silva Souza
Luis Carlos Macedo Blasques
Marcos André Barros Galhardo
Wilson Negrão Macêdo

Sistemas Híbridos
Soluções Energéticas para a Amazônia

1ª Edição
Brasília
Ministério de Minas e Energia
2008

Ministro de Minas e Energia
Edison Lobão

Secretário Executivo
Márcio Zimmermann

Secretário de Energia
Josias Matos de Araújo

Diretor do Programa Luz para Todos
Hélio Morito Shinoda

Diretor Nacional do Projeto PNUD BRA 99/011
Programa de Erradicação da Exclusão da Energia Elétrica
Jeová Silva Andrade

Coordenador da Região Norte
Aurélio Pavão de Farias

Coordenador de Universalização
Manoel Soares Dutra Neto

Coordenação Técnica
Eduardo José Fagundes Barreto

Assessoria de Comunicação do Programa Luz para Todos
Lucia Mitico Seo
Jose Renato Penna Esteves

Unidade e Gestão de Projetos – Projeto PNUD BRA 99/011
Antonio João da Silva – Coordenador Técnico
Eder Júlio Ferreira
Manoel Antonio do Prado

Novembro, 2008

Sistemas Híbridos
Soluções Energéticas para a Amazônia

Coordenador Geral:
Eduardo José Fagundes Barreto

Autores
João Tavares Pinho (*Coordenador*)
Claudomiro Fábio Oliveira Barbosa
Edinaldo José da Silva Pereira
Hallan Max Silva Souza
Luis Carlos Macedo Blasques
Marcos André Barros Galhardo
Wilson Negrão Macêdo

Revisor Técnico:
Roberto Zilles

Ideorama Design e Comunicação Ltda.
www.ideorama.com.br

Projeto Gráfico e Diagramação
Sílvio Spannenberg
Aline Weirich de Paula
Carolina Farion
Gustavo Aguiar

Capa
Sílvio Spannenberg

Revisão de Textos
Bárbara Fernandes

Produção Gráfica
Rafael Milani Medeiros

Dados internacionais de catalogação na publicação
Bibliotecária responsável: Mara Rejane Vicente Teixeira

Sistemas híbridos / João Tavares Pinho... [et al.].
Brasília : Ministério de Minas e Energia, 2008.
396p. : il. ; 21 × 30cm. – (Soluções energéticas para a Amazônia)

ISBN 978-85-98341-02-6
Inclui bibliografia.

1. Energia – Fontes alternativas – Brasil.
2. Recursos energéticos – Brasil. 3. Energia
hidrelétrica – Brasil. I. Pinho, João Tavares.
II. Brasil. Ministério das Minas e Energia. III. Série.

CDD (22ª ed.) 333.79

Sumário

Apresentação 13

Prefácio 15

Introdução 21

1 Conceitos Básicos 23
- 1.1 A Importância da Energia 23
- 1.2 Energia e Potência 25
- 1.3 Unidades de Energia e Potência 26
- 1.4 Tipos e Fontes de Energia 27
- 1.5 Impactos Ambientais 30
- 1.6 O Efeito Estufa 32
- 1.7 Mecanismos de Desenvolvimento Limpo 34

2 Energia Solar Fotovoltaica 37
- 2.1 Breve Histórico 37
- 2.2 O Sol e suas Características 38
- 2.3 Geometria Sol–Terra 39
- 2.4 Radiação Solar sobre a Terra 45
- 2.5 Potencial Solar e sua Avaliação 49
  - 2.5.1 Instrumentos de Medição 50
  - 2.5.2 Técnicas de Medição e Apresentação dos Dados Solarimétricos 52
- 2.6 Efeito Fotovoltaico 55
- 2.7 Módulos Fotovoltaicos 57
  - 2.7.1 Tipos de Células e Tecnologias de Fabricação 57
  - 2.7.2 Associação de Células e Módulos Fotovoltaicos 60
  - 2.7.3 Características Elétricas 66
- 2.8 Aplicações de Sistemas Fotovoltaicos 69
- 2.9 Impactos Ambientais e Tempo de Retorno de Energia (Energy Pay-Back Time) 75

3 Energia Eólica 77
- 3.1 O Vento e suas Características 77
- 3.2 Perfil do Vento e Influência do Terreno 79
- 3.3 Potencial Eólico e sua Avaliação 81
- 3.4 Instrumentos e Técnicas de Medição 84

3.5 Análise do Potencial Eólico 90
3.6 Conversão Eólica 95
3.7 Aerogeradores 97
3.7.1 Turbina Eólica 97
3.7.2 Sistema de Multiplicação de Velocidade 103
3.7.3 Gerador Elétrico 103
3.7.4 Mecanismos de Controle 107
3.7.5 Nacele 109
3.7.6 Torre 109
3.8 Desempenho de Aerogeradores 110
3.9 Aplicações de Sistemas Eólicos 114
3.10 Impactos de Sistemas Eólicos 116

4 Grupos Geradores 121
4.1 Motores a Combustão 121
4.2 Motores a Combustão Interna 121
4.2.1 Motor de Ignição por Centelha, ou Ciclo Otto 121
4.2.2 Motor de Ignição por Compressão, ou Ciclo Diesel 121
4.2.3 Motor de Quatro Tempos 122
4.2.4 Motor de Dois Tempos 123
4.2.5 Partes Componentes de um Motor de Combustão Interna 123
4.3 Geradores Elétricos 128
4.3.1 Principais Partes Constituintes do Gerador 129
4.3.2 Freqüência do Gerador 130
4.3.3 Potência do Gerador 130
4.3.4 Rendimento do Gerador 131
4.4 Grupos Geradores 131
4.5 Consumo de Combustível dos Grupos Geradores 132
4.6 Vantagens e Desvantagens dos Grupos Geradores a Diesel 133
4.7 Impactos Ambientais de Grupos Geradores 133

5 Sistema de Armazenamento 135
5.1 Conceitos Básicos 135
5.2 Acumuladores de Energia Elétrica, ou Baterias 137
5.3 A Bateria de Pb-Ácido 138
5.4 Processos de Carga e Descarga 141
5.4.1 Avaliação do Estado de Carga 148
5.4.2 Congelamento do Eletrólito 150
5.5 Alguns Aspectos Relacionados com a Vida Útil das Baterias 151
5.6 Condições de Operação Típicas em Aplicações Autônomas 153
5.6.1 Classificação das Condições de Operação da Bateria 153
5.7 Composição do Banco de Baterias 156

6 Sistema de Condicionamento de Potência 159
6.1 Conceitos Básicos 159

6.2 Controladores de Carga 159
6.3 Retificadores 162
6.4 Inversores de Tensão 163
6.5 Outros Equipamentos 167

7 Sistemas Híbridos 170
7.1 Conceitos Básicos 170
7.2 Sistemas Híbridos no Brasil e no Mundo 172
7.3 Principais Tipos de Sistemas 176
7.3.1 Sistema Eólico-Diesel 176
7.3.2 Sistema Fotovoltaico-Diesel 177
7.3.3 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel 178
7.3.4 Sistema Fotovoltaico-Eólico 178
7.4 Complementaridade das Fontes Solar e Eólica 179
7.5 Classificações de Sistemas Híbridos 179
7.5.1 Interligação com a Rede Elétrica Convencional 180
7.5.2 Prioridade de Uso das Fontes de Energia 181
7.5.3 Configuração 182
7.5.4 Porte 184
7.6 Vantagens e Desvantagens 185
7.7 Estratégias de Operação 185
7.8 Operação Monitorada e Automatização 187
7.9 Sistemas de Medição e Tarifação 187
7.10 Impactos a Serem Considerados 189
7.10.1 Impactos Ambientais 189
7.10.2 Impactos Socioeconômicos 189
7.10.3 Outros 190
7.11 Uso Racional da Energia 190
7.12 Outras Fontes em Sistemas Híbridos 191

8 Projeto de Sistemas Híbridos 193
8.1 Análise do Recurso Disponível 193
8.1.1 Avaliação Preliminar 193
8.1.2 Visita ao Local 194
8.1.3 Instalação de Equipamentos de Medição 195
8.2 Análise do Recurso Solar 199
8.3 Análise do Recurso Eólico 200
8.4 Logística de Abastecimento de Combustível 201
8.5 Cálculo do Consumo a Ser Atendido 202
8.6 Definição da Estratégia de Operação 207
8.7 Balanço Energético (Participação de Cada Fonte) 210
8.8 Dimensionamento do Sistema de Armazenamento 210
8.9 Dimensionamento do Sistema de Geração 212
8.9.1 Geração Fotovoltaica 212
8.9.2 Geração Eólica 213

8.9.3 Geração a Diesel 216
8.10 Dimensionamento do Sistema de Condicionamento de Potência 217
8.10.1 Controlador de Carga 217
8.10.2 Inversor de Tensão 218
8.10.3 Equipamentos de Controle e Proteção 218
8.11 Dimensionamento da Minirrede de Distribuição de Energia 219
8.12 Alguns Programas para Dimensionamento de Sistemas Híbridos 222

9 Instalação de Sistemas Híbridos 223
9.1 Instalação dos Módulos Fotovoltaicos 223
9.2 Instalação dos Aerogeradores 230
9.3 Instalação dos Grupos Geradores a Diesel 237
9.4 Instalação das Baterias 239
9.5 Instalação dos Controladores de Carga e Inversores de Tensão 241
9.6 Instalação dos Retificadores 243
9.7 Instalação de Equipamentos de Proteção e Controle e Outros Acessórios 243
9.8 Cabeamento 244
9.9 Instalação da Minirrede de Distribuição 245
9.10 Acessórios de Instalação 246

10 Operação e Manutenção de Sistemas Híbridos 250
10.1 Sistema Fotovoltaico 250
10.2 Sistema Eólico 252
10.3 Grupo Gerador a Diesel 253
10.3.1 Aspectos Técnicos de Operação dos Grupos Geradores em Sistemas Isolados 253
10.3.2 Operação e Manutenção Periódica dos Grupos Geradores 253
10.4 Sistema de Armazenamento de Energia 254
10.5 Sistema de Condicionamento de Potência 255
10.6 Minirrede de Distribuição 256
10.7 Sistemas de Medição e Cobrança 257

11 Segurança em Sistemas Híbridos 259
11.1 Recomendações Gerais 262
11.2 Geração Fotovoltaica 263
11.3 Geração Eólica 264
11.4 Geração a Diesel 264
11.5 Condicionamento de Potência 264
11.6 Armazenamento de Energia 265
11.7 Minirrede de Distribuição 266

12 Análise Econômica Aplicada a Sistemas Híbridos 267
12.1 Considerações Iniciais 267
12.2 Diagrama de Fluxo de Caixa 267
12.3 Valor Temporal do Dinheiro 268
12.4 Horizonte de Planejamento e Atratividade Financeira 269

12.5 Indicadores Financeiros 269
12.5.1 Valor Presente Líquido 269
12.5.2 Índice Benefício/Custo 271
12.5.3 Retorno Adicional sobre o Investimento 271
12.5.4 Taxa Interna de Retorno 271
12.5.5 Tempo de Retorno de Investimento 272
12.6 Custos Associados a Sistemas Híbridos 272
12.6.1 Custos de Investimento Inicial 274
12.6.2 Custos de Operação e Manutenção 276
12.6.3 Custo da Energia Elétrica 278
12.7 Estudo de Caso 278
12.8 Elegibilidade para Créditos de Carbono 282

13 Sistemas Instalados e Experiências Adquiridas na Amazônia 283
13.1 Identificação dos Sistemas Híbridos Regionais 283
13.1.1 Sistema Fotovoltaico-Diesel de Campinas 283
13.1.2 Sistema Fotovoltaico-Eólico de Joanes 285
13.1.3 Sistema Eólico-Diesel de Praia Grande 286
13.1.4 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Tamaruteua 287
13.1.5 Sistema Fotovoltaico-Diesel de Araras 289
13.1.6 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel São Tomé 290
13.1.7 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel Sucuriju 291
13.2 Aspectos Técnicos de Seleção do Local de Implantação 292
13.3 Tipos de Cargas Atendidas 294
13.4 Perfil de Carga 296
13.5 Custos Associados aos Sistemas 298
13.5.1 Custos Iniciais 298
13.5.2 Balanço Econômico 298
13.5.3 Custo do kWh Gerado 301
13.6 Qualidade de Energia 305
13.7 Principais Impactos 310
13.8 Gestão e Situação dos Sistemas 312

14 Modelos de Gestão e Regulação 315
14.1 Contextualização do Problema 315
14.2 Modelos de Gestão 316
14.3 Modelos Regulatórios 318
14.3.1 Inserção de Subsídios 318
14.3.2 Flexibilização do Período de Atendimento 320
14.3.3 Sistema de Tarifação 322

Referências Bibliográficas 328

Anexo 1 339
Memória Fotográfica dos Sistemas Híbridos Instalados na Amazônia 339

Sistema Híbrido Eólico-Diesel de Praia Grande 339
Sistema Híbrido Fotovoltaico-Diesel de Araras 340
Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de São Tomé 341
Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Tamaruteua 348
Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Sucuriju 352

Anexo 2 354
Características das Comunidades da Região Amazônica Eletrificadas por Sistemas Híbridos 354
Comunidade Campinas 354
Comunidade de Joanes 354
Comunidade de Praia Grande 355
Comunidade de Tamaruteua 357
Comunidade São Tomé 360
Comunidade de Sucuriju 362

Anexo 3 364
Características de Alguns Modelos de Módulos Fotovoltaicos Disponíveis Comercialmente 364
Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 1 de 4) 364
Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 2 de 4) 365
Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 3 de 4) 366
Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 4 de 4) 367
Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 1 de 4) 368
Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 2 de 4) 369
Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 3 de 4) 370
Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 4 de 4) 371
Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 1 de 4) 372
Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 2 de 4) 373
Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 3 de 4) 374
Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 4 de 4) 375

Anexo 4 376
Características de Alguns Modelos de Aerogeradores Disponíveis Comercialmente 376

Anexo 5 380
Características de Alguns Modelos de Grupo Geradores Disponíveis Comercialmente na Faixa de 2,5 kVA a 210 kVA 380

Anexo 6 382
Características de Alguns Modelos de Baterias Automotivas, Estacionárias e Fotovoltaicas Disponíveis Comercialmente 382

Anexo 7 385

Características de Alguns Modelos de Inversores de Tensão (cc/ca) Disponíveis Comercialmente.....385

Anexo 8..... 392
Características de Alguns Modelos de Controladores de Carga Disponíveis Comercialmente.....392

Apresentação

O Programa Luz para Todos, maior programa de eletrificação rural já feito no Brasil, já realizou, desde a sua criação em novembro de 2003, até outubro de 2008, mais de um milhão e oitocentas mil ligações domiciliares em todo o país, correspondendo a mais de nove milhões de beneficiados na zona rural brasileira. Essas ligações foram realizadas essencialmente por extensão de rede convencional.

Na Região Amazônica, as longas distâncias, os obstáculos naturais, as dificuldades de acesso, a baixa densidade populacional, dificultam o atendimento de grande parte da população pelo sistema convencional de distribuição. Por outro lado, o atendimento alternativo, com sistemas térmicos a diesel, muito utilizados na Região, apresenta custos elevados associados à operação e manutenção e à logística de distribuição do combustível.

Para vencer as dificuldades de eletrificar as comunidades rurais isoladas da Amazônia, o Ministério de Minas e Energia – MME promoveu, no âmbito do Programa Luz para Todos, com o apoio de recursos financeiros não reembolsáveis do Fundo Multilateral de Investimentos do Banco Interamericano de Desenvolvimento – FUMIN/BID, uma série de atividades destinadas ao desenvolvimento e implantação de projetos de geração de energia elétrica de pequeno porte e a capacitação de profissionais, principalmente das concessionárias da Região, para a implantação de soluções energéticas alternativas a partir de fontes renováveis de energia.

Entre essas atividades se destaca a produção da presente coleção, *denominada Soluções Energéticas para a Amazônia*, constituída de 5 volumes, que abordam as seguintes tecnologias de geração de energia renovável: i) *Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos*; ii) *Sistemas Híbridos*; iii) *Biodiesel e Óleo Vegetal in Natura*; iv) *Combustão e Gaseificação de Biomassa Sólida*; v) uma versão resumida de todas as tecnologias descritas anteriormente, intitulada *Tecnologias de Energias Renováveis*.

O uso dessas tecnologias a partir de recursos locais disponíveis na Amazônia, principalmente a biomassa e os pequenos aproveitamentos hidroelétricos, têm sido pouco considerados por um conjunto de questões relacionadas à cultura das concessionárias, sedimentada na extensão de rede elétrica, ou à falta de informação quanto à viabilidade técnica e econômica das tecnologias relacionadas a esses potenciais. As iniciativas para viabilizar o uso dessas alternativas, no horizonte de médio e longo prazos, requerem ações imediatas.

Entretanto, soluções energéticas alternativas para a Amazônia devem ser buscadas, não para substituir o atendimento convencional, mas principalmente como complemento, pelo menos até o tempo em que a maturidade tecnológica se revele para as concessionárias da Região. Além da energia, essa geração apresenta grandes perspectivas para a renda local, com o aproveitamento de recursos da região, a fim de diversificar a matriz energética e também reduzir os custos de transporte de combustíveis.

Soluções energéticas estruturadas a partir da disponibilidade local de energia primária podem

ser uma alternativa viável e sustentável para eletrificar essas áreas. Para isso este Ministério tem trabalhado em diversas frentes, desde a realização de projetos-piloto com tecnologias renováveis para o atendimento de comunidades da Região Amazônica, até a realização de cursos de capacitação em tecnologias renováveis, apropriadas para a Região, para as concessionárias e outros interessados.

Assim, essa iniciativa do MME, de difundir o conhecimento sobre tecnologias de geração de energia alternativas para atendimento de comunidades isoladas, busca construir o alargamento de opções para o futuro, prestigiando o conhecimento das opções locais. É outro enfoque, complementar às soluções concretas posta em marcha pelo Programa LUZ para TODOS – LpT.

Ministério de Minas e Energia

Prefácio

A Amazônia é um desafio desde em que foi descoberta pela civilização européia. Primeiramente sob o domínio da coroa espanhola, assenhoreada de quase toda *Hylea* pelo Tratado de Tordesilhas, foi conquistada, ao longo dos séculos XVI a XVIII, em mais uma das memoráveis epopéias portuguesas. Fato registrado, sob protesto, pelo padre jesuíta Samuel Fritz, alemão, missionário da Igreja espanhola na América, que em sua saga pelo Amazonas, desde a província de Quito a Belém do Pará, buscou proteger as missões espanholas que se estendiam até as barras do Rio Negro. Reclamou os direitos da igreja e coroa espanhola junto ao governador do Maranhão e Grão-Pará, contra os excessos dos portugueses, "que como verdaderos piratas de los rios que pertencian ao domínio de Castilha, llevabán cautivos y hacian esclavos á cuantos índios encontraban..." [1]. Em sua viagem cartografou o grande rio e seus tributários, mapa de grande valor, primeiramente reproduzido pelos ingleses[2].

Paul Marcoy[3], viajante francês, em famoso périplo pelo Amazonas em meados do século XIX, ao dar com a aparência triste e desolada das cidades ribeirinhas abandonadas, e com o impacto do colonizador sobre o nativo e a natureza, opina que as conquistas portuguesas e espanholas lançaram nos países subjugados e nos seus povoados os germes da destruição e não as sementes da vida. Mais, nas suas palavras: que "a regeneração desse belo país é tarefa acima das suas forças e que um futuro virá na forma de uma migração européia, abundante de gênio e vigor natural".

Esqueceu-se Marcoy, que Espanha e Portugal são parte do gênio e vigor natural do Velho Continente?

Euclides da Cunha viajou pelo Purus e outros rios importantes da planície Amazônia; legou-nos brilhantes relatos[4] do que viu e do que sentiu. Contradizendo Marcoy, desfia vigorosa e poética narrativa sobre a migração nordestina para os confins do Acre, designando-a como uma seleção natural invertida, na qual todos os fracos, todos os inúteis, todos os doentes e todos os sacrificados, expedidos a esmo, como o rebotalho das gentes, impelidos pelas grandes secas de 1879–1880, 1889–1890, 1900–1901, para ocupar a vastíssima, despovoada, quase ignota Amazônia, o que equivalia a expatriá-los dentro da própria pátria. A intervenção governamental se resumia à tarefa expurgatória para livrar os grandes centros urbanos. Segundo ele, "os banidos levavam a missão dolorosíssima e única de desaparecerem. E não desapareceram. Ao contrário, em menos

1 **O diário do Padre Samuel Fritz**, organizado por Renan Freitas Pinto. Editora da Universidade do Amazonas. Manaus, 2006

2 A frota espanhola que entre outras coisas levava o mapa para a Espanha foi atacada e aprisionada por navios ingleses em 1708. Rodolfo Garcia. Introdução. O diário do Padre Samuel Fritz, organizado por Renan Freitas Pinto. Editora da Universidade do Amazonas. Manaus, 2006

3 **Viagem pelo Rio Amazonas**. Editora da Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2006.

4 *Um Clima Caluniado*, in **Amazônia – Um Paraíso Perdido**. Editora Valer Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2003.

de trinta anos, o Estado que era uma vaga expressão geográfica, um deserto empantanado, a estirar-se, sem lindes, para sudoeste, definiu-se de chofre, avantajando-se aos primeiros pontos do nosso desenvolvimento econômico."

Fazendo coro a Euclides da Cunha podemos então dizer que conquistamos a Amazônia, e da forma mais surpreendentemente possível, talvez sem precedentes na história da humanidade. Demos seguimento à saga portuguesa.

Desses tempos para cá muitas coisas aconteceram e muitos conhecimentos foram aos poucos revelados: a importância da f oresta para o equilíbrio climático do planeta hoje é incontestável; a riqueza dos produtos da f oresta abre um sem número de oportunidades; inegável o valor ecológico e econômico da *Hylea*, que desperta cobiças globais.

A planície amazônica – toda a bacia do Solimões com seus mais importantes af uentes Purus, Javari, Juruá, e parte do Amazonas com seus tributários – permanece ainda pouco tocada, com exceção das grandes cidades, principalmente Manaus. A expansão do capitalismo para a fronteira amazônica transfigurou a região, hoje conhecida como o Arco do Desmatamento. Revelam-se, portanto, duas Amazônias: de um lado, a urbana, igual a qualquer grande centro do Sul-Sudeste, e a rural do capital, produtora de excedentes; de outro lado, a rural, tradicional, de subsistência, oriunda daquela ocupação relatada por Euclides da Cunha, ainda detentora de conhecimentos herdados dos nativos, isolada da civilização e ainda teimosamente sobrevivente. É sobre esses últimos que devemos voltar nossos esforços. A Amazônia que nos espera, portanto, é talvez mais complexa. Nossa missão é preservá-la, explorando-a com toda a inteligência legada pela civilização. A primeira tarefa é oferecer dignidade àqueles que a dominaram: minimizar seus sofrimentos e assegurar uma vida com o melhor da civilização: educação e saúde públicas de boa qualidade. A eletrificação dessas comunidades rurais isoladas é fundamental para trazer suas populações para a contemporaneidade do mundo, e esse é o papel desempenhado pelo Programa Luz para Todos.

Nesse ponto devemos admitir que toda nossa rica cultura de prestação de serviços de energia, baseada na extensão da rede convencional do sistema interligado e todas as regras impostas pela legislação para garantir a qualidade do serviço e o equilíbrio econômico financeiro da concessão, podem não servir para a Amazônia isolada.

De igual modo, o atendimento convencional realizado com sistemas térmicos a diesel não é conveniente, seja pela sinalização dada de contradizer, em plena Amazônia, a consciência universal de restrição ao uso de combustíveis fósseis, seja pela cristalização de interesses, cada vez mais difíceis de serem demovidos. Sem mencionar os custos econômicos e os problemas logísticos dessa alternativa.

A imensidão do território e a sua descontinuidade imposta pelos rios, igapós, igarapés, f orestas e outros acidentes geográficos e o tempo, que se conta em dias, não em horas, exigirá a quebra de paradigmas no setor elétrico: a descentralização do serviço. A grandeza do território deverá ser enfrentada de forma fragmentada, aproveitando as disponibilidades locais e diversificada de energéticos. A resposta mais adequada poderá ser o uso de tecnologias renováveis adaptáveis às condições locais: pequenos aproveitamentos hidroelétricos, energia solar, resíduos de biomassa sólida para caldeiras e turbinas a vapor, produção de óleo vegetal in natura, biodiesel e etanol para uso motores de combustão interna.

Todavia, a resposta tecnológica atende apenas a um lado do problema. O outro, bem mais complexo, se refere ao uso da energia e à gestão de cada unidade de geração descentralizada.

Novamente nos deparamos com a necessidade de um modelo que aparentemente contradita com o regime de concessão dos serviços públicos. Esta necessita de escala, simplicidade e uniformidade das suas operações, que são fundamentais para manter suas tarifas em um nível suportável pelos seus usuários.

Talvez a resposta para esse desafio possa ser encontrada num programa complementar de estímulo à cooperação nessas comunidades. Difícil, mas não impossível. O uso produtivo da energia poderá estar associado à formas de gestão que possa vir a facilitar o serviço da concessionária nessas áreas remotas. Apoiar vigorosamente o beneficiamento de espécies da Região que pode assentar firmemente o homem, principalmente os mais jovens, nas áreas rurais, ajudando a conter a migração para os grandes centros, talvez até mesmo inverter o processo migratório.

Contudo, todas essas conjecturas podem de nada valer se legítimos representantes dos amazônidas não participarem ativamente das soluções. Por certo, pesquisadores com muitos anos de serviço em campo, labutando com comunidades isoladas e com larga experiência em tecnologias alternativas, serão fundamentais para apontar as melhores soluções.

Por isso que o Ministério de Minas e Energia buscou a cooperação desses profissionais, com suas expertises, desde o Edital do CT-Energ, 2003, que objetivava identificar respostas tecnológicas aos desafios colocados. Posteriormente, parte dos projetos aprovados nesse Edital, foi apoiada pelo Fundo Multilateral de Investimentos – FUMIN, da Cooperação Técnica ATN/MT 6697-BR, realizada entre o MME e o BID, para identificar modelos de gestão adequados e sustentáveis para os projetos.

Posteriormente, nasceu também no MME, em 2006, o Projeto *Soluções Energéticas para a Amazônia*, concebido no transcorrer da implantação dos projetos-pilotos aprovados no Edital do CT-Energ, 2003. A idéia consistia basicamente em usar recursos do Japan Special Fund – JSF da Cooperação Técnica ATN/JF-6630-BR, realizada entre o MME e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, para capacitar profissionais do setor elétrico, de universidades e de outras instituições relacionadas, para a elaboração e execução de projetos descentralizados com energias renováveis para atendimento de comunidades isoladas da Amazônia.

As tecnologias escolhidas foram aquelas que ofereciam condições para o atendimento desse objetivo, preferencialmente que devessem apresentar os seguintes atributos: *simplicidade, confiabilidade, robustez e baixo custo de manutenção e produção em escala*. As tecnologias foram: i) sistemas híbridos, com a combinação de energia eólica, solar fotovoltaica e grupo-gerador diesel; ii) pequenos aproveitamentos hidroelétricos com turbinas de baixa queda; iii) queima de resíduos de biomassa em caldeira/turbina a vapor e iv) produção e de biodiesel e de óleo vegetal in natura para uso em motores de combustão interna. Posteriormente, achamos por bem incluir gasificação de biomassa sólida, que se ainda não madura para geração de eletricidade, apresenta potencial para outros aproveitamentos, inclusive para produção de frio.

O Projeto *Soluções Energéticas para a Amazônia* foi executado, por meio de Cartas de Acordo com o MME, por professores/pesquisadores da Universidade Federal da Pará – UFPA; da Universidade Federal de Itajubá-Unifei; da Universidade Federal do Amazonas – UFAM, esta última contou com a fundamental colaboração do Instituto Militar de Engenharia – IME. A escolha dessas instituições se deveu à experiência dos seus pesquisadores na implantação de projetos com energias renováveis no interior da Amazônia, inclusive no âmbito do Edital CT-Energ, 2003.

Os resultados desse projeto são conhecidos: realização de dois cursos de capacitação para cerca de 400 profissionais, um básico (40h), realizado simultaneamente nas noves capitais da

Amazônia Legal, e um avançado (160h), realizado nas universidades acima citadas. Esses treinamentos foram realizados entre novembro de 2007 e maio de 2008, ambos apoiados por manuais de elaboração de projetos nas tecnologias acima citadas, também preparados no âmbito dessa cooperação técnica.

O último produto dessa bem sucedida cooperação técnica é a presente coleção de livros "Soluções Energéticas para a Amazônia", sendo que quatro deles representando um conjunto de tecnologias e um volume com a síntese das tecnologias apresentadas: i) Sistemas Híbridos; ii) Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos; iii) Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida; iv) Biodiesel e Óleo Vegetal in Natura; e v) Tecnologias de Energias Renováveis. Espera-se que esses livros se constituam como referência para o setor elétrico, principalmente quando se for dada a necessária atenção ao atendimento de comunidades isoladas.

Para finalizar, gostaria de agradecer a todos aqueles que colaboraram ativamente com a execução desse projeto, primeiramente, os professores/pesquisadores que meteram a mão na massa, verdadeiros artífices: João Tavares Pinho, que coordenou o tema sistemas híbridos e Gonçalo Rendeiro e Manoel Nogueira que coordenaram combustão e gasificação de biomassa, e suas respectivas equipes, todos da UFPA; Geraldo Lúcio Tiago, da Unifei, que embora não sendo da Amazônia, juntamente com sua equipe desenvolveram alguns projetos bem sucedidos de pequenos aproveitamentos hidroelétricos na região e Antonio Cesar Pinho Brasil Jr. e Rudi Van Els, da UnB, que também contribuíram nessa área com seus conhecimentos em turbinas hidrocinéticas; José de Castro Correia, da UFAM, que com o providencial apoio da profª Wilma de Araújo Gonzalez e equipe, do IME, coordenaram o tema produção de biodiesel e de óleo vegetal in natura para uso em motores de combustão interna.

Ao profº Roberto Zilles, da USP, responsável por um dos mais bem sucedidos projetos do CT-Energ,2003, que aceitou fazer a revisão técnica do livro Sistemas Híbridos, trabalho que executou com entusiasmo desinteressado. E ao profº Gutemberg Pereira Dias, pela disposição em discutir todos os assuntos referentes às tecnologias em pauta, em especial o uso de biocombustíveis em motores de combustão interna; ele também procedeu a uma revisão técnica das publicações que trataram desse tema.

No MME esse projeto contou com o firme apoio de Antonio João da Silva, que, arrisco dizer, sem ele não teria sido possível. Esteve presente desde a concepção e acompanhou a todo processo de execução, sempre buscando apresentar as soluções quando o projeto encontrava dificuldades no seu cumprimento. Mobilizou toda a sua equipe para viabilizar o projeto: Eder Julio Ferreira e Manoel Antonio do Prado, sempre trabalhando com muita diligência, e a Manuela Ordine Lopes Homem Del Rey, Alessandro Ferreira Caldeira e Samuel da Silva Lemos pela presteza e competência no apoio.

Devemos agradecimentos ainda a Armando Cardoso, Assiz Ramos e Roberto Flaviano Amaral, sempre muito solícitos para o atendimento de demandas do projeto, e a Marcelo Zonta, que na execução de uma das suas partes mais difíceis, a capacitação simultânea de 370 profissionais nas nove capitais da Amazônia, gentilmente cedeu parte da sua equipe, que acabou por contribuir de forma decisiva para o sucesso do evento: Carla Segui Scheer, que ajudou com muita eficiência a coordenação dos trabalhos, Aron Costa Falek, Elane da Cunha Muiz Caruso e Luis Henrique dos Santos Bello.

Ainda um agradecimento muito especial a Lucia Mitico Seo e José Renato Esteves Júnior, sempre dispostos a discutir assuntos do projeto, principalmente quando se tratava das propostas

de arte das publicações.

Por fim, sinceros agradecimentos a Dr. Helio Morito Shinoda, Diretor do Programa Luz para Todos, e demais integrantes da equipe.

No BID, os agradecimentos vão para Dr. Ismael Gílio, especialista setorial, que acreditou no projeto, apesar de todas as dificuldades porque passamos, e também à sua fiel escudeira, Marília Santos.

As opiniões constantes neste prefácio, bem como aquelas expressas nos livros desta coleção, são de exclusiva responsabilidade dos seus autores.

Eduardo José Fagundes Barreto
Coordenador

Introdução

A energia é um bem indispensável à existência de qualquer ser vivo. Dentre as suas formas finais, a energia elétrica é uma das mais utilizadas, e, embora presente na vida de muitos, não está na de todas as pessoas. A busca pela universalização do atendimento elétrico constitui um constante desafio vivido por cidadãos comuns, autoridades, governos e demais segmentos da sociedade. Um dos principais motivos da ausência de energia elétrica na vida de milhares de pessoas no mundo é a condição de pobreza aliada à situação de isolamento geográfico em que elas se encontram. Apesar de ainda crítico, esse panorama vem sendo alterado com o passar do tempo.

O avanço na pesquisa e desenvolvimento de alternativas energéticas baseadas em fontes renováveis, junto com programas governamentais e sociais, preocupados principalmente com a exclusão proporcionada pela ausência de energia elétrica e com os crescentes problemas ambientais, têm sido responsáveis por profundas e importantes mudanças. Países como a Alemanha, Espanha e Estados Unidos já contam com grande penetração de energias renováveis em suas matrizes energéticas. Em âmbito nacional, programas governamentais como o PROINFA e o Luz Para Todos constituem grandes incentivos ao desenvolvimento de estudos que visam tornar as fontes renováveis ainda mais competitivas.

A expansão do atendimento elétrico no Brasil, assim como em muitos outros países do mundo, dá-se basicamente por meio da extensão de linhas de transmissão pertencentes ao sistema interligado, ou através da geração térmica de pequeno, médio e mesmo grande porte, usualmente com a utilização de grupos geradores com combustível de origem fóssil, principalmente o óleo diesel.

A primeira é uma solução viável quando o sistema de transmissão/distribuição não se encontra muito distante do centro de consumo a ser atendido, ou quando este tem porte suficiente para representar atratividade econômica para a concessionária. O segundo tem seus maiores atrativos na relativa facilidade de aquisição, instalação e uso, além do reduzido custo inicial.

Tais soluções, entretanto, não constituem opção única. Ao contrário, o acelerado crescimento técnico das fontes renováveis vem tornando-as competitivas, e por muitas vezes mais viáveis do que as fontes ditas convencionais. Sistemas renováveis, cujas fontes primárias são dos tipos solar fotovoltaica e eólica, estão entre as opções mais consideradas atualmente, embora haja também a possibilidade de utilização de sistemas a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Porém, para que se possa analisar de forma criteriosa em que situação e com que tipo de configuração o sistema é o mais viável para determinada aplicação, diversos fatores devem ser considerados. Dentre eles, os principais são os aspectos técnicos e econômicos de cada alternativa. Análises de viabilidade técnico-econômica de sistemas de geração de energia elétrica, principalmente aqueles que visam ao atendimento de locais remotos, são associadas a aspectos como a logística de instalação, custos de capital, facilidades e custos de manutenção e operação, disponibilidade de combustível, seja ele renovável ou não, modularidade, confiabilidade, dentre outros.

1 Conceitos Básicos

1.1 A Importância da Energia

A energia é fundamental para qualquer ser vivo, pois é utilizada no atendimento de suas necessidades básicas como a locomoção, a alimentação e a própria manutenção da vida. O homem, de modo especial dentre todos os seres vivos, é o mais dependente da energia em suas diversas formas, pois desenvolveu ao longo da história, máquinas, usos e costumes que precisam cada vez mais de energia, principalmente a elétrica.

O homem busca melhor qualidade de vida desde a pré-história, fundamentalmente através de maior disponibilidade de bens de consumo, o que implica em maior produção e capacidade de beneficiamento de matérias-primas. Na pré-história todas as necessidades do homem dependiam, de alguma forma, de seu esforço físico, do dispêndio de sua própria energia. Hoje, máquinas e processos diversos diminuíram muito esta relação de dependência, especialmente em países desenvolvidos, em atividades como estivas, mineração, transporte etc. À medida que a sociedade se multiplica, aumenta a necessidade de processamento da produção, transformando a matéria-prima em produtos acabados, e só a energia possibilita esse processo. Os produtos acabados precisam ser transportados, conservados e comercializados e, mais uma vez, a energia faz-se necessária.

A necessidade da energia na vida de cada ser humano só é sentida na medida de suas carências. Quem vive isolado, um ribeirinho típico do Rio Amazonas, por exemplo, deseja energia para acender uma lâmpada, ligar um rádio ou uma lanterna, preparar a mandioca e fazer farinha. Sua visão, em função de seu isolamento, exige a produção de pequena quantidade de energia. Por outro lado, o habitante de uma grande metrópole, com alto poder aquisitivo, precisa de energia para o carro, bomba d'água, eletrodomésticos, barco etc. As necessidades, ainda que díspares, projetam apenas a intensidade da necessidade de energia, mas todos são dela dependentes.

Fala-se muito, no mundo inteiro, sobre desenvolvimento sustentável, preservação do meio ambiente, geração de emprego e renda, e crescimento econômico. Todos esses fatores têm uma interdependência acentuada com a energia, sua disponibilidade, usos e rejeitos. Como atender às necessidades do homem sem comprometer o meio ambiente; como oportunizar as facilidades das novas tecnologias de geração e uso da energia sem excluir quem quer que seja de seus benefícios; como viabilizar a melhoria da qualidade de vida a um baixo custo, considerando os aspectos econômicos do empreendimento; como usar a energia com qualidade e eficiência; são questões que precisam ser respondidas e que, em geral, não são contempladas por uma única resposta.

Muitas maneiras de transformar a energia foram sendo criadas pelo ser humano, diversas tecnologias energéticas foram consolidadas para que fossem melhor aproveitadas para o benefício da humanidade. Entretanto, hoje em dia uma grande parte da população mundial carece de uma vida mais digna e sobrevive isolada do mundo, sem condições decentes de saúde, higiene,

lazer, educação e cidadania, em grande parte porque não dispõe de energia para satisfazer suas necessidades básicas. Algumas vezes, o recurso energético – eletricidade, por exemplo – passa por sobre pequenos vilarejos e, ainda assim, seus moradores vivem na escuridão, marginalizados e limitados na sua cidadania, no direito de melhor educação, saúde.

No Brasil, com suas dimensões continentais, política energética de fontes renováveis não convencionais ainda carecendo de incentivos mais firmes e constantes, distribuição de renda desigual, e com uma população vivendo nos mais diversos climas e regiões – campos, cidades, ilhas, semiárido, alagados – os benefícios da disponibilidade de energia não chegam a todos os brasileiros. Hoje, com a adoção de programas como o Luz Para Todos, busca-se diminuir esta desigualdade.

A escolha da forma de energia ou dos mecanismos para processá-la não é única e depende de diversos fatores como: cultura do povo, disponibilidade de recursos energéticos, custo de implantação, operação e manutenção, viabilidade técnica. A produção, armazenamento e utilização da energia pode ser feita através do uso de recursos naturais renováveis ou não-renováveis, com maior ou menor impacto no meio ambiente, com custos bastante diferenciados, com emprego imediato ou posterior, e com maior ou menor benefício ao homem. As energias química, nuclear, térmica, mecânica, potencial e elétrica são algumas das formas conhecidas de utilização da energia. A energia elétrica, por sua característica funcional e não poluente (pelo menos no que concerne ao seu uso final) é a mais difundida no mundo.

O Brasil, grande produtor de energia elétrica através de suas hidrelétricas, não consegue atender todos os seus habitantes e indústrias apenas com esse recurso, quer por insuficiência na produção, deficiências nos sistemas de transmissão e distribuição, questões geográficas, ou mesmo pelo elevado custo da energia. Em função dessa realidade, outras opções de produção estão sendo, ainda que timidamente, incorporadas à matriz energética brasileira. Além do já consagrado uso de termelétricas e grupos geradores a diesel, fontes alternativas e renováveis procuram ocupar seu espaço no mercado e na sociedade. As energias eólica e solar fotovoltaica destacam-se dentre elas, pois o Brasil possui as condições básicas, sol e vento, adequadas ao atendimento das demandas de várias regiões.

O desenvolvimento e uso de apenas um tipo de recurso energético, renovável ou não, não é a solução definitiva para todos os problemas associados à energia. Fatores como disponibilidade do recurso energético, capacidade de transporte, distribuição e armazenamento do mesmo, custo de produção, condições geográficas e econômicas, dentre outros, precisam ser considerados quando da escolha da matriz energética de um país ou uma região. O Brasil desponta, assim como um potencial candidato a apresentar uma matriz energética bastante diversificada, com predominância da contribuição de hidrelétricas para geração de energia elétrica, porém com participações mais significativas de outras fontes de energia, especialmente em pequenos nichos de consumo, como pequenas comunidades isoladas.

A tabela 1.1 apresenta os dados preliminares da oferta interna de energia no Brasil – dados do Balanço Energético Nacional 2007.

Observa-se uma participação significativa das energias renováveis em relação ao total da oferta interna, aproximadamente 44,4%. Fontes de energia como a eólica e a solar, apesar das condições favoráveis para sua exploração, ainda não ganharam a importância devida, participando junto com outras fontes renováveis com menos de 3% do total da oferta interna de energia no Brasil.

Destacando apenas a produção de eletricidade, segundo o Balanço Energético Nacional 2007, as usinas hidrelétricas respondem por aproximadamente 75% do total produzido no Brasil,

Energético	2006	2005	Δ% 2006 / 2005
Energia Não Renovável	**127,8**	**121,3**	**5,3**
Petróleo e derivados	89,2	84,6	5,5
Gás natural	21,8	20,5	6,1
Carvão mineral e derivados	13,3	13,7	-3,0
Urânio (U3O8) e derivados	3,5	2,5	38,5
Energia Renovável	**101,9**	**97,3**	**4,7**
Energia hidráulica e eletricidade	33,6	32,4	3,7
Lenha e carvão vegetal	28,6	28,5	0,4
Produtos da cana-de-açúcar	33,1	30,1	9,7
Outras renováveis	6,7	6,3	6,0
OFERTA TOTAL	**229,7**	**218,7**	**5,0**

Tabela 1.1 – Oferta interna de energia no Brasil
Unidade: milhões de tep (tonelada equivalente de petróleo)

enquanto que a biomassa e a eólica totalizam 4,2% e 0,05%, respectivamente. A fonte solar ainda não tem contribuição significativa, apesar de suas diversas vantagens, função principalmente da falta de uma política de incentivos e dos custos elevados de instalação.

1.2 Energia e Potência

Os conceitos de energia e potência são freqüentemente confundidos. Consumo de eletricidade em uma residência, dado em kW, por exemplo, é um dos casos mais comuns. Faz-se necessário, assim, estabelecer claramente a diferença entre energia e potência.

O conceito de energia é bastante amplo e essencial na Física. Qualquer objeto que desenvolva trabalho está fazendo uso de energia para tal. Pode-se, por exemplo, usar energia na forma de eletricidade para aquecer um material, energia cinética no deslocamento de um objeto, ou energia potencial armazenando água em um reservatório. A palavra energia vem do grego εργος (ergos), que significa trabalho. Nos dicionários da língua portuguesa também encontra-se a definição de energia como sendo a capacidade dos corpos de desenvolver uma força ou produzir trabalho. O trabalho também pode apresentar diversos entendimentos, dependendo da área de aplicação. Na literatura, por exemplo, pode estar associado ao ato de desenvolver uma atividade em um emprego. Na Física pode significar o produto de uma força pela distância, considerando a direção em que a força atua. Neste caso, o trabalho pode estar relacionado a uma força de caráter mecânico, magnético, ou de outro tipo. Pode-se afirmar que trabalho é a maneira como se transfere energia a um corpo ou o modo como se imprime ação a um evento.

A potência, por sua vez, é a taxa com que se produz trabalho ou a taxa com que se gasta ou se produz uma determinada quantidade de energia. Assim, a potência relaciona-se com a energia através da relação

$$P = \frac{dE}{dt}, \qquad \text{equação 1.1}$$

sendo P a potência, E a energia e $\frac{dE}{dt}$ a taxa de variação da energia no tempo.

Quando a variação da energia no tempo é constante, a expressão anterior reduz-se a

$$P = \frac{E}{t}. \qquad \text{equação 1.2}$$

Considerando as expressões anteriores pode-se reescrevê-las colocando a energia em função da potência, das seguintes formas, respectivamente

$$E = \int P dt \qquad \text{equação 1.3}$$

e

$$E = P.t\ . \qquad \text{equação 1.4}$$

Fica claro, portanto, que para realizar qualquer trabalho necessita-se de energia. Energia elétrica para acender uma lâmpada, energia eólica para mover o rotor de um aerogerador, energia solar para produzir eletricidade através de um módulo fotovoltaico. A taxa na qual se converte essa energia é que determina a potência. Quanto maior a potência aplicada, maior é a quantidade de energia utilizada em um mesmo intervalo de tempo. Para que se consuma 100 Wh de energia em duas horas precisa-se aplicar uma potência de 50 W. Se no mesmo caso, entretanto, fosse aplicada uma potência de 200 W o tempo necessário para consumir os mesmos 100 Wh seria reduzido para 30 minutos.

1.3 Unidades de Energia e Potência

O Princípio de Conservação da Energia implica que todos os tipos de energia podem ser medidos através de uma única unidade. Entretanto, antes do conhecimento desse princípio, algumas formas de energia foram sendo descobertas e utilizadas e, com elas, suas respectivas unidades. Em função disto, foi necessária a criação de fatores de conversão que relacionassem as diversas unidades de energia conhecidas. A energia térmica, por exemplo, tem como unidade comum a caloria (cal), que indica a quantidade de calor necessária para elevar em 1°C a temperatura de 1 g de água. Já o sistema de medidas britânico adota o BTU (British Thermal Unit) como unidade para o calor. Entre essas duas unidades a relação de conversão é

1 BTU = 252 cal.

No Sistema Internacional de Unidades (SI), a energia é medida em joules (J), determinando o trabalho realizado por uma força de 1 newton (N) em um deslocamento de 1 m na direção desse deslocamento. A relação entre joule e caloria é

1 cal = 4,18 J.

O uso de cada uma dessas unidades é característico de cada área. Por exemplo, na área de sistemas elétricos de potência é usual medir energia através do Wh (watt-hora) e seus múltiplos, kWh, MWh e GWh. O kWh equivale à aplicação de uma potência de 1.000 W durante o tempo de uma hora. Portanto:

1 kWh = 1.000 W × 3.600 s = 3,6 × 10^6 J = 0,86 × 10^6 cal.

A tabela 1.2 apresenta uma série de conversões de unidades de energia.

Converter	Para	Valor em
BTU	x 252	Cal
BTU	x 1.055	Joule
BTU	x 2,93x10-^{4}	kWh
kWh	x 3,6x10^6	Joule
kWh	x 0,86x10^6	Cal
Cal	x 4,184	Joule
hp-h	x 2,68x10^6	Joule
hp-h	x 0,746	kWh

Tabela 1.2 – Conversão de unidades de energia

Em relação à potência, no Sistema Internacional de Unidades (SI), essa grandeza é expressa em watts, sendo que 1 watt (W) é a potência desenvolvida quando se converte 1 joule de energia em 1 segundo.

Outras unidades comuns de potência são o cavalo-vapor (cv) e o *horse-power* (hp), sendo:

1 cv = 735,5 W

e

1 hp = 746 W.

1.4 Tipos e Fontes de Energia

Fontes de energia são substâncias e meios que permitem produzir energia útil diretamente ou por transformação. Podem ser dos tipos renováveis (natural ou artificialmente) e não renováveis.

Entre as renováveis naturalmente estão os rios, a radiação solar e os ventos; entre as renováveis artificialmente podem ser citados o ref orestamento e os resíduos em geral; e entre as não renováveis, o petróleo, o gás natural, o carvão mineral e o urânio.

Algumas das fontes energéticas mais conhecidas para a geração de energia elétrica são a solar, a eólica, a térmica, a química, a hidráulica e a nuclear.

A energia solar na Terra decorre da incidência dos raios solares na forma de luz e calor e é, na realidade, a origem de todas as outras formas de energia conhecidas. Seu aproveitamento estende-se desde a secagem de produtos até os mais modernos coletores solares planos e parabólicos e os painéis fotovoltaicos. Sua utilização no Brasil ainda é tímida, apesar do potencial solar favorável no território brasileiro, apresentando condições superiores às de muitos países que hoje estão à frente do Brasil em capacidade de potência instalada.

A energia eólica decorre do movimento dos ventos e tem sido aproveitada há séculos em

embarcações à vela, moinhos de vento e cata-ventos para bombeamento de água. Modernamente, essa forma de energia tem sido utilizada através dos aerogeradores, que convertem a energia eólica em energia elétrica. No Brasil o total de aerogeradores instalados ainda é pequeno, totalizando aproximadamente 250 MW. Apesar disso, o Parque Eólico de Osório (RS) é hoje o maior instalado na América Latina, contando com 75 aerogeradores de 2 MW cada.

A energia térmica manifesta-se sob forma de calor, podendo ser armazenada em determinados sistemas, sendo que quanto mais quente estiver um corpo, maior a energia armazenada. Os exemplos de utilização dessa forma de energia vão desde corriqueiras aplicações domésticas, como o ferro de passar roupas e os aquecedores, até os fornos de alta temperatura utilizados na indústria e as centrais termelétricas, que utilizam geralmente o óleo diesel como combustível.

A energia química é liberada durante uma reação química. Alguns exemplos são a queima do carvão, da gasolina e de óleos combustíveis, e as pilhas e baterias elétricas.

A energia hidráulica é a energia cinética ou potencial das águas. Seu aproveitamento estende-se de épocas remotas, na forma de rodas d'água, até os dias de hoje, na forma de centrais hidrelétricas de diversos portes.

As formas mais comuns de aproveitamento dos recursos hídricos são as hidrelétricas de grande porte, que visam atender grandes centros e indústrias. Elas fazem uso de altas quedas e volumosos cursos d'água, de grandes estruturas na forma de barragens, e requerem freqüentemente a alteração do f uxo dos rios e a formação de grandes lagos artificiais. Essa forma de geração de energia é a principal na matriz energética brasileira.

As pequenas centrais hidrelétricas, que destinam-se ao atendimento de pequenos consumidores, como comunidades rurais e fazendas isoladas, necessitam para seu funcionamento de pequenos desníveis em pequenos cursos d'água e obras civis de pequeno ou médio porte. Este é um recurso que pode ser melhor aproveitado no Brasil, considerando o baixo custo da energia gerada.

As rodas d'água são também uma boa opção quando se trata de pequenos aproveitamentos, exigindo apenas pequenos desníveis em pequenos cursos d'água.

A energia nuclear é produzida nas reações nucleares (comumente a fissão nuclear) e origina-se da transformação de parte da massa das partículas reagentes em energia. Como exemplos têm-se os reatores nucleares. Este tipo de energia encontra resistências de ambientalistas e em alguns países, como Suécia, por exemplo, estudam-se os impactos econômicos, sociais e ambientais que ocorreriam com o fechamento das usinas nucleares.

Dentre as diversas formas de aproveitamento da biomassa encontram-se os gasificadores, que produzem gás combustível a partir da biomassa de resíduos (lixo urbano, cascas de grãos, resíduos de serrarias, bagaço de cana). Bastante comuns são também os biodigestores, que produzem o biogás sem a presença de oxigênio, a partir de vegetais aquáticos (aguapés, algas), resíduos rurais (cascas de grãos, capim, esterco animal), resíduos urbanos e resíduos industriais, produzindo ainda como subproduto o biofertilizante. No Brasil, o biodiesel já vem sendo aditivado ao óleo diesel na frota nacional de veículos. Gestões junto a outros países vem sendo realizadas pelo governo federal com o intuito de tornar o Brasil uma referência na produção de biocombustíveis.

Também os diversos tipos de fornos, que transformam madeira em carvão vegetal, ou utilizam-se da queima direta de lenha são exemplos do aproveitamento da biomassa como fonte energética. Esta prática muitas vezes é desvirtuada, praticando-se a derrubada indiscriminada de áreas inteiras, especialmente no Norte e Centro-Oeste do Brasil, trazendo prejuízos ao meio ambiente e ao próprio homem.

Finalmente, a energia elétrica pode ser obtida a partir de qualquer outra forma de energia,

através de processos de transformação diretos ou indiretos.

A produção ou transformação de energia elétrica é sempre realizada através do uso de algum tipo de fonte de energia, primária ou secundária. As fontes primárias são aquelas encontradas diretamente na natureza e as secundárias são as obtidas por processos de transformação das primárias. As fontes de energia podem também ser classificadas em renováveis ou não renováveis, podendo ser as primeiras ainda de caráter natural, independente da ação do ser humano – ou artificial, dependente deste.

Fontes Não Renováveis

O petróleo, o carvão mineral, o gás natural e o xisto betuminoso são exemplos de fontes não-renováveis de energia, porque não são produzidos à mesma taxa em que são consumidos e, por essa razão, se continuarem a ser utilizados nas taxas atuais, terão seus estoques esgotados em um período mais ou menos curto.

A abundância dessas fontes na natureza e a relativa praticidade de sua obtenção e transformação levaram ao seu uso intensivo, principalmente nos dois últimos séculos. O uso irrestrito desses recursos, associado à falta de cuidados com o meio ambiente, inicialmente não vislumbrados ou não verificados, simplesmente resultaram, nos dias de hoje, na escassez do petróleo em médio prazo e no comprometimento de f orestas e grandes mananciais de água. Paralelamente a isto, a fauna e a f ora, diretamente afetadas pelos resíduos provenientes da exploração e aproveitamento dessas fontes de energia, têm pagado um preço muito alto.

As fontes não-renováveis de energia, ainda que hoje representando a principal força motriz nos países desenvolvidos, precisam ser utilizadas de modo mais racional, observando-se não apenas os fatores técnicos e econômicos, mas também a extensão dos impactos ambiental e social do seu uso.

O óleo diesel, por exemplo, ainda é um componente importante na geração de eletricidade em localidades isoladas e em sistemas de reserva (*backup*), em aplicações que não permitem a interrupção no fornecimento de energia. Os grupos geradores a diesel existentes no mercado abrangem uma faixa ampla de potência, atendendo aos mais diversos tipos de aplicações. O custo de implantação dos grupos geradores a diesel são quase sempre mais atraentes quando comparados com os dos sistemas renováveis de capacidade equivalente. Uma análise de tempo de retorno de investimento, no entanto, pode revelar que o maior capital inicialmente investido nos sistemas renováveis é recuperado após alguns anos de operação. Além disso, a menor agressão ao meio ambiente, o menor nível de ruído dos sistemas que utilizam as fontes renováveis, além de seu maior tempo de vida útil, são fatores que devem ser considerados na escolha da fonte de energia e da tecnologia utilizada. A eficiência – relação entre a energia produzida por determinada fonte e a energia total utilizada no processo – dos grupos geradores é baixa, situando-se entre e 30% a 40%.

Fontes Renováveis

Consideram-se fontes renováveis de energia aquelas que apresentam taxas de reposição equivalentes às de sua utilização, podendo essa reposição ocorrer naturalmente ou artificialmente. Como exemplos das renováveis naturalmente podem ser citadas as fontes solar, eólica, hídrica, e a biomassa natural. As renováveis artificialmente são representadas pela biomassa plantada e pelos resíduos gerados nas indústrias e demais processos controlados pelo ser humano, inclusive o lixo.

Considerada a definição de fonte renovável do parágrafo anterior, deve-se ter em mente que

fontes como por exemplo a biomassa natural só podem ser consideradas renováveis se houver o seu correto manejo. Caso contrário, elas serão não renováveis.

As fontes renováveis estão disponíveis em abundância no território brasileiro e dentre as que oferecem maior potencial para exploração estão: a radiação solar, o vento, a água e a biomassa com suas diversas formas de utilização. As características geográficas do Brasil, com grande número de pequenos núcleos habitacionais isolados, justificam um estudo detalhado da competitividade dessas fontes com aquelas não renováveis. O amadurecimento das tecnologias para sistemas eólicos, solar-fotovoltaicos e de biomassa certamente torna atrativo o uso dessas fontes em aplicações específicas e em operações integradas com outras tecnologias.

A radiação solar e o vento são fontes de energia cuja importância vem crescendo no mundo, especialmente nos países desenvolvidos, onde a percepção da necessidade de ampliar a matriz energética, minimizando a dependência dos combustíveis fósseis, ganhou destaque nos últimos anos. A utilização das energias solar e eólica na produção de eletricidade, principalmente em aplicações para localidades isoladas ou integradas à rede convencional, é uma realidade que tende a se tornar mais comum no mundo, considerando a abundância da fonte principal de energia, a radiação solar, e a esperada queda nos custos dos equipamentos associados a essas tecnologias.

O uso exclusivo das fontes renováveis para solução definitiva dos problemas de energia é uma opção ainda remota. Entretanto, o desenvolvimento de novas tecnologias para melhor aproveitamento desses recursos e a integração com outras formas de energia podem, sem dúvida alguma, minimizar a dependência brasileira e mundial de fontes não-renováveis de energia, além de contribuir para a preservação do meio ambiente.

Não se pode, entretanto, excluir a possibilidade de uso das energias renováveis, ainda que com custos de implantação elevados, como é o caso dos sistemas eólicos e fotovoltaicos, sem considerar os benefícios sociais e ambientais atrelados a eles.

1.5 Impactos Ambientais

Todos os tipos de aproveitamento energético conhecidos causam, de uma forma ou de outra, algum impacto ambiental, que deve ser considerado quando da escolha do tipo de aproveitamento e de sua implantação. A alteração da paisagem é basicamente comum a todos eles.

O aproveitamento do gás natural provoca a liberação de gases de combustão e de calor à atmosfera. Existem também os riscos de vazamento e explosão no armazenamento e durante o transporte.

As centrais hidrelétricas podem resultar em alterações importantes como a obstrução que a barragem apresenta à passagem de nutrientes e organismos vivos, a perda de terras férteis, de tipos vegetais, de reservas minerais, além de modificações na paisagem e de alterações nas atividades socioeconômicas das populações. As grandes hidrelétricas provocam a formação de grandes lagos e o conseqüente remanejamento de populações de cidades inteiras, conforme o caso, fugindo da inevitável inundação.

Os derivados do petróleo liberam para a atmosfera calor e produtos de combustão (gases tóxicos, poeira, compostos orgânicos) e apresentam riscos de vazamento e explosão. Devido à grande dependência do petróleo e seus derivados, alguns países sofrem com o aumento do nível de poluição e das taxas de doenças respiratórias por eles causados.

A energia nuclear produz rejeitos radiativos e tóxicos de difícil eliminação, além de apresentar riscos de acidentes graves. Países do chamado primeiro mundo, Alemanha, França e Suécia, por exemplo, dependem grandemente da produção de eletricidade através da energia nuclear. Os riscos ao homem e ao meio ambiente, associados a esta tecnologia fazem com que novas alternativas sejam buscadas. Na Suécia uma decisão do Parlamento em 1980, após o acidente em *Three Mile Island* (*US*), decidiu fechar todas as usinas nucleares do país até 2010. Entretanto, as alternativas energéticas limpas que substituam a lacuna deixada pelas centrais nucleares suecas ainda não tem porte para tal. Assim a possibilidade de revogação da decisão de 1980 é algo viável. O governo alemão optou por fechar, até 2020, 19 centrais nucleares, sem qualquer tipo de compensação, o que equivale a buscar substituir a fonte de 30% de toda a energia elétrica produzida no país. As pressões de grupos favoráveis a esta postura esbarram em forte resistência de indústrias que fomentaram a energia nuclear. O Brasil conta em operação com duas usinas nucleares Angra 1 e 2 e Angra 3, esta em fase de construção, paralisada há mais de 10 anos.

A biomassa pode ser considerada como sendo toda e qualquer matéria orgânica (vegetal, animal ou microorganismos) usada ou não na produção de energia. Apesar de várias vantagens como o baixo custo, a capacidade de renovação e um baixo nível de resíduos quando comparada com os combustíveis fósseis, causa a emissão de sólidos em suspensão e de gases quentes, nocivos à atmosfera. A biomassa, quando proveniente da madeira, deve ser utilizada com critérios que evitem desmatamentos sem controle e qualquer processo acelerado de desertificação e erosão de áreas.

No Brasil, a cana-de-áçúcar vem sendo utilizada para complemento à gasolina. A tecnologia está madura e é oferecida no mercado mundial. O resíduo do processamento do caldo da cana-de-açúcar, o vinhoto, pode ser usado na elaboração de fertilizantes; porém, quando despejado nos rios, é elemento nocivo à vida e ao meio ambiente.

O crescimento do uso da energia eólica no mundo é notório, especialmente em alguns países como Alemanha, Espanha, Índia, China, Estados Unidos e Dinamarca. O custo atrativo e uma alternativa ao uso de combustíveis fósseis e energia nuclear aceleram sua utilização e diversificam as áreas de aplicações. A energia eólica causa pequenos impactos visuais e sonoros, interferência eletromagnética, morte e alterações da rota migratória de pássaros. Em países como a Alemanha a preocupação com o impacto ambiental é fundamental, pois as centrais eólicas em terra (*onshore*) já ocupam grandes áreas. Centrais no mar (*offshore*) apresentam-se como uma alternativa para reduzir os impactos no continente. Entretanto, transfere-se o problema para o mar e aumentam-se os custos de implantação, operação e manutenção e, conseqüentemente, o valor do kWh gerado.

No caso da energia solar os impactos podem ser considerados de menor escala ainda. Os visuais vêm sendo contornados com o surgimento de tecnologias que integram os equipamentos de geração às edificações. Outros impactos considerados, como os ocasionados no processo de fabricação de células fotovoltaicas, são praticamente desprezíveis.

A produção de eletricidade por meio dos dispositivos conhecidos como células a combustível, dentre todas as tecnologias apresentadas, é aquela que apresenta menor impacto ambiental. Quando o hidrogênio puro é usado como combustível o nível de poluição por emissão de gases e partículas é zero. A poluição sonora inexiste e a visual é desprezível. Hoje seu custo ainda é elevado se comparado com tecnologias convencionais.

1.6 O Efeito Estufa

O efeito estufa é um fenômeno natural responsável por manter a temperatura da Terra maior do que a temperatura que o planeta teria caso não houvesse atmosfera. Este fenômeno, dentro de limites aceitáveis, é a maneira que a Terra possui para manter constante a temperatura, pois, somente assim, a vida torna-se propícia.

No entanto, com o desenvolvimento tecnológico e industrial pelo qual a sociedade tem passado durante os anos, o aumento da emissão de gases poluentes na atmosfera terrestre vem agravando este fenômeno natural, provocando o aumento da temperatura do planeta, o que acarreta em vários desequilíbrios ambientais decorrentes do aquecimento global.

O efeito estufa ocorre quando o planeta recebe a radiação solar, da qual 35% é ref etida novamente para o espaço, permanecendo os outros 65% retidos na Terra. Isto ocorre principalmente devido à presença na atmosfera de gases como o dióxido de carbono, o metano, os óxidos de nitrogênio e o ozônio (correspondente a menos de 1% da composição total), pois estes evitam que a radiação na faixa do infravermelho seja liberada para o espaço, permitindo assim a presença de calor suficiente para a vida no planeta.

Fatores como o incremento da utilização de combustíveis fósseis e a destruição das f orestas tropicais, que aumentam a concentração de dióxido de carbono, além da emissão de gases como o metano e os clorof uorcarbonetos, favorecem o aumento da temperatura global. Prevê-se que o aquecimento global venha a ser em torno de 2°C a 6°C nos próximos 100 anos, o que não só alterará o clima em âmbito mundial, como também aumentará o nível médio do mar em pelo menos 30 cm, o que poderá interferir na vida de milhões de pessoas que habitam as áreas costeiras mais baixas.

Além do aumento da temperatura e conseqüente aumento do nível das águas, o aquecimento global acarretará vários problemas para a sociedade como, por exemplo, efeitos sobre a saúde humana, economia e meio ambiente.

Em relação ao meio ambiente, importantes mudanças são diretamente ligadas ao aquecimento global: derretimento das calotas polares, aumento do nível do mar, mudanças das condições climáticas etc. Estes fatores podem interferir não apenas nas atividades humanas mas também nos ecossistemas. O aumento da temperatura global faz com que um ecossistema mude; por exemplo, algumas espécies podem ser forçadas a sair de seus habitats, podendo resultar na sua extinção, enquanto outras podem proliferar-se, invadindo outros ecossistemas.

Além disso, o aquecimento global é responsável pelo aumento de enchentes, de áreas desérticas, e de fenômenos como ciclones e furacões.

Logo, a sociedade como um todo passou a dar mais importancia a este assunto e começou a buscar maneiras de amenizar as causas do aquecimento global. Algumas medidas adotadas são apresentadas a seguir.

Painel Intergovernamental sobre Mudanças do Clima (IPCC)

IPCC significa *Intergovernmental Panel on Climate Change*, ou seja, Painel Intergovernamental sobre Mudanças do Clima. Este painel é uma ferramenta que os govenos adotaram para estimarem previsões e tendências futuras das mudanças climáticas globais, com o intuito de tomar decisões políticas que evitem impactos indesejáveis. O aquecimento global vem sendo estudado pelo IPCC e um dos últimos relatórios divulgados faz algumas previsões a respeito das mudanças climáticas, as quais são a base para discussões entre políticos e a classe científica.

Embora as previsões do IPCC sejam consideradas as melhores disponíveis, elas são o centro de uma grande controvérsia científica. O IPCC admite a necessidade do desenvolvimento de modelos analíticos melhores para a compreensão científica dos fenômenos climáticos. Críticos afirmam que as informações disponíveis são insuficientes para determinar a real importância dos gases causadores do efeito estufa nas mudanças climáticas. A sensibilidade do clima aos gases de efeito estufa estaria sendo sobrestimada enquanto fatores externos estariam subestimados.

Por outro lado, o IPCC não atribui qualquer probabilidade aos cenários em que suas previsões são baseadas. Segundo os críticos, isso leva a distorções dos resultados finais, pois os cenários que predizem maiores impactos seriam menos passíveis de concretização, devido a discordarem das bases do racionalismo econômico.

ECO – 92

Realizada no Rio de Janeiro, em junho de 1992, a ECO – 92 foi um evento onde várias nações discutiram as questões ambientais locais e globais, definindo regras e metas em comum, além de estabelecer novas diretrizes políticas de interesses transversais e concretizar acordos conjuntos. Todos os participantes se comprometeram mais efetivamente a mitigar os emergentes problemas climáticos, tendo como conseqüência mais concreta a emissão de um documento sobre a Convenção Quadro sobre Mudanças do Clima (em inglês, *United Nations Framework Climate Change Convention*, UNFCCC).

Através desse documento, os 190 países signatários reconheciam que as mudanças climáticas e o efeito estufa eram os fenômenos que comprometeriam mais gravemente o futuro do planeta. Assim, as novas políticas de preservação seriam de responsabilidade comum a todos. Os signatários teriam como principal objetivo de estabilizar a concentração dos gases geradores do efeito estufa na atmosfera a fim de não gerar mais riscos para o ecossistema planetário.

O Protocolo de Quioto

Realizada em 1997, na cidade de Quioto, no Japão, a Terceira Conferência das Partes (COP 3) foi a mais abrangente e culminou com a adoção do famoso protocolo, um dos marcos mais significativos desde a criação da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Ele foi fundamentalmente utilizado como instrumento de combate às mudanças climáticas.

O Protocolo de Quioto definiu que para sua entrada em vigor seria necessária a ratificação por pelo menos 55 países industrializados e que, juntos, comprometeriam-se a reduzir pelo menos 5,2% de suas respectivas emissões combinadas de Gases do Efeito Estufa (GEEs). Isso corresponde a pelo menos 55% das emissões globais totais dos GEEs em relação aos níveis de 1990, até o período entre 2008 e 2012. Ao ser ratificado, o protocolo passaria a vigorar num prazo máximo de 90 dias, o que significaria passar a ser um compromisso de caráter legal, vinculando todas as partes envolvidas. Assim, se alguma das partes não cumprisse o acordo firmado, ficaria sujeita a penalidades dentro do protocolo.

Ressalta-se que, devido a essa vinculação legal, esse histórico compromisso passou a produzir uma reversão da tendência histórica de crescimento das emissões iniciadas nesses países de aproximadamente 150 anos atrás.

A União Européia (EU) assumiu o compromisso de reduzir em 8%; os Estados Unidos, responsáveis sozinhos pela emissão de 36% do total de gases, comprometeram-se (sem assinar) a uma redução de 7%; o Japão concordou em reduzir 6%. Alguns países como a Rússia e Ucrânia não assumiriam o compromisso de redução, e outros como Islândia, Austrália e Noruega ainda

teriam permissão para aumentar suas emissões.

O protocolo foi aberto para assinatura de todas as partes em 16 de março de 1998 e acabou entrando em vigor somente em 16 de fevereiro de 2005, após a entrada da Rússia, que ratificou-o em novembro de 2004. O Brasil assinou o protocolo em 29 de abril de 1998, ratificando-o em 23 de agosto de 2002. Estados Unidos e Austrália até hoje não ratificaram o protocolo, mas estão cumprindo internamente metas de redução dos GEEs com políticas próprias.

Os gases potencializadores do efeito estufa relacionados no Protocolo de Quioto Anexo A são: o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O), o hexaf oureto de enxofre (SF_6), os hidrof uorcarbonos (HFCs) e os perf uorcarbonos (PFCs). Além destes, têm-se ainda os clorof uorcarbonos (CFCs).

A contribuição de cada um desses gases para o agravamento do efeito estufa depende da sua duração na atmosfera e da sua interação com outros gases e com o vapor d'água, sendo que a cada um é atribuído um Potencial de Aquecimento Global (GWP), que fornece a contribuição relativa devido à emissão, na atmosfera, de 1 kg de um determinado gás estufa.

Convenção Quadro sobre Mudanças do Clima (UNFCCC)

Através do Painel Intergovernamental sobre Mudanças do Clima (IPCC), a Organização das Nações Unidas (ONU) passou a desenvolver e a implementar os critérios técnicos e científicos que possibilitaram o início dos debates sobre as mudanças climáticas. Em 1990, a ONU, de acordo com as recomendações do IPCC, iniciou negociações para a adoção do que viria a ser a primeira UNFCCC, ocorrida em 2 de maio de 1992, na cidade de Nova York. A convenção entrou em vigor em 1994, contando hoje com 186 partes. Ficou estabelecido que os países signatários se encontrariam regulamente para continuar as discussões na Conferência das Partes (COP). Essas partes foram divididas em dois grupos, de acordo com os princípios de equidade e "responsabilidade comum, mas diferenciada".

Além dos eventos descritos anteriormente, as pesquisas por novas soluções energéticas para substituir o uso de combustíveis fósseis se intensificaram, para diminuir a emissão de poluentes para a atmosfera. A utilização de biocombustíveis e a produção de energia elétrica a partir da energia eólica, solar e de hidrelétricas estão se tornando cada vez mais importantes para reduzir o aquecimento global.

Entretanto, para a implementação dessas soluções, deve-se avaliar os impactos que as mesmas provocarão ao meio ambiente. É o que ocorre com as hidrelétricas, pois, apesar de estarem na categoria de renováveis e até não-poluentes, trazem complicações, porque exigem o alagamento de áreas muito extensas. Com isso, a biodiversidade local fica desequilibrada e famílias precisam se desalojar. Os prejuízos para a agricultura também são grandes e, em alguns casos, onde houve a inundação de grandes áreas de f oresta, provoca a emissão de gases que agravam o efeito estufa, pois a vegetação submersa entra em processo de decomposição provocando a emissão destes gases.

1.7 Mecanismos de Desenvolvimento Limpo

Para melhor compreensão do surgimento do conceito de criação de mecanismos de f exibilização para possibilidade de investimento entre países, com o objetivo de redução da emissão dos gases de efeito estufa, torna-se necessário o entendimento dos principais motivadores para

criação desses mecanismos, acordos e conferências realizadas para discussão de soluções para as mudanças climáticas globais.

Proposto pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças do Clima (IPCC), é um fator de ponderação para somar impulsos de emissões dos diferentes gases de efeito estufa, de forma que produzam resultados equivalentes em termos do aumento da temperatura após um período de tempo específico.

A Conferência das Partes (COP 3) não estabeleceu caminhos para que cada país atingisse suas metas; no entanto, foram criados, três mecanismos de f exibilização que, quando fossem implementados, deveriam ser capazes de contribuir para a redução da emissão dos principais gases de efeito estufa (GEE):

1) Comércio de Emissões (CE), que seria um mecanismo que permitiria que um país que tenha diminuído suas emissões de gases de efeito estufa abaixo de sua meta, possa transferir o excesso das suas reduções para outro país que não tenha alcançado a sua meta;
2) Implementação Conjunta (IC), que promoveria a possibilidade de cooperação entre dois países constituintes do Anexo I (países com metas de redução de gases causadores de efeito estufa), através da implantação de projetos capazes de reduzir a emissão dos GEE;
3) Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que seria um mecanismo similar ao IC, só que os projetos deveriam ser implantados em países que não possuem metas de redução de GEE.

Somente no período de 29 de outubro a 9 de novembro de 2001, em Marrakech, Marrocos durante a realização da Sétima Conferência das Partes (COP 7), foi que houve a regulamentação completa dos mecanismos de f exibilização definidos em Quioto durante a realização da (COP 3).

A partir da iniciativa do governo brasileiro, que propôs a criação de um fundo de desenvolvimento limpo, apresentado 1997 à COP, somado à idéia da criação de um plano de implementação conjunta entre países desenvolvidos e em desenvolvimento, surgiu o conceito de mecanismo de desenvolvimento limpo MDL.

Os projetos de MDL devem contribuir para a redução de emissões de GEE mensuráveis, sendo adicionais às emissões que ocorriam na ausência da atividade certificada de projeto. Quando esta redução fica caracterizada, os projetos de MDL podem obter os certificados de redução de emissão (CRE), podendo ser acumulados pelos países industrializados que participarem do projeto, de forma que, possam cumprir suas metas de redução de emissões no primeiro período estabelecido pela COP.

Dentre os principais motivadores para a criação dos projetos de MDL está a intenção de proporcionar financiamento e tecnologia aos países em desenvolvimento, devido à possibilidade de acesso aos CRE pelos países industrializados, para que estes consigam cumprir seus compromissos de redução de emissões.

Um dos principais requisitos de um projeto MDL é o de aumentar as metas de desenvolvimento sustentável do país anfitrião que, normalmente, será um país em desenvolvimento.

Os países em desenvolvimento não pertencentes ao Anexo I podem dar entrada com pedido de implementação de projetos capazes de reduzir ou capturar emissões de gases causadores do efeito estufa junto ao Conselho Executivo do MDL, tendo a possibilidade de obter os Certificados de Emissões Reduzidas (CERs).

A aprovação de um projeto de MDL depende do cumprimento de regras e parâmetros preestabelecidos, sendo os projetos validados e verificados por Entidades Operacionais Designadas

(EODs), aprovados e registrados pelo Conselho Executivo do MDL.

Estes projetos devem ser aprovados pelos governos dos países anfitriões (em desenvolvimento) e os que irão comprar os CERs (desenvolvido), através da Autoridade Nacional Designada (AND).

Para que seja caracterizado o critério de adicionalidade para o MDL, o projeto deve conseguir reduzir as emissões antrópicas de GEE para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto do MDL. Então, a avaliação se dá comparando as emissões do projeto com as emissões de um cenário de referência, ou linha de base. Tendo comprovado o projeto proposto uma emissão abaixo dessa linha de base, ele passa a ser considerado adicional para redução de emissões antrópicas. O fato interessante é que a linha de base futura, caso não seja implantado o projeto do MDL, nunca poderá ser confirmada após a implantação do projeto; portanto, a referência de base para o futuro não poderá ser medida.

A diferença entre a linha base de emissão previamente fixada e as emissões de GEE monitoradas e reais do projeto de MDL é o que determina a quantidade de Unidades de Redução da Emissão (URE) para serem transferidas de uma parte ou de uma entidade legal para outra. Portanto, um cenário com altos níveis de emissões como referência para a de linha de base torna-se potencialmente atraente tanto para os investidores, que poderão conseguir maiores financiamentos, quanto para os países anfitriões, que terão maior facilidade para atrair os projetos de MDL.

Os projetos e atividades relacionados ao mecanismo de desenvolvimento limpo podem envolver entidades privadas e/ou públicas, devendo estas estar sujeitas às orientações do Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

O primeiro projeto de MDL aprovado pela ONU no Mundo foi o do aterro sanitário de Nova Iguaçu, no Estado do Rio de Janeiro, que utiliza tecnologias bem precisas de engenharia sanitária, tendo os créditos de carbono sido negociados diretamente com a Holanda.

2 Energia Solar Fotovoltaica

2.1 Breve Histórico

O aproveitamento da energia solar para produção direta de eletricidade teve início há pouco mais de 160 anos quando, em 1839, o cientista francês Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico ao observar, em um experimento com uma célula eletrolítica (*dois eletrodos metálicos dispostos em uma solução condutora*), que a geração de eletricidade aumentava quando a célula era exposta à luz. A partir daí, foram estudados os comportamentos de diversos materiais expostos à luz até que, no ano de 1954, Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson desenvolveram a primeira célula fotovoltaica de silício, com eficiência de 6%, capaz de converter energia solar em eletricidade suficiente para alimentar equipamentos elétricos. No ano de 1958, iniciou-se a utilização de células fotovoltaicas em aplicações espaciais e até hoje essa fonte é reconhecida como a mais adequada para essas aplicações.

Desde então, a evolução do mercado fotovoltaico vem sendo bastante intensa, tornando comuns aplicações em sistemas domésticos, sinalização marítima, eletrificação de cercas e outros. Em 2004, foi finalizado o projeto do maior sistema fotovoltaico do mundo, o parque solar da Bavária, Alemanha, de 10 MWp de potência instalada. A figura 2.1 mostra os principais países produtores de células fotovoltaicas no mundo, bem como a produção em MW de cada um desses países no ano de 2006. A figura 2.2 mostra a produção e a capacidade de produção de módulos fotovoltaicos dos mesmos países.

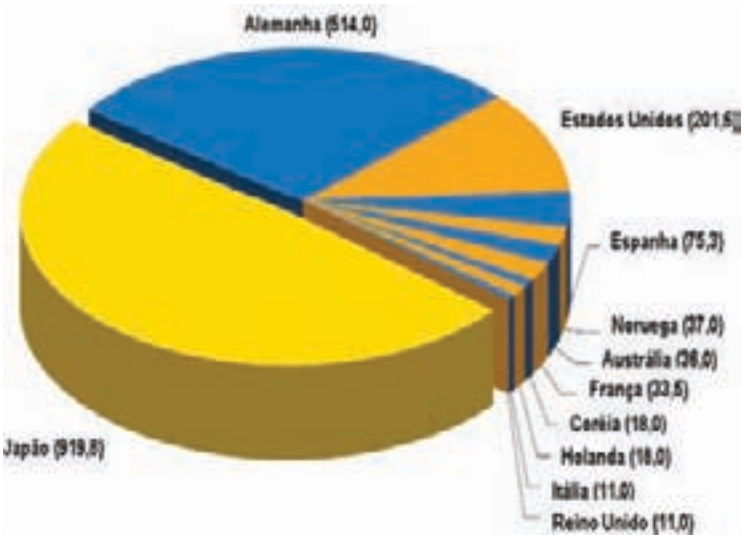


Figura 2.1 – Produção de células fotovoltaicas, em MW por país
[PHOTON INTERNATIONAL, 2007]

Figura 2.2 – Produção e capacidade de produção de módulos fotovoltaicos nos países considerados (MW), entre 1993 e 2006 [PHOTON INTERNATIONAL, 2007]

O Japão foi o líder na produção de células e módulos fotovoltaicos durante o ano de 2006, com cifras da ordem 920 MW e 645 MW, respectivamente. A produtora japonesa Sharp se mantém líder, com a produtora alemã Q-cells em segunda posição, seguida da Kyocera, Sanyo Electric e Mitsubishi Electric. Essas cinco companhias somaram 60% do total de produção de células em 2006. Apesar de o Japão ainda liderar a produção de células, é a Alemanha que lidera a demanda fotovoltaica, seguida do Japão, como mostra a figura 2.3.

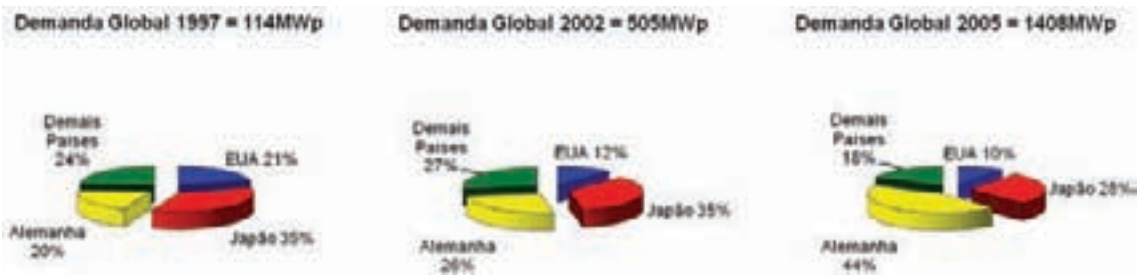


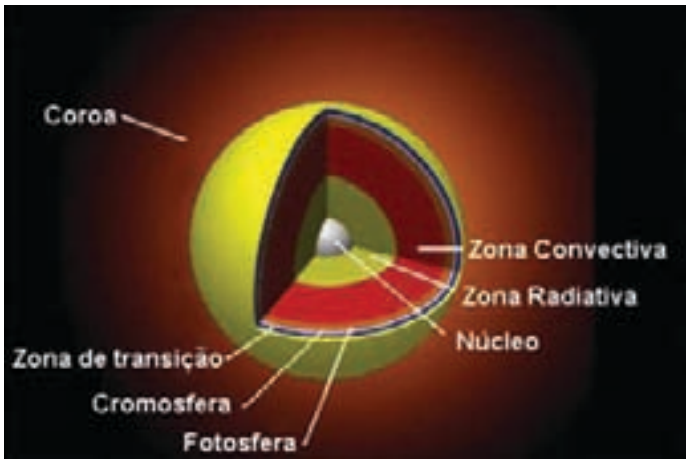
Figura 2.3 – Distribuição global da demanda fotovoltaica [RENEWABLE ENERGY WORLD, 2007]

2.2 O Sol e suas Características

O Sol é uma estrela média, de massa igual a 2×10^{30} kg e raio de $6{,}96 \times 10^{8}$ m, e é uma fonte contínua de energia para a Terra. Nele pode-se encontrar a maioria, senão todos os elementos presentes na Terra. O hidrogênio (H) e o hélio (He) são os seus elementos mais abundantes, representando 80% e 18% respectivamente. Toda a energia gerada pelo Sol dá-se por um processo de fusão, no qual o hidrogênio é transformado em hélio, liberando grandes quantidades de energia.

A fusão está diretamente relacionada com sua região mais interior, o núcleo, que ocupa menos de 15% do volume do Sol e contém 40% da sua massa. A temperatura do núcleo varia entre 10 e 20 milhões de graus centígrados, e a energia lá gerada é irradiada ao longo de uma distância

igual a 70% do raio do Sol (zona radioativa). Essa energia é levada à superfície do Sol por um processo de convecção, na chamada zona convectiva. A superfície externa da zona convectiva é a fotosfera, que é a fonte direta de toda emissão radioativa do Sol. A figura 2.4 mostra a espessura das principais regiões do Sol.



No interior:
Núcleo ≅ 2×10^5 km,
Zona Radiativa ≅ 3×10^5 km,
Zona Convectiva ≅ 2×10^5 km,

Na atmosfera:
Fotosfera ≅ 500 km
Cromosfera ≅ $1{,}5 \times 10^3$ km
Zona de transição ≅ $8{,}5 \times 10^3$ km
Coroa (tamanho não definido, atinge vários raios solares)

Figura 2.4 – Estrutura do Sol, esquematizada fora de escala

Para o ser humano, é possível observar apenas a luz visível proveniente da fotosfera, pois as camadas mais internas do Sol apresentam um alto grau de opacidade. A fotosfera é uma camada bastante estreita, com 500 km de espessura, apresentando uma temperatura de 5.800 K e uma diminuição considerável da densidade, quando comparada às camadas mais internas. Uma densidade menor favorece a diminuição da opacidade, permitindo que a radiação se propague.

Em outras palavras, pode-se comparar o Sol a uma imensa bomba de hidrogênio, a qual sofre explosões a todo o momento, que consomem 4,2 milhões de toneladas de combustível nuclear por segundo.

2.3 Geometria Sol–Terra

No dia-a-dia observa-se o movimento aparente do Sol numa direção que vai de leste a oeste, ou simplesmente do nascer ao pôr-do-sol. Notam-se também as variações que ocorrem na duração dos dias e das noites em diferentes épocas do ano em algumas regiões. Dentre os movimentos que a Terra realiza, os mais conhecidos são o de rotação, aquele em que ela gira em torno de seu próprio eixo e tem duração aproximada de um dia, e o de translação, no qual ela executa sua órbita em torno do Sol e dura aproximadamente 365 dias. Dentre as conseqüências diretas desses movimentos podem ser citadas as diferentes durações do dia e da noite em diferentes regiões do globo e as estações do ano: primavera, verão, outono e inverno.

A Terra movimenta-se ao redor Sol em uma órbita elíptica (muito próxima de uma circunferência), com o Sol em um dos seus focos. O plano dessa órbita é chamado de plano da eclíptica. A posição relativa entre o Sol e a Terra é convenientemente representada por meio da esfera celestial ao redor da Terra (figura 2.5). O plano equatorial intercepta a esfera celestial no equador celestial, e o eixo polar nos pólos celestiais. O movimento da Terra ao redor Sol é então representado como um movimento aparente do Sol ao redor da Terra.

Figura 2.5 – A esfera celestial com o movimento aparente anual do Sol.

O eixo em torno do qual a Terra realiza o movimento de rotação, chamado de eixo polar, possui uma inclinação de 23,45° em relação à normal ao plano da eclíptica, tal como ilustra a figura 2.5. O ângulo compreendido entre o plano do equador terrestre e o plano da eclíptica é denominado de declinação solar (δ) e sua variação ao longo do ano compreende o intervalo de $-23{,}45° < \delta < 23{,}45°$. Um método aproximado para o cálculo da declinação, em graus, é apresentado pela equação (2.1).

$$\delta = 23{,}45 \times \operatorname{sen}\left(360 \times \frac{284 + d_n}{365}\right) \qquad \text{equação 2.1}$$

sendo d_n o dia juliano do ano, $1 < dn < 365$ (01 de janeiro até 31 de dezembro).

A declinação solar é zero nos equinócios de outono (20/21 de março) e primavera (22/23 de setembro). Nesses dias, o dia e a noite possuem durações iguais em todas as regiões do globo terrestre. No solstício de inverno (21/22 de junho) a declinação solar é igual a +23,45°, correspondendo ao dia mais curto e a noite mais longa do ano. Finalmente, no solstício de verão (21/22 de dezembro) a declinação é igual a -23,45° e corresponde ao dia mais longo do ano. Vale ressaltar que essa análise é válida para o hemisfério sul. No hemisfério norte, as datas dos equinócios e solstícios se invertem, assim como a duração do dia e da noite durante os solstícios. As figuras 2.6 e 2.7 ilustram as relações Sol-Terra discutidas.

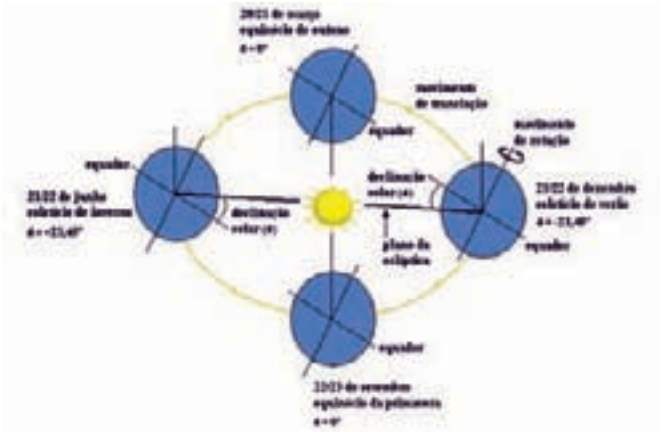


Figura 2.6 – Órbita da Terra em torno do Sol: posição da terra com relação ao Sol nos solstícios e equinócios

Figura 2.7 – Posição da Terra com relação ao Sol nos solstícios

O movimento aparente do Sol ao longo do dia e do ano, como conseqüência dos movimentos de rotação e translação da Terra, é semelhante ao de uma espiral quase paralela [FROTA, 2004]. Na Terra, esse percurso solar corresponde à zona situada entre os trópicos de Câncer e Capricórnio, demorando seis meses em cada direção. O equador terrestre e o celeste estão contidos no mesmo plano, e representam os dois limites do movimento aparente do Sol em sua contínua trajetória ao redor da Terra. Para uma melhor compreensão, a figura 2.7 mostra detalhes das posições da Terra em relação ao Sol, nos solstícios.

A equação (2.2) permite calcular δ, em graus, com grande precisão em qualquer dia do ano.

$$\delta = [0{,}006918 - 0{,}399912 \times \cos\Omega + 0{,}070257 \times \operatorname{sen}\Omega - 0{,}006758 \times \cos(2\times\Omega) + 0{,}000907 \times \operatorname{sen}(2\times\Omega) - 0{,}002697 \times \cos(3\times\Omega) + 0{,}00148 \times \operatorname{sen}(3\times\Omega)] \times \frac{180}{\pi}, \qquad \text{equação 2.2}$$

onde Ω, em radianos, é dado por:

$$\Omega = \frac{2\pi \times (d_n - 1)}{365}. \qquad \text{equação 2.3}$$

Para melhor explicar o que acontece em termos de incidência do Sol sobre a Terra, apresentam-se as figuras 2.8 a 2.11. Na figura 2.8 é mostrada a esfera terrestre, com seu equador, seus trópicos de Câncer e Capricórnio, os pólos Norte e Sul e o Sol nas três posições particulares: solstício de junho, equinócios de março e setembro e solstício de dezembro. Já as figuras 2.9 a 2.11 dão detalhes de como acontece a incidência da radiação solar em cada época do ano.

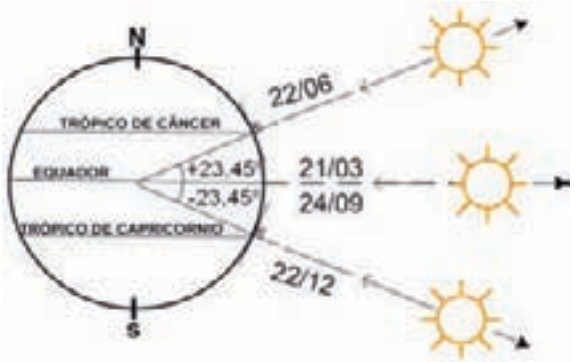


Figura 2.8 – A Terra e o Sol nas posições dos solstícios e dos equinócios

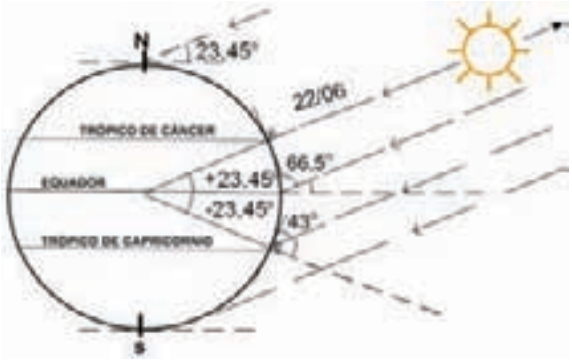


Figura 2.9 – Solstício de junho – incidência de Sol ao meio-dia

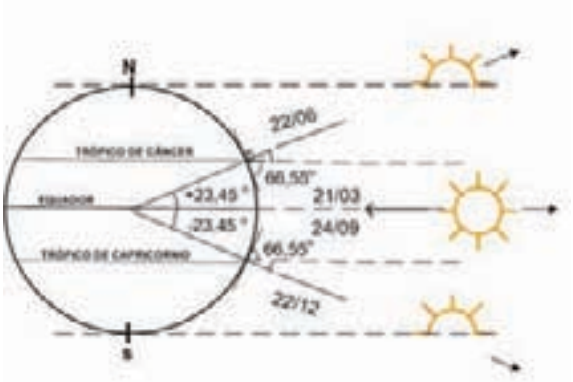


Figura 2.10 – Equinócios de março e de setembro

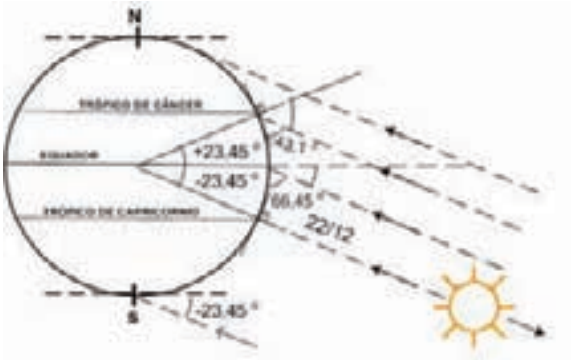


Figura 2.11 – Solstício de dezembro – incidência de Sol ao meio-dia

Para o correto entendimento do aproveitamento solar para geração de energia, é necessário conhecer-se algumas relações geométricas entre os raios solares e a superfície terrestre, mais especificamente sobre uma superfície S qualquer. Essas relações são descritas através de vários ângulos (figura 2.12), definidos a seguir.

- Ângulo de incidência (θ_S): ângulo compreendido entre o raio solar e a normal (n) à superfície de captação.
- Altura solar (γ_S): ângulo formado entre o raio solar e a sua projeção sobre o plano horizontal.

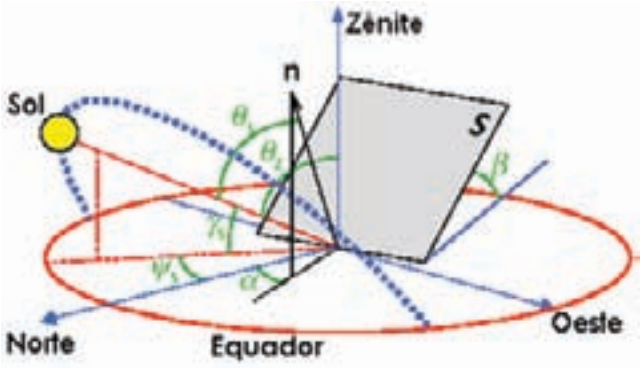


Figura 2.12 – Relações geométricas Sol-Terra

- Ângulo azimutal da Superfície (α): ângulo compreendido entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte e está compreendido entre -180° e 180°, sendo considerado positivo quando a projeção se encontra à esquerda do Norte e negativo quando se encontra à sua direita.
- Ângulo azimutal do Sol (ψ_S): ângulo formado entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece à mesma convenção citada para o ângulo azimutal da superfície.
- Inclinação da superfície (β): ângulo formado entre o plano da superfície coletora e a horizontal.
- Ângulo zenital (θ_Z): ângulo formado entre o raio solar e o Zênite; equivale à distância angular entre o feixe solar e a vertical do local de incidência.
- Ângulo horário (ω): ângulo entre o meridiano do Sol e o meridiano do local. O ângulo horário (ω) considera todo o intervalo de horas entre o nascer e o pôr-do-sol, sendo negativo pela manhã e positivo à tarde, como ilustrado na figura 2.13. Cada hora angular corresponde a um deslocamento de 15°.

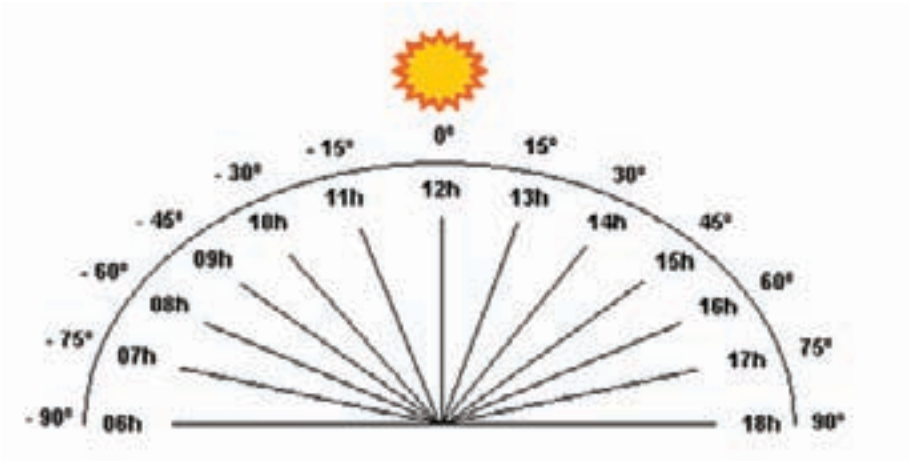


Figura 2.13 – Ângulos horários compreendidos dentro do intervalo de um dia

Para um observador na superfície da Terra, em um local com uma latitude geográfica Φ, um sistema de coordenadas conveniente é definido por uma linha vertical no local, que intercepta

a esfera celestial em dois pontos, correspondentes aos seus pólos, e subtende o ânguloΦ com o eixo polar. O ângulo entre a direção do Sol e o horizonte é a elevação γ_S, que é o complementar do ângulo zenital θ_Z. A outra coordenada nesse sistema é o azimute ψ_S, que é zero ao meio-dia solar e cresce em direção ao leste. Durante o movimento diário, a declinação usualmente pode ser considerada constante e igual ao seu valor ao meio-dia.

As equações (2.4) e (2.5) são necessárias para calcular a quantidade da radiação solar incidente na superfície do arranjo fotovoltaico.

$$\text{sen } \alpha = \text{sen } \delta \times \text{sen } \Phi + \cos \delta \times \cos \Phi \times \cos \omega = \cos \theta_z \qquad \text{equação 2.4}$$

$$\cos \Psi_s = \frac{(\text{sen } \alpha \times \text{sen } \Phi - \text{sen } \delta)}{\cos \alpha \times \cos \Phi}. \qquad \text{equação 2.5}$$

A equação (2.6) é usada para determinar o ângulo horário do nascer do Sol, ω_S:

$$\omega_s = \cos^{-1} (-\text{tg } \Phi \times \text{tg } \delta). \qquad \text{equação 2.6}$$

O ângulo horário do pôr-do-sol é, então, - ω_S.

Para exemplificar a intensidade da radiação solar e o tempo de permanência do Sol acima da linha do horizonte de uma determinada localidade são apresentadas as figuras 2.14 e 2.15 [FROTA, 2004]. Na figura 2.14 observa-se a posição do Sol ao meio-dia e a radiação solar incidente nesse horário, para diferentes latitudes. Na figura 2.15 é possível observar o movimento aparente do Sol e as horas em que ele se encontra acima do horizonte para localidades próximas ao Equador e para localidades próximas à latitude de 23,5° S.

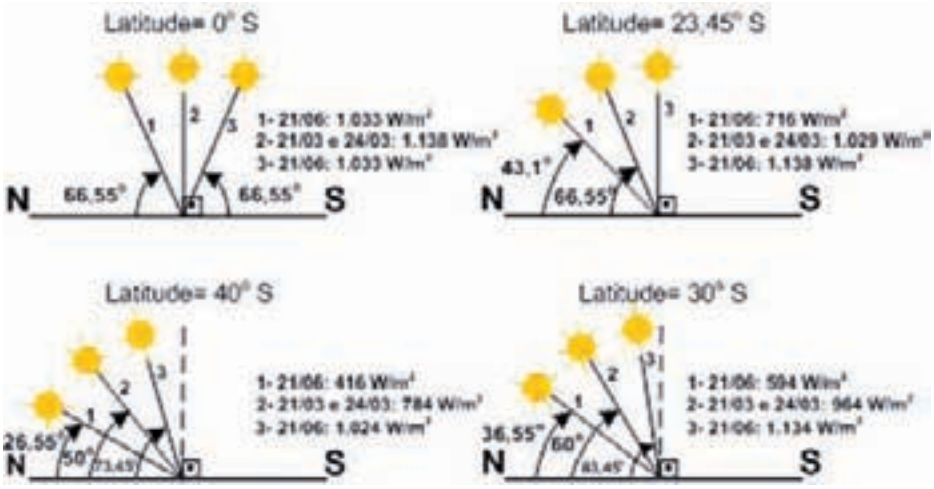


Figura 2.14 – Exemplos de posição/altura do Sol (γ_S) ao meio-dia nos solstícios de inverno e de verão e nos equinócios, para diferentes latitudes (Φ)

Observa-se que para uma mesma latitude a duração do dia no solstício de verão é igual à duração da noite, no solstício de inverno e, à medida que a latitude vai aumentando em direção ao Sul, os dias de verão vão ficando mais longos e as noites de inverno também.

Para reforçar a importância da incidência da radiação sobre a superfície da Terra, a figura 2.14

(a) Localidade próxima ao Equador

(b) Localidade na latitude 23,5° Sul

Figura 2.15 – Movimento aparente do Sol e tempo de insolação para duas localidades

traz também, os valores de intensidade de radiação solar incidente, para dias de céu claro, nos solstícios e nos equinócios, ao meio-dia para superfícies horizontais, onde se observam valores que superam os 1.000 W/m².

2.4 Radiação Solar sobre a Terra

A radiação solar é do tipo eletromagnética e, portanto, se propaga na velocidade da luz. A quantidade de radiação que atinge a superfície terrestre é bastante variável, sendo inf uenciada pela geometria Sol-Terra, por condições climáticas gerais, como a presença de nuvens, entre outros fatores.

O f uxo médio resultante de energia em uma unidade de área perpendicular à radiação direta do Sol fora da atmosfera terrestre é conhecido como constante solar e dado por:

$$G_{SC} = 1.367\ (\pm 3{,}33\%)\ W/m^2. \qquad \text{equação 2.7}$$

A irradiância solar extraterrestre, G_o, que atinge a Terra, varia ao longo do ano devido à mudança na distância Sol-Terra. Seu valor aproximado pode ser expresso pela equação (2.8).

$$G_0 = G_{SC} \times \left(1 + 0{,}033 \times \cos\frac{360 \times d_n}{365}\right). \qquad \text{equação 2.8}$$

Em geral, a densidade de potência total da fonte de radiação incidente em uma superfície é denominada de irradiância.

Quando a radiação solar entra na atmosfera terrestre, conforme mostrado na figura 2.16, parte da energia incidente é ref etida, espalhada ou absorvida pelas moléculas de ar, nuvens

e partículas em suspensão. A radiação que não é ref etida, espalhada ou absorvida e atravessa diretamente em linha reta desde o disco solar até a superfície terrestre é denominada de radiação direta. A radiação que é espalhada e que chega à superfície da Terra é chamada de radiação difusa. A parte da radiação que chega à superfície da Terra e é ref etida pelo solo é denominada de albedo. A radiação total obtida destas três componentes é chamada de global.

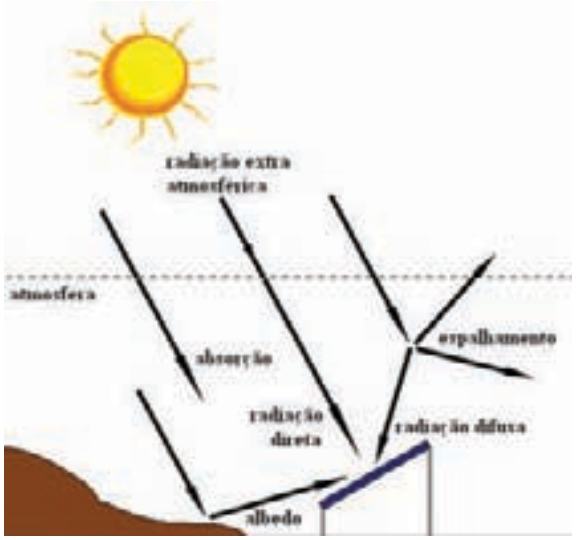


Figura 2.16 – Componentes da radiação solar na atmosfera

A quantidade de radiação que chega à superfície terrestre é extremamente variável. Além das variações regulares, diária e anual, devidas ao movimento aparente do Sol, variações irregulares são causadas por condições climáticas (nuvens), bem como pela composição geral da atmosfera. Dessa forma, o projeto de um sistema fotovoltaico requer dados de medições em locais mais próximos possíveis daquele onde se pretende implantar o sistema.

Um conceito que caracteriza o efeito de uma atmosfera translúcida sob a luz do Sol é o de massa de ar, mostrado na figura 2.17, que é igual ao comprimento relativo que a radiação direta percorre através da atmosfera. Em um dia claro, de verão, ao nível do mar, a radiação do Sol no Zênite corresponde a uma massa de ar igual a 1 (abreviada por AM1); em outros horários, a massa de ar é aproximadamente igual a $1/\cos\theta_z$, sendo θ_z o ângulo formado entre o raio direto e o Zênite.

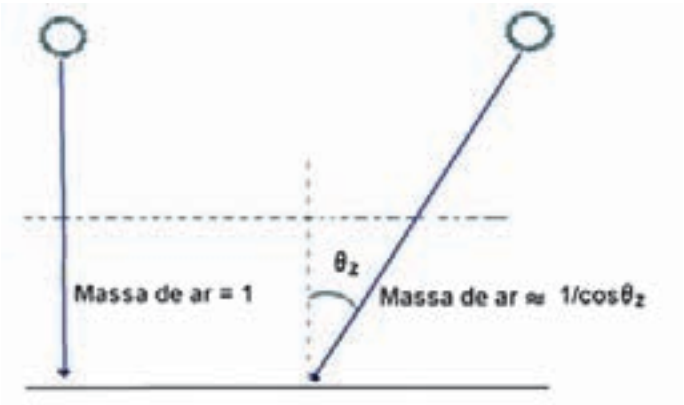


Figura 2.17 – Definição de massa de ar

A definição matemática é dada pela equação (2.9), sendo θ_z o ângulo zenital, definido anteriormente. Quando o Sol encontra-se no Zênite, AM = 1, e esta relação aumenta à medida que cresce o ângulo entre o feixe solar e a vertical. Assim, para um valor de θ_z de aproximadamente 48,2°, AM = 1,5, que é o valor considerado nas condições padrão de teste.

$$AM = \left(\frac{1}{\cos \theta_z} \right). \qquad \text{equação 2.9}$$

Essa expressão é válida apenas para ângulos zenitais de 0° a 60°, pois para maiores ângulos, o efeito de curvatura da Terra torna-se significativo e deve ser considerado.

O efeito da atmosfera no espectro solar é mostrado na figura 2.18. O espectro extraterrestre, denotado por AM = 0, é importante para aplicações das células solares em satélites. AM = 1,5 é o espectro solar típico na superfície terrestre em um dia claro que, em conjunto com a irradiância total de 1 kW/m², é usado para a calibração de células e módulos solares. A figura 2.18 mostra também as principais faixas de absorção das moléculas de ar, além da comparação entre o espectro de emissão de um corpo negro a 6.000 K, com os espectros solar extraterrestre, AM = 0, e na superfície terrestre, com AM = 1,5.

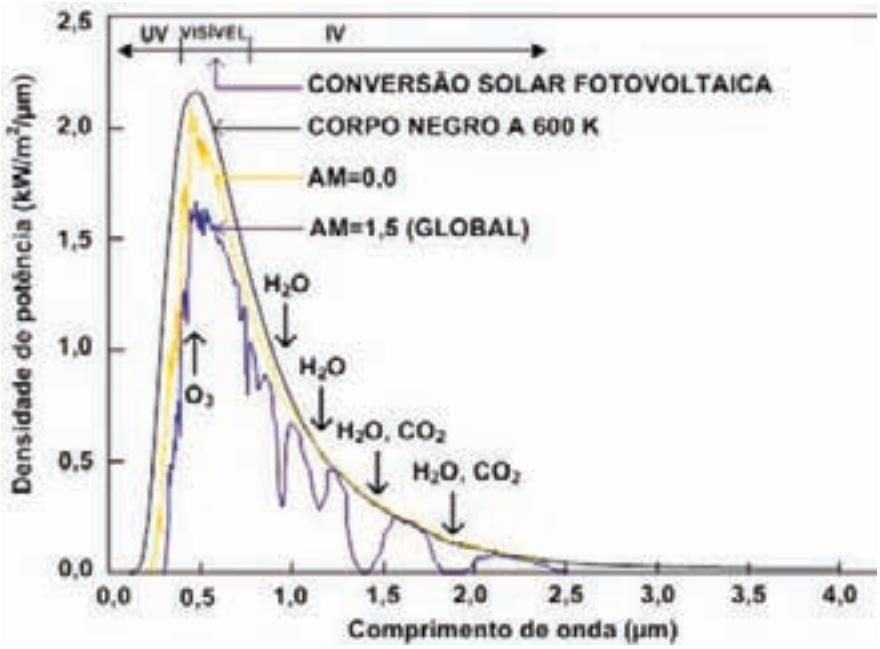


Figura 2.18 – Distribuição espectral da radiação solar e faixas de absorção das moléculas de ar na atmosfera terrestre: Comparação entre o espectro solar fora da atmosfera, AM = 0, e na superfície terrestre, AM = 1,5, com o espectro de emissão de um corpo negro a 6.000 K

A radiação emitida pelo Sol cobre comprimentos de onda, desde 100 nm (0,1 µm) até cerca de 8.000 nm (8 µm), sendo seu comprimento de onda característico (comprimento de onda de maior intensidade emissiva) igual a 550 nm (0,55 µm), correspondente à cor verde.

Considerando-se que a radiação eletromagnética é constituída por pacotes de energia denominados de fótons, pode-se então caracterizar o espectro solar pelas energias de seus fótons. Os fótons mais energéticos do espectro solar possuem cerca de 12,4 eV (0,1 µm), enquanto que o pico de emissão está nos fótons com energia de 2,48 eV (0,55 µm).

As células fotovoltaicas de silício (Si) absorvem fótons com energia igual ou superior a 1,127 eV, correspondendo a comprimentos de onda de até 1,1 μm. Portanto, fótons com comprimentos de onda superior a esse valor não são capazes de gerar eletricidade e apenas aquecem as células.

Ao atravessar a atmosfera, a composição espectral da radiação varia de acordo com as características da atmosfera local. Portanto, a radiação que chega à superfície terrestre e, conseqüentemente, a energia disponível, varia segundo a posição no globo em que a radiação incide e as características geográficas e meteorológicas locais. Estas últimas são aleatórias e de difícil previsão. Para contornar esse problema, utilizam-se modelos teóricos estatísticos que estimam a interferência da atmosfera na irradiação disponível, a partir de longas séries históricas de medidas.

Como pode ser observado, ao passar pela atmosfera terrestre, a maior parte da energia solar está na forma de luz visível ou ultravioleta. O termo *energia solar* é a designação dada a qualquer tipo de captação de energia luminosa (e, em certo sentido, da energia térmica) proveniente do Sol, e sua posterior transformação em alguma forma utilizável pelo homem, seja diretamente para aquecimento, ou ainda como energia elétrica ou mecânica.

Os dados de radiação solar, quando disponíveis, são freqüentemente encontrados sob a forma de irradiação global em uma superfície horizontal, por exemplo, na forma de irradiação diária global (denotada por H) para um dia típico em qualquer mês do ano. Já que os painéis fotovoltaicos são usualmente posicionados com um certo ângulo do plano horizontal, a energia disponível no plano dos painéis deve ser calculada a partir desses dados.

Se um arranjo fotovoltaico estiver situado em uma latitude Φ e posicionado com uma inclinação β (negativo quando voltado para o norte) e azimute (ângulo entre a projeção da normal à superfície e a linha norte; positivo no sentido horário) igual a zero, o procedimento de cálculo é constituído por três passos. No primeiro passo são calculados os fatores para conversão da radiação solar no plano horizontal para o plano do arranjo (R_h e R_d). Esses fatores são calculados pelas equações (2.10) a (2.16):

$$R_h = \frac{1}{d} \times \left\{ \left[\left| \frac{\cos(\Phi - \beta)}{\cos \Phi} + \frac{\rho_{solo}}{2} \times (1 - \cos\beta) \right| \times \left(a \times \operatorname{sen} \omega_c + \frac{b}{2} \times \operatorname{sen} \omega_c \times \cos \omega_c + \frac{\omega_c \times \pi}{180\,^\circ} \right) \right] \right.$$

$$\left. - \left[\left| \frac{\cos(\Phi - \beta)}{\cos \Phi} \times \cos \omega_{s'} + \frac{\rho_{solo}}{2} \times (1 - \cos\beta) \times \cos \omega_s + \left| \left(a \times \frac{\omega_c \times \pi}{180\,^\circ} + b \times \operatorname{sen} \omega_c \right) \right| \right] \right\},$$

equação 2.10

$$R_h = \frac{1}{d} \times \left\{ \left[\left| \frac{\cos(\Phi - \beta)}{\cos \Phi} - \frac{1}{2} \times (1 + \cos\beta) \times \operatorname{sen} \omega_c \right| \right] \right.$$

$$\left. - \left[\left| \frac{\cos(\Phi - \beta)}{\cos \Phi} \times \cos \omega_{s'} \times \frac{1}{2} \times (1 + \cos\beta) \times \cos \omega_s \left| \left(\frac{\omega_c \times \pi}{180\,^\circ} \right) \right| \right] \right\},$$ **equação 2.11**

onde,

$$\omega_{s'} = \cos^{-1}(-\operatorname{tg}(\Phi - \beta) \times \operatorname{tg}(\delta)), \text{ (ângulo do pôr-do-sol no plano inclinado),}$$

equação 2.12

$$\omega_c \cong \omega_{s'},$$ **equação 2.13**

$$a = 0{,}4090 + 0{,}5010 \times \operatorname{sen}\left((\omega_s - 60^\circ) \times \frac{\pi}{180^\circ} \right),$$ **equação 2.14**

$$b = 0{,}6609 + 0{,}4767 \times \operatorname{sen}\left((\omega_s - 60°) \times \frac{\pi}{180°}\right), \qquad \text{equação 2.15}$$

$$d = \operatorname{sen}(\omega_s) - \frac{\omega_s \pi}{180°} \times \operatorname{sen}\left((\omega_s - 60°) \times \frac{\pi}{180°}\right), \qquad \text{equação 2.16}$$

Os dados do local são usados para determinar a contribuição individual direta e difusa para a irradiação global total no plano horizontal. Isso é feito através do uso da irradiação diária extraterrestre, H_o, como referência, e calculando a razão $K_T = H/H_o$, conhecida como transmitância atmosférica ou índice de claridade (*clearness index*). K_T descreve a atenuação média da radiação solar através da atmosfera em um dado lugar durante um dado mês. No cálculo de H_o, a variação da irradiação extraterrestre geralmente leva em conta a excentricidade da órbita terrestre.

No segundo passo, a irradiação é obtida usando-se o desenvolvimento empírico que a fração difusa H_d/H da radiação global é uma função universal da transmitância atmosférica K_T.

$$\frac{Hd}{H} = 0{,}775 + 0{,}347 \times (\omega_s - 90°)\frac{\pi}{180°} - [0{,}505 + 0{,}261(\omega_s - 90°)\frac{\pi}{180°}] \cos\left[360° \frac{(K_T - 0{,}9)}{\pi}\right]. \qquad \text{equação 2.17}$$

A irradiação H_o recebida durante um dia, através de uma superfície horizontal unitária fora da atmosfera terrestre é calculada usando-se a expressão

$$H_0 = \frac{24}{\pi} S\left\{1 + 0{,}33 \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right)\right\}(\cos\Phi \cos\delta \operatorname{sen} \omega_s + \omega_s \operatorname{sen}\Phi \operatorname{sen}\delta). \qquad \text{equação 2.18}$$

No terceiro passo, a irradiação solar diária, média mensal incidente no plano do arranjo fotovoltaico, H(β), pode ser determinada através da seguinte expressão:

$$H(\beta) = (R_h - R_d \frac{H_d}{H})H. \qquad \text{equação 2.19}$$

Para o cálculo da irradiação solar média mensal faz-se necessário o cálculo da média para cada dia do mês e, a partir daí, o cálculo da média mensal. Porém, existe uma maneira aproximada de cálculo, que ajusta bem os seus resultados, aos obtidos pelos métodos mais exatos. Tal procedimento faz o cálculo para um único dia do mês, ou seja, o dia médio do mês. Por exemplo, para o mês de janeiro tem-se para o dia médio do mês e sua respectiva declinação os seguintes valores : $d_n = 17$ e $\delta = -20{,}9°$.

2.5 Potencial Solar e sua Avaliação

O Sol fornece anualmente à Terra, $1{,}5 \times 10^{18}$ kWh de energia. Trata-se de um valor considerável, correspondendo a 10.000 vezes o consumo mundial de energia nesse período. Este fato vem

indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar representa uma inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de sua utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (térmica, elétrica).

Existem várias formas de aproveitamento da energia solar, muitas das quais já utilizadas há bastante tempo, como o aproveitamento direto para secagem de roupas, alimentos e iluminação, e outras mais recentes, através de equipamentos tecnológicos, como é o caso do aquecimento com coletores solares e a conversão direta em energia elétrica por meio das células fotovoltaicas.

O projeto de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento e a cuidadosa utilização de dados de radiação solar de um determinado lugar em particular. Dados de radiação têm sido coletados para muitas localidades no mundo. Essas informações devem ser analisadas e processadas antes de uma estimativa da disponibilidade da radiação solar para um sistema fotovoltaico.

O levantamento do potencial de energia solar para fins de estudos de distribuição geográfica da radiação global no Brasil é realizado de várias maneiras, dentre as quais podem-se citar: os instrumentos de medição, modelos e mapeamento por satélite. O emprego de equipamentos mais precisos, baseados no efeito termoelétrico, bem como de sensores de estações automatizadas é ainda muito incipiente para atender às necessidades de todo território nacional. Os actinógrafos apresentam limitações quanto à sua precisão, especialmente em dias com elevado grau de nebulosidade, estando condicionados à calibração periódica, a qual nem sempre é realizada.

De forma simples e direta, a solarimetria, pode ser definida como o conjunto de técnicas responsáveis pela avaliação do recurso solar disponível em determinado local. É de extrema importância no estudo da energia solar para geração de eletricidade, para que se possa analisar e quantificar de forma precisa o recurso disponível.

A medição da radiação solar, tanto a componente direta como a componente difusa, na superfície terrestre é de grande importância para os estudos das inf uências das condições climáticas e atmosféricas. Com um histórico dessas medidas, pode-se viabilizar instalações de sistemas térmicos e fotovoltaicos em uma determinada região, garantindo o máximo aproveitamento ao longo do ano, onde as variações da intensidade da radiação solar sofrem significativas alterações. A seguir são abordados alguns dos instrumentos de medição da radiação solar.

2.5.1 Instrumentos de Medição

Os instrumentos solarimétricos medem a incidência de radiação solar por unidade de área, em condições específicas. Os dados de radiação podem ser medidos sob a forma global direta, ou através da soma das componentes direta e difusa, dependendo do instrumento utilizado. A coleta pode ser realizada sobre um plano horizontal (mais usual), ou sobre planos inclinados. Os instrumentos solarimétricos mais comuns são:

Heliógrafo: mede a duração da insolação, indicando o número de horas de brilho de sol dentro de um determinado período (figura 2.19);

Actinógrafo: também conhecido como piranógrafo, mede a radiação solar global ou sua componente difusa, quando utilizada uma banda de sombreamento (figura 2.20);

Piranômetro Fotovoltaico: mede a radiação solar global sobre o plano horizontal, sendo também indicado para observar pequenas f utuações de radiação. Seu elemento sensor é uma pequena célula fotovoltaica. São muito utilizados atualmente (figura 2.21);

Piranômetro Termoelétrico: mede a radiação solar global, utilizando para isso uma pilha termoelétrica, constituída por pares termoelétricos (termopares) em série. Podem ser de dois tipos: com sensor pintado de branco e preto alternadamente (figura 2.22), ou com a superfície receptora

Figura 2.19 – Heliógrafo

Figura 2.20 – Actinógrafo

Figura 2.21 – Piranômetro fotovoltaico

Figura 2.22 – Piranômetro termoelétrico

Figura 2.23 – Piranômetro fotovoltaico

toda preta e um bloco de metal de alta condutividade térmica no interior do instrumento;

Piroheliômetro: utilizado para medir a componente direta da radiação. Através de um dispositivo de acompanhamento do Sol e de um sistema ótico, aceita apenas a incidência do raio direto, proveniente do disco solar (figura 2.23).

2.5.2 Técnicas de Medição e Apresentação dos Dados Solarimétricos

Geralmente, os levantamentos de recurso solar para fins de aproveitamento energético utilizam dois tipos de medições. Um, que registra apenas a componente global da radiação, e outro, que registra a radiação global e sua componente difusa para, a partir desses valores, obter a radiação direta incidente. A radiação direta também pode ser medida por meio do piroheliômetro, mas, por este necessitar de um dispositivo de acompanhamento do Sol, além de um sofisticado sistema ótico, ele apresenta custos muito elevados de aquisição e manutenção. Para medições de radiação global, o instrumento mais utilizado é o piranômetro, cujo sensor está localizado no plano horizontal, recebendo radiação de todas as direções.

A maneira mais usual de se apresentar os dados solarimétricos medidos é em termos de energia por unidade de área, ou irradiação, no plano horizontal. Os dados também podem ser obtidos sob a forma de potência por unidade de área (irradiância). Dependendo da aplicação, medições com bases mensal, diária, ou horária podem ser utilizadas. A partir de análises precisas durante longo período de tempo, é habitualmente calculado um valor médio correspondente a um período específico, como, por exemplo, um dia médio correspondente ao período de um mês. O gráfico da figura 2.24 apresenta valores médios de irradiância global (dias típicos), obtidos em superfície horizontal, referentes a dois meses com diferentes perfis para uma localidade no estado do Pará.

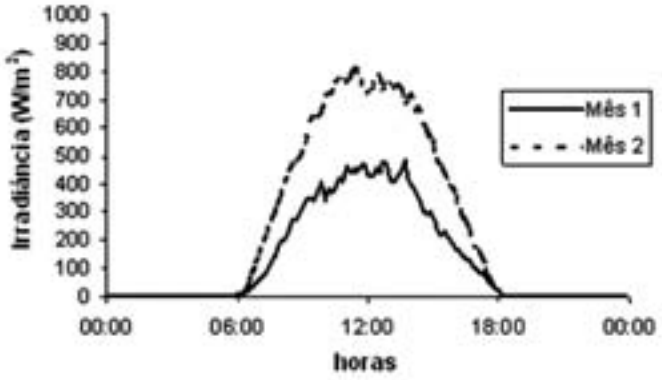


Figura 2.24 – Curvas de irradiância para dias típicos de dois meses distintos

Os dados de radiação solar são em geral coletados em intervalos amostrais de um segundo e integrados em intervalos de 10 minutos, uma hora, ou mesmo um dia. Quanto menor for o período de amostragem e de integração, mais precisa será a análise. Para a utilização prática dos dados solarimétricos no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, faz-se necessário o seu tratamento e análise.

Após a coleta, os dados são normalmente tratados, para apresentarem valores médios de irradiância (W/m^2), ou irradiação (Wh/m^2). Análises gráficas são boas alternativas para uma melhor interpretação dos dados.

Algumas das formas de representação de dados solarimétricos podem ser vistas nas figuras 2.25 a 2.27. Ambas as medições foram realizadas a partir de valores globais sobre uma superfície horizontal, em períodos de integração de 10 minutos, através de um piranômetro fotovoltaico. O gráfico da figura 2.25 fornece as médias diárias e a mensal, enquanto que o da figura 2.26 apresenta valores de um dia médio, obtidos a partir dos dados horários, para os doze meses do ano. Esse gráfico é conhecido como dia médio ou dia típico.

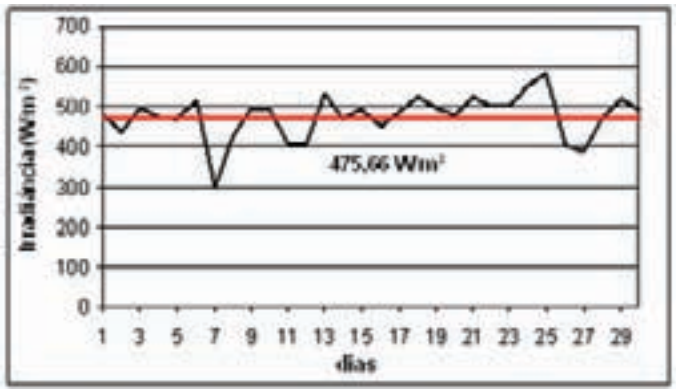


Figura 2.25 – Médias diárias e mensal de irradiância para determinada localidade

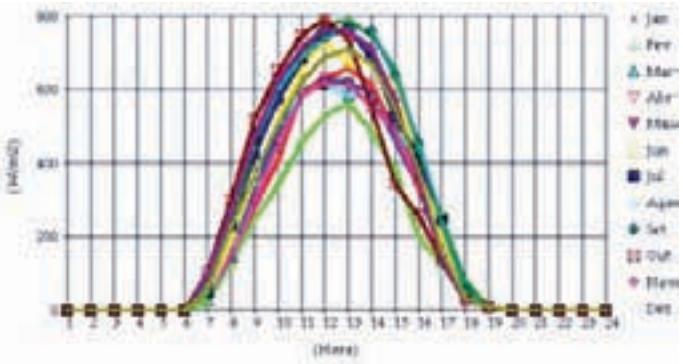


Figura 2.26 – Dia médio de cada mês do ano de 1999, para a localidade de Mota

Outra forma mais detalhada de representação dessas informações pode ser obtida a partir da distribuição de freqüência. A figura 2.27 apresenta a distribuição de freqüência anual da irradiância para a comunidade de Mota, estado do Pará, de onde informações importantes para o dimensionamento e para a operação de sistemas alternativos podem ser obtidas.

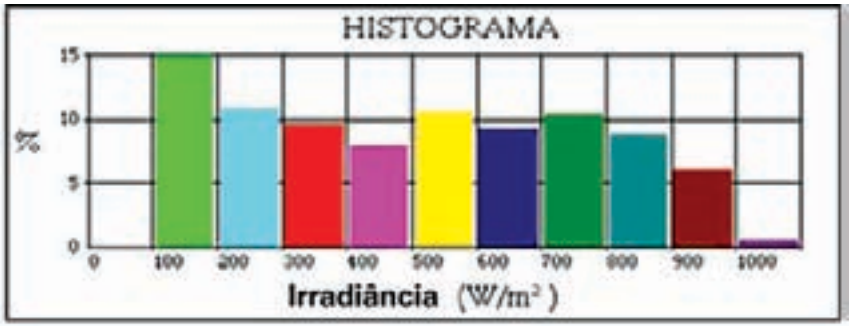


Figura 2.27 – Distribuições de freqüência anual da irradiância solar para a comunidade de Mota, 1999

Apesar de as representações anteriores fornecerem informações importantes, a quantidade de energia solar que incide sobre uma superfície em um período determinado é uma das informações mais utilizadas para avaliação do potencial solar de uma dada região. Na tabela 2.1 apresenta-se a disponibilidade anual do recurso solar em kWh/m² para algumas cidades brasileiras, considerando-se a inclinação ótima de captação.

Localidade	Latitude [°]	Longitude [°]	Altitude [m]	Energia [kWh/m²]
Boa Vista	2,83	-60,70	140	1.922
Macapá	-0,02	-50,03	15	1.838
Belém	-1,28	-48,27	24	1.849
São Luis	-2,32	-44,17	51	1.798
Manaus	-3,08	-60,01	72	1.804
Fortaleza	-3,46	-38,36	27	2.039
Floriano	-6,46	-43,92	123	2.005
Carolina	-7,20	-47,28	183	1.870
Petrolina	-9,23	-40,3	370	1.976
Salvador	-13,01	-38,31	51	1.946
Cuiabá	-15,33	-56,07	179	1.928
Brasília	-15,47	-47,56	1.158	1.897
Caravelas	-17,44	-39,15	4	1.823
Corumbá	-19,05	-57,3	130	1.962
Belo Horizonte	-19,56	-43,56	915	1.678
Rio de Janeiro	-22,55	-43,10	5	1.795
Londrina	-23,23	-51,11	566	1.540
São Paulo	-23,30	-46,37	792	1.529
Curitiba	-25,32	-49,35	900	1.560
Porto Alegre	-30,01	-51,13	47	1.609

Tabela 2.1 – Irradiação solar em diferentes latitudes do Brasil.
Fonte: METEONORM, 1999

Nota-se que o Brasil, por ser um país localizado em sua maior parte na região intertropical, possui grande potencial de energia solar durante quase todo o ano e em todo o seu território.

Para efeito de dimensionamento, a energia disponível em um determinado período, dada em kWh/m², é geralmente convertida para outra unidade denominada de Horas de Sol Pleno (HSP). O Conceito de Horas de Sol Pleno (HSP) é dado pelo número de horas de sol, em média diária, com uma intensidade de 1.000 W/m². É equivalente à energia total diária incidente sobre a superfície do gerador em kWh/m². A figura 2.28 ilustra o significado desse conceito para três dias com diferentes perfis de irradiância. Esse artifício é então utilizado para determinar o tamanho do gerador fotovoltaico, ou a potência pico da instalação.

Considerando-se que ao nível da superfície terrestre a irradiância solar máxima situa-se em um nível de 1.000 W/m², 1 HSP é a energia recebida durante uma hora com essa irradiância. Como ao longo de um dia este valor máximo de irradiância se consegue próximo ao meio-dia e durante pouco tempo, o número de HSP em um dia é calculado dividindo-se a energia recebida, em kWh/m², pelo nível da irradiância de pico, 1.000 W/m², tal como ilustrado na figura 2.28. No Brasil, esse valor oscila entre 4 e 6 HSP, média diária anual, de acordo com a região geográfica.

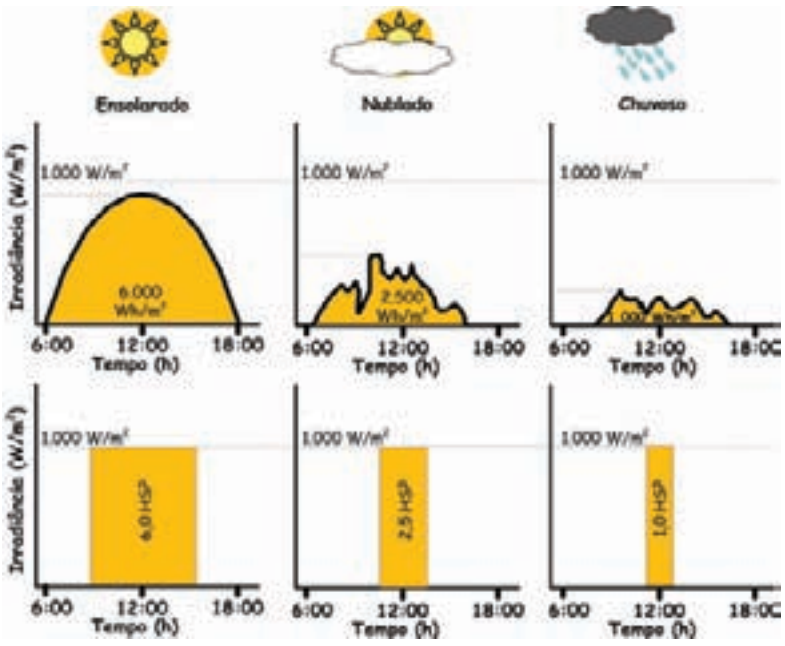


Figura 2.28 – Dias com diferentes valores de HSP

2.6 Efeito Fotovoltaico

A conversão fotovoltaica baseia-se no princípio do efeito fotovoltaico, descoberto pelo cientista francês Edmond Becquerel, em 1839. Através de seus experimentos, Becquerel observou que a radiação luminosa poderia ser convertida em energia elétrica, mediante a incidência de luz em um eletrodo mergulhado numa solução eletrolítica.

Diversos avanços foram obtidos com o passar do tempo, principalmente os relacionados ao material utilizado na conversão. Finalmente, em 1954, teve início a era que culminaria na utilização de sistemas fotovoltaicos em escala comercial. Naquele ano, Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson, do Bell Laboratories, desenvolveram o primeiro protótipo de célula fotovoltaica, produzida com silício, capaz de converter luz em eletricidade suficiente para alimentar equipamentos elétricos. Surgia, então, a primeira célula fotovoltaica, com eficiência de 6%.

O efeito fotovoltaico é definido como a conversão direta de luz em eletricidade. Os seus fundamentos baseiam-se na teoria do diodo de junção pn, e os elementos que constituem o dispositivo conversor são chamados de fotoelementos.

Os materiais semicondutores utilizados na fabricação das células fotovoltaicas são normalmente pertencentes ao grupo 4 da tabela periódica de elementos. Quando puros, esses semicondutores possuem a banda de valência completamente preenchida e a banda de condução vazia. Para que o material possua a capacidade de conduzir corrente elétrica, ele passa pelo processo de dopagem, que pode ser realizado através de dois modos: em um deles, o material dopante é um átomo do grupo 5 (doador) e a ligação ocasionará o aparecimento de um elétron livre, que poderá se deslocar para a banda de condução, formando o chamado semicondutor tipo *n*. No outro modo, a impureza pertence ao grupo 3 (receptor), o que criará uma deficiência de elétrons na banda de valência (buracos). Neste caso, o semicondutor é do tipo *p*. Para obtenção de uma célula fotovoltaica, o semicondutor puro é submetido a um processo de adição de "impurezas", inicialmente do tipo receptora e posteriormente do tipo doadora, formando assim uma junção pn, na qual baseia-se o princípio de operação da célula fotovoltaica.

O semicondutor mais usado é o silício. Seus átomos caracterizam-se por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, por meio de ligações covalentes, formando uma rede cristalina. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não participará de nenhuma ligação e ficará "livre", fracamente ligado ao seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia, este elétron se libere, indo para a banda de condução. Diz-se, assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante *n*, ou impureza *n*.

Se, por outro lado, forem introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, haverá falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada buraco, ou lacuna, e ocorre que, com pouca energia, um elétron de um átomo vizinho pode passar a essa posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se, portanto, que o boro é um aceitador de elétrons ou um dopante *p*.

Se, partindo do silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma parte e de fósforo na outra, será formado o que se chama de junção *pn*. O que ocorre na formação dessa junção é que elétrons livres do lado *n* passam para o lado *p*, onde encontram os buracos que os capturam. Isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado *p* da junção, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado *n*, que o torna eletricamente positivo. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente, que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p*. O processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado *n*.

Se uma junção *pn* for exposta a fótons com energia maior que a da banda proibida, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção; esse deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial à qual chama-se de Efeito Fotovoltaico. Se as duas extremidades do "bloco" de silício forem conectadas a um circuito externo, haverá uma circulação de elétrons. Os contatos frontal e traseiro são responsáveis por conduzir a corrente elétrica gerada, ao circuito externo que alimenta a carga. É importante mencionar que somente os fótons com energia suficiente para libertar elétrons, contribuem para o efeito fotovoltaico. Esta é a base do funcionamento das células fotovoltaicas, ilustrado de maneira simplificada na figura 2.29 e de maneira mais detalhada na figura 2.30.

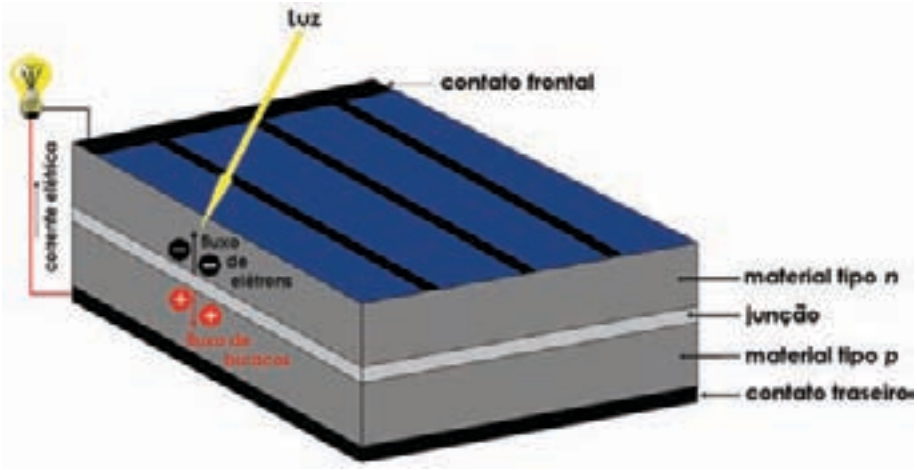


Figura 2.29 – Processo de conversão fotovoltaica

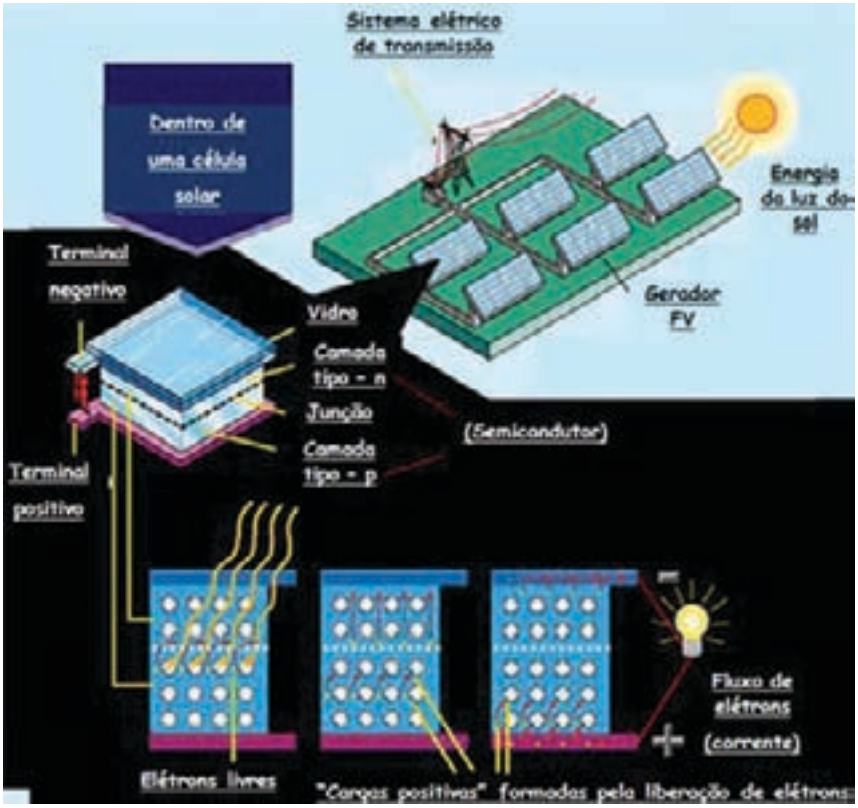


Figura 2.30 – Funcionamento de uma célula fotovoltaica

Nota-se que o efeito fotovoltaico só é consolidado pela existência do campo elétrico da junção, responsável pela separação das cargas (par elétron-lacuna), e que a espessura da célula tem um papel determinante no aproveitamento de fótons contidos basicamente na faixa do espectro visível.

2.7 Módulos Fotovoltaicos

2.7.1 Tipos de Células e Tecnologias de Fabricação

A maioria dos materiais utilizados na conversão fotovoltaica são cristalinos, caracterizando-se por terem uma estrutura de átomos que se repete. Atualmente, o silício é o material mais utilizado na produção de células fotovoltaicas, podendo ser encontrado nas formas monocristalina, multicristalina ou policristalina e amorfa.

Existem também novos materiais em estudo, alguns já em estágio de comercialização, que baseiam-se na combinação dos semicondutores das famílias da tabela periódica 3A e 5A, como o Arseneto de Gálio (GaAs); e 2A e 6A, como o Disseleneto de Cobre-Indio ($CuInSe_2$) e o Telureto de Cádmio (CdTe). Estas tecnologias, somadas ao silício amorfo, são denominadas tecnologias de filme fino, devido às suas características construtivas.

Todas as tecnologias acima citadas são melhor descritas a seguir.

Células de Silício Monocristalino: são atualmente as mais utilizadas comercialmente. O silício é o segundo material mais abundante na crosta terrestre e células fabricadas com esse material não apresentam problemas ambientais causados pela combinação por seus elementos constituintes, além de apresentarem elevada vida útil.

As células de silício monocristalino são desenvolvidas a partir de um único cristal. Comercialmente, a eficiência dessas células já atinge valores próximos a 16%. As desvantagens estão relacionadas com o alto custo de produção, devido ao processo construtivo, e ao alto consumo de energia nos processos de fabricação. Acredita-se que novas tecnologias empregadas na fabricação do silício possam alterar esse quadro.

Células de Silício Poli ou Multicristalino: são constituídas de diversos cristais em contato entre si, dispostos de maneira não alinhada. Esse procedimento visa reduzir custos de fabricação, embora haja uma pequena perda de eficiência. Os avanços tecnológicos vêm reduzindo bastante as diferenças de custo e eficiência entre as células mono e policristalinas, sendo essas diferenças atualmente pouco perceptíveis.

Células de Silício Amorfo: não apresentam qualquer ordenamento na estrutura dos átomos. Seus custos de material são reduzidos se comparados às células anteriores, porém apresentam eficiência também reduzida, com o máximo valor comercial atingindo 10%.

Células de Arseneto de Gálio (GaAs): têm estrutura similar à do silício, apresentando eficiência ligeiramente superior. Ideais para utilização em sistemas com concentração, são pouco utilizados em escala terrestre, principalmente devido ao complexo processo de produção envolvido, resultando em custos muito elevados.

Células de Disseleneto de Cobre-Índio (CIS): são compostas por um material policristalino, podendo captar uma larga faixa do espectro solar. No entanto, o gasto de material é maior do que no silício amorfo, devido à presença do índio. Essa tecnologia pode ocasionar problemas ambientais devido à combinação por seus elementos. Apresentam eficiências máximas laboratoriais de 19,2% e comercias de 14%.

Células de Telureto de Cádmio (CdTe): também são compostas por arranjos policristalinos. Os riscos ambientais apresentados são mínimos, porém apresentam dificuldade no processo de dopagem. Atingem eficiências máximas laboratoriais de 16,5% e comercias de 11%.

A respeito da tecnologia de produção de eletricidade utilizando o efeito fotovoltaico, pode-se separar o mercado em dois principais setores: o silício cristalino (monocristalino e policristalino) e o silício amorfo. A figura 2.31 ilustra três células correspondentes às tecnologias cristalina e amorfa.

(a) - Célula de silício monocristalino (b) - Célula de silício policristalino (c) - Célula de silício amorfo

Figura. 2.31 – Tipos de células usadas para geração de eletricidade

O dispositivo responsável pela conversão da luz incidente em eletricidade é denominado de célula fotovoltaica. Os materiais empregados na sua construção são elementos semicondutores, sendo, em escala comercial, a maioria fabricada de silício, devido a três fatores principais: o silício não é tóxico, é o segundo elemento mais abundante na natureza (o primeiro é o oxigênio), e possui uma tecnologia consolidada devido à sua utilização predominante no ramo da microeletrônica.

A figura 2.32 mostra a participação das principais tecnologias utilizadas comercialmente na confecção de células e módulos fotovoltaicos.

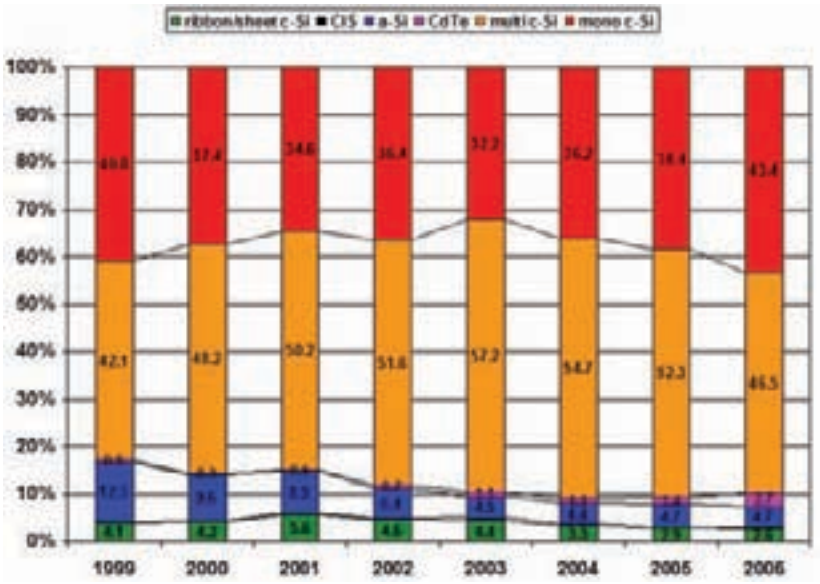


Figura 2.32 – Participação das principais tecnologias utilizadas comercialmente na confecção de células e módulos fotovoltaicos [PHOTON INTERNATIONAL, 2007]

O silício cristalino (c-Si) é a tecnologia fotovoltaica mais tradicional e a única dentre as mencionadas acima que faz uso de lâminas cristalinas (diâmetro > 10 cm) relativamente espessas (espessura 300–400 μm), o que representa maior limitação em termos de redução de custos de produção. Todas as outras tecnologias são baseadas em películas delgadas (filmes finos, com espessura de 1 μm) de material ativo semicondutor e é nesse aspecto que reside o grande potencial de redução de custos dessas tecnologias.

Um significativo desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica ocorreu entre o final da década de 70 e o início da de 80. Nesse período ocorreu um grande crescimento da indústria solar fotovoltaica, com a Arco-Solar sendo a primeira indústria a produzir mais de 1 MWp/ano. Os anos 80 foram marcados como os anos otimistas da tecnologia e da indústria fotovoltaica, quando se dedicou particular interesse ao desenvolvimento do Si amorfo, devido ao seu baixo custo de produção. Enquanto no Japão o Si amorfo era utilizado principalmente em seus produtos de consumo, nos EUA as empresas Chronar (Wales – França) e Former (Iugoslávia) desenvolviam-no para outras aplicações, tais como a produção de módulos fotovoltaicos para utilização em sistemas de suprimento de eletricidade.

Problemas relacionados com a estabilidade e o desempenho dos geradores de Si amorfo fizeram com que as instalações fotovoltaicas em geral utilizassem o Si cristalino. O Si amorfo é utilizado basicamente em equipamentos de consumo e, com menor freqüência, em instalações de demonstração. Historicamente, a produção de módulos fotovoltaicos tem se concentrado na utilização de Si cristalino, tendência que permanece até os dias de hoje.

O Si amorfo apresenta a dificuldade de, ao longo dos primeiros meses de uso, sofrer uma diminuição na eficiência de conversão energética (efeito Staebler-Wronski). Pesquisas tentam estabilizar o desempenho desses materiais através da melhoria no projeto dos dispositivos (células multijunção e camadas mais finas) e no material em si.

Ao longo das últimas duas décadas, a tecnologia fotovoltaica desenvolveu-se rapidamente. Esse processo concentrou-se basicamente em dois aspectos:

1) no desenvolvimento das células e da tecnologia dos materiais;
2) na melhoria dos métodos de produção.

Atualmente, as pesquisas no campo tecnológico, particularmente referentes ao silício cristalino, caminham para a melhoria da captação da radiação solar incidente. Nesse sentido foram desenvolvidas camadas anti-ref etoras mais eficientes, minimizando a quantidade de radiação ref etida na superfície das células fotovoltaicas. O projeto e a forma dos contatos metálicos frontais foram aperfeiçoados, a fim de otimizar a relação de compromisso entre a área exposta à radiação e a área para coleta das cargas criadas. A textura superficial dos materiais que compõem as células é produzida com a finalidade de maximizar o aproveitamento da radiação nelas incidente. Com isso, testes realizados em laboratório com módulos comerciais de silício cristalino mostram que eficiências superiores a 20% já são possíveis.

Para se ter uma idéia do estado atual da fabricação de módulos fotovoltaicos procura-se retratar de maneira visual, através das figuras 2.33 (a) e 2.33 (b), as principais tecnologias existentes no mercado, bem como suas formas e aplicações como parte integrada de residências, escolas, prédios públicos.

Nos grandes centros urbanos, deve-se minimizar o impacto visual dos módulos fotovoltaicos, integrando-os, quando possível, à cobertura dos edifícios e residências. Sempre que possível, deve-se procurar a múltipla funcionalidade dos módulos, como a proteção de coberturas, proteção solar em fachadas, controle de luminosidade, ou qualquer outra finalidade capaz de diminuir o consumo de energia e/ou evitar novos gastos, sem contudo prejudicar o desempenho do sistema.

Observando-se as figuras 2.33 (a) e 2.33 (b), nota-se uma grande variedade de formatos e cores disponibilizados pelo mercado. Essas variações surgem com o intuito de integrar os módulos fotovoltaicos a telhados de edifícios e residências, que na maioria dos casos já se encontram concluídas, e também para atender às exigências de alguns projetos vinculados a aplicações mais específicas.

Em termos de eficiência de conversão fotovoltaica, a tecnologia de silício cristalino (c-Si) é, dentre as tecnologias utilizadas em aplicações terrestres para gerar potência elétrica, a que apresenta a maior eficiência comercial, ao redor de 15% para painéis disponíveis no mercado. As tecnologias de filmes finos, sendo inerentemente menos eficientes e também por estarem ainda no início de seu desenvolvimento, têm atualmente um rendimento de 8% para módulos comerciais, o que significa que se necessita de aproximadamente o dobro da área em módulos fotovoltaicos de filmes finos para obter a mesma energia fornecida pelos módulos de c-Si. Apesar dos módulos de filmes finos já terem hoje um preço menor por watt-pico (Wp)[1] (ou seja, $/potência) que os de c-Si, a área ocupada para uma determinada potência instalada deve ser levada em consideração na análise econômica, quando da opção por uma ou outra tecnologia fotovoltaica.

2.7.2 Associação de Células e Módulos Fotovoltaicos

Devido à baixa tensão e corrente de saída de uma célula fotovoltaica, agrupam-se várias células formando um módulo, para que se obtenham tensões e correntes úteis na prática. O arranjo das

[1] Potência máxima disponibilizada por um módulo fotovoltaico submetido às condições padrão de teste de irradiância igual a 1.000 W/m², temperatura da célula igual a 25°C e massa de ar igual a 1,5.

Figuras 2.33 – Estado atual dos módulos fotovoltaicos: (a) tipos de módulos e características; (b) formas de integração

células nos módulos pode ser feito conectando-as em série e/ou em paralelo como mostrado na figura 2.34.

Ao conectar as células em paralelo, somam-se as correntes de cada módulo e a tensão do módulo é exatamente a tensão da célula. A corrente produzida pelo efeito fotovoltaico é contínua. Pelas características típicas das células (corrente máxima por volta de 3 A e tensão muito baixa, em torno de 0,6 V) esse arranjo não é utilizado, salvo em condições muito especiais.

A conexão mais comum de células fotovoltaicas em módulos é o arranjo em série, em geral em números de 30, 33 e 36. Este consiste em agrupar o maior número de células em série, onde se somam as tensões de cada célula, chegando a um valor final que possibilita a carga de acumuladores (baterias) que funcionam com tensão nominal de 12 V.

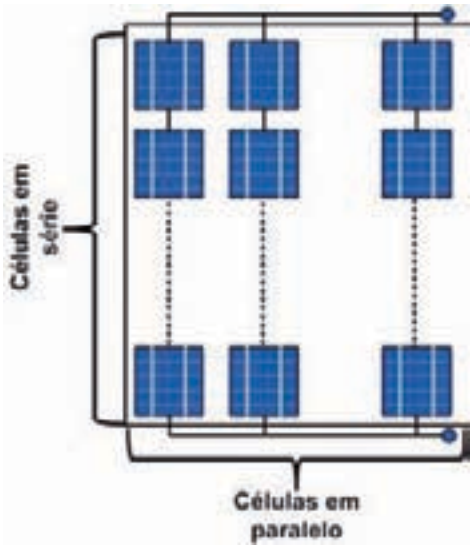


Figura 2.34 – Conexão de células em série e paralelo

Quando uma célula fotovoltaica dentro de um módulo, por algum motivo, é encoberta ou danificada, a potência de saída do módulo cai significatvamente e, por estar ligada em série, compromete todo o funcionamento das demais células no módulo. Para que toda a corrente de um módulo não seja limitada por uma célula de pior desempenho (o caso de estar encoberta), usa-se um diodo de passagem (bypass), como mostrado na figura 2.35. Esse diodo serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula defeituosa. Geralmente, o uso do diodo de passagem é feito em grupamentos de células, o que reduz o custo, quando comparado ao de se conectar um diodo em cada célula. É interessante observar que a configuração da figura 2.35 (a) oferece, sobre a configuração da figura 2.35 (b), a vantagem de não produzir curto-circuitos em caso de inversão de polaridade.

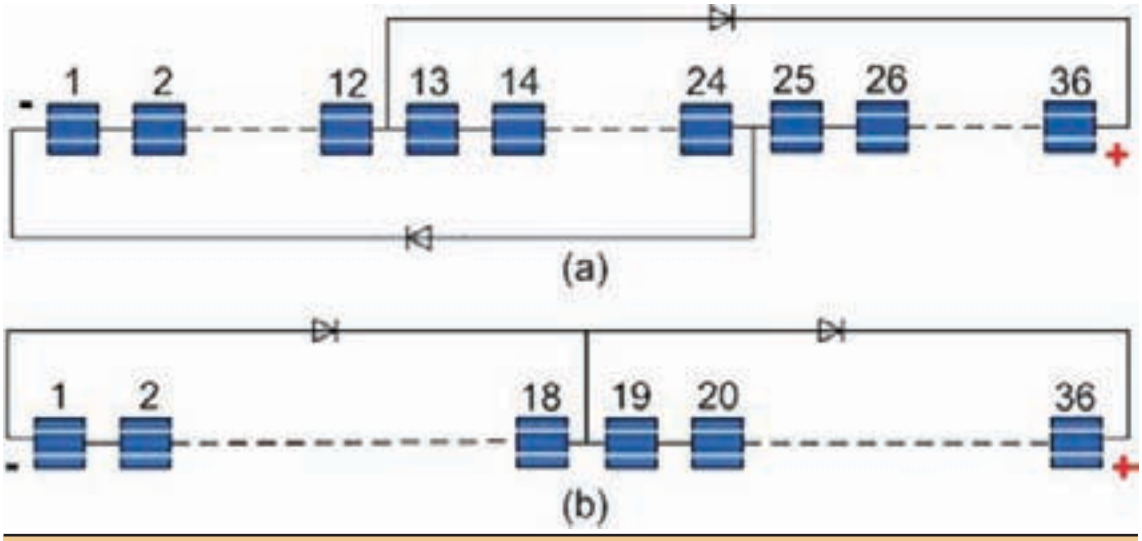


Figura 2.35 – Possíveis ligações de diodos de passagem usados para evitar pontos quentes: (a) entre 18 células em série; (b) entre 12 células em série

As figuras 2.36 e 2.37 ilustram células fotovoltaicas danificadas e a perda de eficiência devida ao problema de ponto quente em uma célula, respectivamente.

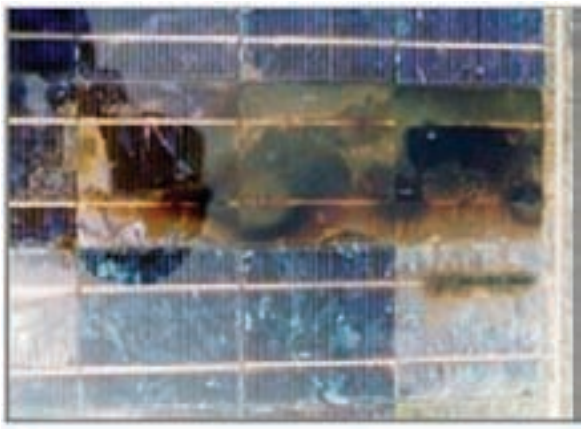


Figura 2.36 – Módulo fotovoltaico com células danificadas

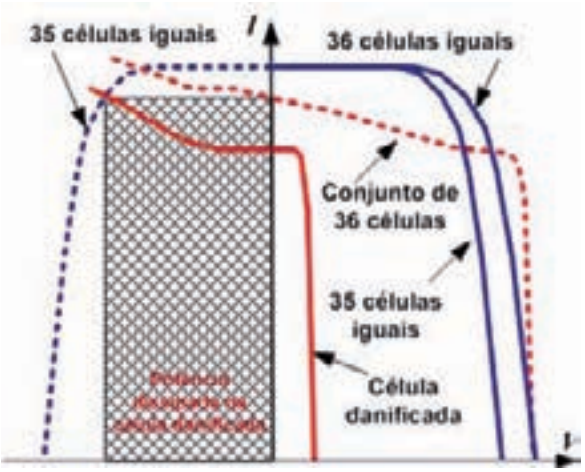


Figura 2.37 – Funcionamento de um módulo com uma célula danificada (problema de ponto quente)

Outro problema que pode acontecer é quando surge uma corrente negativa f uindo pelas células, ou seja, ao invés de gerar corrente, o módulo passa a receber mais do que produz. Essa corrente pode causar queda na eficiência das células e, em caso mais crítico, a célula pode ser danificada, causando assim a perda total do f uxo de energia do módulo.

Para evitar esses problemas, usa-se um diodo de bloqueio impedindo assim correntes reversas que podem ocorrer caso o módulo seja ligado diretamente a um acumulador ou bateria. O diodo de bloqueio é conectado entre o gerador ou fileiras que constituem o gerador fotovoltaico e o banco de baterias, para impedir que os módulos fotovoltaicos atuem como carga para as baterias em períodos de indisponibilidade de geração. Impedem também que módulos operando em condições normais injetem correntes elevadas em um grupo de módulos em condições anormais de funcionamento.

Já o diodo de passagem é conectado em paralelo com cada módulo, para impedir que, em uma associação série, um módulo operando em condições anormais (devido a um defeito de fabricação ou condições de sombreamento, por exemplo) inf uencie negativamente no desempenho do arranjo como um todo. Alguns fabricantes fornecem o diodo de passagem já instalado na caixa de conexões do módulo. A figura 2.38 apresenta o esquema de ligação dos diodos de bloqueio (escuros) e de passagem (claros).

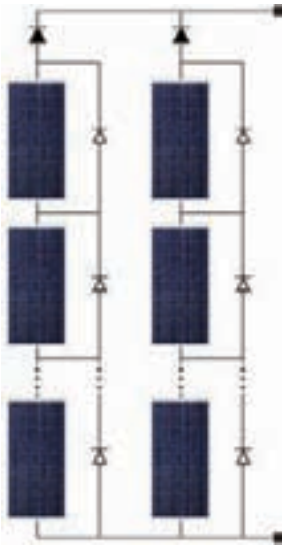


Figura 2.38 – Esquema de ligação dos diodos de bloqueio (escuros) e de passagem (claros) em um sistema de geração fotovoltaica

Além de compor a associação de células, o módulo tem ainda a função de proteger as células das intempéries, isolá-las eletricamente de contatos exteriores e fornecer rigidez mecânica ao conjunto. O módulo fotovoltaico é composto, além das células, por pequenas tiras metálicas responsáveis por interligar as células e por fornecer contatos externos de saída; por um material encapsulante disposto diretamente sobre as células, normalmente um polímero transparente e isolante (EVA – *Acetato de Vinil-Etila*); por um vidro temperado e anti-ref exivo para a cobertura frontal; uma cobertura posterior, normalmente feita de polif uoreto de vinila; uma caixa de conexões localizada na parte posterior do módulo; e uma estrutura metálica que sustenta todo o equipamento. A figura 2.39 apresenta um módulo fotovoltaico e suas partes constituintes.

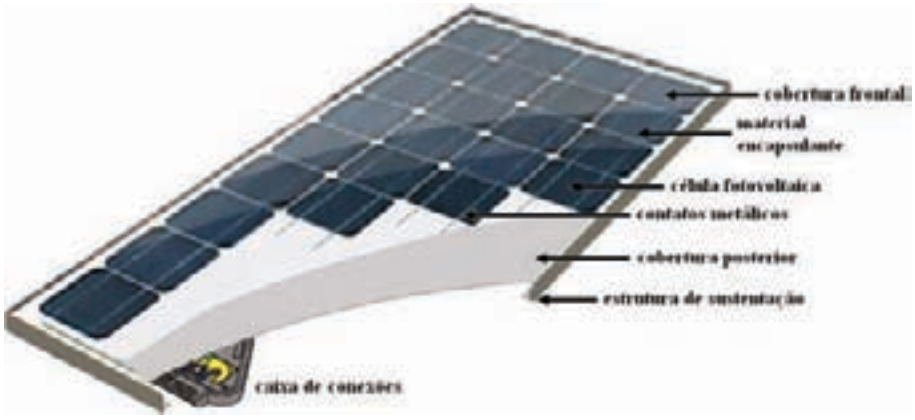
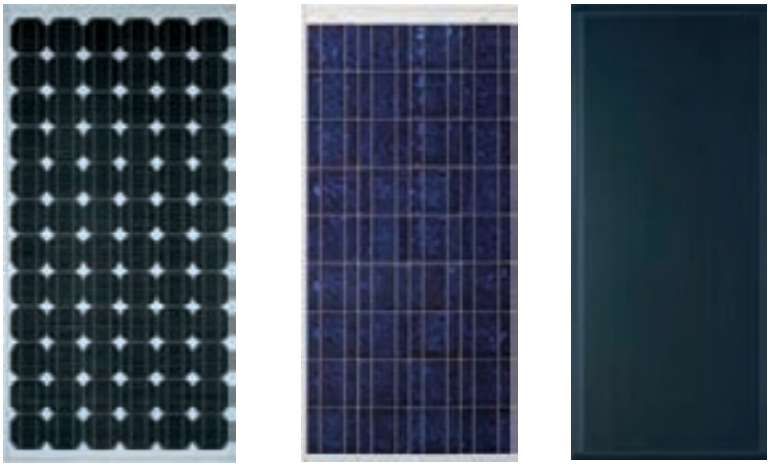


Figura 2.39 – Partes constituintes de um módulo fotovoltaico

Outro importante detalhe a ser observado na fabricação dos módulos é o formato das células. Nas células de silício monocristalino, a cristalização do silício é feita de modo que elas apresentam formato circular. Porém, o ideal é que elas ocupem a maior área possível do módulo. Para diminuir perdas no processo, são usualmente realizados pequenos cortes, de modo que a célula redonda se assemelhe a um octógono. A figura 2.40 apresenta módulos fotovoltaicos de silício fabricados comercialmente a partir das formas mais difundidas. No primeiro deles, de silício

monocristalino, pode-se observar o corte das células e a área não útil deixada entre cada uma delas. Os módulos de silício policristalino e amorfo não apresentam tal problema.



(a) (b) (c)

Figura 2.40 – Módulos fotovoltaicos fabricados comercialmente a partir de células de silício: (a) monocristalino; (b) policristalino; (c) amorfo

Para garantir maiores níveis de potência, corrente e/ou tensão, os módulos podem ser associados em série e/ou paralelo, dependendo dos valores desejados. Uma associação de módulos dá origem a um gerador ou arranjo fotovoltaico.

Quando a ligação é feita em série, a tensão final do arranjo (V_T) é igual à soma das tensões dos módulos e a corrente final do arranjo (I_T) é igual à corrente de um único módulo. A equação (2.20) ilustra esse comportamento e a figura 2.41 apresenta um esquema de ligação de n módulos em série.

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \ldots + V_n$$
$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \ldots = I_n \qquad \text{equação 2.20}$$

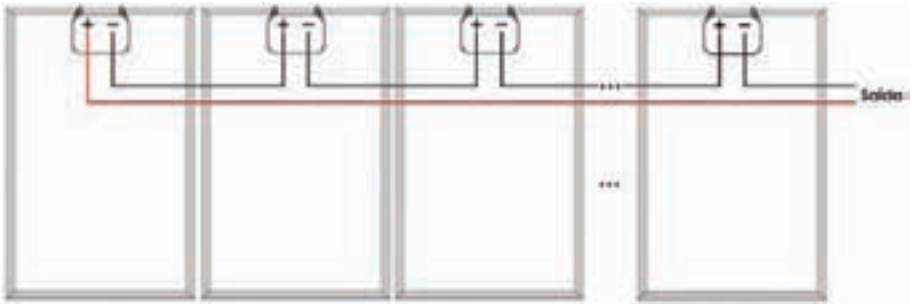


Figura 2.41 – Associação de n módulos em série

Quando a ligação é feita em paralelo, o processo é inverso ao anterior; a corrente final do arranjo é igual à soma das correntes e a tensão final é igual à tensão de um único módulo. A equação (2.21) ilustra esse comportamento e a figura 2.42 apresenta um esquema de ligação de n módulos em paralelo

$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = \ldots = V_n$$
$$I_T + I_1 + I_2 + I_3 + \ldots + I_n$$

equação 2.21

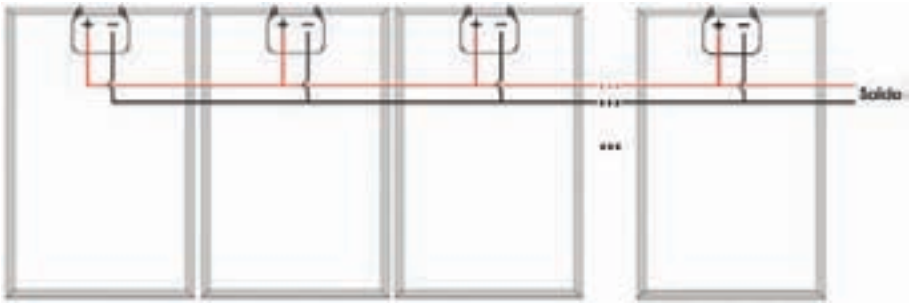


Figura 2.42 – Associação de n módulos em paralelo

2.7.3 Características Elétricas

Muitos modelos de células têm sido desenvolvidos, desde os mais simples, modelos idealizados, aos mais sofisticados, que ref etem os detalhes dos processos físicos que ocorrem no interior das células fotovoltaicas. Do ponto de vista elétrico, a figura 2.43 mostra uma das várias maneiras de se representar o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. Essa representação pode ser utilizada para modelar células, módulos ou geradores constituídos de vários módulos. Este circuito requer que 5 parâmetros sejam conhecidos: a corrente de iluminação, ou fotogerada, I_L, a corrente de saturação reversa do diodo, I_o, a resistência em série, R_S, a resistência em paralelo (ou *shunt*), R_P (R_{Sh}), e, finalmente, um parâmetro de correção de curva, a' [DUFFIE e BECKMAN, 1991].

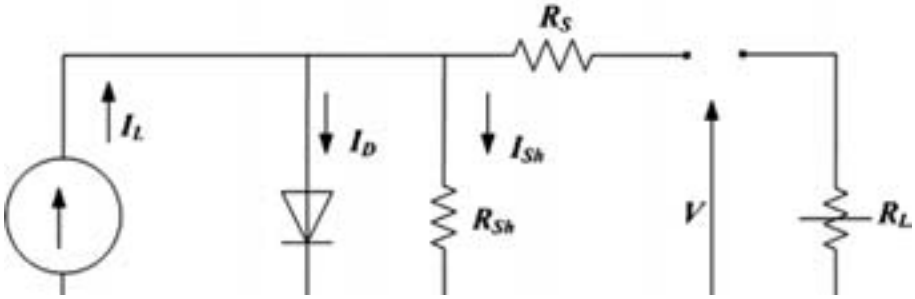


Figura 2.43 – Circuito elétrico equivalente para células ou geradores fotovoltaicos

Na condição de temperatura e radiação fixas, a característica de tensão e corrente desse modelo é dada pela equação (2.22):

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0\left\{\exp\left[\frac{(V + I \times R_S)}{a'}\right] - 1\right\} - \frac{(V + I \times R_P)}{R_P}$$

equação 2.22

A potência de saída é dada pela equação (2.23),

$$P = I \times V.$$

equação 2.23

Dentre as características elétricas dos módulos, vale comentar as mais importantes: potência,

tensão e corrente. Para analisá-las de forma mais detalhada, apresenta-se na figura 2.44 as curvas características corrente *versus* tensão e potência *versus* tensão, típicas de uma célula ou módulo fotovoltaico.

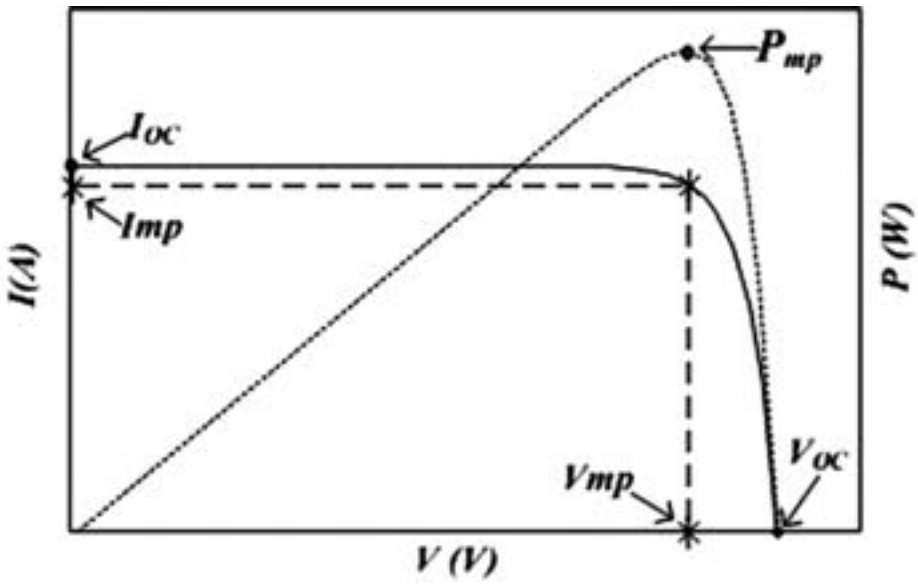


Figura 2.44 – Características I × V e P × V de uma célula ou módulo fotovoltaico

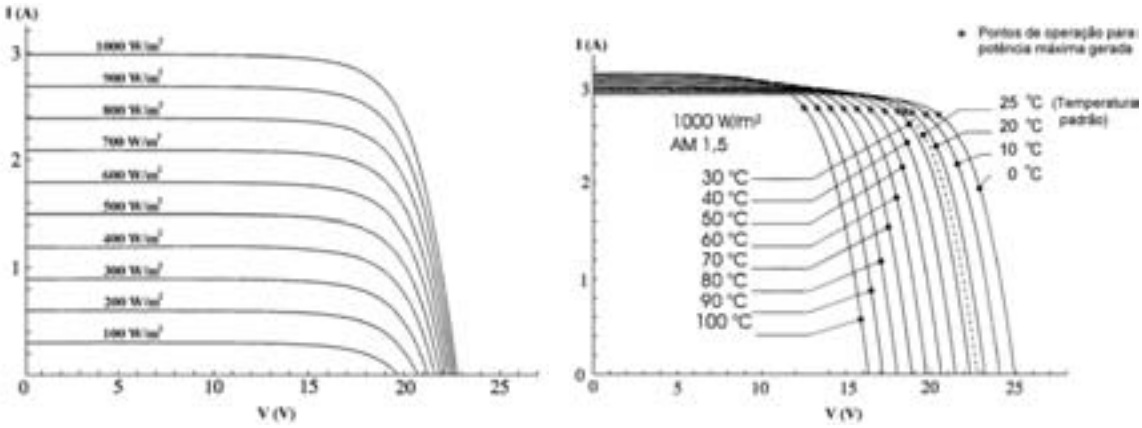
Nota-se que a corrente é aproximadamente constante até valores imediatamente anteriores a V_{mp}; a partir de onde a corrente de diodo (I_D) torna-se significativa. Na condição de circuito aberto, em aproximadamente 21 V para a maioria dos módulos de 36 células, toda a corrente de iluminação gerada está passando através do diodo e da resistência em paralelo, R_P. Para comparação, uma célula de silício de 1 cm², submetida a um nível de irradiância solar de 1.000 W/m², tem uma tensão de circuito aberto de aproximadamente 0,6 V e uma corrente de curto-circuito de aproximadamente 20 a 30 mA.

As características elétricas dos módulos, fornecidas pelos fabricantes, são baseadas na condição padrão de testes: irradiância de 1.000 W/m², temperatura da célula de 25°C e massa de ar (AM) igual a 1,5. Nessas condições, os valores de corrente de curto-circuito (I_{SC}) e tensão de circuito aberto (V_{OC}) são os valores máximos atingíveis quando o módulo opera sem carga. Sob carga, o valor máximo de potência (P_{mp}) é obtido pelo produto entre os valores máximos de corrente e tensão (I_{mp} e V_{mp}), quando o retângulo formado pelas linhas pontilhadas da figura 2.44 apresenta área máxima. Idealmente, os geradores fotovoltaicos deveriam sempre operar no ponto de máxima potência; porém, na prática, eles operam em um ponto sobre a curva I-V correspondente às características I-V da carga.

Outra maneira de se analisar os parâmetros de máxima potência da célula é através de seu fator de forma (FF). Quanto maior o fator de forma, mais próximo de um retângulo a curva será e, conseqüentemente, maior será a sua área. O fator de forma assume valores sempre menores que a unidade, por ser calculado pela razão entre o produto $I_M \times V_M$ pelo produto $I_{SC} \times V_{OC}$. Para células de silício mono e policristalino, esse parâmetro varia pouco de uma célula para outra e, conhecendo-se seu valor, pode-se calcular a potência máxima da célula através da equação (2.24).

$$P_{mp} = FF \times I_{sc} \times V_{oc} \qquad \text{equação 2.24}$$

Dentre os fatores que inf uenciam as características da célula, a irradiância e a temperatura são os mais importantes. Baixos níveis de irradiância reduzem a corrente gerada sem causar redução considerável à tensão, enquanto que altos valores de temperatura da célula reduzem a tensão em maiores proporções que aumentam a corrente, deslocando assim o ponto de máxima potência para a esquerda. A figura 2.45 ilustra o comportamento da curva I × V com a variação desses dois parâmetros.



(a) (b)

Figura 2.45 – Influência: (a) da irradiância; (b) da temperatura nas características dos módulos fotovoltaicos

Geralmente, diversos módulos são usados para formar os geradores fotovoltaicos. Módulos individuais podem ter células conectadas em combinações série e paralelo, para obter a tensão desejada, e o mesmo raciocínio deve ser aplicado aos geradores. Para módulos e células idênticos conectados em série, a tensão é adicionada, e quando conectados em paralelo, a corrente é adicionada. Se os módulos ou células não são idênticos, uma análise mais detalhada, e, portanto mais complexa, é necessária. A figura 2.46 mostra características I-V de um, dois e quatro módulos idênticos conectados em diferentes configurações.

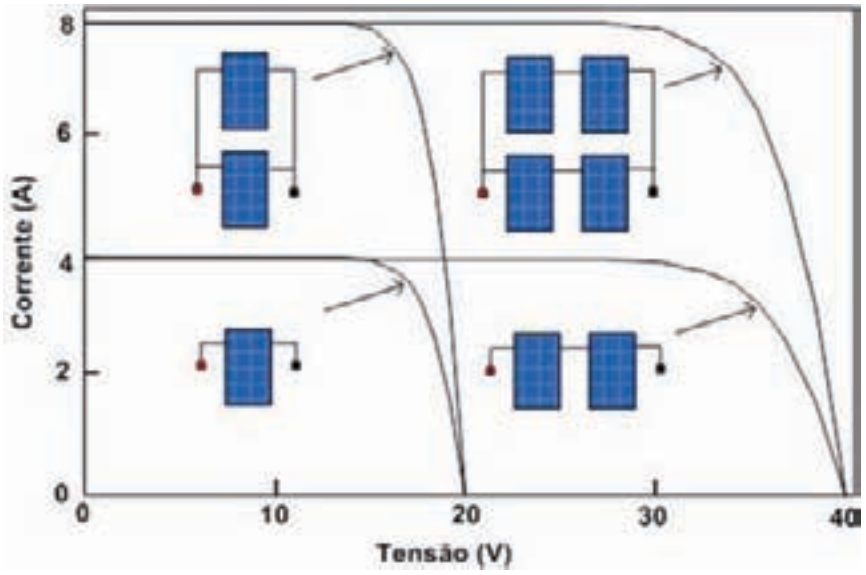


Figura 2.46 – Curvas I-V para geradores fotovoltaicos conectados em vários arranjos série e paralelo

O fator de forma (FF), definido como a relação entre a máxima potência do módulo e o produto entre a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}), é um fator que diminui com a temperatura. O decréscimo do fator de forma FF deve-se ao aumento da corrente de saturação (I_o) e à curvatura do "joelho" da característica I-V que se produz quando a temperatura aumenta.

Como conseqüência da diminuição de V_{oc} e FF com a temperatura, o pequeno aumento da corrente fotogerada $I_L \cong I_{sc}$ não é suficiente para compensar a conseqüente diminuição na potência, caracterizando uma redução na eficiência da célula fotovoltaica (η_{FV}) com a temperatura.

O ponto de máxima potência pode ser calculado por meio da equação (2.25), utilizando-se as equações (2.22) e (2.23).

$$\frac{dP}{dV} = 0 \qquad \text{equação 2.25}$$

Métodos interativos são necessários para a resolução da equação (2.25), o que acaba tornando os cálculos um pouco mais trabalhosos.

Como alternativa ao uso da equação (2.25), apresenta-se a equação (2.26), que, apesar de não determinar o ponto de máxima potência em si, ou seja, os valores de V_{mp} e I_{mp}, permite calcular, com boa relação entre praticidade e confiabilidade, o valor da potência máxima em uma determinada condição de operação, temperatura ambiente (T_a) e irradiância no plano do gerador ($H_{t,\beta}$).

$$P_{mp} = P^0_{FV} \times \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \times [1 - \gamma_{mp} \times (T_C - T_{C,ref})] \qquad \text{equação 2.26}$$

Os valores de-H_{ref} e $T_{c,ref}$ estão associados às condições de referência ou padrão (1.000 W/m² e 25°C). Com isso, no que diz respeito à determinação da temperatura das células, a equação (2.27), representa uma boa relação entre compromisso e precisão [DUFFIE e BECKMAN, 1991].

$$T_C = T_a + H_{t,\beta} \times \left(\frac{TNOC\ (°C) - 20}{800}\right) \times 0{,}9 \qquad \text{equação 2.27}$$

O modelo de potência é largamente utilizado na área de sistemas fotovoltaicos e pode ser representativo de uma célula, módulo ou gerador. Esse modelo permite calcular a potência máxima com base em apenas um parâmetro, denominado coeficiente de variação de potência com a temperatura (γ_{mp}). Esse coeficiente é de 0,04% – 0,06% por cada grau de aumento da temperatura, para células de Si.

2.8 Aplicações de Sistemas Fotovoltaicos

Em localidades sem o atendimento elétrico convencional, os módulos fotovoltaicos constituem alternativa viável quando comparada com a extensão da rede elétrica, geração a diesel e outras fontes. Com uma superfície inclinada de 10 m2 (que corresponde a aproximadamente 1 kWp de potência instalada), pode-se produzir toda a energia elétrica necessária para uma casa adequadamente equipada (porém eficiente). Esses sistemas são compostos pelos elementos necessários para atender às funções básicas de um sistema fotovoltaico autônomo: gerar eletricidade,

armazená-la, e transformá-la para os parâmetros de tensão e freqüência apropriados para os eletrodomésticos habituais. As figuras 2.47 (a) e (b) mostram duas instalações fotovoltaicas autônomas para eletrificação de localidades isoladas.

(a) Módulo central da Pousada Flutuante Uacari – AM. Programa Ecoturismo desenvolvido pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá (IDSM)

b) Casa do Baré – AM. Base de apoio à pesquisa do IDSM

Figura 2.47 – Duas instalações fotovoltaicas autônomas para eletrificação de localidades isoladas

As edificações que dispõem do serviço de energia elétrica convencional também podem utilizar telhados e fachadas com geradores fotovoltaicos. Neste caso pode-se dispensar uma das partes mais custosas do sistema mencionado anteriormente, as baterias, já que a eletricidade é produzida e consumida de forma simultânea, e a própria rede se encarrega de absorver a energia excedente e suprir a demanda em horários de pouco ou nenhum sol. Desta maneira, a rede elétrica convencional atua como uma bateria de capacidade infinita e com eficiência quase perfeita. A figura 2.48 mostra dois sistemas conectados à rede elétrica instalados no Brasil.

(a)Telhado fotovoltaico conectado à rede elétrica (GEDAE/UFPA)

(b) Fachada fotovoltaica conectada à rede (IEE/USP)

Figura 2.48 – Dois sistemas fotovoltaicos integrados à edificação

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são mais eficientes (como mostra a figura 2.49), econômicos, em média 40% mais baratos, e duradouros que os sistemas fotovoltaicos autônomos, pois não necessitam de sistemas de armazenamento. Atualmente, os sistemas isolados de fornecimento de eletricidade vêm se tornando cada vez mais padronizados e f exíveis. Isso se deve, basicamente, à semelhança cada vez maior entre as características elétricas de atendimento dos sistemas convencionais (rede elétrica) e às características de atendimento dos sistemas destinados a localidades isoladas. Um exemplo prático desse desenvolvimento está na utilização de sistemas fotovoltaicos interligados a minirredes isoladas para o atendimento de pequenas comunidades, tal como mostra a figura 2.50, fornecendo energia diretamente no barramento CA, de forma semelhante à verificada nos grandes centros urbanos.

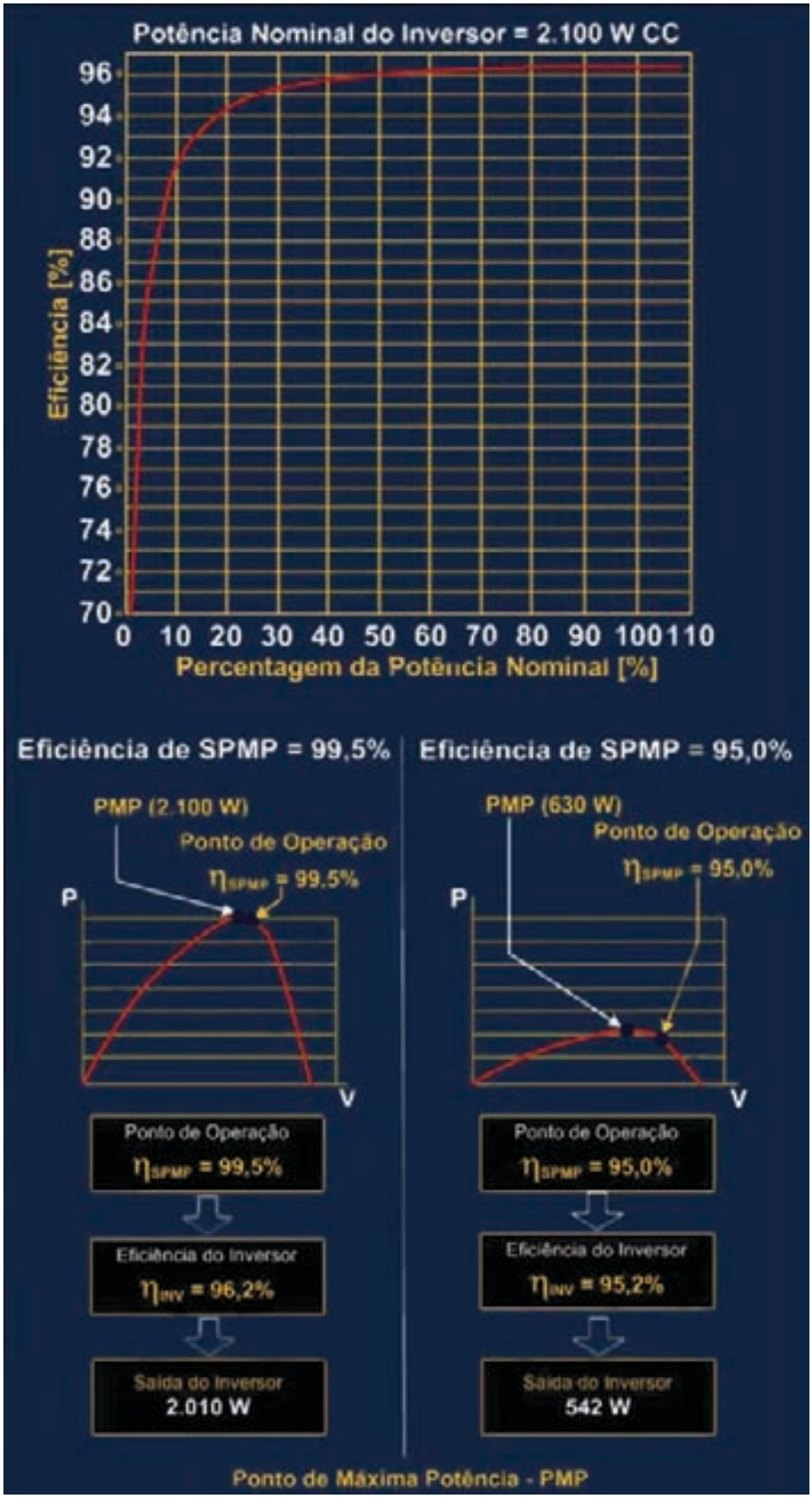


Figura 2.49 – Eficiência de um sistema fotovoltaico conectado à rede; duas situações com diferentes pontos de operação

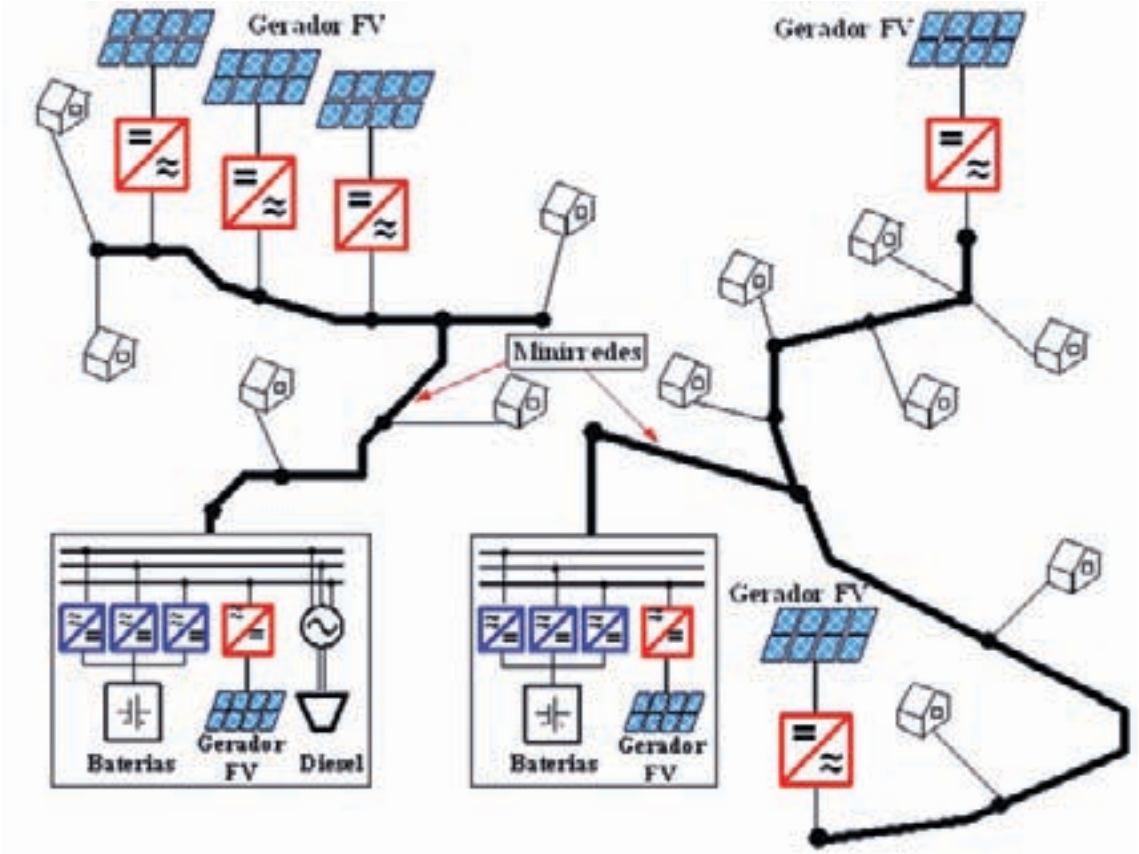


Figura 2.50 – Exemplo de sistemas fotovoltaicos interligados a minirredes isoladas

A possibilidade de utilização de equipamentos usados na rede elétrica convencional em minirredes isoladas vem tornando esses sistemas cada vez mais similares. Esta característica oferece vantagens significativas em sistemas de fornecimento de energia elétrica remotos, diminuindo significativamente as interrupções. Outro benefício é que os inversores empregados nesses sistemas estão em um grau de amadurecimento muito elevado, conseqüência do grande número de aplicações conectadas a rede elétrica de baixa tensão em países desenvolvidos, o que os tornou também elementos importantes para o controle estável da rede. Além dissoo, existe uma grande variedade de inversores passiveis de serem utilizados em minirredes isoladas com um custo bastante atrativo. A figura 2.51 mostra uma série desses inversores.

Figura 2.51 – Inversores comercialmente disponíveis mercado

Outra vantagem dos sistemas fotovoltaicos com respeito a outros sistemas de produção de eletricidade é que estes não ocupam necessariamente espaço adicional ao já ocupado pelas edificações. Adaptáveis para pequenas residências, grandes edifícios, fábricas, fazendas ou sistemas independentes, figura 2.52, os geradores fotovoltaicos podem integrar-se às superfícies construídas e até exercer a função de elemento de construção.

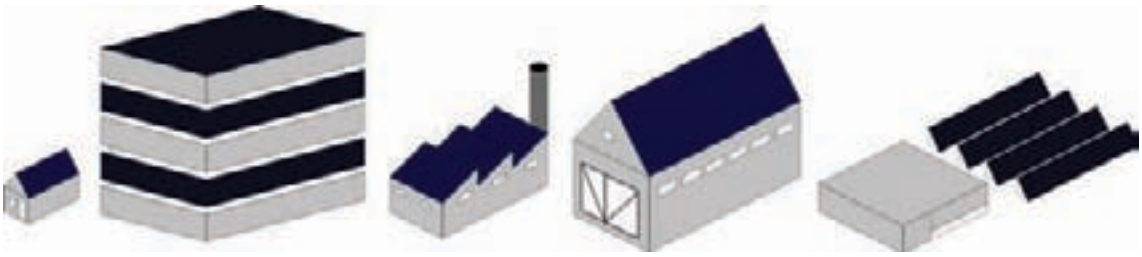


Figura 2.52 – Áreas passíveis de serem ocupadas por sistemas fotovoltaicos

A utilização de superfícies disponíveis nas edificações muitas vezes é penalizada por ela não estar na orientação mais adequada. O desvio do plano de captação solar com relação à direção ideal promove uma redução na energia que incide diariamente sobre esse plano, sendo essa redução tanto maior quanto maior for esse desvio. Na figura 2.53 observa-se, para locais no entorno da cidade de Belém, a fração da radiação solar média anual ótima que se pode obter, de acordo como a orientação do gerador fotovoltaico integrado à edificação.

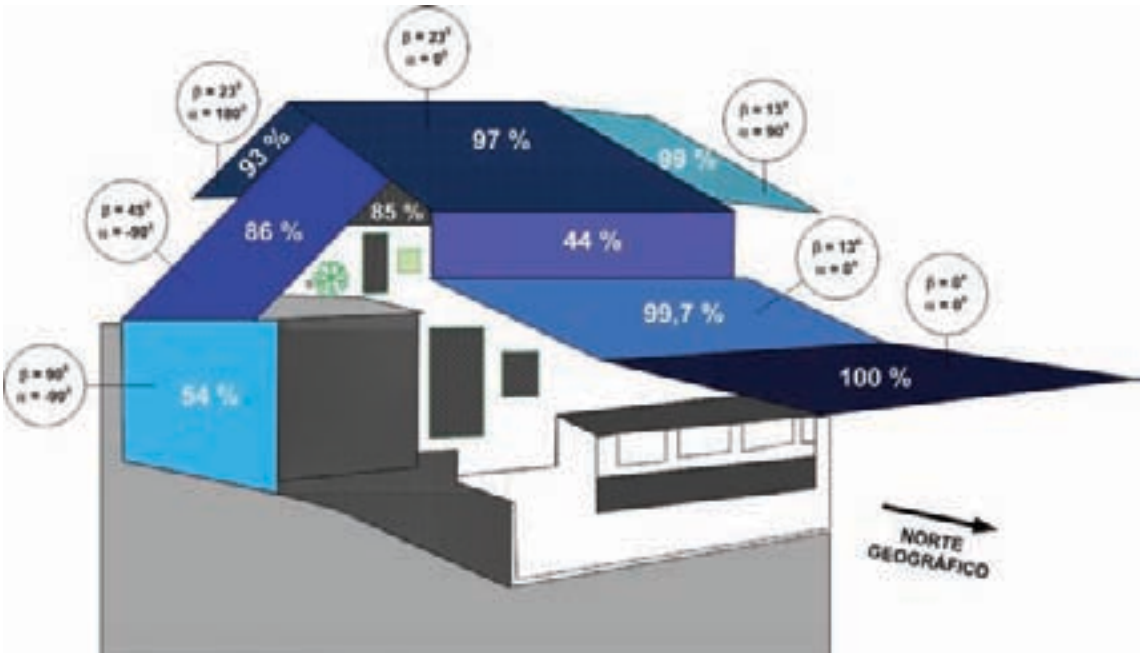


Figura 2.53 – Percentagem de captação sobre o máximo possível em função da situação do gerador fotovoltaico integrado em alguma parte da edificação (inclinação e orientação)

2.9 Impactos Ambientais e Tempo de Retorno de Energia (Energy Pay-Back Time)

Em relação às questões ambientais, pode-se afirmar que a tecnologia solar fotovoltaica não gera qualquer tipo de ef uentes sólidos, líquidos ou gasosos durante o processo de produção da eletricidade, sendo seus impactos restritos ao visual e à ocupação de áreas. Trata-se de uma tecnologia que não emite ruídos nem utiliza recursos naturais esgotáveis. Dentro desse tema, há dois tópicos que ainda permanecem em discussão: a emissão de poluentes e gastos energéticos durante o processo de fabricação dos módulos e as reais possibilidades de reciclagem dos mesmos, depois de terminada sua vida útil.

Atualmente, considerando a conexão à rede de sistemas instalados sobre edificações, a tecnologia solar fotovoltaica leva entre 3 e 4 anos para restituir toda a energia gasta na produção dos módulos, dependendo dos níveis médios de irradiação solar e considerando um consumo médio de energia de aproximadamente 5.600 kWh/kWp em todo o seu processo de fabricação [SERRASOLLES *et alii*, 2004]. Contudo, estima-se que para a aplicação isolada esse valor possa variar entre 4 e 6 anos, devido, entre outros fatores, às perdas envolvidas no processo de condicionamento de potência.

Ainda considerando o ponto de vista energético, vale a pena ressaltar que, para a mesma quantidade de matéria prima inicial (uma tonelada de carbono, de petróleo, de urânio, ou de silício residual da indústria eletrônica), as quantidades de eletricidade produzidas são muito diferentes. Para se ter uma idéia, a eletricidade obtida do silício cristalino exposto ao sol é de 20 vezes superior à do urânio, 530 vezes à do petróleo e 820 vezes à do carbono [SERRASOLLES *et alii*, 2004].

A emissão de poluentes no processo de fabricação não é alta e já é fortemente controlada. Isso ocorre por dois principais motivos: em primeiro lugar, a indústria fotovoltaica tem grande interesse em preservar sua imagem de indústria limpa e amigável ao meio ambiente e, portanto, possui estratégias de controle de emissões bastante cuidadosas. Em segundo lugar, o próprio processo de fabricação das células e montagem dos módulos exige o uso de ambientes controlados e limpos, o que obriga a indústria a utilizar processos de controle de emissão muito mais restritivos do que os requeridos para a manutenção da saúde humana [ZILLES *et alii*, 2008].

Considerando o oeste europeu, pode-se dizer que a emissão de CO_2 para uma unidade de geração fotovoltaica está entre 50 e 60 g/kWh, que é consideravelmente menor do que as emissões das plantas térmicas que utilizam combustíveis fósseis, entre 400 e 1.000 g/kWh. Por outro lado, esse parâmetro é ainda alto se comparado com outros recursos renováveis disponíveis, tais como energia eólica e da biomassa, que apresentam taxas de emissão abaixo das 20 g/kWh [ALSEMA e NIEUWLAAR, 2000].

A indústria fotovoltaica utiliza alguns gases tóxicos e explosivos, e líquidos corrosivos na sua linha de produção; por exemplo: Cd, Pb, Se, Cu, Ni e Ag. A presença e a quantidade desses materiais depende fortemente do tipo de célula que está sendo produzida. Como dito acima, as necessidades intrínsecas ao processo produtivo das indústrias fotovoltaicas obrigam a adoção de métodos de controle bastante rigorosos, o que minimiza a emissão desses elementos ao longo do processo produtivo dos módulos. A reciclagem do material utilizado nos módulos fotovoltaicos já é um procedimento técnico e economicamente viável, principalmente para aplicações concentradas e em larga escala [ZILLES *et alii*, 2008]. Existem métodos que prevêem a reciclagem de parte significativa do vidro, EVA e metais (Te, Se e Pb), entre 80% e 96%. Outros

metais, como Cd, Te, Sn, Ni, Al e Cu, deverão ser dispensados ou poderão ser reciclados através de outros métodos [FTHENAKIS, 2000].

O fato de que esta eletricidade é produzida por uma superfície plana, delgada, sem partes móveis, sem ruído, sem consumo de oxigênio, e usando como fonte de energia primária a luz solar, fez da energia solar fotovoltaica uma das principais tecnologias utilizadas para carregar baterias para o atendimento isolado. Como se pode observar, os módulos fotovoltaicos têm um conjunto de benefícios e vantagens como poucas fontes de energia podem oferecer. Na figura 2.54 são resumidas as principais características relacionadas aos módulos fotovoltaicos.

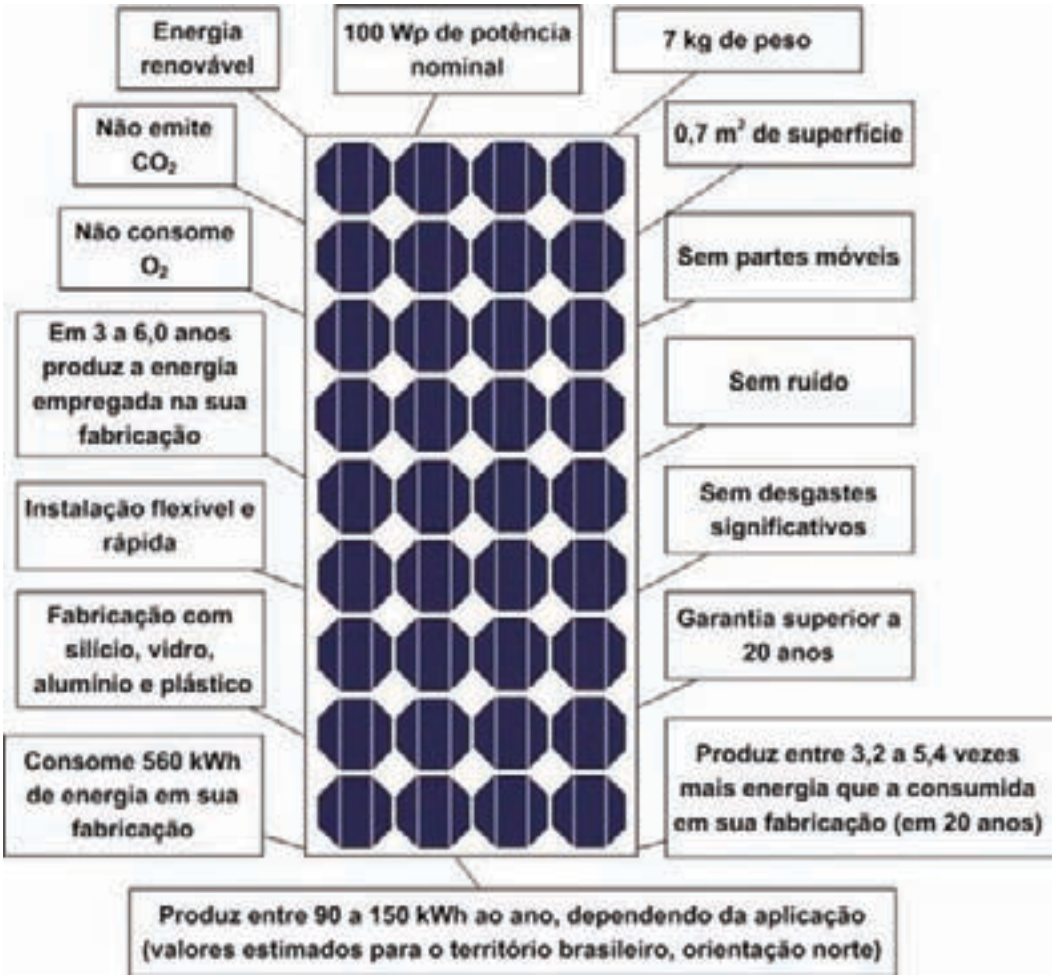


Figura 2.54 – Características dos módulos fotovoltaicos

Como a vida útil de um módulo fotovoltaico supera os 20 anos, como mínimo ele produzirá aproximadamente 3 vezes mais energia que a consumida em sua fabricação. Entretanto, há que se ter em conta outros gastos energéticos de outros componentes da instalação, em especial as estruturas que sustentam os módulos. Muitas dessas estruturas são metálicas e consomem muita energia em sua fabricação. É interessante optar, quando possível, por estruturas de baixo custo energético e alta durabilidade como, por exemplo, as de madeira tratada para suportar as intempéries.

3 Energia Eólica

3.1 O Vento e suas Características

Os ventos são resultantes do movimento do ar na atmosfera terrestre e, assim como outras fontes renováveis de energia, são originalmente resultantes da radiação solar que atinge a Terra.

O aquecimento provocado pela radiação solar incidente, somado ao movimento de rotação da Terra, origina os movimentos das massas de ar, que formam os ventos. O aquecimento da superfície terrestre pelo sol é heterogêneo, tornando o ar nas regiões próximas ao Equador mais quente do que nos pólos. Como o ar quente é menos denso que o ar frio, ele eleva-se na atmosfera. Em contrapartida, nos pólos o ar frio, mais denso, tende a movimentar-se em direção ao Equador. Caso não houvesse qualquer outra inf uência na formação dos ventos, os movimentos do ar na atmosfera se comportariam como apresentado na figura 3.1 (a). Porém, devido à redução da temperatura do ar em seu movimento em direção aos pólos,este começa a retornar ao Equador a aproximadamente 30° N e 30° S, formando um mecanismo de três células em cada hemisfério, conforme apresentado na figura 3.1 (b).

As variações sazonais da velocidade e direção do vento são resultantes da inclinação de 23,45° do eixo de rotação da Terra, ocasionando variações no aquecimento produzido pelo Sol nas diferentes regiões do planeta.

O movimento de rotação da Terra também inf uencia na formação dos ventos. O efeito mais significativo é observado nas camadas inferiores da atmosfera. O próprio movimento de rotação imprime às partículas de ar uma quantidade de momento angular que as move de oeste para leste. A conservação do momento angular torna necessário um aumento da componente de velocidade na direção oeste-leste, efeito pouco significativo nas regiões próximas ao equador, porém bastante relevante nas zonas temperadas, resultando nos chamados ventos predominantes de oeste, que circulam em direções opostas à circulação geral nos dois hemisférios.

A força de Coriolis, também resultante do movimento rotacional da Terra, é responsável pela aceleração das partículas de ar, para a direita de sua direção no hemisfério norte, e para a esquerda no hemisfério sul. Quando o movimento do ar alcança o regime permanente, a força de Coriolis equilibra os gradientes de pressão, resultando em um movimento aproximadamente paralelo às linhas isobáricas, constituindo os chamados ventos geostróficos. O movimento do ar aproxima-se desse movimento ideal a altitudes maiores ou iguais a 600 m [SPERA, 1994].

Todos os efeitos aqui comentados resultam no modelo de circulação global apresentado na figura 3.1.

De forma geral, os ventos são classificados em gerais e locais. Os gerais são aqueles que sopram sobre a atmosfera, representados pelo modelo de circulação global explanado acima, e os locais sopram próximo à superfície. As mais importantes manifestações locais dos ventos são verificadas em regiões de margens de grandes massas de água, como oceanos, grandes lagos e

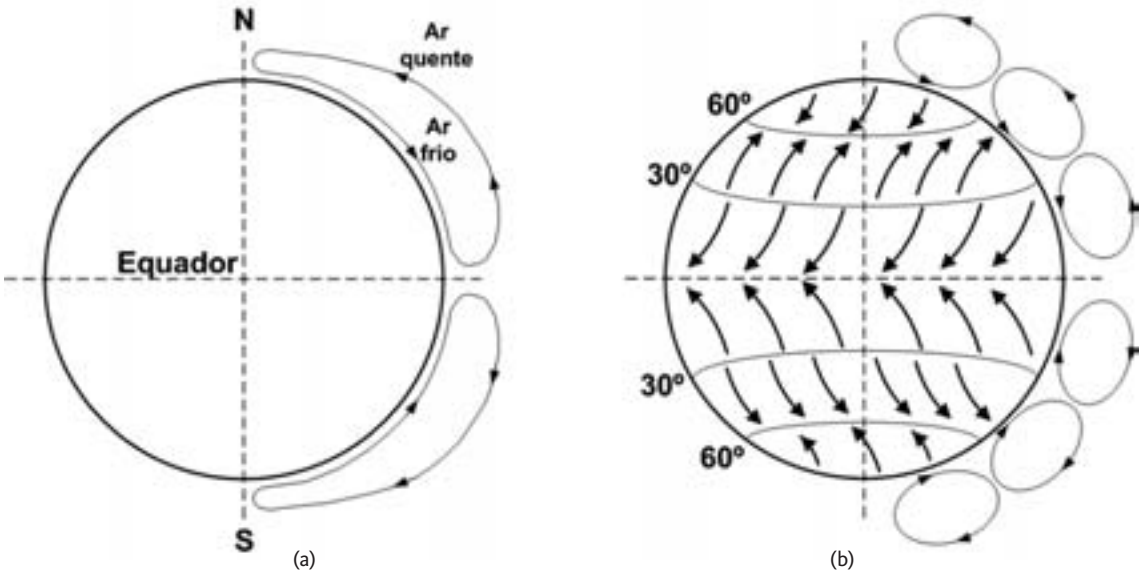


Figura 3.1 – Modelo de circulação global dos ventos na atmosfera terrestre

rios, e em regiões de relevo acidentado, como vales e montanhas.

A primeira origina a formação das brisas marinhas e terrestres. A brisa marinha manifesta-se durante o dia, devido à formação de correntes de ar que sopram do mar para a terra, em conseqüência da maior capacidade da terra de absorver os raios solares e, com isso, aumentar a sua temperatura e a do ar sobre ela. Durante a noite manifesta-se a brisa terrestre, que sopra da terra para o mar, devido ao fato de a temperatura da terra cair mais rapidamente do que a da água nesse período.

Com relação às manifestações verificadas em regiões de vales e montanhas, durante o dia o ar quente localizado próximo às encostas das montanhas eleva-se, enquanto que o ar frio dos vales desce em substituição ao ar que se elevou. No período noturno, o movimento se inverte, quando o ar frio próximo às encostas desce e se instala nos vales, enquanto o ar mais quente dos vales se eleva. A figura 3.2 ilustra os dois tipos de manifestações locais dos ventos.

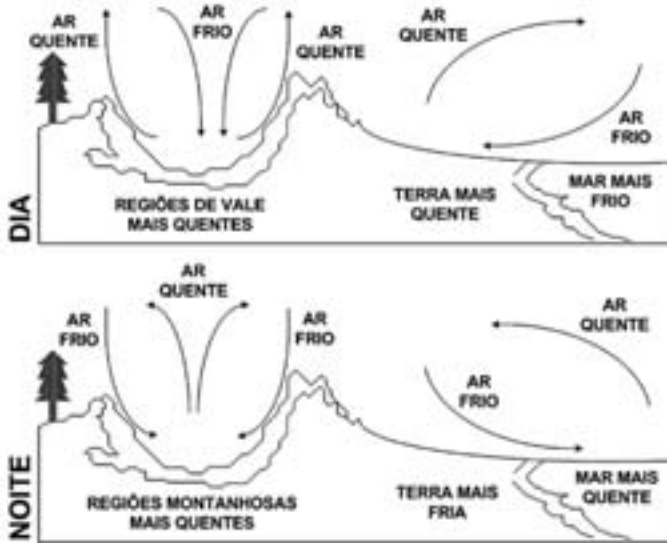


Figura 3.2 – Tipos de manifestações locais dos ventos

Além das classes global e local, é importante também classificar os ventos com relação às suas escalas de movimento, que podem ser espaciais e temporais. Dentro desta classificação, podem ser conceituadas a escala climática, de milhares de quilômetros e de anos de duração; a larga escala, de dezenas de quilômetros e de dias a meses de duração; e a pequena escala, de dezenas de metros e de segundos a minutos de duração. A primeira é indicada para a avaliação confiável do recurso eólico disponível; a segunda para verificação de alterações sazonais na velocidade e direção de vento, para seleção dos locais de instalação dos aerogeradores; e a terceira para a verificação de variações de pequena escala, como rajadas e turbulências, para projeto de aerogeradores e suas turbinas eólicas. A figura 3.3 resume as diferentes escalas de movimento do vento.

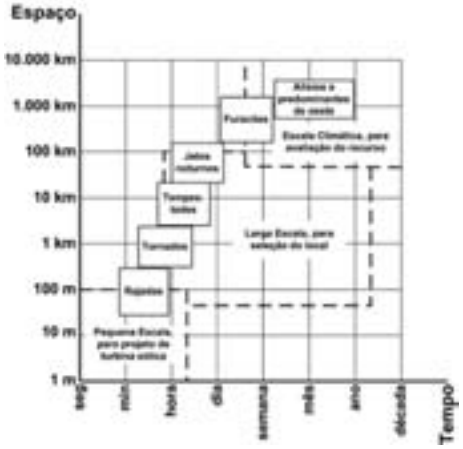


Figura 3.3 – Escalas espacial e temporal de movimento dos ventos
Fonte: SPERA, 1994

3.2 Perfil do Vento e Influência do Terreno

A velocidade do vento é nula na superfície do solo, devido ao atrito existente entre ele e o ar. Próximo ao solo, a velocidade aumenta mais rapidamente, sendo este aumento mais lento à medida em que a altura também aumenta. A variação torna-se pouco significativa a uma altura aproximada de 150 m, e nula a aproximadamente 2 km sobre o solo [WALKER e JENKINS, 1997]. O fenômeno de variação da velocidade do vento com a altura é denominado de perfil vertical do vento. A figura 3.4 apresenta um gráfico dos perfis verticais de vento, permanente (médio) e instantâneo, com destaque para as regiões de maiores e menores variações do vento com a altura.

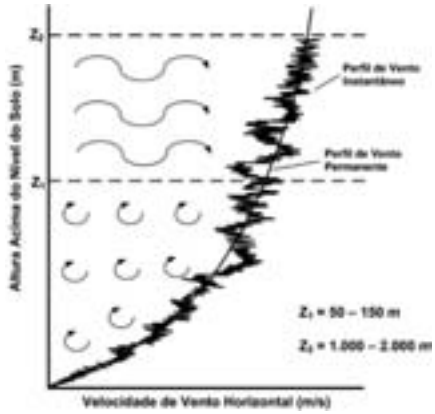


Figura 3.4 – Perfil vertical de vento

Dois modelos são bastante utilizados para expressar a variação da velocidade do vento com a altura, sendo conhecidos como perfil exponencial e perfil logarítmico do vento, dados respectivamente pelas equações (3.1) e (3.2).

$$V(z) = V_r\left(\frac{Z}{Z_r}\right)^{\alpha}, \qquad \text{equação 3.1}$$

$$V(z) = V_r\left[\frac{I_n\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{I_n\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)}\right], \qquad \text{equação 3.2}$$

sendo v(z) a velocidade na altura z desejada, v_r a velocidade na altura de referência z_r, α o coeficiente de Hellmann, parâmetro dependente da rugosidade do terreno, e z_o o comprimento da rugosidade. Valores típicos de α e z_o são apresentados na tabela 3.1

Tipo de Terreno	z_o (m)	α
Muito liso: gelo ou lama	10^{-5}	
Mar aberto calmo	2×10^{-4}	
Mar agitado	5×10^{-4}	
Neve	3×10^{-3}	0,10
Gramado	8×10^{-3}	
Pastagem	10^{-2}	
Descampado	3×10^{-2}	0,13
Plantações	5×10^{-2}	0,19
Árvores esparsas	10^{-1}	
Árvores compactas, sebes, prédios esparsos	$2,5 \times 10^{-1}$	
Florestas e bosques	5×10^{-1}	
Subúrbios	1,5	0,32
Centros de cidades com prédios altos	3	

Tabela 3.1 – Valores de z_o e α de acordo com o tipo de terreno
Fonte: ROHATGI e NELSON, 1994

As variações também ocorrem na horizontal, mas costumam ser menos significativas, a não ser em locais de terrenos muito acidentados, onde a inf uência dos obstáculos é considerável.

A configuração do terreno onde se pretende instalar equipamentos para medição ou geração eólica deve ser cuidadosamente analisada antes da instalação, sendo ideal que a inf uência do terreno seja a mínima possível no perfil de vento do local. Obstáculos de pequeno porte, como f orestas de vegetação baixa e pequenas construções, apresentam pouca inf uência, com o terreno podendo ser considerado plano nesses casos. Obstáculos de maior porte, como vales, montanhas,

cânions e grandes depressões, podem inf uenciar de maneira significativa no aproveitamento eólico, estando a jusante ou a montante da torre de medição ou do aerogerador. Quanto maiores e mais próximos do equipamento de medição ou conversão os obstáculos estiverem, maior será o efeito indesejado, originado pela região de turbulência formada nas proximidades do obstáculo. As inf uências dos locais de instalação dos aerogeradores em seu desempenho são melhor comentadas no capítulo 9.

3.3 Potencial Eólico e sua Avaliação

O levantamento e a análise do potencial eólico são de extrema importância para garantir a elaboração de um projeto bem dimensionado. Tal importância torna este o passo inicial do desenvolvimento de projetos de sistemas eólicos, inclusive para se dispor de uma pré-análise sobre a viabilidade econômica do empreendimento.

Antes de tudo, são necessárias a identificação e avaliação preliminares das potenciais áreas para instalação do sistema. Para isso, faz-se uso normalmente de mapas eólicos e topográficos, dados meteorológicos de caráter geral, quando disponíveis, além de observações visuais. É importante destacar, porém, que esses procedimentos apenas fornecem indicativos sobre o potencial eólico disponível em determinado local, sendo necessárias avaliações mais criteriosas, como medições de campo durante considerável período de tempo, a fim de garantir a existência de potencial que justifique investimentos na instalação do sistema de geração.

Com a difusão da energia eólica em todo o mundo, atualmente encontram-se disponíveis mapas eólicos de países, regiões e até mesmo de estados e cidades. Um exemplo é o atlas eólico brasileiro, disponível para consulta, e que fornece indicativos preliminares sobre o potencial eólico de todo o território nacional. A partir da análise desses mapas, podem-se identificar locais onde haja maior probabilidade de sucesso de um empreendimento eólico.

Dados obtidos a partir de estações meteorológicas com finalidades diversas, também podem fornecer bons indicativos. Quanto mais próximas ao local pretendido de instalação do sistema estiverem as estações, em geral mais confiáveis serão os dados. Deve-se atentar para a finalidade das medições realizadas. Existem basicamente três tipos de medições: as utilizadas por serviços meteorológicos nacionais, as específicas para determinação do potencial eólico, e aquelas de altas taxas amostrais para determinação de rajadas e turbulências. As primeiras são as mais comumente encontradas, mas normalmente não podem ser utilizadas diretamente para a avaliação da potencialidade eólica, pois, apesar de coletadas durante longos períodos de tempo, costumam registrar pequenas quantidades de dados (diários ou mesmo mensais). Além disso, o número de estações é pequeno e encontram-se na maioria das vezes instaladas em locais que apresentam baixos valores de velocidade de vento, como áreas agrícolas, aeroportos e centros urbanos.

Como última etapa da identificação preliminar, mas também de grande importância, está a visita aos possíveis locais de instalação dos sistemas, para realização de análise visual. Algumas características topográficas podem identificar locais com prováveis índices de altas velocidades de vento, tais como altas planícies ou planaltos, cumes de montanhas, regiões costeiras com relevo e vegetação pouco acentuados, entre outros. Por outro lado, vales, áreas de f orestas e regiões contendo terrenos acidentados em geral caracterizam locais de baixas velocidades de vento.

Especialistas podem facilmente identificar áreas com maiores probabilidades de incidência de ventos com altas velocidades, principalmente através de indicadores bióticos e terrestres,

já que o vento é capaz de causar uma série de impressões no ecossistema local, principalmente na vegetação.

A formação de dunas é um dos fatores que pode indicar a presença de ventos fortes em determinado local. Porém, as maiores fontes de informação são árvores e arbustos, principalmente aquelas de altura e características que propiciam o registro de evidências de altas velocidades de vento. Deformações e inclinações ocorrem em função do tipo e altura da vegetação, exposição ao vento, velocidade e direção do vento. Uma das classificações que descreve os efeitos causados pelo vento na vegetação é o índice de Griggs-Putnam, que classifica os efeitos em ordem crescente de velocidade de vento, segundo os índices de 0 a VII, conforme mostra a figura 3.5. A figura 3.6 apresenta um exemplo real de deformação verificada em árvore, podendo ser classificada pelo índice VI ou VII de Griggs-Putnam.

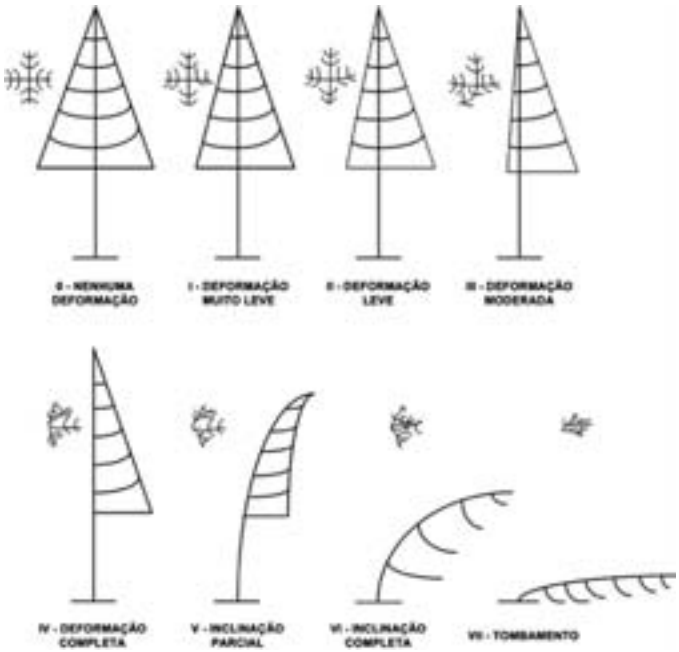


Figura 3.5 – Índice de Griggs-Putnam sobre os efeitos causados pelo vento na vegetação

Figura 3.6 – Exemplo de deformação em árvore causada pelo vento

Outra forma visual de se obter uma análise preliminar da potencialidade eólica de determinado local é utilizando a escala de Beaufort, como a apresentada na tabela 3.2, que relaciona classes de vento a indicadores observados na terra e no mar.

Número da Força de Beaufort	Velocidade de vento		Denominação	Indicadores em terra e mar
	m/s	km/h		
0	< 1	< 2	Calmaria	**Terra:** Fumaça sobe verticalmente **Mar:** Mar como um espelho
1	1–2	2–5	Aragem Leve	**Terra:** Fumaça deriva levemente na direção do vento **Mar:** Pequenas ondulações; sem cristas de espuma
2	2–3	6–11	Brisa Leve	**Terra:** Folhas farfalham **Mar:** Pequenas marolas; cristas de aparência vítrea, sem quebrar
3	4–5	12–18	Brisa Suave	**Terra:** Folhas movimentam-se **Mar:** Grandes marolas; cristas começam a quebrar; placas brancas esparsas
4	6–8	19–30	Brisa Moderada	**Terra:** Movimento de pequenos galhos de árvores **Mar:** Pequenas ondas, tornando-se mais longas; várias placas brancas
5	9–11	31–39	Brisa Fresca	**Terra:** Pequenas árvores balançam **Mar:** Ondas moderadas, tomando formas mais longas; muitas placas brancas; algum borrifo
6	11–14	40–50	Brisa Forte	**Terra:** Grandes galhos balançam **Mar:** Ondas maiores se formam; placas brancas por toda a parte; mais borrifo
7	14–17	51–61	Quase Vendaval	**Terra:** Árvores inteiras movem-se **Mar:** Mar encrespa-se; espuma branca das ondas que quebram começa a voar em faixas
8	17–21	62–74	Vendaval	**Terra:** Gravetos e pequenos galhos são arrancados das árvores **Mar:** Ondas moderadamente altas e de maiores comprimentos; bordas das cristas começam a quebrar em túneis; espuma é soprada em faixas bem definidas
9	21–24	75–87	Forte Vendaval	**Terra:** Grandes galhos são arrancados das árvores; leves danos estruturais. **Mar:** Ondas altas; mar começa a rufar; densas faixas de espuma; borrifo pode reduzir a visibilidade
10	25–28	88–102	Tempestade	**Terra:** Árvores quebram; pequenos danos estruturais **Mar:** Ondas muito altas com cristas pendentes; mar toma aparência branca com a espuma sendo soprada em faixas muito densas; forte rufar e visibilidade reduzida

11	29–32	103–117	Tempestade Violenta	**Terra:** Danos generalizados **Mar:** Ondas excepcionalmente altas; mar coberto com placas de espuma branca; visibilidade mais reduzida
12	> 33	≥ 118	Furacão	**Terra:** Movimento violento de árvores e muita destruição **Mar:** Mar cheio de espuma; mar completamente branco com borrifo forte; visibilidade grandemente reduzida

Tabela 3.2 – Escala de Beaufort

No caso das análises preliminares serem positivas, deve-se passar para a segunda etapa de levantamento do potencial eólico, a etapa de medição, abordada no item seguinte.

3.4 Instrumentos e Técnicas de Medição

Uma importante providência a ser tomada no processo de medição de potencialidade eólica é a correta aquisição dos equipamentos que irão compor o sistema, sejam eles sensores, registradores de dados, ou a torre para instalação dos instrumentos. O insucesso nessa etapa pode ser determinante para inviabilizar o projeto. A seguir são descritos os principais equipamentos que compõem um sistema de medição de potencialidade eólica.

Medidores de velocidade de vento (anemômetros)

O principal equipamento do sistema de monitoração é aquele responsável pela medição do parâmetro mais importante a ser considerado em projetos eólicos: a velocidade do vento. Instrumentos de medição de velocidade de vento podem ser classificados basicamente em dois tipos: rotacionais e não-rotacionais. Entre os primeiros, os mais utilizados são os anemômetros de conchas (ou de copos) e os anemômetros de hélices. Já os não-rotacionais, mesmo sendo utilizados em menor escala na indústria eólica, possuem uma maior variedade de tipos, cada um operando com um princípio básico diferente e sem apresentar partes móveis. Entre outros, podem ser citados os anemômetros de tubos de pressão, de fio quente, acústico, radar, sônico e laser.

Os anemômetros do tipo rotacional são os mais utilizados em medições de velocidade de vento visando à conversão eólio-elétrica. Eles operam de forma que a velocidade angular de rotação de seus eixos varia linearmente com a velocidade do vento.

Outras características dos anemômetros rotacionais são sua boa faixa de exatidão e seus custos menos elevados, o que não significa que os mesmos sejam menos eficientes. Anemômetros rotacionais modernos podem produzir sinais elétricos que permitem a determinação da velocidade de vento em qualquer instante. Em contrapartida, como desvantagem, esses anemômetros apresentam respostas mais lentas a variações na velocidade de vento, quando comparados com alguns sensores não rotacionais [NELSON, 1996].

Os anemômetros de conchas, como o ilustrado na figura 3.7, possuem normalmente três conchas, podendo ser fabricadas de plástico ou metal, estando dispostas sobre um pequeno corpo. Os anemômetros de conchas são os mais utilizados na indústria de energia eólica pelos seus custos relativamente baixos, se comparados aos demais, sua exatidão e confiabilidade. Sua velocidade de

resposta é determinada basicamente por seu peso, dimensões físicas e atrito interno [ROHATGI e NELSON, 1994]. Em comparação com os anemômetros de hélices, os de conchas apresentam maior precisão quando expostos a condições de turbulência, de variação de direção do vento, e a ventos não horizontais originados por obstáculos. Para medições específicas de turbulências, anemômetros leves, pequenos e de baixo atrito são os mais indicados. Em condições gerais, anemômetros de conchas grandes são mais eficientes que aqueles de conchas pequenas, quando comparadas com o corpo do instrumento. Com relação às suas desvantagens relacionadas à inércia das conchas e a efeitos de sobrevelocidade, os erros gerados são pouco consideráveis, não comprometendo a confiabilidade das medições.

Os anemômetros de hélices possuem, mais comumente, duas ou quatro hélices, sendo os de quatro mais eficientes. Possuem resposta rápida e comportamento linear a variações na velocidade do vento, que é medida através do valor de tensão de saída de um gerador CC. As hélices são direcionadas ao vento com o auxílio de um leme de direção que também é utilizado para medir a direção do vento. Anemômetros de hélices são mais utilizados para a medição das três componentes da velocidade de vento, em função de responder principalmente a ventos paralelos a seu eixo. Um arranjo de três unidades em direções mutuamente ortogonais, como o apresentado pela figura 3.8, mede as três componentes da velocidade de vento.

Figura 3.7 – Anemômetro de conchas

Figura 3.8 – Conjunto de anemômetros de hélices para medição das três componentes da velocidade de vento
Fonte: ROHATGI e NELSON, 1994

Como desvantagem, os anemômetros de hélices apresentam erros mais acentuados quando expostos a condições de turbulência e variações da direção do vento.

Sensores de direção de vento (anemoscópios)

Para medições de direção de vento utilizam-se anemoscópios, normalmente chamados simplesmente de sensores de direção, como os apresentados pela figura 3.9. Como sua precisão não é tão crítica quanto a dos sensores de velocidade, diversos modelos podem ser utilizados, de diferentes pesos, tamanhos e preços. Podem estar dispostos isoladamente ou integrados ao suporte do anemômetro, como mostram as figuras 3.9 (a) e (b), respectivamente.

Medições de direção do vento são importantes, pois freqüentes mudanças na direção podem

(a) (b)

Figura 3.9 – Sensores de direção: (a) dispostos isoladamente; (b) integrados ao suporte do anemômetro

indicar a presença constante de rajadas de vento. A situação ideal seria a verificação de uma única direção predominante durante 80% do tempo ou mais.

Sensores de temperatura, pressão e umidade

Temperatura e pressão atmosférica, apesar de menos inf uentes que a velocidade e a direção do vento, também são grandezas de interesse para a determinação precisa do potencial eólico, uma vez que a densidade do ar é inf uenciada por esses parâmetros. Sensores de umidade muitas vezes são integrados aos de temperatura, com custos baixos. A figura 3.10 ilustra um sensor de temperatura, dentro de um invólucro de proteção contra a incidência de radiação direta.

Figura 3.10 – Sensor de temperatura

Registradores de dados

Todos os dados medidos através dos sensores apresentados anteriormente devem ser armazenados de forma a permitir a sua coleta e seu tratamento da melhor maneira possível. Para tal,

são utilizados registradores ou unidades de aquisição de dados, bastante conhecidos pelo termo inglês *data-logger* (figura 3.11). Equipamentos mais modernos apresentam grande f exibilidade em suas configurações, permitindo o usuário definir os intervalos de coleta e a forma como os dados são apresentados, como por exemplo, cálculos diretos de valores de potência, valores máximos, mínimos e médios, e ocorrência de rajadas de vento.

Figura 3.11 – *Data-logger* para coleta e armazenamento dos dados medidos pelos sensores

Outra característica importante é o meio de armazenamento dos dados no registrador. O armazenamento pode ser feito em fitas, memórias internas, cartões de transferência, ou enviados a um computador. Em muitos casos a coleta é manual, e o meio de armazenamento deve ter capacidade suficiente de memória para evitar o deslocamento constante de pessoal até o local de coleta. O envio automático pode ser realizado via rádio, telefonia fixa ou móvel, ou por satélite, com o custo inicial maior desse tipo de sistema podendo tornar-se, ao longo do tempo, mais baixo que o custo constante de deslocamento para a coleta manual.

Torres de instalação dos equipamentos

As torres utilizadas para instalação dos sensores responsáveis pelo levantamento da potencialidade eólica são normalmente treliçadas ou tubulares, auto-portantes ou sustentadas por cabos de aço, conhecidas como estaiadas. As últimas são muito utilizadas pela sua fácil instalação, sem a necessidade de bases de concreto para sua sustentação. Quando já há alguma torre, para qualquer finalidade, no local escolhido para as medições, os sensores podem ser nela instalados, caso não haja nenhum fator que prejudique as medições. A figura 3.12 apresenta uma torre tubular, estaiada, utilizada para medição de potencialidade eólica.

Com relação aos tipos de torres utilizadas, o principal cuidado diz respeito ao fato de a torre ser firme o suficiente para não permitir vibrações nos sensores, o que pode causar erros nos dados coletados.

A etapa de medição de potencialidade eólica para geração de energia elétrica requer bastante precisão. Pequenas imprecisões na coleta dos dados de medição podem levar a sérios erros no desempenho final do sistema, com conseqüentes riscos de inviabilidade econômica do empreendimento. Alguns dos fatores que afetam a precisão da medição, e que são discutidos neste item, são as instalações da torre e dos sensores, duração, freqüência, e taxa de coleta dos dados, tipos de equipamentos utilizados na medição, e histórico de calibração e manutenção dos equipamentos.

Figura 3.12 – Torre tubular estaiada para medição de potencial eólico

A primeira providência a ser tomada antes da instalação da estação de coleta de dados é a escolha do local de instalação. Com relação à torre, esta deve ser instalada em posição totalmente vertical, devendo-se preferir locais abertos, com a menor quantidade de obstáculos possível em suas proximidades. Obstruções podem provocar turbulências e rápidas variações na velocidade e na direção do vento. A figura 3.13 ilustra a região típica de turbulência nas proximidades de um obstáculo de altura h.

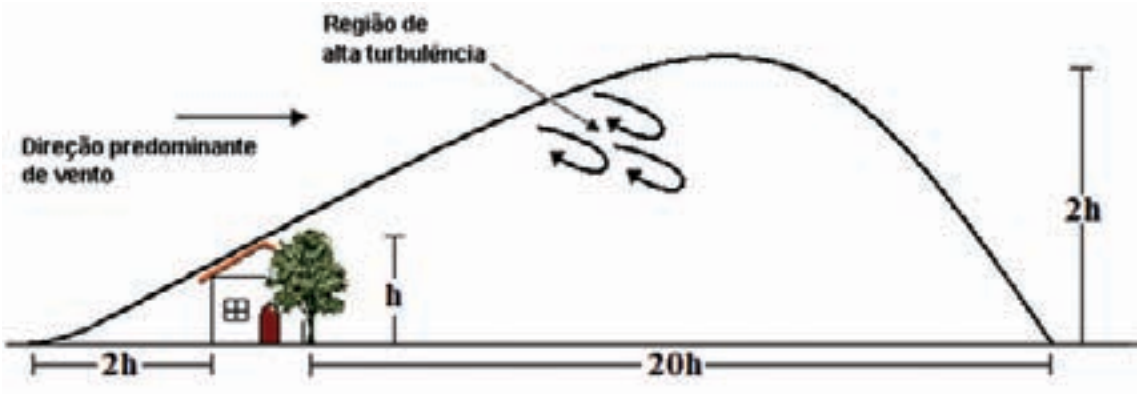


Figura 3.13 – Região de turbulência originada por um obstáculo de altura h

Com relação aos anemômetros, sugere-se a sua instalação à mesma altura do cubo do aerogerador a ser instalado. Porém, isso pode nem sempre ser possível devido principalmente a dois fatores: o primeiro pelo fato de muitas vezes a altura de instalação do aerogerador não ser conhecida inicialmente, necessitando-se justamente dos dados medidos para tal definição; e o segundo por desejar-se instalar o aerogerador em uma altura tal que elevaria bastante os custos de fabricação e instalação da torre de coleta de dados. Nesses casos, escolha usual é a instalação de dois ou mais anemômetros em alturas diferentes, que permite, a partir dos valores por eles medidos, determinar a velocidade de vento na altura desejada, através dos métodos apresentados anteriormente pelas equações (3.1) ou (3.2). A altura mínima recomendada para a instalação do

anemômetro é 10 m. Alturas de 30 e 50 m também são bastante utilizadas, sempre atentando para a distância mínima recomendada entre dois anemômetros, de 15 a 20 m.

Os sensores devem ser montados no topo da torre ou em suportes (travessas), localizados a aproximadamente 45° do lado da torre voltado para a direção predominante de vento, a uma distância mínima igual a três vezes o diâmetro da torre, se treliçada, e seis vezes, se tubular, para minimizar a inf uência da torre no f uxo de vento que passa pelo anemômetro [ROHATGI e NELSON, 1994].

Com relação à duração, freqüência e taxa de coleta dos dados, o período mínimo de coleta recomendado é de um ano. Durante o período de tempo considerado, as medições devem ser ininterruptas, com a apresentação de médias de 10 em 10 minutos. As médias devem ser calculadas com base no maior número possível de amostras, preferencialmente de um em um segundo.

Com relação aos registradores de dados, deve-se priorizar os automáticos, uma vez que coletas manuais são potenciais fontes de erros. O tratamento dos dados pode ser realizado através de programas computacionais (*softwares*), muitos dos quais disponíveis no mercado, com alguns sendo fornecidos com o registrador.

A escolha do anemômetro é a etapa mais importante, pois a medição da velocidade de vento para geração de energia requer muita precisão. Alguns erros são mais comuns, devendo ser evitados para que os dados sejam coletados de maneira ótima. Como a componente horizontal de vento é a de interesse para análises de geração de energia, devem ser evitados sensores que apresentem problemas nessas medições, como anemômetros de conchas muito pequenas e corpos com cantos vivos, próximos às conchas.

Outro fator importante é o histórico de calibração e manutenção dos sensores, principalmente no caso dos anemômetros. Dados podem ser coletados com altas taxas de erros, se os equipamentos não passarem por processos de calibração e manutenção, desde a etapa de instalação até verificações periódicas. Todo anemômetro deve ser calibrado antes da instalação, já que mesmo os limites de tolerância especificados por alguns fabricantes podem levar a erros inaceitáveis no que se refere a aproveitamento eólico para geração de energia elétrica. A técnica mais comumente utilizada para a calibração de anemômetros é através da utilização de túneis de vento, como o apresentado na figura 3.14.

Figura 3.14 – Túnel de vento utilizado para a calibração de anemômetros
Fonte: OTECHWIND, 2008

3.5 Análise do Potencial Eólico

Durante o processo de determinação da potencialidade eólica, é de fundamental importância a utilização de modelos precisos para a análise dos dados medidos, como velocidade média, direção do vento, variações de alta freqüência e em pequena escala (turbulência e rajadas de ventos), variações diárias, sazonais, inter-anuais, entre outras. Todos esses parâmetros são particulares para cada local e devem ser obtidos preferencialmente através de medições in loco durante considerável período de tempo. Algumas referências na área consideram que as medições devem ser realizadas por um período de pelo menos 5 anos, para se determinar valores confiáveis de velocidade de vento [ROHATGI e NELSON, 1994]; outras indicam período mínimo de 1 ano, se possível mais longo [HICKOK, 1975]. Os intervalos de integralização dos dados variam de acordo com o propósito da análise. Intervalos de 10 minutos são bastante utilizados por apresentarem resultados confiáveis, com poucas variações. Para verificações de manifestações de alta freqüência e em pequena escala, são necessários intervalos de integralização mais curtos, geralmente de 3 segundos. Finalmente, para análises mais gerais, médias horárias ou até mesmo diárias podem ser consideradas.

A velocidade de vento a ser utilizada em projetos de sistemas eólicos para geração de eletricidade resulta do cálculo de uma velocidade média dentro do intervalo de tempo considerado. A partir dos dados originalmente medidos, valores médios podem ser obtidos para um determinado período, conforme apresentado pela equação (3.3).

$$V_m = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} v_i \,, \qquad \text{equação 3.3}$$

com v_m sendo a média dos N valores de velocidade medidos (v_i).

Como uma das principais manifestações de variabilidade dos ventos se apresenta sob forma sazonal, médias diárias e mensais são apropriadas para a elaboração de projetos confiáveis; as diárias para se observar os períodos do dia e as mensais para se verificar os meses do ano onde haverá maior ou menor disponibilidade de energia. Tal observação é de suma importância, por exemplo, para a decisão de inserção, ou não, de fontes complementares que possam atuar para suprir eventuais déficits de geração em períodos de menor disponibilidade de geração eólica.

A maneira mais usual de se analisar graficamente dados estatísticos de vento é através de valores médios da velocidade de vento. De posse dos dados medidos e da equação (3.3), podem ser obtidos, entre outros, gráficos diários, mensais e anuais representativos das velocidades médias registradas em um determinado período. Os gráficos (a) e (b) da figura 3.15 apresentam médias diárias de velocidade de vento correspondentes ao período de um mês e de um ano, respectivamente.

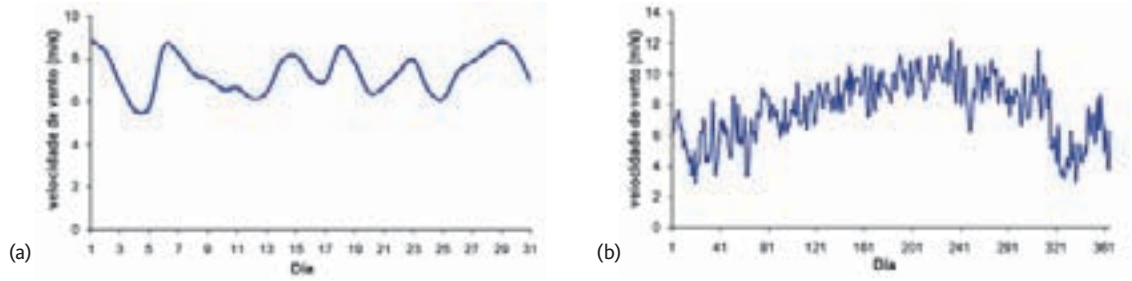


Figura 3.15 – Velocidades médias diárias no período: (a) um mês; (b) um ano para uma determinada localidade

Além desta, outra representação utilizada é a distribuição horária média da velocidade de vento, também conhecida como dia médio ou dia típico, que corresponde a um valor diário médio obtido através da análise de um determinado período, que pode ser um mês, um ano, uma estação, ou outro. A figura 3.16 apresenta o dia médio correspondente ao mês apresentado pelo gráfico (a) da figura 3.15.

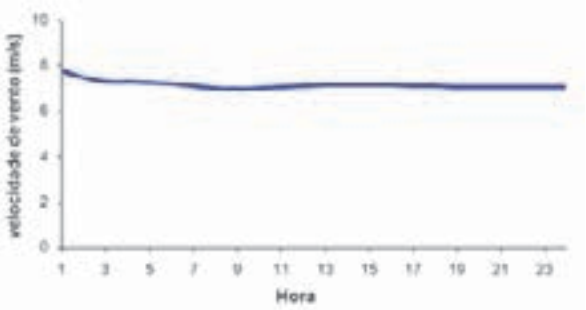


Figura 3.16 – Velocidade de vento de um dia médio para o período de um mês

Medições de direção de vento também são realizadas, para se conhecer a direção predominante dos ventos em uma determinada localidade. Este parâmetro é importante, principalmente na etapa de projeto, pois quanto maior a percentagem de tempo que o vento ocorrer em uma direção predominante, maior será a eficiência do processo de conversão de energia pelo aerogerador. Para se representar graficamente este parâmetro, faz-se uso da rosa-dos-ventos, gráfico bidimensional que apresenta a distribuição da direção dos ventos. A figura 3.17 mostra um exemplo de uma rosa-dos-ventos, com o local em questão tendo a direção este-sudeste (ESE) como predominante.

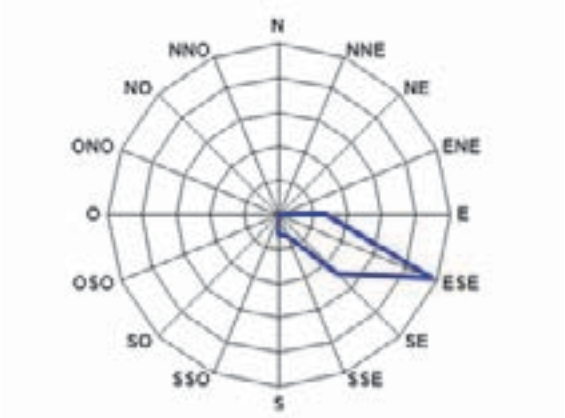


Figura 3.17 – Exemplo de uma rosa-dos-ventos

Além da velocidade média e da direção, outro parâmetro bastante importante é a uniformidade dos valores de velocidade dos ventos, representada pelo desvio padrão (σ), como mostra a equação abaixo.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N} (v_i - v_m)^2}. \qquad \text{equação 3.4}$$

Uma representação usual, principalmente para casos onde o intervalo de valores é extenso, é a representação em freqüência, através de histogramas que indicam a fração de tempo, em horas

ou em termos percentuais, em que a velocidade de vento encontra-se dentro de certo intervalo. Sendo N o número total de horas e f_i a freqüência de ocorrência de cada intervalo, em horas, a probabilidade para uma variável discreta será dada pela equação (3.5).

$$p(v_i)=\frac{f_i}{N}. \qquad \text{equação 3.5}$$

Logo, a velocidade média pode ser obtida de:

$$v_m=\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{I} f_i v_i\,, \qquad \text{equação 3.6}$$

onde I é o número de intervalos considerado.

O gráfico da figura 3.18 apresenta um histograma com a representação de todas as variáveis aqui discutidas. Os termos v_1, v_2,..., v_i referem-se a intervalos de velocidades considerados. Quanto menor for o intervalo, mais preciso é o histograma. Os termos f_1, f_2,..., f_i representam as freqüências de ocorrências, em escala de tempo ou em termos percentuais, de velocidades dentro de cada intervalo.

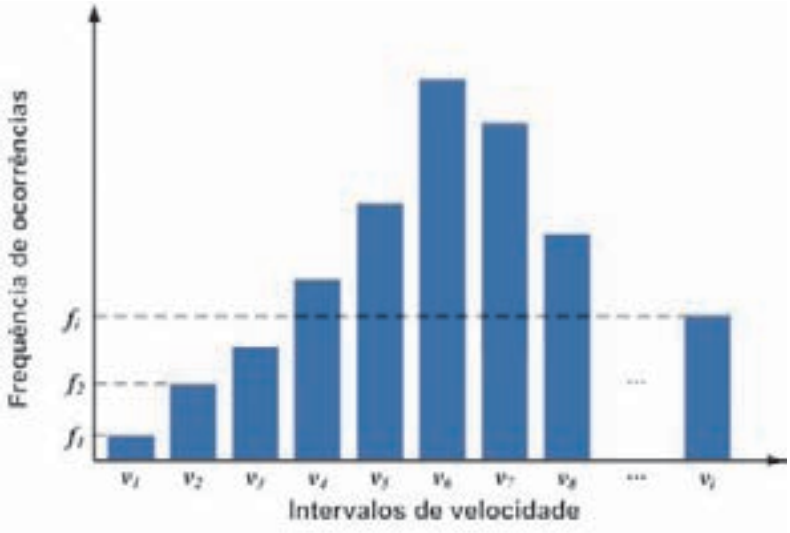


Figura 3.18 – Representação de um histograma de velocidades de vento

A freqüência acumulada, $F_{(vi)}$, indica a probabilidade que o vento sopre com uma velocidade menor ou igual a v_i, podendo ser representada pela equação (3.7). Além deste, outros conceitos importantes são a probabilidade da velocidade de vento ser maior que um determinado valor, ou ainda a probabilidade da velocidade estar localizada dentro de um intervalo qualquer. As equações (3.8) e (3.9) definem, respectivamente, esses dois conceitos.

$$F(v_i)=p(v\leq v_i)=p_1+p_2+p_3+\ldots+p_i\,, \qquad \text{equação 3.7}$$

$$p(v>v_i)=1-F(v_i)\,, \qquad \text{equação 3.8}$$

$$p(v_a<v<v_b)=\sum_{1-a}^{b} p_i\,, \qquad \text{equação 3.9}$$

Caso seja considerada uma variável contínua, a probabilidade $p_{(vi)}$ transforma-se em uma função densidade $f_{(v)}$, sendo a área coberta por tal função igual a 1 [ROHATGI e NELSON, 1994], como mostra a equação (3.10).

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(v)dv = \int_{0}^{\infty} f(v)dv = 1\,. \qquad \text{equação 3.10}$$

O limite inferior da integral é igual a zero devido ao fato de a velocidade de vento não assumir valores negativos.

A função distribuição acumulada é, então, dada por:

$$F(v) = \int_{0}^{v} f(x)dx\,, \qquad \text{equação 3.11}$$

onde x é a variável de integração que representa a velocidade de vento.

Finalmente, a função densidade de probabilidade pode ser expressa por:

$$F(v) = \frac{dF}{dV}\,. \qquad \text{equação 3.12}$$

A função distribuição acumulada e a função densidade de probabilidade, dadas respectivamente pelas equações (3.11) e (3.12), são utilizadas para descrever as distribuições de Rayleigh e Weibull, que são os dois modelos probabilísticos mais utilizados para representar as curvas de freqüência de velocidade do vento.

A distribuição de Weibull é mais precisa, sendo caracterizada por dois parâmetros: um de forma (k), adimensional, e outro de escala (C), cuja unidade é a mesma da velocidade (m/s). Para esta distribuição, a função de distribuição acumulada e a função densidade de probabilidade são dadas, respectivamente, pelas equações abaixo.

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^{2}\right], \qquad \text{equação 3.13}$$

$$f(v) = \frac{k}{C}\left(\frac{v}{C}\right)^{k-1}\exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^{k}\right];\ (k>0,\ v>0,\ C>1). \qquad \text{equação 3.14}$$

O parâmetro C qualifica a velocidade de vento; já o parâmetro k indica o formato da curva de Weibull, que está relacionado com a variação da velocidade. Valores de k mais altos resultam em curvas com picos mais agudos, representando menores variações na velocidade de vento. A figura 3.19 apresenta funções densidade de probabilidade de Weibull para valores de k variando de 1 a 3, mantendo o parâmetro C constante e igual a 2 m/s.

Os parâmetros de Weibull podem ser estimados através de cinco métodos. Análises comparativas entre os cinco métodos mostram que aquele que fornece a melhor aproximação para a energia real do vento é o método que utiliza a velocidade de vento e o desvio padrão como variáveis conhecidas [ROHATGI et alii, 1987]. Este método é explicado a seguir.

Conhecidos os valores de velocidade de vento e desvio padrão e sabendo-se que $v_m = \int_0^{\infty} vf(v)\,dv$, substitui-se o termo f(v) pela função densidade de Weibull dada pela equação (3.14), resultando em [ARAÚJO, 1989]:

$$v_m = \int_0^\infty v\left(\frac{k}{C}\right)\left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right] dv \;\therefore\; v_m = C\int_0^\infty t^{1/k} \exp(-t)dt. \qquad \text{equação 3.15}$$

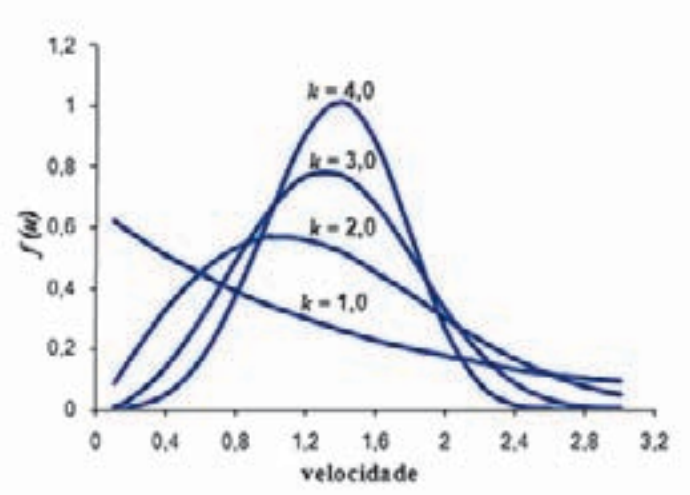


Figura 3.19 – Funções de Weibull para C = 2 m/s e diferentes valores de k

O termo integral da equação (3.15) é a função gama da forma $\Gamma_z = \int_0^\infty t^{z-1}\exp(-t)dt$, com $z = 1 + 1/k$, resultando em:

$$v_m = C\Gamma(z) = C\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right). \qquad \text{equação 3.16}$$

A solução da função gama pode ser encontrada em algumas tabelas matemáticas ou obtida através de programas computacionais.

Conhecendo-se a variância, $\sigma^2 = \int_0^\infty (v - v_m)^2 f(v)\, dv$, e utilizando-se a equação (3.16), obtém-se a expressão para o coeficiente de variação σ/v_m, apresentada abaixo.

$$(\sigma/v_m)^2 = \left[\frac{\Gamma(1+2/k)}{\Gamma^2(1+1/k)}\right] - 1. \qquad \text{equação 3.17}$$

Por fim, utiliza-se uma aproximação de (3.17) e a equação (3.16) para se obter as expressões para o cálculo dos parâmetros C e k, conforme apresentado a seguir.

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_m}\right)^{1{,}086}, \qquad \text{equação 3.18}$$

$$C = \frac{v_m}{\Gamma(1+1/k)}. \qquad \text{equação 3.19}$$

A distribuição de Rayleigh é monoparamétrica, e depende apenas da velocidade média. É um caso particular da distribuição de Weibull, quando k = 2. Esta distribuição é muitas vezes utilizada, por ser obtida de forma mais simples, já que necessita apenas da velocidade média para

sua definição. Entretanto, por possuir apenas um parâmetro ajustável, não é tão f exível quanto a distribuição de Weibull, para o melhor ajuste às faixas de velocidade medidas.

3.6 Conversão Eólica

A principal característica do vento a ser analisada quando se visa ao aproveitamento eólico para geração de eletricidade é a velocidade. A potência contida no vento é proporcional ao cubo de sua velocidade, tornando evidente a importância deste parâmetro em projetos de sistemas eólicos. Isto faz com que estudos detalhados das características do vento sejam fundamentais para a elaboração de projetos confiáveis e precisos de sistemas eólicos.

Após a realização de estudos do comportamento dos ventos em determinado local, deve-se quantificar a energia gerada, para a definição de estratégias de dimensionamento relacionadas à carga a ser atendida, modelo e quantidade de aerogeradores a serem instalados, entre outras. Para isso, alguns conceitos básicos devem ser apresentados.

Seja um f uxo de vento com velocidade v, através de um cilindro de área de seção transversal A e comprimento L, como mostrado na figura 3.20.

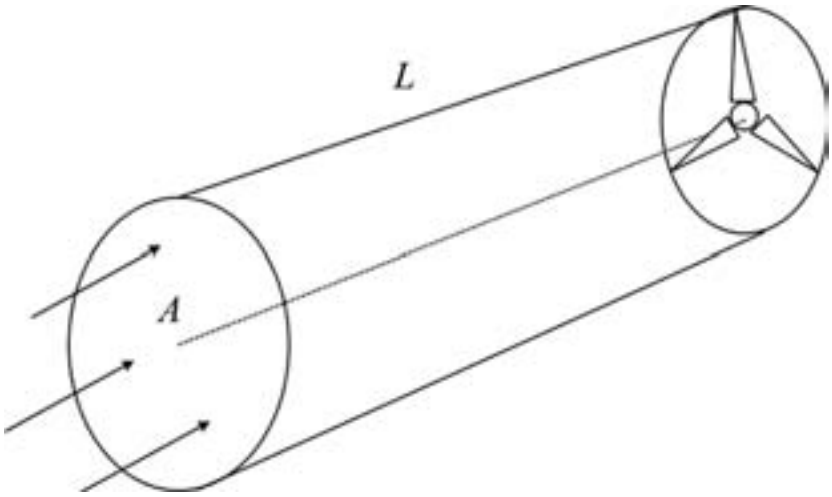


Figura 3.20 – Fluxo de vento através de um cilindro de área A e comprimento L

Uma massa m, em movimento, possui energia cinética (E_C) dada pela equação:

$$E_C = \frac{1}{2} m v^2 . \qquad \text{equação 3.20}$$

Como a potência é definida pela variação da energia no tempo, faz-se uso das equações (1.1) e (3.20) para obter-se:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 , \qquad \text{equação 3.21}$$

onde o termo dm/dt representa a taxa de f uxo de ar que passa pelo cilindro. A massa de ar no cilindro é dada pelo produto entre a densidade do ar e o volume do cilindro, ou seja, m=ρ(AL). Como a variação do comprimento L no tempo é igual à velocidade, a derivada dm/dt é igual a ρAv que, ao ser substituída na equação (3.21), resulta na expressão para a potência, dada em J/s ou W:

$$P = \frac{1}{2}\rho A v^3 . \qquad \text{equação 3.22}$$

A expressão acima pode também ser apresentada sob a forma da equação (3.23), que é a densidade de potência, ou potência por unidade de área, dada em W/m².

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3 . \qquad \text{equação 3.23}$$

O valor da densidade do ar, ρ, sob condições padrões (ao nível do mar e temperatura ambiente de 15 °C) é de 1,225 kg/m³, valor usualmente utilizado pela indústria de energia eólica [ROHATGI e NELSON, 1994]. Para cálculos ainda mais precisos, utilizam-se as equações (3.24) e (3.25) para a determinação de valores de ρ. A primeira conhecendo-se a pressão atmosférica (Pr), dada em hPa, e a temperatura (T), em °C, e a segunda conhecendo-se apenas a altitude (z), em metros.

$$\rho = \frac{0{,}3484\, P_\gamma}{273{,}185+T} , \qquad \text{equação 3.24}$$

$$\rho = 1{,}225 - (1{,}194 \cdot 10^{-4})z . \qquad \text{equação 3.25}$$

De posse da potência disponível, podem-se estimar os valores da energia gerada durante um determinado intervalo de tempo. Esse valor é normalmente fornecido em kWh, e é obtido pela integração da potência no tempo de operação do aerogerador.

Diversos fatores limitam a potência efetivamente aproveitada por um sistema eólico para conversão em energia elétrica. Esses fatores são representados pelo coeficiente de potência, C_P, que representa a parcela de potência do vento que pode efetivamente ser aproveitada por uma turbina eólica. Seu máximo teórico é definido pelo limite de Betz (16/27, ou ≈ 0,593), porém alcança valores menores na prática. A inclusão desse parâmetro transforma a equação (3.22) em:

$$\rho = \frac{1}{2} C_P \rho A v^3 , \qquad \text{equação 3.26}$$

sendo P a potência mecânica disponível no eixo da turbina do aerogerador.

As fontes de perdas em um aerogerador, que contribuem para a redução da potência final (elétrica) para valores significativamente mais baixos que aqueles obtidos pela equação (3.22), são as perdas aerodinâmicas nas pás, as perdas nos componentes da máquina, tais como mancais, caixa multiplicadora de velocidade e gerador, além das perdas relacionadas ao fato de o rotor eólico operar apenas em uma determinada faixa de velocidades de vento. Esses fatores são apresentados no item seguinte.

3.7 Aerogeradores

O aerogerador, também chamado algumas vezes de turbina eólica[2], é o componente do sistema eólico responsável pelo aproveitamento da energia cinética dos ventos, transformando-a inicialmente em energia mecânica de rotação e, em seguida, em energia elétrica necessária à alimentação de diversas cargas, ou para ser entregue à rede elétrica. Para desempenhar satisfatoriamente essas funções, o aerogerador é constituído de diversos componentes e sub-sistemas, com características particulares dependentes da aplicação. A figura 3.21 apresenta as principais partes constituintes de um determinado modelo de aerogerador.

1- Grua de manutenção
2- Gerador
3- Sistema de refrigeração
4- Unidade de controle
5- Sistema de multiplicação
6- Eixo principal
7- Sistema de bloqueio do rotor
8- Pá
9- Cubo do rotor
10- Cone
11- Suporte das pás
12- Nacele
13- Sistema hidráulico
14- Amortecedor
15- Anel de orientação
16- Freio
17- Torre
18- Sistema de orientação
19- Eixo de alta velocidade

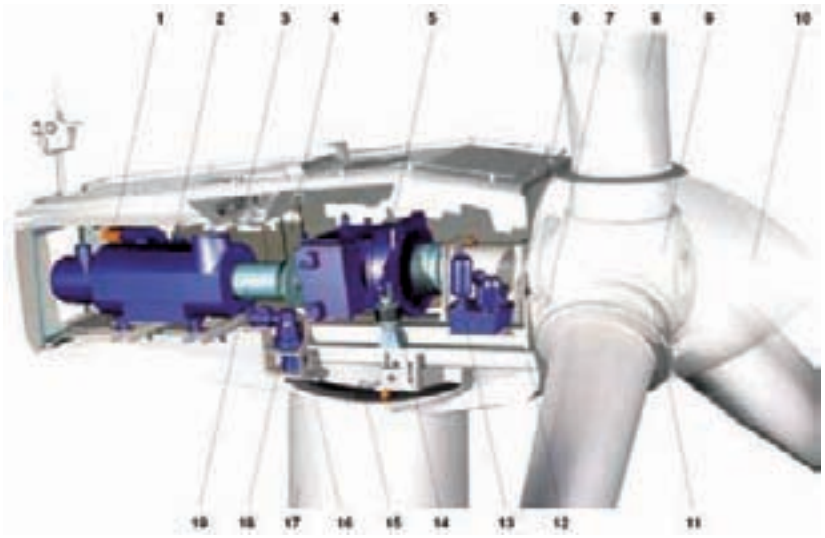


Figura 3.21 – Algumas partes constituintes de um aerogerador
Fonte: GAMESA, 2007

Vale frisar que alguns dos componentes apresentados na figura acima são particulares para determinados modelos de aerogeradores. O rotor, constituído pelo cubo, cone e pás, o gerador, a torre e a nacele são alguns dos componentes mais característicos de aerogeradores, necessários para o bom funcionamento de qualquer modelo e em qualquer aplicação. Em contrapartida, sistemas de transmissão e orientação, por exemplo, são utilizados apenas para determinadas configurações de aerogeradores. Os sub-itens seguintes tratam de todos os componentes característicos de sistemas eólicos, discutindo a aplicação de cada um deles.

3.7.1 Turbina Eólica

O rotor é o componente mais característico de um sistema eólico, sendo o responsável direto pelo aproveitamento da energia cinética dos ventos. É constituído por um determinado número de pás, as quais utilizam a força dos ventos para impulsionar o rotor e fazê-lo girar em torno de seu eixo, que pode ser horizontal ou vertical.

Entre os critérios de classificação de rotores eólicos, a direção do seu eixo de rotação em relação ao vento é o mais importante. Turbinas eólicas de eixo horizontal possuem seu eixo de rotação situado paralelamente à direção do vento, sendo os modelos mais comuns aqueles

[2] Deve-se preferir o termo aerogerador, pois turbina eólica é apenas uma das partes da máquina completa.

constituídos por três pás. Já as turbinas de eixo vertical possuem seu eixo de rotação situado perpendicularmente à direção do vento, e as mais comuns são os modelos Darrieus e Savonius. As figuras 3.22 e 3.23 apresentam exemplos de aerogeradores de eixos horizontal e vertical, respectivamente.

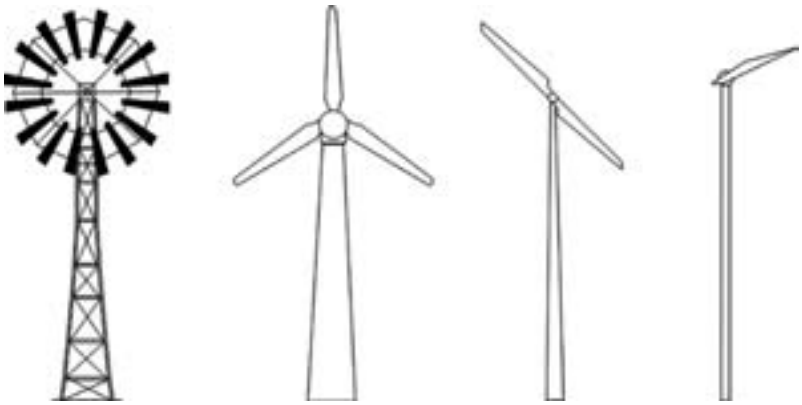


Figura 3.22 – Aerogeradores de eixo horizontal, da esquerda para a direita: multipás, três pás, duas pás e uma pá

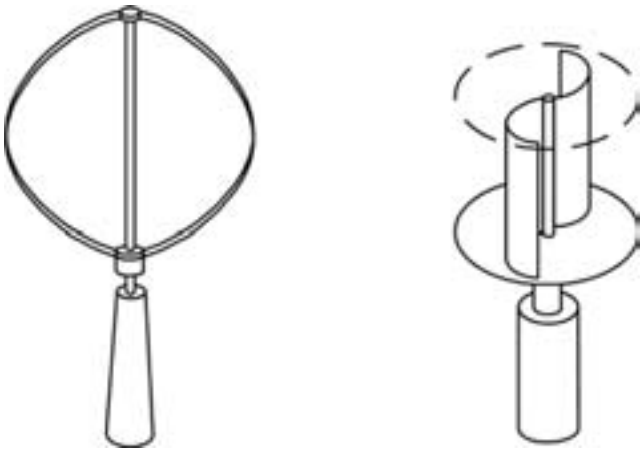


Figura 3.23 – Aerogeradores de eixo vertical, da esquerda para a direita: Darrieus e Savonius

As turbinas eólicas de eixo horizontal, principalmente aquelas de três pás, são atualmente muito mais utilizadas para geração de energia elétrica do que as de eixo vertical. Isso ocorre principalmente em função do maior rendimento das turbinas de eixo horizontal. Em contrapartida, as de eixo vertical possuem como vantagens o fato de não necessitarem de mecanismos de orientação ao vento e todo o equipamento responsável pela conversão eólio-elétrica estar normalmente situado ao nível do solo. Como algumas desvantagens em relação às turbinas de eixo horizontal, as de eixo vertical do tipo Darrieus não partem automaticamente e seu torque f utua à medida que as pás movem-se a favor e contra a direção do vento [WALKER e JENKINS, 1997].

Outro critério de classificação de rotores eólicos está relacionado às forças predominantes atuantes sobre o mesmo, que podem ser de sustentação (*lift*) ou de arrasto (*drag*). Detalhes teóricos sobre o surgimento dessas forças são vistos mais adiante. As forças de arrasto e sustentação podem ser verificadas tanto em turbinas eólicas de eixo vertical quanto de eixo horizontal. As turbinas baseadas na força de arrasto apresentam baixas velocidades (menores que a velocidade de vento), baixo rendimento aerodinâmico e torque relativamente alto no eixo do rotor. Exemplos

típicos desse modelo são os tradicionais cata-ventos multipás e as turbinas Savonius. Já os rotores baseados na força de sustentação apresentam altas velocidades (normalmente muitas vezes maior que a de vento), alto rendimento aerodinâmico e baixo torque.

Para geração de eletricidade, deseja-se que o eixo do rotor opere com altas velocidades. Este fato, aliado à maior eficiência aerodinâmica de equipamentos de sustentação, tornam-nos mais indicados para a geração de eletricidade. Entre as turbinas mais comuns desta categoria estão as de eixo horizontal de três pás e a Darrieus.

Outro critério também importante para classificar os aerogeradores é a orientação de seu rotor com relação ao vento. Existem dois tipos: aqueles que possuem seu rotor a montante da torre (*upwind*) e aqueles cujo rotor encontra-se a jusante da torre (*downwind*). Rotores do tipo *downwind* apresentam como vantagem o fato de não necessitarem de mecanismos de orientação ao vento; porém, a própria torre torna-se um obstáculo ao f uxo de vento, o que pode ocasionar maiores perdas. Esta desvantagem torna esses tipos de rotores menos utilizados que os *upwind*, pois estes, apesar de necessitarem de dispositivos de orientação, são mais eficientes. A figura 3.24 ilustra ambos os tipos de rotores.

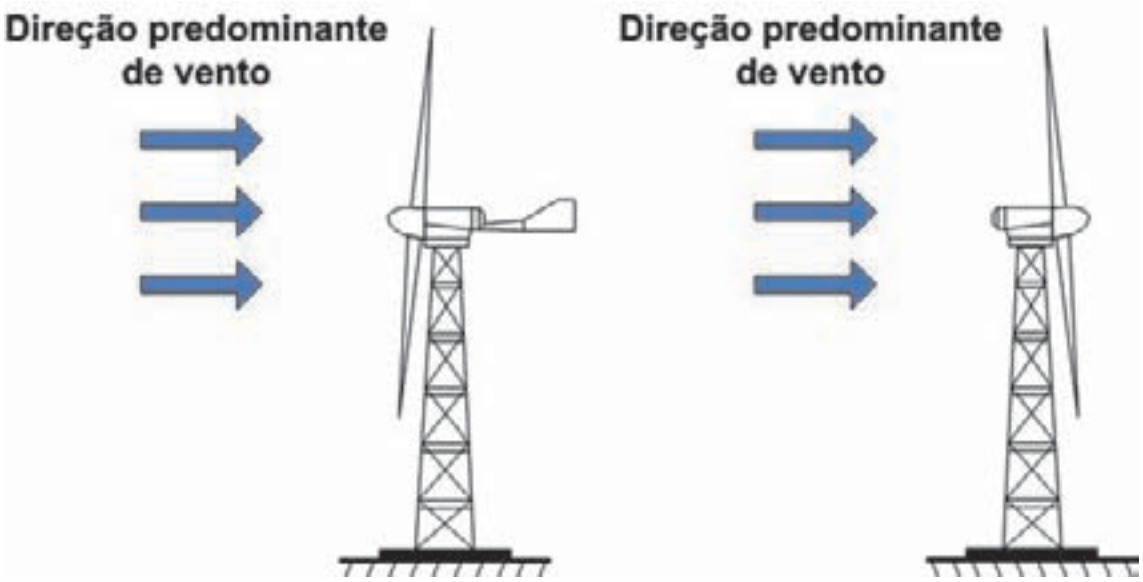


Figura 3.24 – Tipos de rotores com relação à sua orientação, da esquerda para a direita: *upwind* e *downwind*

A tabela 3.3 apresenta um resumo sobre alguns tipos de rotores eólicos existentes, classificando-os segundo os critérios abordados no presente item.

Tipo de rotor	Eixo	Força predominante	Velocidade de rotação	Torque	Carga típica
	horizontal	sustentação	alta	Baixo	gerador elétrico
	horizontal	arrasto	baixa	Alto	bomba hidráulica
	horizontal	sustentação	moderada	moderado	gerador elétrico / bomba hidráulica

	vertical	sustentação	alta	Baixo	gerador elétrico
	vertical	arrasto	baixa	Alto	bomba hidráulica

Tabela 3.3 – Alguns modelos de rotores eólicos

Para se compreender como os ventos atuam sobre as pás de um rotor eólico de eixo horizontal, faz-se uso da teoria de aerofólios aplicada a um elemento da pá de um rotor eólico de eixo horizontal, como visto na figura 3.25.

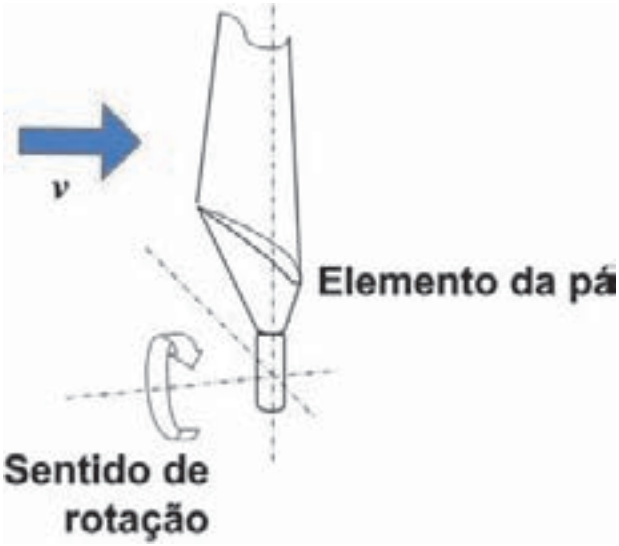


Figura 3.25 – Elemento da pá de um rotor de eixo horizontal

Esse elemento apresenta um perfil como o ilustrado na figura 3.26. A linha média é uma linha imaginária que divide as superfícies posterior e inferior do aerofólio, cujos pontos extremos situam-se nas bordas de ataque e fuga. A linha reta que liga essas duas bordas dá origem à linha de corda, sendo a distância entre as bordas conhecida simplesmente como corda (c). Finalmente, o ângulo de ataque (α) é aquele compreendido entre a velocidade relativa de vento (v_r) e a linha de corda [MANWELL *et alii*, 2002].

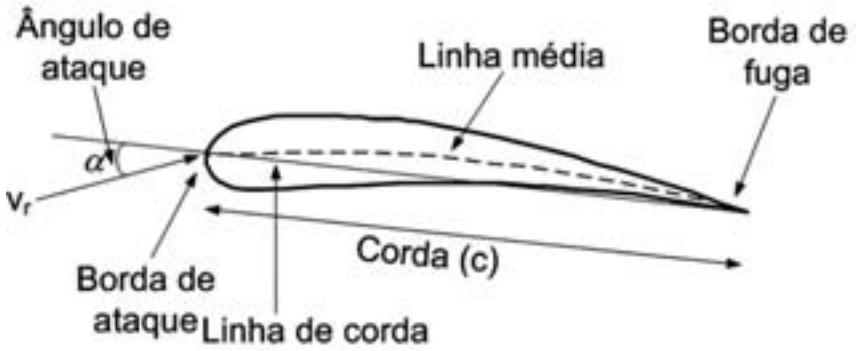


Figura 3.26 – Perfil típico de uma pá

A velocidade relativa é obtida para cada seção transversal da pá, através do triângulo de velocidades formado pela velocidade no plano de rotação, $v_{2/3}=(2/3)v$, e pela velocidade da pá na direção do deslocamento, u = ωR, resultante da velocidade angular (de rotação) da pá (ω) e do raio do rotor (R) no ponto considerado [GASCH e TWELE, 2002].

Quando o f uxo de ar passa pelo aerofólio há o surgimento de forças distribuídas sobre a sua superfície. A velocidade do f uxo aumenta sobre a superfície convexa do aerofólio, resultando em menores pressões, se comparadas com as pressões do lado côncavo. Além disso, há também o surgimento de atritos viscosos entre o ar e a superfície do aerofólio, causando uma redução na velocidade de vento em regiões próximas à superfície do aerofólio. A resultante dessas forças é usualmente representada por duas forças e um momento, que agem no aerofólio a uma distância de c/4 da borda de ataque [MANWELL *et alii*, 2002]. Essas forças são as forças de sustentação (L, do inglês *lift*) e arrasto (D, do inglês *drag*), e o momento é conhecido como momento de passo (M), ou, da literatura inglesa, *pitching moment*. Por fim, o ângulo formado entre o plano de rotação e a linha de corda é conhecido como ângulo de passo (β). A figura 3.27 ilustra esses conceitos, além de representar o triângulo de velocidades anteriormente citado.

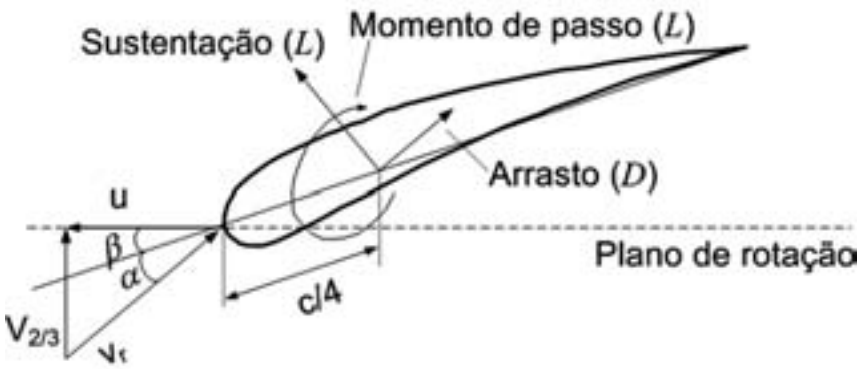


Figura 3.27 – Conceitos referentes à teoria do aerofólio

A força de sustentação é uma força perpendicular à direção da velocidade relativa de vento, conseqüência da distribuição desigual de pressão entre as superfícies superior e inferior do aerofólio. A força de arrasto é paralela à direção da velocidade relativa, dependente das forças de atrito viscoso na superfície do aerofólio e das pressões desiguais em ambas as extremidades do aerofólio, aquelas voltadas a favor e contra a direção do vento. O momento de passo age sobre um eixo perpendicular à seção transversal do aerofólio. As forças de sustentação e arrasto originam uma das classificações de rotores eólicos, descrita anteriormente.

A sustentação, o arrasto e o momento de passo podem ser expressos por meio de coeficientes aerodinâmicos adimensionais do aerofólio, dados respectivamente pelas equações (3.27), (3.28) e (3.29) [WALKER e JENKINS, 1997].

$$C_L = \frac{L}{½\rho A v^2}\,, \qquad \text{equação 3.27}$$

$$C_D = \frac{D}{½\rho A v^2}\,, \qquad \text{equação 3.28}$$

$$C_M = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho c A v^2}, \qquad \text{equação 3.29}$$

Além das variáveis presentes nas equações acima, os coeficientes de sustentação e arrasto são fortemente dependentes do ângulo de ataque (α). Para α = 0, a sustentação também é igual a zero e apenas um pequeno arrasto é verificado. O crescimento inicial de α apresenta uma relação de crescimento linear com L e D, para valores de 0° a aproximadamente 10°. Para valores maiores que 15° a sustentação é reduzida e o arrasto aumenta [GASCH e TWELE, 2002].

As turbinas eólicas modernas desenvolvidas para geração de eletricidade devem possuir as pás do rotor confeccionadas com perfil tal que produzam elevados coeficientes de sustentação. Como esse parâmetro é diretamente proporcional ao ângulo de ataque, as pás de rotores eólicos geralmente apresentam torções ao longo de suas estruturas para garantir um ângulo de ataque ótimo e aproximadamente constante. Turbinas eólicas modernas apresentam, geralmente, perfis do tipo plano-convexo (Göttingen) ou biconvexo (NACA). As pás são normalmente fabricadas com materiais compostos, fibra de vidro reforçada, alumínio, e até mesmo madeira, dependendo da aplicação. As figuras 3.28 e 3.29 mostram, respectivamente, pás de fibra de vidro confeccionadas para turbinas eólicas de pequeno porte e alguns tipos de perfis conhecidos.

Figura 3.28 – Pás de turbinas eólicas de pequeno porte

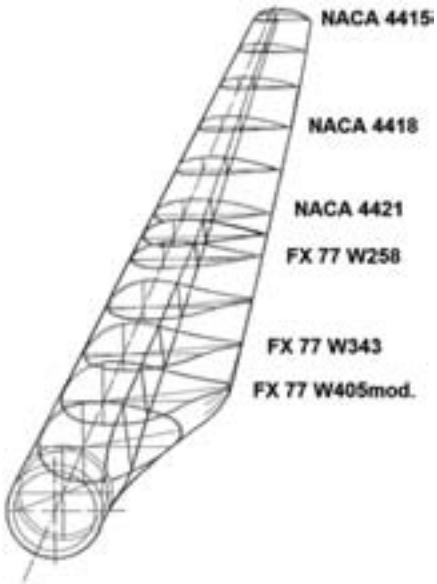


Figura 3.29 – Perfis de pás de turbinas eólicas [GASCH AND TWELE, 2002]

Além das pás, outro componente característico do rotor eólico é o cubo, cuja função é conectar as pás do rotor ao eixo principal, que atua como transmissor da potência gerada pelas pás ao restante do sistema. A figura 3.30 apresenta o cubo de uma turbina eólica de grande porte, onde pode ser visto, na parte interna, o ponto de acoplamento das pás ao eixo principal.

Figura 3.30 – Cubo de um aerogerador de grande porte

3.7.2 Sistema de Multiplicação de Velocidade

O sistema de multiplicação de velocidade tem como função básica a elevação da velocidade de rotação do rotor a valores adequados para uma produção de energia eficiente do gerador. A caixa de multiplicação está conectada ao rotor através do eixo principal, também chamado de eixo de baixa velocidade, e ao gerador através do eixo secundário, ou de alta velocidade.

Velocidades angulares típicas de rotores eólicos situam-se na faixa de 20 a 50 rpm. [WALKER e JENKINS, 1997], enquanto que alguns geradores operam em rotações bem mais elevadas, entre 1.200 e 1.800 rpm., tornando, nesses casos, fundamental a utilização do sistema de multiplicação. Entretanto, tal sistema apresenta algumas desvantagens, por ser um componente pesado e ruidoso, além de apresentar custos adicionais de manutenção.

Para solucionar tais problemas, há algum tempo vêm sendo desenvolvidos aerogeradores com conexão direta entre rotor e gerador, sem a necessidade do sistema de multiplicação, sendo chamados de aerogeradores de acoplamento direto (*direct-drive*). Esses tipos de aerogeradores podem apresentar diversos benefícios, como reduções no custo, no tamanho e no peso do conjunto, além de menor ruído.

A eficiência do sistema de multiplicação varia entre 95% e 98%, dependendo basicamente do tipo de eixo utilizado e da lubrificação [BURTON *et alii*, 2001].

3.7.3 Gerador Elétrico

Existem duas principais classes de geradores elétricos normalmente utilizados em sistemas eólicos: geradores síncronos e geradores assíncronos, ou de indução. Em determinados tipos de aplicações de pequena escala podem ainda ser utilizados geradores de corrente contínua. Os geradores são componentes fundamentais de sistemas eólicos, estando conectados ao rotor através de eixos de baixa e alta velocidades e caixas de multiplicação, ou diretamente (*direct-drive*). Dentre essas opções

de geradores para utilização em sistemas eólicos, a melhor escolha depende de vários fatores.

Antes de descrever os três tipos de geradores, conceitos de sistemas operando em velocidade constante e variável devem ser apresentados. De maneira geral, aerogeradores operando a velocidade constante são aqueles onde a velocidade de rotação do rotor é fixa, normalmente associada a geradores assíncronos conectados diretamente à rede elétrica. Já aerogeradores operando a velocidade variável apresentam rotores girando com velocidade angular variável, podendo ser associados à utilização de conversores de potência e geradores síncronos [ROSAS e ESTANQUEIRO, 2003].

Rotores operando a velocidades constantes apresentam como vantagem principal o fato de utilizarem sistemas mais simples de geração e entrega de energia à carga. Entretanto, sistemas de velocidades variáveis apresentam como vantagens a redução de cargas mecânicas impostas à nacele, devido ao fato do rotor operar como um grande volante, além de apresentarem melhor desempenho aerodinâmico e aproveitarem melhor a faixa de velocidades do vento.

Além dessas duas classificações, outra, que poderia ser considerada intermediária, é a operação a duas velocidades. Atualmente, tais sistemas operam com geradores cujos números de pólos podem variar entre dois valores, o que representa um grande avanço com relação aos sistemas de duas velocidades desenvolvidos no passado, onde havia a necessidade da utilização de dois geradores, um para cada velocidade de rotação do rotor, tornando o projeto mais caro e complexo.

Geradores de corrente contínua (CC)

O gerador CC consiste em uma armadura girante (rotor) cercada por um enrolamento de campo estacionário (estator), que induz uma corrente no enrolamento da armadura, cuja saída é continuamente comutada para que a corrente f ua sempre na mesma direção. Outra configuração baseia-se na substituição do enrolamento de campo por ímãs permanentes. A utilização de comutadores e escovas torna os geradores CC menos confiáveis, além de representar aumentos de custos iniciais e de manutenção [CARLIN *et alii*, 2001]. Para resolver esse problema, alguns geradores CC modernos são do tipo sem escovas (*brushless*). Atuando como motor, o f uxo de corrente na armadura irá gerar um binômio de forças, com a conseqüente geração de um torque. De maneira inversa, no gerador, se a armadura for rotacionada, uma tensão será gerada de acordo com a Lei de Faraday. Com a presença de um circuito fechado, haverá circulação de corrente, que irá aumentar à medida que aumentar a velocidade do rotor.

A utilização em maior escala de geradores CC concentra-se no início do século passado e atualmente são empregados em um número reduzido de sistemas, como aqueles de pequeno porte para carregamento de baterias.

Geradores síncronos (GS)

O rotor de um gerador síncrono possui um enrolamento de campo pelo qual passa uma corrente contínua, gerando um campo magnético constante. Portanto, o rotor irá sempre girar a velocidade constante e em sincronismo com o campo do estator e a freqüência da rede. O estator de geradores síncronos consiste de um enrolamento trifásico em um núcleo de ferro laminado, produzindo um campo magnético girante a uma velocidade constante [WALKER e JENKINS, 1997].

A fonte de geração do campo magnético no rotor é responsável pela classificação de geradores síncronos em duas classes principais. Para casos onde o campo é gerado por uma corrente provida por um pequeno gerador CC disposto sobre o eixo do rotor do gerador, o gerador é chamado de gerador bobinado. Caso a fonte seja substituída por ímãs permanentes, o gerador é conhecido como gerador síncrono de ímãs permanentes. As vantagens desta última classe

são a relativa simplicidade e a não utilização de fonte de excitação externa (CC) para gerar o campo magnético [MANWELL *et alii*, 2002]. Comercialmente, até pouco tempo esses geradores eram fabricados para utilização apenas em aerogeradores de pequeno porte, normalmente até 10 kW de potência nominal. Recentemente, o seu desenvolvimento para sistemas de grande porte atingiu escala comercial, já sendo encontrados no mercado em aerogeradores na faixa de 3 MW de potência.

O enrolamento da armadura do gerador é um indutor, podendo ser representado por uma reatância síncrona (X_S) em série com uma resistência (R_S), de valor muito pequeno se comparado à reatância. A figura 3.31 mostra o circuito equivalente de uma máquina síncrona, com E sendo a tensão gerada na armadura estacionária e V a tensão terminal.

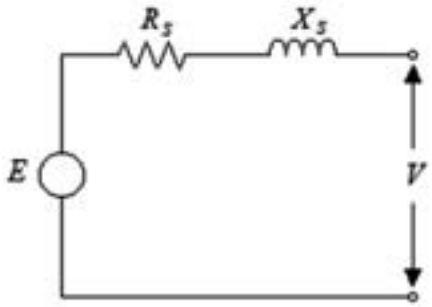


Figura 3.31 – Circuito equivalente de uma máquina síncrona

Como principal característica, os geradores síncronos apresentam a velocidade do rotor proporcional à freqüência elétrica da rede na qual estão conectados. Se o gerador operar isoladamente, a freqüência da rede é determinada pela sua velocidade de rotação; caso a rede possua outras fontes de geração e seja mais forte, ela forçará o gerador síncrono a girar na mesma velocidade. Conectado a redes fortes, o gerador síncrono deve operar necessariamente a velocidade constante; já isoladamente, a velocidade e a freqüência serão determinadas pela velocidade de vento, em casos onde não seja verificada a presença de controladores [CARLIN *et alii*, 2001]. Normalmente, aerogeradores com geradores síncronos são conectados à rede através de conversores de potência, tais como retificadores, conversores de freqüência, entre outros.

A velocidade síncrona de rotação do gerador, n_S, em rotações por minuto (rpm), é dada pela equação (3.30), sendo f a freqüência da rede em hertz (Hz) e p o número de pólos.

$$n_s = \frac{60f}{p/2}. \qquad \text{equação 3.30}$$

A principal vantagem de geradores síncronos é que seu f uxo de potência reativa pode ser controlado. Com o aumento da corrente de campo, a potência reativa pode ser entregue à rede; de forma inversa, com a diminuição da corrente o gerador pode solicitar potência reativa da rede.

A figura 3.32 apresenta configurações de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos. O conversor de potência presente nos esquemas depende da aplicação, podendo corresponder a diversos tipos de componentes eletrônicos de potência. Na figura, os conversores correspondem a retificadores conectados ao rotor em (a), (b) e (c), a retificadores conectados ao estator em (d), e a conversores de freqüência em (b), (c) e (d) [HANSEN *et alii*, 2001].

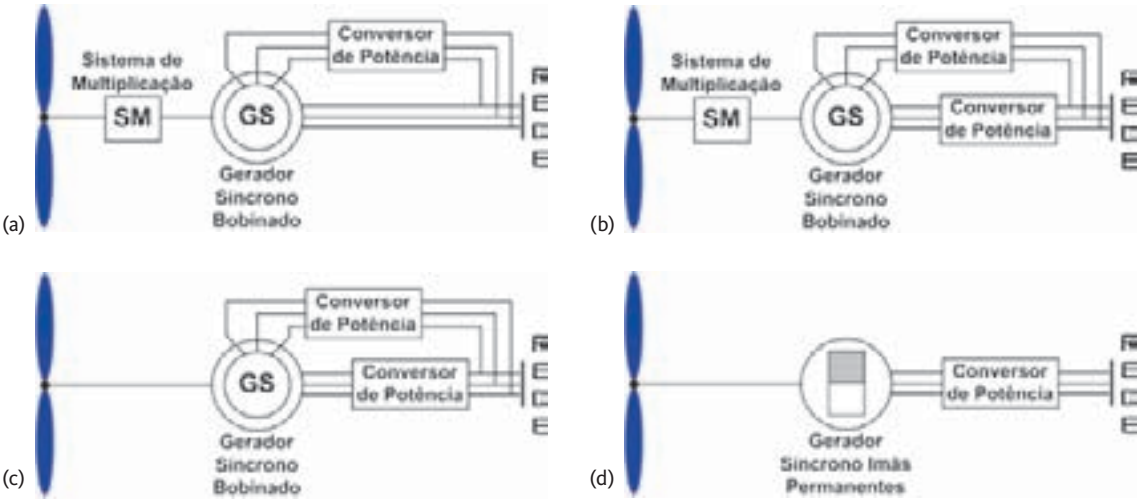


Figura 3.32 – Configurações de sistemas eólicos com geradores síncronos

Geradores assíncronos ou de indução (GI)

Geradores de indução apresentam seus rotores configurados de duas formas básicas. Na primeira, e mais comum, o rotor consiste em barras condutoras curto-circuitadas em suas extremidades. As barras fazem o rotor se assemelhar a uma gaiola, daí a sua classificação como geradores de indução em gaiola. A segunda é semelhante, sendo que há a presença de enrolamentos no rotor, resultando no chamado gerador bobinado. Dependendo da forma como o gerador bobinado é utilizado, ele pode ser conhecido como gerador de indução duplamente excitado [MANWELL *et alii*, 2002]. O estator de geradores de indução se assemelha bastante ao de geradores síncronos, já explanado anteriormente.

Os geradores de indução não apresentam qualquer conexão elétrica em seu rotor, sendo a corrente induzida pelo movimento relativo do rotor contra o campo girante produzido pelo estator. Se a velocidade do rotor for igual à velocidade do campo girante do estator, não há movimento relativo e, conseqüentemente, não há corrente induzida. Por isso, a velocidade de operação do gerador de indução é sempre levemente superior à velocidade do campo girante. Essa diferença entre as velocidades é conhecida como escorregamento (s), parâmetro que representa uma característica peculiar da máquina de indução, sendo calculado através da equação (3.31), onde n é a velocidade de operação do rotor. Durante operação normal, o escorregamento é aproximadamente igual a 1% [WALKER e JENKINS, 1997].

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} . \qquad \text{equação 3.31}$$

Outras características de geradores de indução podem ser obtidas pela análise do circuito equivalente da figura 3.33, onde I, I_M e I_R são, respectivamente, as correntes do estator, de magnetização, e do rotor, X_{LS}, X'_{LR} e X_M são as reatâncias indutiva de fuga do estator, indutiva de fuga do rotor, e de magnetização, respectivamente, e R'_R e R_M são as resistências do rotor e a paralela à indutância mútua.

Entre as vantagens do gerador de indução estão a sua operação assíncrona, que permite maior f exibilidade quando a velocidade de vento está f utuando, a sua simples e robusta estrutura e seu custo relativamente mais baixo.

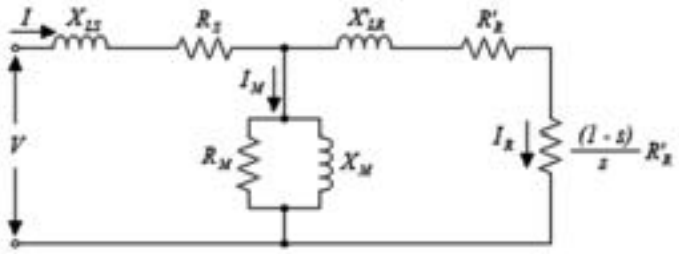


Figura 3.33 – Circuito equivalente de uma máquina de indução

Entre as desvantagens, a mais importante é a necessidade de excitação externa do campo magnético. Outras desvantagens estão relacionadas à geração de potência reativa e à alta corrente de partida do gerador. Mesmo quando o gerador não está fornecendo potência ativa, há necessidade de potência reativa para a magnetização de seu núcleo de ferro, causando perdas elétricas adicionais à rede. Uma forma de se solucionar este problema está na instalação de bancos de capacitores ou conversores de freqüência para correção do fator de potência. Com relação à alta corrente de partida, também produzida no momento da magnetização do núcleo, a solução usual é a utilização de *soft-starters*.

Geradores de indução são muito mais utilizados em sistemas de velocidade constante, se comparados a geradores síncronos. No caso de sistemas a velocidade variável não há uma predominância bem definida, a escolha dependerá basicamente da aplicação.

A figura 3.34 apresenta configurações de sistemas eólicos utilizando geradores de indução. O conversor de potência segue a mesma definição dada para a figura 3.32. Na figura abaixo, os conversores correspondem a um *soft-starter* em (a), a uma resistência variável ligada ao rotor em (c), e a conversores de freqüência em (b) e (d) [HANSEN *et alii*, 2001].

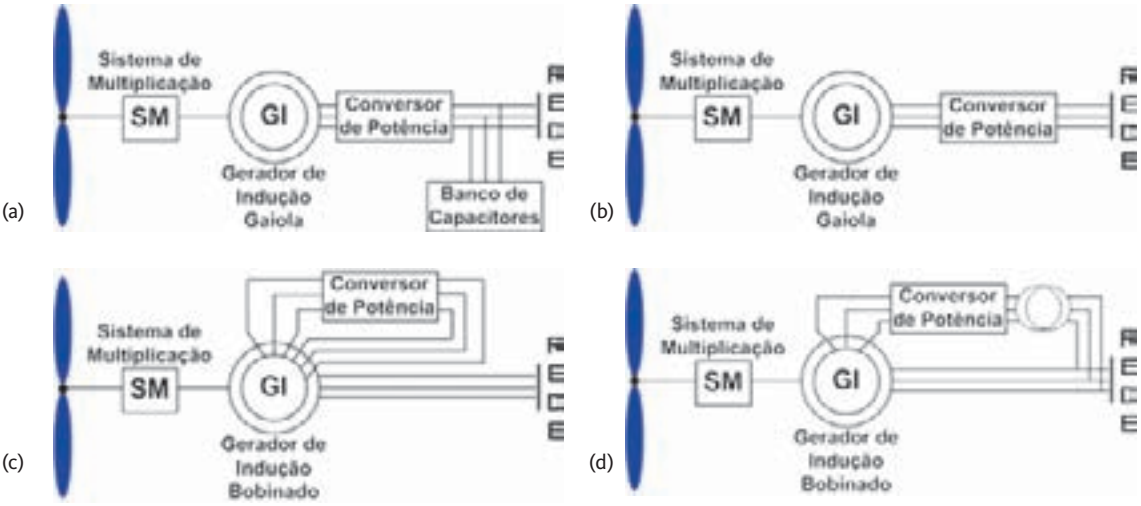


Figura 3.34 – Configurações de sistemas eólicos com geradores de indução

3.7.4 Mecanismos de Controle

Existe uma vasta gama de mecanismos de controle, sejam eles mecânicos, aerodinâmicos ou eletrônicos que podem ser implementados em aerogeradores para melhorar seu desempenho. O presente item enfatiza os mecanismos que visam ao controle da potência extraída pela turbina de acordo com as condições de vento, visto que esses controles são fundamentais não apenas

para proporcionar melhor desempenho ao sistema, como também para garantir a integridade estrutural do conjunto.

Primeira estratégia de controle é a utilização de sistemas de orientação. Rotores de eixo horizontal do tipo *upwind* necessitam de sistemas de orientação ao vento, tanto para manter o seu plano de rotação sempre perpendicular à direção do vento em situações de operação normal, quanto para retirá-lo do vento em situações extremas. Tal sistema utiliza dispositivos eletromecânicos, como motores, rolamentos, discos e engrenagens, e dispositivos eletrônicos, que enviam o sinal coletado por um sensor de direção, normalmente instalado sobre a nacele, ao sistema eletromecânico para que este atue de maneira satisfatória. Em situações emergenciais, quando o rotor deve ser retirado completamente de operação e as estratégias de controle não atuem, o sistema de freio é acionado.

As formas mais usuais de se limitar a potência de aerogeradores são através de dois tipos de controles aerodinâmicos: controle de passo (*pitch*) e por estol (*stall*).

O controle de passo é uma forma de controle ativo, onde a limitação da potência do aerogerador é alcançada através da rotação da pá em torno de seu eixo longitudinal. Enquanto o aerogerador estiver operando em situações de velocidade de vento que estejam abaixo daquelas que forneçam a potência nominal da máquina, o controle permanece inativo. Para valores de velocidade de vento superiores à nominal, o controle deve atuar, girando as pás e, com isso, aumentando seu ângulo de passo e reduzindo o ângulo de ataque. Conceitos de aerodinâmica já discutidos mostram que menores ângulos de ataque resultam em diminuição da força de sustentação, ocasionando menor aproveitamento eólico por parte do rotor, situação desejada para velocidades de vento muito elevadas [BURTON *et alii*, 2001].

Já o controle por estol é uma forma de controle passivo, obtido através do efeito aerodinâmico de descolamento do f uxo de vento. Neste caso, as pás são fixas e o controle atua automaticamente quando, ao ocorrerem velocidades de vento superiores à nominal, o escoamento em torno do perfil da pá descola de sua superfície, reduzindo, com isso, a força de sustentação.

Uma das principais diferenças entre os dois tipos de controle é que no controle de passo a potência permanece constante, igual à nominal, até a velocidade atingir a velocidade de corte. No controle por estol, a potência sofre uma redução antes do corte, efeito do próprio controle aerodinâmico. A figura 3.35 apresenta curvas de potência de aerogeradores operando com controle de passo e por estol.

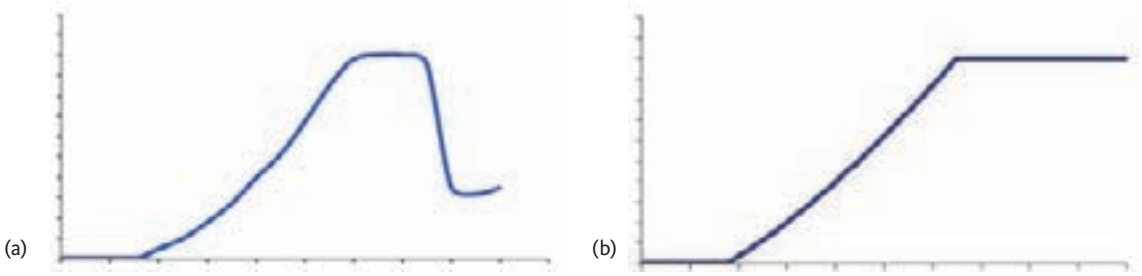


Figura 3.35 – Curvas de potência de aerogeradores com controle (a) por estol e (b) de passo

Antes do advento de aerogeradores de grande porte, da classe de MW, a utilização de sistemas de regulação através do controle por estol predominava. No entanto, atualmente há uma grande predominância de aerogeradores com controle de passo no mercado. Isso se deve, entre outros fatores, ao fato da regulação por passo apresentar maior ganho na potência gerada em velocidades

superiores à nominal, como pode ser notado nas curvas apresentadas na figura 3.35. As vantagens do controle por estol concentram-se principalmente em sua estrutura mais simples, reduzindo o número de peças móveis.

3.7.5 Nacele

A nacele, ou gôndola, é o compartimento responsável pelo abrigo, proteção e sustentação de todos os componentes de um aerogerador, com exceção do rotor. É normalmente fabricada de um material leve, como fibra de vidro. Aerogeradores de grande porte possuem uma grua de manutenção que permite o acesso de pessoal, ferramentas e peças, para executar procedimentos de manutenção. A figura 3.36 apresenta a parte interna da nacele de um aerogerador de grande porte, onde podem ser vistos alguns dos componentes mostrados na figura 3.21.

Figura 3.36 – Vista da parte interna da nacele de um aerogerador de grande porte

3.7.6 Torre

A torre tem como função básica o suporte do rotor e demais componentes do aerogerador, bem como sua localização em uma altura adequada para o aproveitamento da potencialidade eólica disponível no local. Aerogeradores de pequeno porte costumam apresentar torres de alturas muitas vezes maiores que o diâmetro do rotor; já as torres de aerogeradores de grande porte possuem normalmente altura tão grande quanto o diâmetro do rotor. Essa disposição deve ser cuidadosamente observada para garantir sempre o melhor desempenho do sistema, levando em consideração a relação custo/benefício apresentada.

As torres são normalmente de dois tipos: treliçada ou tubular, sendo aço e concreto os materiais mais comuns que as compõem. Podem ser autoportantes ou sustentadas por cabos metálicos (estaiadas). Há alguns anos, devido ao seu porte reduzido, os aerogeradores eram normalmente dispostos em torres treliçadas. Porém, com o aumento do porte e, conseqüentemente, do tamanho e peso dos componentes, torres tubulares têm sido cada vez mais utilizadas. A figura 3.37 mostra exemplos de torres treliçada estaiada e tubular autoportante.

As fundações das torres e de seus cabos de sustentação, quando necessárias, são feitas em concreto, e tanto suas dimensões quanto as da própria torre devem ser tais que confiram a necessária resistência ao conjunto, impedindo-o de sofrer efeitos indesejáveis de cargas relacionadas com condições atmosféricas atípicas.

(a) (b)

Figura 3.37 – Torres: (a) treliçadas; (b) tubulares

3.8 Desempenho de Aerogeradores

O desempenho dos aerogeradores é inf uenciado por diversos fatores, muitos dos quais já comentados no presente capítulo. Porém, três parâmetros são mais fortemente relacionados a cálculos desenvolvidos para se estimar o desempenho de sistemas eólicos: velocidade do vento, diâmetro do rotor e coeficiente de potência do aerogerador. Estes parâmetros foram brevemente abordados anteriormente, culminando com a apresentação da equação (3.26), que fornece a potência mecânica no eixo primário de um aerogerador. O presente item aprofunda a discussão sobre esses fatores, apresentando uma aproximação mais real da equação citada anteriormente.

Como já comentado, a potência extraível de um aerogerador varia com o cubo da velocidade de vento, tornando este o parâmetro mais significativo no processo de conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. Os valores de velocidade de vento aproveitáveis por um rotor eólico dependem da altura de instalação do aerogerador, das condições meteorológicas e da topografia do local de instalação.

Normalmente, são considerados quatro parâmetros de importância referentes a velocidades de vento para conversão de energia eólica em eletricidade. Através da análise da curva de potência de um aerogerador (figura 3.38) e dos conceitos apresentados a seguir, esses parâmetros podem ser compreendidos.

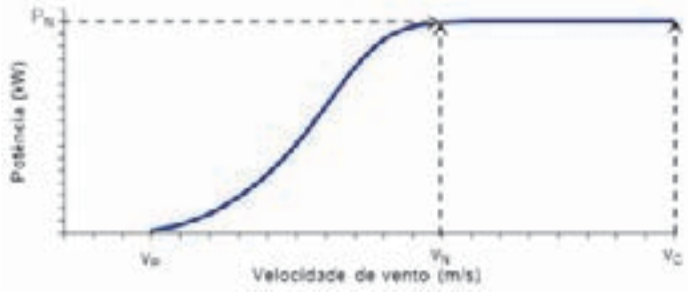


Figura 3.38 – Curva de potência de um aerogerador

- v_P: Velocidade de partida (*cut-in*) – velocidade de vento mínima para que o rotor saia de seu estado de repouso inicial, produzindo torque mecânico e iniciando o movimento das pás e conseqüente geração de energia;
- v_G: Velocidade mínima de geração – valor mínimo de velocidade de vento na qual a geração de energia ainda é possível, determinada pelas perdas na transmissão. É normalmente um valor de velocidade levemente inferior ao de partida;
- v_N: Velocidade nominal – velocidade de vento na qual a potência nominal (P_N) do aerogerador é extraída;
- v_C: Velocidade de corte (*cut-out*) – valor de velocidade de vento na qual a regulação atua para interromper o movimento do rotor eólico, protegendo-o contra cargas excessivamente altas e danos estruturais.

Pode haver, ainda, um quinto valor de velocidade de vento, pouco utilizado, denominado velocidade de controle, na qual o rotor sofre a ação de uma regulação (controle por estol) de modo a reduzir sua potência de saída. Desta forma, caso a velocidade de vento se estabilize rapidamente em um valor abaixo da de controle, o aerogerador volta a gerar sua potência nominal, sem a necessidade de corte de geração. Outro valor de velocidade, que não diz respeito à geração, mas à integridade da estrutura, é a velocidade de sobrevivência, definida como a máxima velocidade de vento que a estrutura do aerogerador como um todo (incluindo a torre) pode suportar.

O diâmetro do rotor depende basicamente da potência do aerogerador, e sua confecção leva em consideração a relação custo/benefício e o gerador elétrico associado. A figura 3.39 apresenta um rotor de eixo horizontal típico e alguns conceitos básicos relacionados a ele, de onde derivam algumas relações definidas na seqüência.

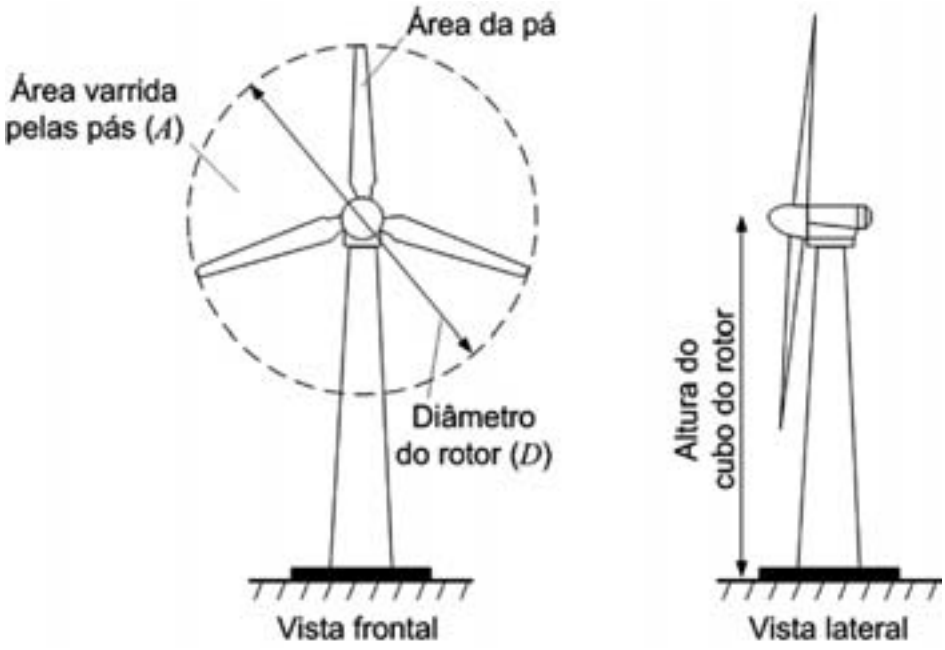


Figura 3.39 – Conceitos relacionados a um rotor eólico

A área varrida pelas pás corresponde à área do disco de rotação do rotor. Sendo D o diâmetro do rotor, a área varrida pelas pás é

$$A = \frac{\pi D^2}{4} .$$ equação 3.32

A relação de velocidade de ponta de pá (TSR, do inglês *tip speed ratio*) é a relação entre a velocidade da ponta da pá (u) e a velocidade do vento não perturbada (v_o), dada pela equação (3.33).

$$TSR = \frac{u}{v} = \frac{\omega R}{v_0} .$$ equação 3.33

A solidez é a relação entre a área das pás e a área de varredura do rotor. A solidez pode fornecer informações importantes a respeito da operação de um aerogerador. Rotores de alta solidez normalmente apresentam alto torque e bom rendimento a velocidades mais baixas. Em contrapartida, rotores de baixa solidez apresentam baixo torque de partida, porém elevado rendimento a altas velocidades. Rotores eólicos de alta solidez, como os multipás, podem apresentar solidez maior que 50%. Já as turbinas eólicas modernas de eixo horizontal e de número reduzido de pás apresentam solidez na faixa de 5 a 10%.

O coeficiente de potência (C_P), definido anteriormente, pode ser representado pela equação (3.34), simplesmente invertendo-se a equação (3.26).

$$C_P = \frac{2P}{\rho A v^3} .$$ equação 3.34

Com a sendo a razão entre as velocidades de vento a jusante (v_j) e a montante (v_m) do rotor eólico (figura 3.40), o valor máximo de C_P é obtido quando [BURTON *et alii*, 2001]:

$$\frac{dC_P}{da} = 4\,(1 - a)(1 - 3a) = 0 ,$$ equação 3.35

o que resulta em a = 1/3 e C_{Pmax} = 16/27 ≈ 0,593. Este valor é conhecido como Limite de Betz e é o máximo valor teórico da potência contida no vento que pode ser aproveitada por uma turbina eólica. Este limite não é devido a questões de projeto ou desenvolvimento, mas sim ao fato de a necessidade do ar conservar uma velocidade que possibilite seu f uxo através do rotor eólico.

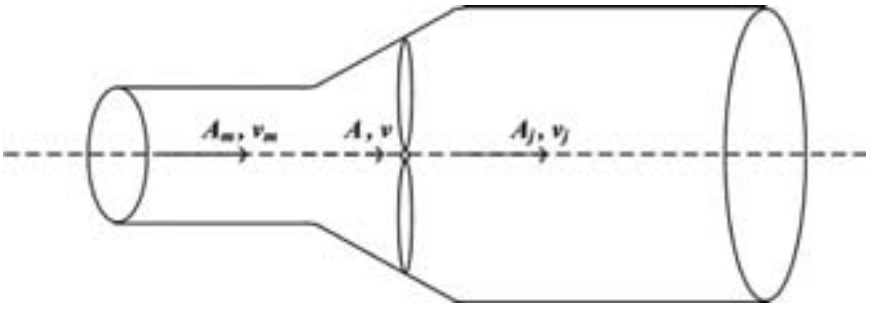


Figura 3.40 – Fluxo de vento ideal através de um rotor eólico

Na prática, valores de C_P são ainda menores, quando introduzidas as perdas aerodinâmicas. O coeficiente de potência típico de um aerogerador moderno encontra-se na faixa de 0,4 ou pouco

maior, o que faz com que a equação (3.26) possa ser reescrita da forma da equação (3.36), como aproximação geral. Vale ressaltar que o coeficiente de potência pode assumir outros valores, de acordo com o tipo de rotor considerado.

$$P = 0{,}2\rho A v^3 . \qquad \text{equação 3.36}$$

Se ao coeficiente de potência forem somadas as perdas relacionadas aos demais componentes do sistema, como as perdas mecânicas em eixos, mancais e sistema de multiplicação, as perdas elétricas no gerador e cabos, entre outras, o valor de C_P é multiplicado pelas eficiências correspondentes, obtendo-se a eficiência global do sistema, e a potência P das equações (3.26) e (3.36) passa a corresponder à potência elétrica disponível para a carga.

Dentre os parâmetros já apresentados, dois são bastante utilizados conjuntamente para se demonstrarem pontos ótimos no aproveitamento eólico: o coeficiente de potência (C_P) e a relação de velocidade de ponta de pá (TSR), que formam o gráfico da figura 3.41, para um ângulo de passo igual a 10°. Nota-se pela figura que existe um valor de TSR que corresponde a C_P máximo. Em sistemas de velocidade fixa, onde a velocidade angular (ω) é constante, esse valor corresponde a um único valor de velocidade de vento, com os demais resultando em um valor de C_P menor. Em contrapartida, em sistemas de velocidade variável, ω também varia e TSR pode ser mantido constante e próximo ao ideal dentro de uma faixa de velocidades de vento.

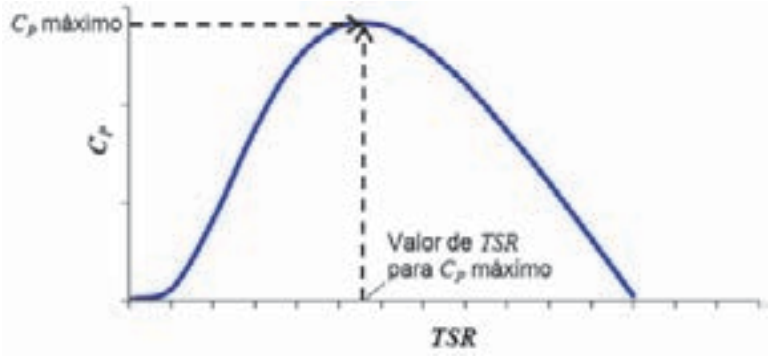


Figura 3.41 – Variação do coeficiente de potência com TSR

Por fim, um parâmetro que indica o rendimento real de um aerogerador sujeito a um dado regime de ventos, já considerando todas as perdas no processo de conversão, é o fator de capacidade (FC), definido pela equação (3.37), que corresponde à razão entre a energia efetivamente gerada e aquela que seria gerada caso o aerogerador operasse sempre com sua potência nominal (dada pelo fabricante), durante um período de tempo Δt considerado. Quanto maior o fator de capacidade do aerogerador, maior a sua eficiência e adaptação ao regime de ventos de determinado local.

$$FC = \frac{\text{energia efetivamente gerada em } \Delta t}{\text{potência nominal} \times \Delta t}, \qquad \text{equação 3.37}$$

Além da definição da equação anterior, o fator de capacidade pode ainda ser definido incluindo-se as perdas de geração resultantes do tempo em que o aerogerador encontra-se inoperante devido a paradas para manutenção, programadas ou não. Isto também pode ser definido como a disponibilidade da máquina.

3.9 Aplicações de Sistemas Eólicos

A versatilidade e a modularidade estão entre as principais vantagens de sistemas eólicos. Versatilidade, por serem utilizados em inúmeras aplicações, de sistemas isolados para atendimento de carga específica (iluminação, bombeamento de água), a sistemas interligados à rede com o objetivo de compor sistemas de geração distribuída. Modularidade, pelo fato de o sistema de geração poder ser rapidamente acrescido para se adequar a situações como aumento de carga, possibilidade de aumento de receita, no caso de sistemas interligados, entre outros. Essas modificações podem prever a entrada em operação de outros aerogeradores, ou ainda a inserção de outras fontes, formando um sistema híbrido de geração de energia.

Aplicações típicas de sistemas eólicos estão relacionadas à produção de energia elétrica. Outros sistemas, como os de bombeamento de água, são atualmente utilizados em menor escala. As aplicações mais comuns de sistemas eólicos para geração de energia são os sistemas isolados e interligados à rede, sendo a fonte eólica a única a compor o sistema de geração, ou em configurações híbridas. Para definir esses sistemas de forma mais detalhada, são apresentadas outras duas classificações bastante conhecidas de sistemas eólicos: quanto ao seu porte e quanto ao local de sua instalação.

Na década de 70, após a crise do petróleo, iniciou-se no mundo uma busca por novas opções que tornassem a matriz energética mais diversificada. Essa época representou um marco na produção comercial de aerogeradores. Desde meados dos anos 80, a potência dos aerogeradores apresentou um crescimento muito significativo, com os diâmetros dos rotores também atingindo números bastante elevados. A figura 3.42 apresenta a evolução no porte de aerogeradores ao longo de duas décadas.

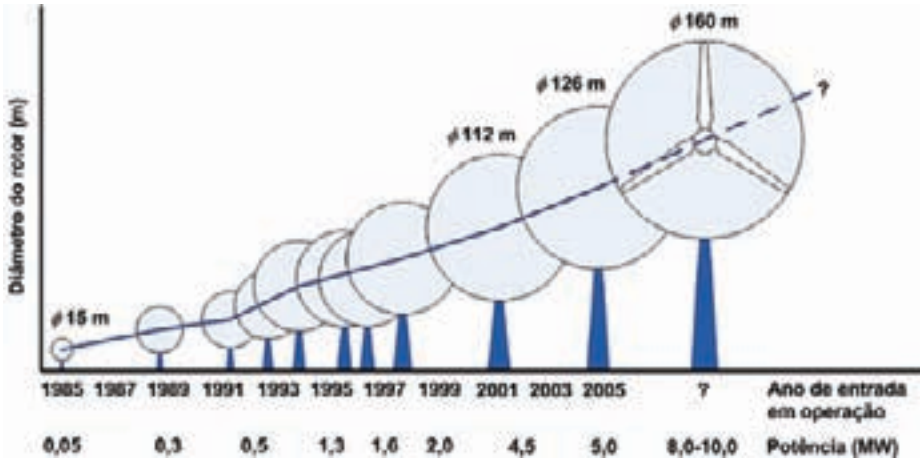


Figura 3.42 – Evolução na potência e no tamanho de aerogeradores comerciais.
Fonte: EUROPEAN COMISSION, 2006

Os diversos modelos de aerogeradores disponíveis atualmente no mercado tornam necessária uma classificação relacionada ao porte do aerogerador ou do sistema. A tabela 3.4 apresenta uma classificação de aerogeradores quanto ao seu porte, levando-se em consideração a potência nominal.

Nos últimos anos, outra classificação de sistemas eólicos vem sendo bastante utilizada, quanto ao local de instalação dos aerogeradores: sistemas instalados em terra firme, conhecidos como sistemas *onshore*, e sistemas instalados no mar, conhecidos como sistemas *offshore*.

Classificação	Potência nominal (kW)
Pequeno porte	< 100
Médio porte	< 1.000
Grande porte	≥ 1.000

Tabela 3.4 – Classificação de aerogeradores quanto ao porte

A necessidade de instalação de sistemas eólicos no mar surgiu há pouco tempo, devido, inicialmente, a limitações no uso da terra, seja por ausência de espaço físico, ou pelo compromisso de redução de impactos ambientais. Além disso, no mar há espaço em abundância, velocidades de vento consideravelmente superiores às verificadas em terra e menores níveis de turbulência. Em contrapartida, dificuldades ocasionadas por ondas, fortes correntes marítimas, congelamento, se houver, e altos níveis de umidade e salinidade tornam o desenvolvimento técnico de sistemas *offshore* mais complexo, principalmente com relação às estruturas de sustentação (fundação e torre) e à conexão com a rede elétrica [GASCH e TWELE, 2002]. Como os benefícios são muito mais consideráveis, o número de sistemas *offshore* instalados no mundo vem crescendo rapidamente nos últimos anos.

Como já mencionado, existem duas aplicações básicas de sistemas eólicos para geração de energia: isolados, para suprimento de necessidades básicas em locais remotos não atendidos pela rede elétrica, e interligados à rede, para entrega parcial ou total da energia gerada à rede elétrica, configurando uma forma de geração conhecida como geração distribuída.

Sistemas eólicos isolados podem se apresentar como soluções viáveis em alguns cenários típicos. Em países em desenvolvimento, o índice de exclusão elétrica é bastante elevado, sendo um dos principais fatores os altos custos de investimento e/ou operação e manutenção do atendimento através de fontes convencionais, como a extensão de rede ou a instalação de grupos geradores a diesel. Atualmente, a maturidade tecnológica alcançada pela geração eólica mostra que essa opção pode ser economicamente viável, caso as condições meteorológicas sejam favoráveis.

Outros tipos de sistemas isolados são sistemas de pequeno porte para bombeamento de água e carregamento de baterias. Os primeiros podem, inclusive, não conter sistema elétrico, com o movimento das pás acionando um sistema mecânico para bombeamento de água. Nesses casos, um alto torque é necessário; daí a rápida disseminação dos rotores multipás no passado.

No caso de sistemas interligados, a viabilidade econômica pode ser mais facilmente conseguida, desde que a legislação em vigor incentive a utilização desta fonte no país onde serão instalados os sistemas. No mundo, muitas empresas estatais e privadas já vêm investindo na instalação de sistemas eólicos para integração à rede elétrica. Além do benefício financeiro obtido pelo investidor, que comercializa a energia gerada, outros benefícios são obtidos, como a diversificação da matriz energética, a redução da utilização de fontes poluentes, dentre outros.

Em termos técnicos, existem algumas diferenças entre sistemas isolados e interligados, no que concerne a aspectos de configuração. A principal delas é a necessidade de utilização de acumuladores de energia em sistemas isolados, para garantir a autonomia do sistema. Outras são relacionadas aos geradores, à forma de entrega à rede etc. As figuras 3.43 e 3.44 apresentam, respectivamente, configurações típicas de sistemas isolados e interligados à rede.

Por fim, outra aplicação de sistemas eólicos é em sistemas híbridos para geração de energia, isolados ou conectados à rede, com a presença de uma ou mais fontes complementares. Fontes distintas são utilizadas em conjunto com a eólica para garantir maior confiabilidade ao sistema,

Figura 3.43 – Configuração típica de um sistema eólico isolado

Figura 3.44 – Configuração típica de um sistema eólico interligado à rede

principalmente em casos isolados, quando, em eventuais períodos de escassez de ventos, outras fontes possam ser responsáveis pelo suprimento de energia elétrica, evitando, assim, situações de interrupção no fornecimento.

Estudos comprovam que, em alguns locais, a fonte solar fotovoltaica pode apresentar interessantes aspectos de complementaridade com a fonte eólica, casos em que o período do dia onde a velocidade de vento é mais baixa e coincida com o período em que a radiação solar é mais intensa. A fonte hídrica também apresenta complementaridade com a eólica, especialmente em algumas regiões do Brasil, onde há coincidência entre os períodos de maiores velocidades de vento com períodos de escassez de chuvas, quando os níveis dos reservatórios estão mais baixos. Geradores a diesel também são bastante utilizados, porém com operação prevista apenas para períodos de ausência total da geração renovável. Casos de substituição de sistemas cuja única fonte é a geração a diesel por sistemas híbridos apontam para uma redução substancial no consumo de combustível e conseqüente redução de custos operacionais.

A figura 3.45 apresenta uma das diversas configurações de sistemas híbridos operando isoladamente, aqui contando com as fontes eólica, solar fotovoltaica e diesel.

3.10 Impactos de Sistemas Eólicos

Apesar das diversas vantagens apresentadas por sistemas eólicos para geração de energia, alguns impactos são causados e devem ser analisados para que não haja qualquer tipo de comprometimento do próprio sistema de geração, de outros sistemas, ou do meio ambiente.

Com respeito a questões ambientais, as poucas discussões ainda levantadas sobre a utilização

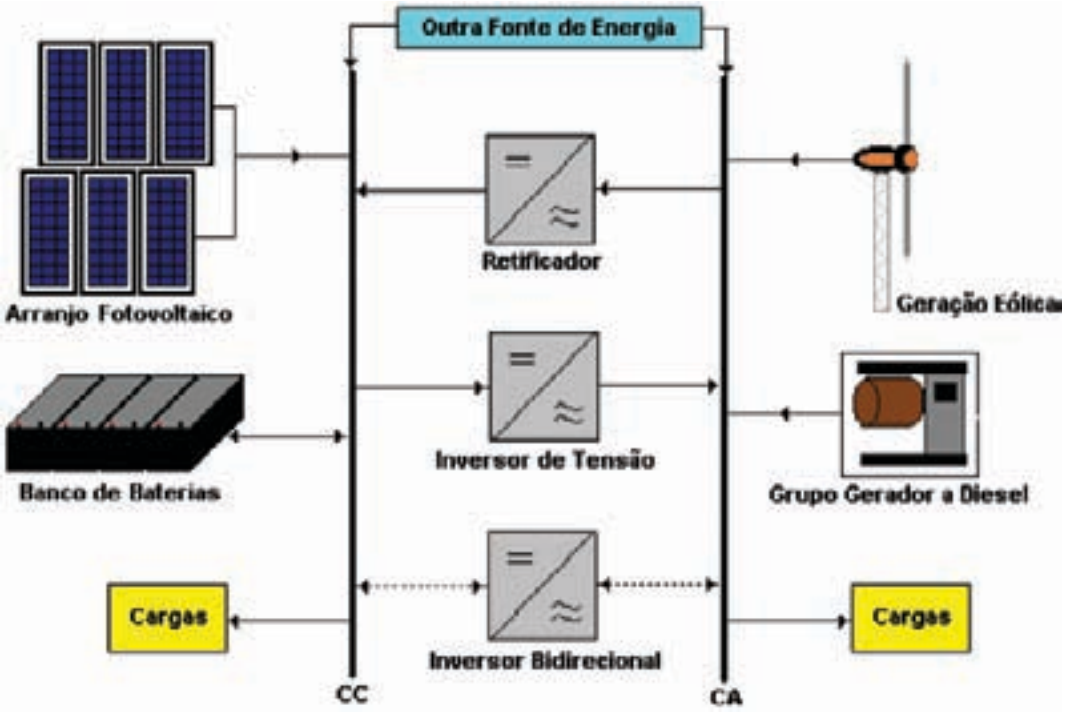


Figura 3.45 – Sistema híbrido isolado eólico-solar fotovoltaico-diesel

de aerogeradores são relacionadas a impactos visuais e sonoros, a desvios da rota migratória de pássaros e à morte de animais voadores, como os próprios pássaros, morcegos, insetos, e outros. Todavia, tais problemas podem ser considerados mínimos, ou mesmo desprezíveis, principalmente se comparados aos benefícios advindos da utilização de uma fonte renovável, inesgotável e limpa, em substituição, por exemplo, a combustíveis fósseis, esgotáveis e bastante impactantes ao meio ambiente.

Impactos visuais e sonoros podem ser considerados subjetivos. Centrais eólicas com grande quantidade de aerogeradores podem causar impactos de maior porte, porém não existe um número exato que defina quão intenso é esse impacto ou uma relação bem definida com o porte da central eólica. De qualquer forma, projetistas vêm buscando cada vez mais integrar os aerogeradores ao espaço, através de estratégias como utilizar mesmas direções de rotação, tipos de turbinas, torres e alturas de instalação, evitar cercas, esconder linhas de transmissão.

Os ruídos de aerogeradores são produzidos basicamente por fontes aerodinâmicas. Componentes mecânicos do sistema já vêm sendo fabricados de modo a emitir ruídos cada vez menos significativos. Os fatores de maior inf uência no nível de ruído produzido por uma determinada fonte são o tipo da fonte e sua distância ao observador. Tipicamente, a potência de ruído de um aerogerador de capacidade maior que 1 MW situa-se entre 100 e 106 dB(A), para uma velocidade de vento de 8 m/s. Quando o observador encontra-se a uma distância de 200 a 300 m desse aerogerador, o ruído alcança valores inferiores a 50 dB(A), o que se encontra dentro dos limites de tolerância de alguns países europeus. Como a escala em dB(A) é logarítmica, cada duplicação no número de aerogeradores ocasiona um aumento de 3 dB(A) na potência de ruído. Com relação à distância, o nível do som decresce aproximadamente 6 dB(A) cada vez que a distância entre o observador e a fonte é duplicada [CHANDLER, 2003]. A figura 3.46 apresenta um comparativo entre o ruído emitido por um aerogerador e outras fontes de ruídos típicas, considerando a presença de um observador a 250 m de distância do aerogerador.

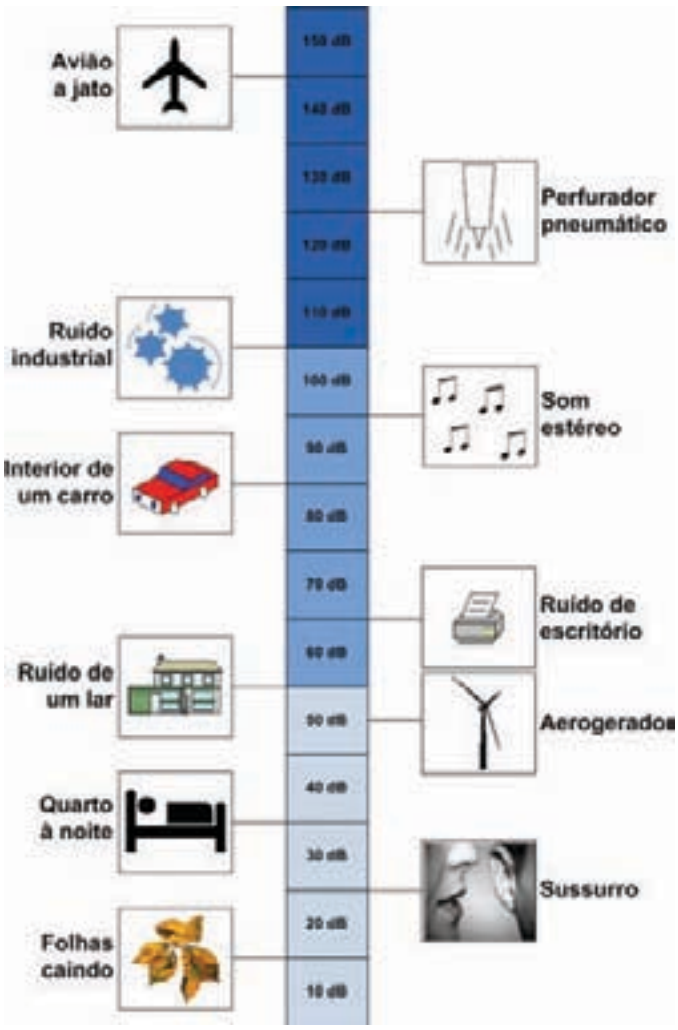


Figura 3.46 – Comparação entre o ruído emitido por um aerogerador a 250 m de distância e outras fontes
Fonte: AWEA, 2008a

Problemas relacionados à morte de animais voadores são mais objetivos, podendo ser mensuráveis. Aerogeradores podem causar morte de pássaros, morcegos, ou insetos, além de desvios de rotas migratórias de pássaros. Este último impacto vem sendo evitado com um maior cuidado na escolha dos locais para instalação de centrais eólicas, fora das rotas de migração conhecidas. Com relação a colisões de animais voadores com aerogeradores, estudos realizados apontam para riscos muito baixos. Nos Estados Unidos estima-se que 33.000 pássaros são mortos anualmente devido a colisões com aerogeradores, uma média de 2,2 mortes por aerogerador instalado. Na Espanha esse número é ainda menor, representando uma média de mortes de 0,13 por aerogerador, por ano. A título comparativo, nos Estados Unidos, de 100 milhões a 1 bilhão de pássaros morrem a cada ano em conseqüência de colisões com veículos, edificações, linhas de transmissão e outras estruturas [CHANDLER, 2003]. A figura 3.47 apresenta um comparativo entre diversas causas de mortes de pássaros, para cada 10.000 fatalidades.

Outro impacto, este não de ordem ambiental, mas sim técnica, é a interferência causada pelo espalhamento, ref exão ou difração de ondas eletromagnéticas por aerogeradores em sistemas de transmissão/recepção de sinais. Esse fenômeno é conhecido como interferência eletromagnética, sendo ilustrado na figura 3.48.

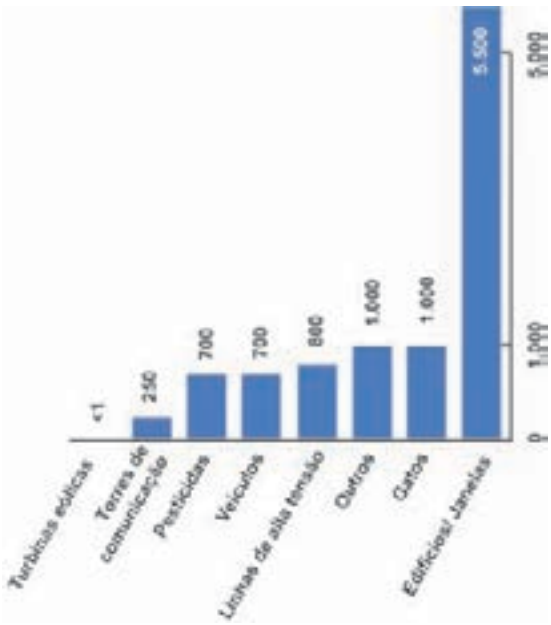


Figura 3.47 – Comparação entre diversas causas de mortes de pássaros, para cada 10.000 fatalidades
Fonte: ERICKSON et alii, 2002

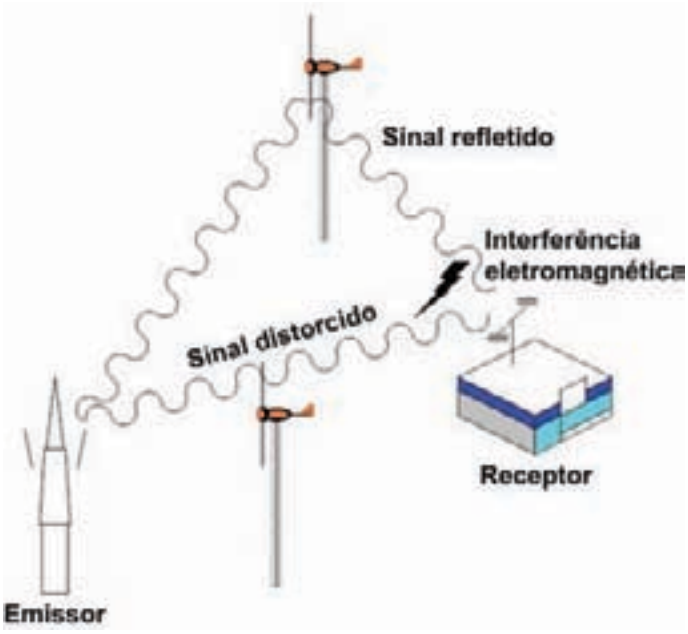


Figura 3.48 – Interferência eletromagnética ocasionada por aerogeradores

A interferência depende de vários parâmetros, tais como a posição do aerogerador com relação ao emissor e ao receptor, tipo e dimensões do aerogerador, características construtivas das pás do rotor, velocidade de rotação da turbina, características da torre, esquema de modulação e freqüência do sinal, características da antena receptora e da propagação da onda, dentre outros. Destes, os parâmetros mais importantes são o material de construção das pás e a velocidade de rotação. Para citar um exemplo, pás metálicas de aerogeradores antigos causavam muito mais interferências eletromagnéticas do que as pás dos modernos, normalmente confeccionadas de material composto à base de fibra de vidro [MANWELL *et alii*, 2002].

Os efeitos negativos mais comuns ocasionados por aerogeradores em sistemas de transmissão e recepção de sinais são: interferência em sinais de televisão, em sinais de rádio FM, em sistemas de navegação, em microondas, em sistemas de telefonia celular e em serviços de satélite. Interferências em sinais de TV são os mais comuns, mas são facilmente evitados. Problemas em sinais de rádio FM, sistemas de telefonia celular e serviços de satélite são pouco prováveis, a menos que o aerogerador esteja muito próximo ao transmissor ou receptor [CHANDLER, 2003].

4 Grupos Geradores

4.1 Motores a Combustão

Os motores a combustão podem ser classificados como do tipo de combustão externa, no qual o f uido de trabalho está completamente separado da mistura ar-combustível, sendo o calor dos produtos da combustão transferido através das paredes de um reservatório ou caldeira; e do tipo de combustão interna, no qual o f uido de trabalho consiste nos produtos da combustão da mistura ar-combustível propriamente [TAYLOR, 1988]. Como exemplos de motores a combustão externa podem ser citadas as máquinas a vapor, as máquinas de vapor com pistões e as turbinas de gás de combustão externa. Como exemplo de motores de combustão interna, têm-se os motores a gasolina, álcool, gás e diesel. A seguir é feita a abordagem somente para os motores a combustão interna.

4.2 Motores a Combustão Interna

Os motores a combustão interna, também conhecidos como motores a explosão, são máquinas térmicas que transformam a energia química do combustível – através da queima da mistura ar-combustível dentro do motor – em trabalho mecânico.

Esses motores representam a tecnologia mais difundida dentre as máquinas térmicas, devido à sua simplicidade, robustez e alta relação potência/peso, resultando no seu emprego em larga escala como elementos de propulsão de automóveis, navios e aviões, além de serem muito utilizados para geração de eletricidade em sistemas de emergência (back-up) ou para suprir picos de demanda, e para acionamento de bombas, compressores, ou qualquer outro tipo de carga estacionária.

Existem dois tipos de motores de combustão interna: o rotativo, que é encontrado na grande maioria de turbinas a gás, e o de pistão, sendo este último subdividido em motores de ignição por centelha, ou ciclo otto, e de ignição por compressão, ou ciclo diesel. Neste livro são apresentados apenas os motores de pistão.

4.2.1 Motor de Ignição por Centelha, ou Ciclo Otto

Neste tipo de motor, uma mistura de combustível e ar é admitida na câmara de combustão, passando a ser comprimida e, em seguida, inf amada por meio da centelha de uma vela de ignição. Como exemplo têm-se os motores a gasolina, álcool, ou gás, que são utilizados, em geral, nos automóveis.

4.2.2 Motor de Ignição por Compressão, ou Ciclo Diesel

Neste caso, o ar é admitido na câmara de combustão e comprimido até uma pressão e temperatura suficientes para que ocorra a combustão espontânea quando o combustível for injetado. O combustível que é injetado na maioria desses motores é o óleo diesel. Como exemplo, tem-se os

grandes motores diesel lentos, estacionários e navais, com potências que ultrapassam 60 MW, assim como os motores diesel rápidos, empregados no transporte terrestre e embarcações de médio porte. Para a faixa de pequenas potências, até 5 MW, os motores diesel dominam o mercado de geração de energia elétrica e são muito utilizados em sistemas de emergência (back-up).

Além da classificação mencionada anteriormente, os motores também podem ser classificados como de quatro tempos ou dois tempos.

4.2.3 Motor de Quatro Tempos

Durante seu funcionamento, um motor continuamente admite uma quantidade de ar e combustível, comprime e queima a mistura e a deixa expandir antes de expulsá-la do cilindro. Quando este ciclo é feito ao tempo em que o pistão executa quatro movimentos, dois para cima e dois para baixo, o motor é chamado de quatro tempos. Os quatro tempos de um motor são apresentados na figura 4.1.

Durante o primeiro tempo ocorre a admissão, onde o pistão apresenta seu movimento descendente e o motor aspira uma quantidade de ar e combustível para o interior do cilindro (no motor otto) ou apenas ar (no motor diesel); neste processo, a válvula de admissão permanece aberta e a válvula de exaustão fechada. Na maioria dos sistemas a diesel, uma ventoinha empurra o ar para o cilindro (turbocompressão).

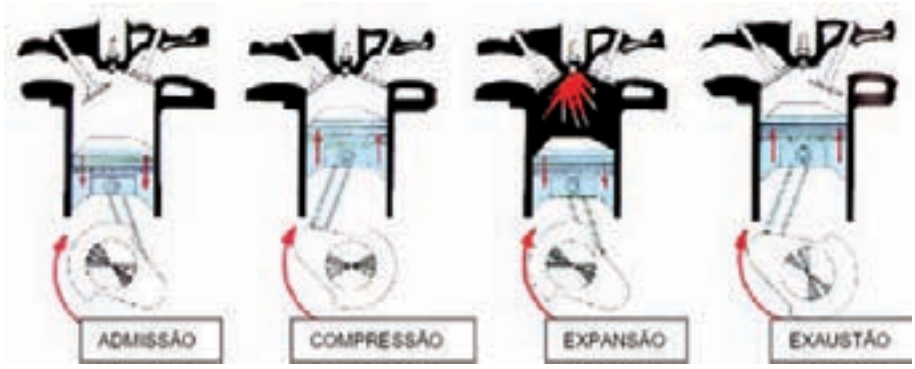


Figura 4.1 – Esquema de combustão para o motor de quatro tempos. [SODRÉ, 2008]

No segundo tempo acontece a compressão, cujo início é marcado pelo fechamento da válvula de admissão e pelo movimento ascendente do pistão. A mistura ar-combustível (no motor otto) ou o ar (no motor diesel) é comprimido pelo movimento do pistão para cima, diminuindo o volume do cilindro. Ao final da compressão, com o pistão próximo à sua posição superior máxima, denominada de ponto morto superior, ocorre a ignição por meio de dispositivo adequado (no motor otto) ou por auto-ignição (no motor diesel).

No terceiro tempo ocorre a expansão, onde o pistão move-se para sua posição inferior, o volume do cilindro aumenta e a mistura em seu interior se expande. É durante a expansão que a potência do motor é gerada, de acordo com a força exercida sobre o pistão pela energia liberada na combustão.

No quarto tempo, pouco antes do pistão atingir sua posição mínima, denominada ponto morto inferior, a válvula de exaustão é aberta dando-se início à exaustão da mistura queimada no cilindro para a atmosfera. A mistura é expelida do cilindro para a atmosfera, à medida que o pistão move-se para cima.

Com o pistão próximo a atingir o seu ponto máximo, a válvula de admissão é aberta e a válvula de exaustão é fechada, dando-se início a um novo ciclo.

4.2.4 Motor de Dois Tempos

Neste motor, o pistão apresenta apenas dois movimentos durante o ciclo, um para cima e outro para baixo. O ciclo do motor de dois tempos é ilustrado através da figura 4.2, onde a combustão da mistura ar-combustível acima do pistão produz um rápido aumento na pressão e na temperatura, empurrando o pistão para baixo e produzindo potência (a). Abaixo do pistão, a janela de admissão aspira ar da atmosfera para o cárter, devido ao aumento de volume do cárter reduzir a pressão a um valor inferior à atmosférica. O cárter é isolado ao redor do eixo de manivelas para assegurar a mínima pressão em seu interior.

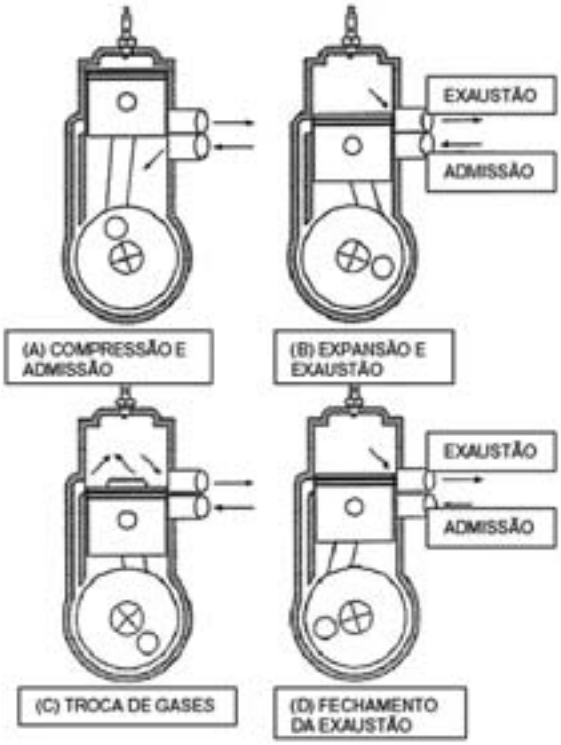


Figura 4.2 – Esquema de combustão para o motor de dois tempos. [SODRÉ, 2008]

A janela de exaustão então se abre, permitindo a saída do gás de exaustão (b). A área da janela aumenta com o giro do eixo de manivelas, e a pressão no cilindro se reduz. O processo de exaustão está quase se completando e, com ambas as janelas desobstruídas pelo pistão, o cilindro se conecta diretamente ao cárter através do duto de admissão (c). Se a pressão no cárter for superior à pressão no cilindro, então uma nova mistura entra no cilindro e se iniciam os processos de admissão e lavagem. O pistão então se aproxima do ponto de fechamento da janela de exaustão e o processo de lavagem se completa (d). Após a janela de exaustão estar totalmente fechada, o processo de compressão se inicia até que o processo de combustão novamente ocorra.

4.2.5 Partes Componentes de um Motor de Combustão Interna

Os motores de combustão interna são constituídos por vários componentes, projetados para torná-los eficientes e confiáveis. Esses componentes são apresentados a seguir.

Bloco de cilindros: componente estacionário (fixo) fabricado de ferro fundido, onde são usinados os cilindros ou orifícios para a colocação dos pistões. É o maior e principal componente do motor. Se o motor é refrigerado a líquido, o bloco é provido de camisa de água, isto é, possui passagem para o líquido em torno de cada cilindro. Na parte inferior estão os alojamentos dos mancais centrais, onde se apóia o eixo de manivelas. As figuras 4.3 e 4.4 ilustram o bloco em questão.

Figura 4.3 – Bloco de cilindros
[REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE, 2008]

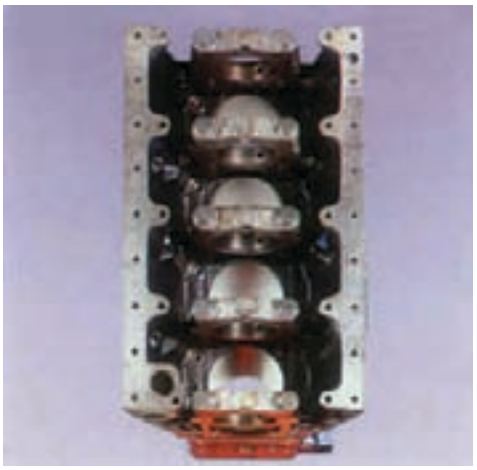


Figura 4.4 – Vista do bloco de cilindros
[REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE, 2008]

Cilindros: são tubos por onde é feito o deslizamento dos pistões; apresentam superfícies bem polidas, que possibilitam um encaixe perfeito entre o pistão e o cilindro e evitam o escapamento dos gases do pistão.
Cabeçote: fecha os cilindros e define parte da câmara de combustão, sendo preso ao bloco por meio de parafusos prisioneiros e por uma junta. Possui furos onde são instaladas as velas de ignição (motor otto) ou os bicos injetores (motor diesel), bem como as válvulas de admissão e de descarga. A figura 4.5 mostra o cabeçote de um motor.
Cárter: é também um dispositivo estacionário, fixado na parte inferior do bloco por meio de parafusos, sendo feito de alumínio ou ferro estampado, conforme mostra a figura 4.6. O cárter abriga o eixo de manivelas e também, em alguns casos, o eixo de comando das válvulas. Ele também serve para depositar o óleo lubrificante.

Figura 4.5 – Cabeçote de um motor
[REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE, 2008]

Figura 4.6 – Cárter de um motor
[REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE, 2008]

Câmara de combustão: é o espaço livre entre o ponto morto superior e o cabeçote, conforme mostrado na figura 4.7, onde se procede à queima da mistura ar-combustível. Sua forma e o valor da taxa de compressão inf uenciam muito no rendimento e na potência do motor. Na figura 4.7, a câmera de combustão encontra-se na parte inferior.
Pistão: pode ser construído de liga de alumínio, ferro fundido ou uma combinação dos mesmos, ou ainda de aço. Tem a forma aproximadamente cilíndrica, oca, sendo fechado na parte superior e aberto na inferior, adaptando-se perfeitamente ao diâmetro do cilindro ou camisa do motor. Sua função é transmitir ao eixo de manivelas a força resultante da pressão dos gases em expansão, através do pino e da biela. Na figura 4.8 pode-se visualizar, através de um corte, o sistema de força do motor, onde aparece o pistão, a biela e o eixo de manivelas.

Figura 4.7 – Câmara de combustão
[AUTOPEDIA, 2008]

Figura 4.8 – Conjunto pistão, biela e eixo de manivelas
[REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE, 2008]

Pino: é o elemento de articulação entre o pistão e a biela, conforme mostra a figura 4.9.
Anéis do pistão: também denominados anéis de segmento, são fixados em ranhuras feitas nas laterais dos pistões, na parte superior. Os pistões geralmente apresentam três segmentos de anéis. Os dois anéis superiores têm a função de evitar perdas da potência gerada na combustão e impedir a passagem da mistura ar-combustível para o cárter através do espaçamento entre o pistão e o cilindro. O terceiro anel tem a tarefa de selar a passagem de óleo do cárter para a câmara de combustão. Os anéis apresentam uma separação que permite sua montagem no pistão e lhes dá uma tendência a se abrirem, pressionando-os contra a parede do cilindro e melhorando a vedação. Anéis de um pistão são mostrados na figura 4.10.

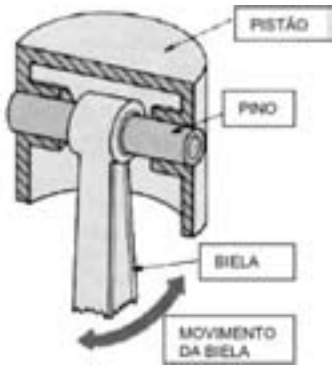


Figura 4.9 – Conjunto pistão, pino e biela
[SODRÉ, 2008]

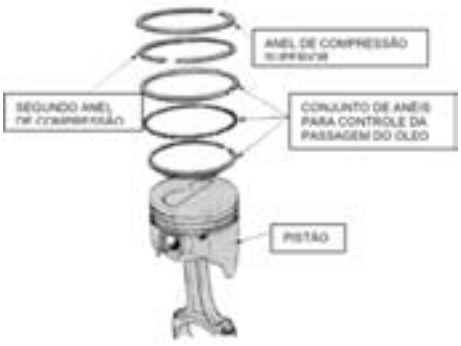


Figura 4.10 – Anéis do pistão
[SODRÉ, 2008]

Biela: é o braço de ligação entre o pistão e o eixo de manivelas. A figura 4.11 apresenta uma biela.

Eixo (árvore) de manivelas: também chamado de virabrequim, é o eixo do motor propriamente dito, o qual se situa, na maioria das vezes, na parte inferior do bloco, recebendo o impulso devido à combustão de cada cilindro, via biela, e imprime o movimento rotativo, conforme mostra a figura 4.12.

Figura 4.11 – Biela
[SODRÉ, 2008]

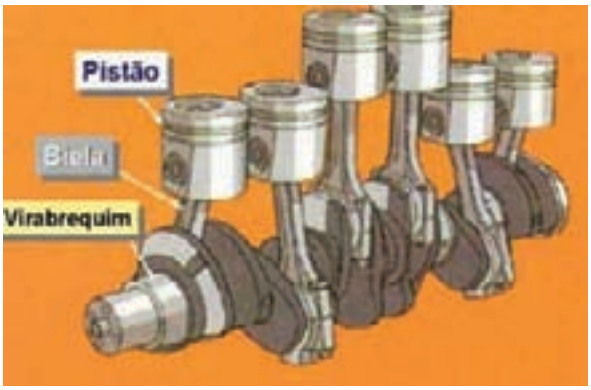


Figura 4.12 – Conjunto pistão, biela e eixo de manivelas ou virabrequim
[REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE, 2008]

Volante: consiste de uma roda de grande massa, fundida em aço, ligada à árvore de manivelas para atenuar as variações de aceleração devidas às forças periódicas exercidas pelos gases sobre os pistões e transmitidas à arvore de manivelas, ou seja, o volante armazena energia durante a explosão do combustível e a libera durante os outros tempos, o que contribui para que a árvore de manivelas gire a velocidade constante. A figura 4.13 mostra o volante com a sua parte central, que é ligada em uma das extremidades da árvore de manivelas.

Eixo de cames (comando de válvulas): construído em aço, tem a função de mover as válvulas de admissão e escape no momento certo, de acordo com as disposições de seus ressaltos, que elevam o conjunto tucho, haste e balancim. É acionado pela árvore de manivelas através de engrenagem, corrente ou correia dentada. A figura 4.14 ilustra o conjunto de eixo de cames.

Figura 4.13 – Volante
[ALMAR, 2008]

Figura 4.14 – Conjunto de eixo de comando de válvulas
[REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE, 2008]

Válvulas: construídas em liga de aço de alta qualidade, as válvulas servem para a admissão da mistura ar-combustível (no motor otto) ou ar (no motor diesel) e descarga dos gases queimados. A figura 4.15 mostra as válvulas de um motor.
Vela de ignição: fornece uma centelha capaz de inf amar a mistura ar-combustível para que a combustão possa ocorrer. Na figura 4.16 é apresentada uma vela para motor de combustão interna (motor otto).

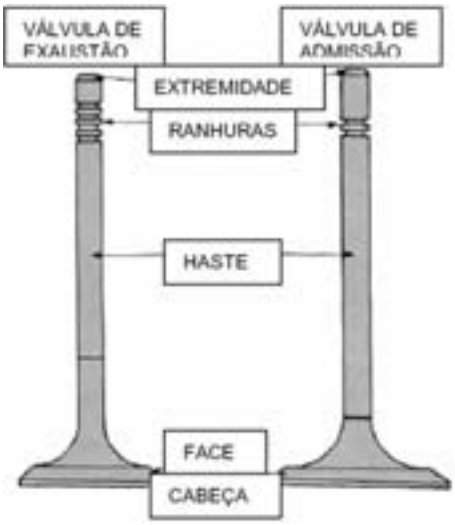


Figura 4.15 – Válvulas de admissão e exaustão [SODRÉ, 2008]

Figura 4.16 – Vela de ignição

Para melhor visualização do motor de combustão interna e suas partes componentes é apresentada a figura 4.17, que mostra um motor diesel CUMMINS modelo 6CT8.3.

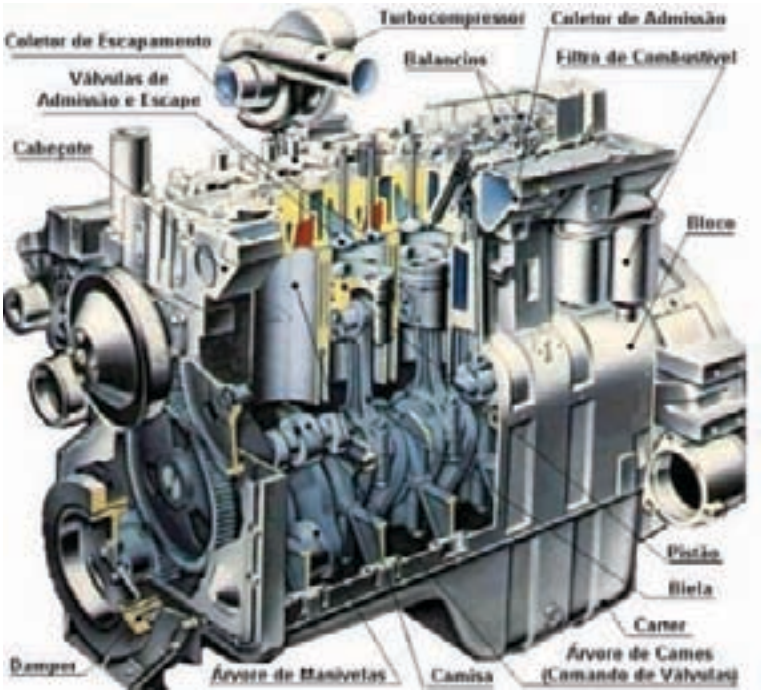


Figura 4.17 – Motor Diesel e seus componentes. [PERFECTUM, 2008]

4.3 Geradores Elétricos

Os geradores elétricos são máquinas que transformam a energia mecânica, aplicada em seu eixo, em energia elétrica, entregue à carga através de seus terminais.

Para que exista a geração de eletricidade, deve-se ter uma máquina primária acoplada ao eixo do gerador, que pode ser uma roda d'água, uma turbina eólica, a vapor, hidráulica, ou um motor a diesel, gasolina, álcool etc. Ao girar o eixo do gerador surgem tensões em seus terminais que podem alimentar pequenas cargas, como residências, ou grandes cargas, como cidades. A figura 4.18 ilustra o mencionado acima.

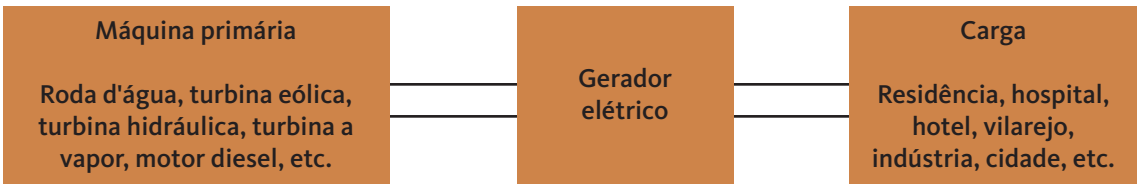


Figura 4.18 – Esquema básico máquina primária-gerador elétrico-carga

Quando as máquinas elétricas geram tensão contínua, elas são denominadas de dínamos; caso gerem tensão alternada, são chamadas de alternadores. Neste livro, o objeto de estudo é o alternador.

O princípio de funcionamento do alternador baseia-se nos fenômenos de indução eletromagnética a que está sujeito um condutor ou uma espira quando submetido a uma variação de f uxo magnético.

A variação de f uxo pode ser produzida girando-se a espira no campo magnético uniforme fixo ou girando-se o campo magnético uniforme na espira fixa. Estas duas maneiras de provocar a variação do f uxo caracterizam os dois tipos fundamentais de alternadores, isto é, de espira fixa – campo girante, e o de espira girante – campo fixo.

Seja qual for a maneira de produzir a variação do f uxo, no que diz respeito aos fenômenos da indução eletromagnética, os resultados são os mesmos.

Na figura 4.19 é mostrada uma espira que gira em torno de seu eixo, dentro de um campo magnético uniforme fixo, fazendo com que surja em seus terminais uma tensão alternada.

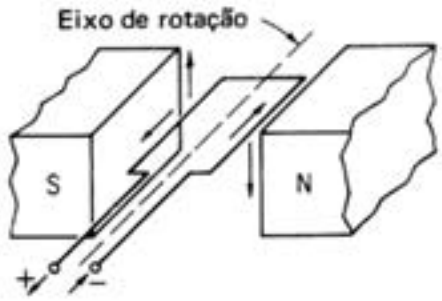


Figura 4.19 – Campo magnético uniforme e espira girante [KOSOW, 1986]

Os geradores de corrente alternada podem ser classificados como síncronos e assíncronos. As máquinas síncronas operam com uma velocidade de rotação constante, em sincronismo com a freqüência da rede de energia elétrica, enquanto que as máquinas assíncronas operam com a velocidade do rotor diferente da velocidade do campo girante do estator.

Além da classificação mencionada anteriormente, os geradores podem ser classificados como monofásicos onde a máquina apresenta apenas dois terminais, um fase e outro neutro, para serem ligados à carga, ou geradores trifásicos, onde se têm quatro terminais, sendo três fases e um neutro, para conexão com as cargas.

4.3.1 Principais Partes Constituintes do Gerador

Estator e rotor: Construtivamente, os geradores síncronos mais comumente empregados em geração termelétrica são constituídos por dois componentes bem definidos: um girante, acoplado mecanicamente ao eixo da máquina primária, denominado de rotor, e o outro fixo, mais externo, montado na carcaça do gerador, que é denominado de estator, ou armadura. A figura 4.20 ilustra o estator e o rotor de um alternador.

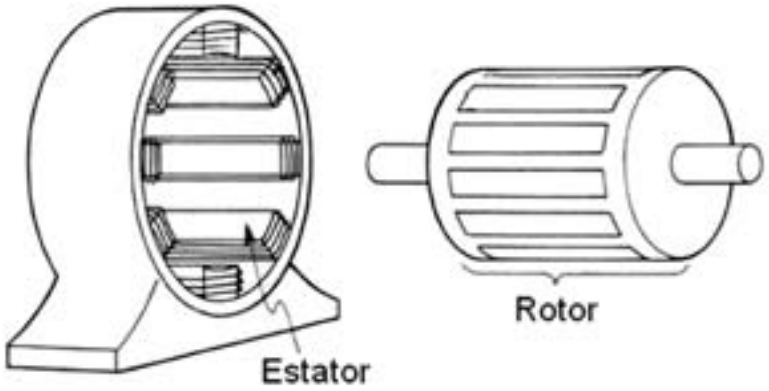


Figura 4.20 – Estator e rotor de um gerador de energia elétrica [CONAE, 2008]

O rotor tem a função de produzir, através dos enrolamentos, um campo magnético constante para gerar tensões induzidas nos enrolamentos do estator. Na parte estatórica circula toda a corrente gerada, sendo que tanto a tensão quanto a corrente elétrica que circulam são bastante elevadas em relação ao campo magnético.

Pólos: São bobinas enroladas em um núcleo de ferro, colocadas no eixo do gerador, que são responsáveis pela recepção da corrente proveniente da excitação e que criam o campo magnético que induz tensão nas bobinas do estator.
Excitatriz: Equipamento responsável pelo envio de corrente contínua ao campo (pólos) do gerador.
Mancais (rolamentos): Equipamentos colocados entre a tampa e o eixo do gerador, a fim de possibilitar a livre rotação no interior do estator.
Aletas de ventilação: São aberturas para a passagem de ar com pequenas pás, com o objetivo de refrigerar o gerador durante a sua operação.
Basetas de terminais: local onde são conectados os cabos de saída do gerador para o quadro de comando.
Anéis coletores: Elementos circulares colocados na ponta traseira do gerador, onde se encontram as escovas, e fazem a conexão da excitatriz ao campo do gerador.

As figuras 4.21 e 4.22 ilustram o gerador, mostrando alguns dos componentes citados anteriormente.

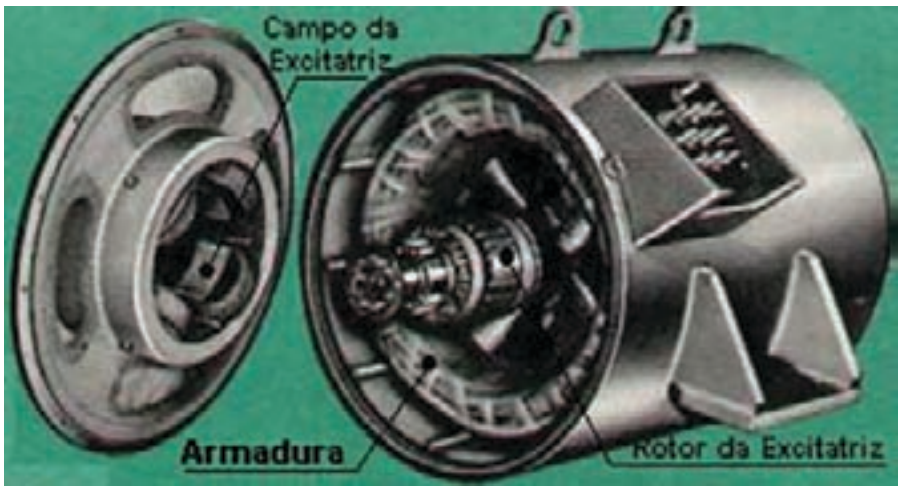


Figura 4.21 – Estator e enrolamentos de campo da excitatriz [INDUCOTEC, 2008]

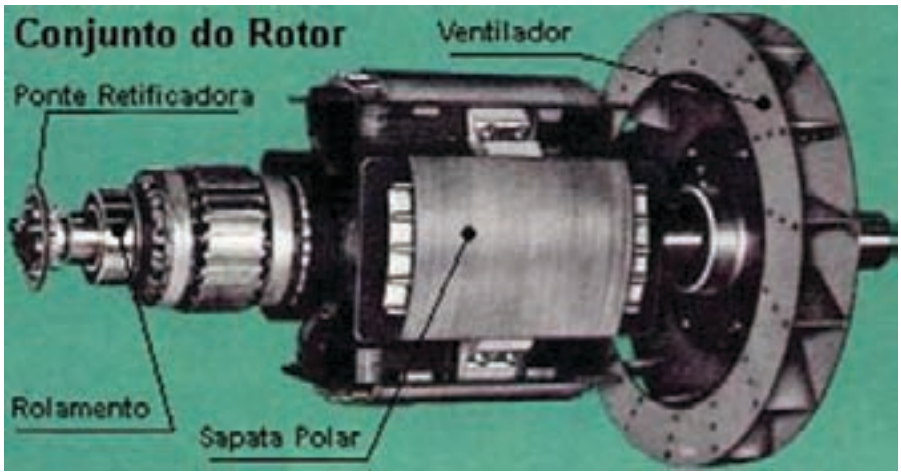


Figura 4.22 – Parte rotórica do gerador [INDUCOTEC, 2008]

4.3.2 Freqüência do Gerador

A freqüência do gerador é determinada pela freqüência de rotação e a quantidade de pólos existentes na máquina e pode ser calculada pela seguinte equação:

$$F = \frac{p.n}{60}, \qquad \text{equação 4.1}$$

onde f é a freqüência da tensão gerada (Hz), p é o número de pares de pólos do rotor e n é a velocidade de rotação do rotor (rpm).

4.3.3 Potência do Gerador

A potência nominal dos geradores geralmente é fornecida na placa dos equipamentos, em kVA, denominada de potência aparente. A potência ativa, não pode ser dada, pois o fator de potência não depende do gerador, mas sim da natureza da carga, que pode ser predominantemente resistiva, indutiva ou capacitiva. Pode-se determinar a potência trifásica aparente através da equação a seguir.

$$P_{aparente} = \sqrt{3}.U.I \ , \qquad \text{equação 4.2}$$

onde $P_{aparente}$ é a potencia fornecida pelo gerador (kVA), U é a tensão nos terminais da máquina e I é a corrente que circula pelo estator do gerador.

4.3.4 Rendimento do Gerador

O rendimento do gerador elétrico é obtido através da relação entre a potência elétrica fornecida para as cargas e a potência mecânica absorvida do motor que o aciona.

$$\eta = \frac{P_{elétrica\ (kW)}}{P_{mecânica\ (kW)}} , \qquad \text{equação 4.3}$$

onde η é o rendimento do gerador, $P_{elétrica(kW)}$ é a potência elétrica fornecida, em kW, e $P_{mecânica\ (kW)}$ é a potência mecânica absorvida, em kW.

4.4 Grupos Geradores

Denomina-se grupo gerador ao conjunto composto por motor e gerador de corrente alternada, convenientemente acoplados e montados em uma plataforma comum, dotados de componentes de supervisão e controle, os quais são necessários para o seu funcionamento autônomo, e destinado ao suprimento de energia elétrica. A figura 4.23 ilustra um grupo gerador.

Figura 4.23 – Grupo gerador diesel de 450 kVA [SILVA E VIEIRA, 2004]

Os grupos geradores são muito utilizados em locais remotos, onde o acesso à rede de energia elétrica é economicamente inviável. Ele é utilizado também em locais que necessitam ter energia elétrica ininterrupta, tais como hospitais, aeroportos, hotéis, dentre outros.

Para realizar o atendimento das áreas remotas, onde a conexão com o sistema interligado de energia elétrica não existe, os grupos geradores a gasolina ou a diesel são os mais utilizados para a geração de energia.

Atualmente, os grupos geradores vêm sendo aplicados juntamente com as fontes de energias alternativas, tais como solar e eólica, compondo os chamados sistemas híbridos. Como exemplo pode-se citar o grupo gerador a diesel utilizado para o Projeto de Tamaruteua, localizado no município de Marapanim, no nordeste do estado do Pará, mostrado na figura 4.24.

Para realizar o controle e a monitoração dessas máquinas, são utilizados equipamentos denominados de Unidade de Supervisão de Corrente Alternada (USCA), como o mostrado na figura 4.25. Através desses equipamentos pode ser feita a partida ou a parada dos grupos geradores, a leitura de tensão, corrente, freqüência e temperatura de operação do grupo gerador, a sinalização de alarmes para o operador, dentre outras funções.

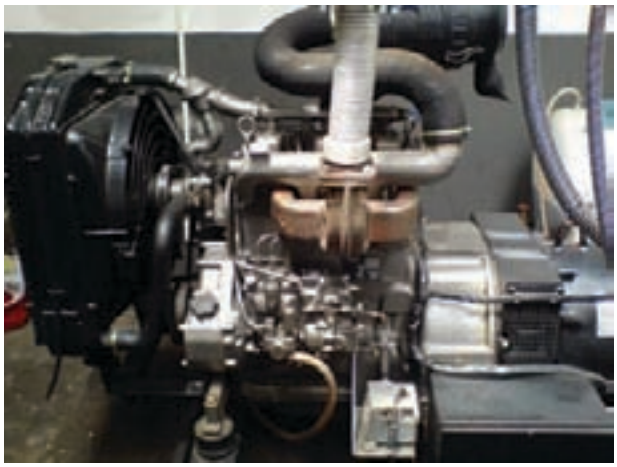


Figura 4.24 – Grupo gerador diesel de 40 kVA

Figura 4.25 – Unidade de Supervisão de Corrente Alternada – USCA [INDUCOTEC, 2008]

4.5 Consumo de Combustível dos Grupos Geradores

Para verificar o consumo de combustível utilizado para atender à determinada demanda de carga, pode-se utilizar a relação de SKARSTEIN e UHLEN (1989) definida pela equação a seguir.

$$F = 0{,}246P_{Ci} + 0{,}08415P_{GMG}\ , \qquad \text{equação 4.4}$$

onde F é o consumo de combustível (L/h), P_{GMG} é a potência nominal do grupo gerador em kW (considerando-es um fator de potência estimado), e P_{Ci} representa a potência efetivamente demandada pela carga em qualquer instante também em kW.

A figura 4.26 apresenta a curva de consumo de um grupo gerador a diesel de 32 kW (40 kVA, considerando-se um fator de potência de 0,8), para uma carga variando de 0 a 32 kW.

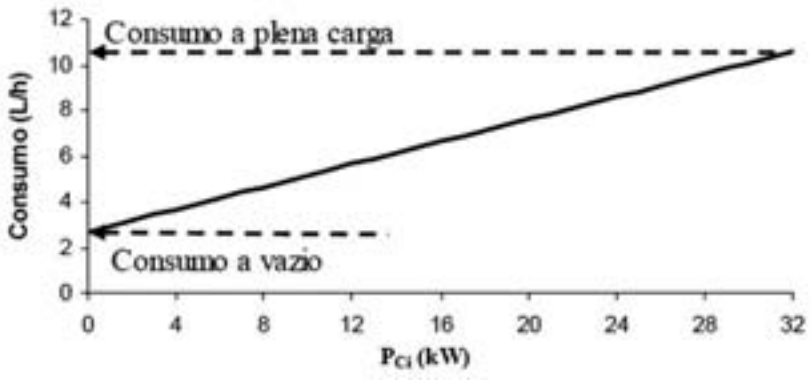


Figura 4.26 – Curva de consumo de um grupo gerador [BLASQUES, 2005].

Observa-se através da figura 4.26 que um grupo gerador desse porte já apresenta um consumo de combustível considerável, 2,69 L/h, quando opera a vazio (PCi = 0). A partir desse ponto, seu consumo varia de acordo com a carga, até atingir o valor máximo de 10,56 L/h, operando a plena carga.

4.6 Vantagens e Desvantagens dos Grupos Geradores a Diesel

Os grupos geradores a diesel apresentam como vantagens:

- Baixo custo de aquisição quando comparados com outros tipos de fonte de energia como eólica e fotovoltaica;
- Facilidade em encontrar peças de reposição;
- Existem máquinas de diversas potências encontradas comercialmente, desde alguns kVA até valores em MVA;
- Apresentam robustez;
- Podem ser alimentados com biodiesel e já existem alguns motores que podem ser alimentados diretamente com óleos vegetais in natura, em lugar do óleo diesel, contribuindo assim para a diminuição da emissão de gases poluentes para o meio ambiente.
- Como desvantagens, os grupos geradores apresentam:
- Alto custo de manutenção, devido ao fato de ser necessária manutenção constante no motor, e alto custo operacional acarretado pela compra, transporte e distribuição do óleo diesel;
- Dificuldade de logística para realizar o abastecimento de combustível, principalmente em locais isolados e de difícil acesso, assim como em locais onde existem períodos do ano que os rios estão cheios e períodos em que secam completamente, inviabilizando o transporte;
- Poluição do meio ambiente através de emissão de gases de efeito estufa e descarte do óleo lubrificante;
- Poluição sonora, caso o grupo gerador não esteja dentro de uma cabine própria para atenuar o ruído.

4.7 Impactos Ambientais de Grupos Geradores

Ao ocorrer a queima de combustível dentro do motor, é produzido o gás de escape, o qual tem como partes constituintes básicas o dióxido (CO_2) e o monóxido (CO) de carbono, vapor de água (H_2O), carvão em fuligem e produtos de enxofre, além de vapores do combustível que não queimou totalmente. Esses materiais são liberados na atmosfera, contribuindo para a poluição do meio ambiente. Como conseqüência dessa liberação, tem-se a degradação da qualidade do ar, provocando cheiro característico e desagradável e liberação de vapores tóxicos prejudiciais à saúde; a degradação da água formando película sobre a superfície, com grande risco tóxico para a vida aquática; e a poluição do solo, que pode comprometer a qualidade da água do lençol freático [ELETROBRÁS, 2006].

Outro impacto que deve ser levado em conta é em relação ao ruído provocado pelos grupos geradores, que dependendo de seu porte e localização na comunidade, pode exigir o uso de cabine com isolamento acústico, para diminuir o barulho provocado pelo motor.

Os recipientes de armazenamento de combustível devem ser cuidadosamente fechados, e deve-se evitar o uso de tambores, tonéis, latas, galvanizados ou estanhados, pois os combustíveis empregados nos motores a diesel geralmente atacam o estanho e o zinco [TAYLOR,1988].

Para realizar o transporte do óleo diesel, é extremamente importante o cuidado com o manuseio dos recipientes que devem estar bem fechados, não apresentando pontos de corrosão caso, sejam metálicos, pois o risco de contaminação do meio ambiente é bastante alto, principalmente em regiões onde o combustível é transportado em veículos precários como caminhões, barcos e canoas.

5 Sistema de Armazenamento

A natureza das fontes renováveis solar e eólica é intrinsecamente variável no tempo, dependendo dos ciclos diários, das estações do ano e das variações aleatórias da atmosfera. Como conseqüência disso, são muitos os momentos nos quais a potência elétrica que pode ser entregue pela parte renovável difere, por excesso ou por déficit, daquela demandada para uma determinada aplicação. No caso particular dos sistemas híbridos para produção de eletricidade, o adequado atendimento elétrico da aplicação exige, portanto, o armazenamento de energia nos momentos em que a produção excede a demanda, para utilizá-la em uma situação inversa. Denomina-se de sistema de armazenamento à parte do sistema que se encarrega de realizar tal função. Historicamente, o sistema de armazenamento mais utilizado em sistemas híbridos é aquele constituído por acumuladores eletroquímicos (ou baterias) de chumbo–ácido. Por esse motivo, este capítulo tem um enfoque mais aprofundado sobre esse tipo de sistema de armazenamento, sem contudo ignorar a existência de outros.

5.1 Conceitos Básicos

Uma bateria é constituída de duas ou mais células conectadas em série. Uma célula básica é formada por dois eletrodos. Comumente um é chamado de eletrodo positivo e o outro de eletrodo negativo.

Normalmente, a tensão nominal de uma célula situa-se entre 1,2 e 3,6 V. Dessa forma, é comum a utilização de várias células conectadas em série para formar uma combinação com tensão nominal mais elevada. A tensão nominal de uma bateria é assim definida pelo número de células conectadas em série vezes a tensão nominal de uma única célula. As células são integradas e conectadas em série com somente um conjunto de terminais. Um exemplo bem conhecido é a bateria usada para partida, iluminação e ignição de automóveis, onde 6 células são conectadas em série, porém vendidas em um único bloco de 12 V.

As baterias podem ser classificadas, quanto à disponibilidade de carga, como primárias (ou não recarregáveis) e secundárias (ou recarregáveis). Dentre as baterias primárias podem ser citadas as pilhas não recarregáveis, e a maioria das baterias usadas em relógios e brinquedos eletrônicos. Com relação às baterias secundárias, as baterias automotivas são as mais conhecidas. A figura 5.1 mostra uma bateria primária e outra secundária.

A capacidade nominal é o número mais genérico da bateria. É a capacidade de descarga em ampère-hora que uma bateria totalmente carregada conserva a 27°C, durante 20 horas, sem que a tensão entre os terminais caia para menos da tensão de final de descarga (10,5 V). Como mostrado mais adiante, a capacidade depende significativamente da corrente de descarga e da temperatura.

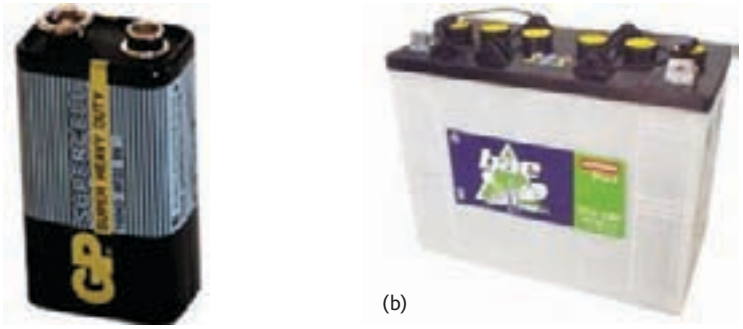


Figura 5.1 – Exemplos de baterias: (a) primária (ou não recarregável); (b) secundária (ou recarregável)

Os fabricantes de baterias podem definir a corrente de carga ou descarga, e as tensões do final de carga ou descarga de seus produtos. Dessa forma, é importante verificar as condições de referência definidas pelos fabricantes quando se compara a capacidade de diferentes produtos. Um parâmetro importante referente a esse assunto denomina-se regime de carga (ou descarga) de uma bateria. Este por sua vez é definido como a relação entre a sua capacidade nominal e o valor da corrente usada para fazer uma carga (ou descarga). Como exemplo, se a descarga de uma bateria de 150 Ah é realizada com uma corrente de 10 A, se diz então que o regime de descarga utilizado é de 15 horas, o valor da capacidade da bateria é simbolizado como C_{15} e a corrente utilizada para a descarga como I_{15}.

O estado de carga de uma bateria, conhecido como SOC (vindo do inglês, *state of charge*) informa a capacidade que pode ser descarregada da bateria em certo momento. Um estado de carga de 100% significa que a bateria está totalmente carregada. Muitas vezes, ao invés de se usar o SOC, a profundidade de descarga, PD, (em inglês *depth of discharge* – DOD) é preferida pela literatura. A PD é definida como 0% quando a bateria está totalmente carregada e 100% quando está totalmente descarregada (PD = 100% - SOC).

É comum associar-se a vida de uma bateria ao processo de ciclagem. Um ciclo refere-se a uma descarga seguida de uma recarga. Os ciclos fornecidos pelos manuais sempre consideram um SOC inicial de 100%, até certo valor de PD. A vida útil de uma bateria é representada pelo número de ciclos em função da PD.

A energia nominal (Wh) contida em uma bateria é definida pela tensão nominal da bateria (V) vezes a sua capacidade nominal de corrente (Ah). O rendimento energético de uma bateria em um dado estado de carga corresponde à relação entre a energia extraída da bateria durante o processo de descarga e a energia necessária para restabelecer seu estado de carga inicial. De maneira análoga, a relação entre a quantidade de Ah extraídos de uma bateria e a quantidade de Ah necessários para restabelecer seu estado inicial é denominado de rendimento farádico.

Existem diversos tipos de baterias recarregáveis disponíveis comercialmente, e suas características variam em função das suas formas construtivas e dos elementos que as compõem. Com relação ao eletrólito que as compõem, podem ser classificadas basicamente em abertas e seladas.

As baterias abertas são aquelas onde o nível de eletrólito deve ser periodicamente verificado, devendo trabalhar na horizontal. Nas seladas, o eletrólito é confinado no separador ou está sob a forma de gel. São usualmente conhecidas como “livres de manutenção”. Baterias de Pb-ácido utilizam em suas grades, ligas de chumbo, de modo a reduzir a perda de água, decorrente da eletrólise da água, durante o processo de recarga.

Em relação ao tipo de utilização, as mais comuns são as automotivas, estacionárias, de tração

e fotovoltaicas. A seguir são apresentadas as principais características de cada uma delas:

- **Automotivas:** Projetadas para regimes de carga e descarga rápidos, com elevadas taxas de corrente (> $3I_{20}$) e reduzidas profundidades de descarga, da ordem de 30% (partida). Como característica principal desse tipo de bateria destaca-se a baixa resistência aos ciclos de carga e descarga;
- **Estacionárias:** Projetadas para permanecerem em f utuação e serem solicitadas ocasionalmente (*backup*). Além disso, podem operar com regimes de carga elevados. Dentre as principais características destacam-se a moderada resistência ao processo de ciclagem e o baixo consumo de água;
- **Tração:** Projetadas para operar com ciclos profundos e freqüentes e regimes de descarga moderados. Suas principais características são a alta resistência à ciclagem, o alto consumo de água e a manutenção freqüente;
- **Fotovoltaicas (ou solares):** Projetadas para ciclos diários rasos com taxas de descarga reduzidas (descargas profundas esporádicas, da ordem de até 80%). Como características principais destacam-se a resistência ao processo de ciclagem e a pouca manutenção.

5.2 Acumuladores de Energia Elétrica, ou Baterias

Diferentes tipos de baterias recarregáveis, passíveis de serem usadas nas aplicações autônomas de fornecimento de energia elétrica, são disponibilizados no mercado. A figura 5.2 apresenta a curva de descarga típica para vários tipos de células que constituem as baterias secundárias, exemplificando suas características e diversidades de opções.

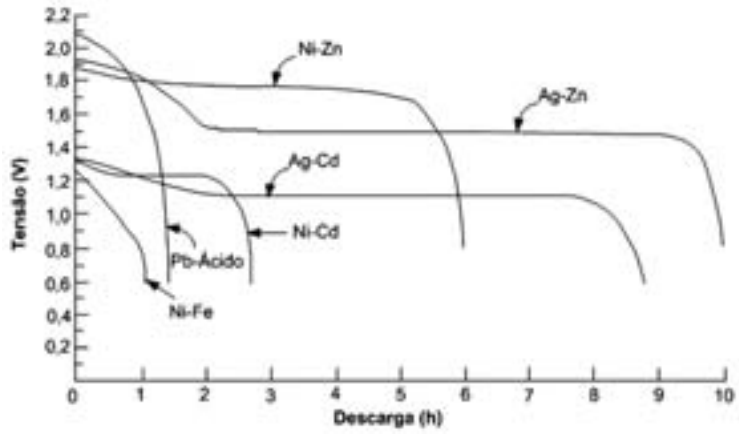


Figura 5.2 – Características de descarga típicas de vários sistemas de baterias secundárias de pesos iguais, descarregando sob mesmas condições

Como se pode observar, a variedade de baterias é muito grande (Ni-Fe, Ni-Zn, Ni-Cd). Entretanto, a disponibilidade no mercado reduz a possibilidade de escolha dos tipos que podem ser empregados em sistemas isolados, tais como os sistemas híbridos. Dessa maneira, as baterias de chumbo-ácido (Pb-ácido) e níquel-cádmio (Ni-Cd) tornaram-se algumas das poucas opções para os projetistas e portanto, as mais usuais. O preço das últimas é, para a mesma quantidade de energia, de quatro ou cinco vezes superior ao das primeiras [LORENZO *et alii*, 1994].

Assim, a questão econômica, associada à disponibilidade do mercado, faz com que a maioria dos acumuladores utilizados nos sistemas fotovoltaicos, eólicos, ou híbridos, sejam constituídos por baterias recarregáveis de chumbo-ácido. Contudo, a menos que melhorias sejam realizadas na densidade de energia, no custo e no tempo de vida das baterias de Pb-ácido, outras tecnologias promissoras poderão ultrapassá-las [MENSSENGER e VENTRE, 2000]. Por exemplo, baterias de Ni-Cd são comumente usadas em aplicações que requerem baterias seladas capazes de operar em qualquer posição, e ainda manter sua densidade de energia.

As baterias podem ser fabricadas a partir de diversos processos construtivos e químicos. Outros elementos químicos, como por exemplo, o cálcio (Ca) e o antimônio (Sb), podem ainda ser adicionados aos eletrodos da bateria com o objetivo de melhorar suas propriedades mecânicas e, assim, reduzir a perda de matéria ativa e, conseqüentemente, aumentar sua vida útil.

5.3 A Bateria de Pb-Ácido

A bateria de chumbo-ácido é constituída, basicamente, por um anodo de dióxido de chumbo, também chamado de eletrodo positivo, um catodo de chumbo, também chamado de eletrodo negativo, e um eletrólito de ácido sulfúrico diluído em água.

Durante seu processo de carga, deve ser conectado aos terminais da bateria um gerador CC, com tensão superior à da bateria, para que haja uma injeção de corrente pelo eletrodo positivo. O processo é reversível, e a bateria se descarrega quando se conecta aos seus terminais uma carga elétrica qualquer, com a conseqüente circulação de corrente no sentido oposto ao da corrente de carga.

As reações químicas que ocorrem durante o funcionamento das baterias são as seguintes:

- Eletrodo positivo:

$$PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \underset{\text{carga}}{\overset{\text{descarga}}{\rightleftharpoons}} PbSO_4 + 2H_2O\ .$$

- Eletrodo negativo:

$$Pb + SO_4^{2-} \underset{\text{carga}}{\overset{\text{descarga}}{\rightleftharpoons}} PbSO_4 + 2e^-\ .$$

- Reação global da célula:

$$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \underset{\text{carga}}{\overset{\text{descarga}}{\rightleftharpoons}} 2PbSO_4 + 2H_2O\ .$$

Quando a bateria está carregando, o eletrodo positivo tem um depósito de dióxido de chumbo enquanto que o negativo acumula chumbo. Esse processo acarreta a liberação de ácido sulfúrico ao eletrólito, aumentando sua concentração. Ao descarregar-se, a reação química que ocorre faz com que tanto a placa positiva quanto a negativa tenha um depósito de sulfato de chumbo, absorvendo ácido sulfúrico do eletrólito e, conseqüentemente, diminuindo sua concentração. A figura 5.3 ilustra a operação de uma célula básica que compõe uma bateria de chumbo-ácido, e o comportamento da tensão nos processos de carga e descarga da mesma.

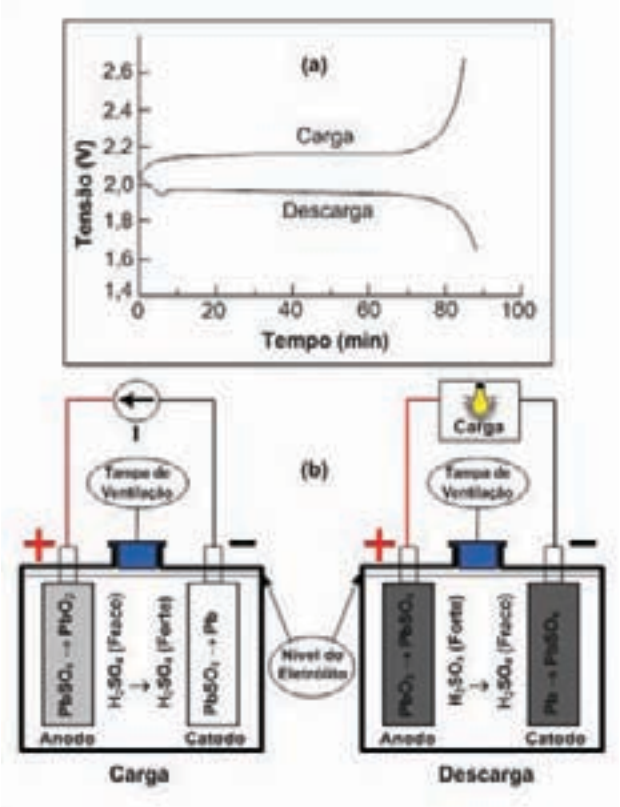


Figura 5.3 – Estados de carga e descarga de uma célula básica de Pb-ácido: (a) curvas de carga e descarga; (b) composição e princípio de funcionamento

Como o processo químico libera gases (hidrogênio e oxigênio), há necessidade que o conjunto tenha aberturas de ventilação para o exterior, que permitam a eliminação desses gases, restringindo ao máximo a possibilidade de um vazamento do eletrólito.

Na prática, as baterias são constituídas por eletrodos compostos de placas porosas de liga (Pb-Sb ou Pb-Ca), separadores, e um eletrólito (mistura de ácido sulfúrico e água). As placas são feitas de dióxido de chumbo e chumbo impregnados em uma grade metálica. O conjunto de uma placa positiva, uma negativa e um separador formam um "elemento". A figura 5.4 mostra a constituição interna de um acumulador de Pb-ácido.

Figura 5.4 – Constituição interna de uma bateria de Pb-ácido

A caixa da bateria e sua tampa são confeccionadas com polipropileno resistente a vibrações. As de 12 V possuem seis células, onde são colocados os seis elementos. Na tampa das baterias de melhor qualidade encontra-se um densímetro indicador de carga, dispositivos anti-chamas e, em alguns casos, um separador de líquido e gás. Este separador possibilita a liberação de gases provenientes da bateria, além de não deixar escapar o eletrólito.

Do ponto de vista de circuitos, uma bateria pode ser modelada por uma fonte de tensão ideal em série com uma resistência interna, tal como indicado na figura 5.5. Os valores de resistência interna (R_{Bi}) e da fonte de tensão ideal (V_{Bi}) dependem da temperatura da bateria e da concentração de ácido no eletrólito.

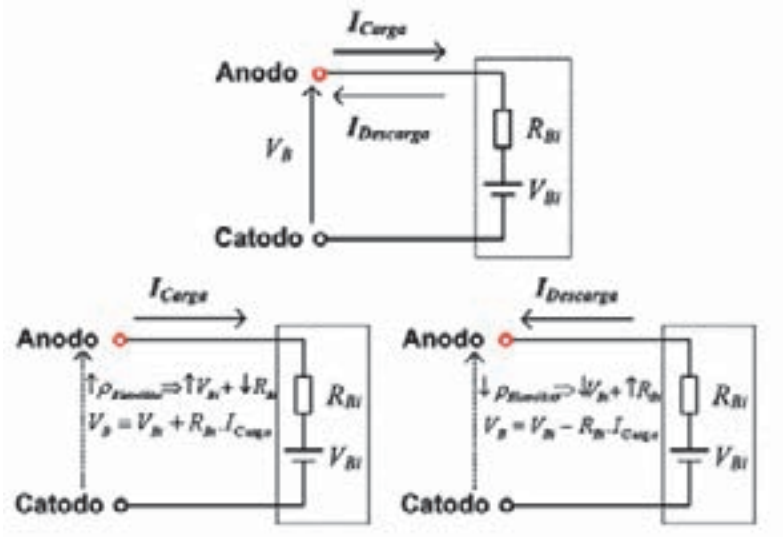


Figura 5.5 – Circuito equivalente de uma bateria

A liberação de ácido no eletrólito proporciona maior concentração de íons no mesmo, o que implica no aumento de V_{Bi} e na diminuição de R_{Bi} e, conseqüentemente, do produto $R_{Bi} \times I_{Carga}$ (figura 5.5). Nessa situação, V_{Bi} é maior que $R_{Bi} \times I_{Carga}$, de forma que a tensão na bateria aumenta ($\uparrow V_B$).

De maneira análoga, durante o processo de descarga, a absorção de ácido do eletrólito acarreta uma diminuição de sua densidade, implicando também na diminuição de V_{Bi} e no aumento de R_{Bi}, sendo que ambos colaboram para a redução da tensão nos terminais da bateria ($\downarrow V_B$).

Devido à quase que completa transformação da matéria ativa (PbO_2 no anodo e Pb no catodo) no final do processo de carga, parte da corrente usada para promover a reação, passa a provocar a liberação de gases (O_2 no anodo e H_2 no catodo). Este fenômeno, conhecido como gasificação, tem implicações positivas e negativas na vida útil da bateria.

A perda de água do eletrólito, a corrosão por oxidação do terminal positivo e, no caso de um processo de gasificação muito intenso, o desprendimento da matéria ativa devido ao arraste proporcionado pelas bolhas de gás, estão entre os principais problemas encontrados na gasificação. Contudo, vale ressaltar que os primeiros momentos da gasificação proporcionam uma homogeneização do eletrólito, conseqüente do movimento causado pelas bolhas dos gases liberadas. Essa homogeneização é um fator muito importante para evitar a estratificação, que consiste no aumento da densidade do eletrólito, na medida em que se caminha para regiões mais internas, e que provoca a corrosão das partes mais inferiores das grades onde está impregnada a matéria ativa. Dessa forma, o uso de estratégias de carga adequadas para prevenir a estratificação é

importante e deve ser considerada pelas unidades de condicionamento de potência utilizadas em sistemas autônomos, sejam eles híbridos ou não. Mais adiante faz-se uma breve abordagem sobre as principais estratégias de carga de baterias existentes e quais estão sendo empregadas nas unidades de controle de carga de baterias.

5.4 Processos de Carga e Descarga

Como já apresentado anteriormente, o processo de carga de uma bateria tem como objetivo principal a extração do ácido contido nas placas e a liberação destes para o eletrólito. A figura 5.6 mostra uma curva característica de carga a corrente constante em uma bateria de Pb-ácido selada.

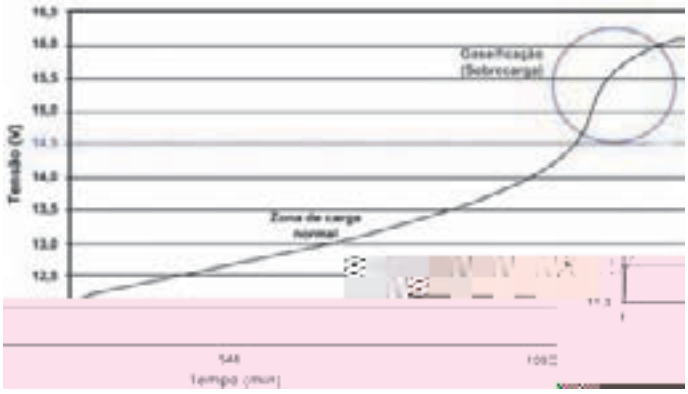


Figura 5.6 – Evolução da tensão nos terminais de uma bateria durante o processo de carga a corrente constante de 5 A (regime de carga C_{20} e temperatura ambiente de 20°C) Fonte: OLIVEIRA, 2005

É conveniente carregar uma bateria com um nível de corrente que não exceda o máximo dado pelo fabricante (I_{20}, ou 5 A, no exemplo da figura 5.6). O tempo de carga, multiplicado pela corrente de carga deve ser uns 15% maior do que o número de Ah da bateria, para compensar as perdas durante o processo de carga.

É possível observar que, quando a bateria é submetida a esse processo, a tensão da mesma aumenta rapidamente devido ao súbito aumento de ácido no eletrólito (figura 5.6). Nota-se também, a existência de uma zona de carga normal, que se caracteriza por um processo mais lento devido ao aumento gradativo de ácido no eletrólito, e outra de gasificação ou sobrecarga, onde a perda de água do eletrólito obriga a sua reposição periódica, sob pena da bateria sofrer danos irreversíveis.

Do ponto de vista elétrico, a gasificação implica em aumento significativo de R_{Bi}. O crescimento de VB se deve ao crescimento de V_{Bi}, devido ao aumento do SOC, na primeira zona e ao de R_{Bi} na segunda. Segundo LORENZO *et alii* (1994) uma forma prática de se controlar a sobrecarga consiste em limitar a tensão de carga entre 2,35 e 2,45 V/elemento a uma temperatura ambiente de 25°C, o que corresponde, para uma bateria de 12 V, limitar a tensão entre 14,1 e 14,7 V.

A corrente de carga provoca reações químicas nos eletrodos, as quais continuam desde que o gerador seja capaz de manter essa corrente, ou até que o eletrólito seja incapaz de manter essas reações. Como o processo é reversível, se o gerador for desconectado e em seu lugar for conectada uma carga elétrica à bateria, circulará uma corrente através desta, em direção oposta à de carga, provocando reações químicas nos eletrodos que retornam o sistema à sua condição inicial.

Em principio, o ciclo de carga-descarga pode ser repetido indefinidamente. Na prática, existem limitações para o seu número máximo, uma vez que os eletrodos perdem parte do material com cada descarga. As sucessivas descargas traduzem-se em uma diminuição progressiva da capacidade da bateria, como conseqüência da perda de material ativo da mesma. Naturalmente, essa perda é tanto mais intensa quanto maior for o número de ciclos e a profundidade de descarga. A diferença de funcionamento entre os diversos tipos de baterias está relacionada aos diferentes eletrólitos e eletrodos metálicos. Para um mesmo tipo de bateria, a diferença de funcionamento é o resultado do método de fabricação [LORENZO *et alii*,1994].

Quando um tipo de energia é convertido em outro, a eficiência do processo nunca alcança os 100%, tendo em vista que sempre existem perdas (calor). A dupla conversão energética que ocorre em um ciclo dentro de uma bateria obedece a essa lei física. Haverá, portanto, perdas de energia durante os processos de carga e ou de descarga.

Três características definem uma bateria recarregável: a quantidade de energia que ela pode armazenar, a máxima corrente que pode entregar (descarga) e a profundidade de descarga a que pode submeter-se. A quantidade de energia que pode ser acumulada por uma bateria é dada pelo número de watts-hora (Wh) da mesma. A capacidade nominal (C_B) de uma bateria de submeter-se a um dado regime de descarga é dada pelo número de ampères-hora (Ah).

O número de Ah de uma bateria é um valor que se obtém de um regime de descarga especificado pelo fabricante. Para um tipo especial de baterias, chamadas fotovoltaicas, ou solares, o procedimento de prova é padronizado pela indústria. Uma bateria, inicialmente 100% carregada, é descarregada com corrente constante, até que a energia na mesma se reduza a 20% de seu valor inicial. O valor dessa corrente de descarga multiplicado pela duração do teste (20 horas é um valor típico) é o valor em Ah dessa bateria. Um exemplo prático serve para reforçar este conceito: se uma bateria solar tem uma capacidade nominal (C_B) de 200 Ah para um tempo de descarga de 20 h, o valor da corrente durante o teste é de 10 A.

Existe a tendência de estender esse conceito para correntes de descarga superiores ao máximo determinado pelo método de teste (10 A neste exemplo). A bateria do exemplo não pode entregar 200 A durante uma hora. O processo eletroquímico não pode ser acelerado sem que a bateria incremente sua resistência interna de forma significativa. Esse incremento diminui a tensão de saída, auto-limitando a capacidade de suprir correntes elevadas na carga. Se a corrente de descarga for menor que a especificada, por exemplo 5 A, a relação Ah será válida. A bateria de 200 Ah do exemplo pode suprir esse valor de corrente por 40 horas. A figura 5.7 quantifica este fenômeno, ilustrando a redução da capacidade da bateria com o aumento da corrente de descarga.

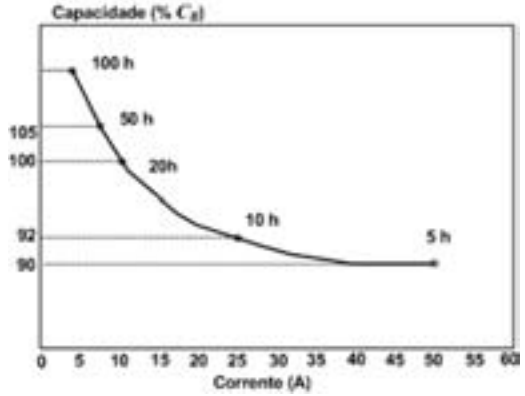


Figura 5.7 – Evolução da capacidade da bateria em função do regime de descarga

A profundidade de descarga (PD) representa a quantidade de energia que pode ser extraída de uma bateria. Esse valor é dado em forma percentual. Se a bateria do exemplo anterior entregar 1.200 Wh, a profundidade de descarga será de 50%. Quando se efetua o teste para determinar a capacidade em Ah de uma bateria solar, a PD_{max} alcançada é de aproximadamente 80%. A figura 5.8 mostra a dependência da vida útil da bateria com a profundidade de descarga a que esta é submetida, para duas famílias de baterias existentes no mercado.

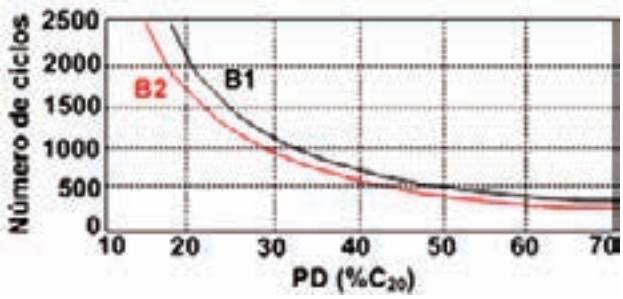


Figura 5.8 – Vida útil da bateria em função de PD para duas famílias de baterias de Pb-ácido

Nota-se que para PD igual a 30% a vida útil da bateria em ciclos ficaria entre 1.000 e 1.200 ciclos, dependendo do modelo.

Como geralmente o perfil da carga atendida por sistemas autônomos se caracteriza por carga leve durante o dia e picos durante a noite, pode-se considerar que as baterias sofrem um processo de carga durante o dia e descarga durante a noite, o que implica em ciclos diários de carga e descarga, o que equivale, em termos de vida útil para as famílias de bateria anterior, de 2,74 a 3,30 anos, aproximadamente. A figura 5.9 ilustra os perfis de produção solar e eólica e consumo de eletricidade que podem implicar em ciclos diários de carga e descarga, tal como o mencionado anteriormente.

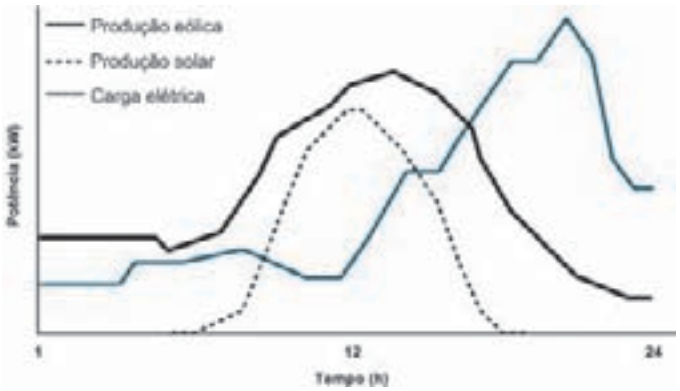


Figura 5.9 – Perfil diário hipotético de produção e consumo de eletricidade em um sistema híbrido solar-eólico

Nota-se que o funcionamento de sistemas híbridos, com o perfil ilustrado na figura 5.9, impõe às baterias condições de trabalho que, em geral, se caracterizam pela ocorrência de ciclos diários e sazonais. A figura 5.10 representa o perfil de operação de uma bateria em uma instalação com fontes intermitentes, de acordo com as características anteriores. Nela é possível observar a evolução do estado de carga durante um dado mês de funcionamento e a inf uência das variações irregulares no processo de ciclagem.

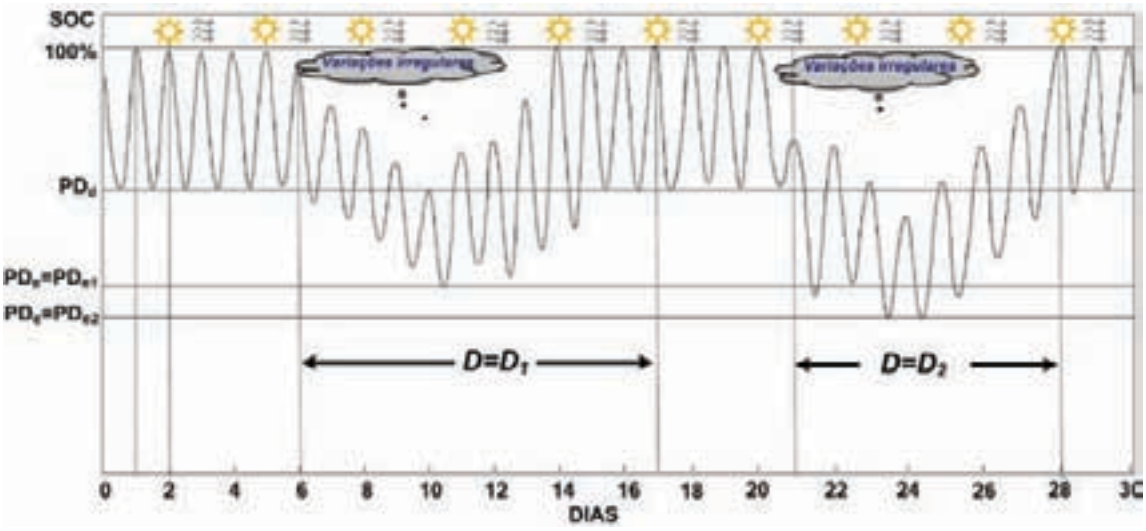


Figura 5.10 – Condições de operação de uma bateria em uma instalação com fontes intermitentes: evolução do estado de carga

Nota-se da figura 5.10 períodos cuja produção diária de energia é igual ou superior ao consumo e períodos em que, devido às variações irregulares (nuvens e calmarias), a produção é insuficiente para suprir esse mesmo consumo. Essa característica intrínseca desses sistemas implica na existência de uma ciclagem diária, com uma profundidade de descarga PD_d associada, e uma ciclagem sazonal, com uma profundidade de descarga PD_s associada.

Nas aplicações autônomas com fontes intermitentes, o sistema de armazenamento é geralmente dimensionado para assegurar o atendimento da demanda nos períodos em que a produção renovável é insuficiente. Esse dimensionamento, realizado de modo que a carga possa ser atendida por algumas horas ou dias, resulta em uma profundidade de descarga diária (PD_d) situada entre 20% e 30% de sua capacidade nominal.

Adicionalmente ao dimensionamento do sistema de armazenamento de energia elétrica, o dimensionamento do gerador é comumente realizado de modo que atenda a toda a energia requerida pela carga sob condições médias de radiação e velocidade de vento. Esses dois temas básicos implicam nos seguintes pontos relacionados às condições de operação típicas das baterias em um sistema fotovoltaico-eólico autônomo.

- Operação com excesso de energia: Em períodos com altos níveis de velocidade de vento e radiação solar, é comum que os sistemas autônomos operem com excesso de energia, principalmente se estes são geralmente dimensionados considerando-se a condição do pior mês, do ponto de vista da disponibilidade dos recursos renováveis. Como conseqüência, a bateria (ou o banco de baterias) atinge o limite de sua tensão máxima de carga quase que todos os dias, próximo ao meio-dia ou durante as primeiras horas da tarde, e até ao anoitecer está totalmente carregada (SOC = 100%). Durante a noite, a bateria descarrega e pela manhã, ao nascer do sol, ela atinge seu estado de carga mínimo, entre 80% a 70% da capacidade nominal, que equivale a um PD_d entre 20 a 30. Durante o dia seguinte, o mesmo ciclo de carga e descarga se repete e a bateria mais uma vez chega carregada ao anoitecer. Essa é a melhor condição de operação para a uma bateria usada em sistemas autônomos.

- Operação com déficit de energia: De maneira análoga, em períodos com baixos níveis de velocidade de vento e radiação solar, se a bateria não estiver significativamente sobredimensionada, o mesmo sistema anterior encontrará condições de operação com déficit de energia mais ou menos freqüente. Se uma seqüência de dias nublados e/ou sem vento ocorre, o estado de carga da bateria irá gradualmente diminuindo e, mais cedo ou mais tarde, a tensão da bateria atingirá seu limite mínimo de descarga. A menos que os usuários reduzam o consumo voluntariamente, o resultado culminará na desconexão da carga. Esta situação será mantida até que a bateria atinja, durante o próximo dia de sol e bons ventos, um valor de tensão razoável, que torne possível a re-conexão da carga pelo sistema de controle. Durante esses períodos, dependendo se o usuário gerencia ou não o sistema, a bateria poderá freqüentemente sofrer períodos longos de descarga profunda (aumento da duração D).

A existência de uma ciclagem sazonal associada aos períodos de baixa disponibilidade energética, cujas características de profundidade de descarga, PD_s, e duração, D, dependem do consumo diário (diurno e noturno), do tamanho do gerador e da climatologia do lugar, traduz-se pela incorporação de equipamentos de controle que limitam o valor de PDs em um certo valor máximo (PD_{max}), para evitar a perda excessiva de matéria ativa na bateria. Nos sistemas híbridos de produção de eletricidade, essa função é geralmente realizada pelo inversor ou por uma unidade de gerenciamento e controle, que corta a carga ou transfere sua alimentação para um grupo gerador. A figura 5.11 mostra a evolução da curva característica de descarga de uma bateria de Pb-ácido a corrente constante, e alguns valores de PD e seus respectivos valores de tensão associados.

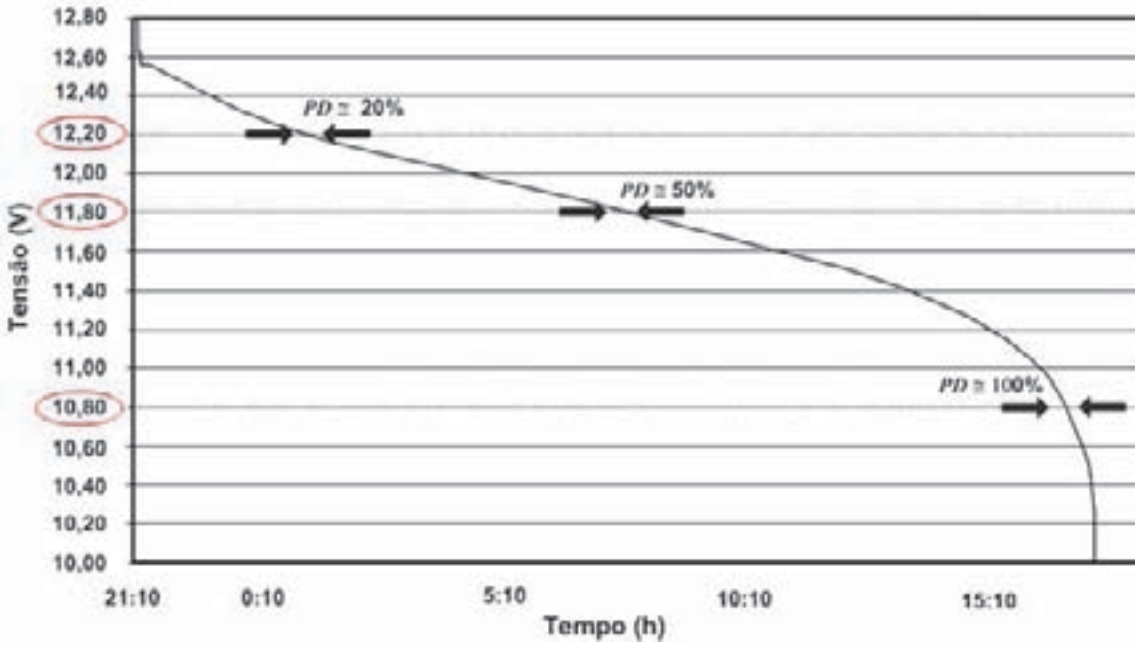


Figura 5.11 – Evolução da tensão entre os terminais de uma bateria durante um processo de descarga a corrente constante de 5 A
Fonte: OLIVEIRA, 2005

Dessa forma, percebe-se que a capacidade disponível, ou útil, da bateria é menor que sua capacidade nominal e igual ao produto $C_B \times PD_{max}$. As tabelas 5.1 e 5.2 mostram duas formas de classificação, com os valores de PD_{max} associados a alguns tipos de baterias disponíveis no mercado.

Modelo de Bateria	PDmax
Gelificada (VRLA)	30%
Automotiva (SLI)	50%
Solar modificada	60%
Tubular	80%

Tabela 5.1 – Valores de profundidade de descarga máxima, segundo o tipo de bateria. [DIAZ e EGIDO, 2003]

Tipo de bateria	PD (%)	
	PDmax (%)	Recomendado
Solar	80	70
Automotiva		
- clássica	50	30
- modificada	60	40
- livre de manutenção	30	20

Tabela 5.2 – Valores de profundidade de descarga máxima e recomendada, segundo o tipo de bateria

Constata-se que a etapa de dimensionamento do sistema é importante para garantir uma operação com boa relação custo-confiabilidade. A figura 5.12 representa o que acontece com os parâmetros PD e D quando se variam os tamanhos do gerador e do sistema de acumulação.

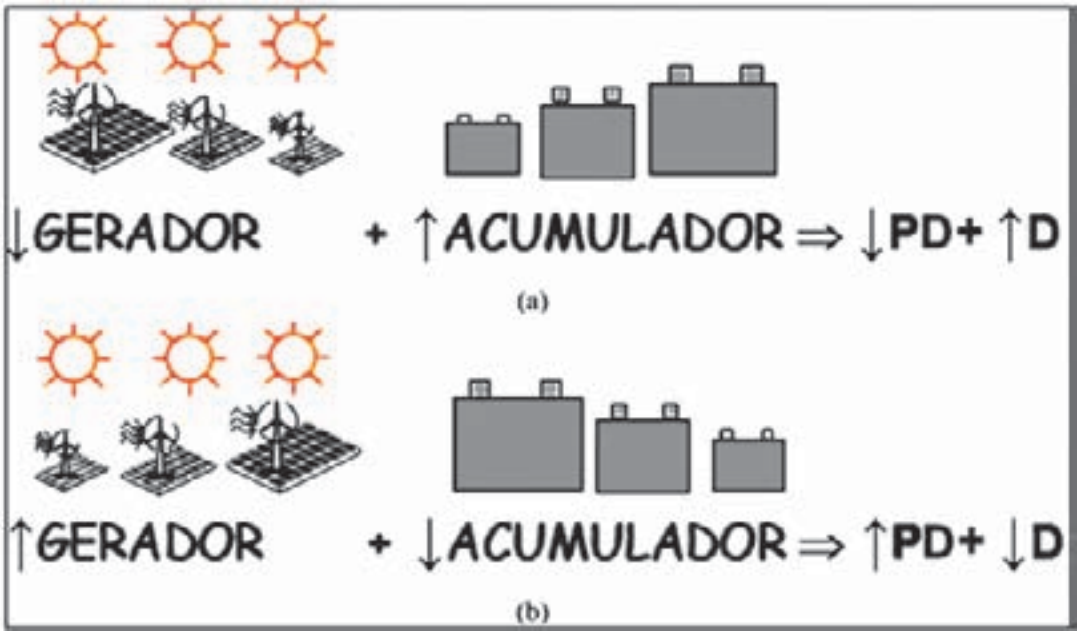


Figura 5.12 – Inf uência do dimensionamento do gerador e da bateria nos parâmetros PD_e, e D: (a) diminuindo o tamanho do gerador e aumentando o acumulador; (b) aumentando o tamanho do gerador e diminuindo o tamanho do acumulador

A utilização de geradores pequenos e banco de baterias grandes proporcionam valores pequenos de PD_d (que são benéficos para a vida da bateria) e períodos longos para a duração D (que é ruim para bateria). Além do mais, a pouca capacidade de carga do gerador dificulta a gasificação necessária para evitar a estratificação.

De outra forma, o uso de geradores grandes e bancos de baterias pequenos conduzem a valores pequenos de D (que é bom para a vida útil da bateria) e grande de PD_d (prejudicial). A estratificação é evitada devido à maior capacidade de carga do gerador e, quando devidamente controlada, a leve sobrecarga da bateria torna-se um prolongador da sua vida útil.

Constata-se que a vida útil da bateria é primeiramente determinada pelo número de dias em que ela alcança a condição de 100% de carga (que é o ideal) e o número de vezes em que ela atinge a tensão mínima de descarga (que é a pior condição de operação), e isso está diretamente ligado ao dimensionamento e às condições de operação. Se o sistema de produção de eletricidade for dimensionado para ser menor que o necessário para atender à carga, a bateria atingirá condições de descarga profunda mais freqüentemente durante o ano (PD_{s1} e PD_{s2}), e sua vida útil certamente será reduzida. Se, ao invés disso, esse mesmo sistema for sobredimensionado, a bateria atingirá a condição de SOC = 100% quase que todos os dias do ano, e sua vida útil será prolongada. A escolha final de uma ou outra combinação depende das circunstâncias concretas: preço do sistema de produção de eletricidade e baterias, facilidade de acesso etc.

É importante mencionar que, no caso particular dos sistemas fotovoltaicos, quando adequadamente dimensionados, as baterias dificilmente são carregadas totalmente, devido ao número limitado de horas de carregamento por dia [LUQUE e HEGEDUS, 2003]. Dessa forma, o termo carga completa deve ser diferenciado de uma carga completa real, definida pelo ponto em que toda a matéria ativa é convertida em material carregado, de um SOC solar prático de 100%.

Já no caso dos sistemas híbridos de produção de eletricidade, a carga plena pode ser atingida pela operação de grupos geradores a diesel e/ou a complementação de aerogeradores. Uma carga completa a cada quatro semanas é uma recomendação importante. Dados operacionais demonstram que isso tem um impacto muito pequeno no balanço de energia global, mas evidencia o prolongamento da vida útil do banco de baterias.

Percebe-se que a autonomia do sistema é um dos parâmetros cruciais no dimensionamento, e que tem implicações certas na vida útil da bateria. Nos sistemas híbridos de produção de eletricidade, esse parâmetro é mais complicado de se determinar, devido a um maior número de fontes envolvidas. Contudo, essa complicação é compensada pela f exibilização proporcionada por sistemas de *backup*, geralmente grupos geradores a diesel, que permitem a redução da capacidade do banco de baterias. No caso particular dos sistemas fotovoltaicos, essa autonomia em dias pode ser relacionada com o valor mínimo de horas de sol pleno (HSP_{min}), através das equações (5.1) e (5.2) [MENSSENGER e VENTRE, 2000]. Estas equações podem ser utilizadas somente se os dias de autonomia, para carga crítica e não-crítica (N_{crit} e $N_{n\text{-}crit}$), não foram previamente determinados para uma dada localidade.

$$N_{crit} = -1{,}9 \times HSP_{min} + 18{,}3 \qquad \text{equação 5.1}$$

$$N_{n\text{-}crit} = -0{,}48 \times HSP_{min} + 4{,}58 \text{ , para } HSP_{min} > 1h \qquad \text{equação 5.2}$$

MENSSENGER e VENTRE (2000) conceituam as cargas críticas como aquelas que devem ser atendidas pelo menos 99% do tempo (a figura dos 99% é considerada como representativa da

média sobre o tempo de vida do sistema), enquanto que as cargas não-críticas são aquelas que devem ser atendidas pelo menos 95% do tempo.

De acordo com o que foi exposto até então, a experiência tem demonstrado que, nos sistemas autônomos, infelizmente, a bateria aparece como um elo fraco do sistema, uma vez que sua expectativa de vida é significativamente inferior à de qualquer outro componente do sistema, implicando em custos mais elevados. No caso dos sistemas fotovoltaicos em particular, os gastos com as trocas de baterias podem chegar a 35% do custo do ciclo de vida anualizado (CCVa) de todo o sistema. As figuras 5.13 e 5.14 mostram como fica a distribuição dos custos envolvidos para este tipo de aplicação.

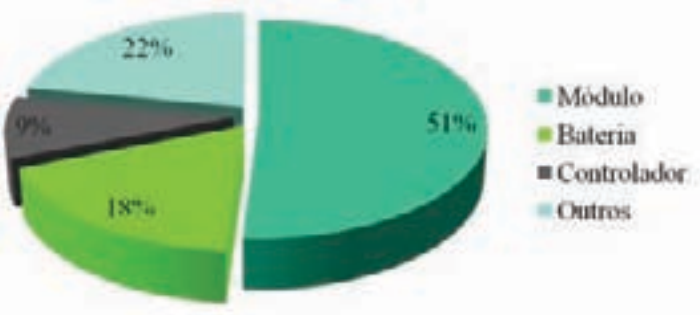


Figura 5.13 – Participação de cada componente no investimento inicial [OLIVEIRA, 2005]

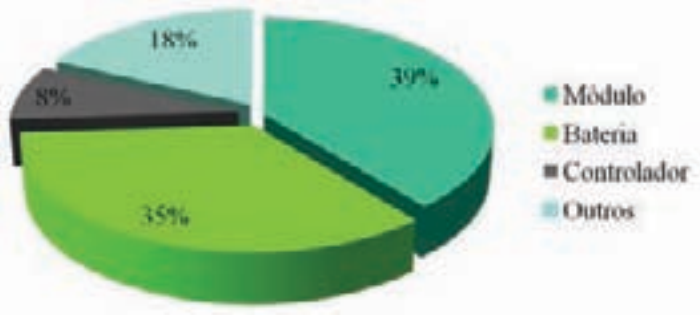


Figura 5.14 – Representação em porcentagem do custo do ciclo de vida anualizado para cada componente de um sistema fotovoltaico domiciliar [OLIVEIRA, 2005]

Como a vida útil da bateria é um dos fatores principais que determinam o custo do ciclo de vida de um dado sistema autônomo, a figura 5.14 dá um exemplo da contribuição dos componentes de custo no CCVa para um sistema fotovoltaico autônomo.

Apesar de as baterias ainda serem apontadas como o elo fraco do sistema, dentre a variedade de tecnologias disponíveis e sob desenvolvimento para o armazenamento de energia, as baterias de Pb-ácido ainda são, e ainda serão por algum tempo, as principais para o atendimento elétrico a áreas remotas.

5.4.1 Avaliação do Estado de Carga

Em uma bateria de chumbo-ácido o eletrólito participa de forma ativa no processo eletroquímico, variando a proporção de ácido na solução com o estado de carga do acumulador. Quando a bateria está descarregada, a quantidade de ácido na solução diminui. Se a bateria está carregada, a quantidade de ácido na solução aumenta. Esse mecanismo tem uma aplicação prática:

monitorando-se a concentração do ácido pode-se determinar o estado de carga da bateria. Essa monitoração é feita por um densímetro.

A medição da densidade do eletrólito constitui avaliação mais confiável, pois se mede um grupo de células separadamente. Diferenças significativas no valor da densidade entre um grupo de células e as restantes dão uma indicação clara do envelhecimento da bateria. Apesar do aumento da confiabilidade sobre o conhecimento do estado real de carga da bateria, essa não é uma prática tão simples de ser efetuada, e por isso não tão utilizada no dia-a-dia dos sistemas autônomos.

O valor da tensão da bateria não representa a melhor indicação do estado de carga ou da vida útil da mesma. Contudo, na prática essa é a informação que facilmente pode ser utilizada para a avaliação do SOC durante a operação de um sistema autônomo. Para isso, voltímetros de precisão, capazes de ler com uma precisão de no mínimo duas casas decimais, dão uma boa indicação sobre o estado de carga do banco de baterias, auxiliando na operação do sistema. A figura 5.15 mostra uma instalação autônoma que utiliza um voltímetro digital e um medidor de kWh, usados como indicadores para o gerenciamento do consumo, à medida em que a tensão do banco de baterias vai diminuindo.

Figura 5.15 – Voltímetro digital usado para medir a tensão do banco de baterias em um sistema autônomo com tensão nominal de 24 V_{CC}

Dentre os valores de tensão importantes para o gerenciamento do SOC, está a tensão de final de descarga. Esse valor, geralmente fornecido pelo fabricante, situa-se sempre próximo aos 10,5 V, para uma bateria de chumbo-ácido de tensão nominal de 12 V, trabalhando a uma temperatura próxima de 25°C. Porém, é importante mencionar que a ocorrência de valores freqüentes de PD iguais ou superiores a 50%, que equivalem a tensões iguais ou inferiores a 11,8 V (Figura 5.11), implicará na significativa redução da vida útil da bateria. No caso dos sistemas de 24 V da figura 5.15, os valores mencionados ficariam com 21 e 23,6 V, respectivamente. Sistemas em 48 V teriam uma tensão limite, correspondente a um PD_{max} de 50%, de aproximadamente 47,2 V.

5.4.2 Congelamento do Eletrólito

O congelamento do eletrólito é um problema que pode ocorrer quando a temperatura do mesmo cai abaixo dos 0°C, e está relacionado com o estado de carga da bateria. Quando a bateria está praticamente descarregada, a quantidade de água na solução eletrolítica é maior, como indicado anteriormente. Ao baixar a temperatura do eletrólito, existe a possibilidade de a água congelar. Quando isso ocorre, seu volume aumenta. A força dessa expansão pode danificar tanto os eletrodos, quanto as células, ou até quebrar a sua caixa. O ácido do eletrólito atua como anti-congelante, de maneira que é extremamente importante manter a carga das baterias quando a temperatura de trabalho diminui. Uma bateria solar do tipo chumbo-ácido, totalmente descarregada, congela em torno de -10°C. Se ela estiver totalmente carregada, o ponto de congelamento será de aproximadamente -58°C (tabela 5.3).

Estado de carga (%)	Temperatura de Congelamento do Eletrólito (°C)
100	-58,0
75	-34,4
50	-20,0
25	-15,0
Descarregada	-10,0

Tabela 5.3 – Ponto de congelamento de uma bateria de chumbo-ácido [BITTENCOURT *et alii*, 2000]

Visto que as baixas temperaturas causam tantos problemas, há a tendência de se concluir que as temperaturas ambientes elevadas seriam ideais. A conclusão é errônea, pois a maior atividade química se traduz em uma redução da vida útil da bateria de chumbo-ácido, como mostra a tabela 5.4. A figura 5.16 ilustra a redução da vida útil da bateria, enquanto que a tabela mostra, de um modo geral, a redução da vida útil com a variação da temperatura do eletrólito.

Temperatura do Eletrólito (°C)	Redução da vida útil (%)
25	0
30	30
35	50
40	65
45	77
50	87
55	95

Tabela 5.4 – Redução da vida útil da bateria de chumbo-ácido com a temperatura [BITTENCOURT *et alii*, 2000]

Nota-se que, para este caso, a bateria quando operando a 50°C (25°C acima do especificado) tem sua vida útil reduzida em torno de 10% (figura 5.16).

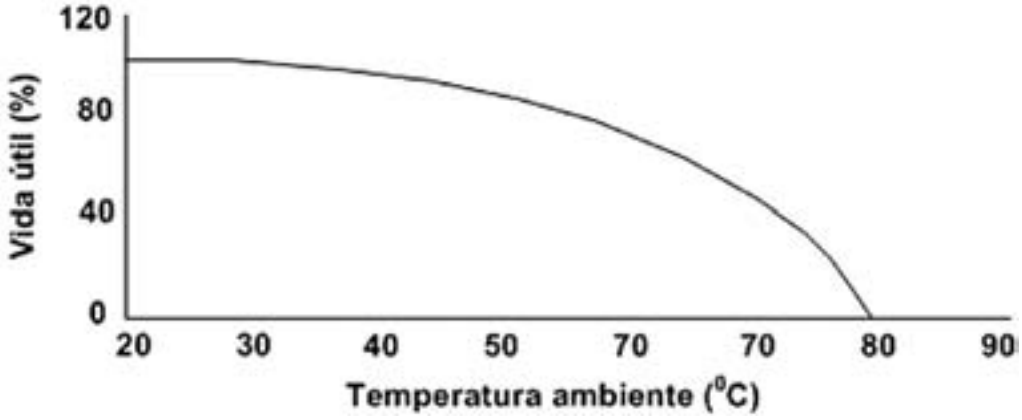


Figura 5.16 – Percentagem relativa da vida útil de uma bateria em função do aumento da temperatura ambiente [MACÊDO, 2002].

5.5 Alguns Aspectos Relacionados com a Vida Útil das Baterias

Gasificação

Quando uma bateria de chumbo-ácido está próxima a alcançar os 100% de sua carga, a quantidade de água no eletrólito fica bastante reduzida. Os íons que esta provê se fazem mais escassos, diminuindo a possibilidade do íon de hidrogênio (eletrodo negativo) e do íon de oxigênio (eletrodo positivo) reagirem quimicamente, formando chumbo e dióxido de chumbo, respectivamente. Se a corrente de carga continuar no mesmo nível, o excesso de gases escapa do eletrólito, o que se conhece como gasificação [GASQUET, 2007; BITTENCOURT *et alii*, 2000].

Quando o processo de carga não é controlado, o excesso de oxigênio começa a oxidar as grades contendo chumbo das células, podendo causar o rompimento das mesmas. Esse fenômeno é conhecido como a "morte súbita" da bateria, já que ocorre sem dar aviso prévio. Uma gasificação excessiva arrasta parte do eletrólito, que é empurrado para fora da bateria, através dos tampões de respiração. Esse material contem ácido sulfúrico, danificando os terminais de saída e diminuindo a quantidade de ácido dentro da bateria. O processo de carga de uma bateria de chumbo-ácido deve minimizar a gasificação do eletrólito. Um pouco de gasificação é útil, pois contribui para homogeneizar a solução eletrolítica. Para uma bateria solar de chumbo-ácido de 12 V nominais, trabalhando próximo dos 25°C, uma tensão de carga de 14,28 V proporciona um nível tolerável de gasificação. Uma tensão mais elevada provoca um nível excessivo de gasificação [GREEN *et alii*, 1997; GASQUET, 2007].

Sulfatação

Observa-se que a descarga das baterias de chumbo-ácido causa a deposição de sulfato de Pb em ambas as placas. Normalmente, essa deposição é constituída por pequenos cristais, que se decompõem facilmente durante o processo de carga. Quando a bateria é descarregada repetidas vezes com descargas profundas, e não é totalmente recarregada, ou quando permanece descarregada por um longo tempo (elevados valores de D), o tamanho dos cristais aumenta, e só uma parte deles participa no processo de carga. Isso resulta em uma obstrução dos poros, dificultando que o ácido do eletrólito f ua e se difunda por eles, além de proporcionar o surgimento de tensões mecânicas no interior das placas, que promovem o desprendimento da matéria ativa,

especialmente do eletrodo positivo. Isso provoca a redução da matéria ativa dos eletrodos, e tem como resultado a diminuição da capacidade de armazenamento. Esse fenômeno é conhecido como sulfatacão da bateria. Em lugares onde os períodos nublados são de longa duração, as baterias podem permanecer em estado de baixa carga por bastante tempo, podendo levar à sulfatação das placas. Uma carga com regime elevado de corrente pode dissolver esta formação cristalina [GREEN *et alii*, 1997].

Autodescarga

Uma bateria que está carregada e permanece inativa, independentemente de seu tipo, perde sua carga com o tempo. Esse fenômeno é conhecido como auto-descarga. A rapidez da descarga depende da temperatura ambiente e do tipo de bateria. Cada modelo de bateria apresenta valores específicos de autodescarga. No caso da aplicação em sistemas híbridos de produção de eletricidade esse fenômeno tem pouco significado.

Estratégia de Operação

De acordo com o que foi exposto, constata-se que descargas profundas freqüentes reduzem significativamente a vida útil da bateria. Por outro lado, a experiência de campo demonstra que o carregamento pleno é necessário para aumentar o tempo de vida útil da mesma. Contudo, como resultado das condições específicas de operação, em muitas situações o carregamento pleno, e adequado, dependerá da estratégia utilizada para tal. Logo, a estratégia de operação tem um importante impacto na vida útil da bateria. Assim, nos parágrafos seguintes faz-se uma breve abordagem sobre as estratégias de carga mais apropriadas, uma vez que as estratégias de descarga consistem em proteger a bateria de descargas excessivas de acordo com a PD_{max} permitida, assunto já abordado anteriormente.

Estratégia de Carga

A estratégia de carga mais tradicional é o da corrente constante/tensão constante (IV ou CCVC, Figura 5.17 (a)). Em sistemas de produção de eletricidade autônomos, isso significa que a bateria é carregada com toda a potência disponível até que ela alcance a tensão de final de carga. A partir desse momento, a corrente de carga da bateria é limitada, de tal forma que o limite de tensão não seja excedido (modo de tensão constante). Quedas de tensão ocorrem em momentos quando a corrente de carga da bateria não é suficiente (devido à redução da geração ou aumento da carga) para manter a tensão da bateria no limite determinado. Muitos controladores de carga e carregadores de bateria usam esse procedimento de carga.

Um método de carga mais sofisticado é apresentado na figura 5.17 (b). Nessa situação, a tensão máxima de carga é reduzida, após certo tempo, para um limite inferior (IVV_o). Isso permite tensões mais elevadas durante a primeira fase da tensão constante, porém evita efeitos negativos, como a gasificação e corrosão devido a longos períodos em tensões mais elevadas. Controladores de carga mais sofisticados usam esse tipo de procedimento de carga.

Um terceiro método de carga, menos freqüente comercialmente, é apresentado na figura 5.17 (c). Após a redução da corrente até o valor I_o durante a fase de tensão constante, o carregamento continua por um tempo limitado, ou quantidade de carga com corrente constante limitada. Durante essa fase, a tensão não é limitada, porém a corrente Io deve ser limitada entre I_{50} a I_{100}.

Finalmente, um dos métodos mais empregados nos últimos tempos encontra-se representado na figura 5.17(d). Este método utiliza em sua fase final de carga, pulsos de corrente, também conhecidos

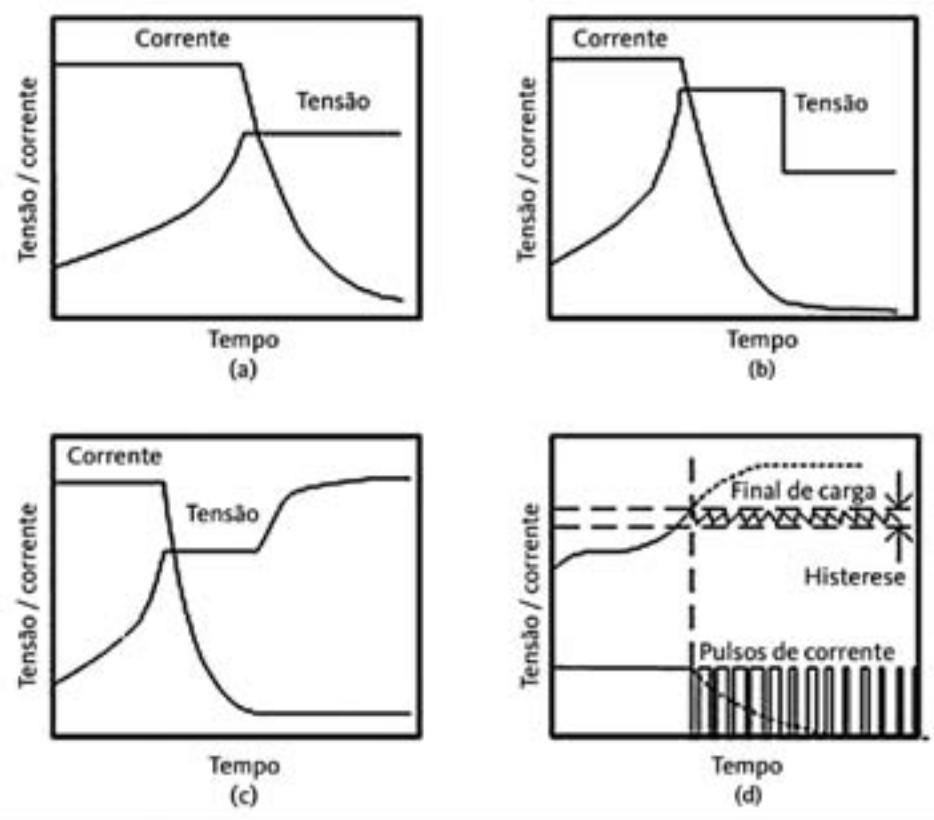


Figura 5.17 – Esquemas de diferentes regimes de carga: (a) evolução da tensão e corrente durante um processo de carga a corrente constante/tensão constante (IV ou CCVC); (b) processo de carga a corrente constante/tensão constante com dois limites de tensão final de carga (IVV_o); (c) processo de carga a corrente constante/tensão constante seguido por uma fase a corrente constante limite (IVI_o); (d) processo de carga a corrente constante/seguido por uma fase a corrente modulada (I_m) mantendo a tensão em f utuação (II_m)

como corrente modulada (I_m), mantendo a tensão em f utuação dentro de uma faixa de histerese. Esse tipo de estratégia evita também efeitos negativos, como a gasificação excessiva. A figura 5.17(d) mostra também uma comparação entre esse método e uma aplicação do método IV.

5.6 Condições de Operação Típicas em Aplicações Autônomas

Para entender os requisitos necessários para os sistemas de armazenamento para aplicações autônomas de fornecimento de energia elétrica, uma breve abordagem sobre as condições de operação mais comuns é de grande utilidade. As condições de operação variam consideravelmente de acordo com a localização, tipo de aplicação, padrão da carga, geradores instalados e a estratégia de operação empregada. Os parâmetros mais importantes para classificação das condições de operação são as correntes de carga e descarga, a temperatura, estas já discutidas anteriormente, e o perfil do estado de carga ao longo do ano, onde é dado o enfoque principal.

5.6.1 Classificação das Condições de Operação da Bateria

Os sistemas isolados podem ser separados basicamente em dois grupos: aqueles constituídos por sistemas de uma única fonte (como por exemplo, os sistemas puramente fotovoltaicos) ou

aqueles que combinam várias fontes (como por exemplo, os sistemas híbridos solar-eólico-diesel). O segundo grupo, que inclui um grupo gerador a diesel como fonte controlável, proporciona um grau adicional de liberdade para o dimensionamento do sistema de armazenamento, possibilitando a redução da capacidade do banco de baterias, principalmente em locais onde a radiação solar e o potencial eólico sofrem variações sazonais muito significativas. Nesse sentido, os sistemas híbridos são sistemas nos quais os grupos geradores a diesel desempenham uma função importante quando associados a geradores fotovoltaicos, eólicos e bancos de baterias.

Para se analisar a diversidade de condições operacionais em sistemas de suprimento de energia autônomos e suas inf uências no regime de carga e descarga de baterias, a figura 5.18 mostra diferentes perfis representativos das condições anuais de operação, subdivididos em classes. Os sistemas híbridos de produção de eletricidade, em geral, podem ser identificados como sistemas das classes 2 e 3, que representam sistemas que incluem o uso de outras fontes de produção de eletricidade, tais como a eólica e a diesel-elétrica, diminuindo, quando possível, os tamanhos do gerador fotovoltaico e do banco de baterias. Outros sistemas, tais como os se enquadram na classe 1, são sistemas sem geradores de *back-up*, projetados para operarem com um elevado nível de confiabilidade (cargas críticas), e que, na prática, podem funcionar como o próprio sistema de *back-up*.

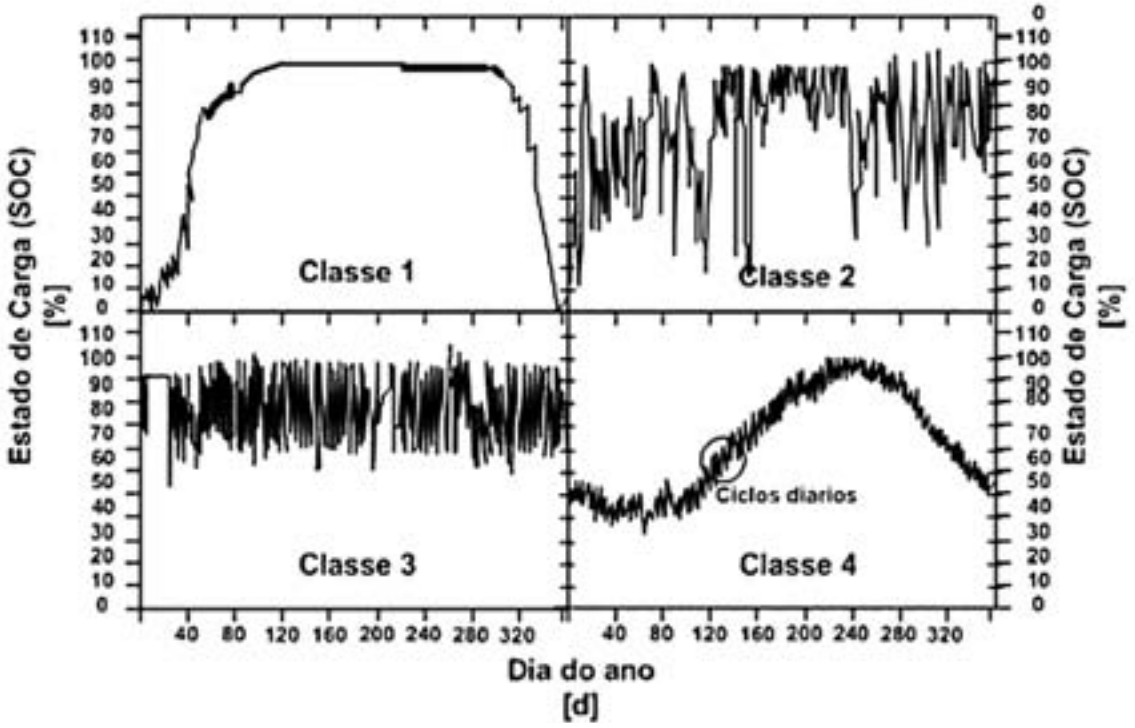


Figura 5.18 – Diferentes perfis de variações sazonais do estado de carga em baterias

Os Sistemas Fotovoltaicos Individuais (SFI), quando operando em condições favoráveis de baixas latitudes poderão ser dimensionados com 2 a 5 dias de autonomia e não demonstrar períodos longos de descarga profunda durante os meses de baixa irradiância. Nessas condições, os SFIs podem ser enquadrados na classe 3 ou até mesmo na 2, quando usando baterias mais resistentes a descargas profundas. Já os sistemas para o atendimento de pequenas comunidades rurais podem ser melhor caracterizados pelo perfil representado pela classe 2. Vale ressaltar que as classes representadas

na figura 5.18, podem sofrer variações, dependendo das condições climáticas do local, do tipo de aplicação e da configuração do sistema de produção e distribuição de eletricidade.

A representação ao longo do ano do estado de carga da bateria demonstra que os sistemas autônomos obrigam a mesma operar em condições específicas, como por exemplo, períodos longos (semanas ou meses), sem atingir um estado de carga pleno (SOC = 100%). Nota-se que os perfis sazonais do SOC apresentados anteriormente diferem de outras aplicações onde, por exemplo, sistemas de atendimento ininterrupto mantém as baterias num SOC próximo de 100% por um longo período de tempo do ano, ou veículos de tração, onde as baterias são recarregadas freqüentemente com altos valores de corrente.

A classe 4, apresentada na figura 5.18, representa uma aplicação onde parte da energia excedente em um dado período é armazenada para suprir o déficit em outro menos favorável. Desde que se tenha mais energia disponível no verão do que no inverno, alguns sistemas podem ser configurados de tal modo que o banco de baterias armazene energia do verão para ser usada no inverno. Isso envolverá uma associação entre o que está sendo entregue pela bateria e o que será produzido pelo gerador. Como exemplo, considere-se uma situação em que em uma dada localidade tenha, no verão, uma disponibilidade do recurso solar três ou mais vezes maior que no inverno. Nessa situação, espera-se que o gerador fotovoltaico produza três vezes mais energia elétrica que no inverno. Se parte da energia produzida no verão for armazenada para o inverno, então cada dia de sol do inverno não necessitará carregar o banco de baterias totalmente. Nesse sentido, a classe 4 pode representar sistemas puramente fotovoltaicos, como foi exemplificado, mas também pode representar sistemas híbridos solar-fotovoltaico-diesel, onde ambas as fontes renováveis tenham suas variações sazonais semelhantes, desde que o sistema de armazenamento seja projetado prevendo-se as variações sazonais dos recursos disponíveis.

Dentre as opções de baterias existentes, a tabela 5.5 é sugerida para auxiliar na seleção do tipo de bateria de Pb-ácido mais adequada, de acordo com a classificação anterior, uma vez que existem várias dessas baterias disponíveis no mercado.

Tipo de Bateria	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4
Estacionária	♦	♦	◊	◊
Tração	-	◊	♦	-
Automotiva	-	◊	◊	-
Solar (especiais)	♦	◊	-	♦
Gel	♦	♦	♦	♦
Aberta	♦	♦	♦	♦

Tabela 5.5 - Grupos de diferentes baterias de Pb-ácido classificadas com respeito às diferentes classes ilustradas na figura 5.18 (♦ mais adequado, ◊ aceitável)

Com base nessa classificação, uma avaliação das propriedades da bateria, de acordo com suas características de aplicação torna-se importante. As diferenças entre as condições de operação e as opções contidas na tabela 5.5 demonstram claramente que não existe uma única bateria específica para aplicações autônomas. A variedade de condições de operação das baterias em sistemas para o fornecimento de eletricidade de forma autônoma é ampla, o que implica dizer que a classificação mostrada aqui é apenas uma representação de algumas dessas possibilidades,

que, por sua vez, exigem soluções individuais apropriadas. Para diferenciar essas condições de operação das baterias, outras características como as pequenas variações que ocorrem do lado CC, ou *ripples*, devem ser consideradas. Os *ripples* resultam, em muitos casos, em micro-ciclos em que a corrente da bateria muda da carga para a descarga e vice-versa. Isso, de fato, reduz o tempo de vida da bateria.

5.7 Composição do Banco de Baterias

Para se obter bancos de baterias mais robustos, deve-se associar várias baterias de menor capacidade em série e/ou paralelo, de modo a se obter o tamanho do banco desejado. Para a composição do banco de baterias, vários aspectos devem ser considerados, dentre os quais se destacam a escolha adequada da tensão do banco de baterias e o correto dimensionamento dos cabos usados na transferência de energia da e para a bateria. As figuras 5.19 e 5.20 ilustram dois bancos de baterias com diferentes capacidades e diferentes tensões nominais de operação. O primeiro deles é composto por 8 baterias de chumbo-ácido do tipo automotiva, de 12 V e 150 Ah, enquanto que o segundo é constituído por 64 baterias especiais de chumbo-ácido, de 6 V e 350 Ah, divididas em 2 blocos com 32 baterias cada, sendo esses blocos interligados, constituindo um único banco de baterias, comum a todas as fontes.

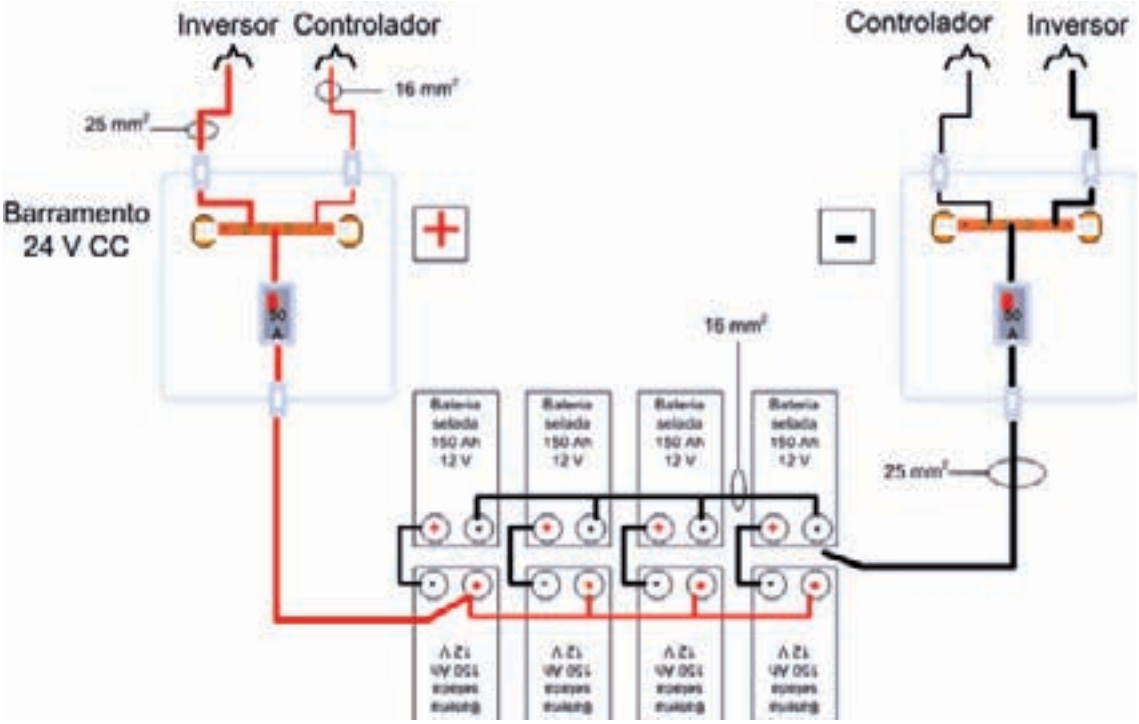


Figura 5.19 – Detalhes sobre a configuração do banco de baterias de 24 V e 600 Ah

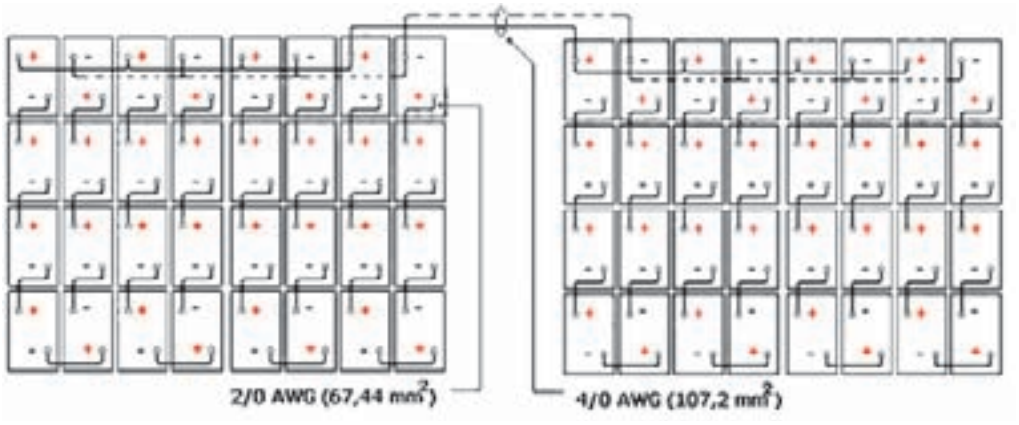


Figura 5.20 – Detalhes sobre a configuração do banco de baterias de 48 V e 2.800 Ah

Para evitar o contato direto com o chão e, eventuais acidentes com o banco de baterias, o mesmo deve ser colocado sobre um estrado com uma proteção para a parte superior e assim evitar contatos indevidos com os terminais das baterias, prevenindo desta forma grandes danos, tendo em vista a quantidade considerável de energia armazenada no banco.

No caso particular da figura 5.20, em se tratando de baterias de 6 V_{CC}, a configuração série-paralelo adotada é constituída de 8 baterias ligadas em série, formando 4 conjuntos em paralelo para cada um dos dois blocos mencionados anteriormente. Essa configuração série-paralelo origina um banco com tensão e capacidade nominais de 48 V e 2.800 Ah, respectivamente. Assim, os equipamentos de condicionamento de potência (controladores, inversores, retificadores) devem ser compatíveis com essa configuração, cuja escolha depende de vários fatores como custo, disponibilidade de equipamentos no mercado, facilidade de instalação, dentre outros.

Outra questão importante está relacionada ao dimensionamento dos condutores. As figuras 5.19 e 5.20 ilustram com detalhes as conexões entre as baterias, bem como as bitolas dos cabos utilizados em cada trecho dos dois bancos aqui apresentados. A utilização de um cabo mais grosso no trecho que interliga os dois blocos da figura 5.20 é necessária, pois este está interligando dois blocos de 1.400 Ah de capacidade cada. As equações (5.3) e (5.4) podem ser utilizadas para calcular as bitolas dos cabos adequadas para cada trecho do circuito que compõe o sistema.

Utilizando-se a equação (5.4) para considerar o efeito da temperatura, é possível determinar a seção mínima do condutor necessária para uma determinada instalação, por meio da equação (5.3), onde d, I e ΔV correspondem, respectivamente, à distância total a ser percorrida pela corrente, à intensidade dessa corrente e à queda de tensão máxima permitida para o adequado funcionamento do sistema.

$$S\,(mm^2) = \rho\left(\frac{\Omega.mm^2}{m}\right) \times \frac{d(m) \times I(A)}{\Delta V(V)}, \qquad \text{equação 5.3}$$

com

$$\rho(T) = \rho\,(20°C) \times (1+\alpha\,(T-20°C))\,. \qquad \text{equação 5.4}$$

Nas instalações que utilizam condutores de cobre (Cu), material que a 20°C apresenta resistividade $\rho_{cu} = 0{,}01724\ \Omega.mm^2/m$ e coeficiente de variação com a temperatura de $\alpha_{cu} = 0{,}0039\ \Omega/°C$, é possível

determinar a inf uência da temperatura na resistividade dos materiais através da equação (5.4).

Os bancos de baterias das figuras 5.19 e 5.20 estão conectados a barramentos CC, que, por sua vez, podem ser alimentados por retificadores e controladores de carga. Esses barramentos possuem disjuntores de 50 e 90 A em suas entradas, respectivamente. Esses disjuntores são utilizados para proporcionar maior segurança contra sobrecargas e auxiliar na instalação e manutenção.

Teoricamente, pode-se calcular a autonomia, em termos de tempo, que o banco de baterias da figura 5.20 proporciona ao sistema, atendendo a uma carga especificada. Para esse cálculo, são utilizadas as equações (5.5) e (5.6):

$$E_{BB} = N_B \times V_B \times C_B \,, \qquad \text{equação 5.5}$$

$$T_A = E_{BB} \times P_D \times 1/(100 \times P_{CARGA}) \,, \qquad \text{equação 5.6}$$

onde: E_{BB} = Energia do banco de baterias (Wh);
V_B = Tensão da bateria (V);
C_B = Capacidade nominal da bateria (Ah);
N_B = Número de baterias do banco;
T_A = Tempo de abastecimento (h);
PD = Profundidade de descarga (%);
P_{CARGA} = Potência da carga (W).

Com as baterias plenamente carregadas, alimentando uma carga de 7 kW, esse banco pode operar durante aproximadamente 5h45, considerando-se uma profundidade de descarga (PD) de 30%, e 15h22, para PD = 80%. Para o caso de uma carga de 3 kW e PD = 30%, a autonomia proporcionada ao sistema ultrapassa 13h26. Nestes cálculos não foi considerada a eficiência de descarga.

6 Sistema de Condicionamento de Potência

6.1 Conceitos Básicos

O sistema de condicionamento de potência é composto por equipamentos cuja função principal é otimizar o controle geração/consumo visando ao aproveitamento ótimo dos recursos, aliado à qualidade e continuidade na entrega da energia ao usuário. A figura 6.1 mostra o sistema de condicionamento de potência como elo principal de ligação entre os sistemas de geração, armazenamento e carga.

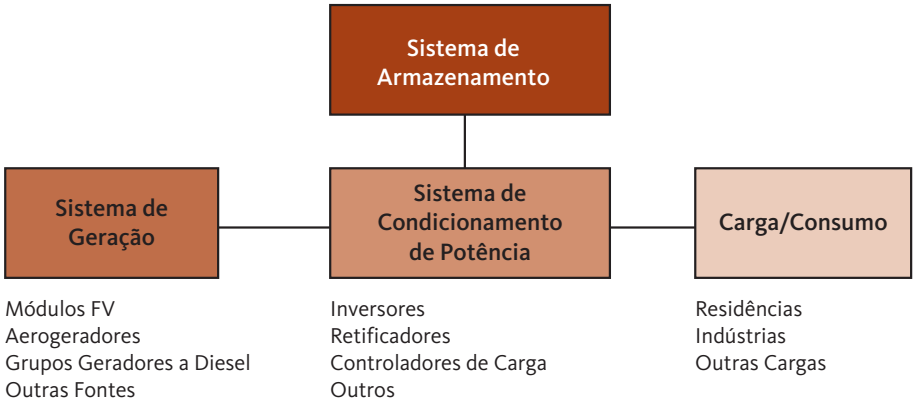


Figura 6.1 – Diagrama de blocos de um sistema híbrido

Os equipamentos eletrônicos que compõem o sistema de condicionamento de potência são, em geral, controladores de carga, retificadores, seguidores de ponto de máxima potência, inversores de tensão, entre outros. Esses equipamentos são descritos a seguir.

6.2 Controladores de Carga

O controlador de carga, também conhecido como regulador de carga ou de tensão, é um equipamento normalmente associado ao arranjo fotovoltaico em sistemas híbridos. É um dispositivo eletrônico que opera em corrente contínua, cuja principal função é gerenciar os processos de carga e descarga das baterias. O primeiro, no sentido arranjo fotovoltaico–bateria (geração), e o segundo no sentido bateria–carga (consumo). A figura 6.2 apresenta alguns modelos disponíveis comercialmente de controladores de carga.

O controlador de carga deve atuar em um sistema híbrido de modo a evitar que a bateria opere em condições anormais, que contribuem para a redução de sua vida útil. Para isso, este equipamento possui dois ou três pontos de conexão, cada um contendo dois terminais (positivo

(a) SHS10-12 V_{CC}/10 A (MorningStar)
Fonte: BRASIL HOBBY, 2008

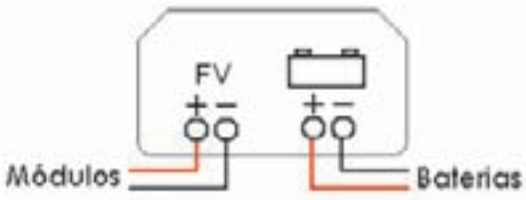
(b) TC30-12 V_{CC}/30 A (Unitron)
Fonte: BRASIL HOBBY, 2008

(c) C60-12 ou 24 V_{CC}/60 A (Xantrex/Trace)
Fonte: AFFORDABLE SOLAR, 2008

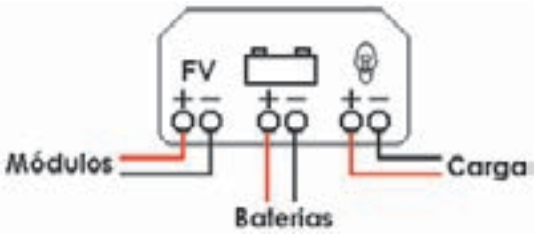
d) T80-12, 24, 36, ou 48 V_{CC}/ 80 A (Apollo Solar)
Fonte: AFFORDABLE SOLAR, 2008

Figura 6.2 – Modelos comerciais de controladores de carga

e negativo). Um ponto é conectado ao arranjo fotovoltaico, outro às baterias (figura 6.3 (a)). Um terceiro ponto pode existir, devendo ser conectado ao inversor de tensão, caso o controlador tenha a função de gerenciar o processo de descarga das baterias (figura 6.3 (b)). Este ponto não é encontrado em todos os controladores devido ao fato do inversor de tensão, dependendo de seu modelo, já ser apropriado para executar a função de controle de descarga do banco de baterias. Nesta condição, a saída do banco de baterias deve ser conectada diretamente à entrada do inversor, sem passar pelo controlador.



(a)



(b)

Tabela 6.3 – Esquemas básicos de controladores de carga

Outro ponto que pode ser encontrado em alguns modelos de controladores é um terminal para a conexão de sensores de temperatura da bateria. Alguns modelos possuem ainda mostradores

digitais, que fornecem informações atualizadas ao usuário, tais como corrente e tensão dos módulos e bateria, energia gerada, entre outras.

O controlador de carga atua desconectando o arranjo fotovoltaico das baterias e interrompendo o fornecimento à carga, quando o nível de carga da bateria atinge valores pré-estabelecidos (extremos nos níveis de carga plena e profundidade máxima de descarga, respectivamente). São componentes importantes em sistemas híbridos, pois a não utilização ou o mau funcionamento do controlador compromete o desempenho das baterias.

Os controladores devem ser utilizados com os tipos de baterias para os quais foram projetados (controladores projetados para baterias comuns de chumbo-ácido podem não ser adequados para as fotovoltaicas). Para garantir maior f exibilidade no ajuste de seus parâmetros por parte do usuário, alguns modelos de controladores permitem o ajuste de seus parâmetros (setpoints) para adaptar sua utilização a diversos tipos de baterias e cargas.

O controle é normalmente desenvolvido através de dois métodos.

- Método liga/desliga – atua como uma chave, permitindo completa injeção da corrente gerada na bateria até esta atingir um nível máximo pré-determinado, denominado de tensão de corte da geração (TCG). A geração continua interrompida até a bateria atingir um nível de tensão conhecido como tensão de reconexão da geração (TRG), levemente inferior ao valor de TCG. Com relação à desconexão da carga, caso o controlador desempenhe tal função, o controle atua de forma semelhante, através dos valores de tensão de corte da carga (TCC) e de tensão de reconexão da carga (TRC). Para ilustrar esses quatro valores, o gráfico da figura 6.4 apresenta o comportamento das curvas de carga e descarga de uma bateria controlada pelo método liga/desliga.

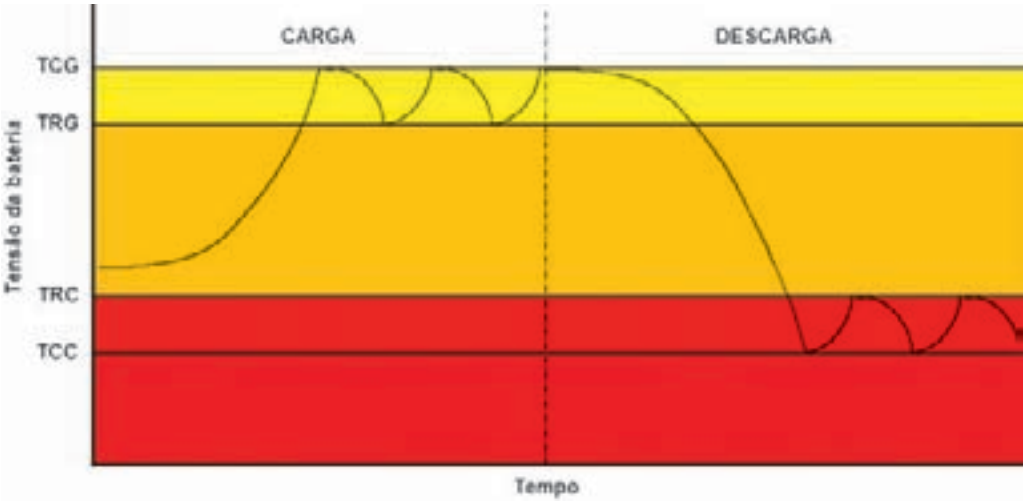


Figura 6.4 – Curvas de carga e descarga de uma bateria controlada pelo método liga/desliga

- Método de tensão constante – neste método, os parâmetros podem ser descritos de forma semelhante ao método liga/desliga; porém, a regulação dos níveis de carga da bateria é realizada de forma otimizada, garantindo valores constantes de injeção de corrente na bateria, melhorando seu desempenho.
- Os controladores de carga podem também ser diferenciados pela forma como desconectam o arranjo fotovoltaico das baterias.

- Método paralelo (*shunt*) – neste método o chaveamento curto-circuita a geração (figura 6.5). Necessita de um diodo de bloqueio para evitar o surgimento de correntes reversas.

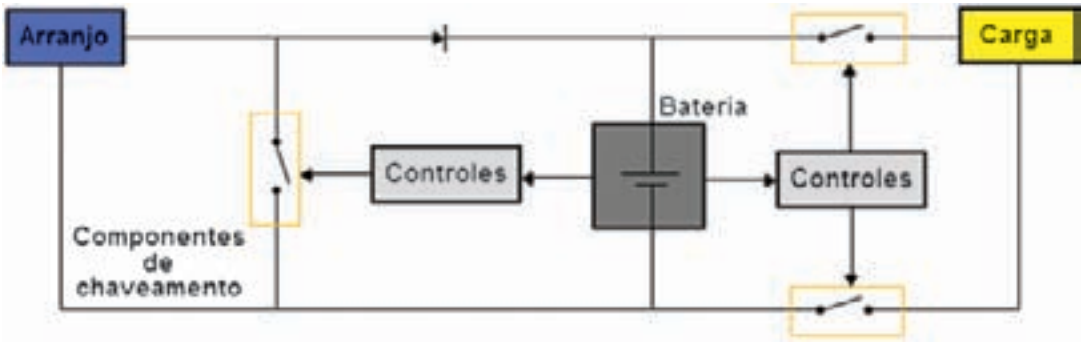


Figura 6.5 – Tipo de chaveamento paralelo

- Método série – este método simplesmente interrompe a circulação de corrente no sentido arranjo fotovoltaico–bateria quando esta última está completamente carregada (figura 6.6).

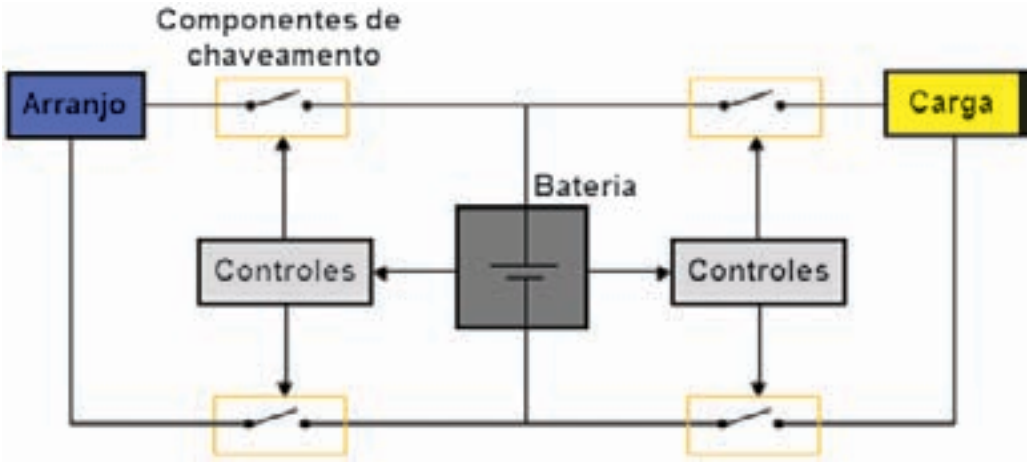


Figura 6.6 – Tipo de chaveamento série

As características mais importantes dos controladores de carga a serem consideradas na etapa de dimensionamento são a sua capacidade, dada em amperes, e a sua tensão de operação (V_{cc}). Atualmente, é bastante comum a disponibilização comercial de controladores de carga que operam em várias faixas de tensão.

6.3 Retificadores

Os retificadores de tensão, ou simplesmente retificadores, são dispositivos responsáveis por converter a potência dos geradores (aerogeradores e grupos geradores a diesel) que estão conectados no barramento CA para uma potência CC, seja para carregar baterias (banco de baterias), ou para suprir eventualmente alguma carga CC.

Nos aerogeradores de pequena capacidade, os retificadores são combinados com um sistema

de controle de carga. Normalmente, esses retificadores são disponibilizados pelo próprio fabricante do aerogerador. A figura 6.7 apresenta um retificador que acompanha um aerogerador comercial de 7,5 kW.

Figura 6.7 – Exemplo de um retificador

Outras unidades de retificação, como aquelas utilizadas pelos grupos geradores a diesel, devem ser especificadas de acordo com a aplicação (capacidade em kW e tensões de entrada e saída) e possuir também um sistema de controle, que faça o gerenciamento do carregamento das baterias.

6.4 Inversores de Tensão

O inversor de tensão é o equipamento responsável pela conversão da corrente contínua, proveniente dos equipamentos de geração e armazenada pelas baterias, em corrente alternada, sendo também conhecido como conversor CC–CA. A figura 6.8 apresenta alguns modelos comerciais de inversores de tensão.

(a) GP1260oE2E – 600 W 12 V_{CC}-220 V_{CA} 1Φ 60 Hz (GeniusPower)
Fonte: BRASIL HOBBY, 2008

(b) XPWR1200P – 1.000 W 12 V_{CC}-115 V_{CA} 1Φ 60 Hz (Xantrex)
Fonte: BRASIL HOBBY, 2008

(c) PROS1800I – 1.800 W 24 V_{CC}-230 V_{CA} 1Φ 60 Hz (Xantrex)
Fonte: BRASIL HOBBY, 2008

(d) Inversor 16.000 W, 120 V_{CC}-127/220 V_{CA} 3Φ 60 Hz (Equisul/GPL)
Fonte: GEDAE, 2008

Figura 6.8 – Modelos comerciais de inversores de tensão

Sua utilização é fundamental em sistemas híbridos, devido à maior facilidade de se encontrar no mercado equipamentos eletro-eletrônicos de uso final que operam em corrente alternada.

O princípio de funcionamento de um inversor está baseado em mecanismos de chaveamento que alteram o f uxo de corrente entre os sentidos positivo e negativo. As técnicas utilizadas na conversão são diversas, e delas depende a qualidade da energia fornecida pelo inversor à carga.

Dentre as características principais dos inversores estão as suas tensões de operação de entrada (CC) e saída (CA), freqüência de saída, potência nominal, capacidade de surto, eficiência, e forma de onda de saída. A figura 6.9 apresenta uma ilustração de um inversor de tensão de pequeno porte, com suas características sendo definidas na seqüência.

Figura 6.9 – Esquema básico de um inversor de tensão de pequeno porte

As tensões e freqüência de operação dependem da carga a ser atendida. No Brasil, as cargas operam em 127 ou 220 V_{ca}, e freqüência de 60 Hz.

A potência nominal é aquela que pode ser fornecida à carga de forma contínua, enquanto que sua capacidade de surto, ou potência de pico, refere-se a um valor máximo de potência entregue

em um curto intervalo de tempo, normalmente para atender equipamentos que possuem altas correntes de partida, como motores.

A eficiência de conversão é a relação entre a potência de saída e a de entrada. A figura 6.10 apresenta uma curva de eficiência típica de um inversor.

Figura 6.10 – Curva típica de eficiência de um inversor

A forma de onda de saída é uma característica importante do inversor, pois dela depende a qualidade do fornecimento de energia elétrica à carga. Os três tipos de forma de onda que são comumente utilizadas na saída de um inversor são:

- onda quadrada;
- onda quadrada modificada;
- onda senoidal.

A onda quadrada (figura 6.11) é obtida através de simples reversão da tensão e corrente, não sendo indicada para a alimentação de cargas indutivas; porém, atende satisfatoriamente cargas resistivas (lâmpadas incandescentes, por exemplo). O menor custo de inversores de onda quadrada, em comparação aos demais, justifica a sua utilização nesses casos.

A onda quadrada modificada pode ser considerada um refinamento da onda quadrada, sendo obtida através de chaveamentos adicionais que lhe conferem um formato recortado. Inversores de onda quadrada modificada não são tão adequados a certas cargas como os de onda senoidal, mas são tecnicamente mais indicados do que os de onda quadrada na maioria dos casos onde a carga não é puramente resistiva. Essa forma de onda (figura 6.12) é também chamada de quadrada modulada ou, erroneamente, de senoidal modificada.

Por fim, os inversores de onda senoidal (figura 6.13) são os mais adequados, por produzirem tensão de saída de melhor qualidade. Operam qualquer aparelho, desde que dentro de sua faixa de potência nominal.

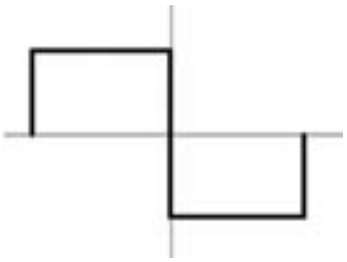


Figura 6.11 – Forma de onda quadrada

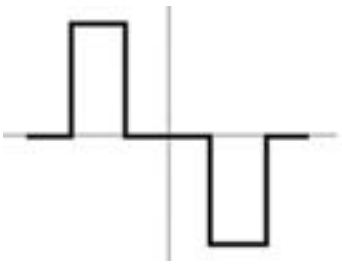


Figura 6.12 – Forma de onda quadrada modificada

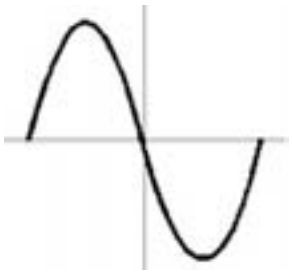


Figura 6.13 – Forma de onda senoidal

A tabela 6.1 resume as principais características dos inversores citados.

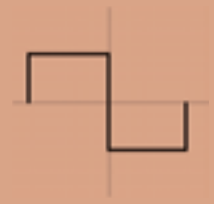
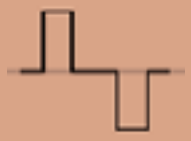
Forma de onda na saída	Características
	A tensão de onda quadrada é obtida apenas alternando-se a contínua e, por este fato, oferece baixa regulação e uma quantidade de harmônicos alta. Comparando-se a operação de um motor elétrico com a tensão CA fornecida por este inversor e a tensão senoidal da rede elétrica convencional, verifica-se que o motor, acionado pelo inversor, possui apenas 60% do seu torque, além de níveis de aquecimento indesejáveis. São mais baratos (se comparados aos demais) e adequados para a alimentação de cargas resistivas como, por exemplo, lâmpadas incandescentes. Não são recomendados para cargas indutivas, como motores elétricos.
	Trata-se de uma versão melhorada dos inversores de onda quadrada, ou seja, chaveamentos adicionais são feitos para que a forma de onda se aproxime de uma senoidal, diminuindo assim a quantidade de harmônicos. São adequados para a alimentação de diversos tipos de cargas, tais como lâmpadas, equipamentos eletrônicos e a maioria dos motores elétricos. Para estes últimos, o inversor permite obter um menor aquecimento e melhor torque de partida/operação, devido à tensão e corrente de pico maiores; entretanto, o valor da tensão não deve ser excessivo.
	Utiliza a técnica PWM somente como uma filtragem posterior. São os mais caros; porém, desde que corretamente dimensionados, são os queproduzem tensão de saída e desempenho mais adequados para alimentação de qualquer tipo de carga CA.

Tabela 6.1 – Características dos inversores de tensão quanto à forma de onda.

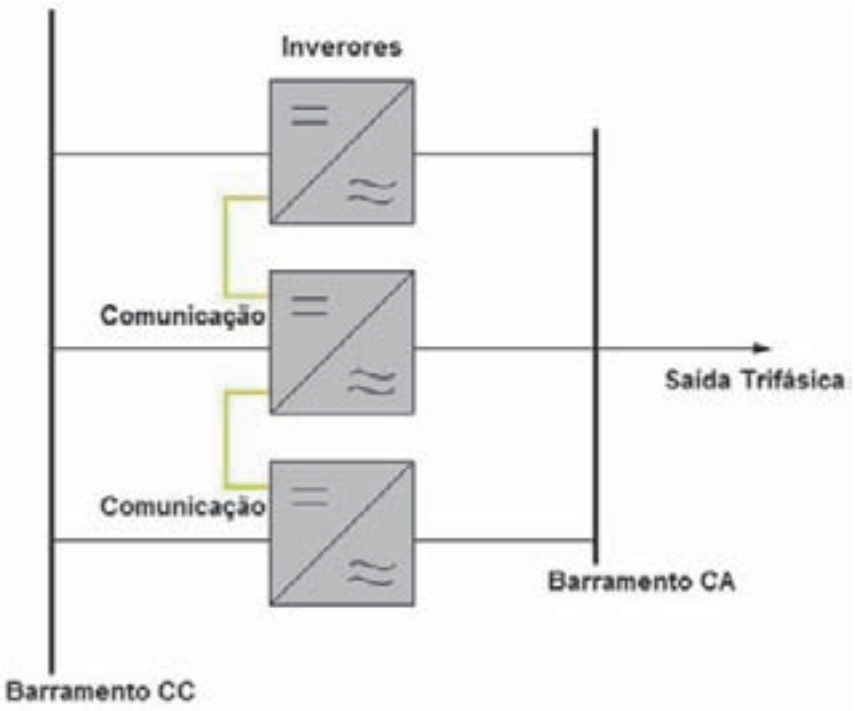
Na tabela 6.2 são apresentados os parâmetros típicos de desempenho dos inversores citados.

Parâmetros	Onda quadrada	Quadrada modificada	Onda senoidal
Capacidade (W)	até 1.000	até 2.500	até 100.000
Eficiência típica (%)	70–98	> 90	> 90
Distorção harmônica total (%)	até 40	> 5	< 5

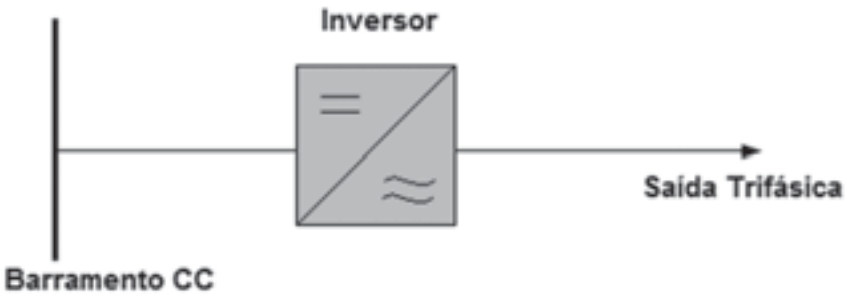
Tabela 6.2 – Parâmetros típicos de desempenho de inversores

O inversor pode ser monofásico ou trifásico (figura 6.14), dependendo da necessidade do sistema. Inversores monofásicos podem ser associados de forma a atender a um sistema trifásico, desde que seguidas certas recomendações.

Com relação á comutação, os inversores podem ser comutados pela rede (comutação natural) ou autocomutados (comutação forçada). Alguns modelos possuem controle de descarga de bateria, dispensando a utilização do controlador no sentido bateria–carga (consumo).



(a) Inversores monofásicos associados



(b) Inversor trifásico

Figura 6.14 – Configuração de inversores

6.5 Outros Equipamentos

O conversor CC–CC (figura 6.15) é utilizado quando se deseja um valor de tensão CC diferente do fornecido pelo sistema de geração/armazenamento, ou quando se desejam obter vários valores de tensão a partir de uma única entrada.

Figura 6.15 – Modelo comercial de um conversor CC–CC — SCC 24/48V_{CC} 90 A 4.320 W. Fonte: XPS, 2008

Os conversores CC–CC podem elevar a tensão (*boost* – figura 6.16) ou abaixá-la (*buck* – figura 6.17).

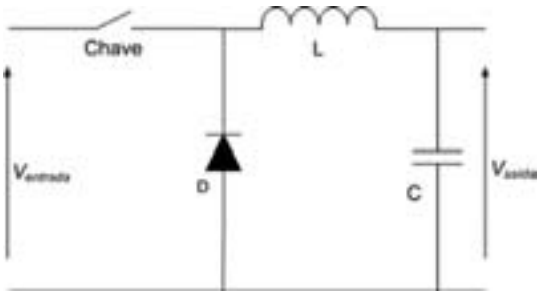


Figura 6.16 – Circuito de um conversor *boost*

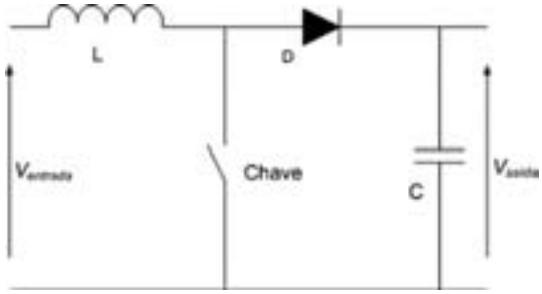


Figura 6.17 – Circuito de um conversor *buck*

A eficiência do conversor depende basicamente dos semicondutores de potência utilizados, da potência nominal e do fator de multiplicação de tensão. Os conversores abaixadores têm eficiências normalmente maiores que os elevadores de tensão.

O conversor CC–CC pode conter um sistema seguidor de ponto de máxima potência (SPMP), muito utilizado com o objetivo de se obter a máxima potência disponível do arranjo fotovoltaico, operando através de regulação de tensão e corrente, para maximizar o produto I×V. São circuitos sofisticados e conferem um acréscimo considerável de custo ao sistema. Para se evitar maior complexidade pode-se fixar a melhor tensão de trabalho de acordo com as características do sistema. Podem ser encontrados em alguns modelos de inversores e controladores de carga.

Outros acessórios de sistemas híbridos, associados ao arranjo fotovoltaico, são os diodos de bloqueio e de passagem (*bypass*). A figura 6.18 mostra o modelo de um diodo comercial e sua simbologia.

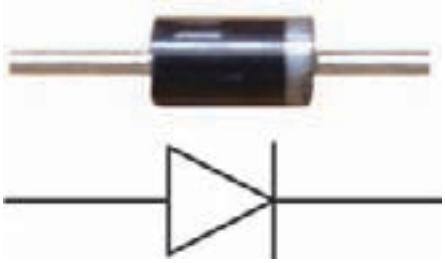


Figura 6.18 – Modelo de um diodo comercial e sua simbologia

O diodo de bloqueio é conectado entre o arranjo fotovoltaico e o banco de baterias para impedir que os módulos fotovoltaicos atuem como carga para as baterias em períodos de indisponibilidade de geração. Impedem também que módulos operando em condições normais injetem correntes elevadas em um grupo de módulos em condições anormais de funcionamento.

Já o diodo de passagem é conectado em paralelo com cada módulo, para impedir que, em uma associação série, um módulo operando em condições anormais (devido a um defeito de fabricação ou condições de sombreamento, por exemplo) inf uencie negativamente no desempenho do arranjo como um todo. Alguns fabricantes fornecem o diodo de passagem já instalado na caixa de conexões do módulo.

A figura 2.38, repetida abaixo por conveniência, apresenta o esquema de ligação dos diodos de bloqueio (escuros) e de passagem (claros).

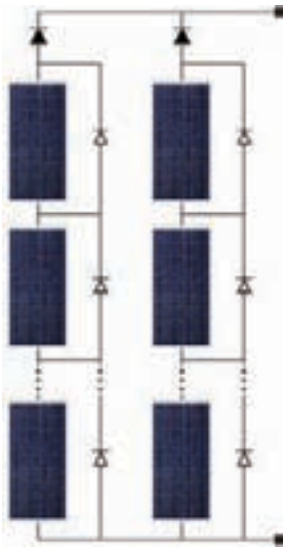


Figura 6.19 – Esquema de ligação dos diodos de bloqueio (escuros) e de passagem (claros) em um sistema de geração fotovoltaica

Outro equipamento eventualmente presente nos sistemas híbridos, entre os aerogeradores e seus respectivos retificadores, é o transformador. Tal equipamento tem a função análoga ao conversor CC−CC, porém com a diferença das tensões serem alternadas.

Demais acessórios presentes em sistemas híbridos são equipamentos elétricos gerais, como cabos, disjuntores, chaves, conectores, entre outros. Por serem considerados acessórios comuns à grande maioria dos sistemas elétricos, são melhor comentados no item referente à instalação de sistemas híbridos.

7 Sistemas Híbridos

7.1 Conceitos Básicos

Em muitas áreas remotas, o fornecimento de energia pela rede elétrica convencional não existe, dadas as dificuldades de acesso e os custos elevados para construção de subestações e de longos circuitos de transmissão e distribuição, que somente atenderão uma pequena demanda pontual, ou algumas poucas unidades consumidoras (UCs). Por isso, até o presente, a alternativa mais usual para o atendimento dessas cargas isoladas, sejam elas pequenas comunidades ou aplicações especiais (sistemas de telecomunicações, bombeamento e dessalinização de água, irrigação, entre outros), é com grupos geradores a diesel. Tais unidades de geração são comumente denominadas de sistemas diesel-elétricos (figura 7.1).

(a)

(b)

Figura 7.1 – (a) e (b) exemplos de aplicação de sistemas diesel-elétricos

Contudo, a forma de operação dos sistemas diesel-elétricos nessas áreas não é algo trivial. As principais dificuldades incluem o custo do óleo combustível, a logística de transporte e armazenamento envolvida (disponibilidade do mesmo no local, cuidados no seu armazenamento e manuseio), e a necessidade de manutenção constante, principalmente do motor do grupo gerador, além da questão ambiental, relacionada principalmente com a queima do combustível fóssil e, conseqüentemente, emissão de gases de efeito estufa.

Fontes de energia renováveis, tais como a solar (fotovoltaica), a eólica, a hídrica (de pequeno e médio porte), ou a biomassa, constituem exemplos reais para geração de eletricidade em áreas remotas detentoras das mesmas. Porém, os custos de investimento para instalação de sistemas que utilizam essas fontes são bastante elevados, sendo essencial uma boa caracterização dos recursos energéticos e da demanda elétrica, de forma a dimensionar o sistema de geração que melhor atenda à necessidade de energia com o menor custo.

Há áreas onde mais de uma fonte renovável se destaca, podendo as mesmas, dependendo da aplicação, serem combinadas em um único sistema, que em muitos casos mostra-se bem atrativo economicamente, além de confiável e f exível. Essa combinação introduz a definição de sistema híbrido de energia, ou simplesmente sistema híbrido. Define-se esse sistema como sendo aquele que utiliza mais de uma fonte de energia que, dependendo da disponibilidade dos recursos, deve gerar e distribuir energia elétrica, de forma otimizada e com custos mínimos, a uma determinada carga ou a uma rede elétrica, isolada ou conectada a outras redes [BARBOSA, 2006]. Dada a possibilidade de uma fonte suprir a falta temporária de outra, esse tipo de sistema tem capacidade de operar com menor risco de interrupção. A figura 7.2 apresenta a configuração geral de um sistema híbrido.

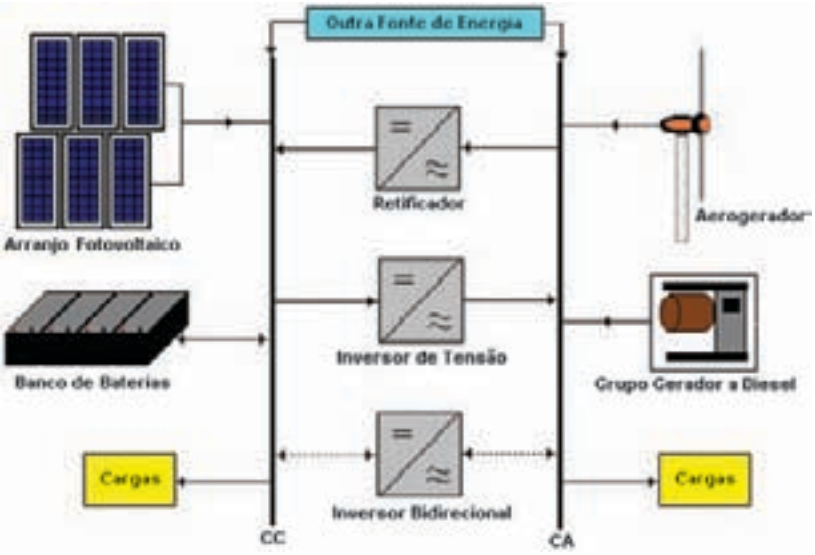


Figura 7.2 – Configuração geral de um sistema híbrido de energia

Comumente, os sistemas híbridos são isolados e incorporam os seguintes equipamentos:

- Módulos fotovoltaicos, aerogeradores, turbinas hidráulicas – tecnologias de conversão de fontes renováveis;
- Grupos geradores a diesel, a gasolina ou a gás – tecnologia de conversão de fontes não renováveis;

- Baterias (formando um banco de baterias) – subsistema de armazenamento de energia elétrica;
- Inversores de tensão, retificadores e controladores de carga – equipamentos do sistema de condicionamento de potência.

Esses equipamentos são conectados através de cabeamento adequado e de dispositivos de proteção e manobra (chaves, relés e disjuntores) a dois barramentos, um de corrente continua (CC) e outro de corrente alternada (CA), para o atendimento das cargas (figura 7.2).

7.2 Sistemas Híbridos no Brasil e no Mundo

Inúmeros sistemas híbridos têm sido instalados em muitos países do mundo nas últimas três décadas, fundamentalmente com a finalidade de fornecer eletricidade para comunidades isoladas, para pequenos sistemas de bombeamento e dessalinização de água, refrigeração, entre outras aplicações.

Atualmente, não há uma base de dados que aponte o número de sistemas híbridos implantados e em funcionamento no mundo, tão-pouco um registro do ano de implantação do primeiro sistema. No entanto, sabe-se que a utilização dos sistemas híbridos teve seu início na década de 1970, provavelmente decorrente da busca de uma alternativa energética frente à crise do petróleo de 1973.

Dentre os sistemas híbridos implantados na década supracitada, destacam-se os seguintes sistemas como os pioneiros:

- Sistema híbrido eólico-diesel instalado no ano de 1977 em Clayton, Novo México, Estados Unidos da América (EUA) [QUINLAN, 1996];
- Sistema híbrido fotovoltaico-diesel instalado no ano de 1978 na reserva indígena Papago, Arizona, EUA [NELSON *et alii*, 2002].

Esses sistemas tiveram um importante papel na construção dos arcabouços de inúmeros outros sistemas ao redor do mundo, cuja principal finalidade, especialmente na década de 1980, era a redução do consumo de óleo combustível e, conseqüentemente, dos custos operacionais associados.

A partir do final da década de 1990, a inserção desses sistemas passou também a ter como motivação a questão ambiental. Na mesma década, a maturidade das tecnologias fotovoltaica e eólica e o bom desempenho dos sistemas híbridos fotovoltaico-diesel e eólico-diesel abriram caminho para a combinação desses dois sistemas em um único, sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel. Salienta-se que nesse mesmo período surgiram outros tipos de configurações de sistemas, como:

- Fotovoltaico-eólico de Joanes, estado do Pará, Brasil [BARBOSA et alii, 2004a];
- Microhídrico-diesel de Kun Pae, Província de Chiang Mai, Tailândia [KRUANGPRADIT e TAYATI, 1996];
- Fotovoltaico-microhídrico de Taratak, Indonésia [MUHIDA et alii, 2001].

No início deste século, prevê-se a inserção das células a combustível nos sistemas híbridos, dada sua alta eficiência global na conversão de energia – elétrica e térmica – a partir do hidrogênio, desde que este possa ser obtido localmente, sem a necessidade de transportá-lo de outro local.

A evolução da utilização dos sistemas híbridos é apresentada em síntese na figura 7.3.

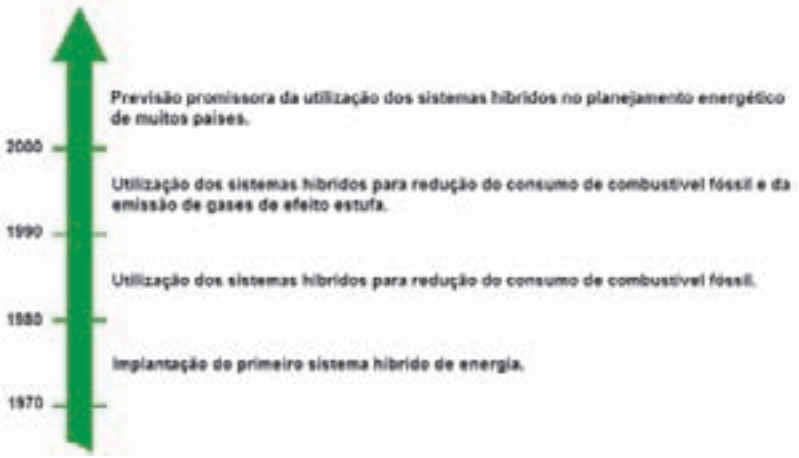


Figura 7.3 – Evolução da utilização dos sistemas híbridos

Em termos mundiais, a utilização dos sistemas híbridos vem se ampliando a cada ano, sendo nos países desenvolvidos a sua maior disseminação. Alguns exemplos de sistemas híbridos implantados no mundo são listados na tabela 7.1.

Local/País	Ano	Configuração – Capacidade
Clayton/EUA	1977	Eólico (200 kW)-diesel (ND)
Papago Indian Reservation/EUA	1978	Fotovoltaico (3,5 kWp)-diesel (ND)
Block Islands/EUA	1979	Eólico (150 kW)-diesel (1.125 kW)
Natural Bridges/EUA	1980	Fotovoltaico (100 kW)-diesel (40 kW)
Inis Oirr/Irlanda	1981	Eólico (63 kW)-diesel (82 kW)
ECN/Holanda	1982	Eólico (2-30 kW)-diesel (50 kW)
Chalmers University/Suíça	1982	Eólico (22 kW)-diesel (20 kW)
Fair Isle/Inglaterra	1982	Eólico (55 kW)-diesel (70 kW)
Lundy Island/Inglaterra	1982	Eólico (55 kW)-diesel (33 kW)
Schnittlingen/Alemanha	1983	Eólico (11 kW)-diesel (25 kW)
RAL/Inglaterra	1983	Eólico (16 kW)-diesel (7 kW)
RisØ/Dinarmaca	1984	Eólico (55 kW)-diesel (35 kW)
Kythnos Island/Grécia	1984	Eólico (5-22 kW)-diesel (31,4 kW)
Askeskar/Suíça	1984	Eólico (18,5 kW)-diesel (8,1 kW)
Sal Island/Cabo Verde	1985	Eólico (55 kW)-diesel (ND)
Ft. Severn/Canadá	1985	Eólico (60 kW)-diesel (405 kW)
Cape Clear/Irlanda	1985	Eólico (2-30 kW)-diesel (65 kW)
Martingy/Suécia	1985	Eólico (160 kW)-diesel (130 kW)
Fernando de Noronha/Brasil	1986	Eólico (75 kW)-diesel (50 kW)
Calvert Island/Canadá	1986	Eólico (2-3 kW)-diesel (12 kW)

Calbria/Itália	1986	Eólico (20 kW)-diesel (20 kW)
Bujaraloz/Espanha	1986	Eólico (25 kW)-diesel (16 kW)
Machynileth/Inglaterra	1986	Eólico (15 kW)-diesel (10 kW)
Sta. Catarina/Cabo Verde	1987	Eólico (55 kW)-diesel (125 kW)
Tarrafal/Cabo Verde	1987	Eólico (30 kW)-diesel (70 kW)
AWST/Canadá	1987	Eólico (37,5 kW)-diesel (2-5 kW)
Cambridge Bay/Canadá	1987	Eólico (4-25 kW)-diesel (ND)
Hellgoland/Alemanha	1987	Eólico (1.200 kW)-diesel (1.200 kW)
Domaine de Las Tour/França	1987	Eólico (10-12 kW)-diesel (152 kW)
Shetland Islands/Inglaterra	1988	Eólico (750 kW)-diesel (ND)
Taratak/Indonésia	1989	Fotovoltaico (48 kWp)-micro-hídrico (6,3 kW)
Froeya/Noruega	1989	Eólico (55 kW)-diesel (50 kW)
Inner Mongólia/China	1990	Eólico (10 kW)-diesel (18 kW)
Terschelling/Holanda	1990	Fotovoltaico (ND)-eólico (ND)-diesel (ND)
El Oyameyo/México	1991	Fotovoltaico (ND)-eólico (ND)
Maria Magdalena Village/México	1992	Fotovoltaico (4,3 kWp)-eólico (5 kW)-diesel (16,7 kVA)
Waturru/Austrália	1992	Fotovoltaico (0,6 kWp)-eólico (20 kW)
Argestues/Espanha	1992	Fotovoltaico (ND)-eólico (ND)-diesel (ND)
X-Calak/México	1993	Fotovoltaico (ND)-eólico (ND)-diesel (ND)
San Antonio Agua Bendita/México	1993	Fotovoltaico (12,4 kWp)-eólico (20 kW)-diesel (40 kW)
Darling Scarp/Austrália	1994	Fotovoltaico (0,48 kWp)-eólico (1 kW)-gasolina (ND)
Eneabba-Camamah/Austrália	1994	Fotovoltaico (1 kWp)-diesel (5 kVA)
Ashikaga I. T./Japão	1995	Fotovoltaico (ND)-eólico (ND)
Islas Canárias/Espanha	1995	Eólico (ND)-diesel (ND)
Isla Huapi/Chile	1996	Eólico (ND)-diesel (ND)
Puacho/Chile	1996	Eólico (ND)-diesel (ND)
Jujuy/Argentina	1996	Micro-hídrico (50 kW)-diesel (48 kW)
Vila Campinas/Brasil	1996	Fotovoltaico (51,2 kWp)-diesel (96 kW)
Costa de Cocos/México	1996	Fotovoltaico (1 kWp)-eólico (10 kW)-diesel (15 kW)
Joanes/Brasil	1997	Fotovoltaico (10,2 kWp)-diesel (40 kW)
Praia Grande/Brasil	1998	Eólico (7,5 kW)-diesel (12 kW)
Volcanoes National Park/EUA	1998	Fotovoltaico (0,9 kWp)-propano (4,5 kW)
Joshua Tree/EUA	1998	Fotovoltaico (21 kWp)-diesel (ND)
Praia Grande/Brasil	1998	Eólico (7,5 kW)-diesel (15 kW)
Cayo Romano/Cuba	1999	Eólico (10 kW)-diesel (10 kW)
Tamaruteua/Brasil	1999	Fotovoltaico (3,84 kWp*)-eólico (15 kW)-diesel (32 kW*)
San Juanico Village/México	1999	Fotovoltaico (17 kWp)-eólico (100 kW)-diesel (80 kW)
Chorreras Icemaker/México	1999	Fotovoltaico (2,4 kWp)-diesel (6,3 kW)

Isla Tac/Chile	2000	Eólico (15 kW)-diesel (12 kW)
Rote Island/Indonésia	2000	Fotovoltaico (22 kWp)-eólico (10 kW)-diesel (20 kW)
Morn Salnave/Haiti	2001	Fotovoltaico (2,24 kWp)-eólico (1,2 kW)-diesel (6,5 kVA)
Hilaire/Haiti	2001	Fotovoltaico (2,24 kWp)-eólico (2,4 kW)-diesel (12,5 kVA)
RAPS Indiana/Peru	2001	Fotovoltaico (60 kW)-diesel (200 kW)
Araras/Brasil	2001	Fotovoltaico (20,5 kW)-diesel (162 kW)
Pheriche/Nepal	2001	Fotovoltaico (0,75 kWp)-eólico (5 kW)
São Tomé/Brasil	2003	Fotovoltaico (3,2 kWp)-eólico (7,5 kW)-diesel (16 kW)

* Capacidade atual após processo de revitalização concluído no ano de 2007
ND – Não Disponível
Fonte: BARBOSA, 2006

Tabela 7.1 – Exemplos de sistemas híbridos implantados no mundo

No Brasil, ainda não há políticas bem definidas de incentivos para o emprego desses sistemas. Todavia, diversas instituições nacionais, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás (CEPEL), o Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE)/Universidade Federal do Pará (UFPA), o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE)/Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), o Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR)/Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS); e internacionais, como o *U.S. Department of Energy* (DOE), através do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), interessadas na utilização desses sistemas, têm promovido a instalação e/ou monitoração de sistemas híbridos no Brasil, além de estudos diversificados.

O primeiro sistema híbrido do Brasil corresponde ao sistema eólico-diesel de Fernando de Noronha, no estado de Pernambuco. Esse sistema foi implantado no ano de 1986, sendo composto por uma potência eólica de 75 kW (figura 7.4a) e diesel-elétrica de 50 kW (tabela 7.1). Posteriormente o sistema foi repotenciado e é hoje o maior sistema eólico-diesel do país, contando com uma capacidade nominal de geração de 2,1 MW, a saber: 75 kW + 225 kW (figura 7.4b) eólica e 1,8 MW diesel-elétrica [FEITOSA *et alii*, 2002].

(a) Aerogerador 75 kW
Fonte: NORDISK FOLKECENTER, 2008

(b) Aerogerador 225 kW
Fonte: ILHA DE NORONHA, 2008

Figura 7.4 – Aerogeradores do sistema híbrido de Fernando de Noronha.

Os demais sistemas híbridos implantados no Brasil encontram-se na Região Amazônica suprindo vilas isoladas. A figura 7.5 mostra a distribuição desses sistemas na Região.

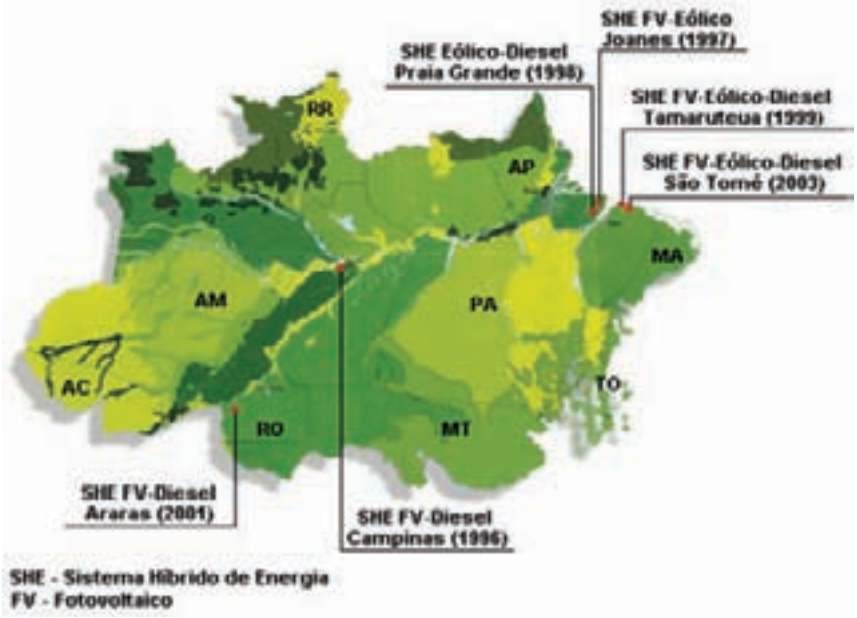


Figura 7.5 – Distribuição dos sistemas híbridos na região amazônica

Tais sistemas buscam principalmente reduzir o consumo de óleo diesel e promover a troca de conhecimentos e experiências através da formação de mão-de-obra especializada, além de proporcionar benefícios socioeconômicos aos moradores locais.

7.3 Principais Tipos de Sistemas

Como pode ser verificado na tabela 7.1, são diversos os tipos de sistemas híbridos em utilização no mundo. Dentre esses, os que podem ser destacados como principais, são:

- Sistema eólico-diesel;
- Sistema fotovoltaico-diesel;
- Sistema fotovoltaico-eólico-diesel;
- Sistema fotovoltaico-eólico.

7.3.1 Sistema Eólico-Diesel

A expressão sistema híbrido eólico-diesel refere-se a um sistema de geração de eletricidade baseado nos aproveitamentos eólico e diesel-elétrico operando de maneira combinada, porém não necessariamente em paralelo, com a finalidade de atender a uma determinada carga.

Tal sistema híbrido é constituído por um único aerogerador, ou vários (parque eólico), associado a um subsistema de geração diesel-elétrica (figura 7.6). Um sistema de controle gerencia o uso dos subsistemas de geração e o suprimento das cargas. Dispositivos de conversão de potência (retificadores e inversores) são necessários para adequar os sinais, de acordo com o uso final da energia. O sistema pode possuir ainda um subsistema de armazenamento (banco de baterias).

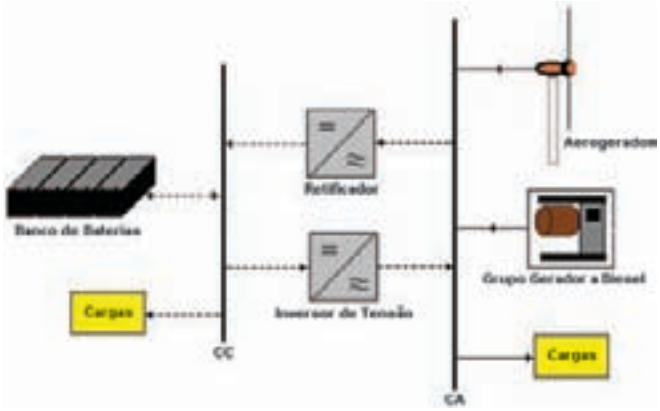


Figura 7.6 – Sistema híbrido eólico-diesel

As unidades geradoras a diesel podem atuar como componentes principais, quando então o subsistema de geração eólica é usado para economizar combustível, ou podem atuar como unidades de geração de reserva (*backup*), para garantir o funcionamento do sistema híbrido durante possíveis períodos de indisponibilidade da fonte eólica. Este último modo de atuação dos geradores a diesel é tipicamente encontrado nos sistemas híbridos eólico-diesel de pequeno porte. A opção de operação em paralelo de ambas as fontes de geração é mais apropriada para os sistemas cujo porte varia de médio a grande.

Os sistemas híbridos eólico-diesel são considerados como os precursores dos demais sistemas híbridos (tabela 7.1), sendo mundialmente os mais difundidos.

7.3.2 Sistema Fotovoltaico-Diesel

Neste sistema, conforme denominação, a disponibilidade do recurso solar é combinada com a diesel-elétrica para geração de eletricidade.

A constituição de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel (figura 7.7) é bem semelhante à do sistema eólico-diesel, porém com a diferença de utilizar a combinação (série/paralelo) de módulos fotovoltaicos em vez de aerogeradores.

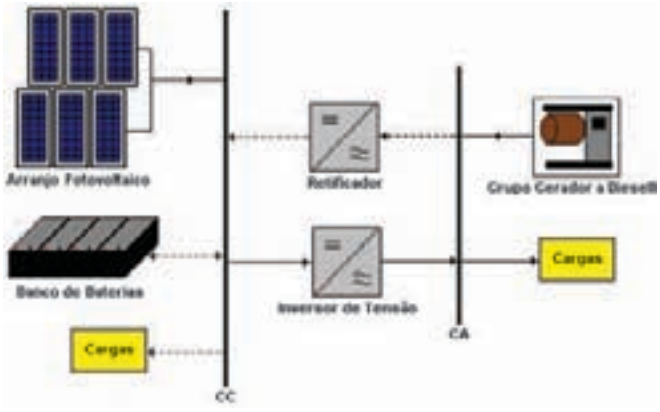


Figura 7.7 – Sistema híbrido fotovoltaico-diesel

Devido ao preço elevado dos módulos fotovoltaicos, esse tipo de sistema era outrora pouco utilizado. No entanto, com a diminuição considerável dos custos desses equipamentos nas últimas décadas e

o grau de consolidação alcançado por tal tecnologia de geração, além da vantagem de possuir maior modularidade do que a tecnologia eólica, o uso desse sistema tornou-se cada vez mais freqüente.

7.3.3 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel

A combinação dos aproveitamentos renováveis solar fotovoltaico e eólico com unidades geradoras a diesel em um único sistema de geração de eletricidade introduz o conceito de sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel. A figura 7.8 apresenta um diagrama de blocos desse sistema.

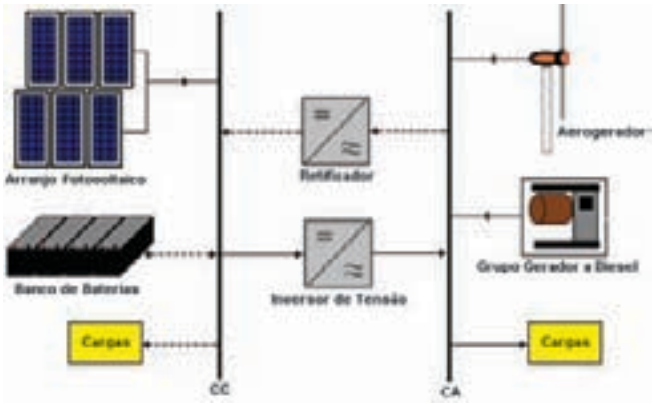


Figura 7.8 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel

O sistema em questão opera de maneira similar aos anteriores, porém com a vantagem de incorporar duas fontes renováveis, que atuam permitindo principalmente maior redução do consumo de óleo diesel e, portanto, dos custos referentes ao uso desse combustível, além do aumento da confiabilidade do sistema de geração.

A origem dos sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel deu-se após os bons resultados de desempenho dos sistemas eólico-diesel e fotovoltaico-diesel.

7.3.4 Sistema Fotovoltaico-Eólico

Um sistema híbrido de geração do tipo fotovoltaico-eólico é baseado nos aproveitamentos solar fotovoltaico e eólico (figura 7.9). A combinação dessas fontes procura explorar satisfatoriamente a complementaridade entre ambas no tempo.

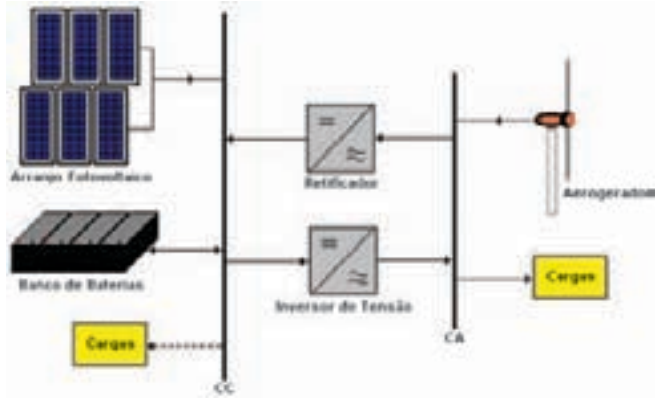


Figura 7.9 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico

Uma importante vantagem do sistema híbrido fotovoltaico-eólico é não empregar recursos não renováveis, como, por exemplo o óleo diesel. Entretanto, devido à característica intermitente e aleatória das fontes, faz-se necessário o uso de um sistema de armazenamento de energia maior que o utilizado nas configurações que possuem geração diesel-elétrica.

7.4 Complementaridade das Fontes Solar e Eólica

Uma das principais desvantagens de sistemas de geração de eletricidade individuais com as fontes de energia solar e eólica, a intermitência do recurso, pode ser parcial ou totalmente superada quando da utilização conjunta de tais fontes em sistemas híbridos. A complementaridade entre as fontes, muitas vezes verificada em alguns locais durante diferentes períodos de tempo, garante maior confiabilidade ao sistema, além de reduzir consideravelmente a participação do banco de baterias e/ou do grupo gerador a diesel.

O comportamento da radiação solar ao longo do dia segue um padrão razoavelmente previsível, iniciando no início da manhã com valores discretos, atingindo um máximo próximo ao meio-dia, e decrescendo até o pôr-do-sol. Em contrapartida, o comportamento do recurso eólico é menos previsível, e a possibilidade de serem obtidas velocidades mais elevadas em períodos onde o nível de radiação solar é baixo ou inexistente confere ao sistema maior continuidade no que se refere à geração de energia elétrica.

A figura 7.10 apresenta a complementaridade entre as fontes solar e eólica para uma localidade do estado do Pará.

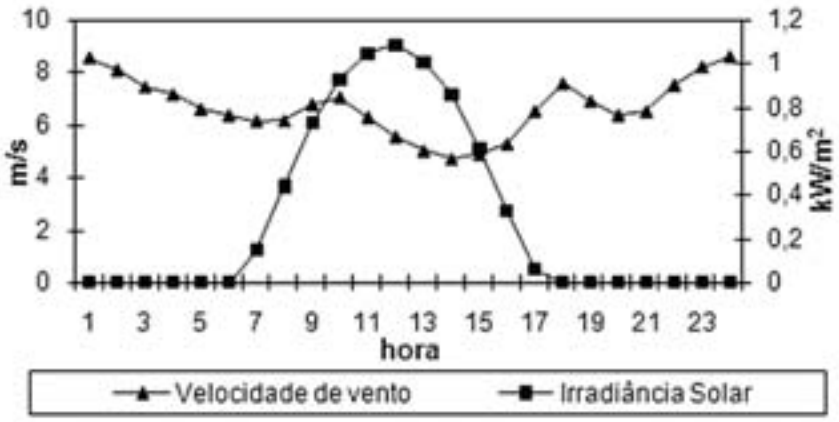


Figura 7.10 – Complementaridade entre as fontes solar e eólica (dia médio) [BLASQUES, 2005]

7.5 Classificações de Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos podem ser classificados de várias formas. As mais usuais são as classificações quanto à:

- Interligação com a rede elétrica convencional;
- Prioridade de uso das fontes de energia;
- Configuração.

Outra classificação referente ao porte dos sistemas híbridos é também indicada no item 7.5.4.

7.5.1 Interligação com a Rede Elétrica Convencional

Quanto à interligação com a rede elétrica convencional, os sistemas híbridos são classificados em:

- **Sistemas isolados**

São aqueles que suprem uma determinada carga de forma totalmente independente, isto é, sem estarem conectados à rede elétrica do sistema interligado (figura 7.11).

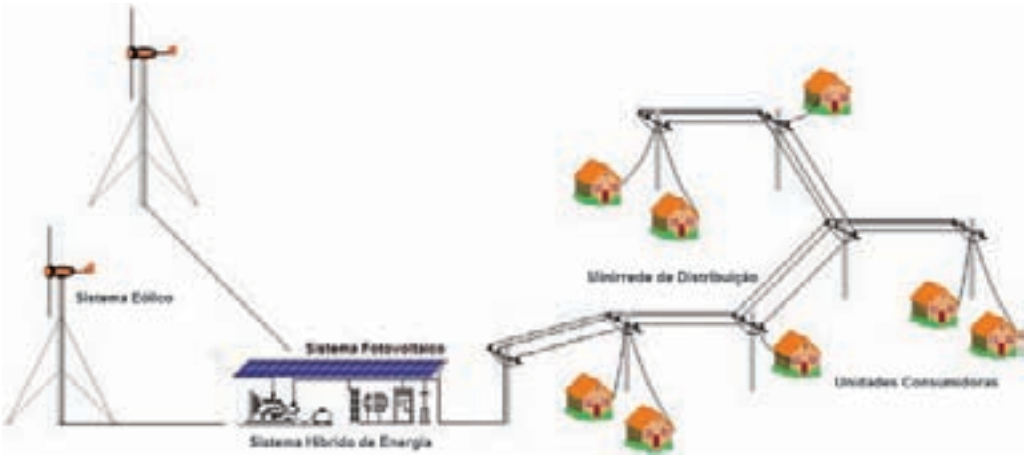


Figura 7.11 – Sistema híbrido isolado

Em geral, esses sistemas necessitam de algum tipo de sistema de armazenamento, de modo a permitir o fornecimento em período de indisponibilidade dos recursos renováveis, a estabilização da tensão do sistema, podendo servir ainda como instrumento na definição de uma estratégia de operação, que vise ao ponto ótimo de operação do sistema.

Para o transporte e distribuição da energia elétrica advinda da geração desses sistemas até as unidades consumidoras são utilizadas as minirredes, compostas por postes, transformadores, cabos, chaves, isoladores. A distribuição da energia pode ser realizada em baixa ou alta tensão. Ao utilizar a baixa tensão, para uma determinada demanda de potência, a corrente que passa pelos cabos condutores é elevada e, portanto, haverá a necessidade da utilização de cabos com maiores bitolas, aumentando os custos da instalação. Para as redes de alta tensão, as correntes que passam pelos condutores são menores, podendo-se utilizar cabos com bitolas menores que os utilizados em baixa tensão. Para elevar a tensão a fim de fazer o transporte da energia, assim como para baixar o nível de tensão a fim de distribuir a energia, é necessário o uso de transformadores, o que pode encarecer os custos do projeto.

A rede de energia elétrica pode ser monofásica ou trifásica, dependendo da demanda de potência e do tipo de carga. Para atender cargas de pequena potência, como televisores, rádios, lâmpadas e alguns motores de pequeno porte, pode-se utilizar a rede monofásica, que apresenta um baixo custo. Onde existem grandes demandas de potência, é mais indicada a utilização da rede trifásica, proporcionando a utilização de cargas monofásicas e de cargas que demandam potências mais elevadas, tais como motores e bombas.

- **Sistemas interligados**

São aqueles em que a energia gerada é entregue à rede elétrica convencional, complementando assim a geração de outra fonte, que é a base de formação da rede de médio ou grande porte

(figura 7.12). Essa forma de geração é conhecida como geração distribuída.

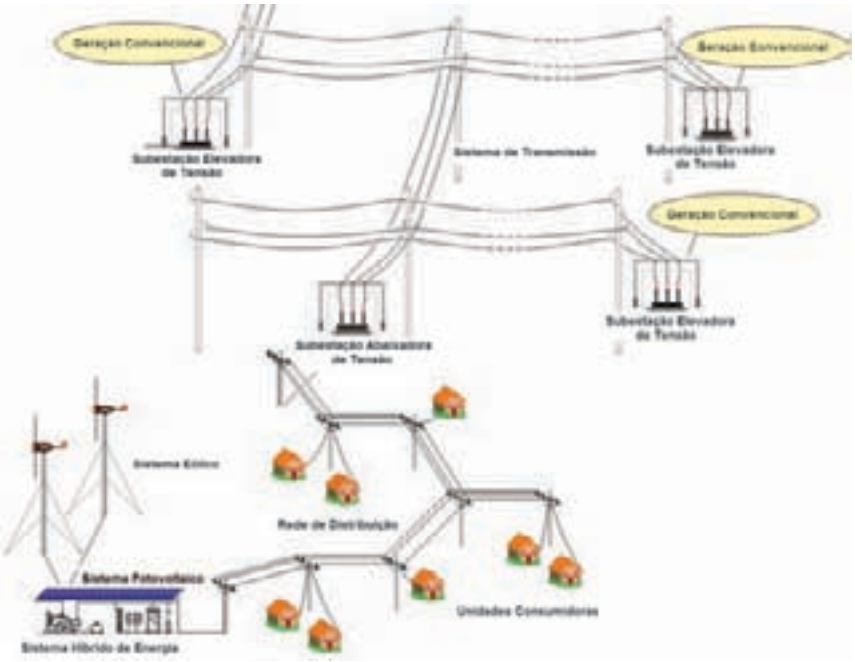


Figura 7.12 – Sistema híbrido interligado

A interligação dos sistemas tem como principal vantagem o intercâmbio da energia elétrica entre os seus diversos pontos de geração e consumo.

Para a interligação, é indispensável a utilização de equipamentos adequados, que atuem na proteção, inversão e sincronismo do nível de tensão e freqüência das fontes de geração, garantindo assim a qualidade da energia elétrica em operação normal ou em situações de contingência, como falta na rede, perdas de geração, entre outras.

7.5.2 Prioridade de Uso das Fontes de Energia

Nesse tipo de classificação, os sistemas híbridos são enquadrados em duas categorias:

- **Sistemas baseados no recurso não renovável**

A geração proveniente das fontes renováveis de energia é utilizada apenas para o suprimento da carga no período da baixa demanda, na qual a unidade de geração a diesel operaria com baixa eficiência, ou em complementação à geração diesel (figura 7.13).

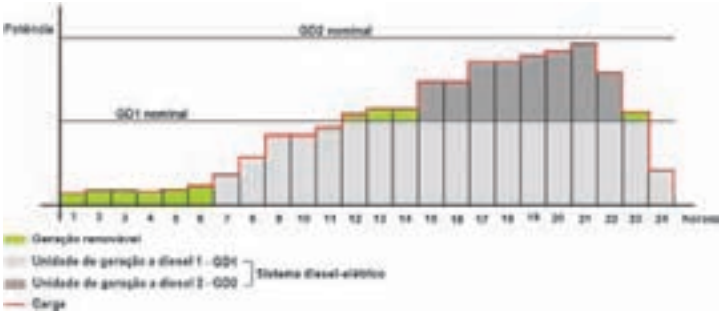


Figura 7.13 – Representação do comportamento de um sistema híbrido baseado no recurso não renovável

O eventual excesso da geração renovável é geralmente armazenado em um banco de baterias para utilização futura, quando necessário. Nesses sistemas a energia gerada pelas fontes renováveis é consideravelmente inferior à média diária de consumo.

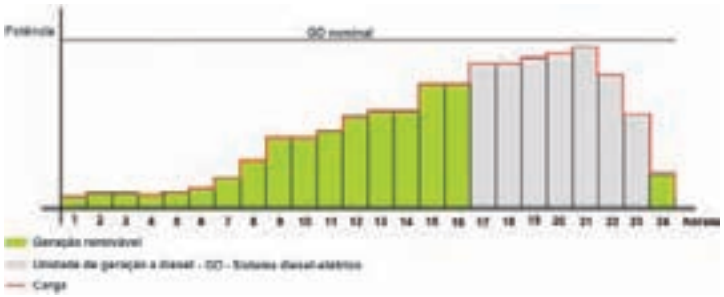


Figura 7.14 – Representação do comportamento de um sistema híbrido baseado no recurso renovável

- **Sistemas baseados no recurso renovável**

A unidade de geração a diesel serve apenas como um sistema de reserva, que supre a carga em condições de baixa geração renovável e alta demanda (figura 7.14).

Para o suprimento da carga média diária, as fontes renováveis de energia e o banco de baterias têm de apresentar contribuições significativas.

A dependência do local de implantação e a viabilidade técnica e econômica fazem com que os sistemas híbridos sejam projetados para operar entre os dois extremos anteriormente mencionados

7.5.3 Configuração

Considerando sua configuração, os sistemas híbridos podem ser classificados em:

- **Série**

No sistema híbrido série – denominação dada devido ao transporte da energia até as cargas CA ser realizado em seqüência – as fontes de energia renovável e não renovável (grupo gerador a diesel) são usadas para carregar o banco de baterias. Esse sistema é ilustrado na figura 7.15.

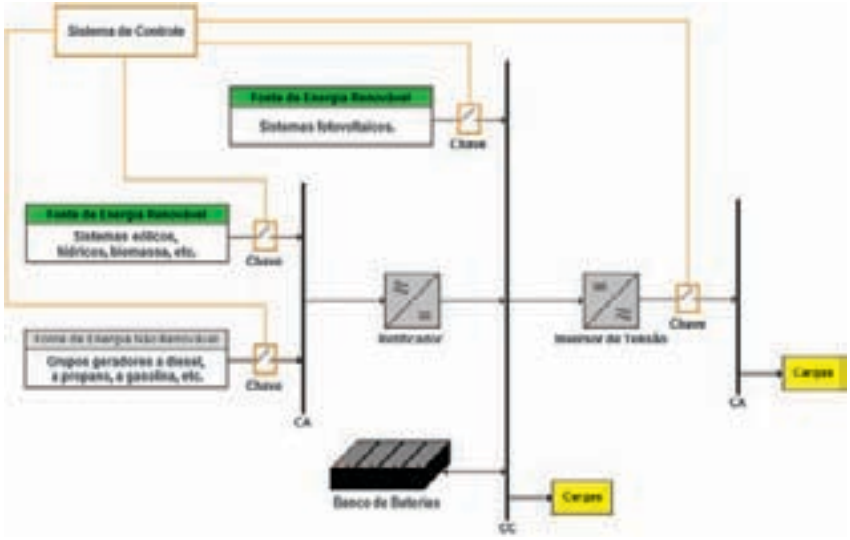


Figura 7.15 – Sistema híbrido série

As cargas CC são supridas diretamente pelo barramento CC, enquanto que as cargas CA são supridas através do inversor de tensão.

A operação do sistema pode ser de forma manual ou automática, sendo necessário um sistema de controle que realize o gerenciamento do estado de carga do banco de baterias e o processo de acionamento/desligamento do grupo gerador.

A principal vantagem dessa configuração é a simplicidade de implantação do projeto e as desvantagens são:

a) A eficiência global do sistema é baixa, devido à configuração série dos elementos do sistema. Por exemplo, a energia CA proveniente do grupo gerador f ui através de dois estágios de conversão;
b) O inversor não pode operar em paralelo com o gerador a diesel; portanto, o mesmo deve ser projetado para suprir a demanda máxima do sistema;
c) Possíveis interrupções no fornecimento de energia, caso o inversor venha a apresentar problemas operacionais.

- **Chaveado**

Essa configuração (figura 7.16), apesar de suas limitações, é hoje a mais empregada nos sistemas híbridos.

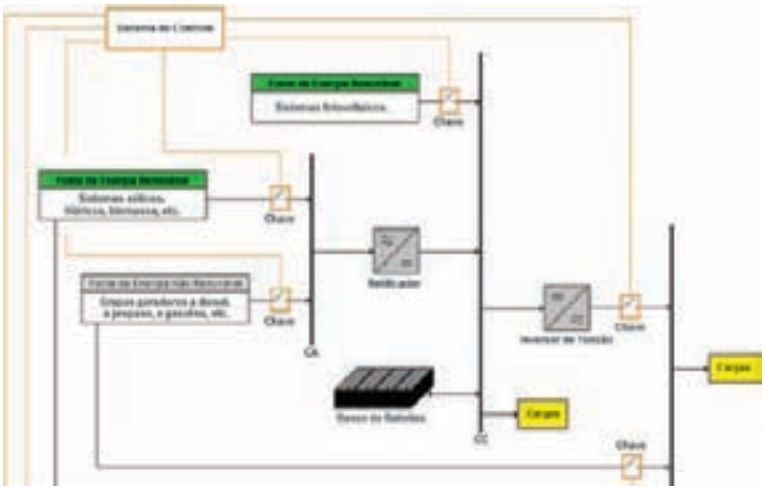


Figura 7.16 – Sistema híbrido chaveado

O banco de baterias é carregado pelas fontes renováveis e/ou pelo grupo gerador a diesel. A carga CA pode ser suprida diretamente pelo grupo gerador a diesel, ou pelo inversor de tensão; porém, não pelos dois ao mesmo tempo.

O chaveamento entre as fontes pode dar-se de maneira manual ou automática. Para a maneira automática é necessário um sistema de controle que monitore a demanda elétrica, a geração renovável e o estado de carga do banco de baterias.

As principais vantagens desse sistema são:

a) Ambas as fontes (renovável ou não) podem suprir diretamente as cargas; portanto, em caso de falta ou necessidade de manutenção de uma, a outra é acionada;
b) Aumento na eficiência global do sistema, devido à eliminação de um estágio de

conversão, para o caso de um atendimento em CA feito diretamente.

Com relação às desvantagens, podem-se citar:

a) Interrupção momentânea quando é realizado o chaveamento entre as fontes, no caso do chaveamento manual (no caso do sistema automático utilizando chave de transferência eletrônica, a interrupção é imperceptível);
b) O grupo gerador a diesel e o inversor de tensão têm de ser projetados para suprir a demanda máxima.

- **Paralelo**

Nesta configuração, uma ou mais fontes podem suprir as cargas CA nos períodos de demanda baixa e média, bem como duas ou mais em paralelo podem fazê-lo nos períodos de demanda máxima, através do sincronismo entre o inversor e o grupo gerador a diesel e/ou outra fonte renovável conectada ao barramento CA (figura 7.17).

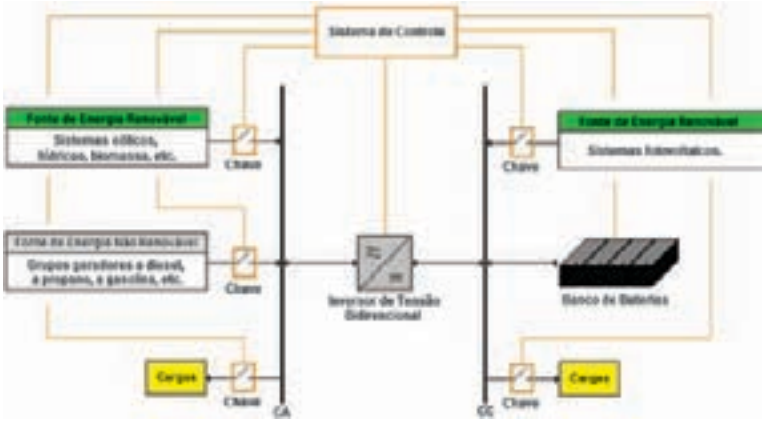


Figura 7.17 – Sistema híbrido paralelo

Um inversor bidirecional pode carregar o banco de baterias (função retificador), ou atuar como inversor sob operação normal. As principais vantagens desse sistema são:

a) A eficiência do grupo gerador a diesel pode ser maximizada;
b) A manutenção do grupo gerador pode ser minimizada;
c) Redução das capacidades do grupo gerador, banco de baterias, fontes renováveis e inversor e, conseqüentemente, dos custos de investimento.

A obrigatoriedade de um sistema de controle mais complexo, que garanta o sincronismo das fontes de geração é a principal desvantagem desses sistemas, para pequenas capacidades instaladas.

7.5.4 Porte

Em relação às capacidades nominais instaladas, sugere-se a seguinte classificação para os sistemas híbridos (figura 7.18):

a) Microssistema híbrido: Capacidade < 1 kW. Essa faixa de potência é utilizada para o atendimento de pequenas cargas individuais;
b) Sistema híbrido de pequeno porte: 1 kW ≤ Capacidade < 100 kW. Essa faixa de potência

é a mais encontrada nos sistemas atualmente em operação;

c) Sistema híbrido de médio porte: 100 kW ≤ Capacidade < 1.000 kW. Essa faixa de potência é tipicamente constituída por grandes capacidades relativas ao subsistema de geração diesel-elétrica;
d) Sistema híbrido de grande porte: Capacidade > 1.000 kW. Há poucos sistemas híbridos no mundo cuja capacidade está dentro dessa faixa.

Figura 7.18 – Classificação dos sistemas híbridos quanto ao porte

Salienta-se que a classificação quanto ao porte é relativa à situação atual dos sistemas, podendo ser modificada com o desenvolvimento das capacidades dos mesmos ao longo do tempo.

7.6 Vantagens e Desvantagens

Os sistemas elétricos baseados no hibridismo da geração renovável e não renovável, com a acumulação de energia feita em baterias, representam hoje uma alternativa madura para o suprimento de energia, devido especialmente a:

- Avanços na conversão elétrica de energia através do desenvolvimento da eletrônica de potência;
- Desenvolvimento de programas computacionais para simulação e análise de sistemas híbridos (Hybrid 2, HOMER, VIPOR etc.);
- Contínuo aumento da eficiência e robustez dos equipamentos geradores (principalmente dos módulos fotovoltaicos e aerogeradores);
- Desenvolvimento de sistemas de controle automático mais confiáveis;
- Desenvolvimento da tecnologia de baterias chumbo-ácido livres de manutenção para sistemas de eletrificação com fontes renováveis.

Entretanto, assim como em qualquer outro sistema elétrico de geração, a utilização dos sistemas híbridos possui vantagens e desvantagens. A indicação dessas características, obtida através de uma análise qualitativa de fatores técnicos, econômicos, ambientais e sociais, é mostrada na tabela 7.2.

7.7 Estratégias de Operação

As estratégias de operação utilizadas pelos sistemas híbridos, em linhas gerais, visam principalmente a um atendimento contínuo e de qualidade, de acordo com o padrão exigido, como também à redução do consumo de óleo combustível (diesel) e, conseqüentemente, dos custos operacionais do subsistema diesel-elétrico.

	Vantagens	Desvantagens
Local de implantação	Recursos energéticos - utilização dos recursos que estão disponíveis no local.	Recursos energéticos - a disponibilidade energética dos recursos precisa ser favorável para geração de eletricidade.
Equipamento e investimento	Flexibilidade - sistemas facilmente ampliáveis, devido à modularidade dos subsistemas de geração.	Investimento inicial - bastante elevado em face da necessidade da importação dos principais equipamentos de geração.
Operação e manutenção	Sistemas independentes - não precisam estar ligados à rede de energia elétrica convencional. Confiabilidade - pouca necessidade de manutenção para as tecnologias de geração renovável e sua redução para os sistemas diesel-elétricos de pequeno porte. Geração - proximidade da carga a ser atendida (forma de geração descentralizada). Qualidade de energia - qualidade maior da energia fornecida, em comparação com a diesel-elétrica.	Sistema de armazenamento - necessidade de armazenamento de energia, em função da intermitência das fontes primárias. Baterias - ciclo de vida relativamente curto comparado aos demais equipamentos do sistema. Sistema de controle - pode ser bastante complexo, dependendo do porte do sistema.
Questões ambientais	Sistema comissionado - ambientalmente benigno, dado o baixo nível de emissão de CO_2 e outros gases, comparado à geração exclusivamente a partir de combustíveis fósseis.	Baterias - descarte e reciclagem das baterias são pontos fracos. Porte do sistema - para sistemas de grande porte tem-se a ocupação de grandes áreas (arranjo fotovoltaico), além do aspecto visual (aerogeradores).
Organização	Usuários - completamente adaptável às necessidades energéticas dos usuários.	Usuários - necessidade de maior envolvimento do usuário com os sistemas durante e após a implantação, através do uso racional da energia.

Tabela 7.2 – Vantagens e desvantagens dos sistemas híbridos para eletrificação

Usualmente, a operação dos sistemas híbridos é baseada no atendimento das unidades consumidoras (UCs) a priori pela energia oriunda das fontes renováveis solar e/ou eólica. No entanto, caso ocorra uma seqüência de dias nublados e/ou de calmaria, reduzindo assim o estado de carga do banco de baterias, o grupo gerador a diesel é acionado automaticamente, de maneira a garantir a continuidade do serviço. Uma vez acionado, o gerador permanece conectado ao sistema até que o estado de carga do banco de baterias atinja um dado valor, que pode ser determinado pelo nível de tensão do banco.

Uma estratégia um pouco mais sofisticada, que pode ser considerada uma melhoria da estratégia citada anteriormente, é a que também leva em consideração a potência demandada pela carga no instante do acionamento do grupo gerador. Neste caso, o gerador é acionado quando o estado de carga do banco de baterias está baixo ou quando a potência demandada pelas cargas é muito elevada. O valor de potência no qual o grupo gerador deve ser acionado chama-se de potência crítica e é estabelecida por uma relação ótima entre o custo da energia das baterias e o custo de operação do grupo gerador [BARLEY e WINN, 1996].

Outra estratégia de operação consiste no atendimento das cargas simultaneamente, tanto pelo subsistema de geração diesel-elétrica, quanto pela energia gerada pelos geradores renováveis (operação em paralelo). Nessa estratégia pode haver ou não um sistema de armazenamento.

O equacionamento da potência crítica, bem como as possíveis combinações das estratégias de operação, é especialmente tratado no Capítulo 8.

7.8 Operação Monitorada e Automatização

A maioria dos sistemas híbridos está instalada em locais remotos, de difícil acesso e, principalmente, com falta de mão-de-obra qualificada para operá-los. Esse fato justifica a importância da implementação de ferramentas automáticas que permitam a monitoração e o controle da operação do sistema, assegurando assim a redução dos custos operacionais e a sua confiabilidade.

O sistema de monitoração e controle, seja ele local ou remoto, deve possuir as seguintes características:

- Possibilidade de medições de grandezas elétricas CC e CA do sistema (tensão, corrente, e freqüência de operação – lado CA) e de outras grandezas, como por exemplo, temperatura dos módulos e/ou das baterias (a temperatura está relacionada com a eficiência desses dispositivos), velocidade e direção do vento, densidade do ar, irradiância, quantidade e consumo de óleo diesel, velocidade angular (rpm) da turbina eólica, entre outras;
- Regulação do ciclo de carga e descarga das baterias, a fim de evitar a redução de sua vida útil;
- Capacidade de armazenar as informações obtidas pela monitoração;
- Definição de um sistema de proteção (chaves, disjuntores, relés) e alerta (luminoso e/ou sonoro), de modo a prevenir e identificar condições de contingências;
- Monitoração em tempo real das condições operacionais, bem como a previsão das mesmas através das informações coletadas;
- Capacidade de transmitir sinais de monitoração e comando via protocolo de comunicação.

A figura 7.19 apresenta o diagrama de blocos de um sistema hibrido, destacando pontos de monitoração e controle distribuídos ao longo do mesmo.

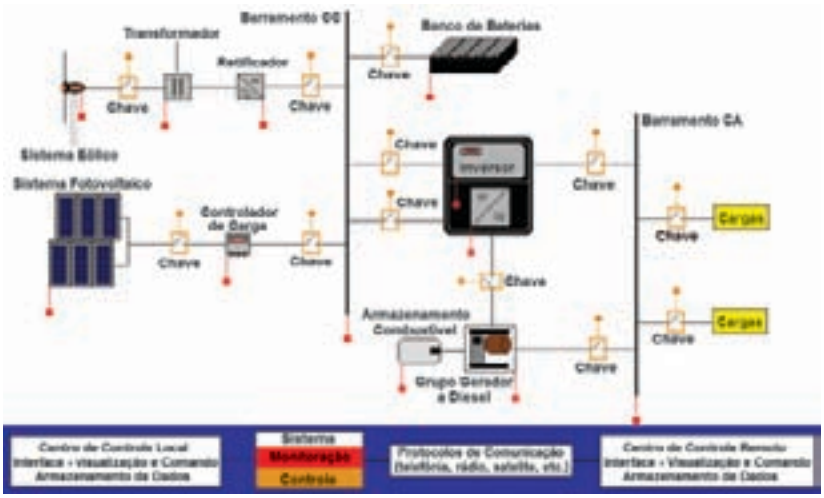


Figura 7.19 – Pontos de monitoração e controle distribuídos ao longo de um sistema híbrido

7.9 Sistemas de Medição e Tarifação

Com relação à medição de energia e conseqüente tarifação do serviço de energia disponibilizado (captação de recursos financeiros para a execução das atividades de operação e manutenção do sistema), comumente são empregadas quatro opções:

- **Taxa mensal fixa por UC**

Tarifação de fácil implementação, porém com a grande desvantagem de não adotar equipamentos de medição de energia. Por conseguinte, esta escolha não ref ete o consumo real de cada UC. Em geral, algumas UCs apresentarão baixo consumo e outras consumo muito alto, o que causa, via de regra, insatisfação por parte dos usuários do sistema elétrico.

- **Taxa mensal de acordo com a carga instalada da UC**

Tarifação também de fácil implementação. Para isso, basta realizar um levantamento da carga instalada, ou equipamentos eletro-eletrônicos, de cada UC.

Não adota equipamentos de medição de energia e, conseqüentemente, também não ref ete o consumo real, pois a maior carga instalada não necessariamente significa maior consumo. Além disso, as cargas instaladas pelos consumidores após sua ligação ao sistema não são em geral cadastradas, continuando os mesmos a pagar a taxa pela carga inicial. A insatisfação por parte dos usuários do sistema elétrico é menor em comparação com a opção anterior, mas ainda existente.

- **Medição e tarifação convencional**

Resolve o principal problema das opções anteriores, que é o pagamento justo pela energia efetivamente consumida.

Entretanto, tal escolha aumenta significativamente os custos operacionais do sistema, principalmente quando a localidade do sistema é afastada da cidade mais próxima. Dentre os custos envolvidos destacam-se: leituras periódicas de medidores, emissão e entrega de faturas e reavisos, e a realização de cortes e religações.

- **Medição e tarifação pré-paga**

Trata-se de um sistema de pré-pagamento de energia elétrica, conhecido como sistema pré-pago, semelhante ao sistema de pagamento antecipado referente aos serviços prestados pelas empresas de telefonia celular, os telefones celulares de cartão.

Tal sistema de compra antecipada de energia de certa forma já é utilizado pelas populações que formam comunidades semi ou totalmente isoladas, uma vez que a aquisição de seus energéticos, como pilhas, óleo diesel, velas, recarga de baterias, dá-se com o pagamento antecipado.

A figura 7.20 mostra, como exemplo, o sistema pré-pago de tarifação instalado na vila de São Tomé [BARBOSA *et alii*, 2004].

Figura 7.20 – Exemplo de sistema pré-pago

As principais vantagens desse tipo de sistema de tarifação são elencadas a seguir:

a) Administração do consumo da energia elétrica, determinando a quantidade gasta e o momento da compra;
b) Possibilidade da compra da quantidade de energia necessária para determinado período;
c) Possibilidade de estocagem de créditos de energia;
d) Adequação à f utuação da renda;
e) Existência de um fundo antecipado, com a venda dos cartões antes da entrega do serviço;
f) Corte automático do fornecimento de energia elétrica promovido pelo próprio medidor, após o término dos créditos, e sua religação, também automática, após a inserção de novos créditos;
g) Redução dos custos operacionais, evitando despesas com leituras periódicas de medidores, emissão e entrega de faturas e reavisos, realização de cortes e religações, entre outros;
h) Utilização mais racional da energia;
i) Eliminação da inadimplência.

Atualmente, a principal desvantagem do sistema pré-pago de tarifação é o alto custo de seus equipamentos em relação aos do sistema de medição e tarifação convencional. Além disso, ainda não existe no Brasil regulamentação para sua utilização.

7.10 Impactos a Serem Considerados

Os principais impactos observados quando da implantação de sistemas híbridos, em sua grande maioria, apresentam características mais benéficas do que prejudiciais, especialmente por se tratarem de sistemas cujo porte concentra-se na faixa de pequeno a médio. Ademais, esses sistemas utilizam prioritariamente recursos renováveis. A seguir tais impactos são descritos sucintamente.

7.10.1 Impactos Ambientais

Considerando a inserção dos sistemas no meio ambiente, o principal impacto negativo constitui-se no descarte das baterias que compõem o subsistema de armazenamento. É fundamental o desenvolvimento de um programa de reciclagem, com base na Resolução CONAMA Nº 257 [CONAMA, 1999], para mitigar tal impacto.

Outros impactos, como o visual e o sonoro (ambos provenientes sobretudo dos aerogeradores), e do espaço utilizado para instalação dos subsistemas de geração renovável (solar fotovoltaico e eólico, por exemplo), são diminutos.

Entretanto, deve-se atentar para a instalação dos aerogeradores fora de eventuais rotas de pássaros, especialmente os migratórios, e suficientemente afastados das residências, para evitar ruídos indesejáveis. Na instalação do grupo gerador a diesel, deve-se atentar não somente para o ruído (confinando-o em abrigos com isolamento acústico), mas também, e principalmente, para a contenção de eventuais vazamentos de óleo combustível e lubrificante.

7.10.2 Impactos Socioeconômicos

Esses impactos são registrados basicamente quando os sistemas híbridos são utilizados para eletrificação de vilas.

Desde o início do projeto de implantação de um sistema híbrido ou da hibridização de uma geração diesel-elétrica já existente, com as fontes renováveis, nota-se uma substancial mudança no cotidiano dos moradores locais.

Pode-se destacar como uma das principais mudanças ocorridas nas comunidades onde foram implantados sistemas híbridos, a substituição total ou parcial das mais diversas fontes de energia outrora utilizadas, tais como, pilhas, baterias recarregáveis, óleo diesel, querosene, para iluminação e atendimento de pequenas cargas.

Outro impacto tem sido o crescimento populacional das vilas, com o aumento do número de moradores e fixação do homem no campo, o que configura um f uxo contrário ao êxodo rural.

Impactos de ordem econômica, naturais do significativo aumento de atividades produtivas, com o surgimento de pequenas fábricas e comércios, tais como bares, padarias, mercearias, armazéns, sustentadas pela energia elétrica, são também merecedores de destaque.

A variação da renda dos moradores locais é também um bom indicativo de impactos de ordem econômica. Em geral, há uma tendência de aumento da renda familiar.

7.10.3 Outros

Outros impactos, especialmente a partir da implantação desses sistemas, são o crescimento acentuado da carga instalada, principalmente, de eletrodomésticos, em função do aumento do número de horas de fornecimento de energia, do número de unidades consumidoras, e da renda, ocasionado pela ampliação e melhoria das atividades econômicas, além de visitas de pessoas e grupos interessados em aprender e disseminar as experiências adquiridas.

7.11 Uso Racional da Energia

Em qualquer sistema de energia elétrica, mas principalmente nos sistemas híbridos isolados, dada a intermitência das fontes primárias e a limitação da geração, o uso racional da energia é um fator muito importante.

A adoção de equipamentos elétrico-eletrônicos mais eficientes e o esclarecimento dos usuários sobre como utilizar a energia elétrica, enfatizando tanto os benefícios da correta utilização da eletricidade, quanto os inconvenientes da sua má utilização (desperdícios e contas de energia elevadas), são ações fundamentais para um uso mais racional. Essas orientações podem resultar na redução significativa do consumo de energia, principalmente no horário de demanda máxima.

Uma ação simples e eficiente para reduzir o consumo é a substituição das lâmpadas incandescentes por f uorescentes compactas. Outras ações simples, como desligar lâmpadas e aparelhos elétricos quando não necessários, devem ser incorporadas aos hábitos dos usuários.

A seguir são elencadas as orientações mais comuns sobre o uso racional da eletricidade:

- Evitar acender lâmpadas durante o dia, aproveitando a luz natural;
- Desligar a(s) lâmpada(s) quando não houver pessoas no ambiente;
- Utilizar lâmpadas f uorescentes compactas, que são mais econômicas, iluminam melhor, e duram 10 vezes mais que as lâmpadas comuns;
- Utilizar cores claras no teto e nas paredes internas das residências, pois ambientes escuros exigem lâmpadas com potências maiores, que consomem mais energia;

- Instalar a geladeira em local arejado, protegida do sol e afastada de paredes, móveis e do fogão;
- Não secar panos e roupas atrás da geladeira;
- Não abrir geladeiras e congeladores (*freezers*) sem necessidade, e mantê-los abertos apenas pelo tempo estritamente necessário. Sempre que possível, colocar ou retirar os alimentos e bebidas de uma só vez;
- Não utilizar vidros, plásticos ou tábuas nas prateleiras das geladeiras, pois isso dificulta a circulação do ar frio;
- Evitar manter qualquer aparelho eletrodoméstico ligado, sem estar em uso;
- Ligar o ferro de passar roupas o menor número de vezes por semana, procurando passar a maior quantidade possível de roupas por vez;
- Manter as instalações elétricas em bom estado de conservação.

7.12 Outras Fontes em Sistemas Híbridos

A necessidade de obtenção de maior eficiência global dos sistemas híbridos, motiva atualmente a inserção de outras formas de geração nos mesmos. Dentre elas destacam-se a biomassa e a célula a combustível:

- **Biomassa**

No Brasil, a utilização da biomassa, em suas diversas formas de apresentação, dentre todas as outras fontes renováveis pode ser considerada uma das mais promissoras, especialmente no caso da Amazônia, devido à facilidade de obtenção do recurso *in loco*.

A figura 7.21 apresenta o esquema de um sistema híbrido utilizando a biomassa através da gasificação.

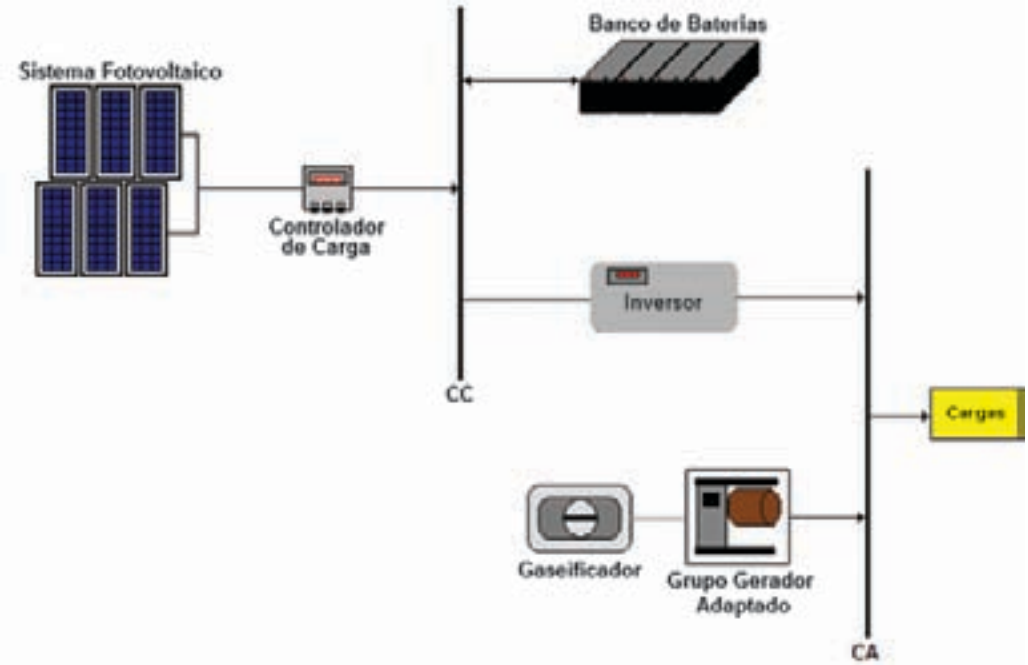


Figura 7.21 – Diagrama de blocos de um sistema híbrido fotovoltaico-biomassa-gasificação

A configuração de um sistema híbrido que utiliza o biodiesel pode ser a mesma da figura 7.21, com a retirada do gasificador e a adaptação do grupo gerador para funcionamento a biodiesel.

- **Célula a Combustível**

Dada a alta confiabilidade, eficiência energética, e baixo nível de emissão de gases de efeito estufa, algumas pesquisas apontam que a inserção da célula a combustível pode aumentar consideravelmente a eficiência global dos sistemas híbridos [AGBOSSOU *et alii*, 2001; KHAN e IQBAL, 2005; RÜTHER *et alii*, 2003].

Um exemplo dessas pesquisas em âmbito regional é a integração de uma célula a combustível, cujo hidrogênio viria da gasificação dos recursos de biomassa disponíveis localmente, a um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel [VALE *et alii*, 2004].

Outra forma de produção do hidrogênio é a utilização de um eletrolizador, alimentado com o excedente de geração de energia proveniente do sistema (figura 7.22).

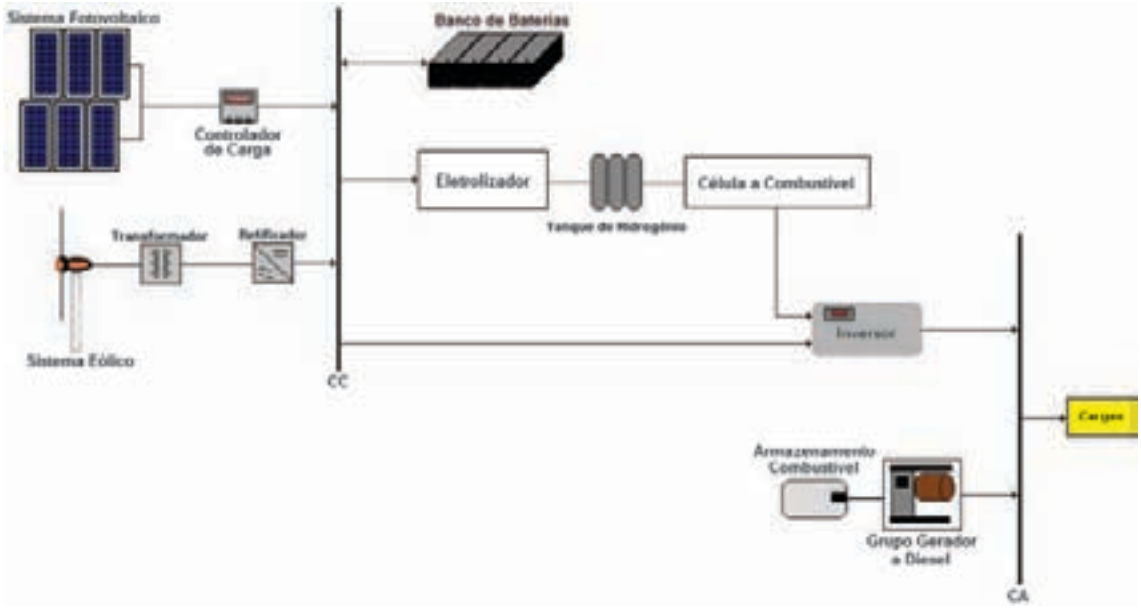


Figura 7.22 – Sistema híbrido fotovoltaico-eólico-célula a combustível-diesel

O principal empecilho para a inserção da célula a combustível é o seu custo ainda muito elevado, e sua imaturidade tecnológica, quando comparada com outras formas de geração já bem consolidadas.

8 Projeto de Sistemas Híbridos

8.1 Análise do Recurso Disponível

A primeira etapa para o dimensionamento de um sistema híbrido é a análise do recurso disponível para aproveitamento das energias solar e eólica no local da futura implantação do sistema, como também a identificação e a avaliação preliminares das potenciais áreas para a instalação dos sistemas de geração e distribuição de energia elétrica. A etapa de avaliação do recurso disponível do local pode ser executada conjuntamente para as fontes solar e eólica.

Medições no próprio local, através das técnicas citadas nos capítulos 2 e 3, são a estratégia ideal. Na impossibilidade de se realizarem essas medições, uma segunda opção é a utilização de dados disponíveis em tabelas; programas computacionais especializados; mapas de potenciais solar e eólico, dados meteorológicos de caráter geral, obtidos de estações com finalidades diversas; além de observações visuais e informações obtidas em visitas *in loco*.

8.1.1 Avaliação Preliminar

Na ausência de medições no local, atenta-se para o fato de selecionar os dados do local mais próximo possível onde o sistema será efetivamente instalado. Dados obtidos de estações meteorológicas situadas próximo ao local pretendido de instalação também podem fornecer bons indicativos; quanto mais próximas elas estiverem, mais apropriados são os dados. Nesse ponto, a avaliação do recurso eólico deve ser analisada mais cuidadosamente, visto que o local e a altura de instalação dos sensores podem inf uenciar fortemente na análise. Dados do recurso solar, por outro lado, podem ser de utilização mais simples, devido à maior facilidade de extrapolação de dados de locais próximos. A utilização de dados obtidos em locais distantes ao da instalação do sistema pode resultar em erros consideráveis e não é recomendada.

A avaliação preliminar, como o próprio nome sugere, é o primeiro passo para se identificarem áreas onde os aproveitamentos solar e eólico são potencialmente viáveis. Essa avaliação apresenta como vantagens a rapidez e o baixo custo. Como desvantagem, apresenta a imprecisão da avaliação, devendo ser tratada apenas como indicativo de potencial, e nunca como única forma de caracterização.

Dentre as formas de avaliação preliminar destacam-se:

- **Consulta a atlas eólicos e solarimétricos:** nesta etapa, os dados obtidos em atlas podem apontar regiões de maiores potenciais. Porém, não são indicados para identificar potencial de forma pontual em um determinado local;
- **Obtenção de dados de estações meteorológicas próximas:** se disponíveis, estes dados podem ser bastante úteis, dependendo da finalidade da estação: se com fim específico de aproveitamento solar e eólico para geração de eletricidade, como em casos onde

haja a presença de projetos já desenvolvidos ou em fase de desenvolvimento em locais próximos, os dados podem ser utilizados de forma mais confiável; se com outras finalidades, como por exemplo, estações meteorológicas instaladas em aeroportos ou para fins agrícolas, os dados podem indicar a presença ou não de bons potenciais eólico e solar, mas devem ser acompanhados de outras medições, para garantir maior confiabilidade à avaliação;

- **Experiência do projetista:** alguns indicativos podem auxiliar projetistas experientes a identificar áreas com maiores potenciais eólico e solar. Regiões costeiras normalmente indicam locais de bom potencial eólico, assim como regiões equatoriais, como a amazônica e o Nordeste brasileiro, normalmente apresentam bom potencial solar.

8.1.2 Visita ao Local

A visita ao local pode ser considerada como segunda etapa na avaliação do potencial dos recursos disponíveis do local. Assim como na primeira etapa, recomenda-se fortemente que a avaliação aqui realizada não seja determinante para a instalação do sistema, mas apenas indicativa. Como vantagens, esta etapa é ainda rápida, apresenta custos moderados, relacionados ao deslocamento ao local e à aquisição de equipamentos portáteis de medição, e apresenta melhores indicadores que a etapa anterior. Como desvantagens estão a necessidade de deslocamento ao local, que implica em custos e tempo, o caráter subjetivo de algumas análises, principalmente nas etapas que envolvem informações obtidas com moradores locais, e o fato da etapa ainda não ser completamente conclusiva, havendo ainda a necessidade de medição dos parâmetros de interesse.

As principais ações a serem desenvolvidas em visitas ao local são:

- **Observação de indicadores naturais:** esta é uma das primeiras etapas que deve ser considerada na chegada ao local, pois, além dos indicadores serem facilmente observados, ela garante melhor confiabilidade à avaliação. Indicadores naturais de bom potencial eólico são normalmente verificados na vegetação, através da inclinação de árvores, e na formação de dunas ou bancos de areia, ambos em função da ação do vento. O índice de Griggs-Putnam indica faixas de velocidade de vento em função da deformação da árvore (ver capítulo 3). As fotos da figura 8.1 indicam locais de bom potencial eólico, através da presença dos dois indicadores naturais aqui citados, a formação de bancos de areia em estrada e uma árvore deformada por ação do vento.

Figura 8.1 – Indicadores naturais da presença de bom potencial eólico

Também com relação à energia eólica, algumas características topográficas podem identificar locais com prováveis índices de altas velocidades de vento, tais como altas planícies ou

planaltos, cumes de montanhas, regiões costeiras com relevo e vegetação pouco acentuados, entre outros. Por outro lado, áreas de f orestas e regiões contendo muitos obstáculos naturais ou artificiais, em geral, caracterizam locais de baixas velocidades de vento.

- Medições instantâneas com instrumentos portáteis: em visita ao local, recomenda-se o uso de instrumentos de medição fáceis de montar e transportar, para a verificação das potencialidades do local no período da visita, tais como, *data loggers* portáteis acoplados a sensores, por exemplo, de velocidade do vento (anemômetros) e irradiância solar (célula de referência ou piranômetros), ou ainda a utilização de instrumentos de mão com mostradores da medição, como anemômetros e piranômetros. A parcela de erro deste tipo de medição encontra-se na possibilidade do dia da visita ser um dia atípico na localidade, fazendo com que a medição realizada venha a ser sobre ou subdimensionada.
- Informações obtidas com moradores locais: outra etapa importante na visita ao local da possível instalação do sistema é a conversa com moradores para coleta de informações sobre as características meteorológicas locais. Informações sobre insolação e velocidade do vento podem ser obtidas, principalmente com aqueles moradores mais antigos. Essas informações podem confirmar, ou não, os dados obtidos através das observações visuais e através das medições com instrumentos portáteis.
- Avaliação da acessibilidade ao local: esta etapa deve ser precedida de uma possível estimativa do porte dos equipamentos que irão compor o sistema, principalmente os aerogeradores e suas torres. Quanto maior o porte dos equipamentos, maior a dificuldade em seu transporte e instalação, e áreas de difícil acesso podem resultar em fatores impeditivos à instalação do sistema, caso os equipamentos sejam de maior porte. De maneira geral, aerogeradores de pequeno porte e suas torres, com no máximo 50 m de altura, podem ser transportados em qualquer tipo de meio de transporte, seja rodoviário, marítimo ou aéreo, desde que ele possa suportar o peso e o tamanho de pelo menos um equipamento. A modularidade desses tipos de sistemas torna-se uma grande vantagem nesta etapa, visto que a instalação de mais de um aerogerador de pequeno porte, no lugar de um único de grande porte, pode facilitar o transporte. Áreas de mar aberto sem a disponibilidade de embarcação que lá trafegue de forma segura, estradas com condições impróprias para o tráfego de caminhões, e locais onde a única forma de acesso seja via aérea são exemplos de locais que dificultam a instalação de sistemas híbridos.
- Disponibilidade de áreas para a instalação: de nada adianta atender a todas as questões já abordadas, se não houver área suficiente para instalar o sistema, de forma que ele atenda à demanda da localidade. Além do espaço físico, deve-se atentar para a presença de possíveis obstáculos, que não possam ser retirados, e que possam constituir empecilhos à conversão solar ou eólica.

8.1.3 Instalação de Equipamentos de Medição

A instalação de equipamentos de medição é normalmente realizada em torres, sob a forma de uma estação meteorológica. As etapas envolvidas na instalação dos equipamentos de monitoração são apresentadas a seguir.

- 1ª Etapa: Seleção do local

O local escolhido para a instalação da estação deve possuir área útil para a torre e seus pontos de estaiamento. Os sensores de velocidade de vento (anemômetros), de irradiância solar

(piranômetros) e de direção de vento (anemoscópios) devem estar livres de obstáculos que causem sombra, no caso dos piranômetros, ou que gerem turbulência no f uxo de ar, no caso dos anemômetros e anemoscópios. A figura 8.2 apresenta uma técnica de disposição da torre que livra os sensores de zonas de turbulência causadas por obstáculos de altura h. A zona de turbulência pode se estender até duas vezes a altura do obstáculo a seu montante e de dez a vinte vezes a sua altura à sua jusante. Já na direção vertical, a inf uência da turbulência pode atingir de duas a três vezes a altura do obstáculo. Na figura 8.2 verifica-se que o sensor de velocidade do vento deve ser instalado a uma altura superior a 2 h caso a estação seja posicionada em uma distância a jusante menor que 20 h.

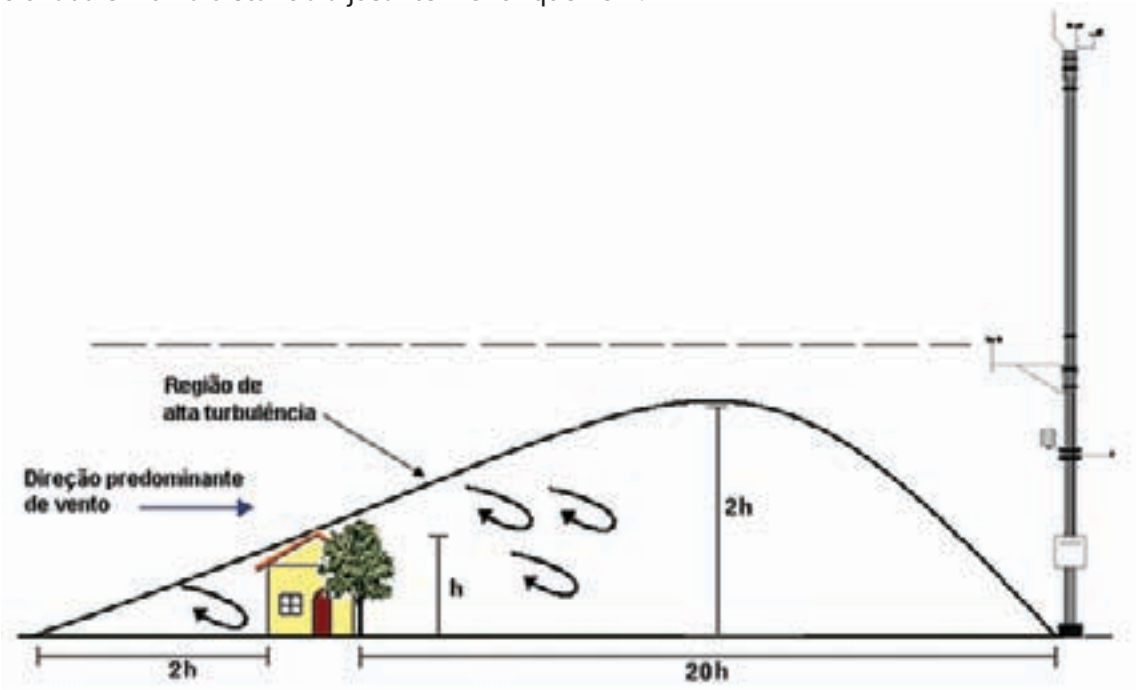


Figura 8.2 – Indicação de disposição da estação meteorológica a jusante de um obstáculo de altura h

- **2ª etapa: Configuração da torre**

A torre da estação meteorológica pode ser do tipo tubular ou treliçada, apoiada em uma base e estaiada. A torre feita de tubos cilíndricos apresenta como vantagens, em relação à torre treliçada, além do custo, o fato desta última ser mais larga e, portanto, propícia a provocar maior turbulência nas correntes de ar, ou sombreamento dos equipamentos de medição. Torres autoportantes também podem ser utilizadas; porém, são menos freqüentes na prática, para medições visando à instalação de sistemas híbridos de pequeno e médio porte.

A montagem da torre e dos instrumentos de medição ao longo da mesma é normalmente feita em solo.

- **3ª Etapa: Instalação dos instrumentos**

Consiste tanto nas fixações do sistema de proteção contra descargas atmosféricas (pára-raios), dos equipamentos de medição e da unidade de aquisição de dados (*data logger*) ao longo da torre, como também na interconexão dos sensores, via cabos de comunicação, ao *data logger*.

Na fixação dos instrumentos de medição, alguns detalhes técnicos de montagem precisam ser observados, como:

- A orientação do sensor de direção deve ser para o norte verdadeiro ou para o magnético, observando-se para este último caso, no momento do tratamento dos dados medidos, a necessidade de sua correção em função da declinação magnética;
- Os anemômetros não devem ser instalados a montante ou a jusante da torre, em relação à direção predominante do vento no local, para evitar que sofram inf uência de sua estrutura;
- Os braços que sustentam os equipamentos devem ter um comprimento de pelo menos dez vezes o diâmetro da torre e estar fixados de forma que não fiquem balançando com o vento;
- Os anemômetros e o sensor de direção devem ser instalados com seus planos de rotação na posição horizontal, para evitar erros de medição;
- A parte vertical dos braços dos sensores deve ter pelo menos 30 cm, para evitar possíveis erros de medição;
- O posicionamento do piranômetro deve ser de modo que fique devidamente nivelado no plano horizontal e fora do alcance da sombra da torre e/ou dos cabos de estaiamento, que pode ocasionar erros nos valores medidos;
- O sensor de temperatura não deve ser instalado muito próximo ao solo, para evitar que receba inf uência da irradiação deste.

Sensores de pressão atmosférica (barômetros) e de umidade (higrômetros) podem ainda estar presentes em estações meteorológicas. Os primeiros são normalmente instalados em caixa, juntamente com o data logger, e os segundos são normalmente acoplados ao termômetro, compondo um termohigrômetro.

Ainda nesta etapa, é importante ensaiar o monitoramento das variáveis meteorológicas antes de erguer a torre, para verificar o correto funcionamento dos sensores.

A figura 8.3 ilustra um exemplo de distribuição dos equipamentos de medição ao longo de uma torre tubular de 30 metros de altura.

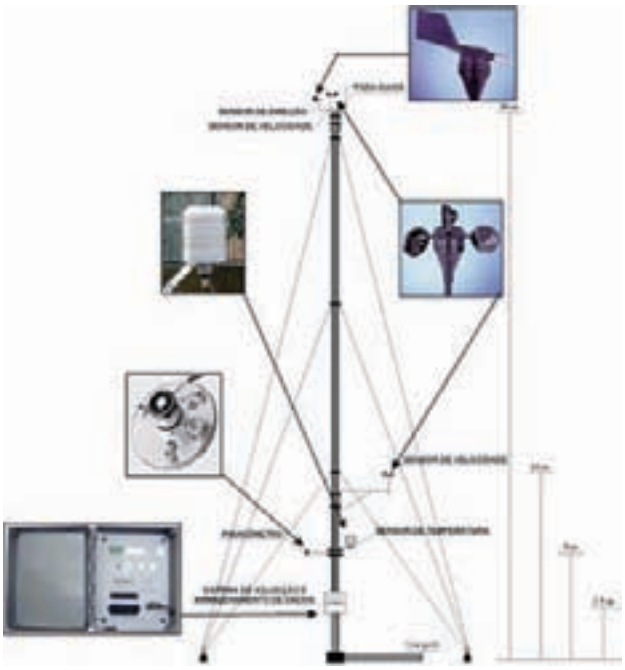


Figura 8.3 – Distribuição dos equipamentos ao longo da torre

- **4ª Etapa: Erguimento da torre**

O erguimento da torre geralmente é feito através de um pau-de-carga (*gin pole*), sendo realizado com o auxílio, por exemplo, de um guincho elétrico ou de alavanca manual (tifor), cujo cabo é preso à extremidade do pau-de-carga fixado na base de sustentação da torre. O pau-de-carga serve como braço de alavanca para erguer a torre com maior facilidade.

Finalmente, após esta etapa, faz-se a configuração do *data logger* para o registro dos dados meteorológicos a cada período determinado (geralmente utiliza-se 1 segundo para o intervalo de amostragem e 10 minutos para o de integração). Em geral, os registros referem-se aos valores médios, máximos, mínimos e desvios padrão.

Os dados das medições das variáveis meteorológicas são coletados continuamente pelos equipamentos de medição e recebidos e armazenados pelo *data logger*. Os dados podem ser retirados via conexão com um microcomputador portátil (através de uma porta de comunicação), por meio da troca de cartões de memória, ou ainda via comunicação remota, de acordo com o tipo de equipamento utilizado, para serem então tratados e analisados de maneira adequada.

As estações meteorológicas atuais são desenvolvidas para operar sem supervisão por um longo período, praticamente isentas de manutenção. Contudo, por medida preventiva, inspeções e manutenções periódicas são aconselháveis para assegurar o seu bom funcionamento. Sugere-se que a periodicidade dos procedimentos de inspeção e manutenção seja mensal.

A tabela 8.1 apresenta as características gerais de cada etapa de avaliação das potencialidades solar e eólica, comentadas anteriormente.

Avaliação	Características	Vantagens	Desvantagens
Preliminar	• Consultas a atlas eólicos e solarimétricos; • Obtenção de dados de estações próximas; • Experiência do projetista.	• Rápida; • Baixo custo.	• Pouco precisa.
Visita ao local	• Verificação de indicadores naturais; • Medições instantâneas com equipamentos portáteis; • Informações obtidas em conversas com moradores locais; • Avaliação da acessibilidade ao local; • Disponibilidade de áreas para a instalação.	• Relativamente rápida; • Custo moderado; • Indicativos mais precisos.	• Necessidade de deslocamento ao local; • Caráter subjetivo de algumas análises; • Pouco conclusiva.
Medição	• Instalação de estação meteorológica em local mais próximo possível do local de instalação do sistema; • Tratamento e análise dos dados medidos.	• Totalmente conclusiva.	• Relativamente cara; • Período de tempo longo para obtenção de amostra de dados confiável.

Tabela 8.1 – Características gerais das etapas de avaliação

De posse dos dados coletados, o passo seguinte é o tratamento e análise dos mesmos. O tratamento é normalmente realizado mensalmente, à medida que os dados de um mês completo são coletados.

Após o levantamento dos recursos solar e eólico disponíveis na localidade, a análise do potencial para aproveitamento dos mesmos para geração de energia elétrica é uma etapa imprescindível para um criterioso estudo de viabilidade técnica de empreendimentos que utilizem as fontes solar

e eólica. Caso constatada a viabilidade preliminar, a disponibilidade de dados confiáveis e bem analisados passa a ser fundamental para garantir a elaboração de projetos dimensionados de forma tal que apresentem relação ótima entre a participação de cada uma das fontes no sistema híbrido. No dimensionamento do sistema leva-se em conta uma série de fatores, como: custo da energia gerada, confiabilidade, eficiência, facilidade de manutenção, entre outros.

8.2 Análise do Recurso Solar

O projeto de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento e a cuidadosa utilização de dados de radiação solar de um determinado lugar em particular. Dados de radiação têm sido coletados em muitas localidades no mundo. Essas informações devem ser analisadas e processadas antes de uma estimativa rigorosa da disponibilidade do recurso solar para um sistema fotovoltaico.

O custo da energia produzida pelos geradores fotovoltaicos determina a viabilidade econômica e o potencial de inserção dessa tecnologia em uma estrutura energética mais ampla. Assim, o conhecimento do fenômeno "radiação solar" e de suas potencialidades é necessário como primeiro passo no processo de decisão de implantar a tecnologia fotovoltaica em um sistema híbrido. A quantidade e distribuição do recurso solar, juntamente com as características de conversão dos dispositivos fotovoltaicos, determinam a quantidade da energia disponível para atendimento da carga.

A maneira mais usual de se apresentar os dados solarimétricos medidos é em termos de energia por unidade de área, ou irradiação, no plano horizontal. Os dados também podem ser obtidos sob a forma de potência por unidade de área (irradiância). Dependendo da aplicação, medidas com bases mensal, diária ou horária podem ser utilizadas. A partir de dados confiáveis durante longo período de tempo, é habitualmente calculado um valor médio correspondente a um período específico, como, por exemplo, um dia médio correspondente ao período de um mês ou de um ano.

A análise do recurso solar requer os dados medidos de irradiação e, dependendo do método de dimensionamento do sistema de geração empregado, dados de temperatura.

Para fins de dimensionamento, os dados de irradiação são representados em termos do número de horas de sol pleno (HSP), que é definido como o número de horas diárias em que a irradiância equivale a 1 kW/m^2, dada a irradiação total incidente no dia (kWh/m^2).

Para uma estimativa mais precisa da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, há a necessidade da conversão da irradiação no plano horizontal para o plano inclinado e a orientação em que se encontra ou se pretende instalar o gerador fotovoltaico, utilizando-se modelos que, a partir de dados coletados sobre superfícies horizontais, forneçam os valores reais de irradiação para superfícies inclinadas [BLASQUES, 2005; DUFFIE e BECKMAN, 1991]. A estimativa da irradiação para o plano inclinado escolhido e para determinadas localidades pode ser obtida utilizando-se o procedimento indicado no capítulo 2, ou em programas computacionais como o METEONORM [METEONORM, 1999], o SODA-IS [SODA-IS, 2008], ou o RADIASOL [Laboratório de Energia Solar/UFRGS].

A indicação de bons índices de irradiação solar no local corresponde à primeira análise de viabilidade técnica do projeto; a próxima refere-se à avaliação da área disponível para a instalação do sistema.

8.3 Análise do Recurso Eólico

O recurso eólico é caracterizado por meio de um conjunto de parâmetros, incluindo fatores geográficos específicos de cada local; informações a respeito dos dados de velocidade e direção do vento, coletados em forma de médias temporais; intervalo de tempo usado pela base de dados; altura de instalação dos instrumentos usados na aquisição dos dados de vento; e variabilidade da velocidade do vento. A variabilidade da velocidade do vento pode ser caracterizada, por exemplo, por meio do desvio padrão da velocidade do vento em cada intervalo. Além da velocidade e da direção do vento para a análise do recurso eólico, são requeridos dados de temperatura e pressão atmosférica. Dados de umidade relativa do ar não são preponderantes na análise em climas tropicais, mas por muitas vezes são coletados, em função do sensor estar normalmente acoplado ao termômetro, com baixo custo associado.

Os parâmetros relacionados com a geografia do local também afetam a natureza dos ventos locais. Como visto no capítulo 3, a lei exponencial de potência, a velocidade de referência, as características do terreno e, em casos de cálculos mais sofisticados, a intensidade de turbulência, podem ser necessários para determinar a potência eólica em um dado local. A densidade do ar é um fator que inf uencia na potência eólica e pode ser considerada como um valor fixo, ou obtida a partir da temperatura, pressão e elevação do local.

A morfologia do terreno, a variação da distribuição da velocidade do vento durante o ano, e o fato de que todo local difere consideravelmente com respeito à disponibilidade de vento e demanda elétrica, fazem necessário analisar cada caso em particular.

Como a potência da massa de ar em movimento é proporcional ao cubo de sua velocidade, é essencial ter conhecimento detalhado do vento e suas características, para que o rendimento dos aerogeradores seja estimado com precisão. Vários parâmetros necessitam ser conhecidos a respeito do vento, incluindo a sua velocidade média, direção, variações em torno da média em curtos intervalos de tempo, variações diárias, variações sazonais, variações anuais e variações com a altura. Esses parâmetros são altamente específicos de cada local e somente podem ser determinados com precisão suficiente com medições em um local particular durante um período suficientemente longo. Eles são usados para determinar o rendimento e o custo da implantação de um sistema eólico em um dado local.

Para uma primeira análise do potencial eólico disponível, costumam ser apresentadas médias mensais de velocidade de vento, obtidas a partir de períodos de integração mais curtos, como horários ou de 10 minutos. A representação é através da média mensal propriamente dita ou através do dia médio ou dia típico, que representa médias horárias relacionadas a todos os dias do mês.

Outras ferramentas são normalmente usadas em estudos de potencialidade eólica para a estimativa da energia produzida, como histogramas da velocidade do vento e/ou a distribuição de probabilidade da velocidade do vento, como por exemplo a de Weibull, que também fornecem informações importantes para serem utilizadas na etapa de projeto. A distribuição de Weibull fornece duas importantes conclusões: o fator de escala qualifica a velocidade de vento, ou seja, quanto maior for o valor de C, maior será a velocidade de vento no local; e o fator de forma indica o nível de variação da velocidade de vento no local. Altos valores de k, que resultam em curvas com picos mais acentuados, indicam menores variações na velocidade de vento.

Para indicar a viabilidade de instalação de sistemas híbridos, alguns dados tratados, como a irradiação solar e a velocidade de vento, são fundamentais na análise. Outros, como a temperatura e a pressão atmosférica, são utilizados em etapas do dimensionamento, porém não são

determinantes para garantir a viabilidade do projeto. A direção de vento é utilizada no auxílio ao processo de posicionamento e instalação dos aerogeradores, não sendo preponderante na etapa de projeto.

8.4 Logística de Abastecimento de Combustível

Em muitas estratégias de operação de sistemas híbridos, para o aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica, faz-se o uso de grupos geradores atuando como um sistema de *backup*, pois, em momentos de indisponibilidade do sistema renovável ou escassez das fontes solar e eólica, o grupo gerador entra em operação para garantir a continuidade do fornecimento aos consumidores.

A geração diesel-elétrica é uma solução convencional largamente utilizada nos sistemas isolados de pequeno e médio porte da região amazônica. O uso do óleo diesel, como o principal componente da matriz energética dos sistemas isolados na região, dá-se pela consolidação da tecnologia, a vasta gama de potências disponíveis de geradores diesel-elétricos, bem como facilidades para reposição de peças e de disponibilidade de mão-de-obra para manutenção, visto também que os motores a diesel são amplamente utilizados nas embarcações e implementos agrícolas da região.

Existem diversas localidades na Região Norte do Brasil cujo acesso se dá somente por via f uvial, através de viagens em pequenas embarcações, com duração desde poucas horas até vários dias (para o caso de localidades situadas distante dos centros urbanos, onde o óleo combustível geralmente é adquirido), sendo que essa dificuldade de acesso pode se agravar na estação da seca, quando muitos rios baixam seus níveis além do mínimo necessário para a navegação. Devido à indisponibilidade periódica do fornecimento por problemas logísticos, torna-se indispensável o estoque adequado de combustível nessas localidades.

Os principais aspectos logísticos (figura 8.4) relacionados à disponibilidade de combustível resumem-se a:

- Verificação de possíveis pontos de venda ou redes de distribuidores do óleo diesel necessário para o abastecimento do subsistema de geração diesel-elétrica. Esses estabelecimentos devem estar o mais próximo possível do sistema de geração, para redução dos custos de transporte;
- O transporte do combustível, seja f uvial ou rodoviário, até o sistema de geração deve ser feito de forma tal que se consiga minimizar os custos associados. A segurança no transporte também deve ser levada em consideração. Salienta-se que um bom planejamento com relação às estações do ano é fundamental para garantir o suprimento do combustível ao sistema, pois, como mencionado, há áreas onde o transporte f uvial é afetado pela estação de seca, e outras onde o rodoviário é prejudicado pela estação chuvosa;
- O armazenamento do combustível deve ser feito em tanques adequados, levando-se em consideração critérios mínimos de segurança para pessoas durante o manuseio, bem como para o meio ambiente. Para projetos de instalações de armazenamento de líquidos inf amáveis e combustíveis contidos em tanques estacionários com capacidade superior a 250 litros, à pressão menor ou igual a 103,4 kPa, deve-se seguir a norma técnica NBR 7505-1.

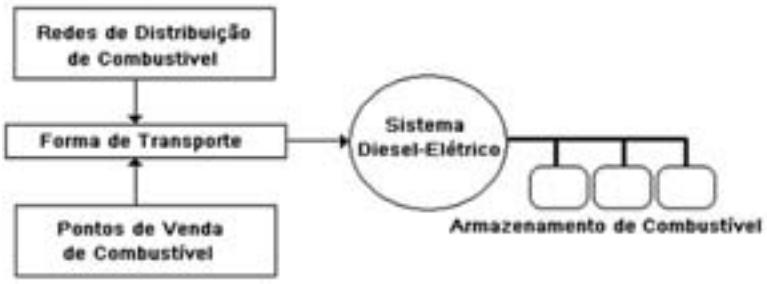


Figura 8.4 – Diagrama de blocos da logística de fornecimento de combustível

8.5 Cálculo do Consumo a Ser Atendido

Avaliado o recurso energético disponível e constatada a viabilidade da instalação dos sistemas de geração no local, a etapa seguinte é a elaboração do projeto. O primeiro passo no desenvolvimento do projeto de um sistema de geração, seja ele de fontes renováveis ou não, é a análise da demanda, ou seja, a verificação dos tipos de cargas que serão atendidas pelo sistema, assim como seus regimes de utilização, para, a partir daí, iniciar a etapa de projeto da geração com as fontes consideradas e de seus sistemas complementares.

No modelo energético nacional, que concentra parte considerável de sua geração em sistemas de grande porte, a etapa de projeto que estuda a carga a ser atendida costuma passar despercebida aos olhos do usuário final, que normalmente não se preocupa com a geração ao instalar novas e pesadas cargas em sua residência, comércio ou indústria. Esse comportamento é de certa forma compreensível, visto que, tendo condições financeiras de pagar pelo seu consumo, o usuário pode usufruir do bem, de maneira quase ilimitada.

Entretanto, projetos de centrais geradoras de grande porte devem realizar estudos criteriosos, não apenas sobre a disponibilidade do recurso (níveis de chuva para o armazenamento de água em reservatórios, disponibilidade de combustíveis), como também sobre a carga a ser atendida, principalmente prevendo aumentos de demanda ao longo do tempo, já que sistemas de geração como grandes centrais hidrelétricas, por exemplo, não possuem como característica principal a modularidade, e necessidades urgentes de aumento de geração para suprir a demanda podem não ser satisfeitas em tempo hábil.

Projetos de sistemas híbridos também devem dispensar especial atenção à carga, por dois motivos principais: o primeiro, como no exemplo anterior, para suprir a demanda atual e o seu provável crescimento; e o segundo para otimizar o dimensionamento das fontes de geração, principalmente quando se deseja reduzir ao máximo o consumo de combustível em sistemas que possuem grupos geradores complementares.

Outro ponto a mencionar em sistemas híbridos de pequeno porte, normalmente dimensionados com a geração próxima ao consumo, é que haja o controle e previsão do aumento da carga atendida, para não levar o sistema ao insucesso e que a oferta de energia seja garantida em um período de tempo satisfatório para os consumidores. Para isso, também é de extrema importância a ação de medidas de eficiência energética e uso racional da energia pelos consumidores. Ressalta-se ainda que as características de consumo de energia elétrica em uma dada localidade são fortemente inf uenciadas por aspectos culturais, geográficos e econômicos.

A realização do projeto de um sistema híbrido exige o levantamento das características da carga a ser atendida. O valor da demanda de energia elétrica local, sua distribuição ao longo

do dia e as perspectivas futuras de ampliação do consumo são parâmetros que inf uenciam no tamanho, na otimização do uso e até mesmo na viabilidade técnico-econômica do sistema.

A tabela 8.2 apresenta algumas formas de realizar o levantamento da carga a ser atendida pelo sistema híbrido de geração de energia. Em todas as formas citadas deve-se acrescer, quando do dimensionamento do sistema de geração, as perdas associadas à geração e condicionamento de potência, transmissão, distribuição, e cargas da própria usina.

A partir do conhecimento da carga já instalada e de uma estimativa de demanda reprimida, pode-se determinar a potência a ser suprida, devendo-se prever também um aumento do consumo para um determinado período de tempo (alguns anos, por exemplo).

Para avaliar o comportamento da carga ao longo de um período, estima-se a curva de carga da localidade, sendo normalmente utilizada para a caracterização do consumo diário em uma localidade. A composição dessa curva pode ser obtida através de um dos métodos expostos antes ou por meio de modelos matemáticos ou probabilísticos [SENTELHAS, 2004]. A curva é formada pela potência elétrica demandada (eixo das ordenadas, expresso em W ou VA) em um determinado intervalo de tempo (eixo das abscissas). Geralmente, a curva é traçada em base horária e em termos da potência ativa. Todavia, deve-se atentar para a solicitação de potência não-ativa por parte da carga na especificação do sistema de suprimento.

No levantamento da carga, quando se verifica a ausência dos dados de placa dos equipamentos eletro-eletrônicos, uma alternativa é a consulta a manuais ou informações sobre o equipamento e seu consumo, geralmente disponibilizadas na internet. Na falta dessas informações buscam-se as de equipamentos similares de mesmo porte ou em tabelas, como a do PROCEL [ELETROBRÁS, 2008], com a potência média de vários tipos de equipamentos.

Contudo, o simples conhecimento da demanda média ou da curva de carga de apenas um dia típico em uma localidade não garante a estimativa precisa da carga a ser atendida pelo sistema de geração de energia. Na ausência de dados medidos e que a medição não seja realizada em pelo menos um ano inteiro, pode-se extrapolar essa curva para os outros dias do ano, considerando períodos de chuva, frio ou calor, e prováveis sazonalidades no consumo, por exemplo. Essa extrapolação, apesar de necessária, introduz imprecisões na estimativa da carga. Entretanto, a falta de dados confiáveis para a estimativa da carga é uma realidade na grande maioria das localidades isoladas da Amazônia.

A figura 8.5 apresenta uma curva de carga para um dia típico de uma localidade no Pará, com cerca de 60 unidades consumidoras, atendida por um sistema híbrido solar-eólico-diesel. A curva, já com um bom nível de detalhamento, foi obtida por meio de medição e com intervalos de integração de 5 em 5 minutos. A demanda média diária é de 2,96 kW, com pico de 5,74 kW ocorrendo entre 19 e 21 h. Observa-se na curva que a demanda é maior no período noturno, quando o sistema fotovoltaico não contribui para a geração, o que deve ser compensado por outra fonte de energia. O conhecimento da curva de carga a ser atendida, obtida por medição (caso a localidade já possua um sistema de eletrificação), permite melhor estimativa para o projeto do sistema de geração.

Formas de Levantamento	Características	Vantagens	Desvantagens
Formulário Socioeconômico aplicado às unidades consumidoras (UCs)	Deve conter informações mínimas como: • Total de UCs atendidas; • Nº total, tipo, potência e regime de funcionamento dos equipamentos elétricos existentes nas UCs; • Hábitos dos consumidores que provoquem consumo de energia (festas na localidade, lâmpadas acesas ao dormir); • Tipo e consumo de energéticos nas UCs; • Possibilidade futura de expansão do consumo de energia elétrica.	• Baixo custo; • Obtenção das informações em curto prazo; • Flexibilidade no momento da coleta de dados; • Simplicidade dos formulários aplicados.	• Possibilidade de imprecisão das informações prestadas pelos entrevistados; • Possibilidade de coleta de número reduzido de informações devido ao pequeno interesse local para a entrevista.
Dados de medição (em locais que já possuem algum sistema de eletrificação)	• Medidor de energia instalado na saída de distribuição do sistema ou medidores de energia instalados em cada UC e pelo maior tempo possível (preferencialmente por pelo menos 1 ano); • Monitoração regular dos dados de consumo; • Método ideal para previsão da carga a ser atendida (deve incluir demanda futura).	• Precisão das informações de consumo do sistema; • Precisão das informações de consumo atual em cada UC; • Consideração das sazonalidades do consumo; • Boa estimativa da energia a ser suprida pelo sistema de geração.	• Medições, em geral, inexistem nas localidades isoladas; • Maior custo, se for necessária a instalação de medidores; • Tempo longo de medição e monitoração.
Perfil de consumo	• A partir de dados de localidades e UCs com padrão de consumo similar estima-se a carga a ser atendida; • A partir de informações de consumo de algumas UCs da localidade estima-se o consumo das demais.	• Rapidez; • Baixo custo.	• Imprecisão dos resultados; • Freqüente indisponibilidade de dados de consumo das UCs; • Usa padrão para diferentes UCs com consumos presumidamente equivalentes.
Potência instalada e fator de carga	• Levantamento da potência instalada nas UCs e estabelecimento de um fator de carga para estimativa do consumo; • O consumo diário é dado por: Consumo diário (kWh) = Número de horas de atendimento × potência instalada (kW) × fator de carga; • É comum usar um fator de carga igual a 25% para pequenas localidades rurais; • O fator de carga é definido como a relação entre a demanda média verificada em um dado intervalo de tempo e a carga total instalada.	• Baixo custo.	• Imprecisão dos resultados; • Presunção de um regime de uso da energia (fator de carga).

Tabela 8.2 – Tipos de levantamentos para estimativa de carga

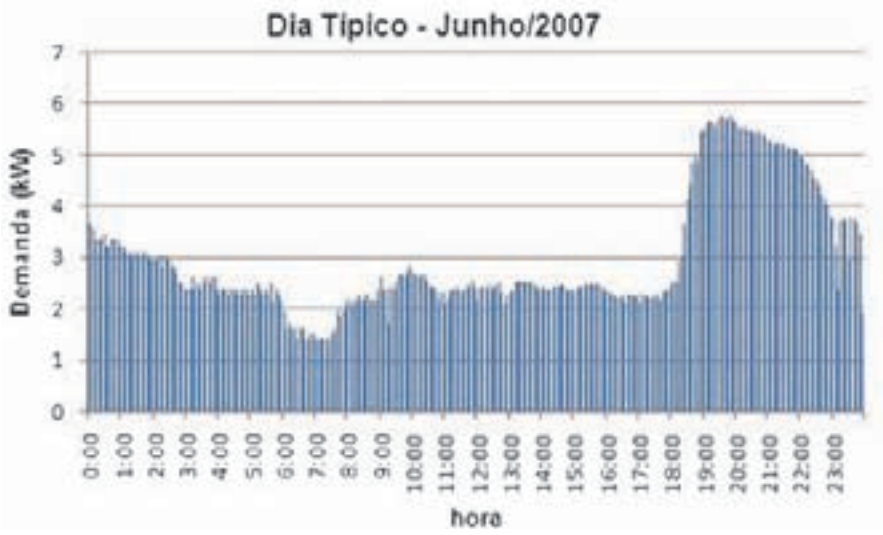


Figura 8.5 – Curva de carga de um dia típico do mês de junho/2007 em uma comunidade do estado do Pará, com 60 unidades consumidoras

Para se obter a energia efetiva consumida diariamente pela carga (C), faz-se

$$C = \sum_{i=1}^{N} P_i . \Delta t \,, \qquad \text{equação 8.1}$$

onde,

Δt é o intervalo de tempo considerado (quanto menor, mais precisa será a estimativa);
P_i é a demanda de potência ativa medida ou estimada em cada intervalo (kW);
N é o número de intervalos considerados.

Para que o consumo seja dado em kWh, se o intervalo de medição for de minutos, então o mesmo é expresso como uma fração de hora. Por exemplo, para um intervalo de medição de 5 minutos tem-se $\Delta t = 5/60$ h. O consumo também é igual à área delimitada pela curva de carga, ou seja, pela sua integração no tempo.

Outra forma para a análise da carga a ser atendida é através do cálculo do consumo diário efetivo (C), em kWh, através da equação (8.2), válida tanto para cálculos de consumo em corrente alternada (C_{CA}) quanto em corrente contínua (C_{CC}).

$$C = \Sigma\, q \frac{P}{1000} CSD \frac{CSS}{7}, \qquad \text{equação 8.2}$$

onde P é a potência do equipamento, em W, CSD é o ciclo de serviço diário, ou número de horas diárias em que o equipamento permanece ligado, CSS é o ciclo de serviço semanal, ou número de dias na semana em que o equipamento é ligado, e q é o número de equipamentos que possuem potência e ciclos de serviço diário e semanal idênticos.

Ainda, caso não se conheça precisamente o perfil de consumo do sistema a ser atendido, e não se disponha de informações suficientes para calcular o valor de C, uma variação do método é a análise da carga através de sua potência instalada (P_C), dada em kW, e do fator de carga considerado (f_C), como mostra a equação abaixo.

$$C = P_c f_c \Delta t \,, \qquad \text{equação 8.3}$$

onde Δt é o período de tempo considerado. O fator de carga depende bastante do tipo de consumidores. Pequenas comunidades rurais apresentam valores de f_C típicos na faixa de 25%; já sistemas localizados em centros urbanos apresentam valores mais elevados.

Outro ponto a ser considerado refere-se à demanda reprimida, já que, com a eletrificação da localidade, existe a tendência do aumento imediato do consumo, seja por novos consumidores ou pela demanda de novos tipos de serviços, como refrigeração, comunicação, entre outros. Então, dimensiona-se o sistema para que seja capaz de atender a uma demanda reprimida (DR) expressa em percentagem (%) do consumo atual estimado.

$$C' = \left(1 + \frac{DR}{100}\right).C \,. \qquad \text{equação 8.4}$$

O projeto de um sistema de geração para atender determinada carga deve levar em consideração, além do consumo efetivo dos equipamentos, as perdas relacionadas a todos os processos desde a geração até o consumo. Um modelo típico de sistema é mostrado na figura 8.6. A geração deve ser suficiente para atender o consumo total mais as perdas associadas ao processo. Essas perdas são de diversas origens. Em sistemas centralizados, elas são devidas a geração, transmissão, distribuição e consumo, embora estas últimas também possam ser embutidas no próprio consumo. Essas perdas são verificadas principalmente na estrutura de cabeamento e em equipamentos de transformação, acionamento, proteção, usos finais, entre outros. No modelo apresentado na figura 8.6 todas essas perdas são representadas por um único bloco de perdas totais.

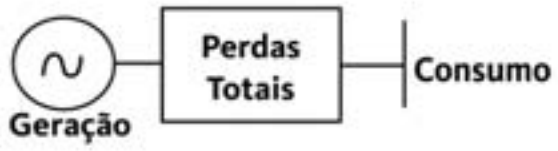


Figura 8.6 – Sistema típico de geração, considerando fontes de perdas

O consumo corrigido no lado CC (C_{COR}) é dado em kWh, considerando-se as perdas na transmissão/distribuição (se a curva de carga for estimada considerando-se a demanda dos equipamentos e as perdas nas unidades consumidoras) e a eficiência do processo de conversão CC−CA:

$$C_{COR} = \frac{C'}{\left(1 - \frac{\Omega_{perdas}}{100}\right)} \,, \qquad \text{equação 8.5}$$

onde,

Ω_{perdas} é a percentagem de perdas totais entre a energia produzida no lado CC e a entregue às cargas no lado CA (incluídas as perdas na conversão e transmissão/distribuição da energia elétrica).

Cabe enfatizar que os equipamentos responsáveis pela entrega da energia à rede de distribuição (inversor ou grupo gerador a diesel) devem possuir capacidade de surto, que deve ser especificada de acordo com a natureza dos equipamentos que compõem a carga. Equipamentos

que exigem altos valores de corrente de partida, como motores elétricos, devem merecer atenção especial no dimensionamento da geração, para que o inversor ou o grupo gerador a diesel possa fornecer, durante um curto intervalo de tempo, a potência necessária para acionar esses equipamentos.

Outro parâmetro importante que deve ser especificado nesta etapa é a tensão nominal (V_N) do sistema do lado CC, escolhida normalmente em função da corrente de pico do projeto. A elevação no valor da tensão nominal permite a redução da corrente, com conseqüente diminuição da bitola dos condutores e redução de riscos. No entanto, deve-se atentar para a utilização de níveis de tensão compatíveis com os disponíveis comercialmente em equipamentos. Em sistemas híbridos, uma vez determinado esse valor, todos os equipamentos deverão ser adequados para, no lado CC, operar dentro dessa faixa. A equação (8.6) relaciona a tensão nominal do sistema com a corrente de pico (I_{pico}), ambas do lado CC, através da potência máxima gerada ou demandada pela carga (P_{pico}), em W. A eficiência do inversor (η_{inv}) é considerada apenas se P_{pico} corresponder à demanda da carga atendida em CA.

$$I_{pico} = \frac{P_{pico}}{\eta_{inv}.V_N} \quad \text{equação 8.6}$$

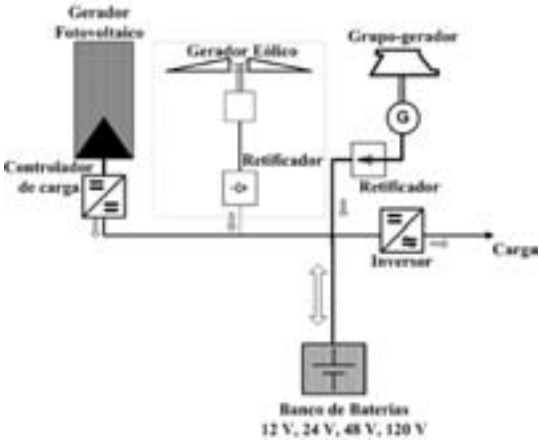
8.6 Definição da Estratégia de Operação

Uma boa estratégia de operação visa garantir aos usuários do sistema de geração um atendimento confiável e de qualidade, minimizando simultaneamente os seus custos de implantação e de operação e manutenção. Uma das estratégias de operação de sistemas híbridos é o de carga e descarga do banco de baterias, que visa maximizar sua vida útil. Outro tipo de estratégia é o controle do despacho, que determina quando e como o gerador diesel deve ser ligado e desligado, a fim de minimizar os custos relacionados à operação e manutenção do mesmo. Neste tópico é realizada uma breve abordagem de algumas das estratégias de operação utilizadas em sistemas híbridos, onde se procura mostrar as várias configurações existentes, e as diferentes formas de despacho.

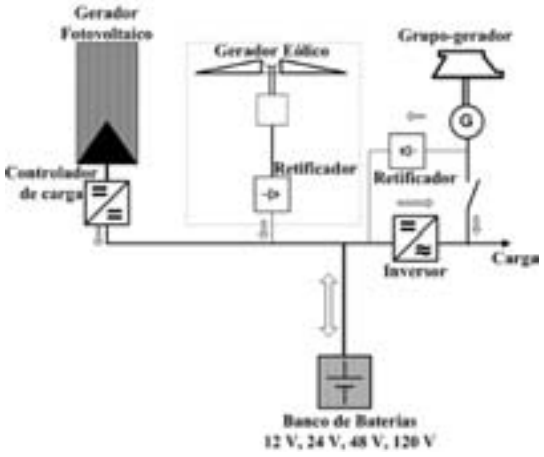
Os sistemas híbridos podem ser classificados quanto à configuração em três principais grupos: com o acoplamento dos geradores no barramento de corrente contínua (CC), com o acoplamento dos geradores no barramento de corrente alternada (CA) e com o acoplamento dos geradores de forma mista (barramento CC e CA).

As configurações mistas bastante utilizadas são as que apresentam o acoplamento no barramento CC dos geradores que utilizam fontes renováveis de energia e a conexão no barramento CA do grupo gerador, pelo fato dos geradores fotovoltaicos fornecerem energia elétrica em CC e muitos dos aerogeradores de pequeno porte já possuírem um retificador acoplado em sua saída, enquanto que os grupos geradores fornecem energia elétrica em CA e já possuem um sistema de controle e condicionamento de potência nos níveis de tensão e freqüência utilizados no suprimento de energia elétrica (usualmente, 127/220 V ou 220/380 V; 50 ou 60 Hz).

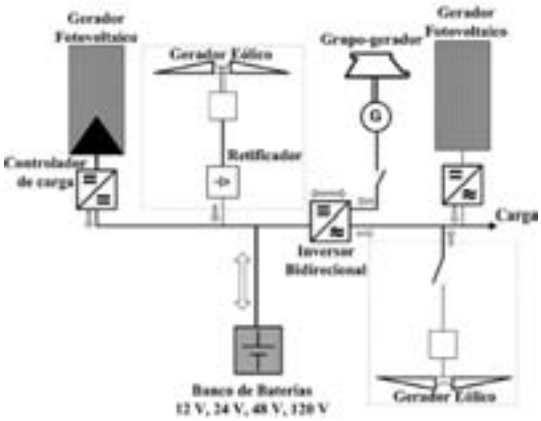
Nas figuras 8.7 (a), (b), (c), (d) são apresentados os diagramas de quatro configurações que podem ser obtidas a partir da classificação dada anteriormente. Em cada trecho do sistema as setas indicam o sentido do f uxo de energia. As configurações 8.7(b) e 8.7(c) podem ser classificadas como mistas, enquanto que as configurações 8.7 (a) e 8.7 (d) têm os acoplamentos feitos inteiramente no barramento CC e CA, respectivamente.



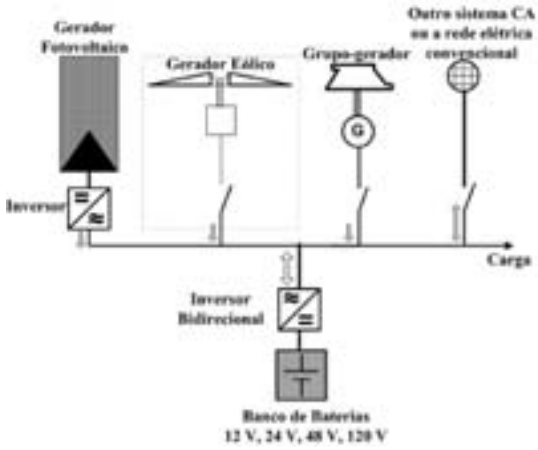
(a) Configuração 1



(b) Configuração 2



(c) Configuração 3



(d) Configuração 4

Figura 8.7 – Sistemas híbridos com estruturas modularmente expansíveis, com componentes acoplados diretamente no lado: (a) CC; (b) e (c) CC e CA; (d) CA

O acoplamento de diferentes geradores no barramento CA tem se concretizado como uma alternativa confiável recentemente, apesar de ela requerer um sistema de controle e condicionamento mais sofisticado, para que os equipamentos possam operar em paralelo [DALBON *et alii*, 2002]. Uma das principais vantagens desta configuração é que a potência de cada um dos subsistemas de suprimento acoplado no lado CA pode ser inferior à potência máxima a ser atendida.

As vantagens e desvantagens das várias configurações passíveis de serem aplicadas dependem das diferentes condições de oferta e demanda de energia e das diferentes estratégias de operação consideradas [HAUSCHILD, 2006]. Logo, são necessárias análises mais detalhadas para se determinar qual das configurações é mais vantajosa e isso pode depender de diversos fatores particulares em cada caso [OMARI *et alii*, 2003]. Portanto, na fase de projeto de um sistema o ideal é que sejam feitas simulações com diferentes cenários, visando à otimização de vários fatores relacionados à operação e manutenção do sistema, de tal forma que haja a minimização dos custos e do consumo de óleo diesel, o melhor aproveitamento possível da energia proveniente das fontes renováveis, a maximização da vida útil do banco de baterias, o melhor atendimento das cargas, entre outros.

Um fator que determina a operação ótima do sistema é a utilização do grupo gerador, a qual depende da configuração (gerador ligado diretamente à rede CA, ligado ao barramento CC etc.) e da estratégia de despacho adotada para o sistema (quando o grupo gerador deve ser acionado e quais critérios são levados em consideração para acionamento e parada do mesmo).

Uma estratégia de despacho simples é aquela em que o gerador é acionado automaticamente quando o banco de baterias atinge certo nível mínimo de tensão, determinado pela sua profundidade máxima de descarga [BLASQUES, 2005]. O gerador permanece em operação até que a tensão do banco atinja um determinado valor ou quando um tempo mínimo de operação é atingido.

Uma estratégia um pouco mais sofisticada que a estratégia anterior é a que leva em consideração a potência demandada pela carga no instante do acionamento do grupo gerador. Neste caso, o gerador é acionado quando o estado de carga do banco de baterias está baixo ou quando a potência demandada pela carga é elevada [HAUSCHILD, 2006]. O valor de potência no qual o grupo gerador deve ser acionado é definido como potência crítica (P_{crit}) e determinado por um critério que estabelece uma relação entre o custo da energia das baterias e o custo de operação do grupo gerador [BARLEY e WINN, 1996]. A potência crítica demandada (P_{crit}) é um valor máximo de potência, abaixo do qual o atendimento da carga via banco de baterias é mais economicamente efetivo que o acionamento do grupo gerador. Em outras palavras, para qualquer valor de potência demandada pela rede, igual ou superior a Pcrit, é mais viável atender a carga através do gerador, mesmo que o banco de baterias encontre-se em seu estado de carga pleno [BLASQUES, 2007].

A potência crítica é definida segundo a equação abaixo.

$$P_{crit} = \frac{0{,}08415.C_{comb}}{C_{EB} - 0{,}246.C_{comb}} . P_{GMG} \ , \qquad \text{equação 8.7}$$

onde,

C_{comb} é o custo do combustível ($/L),
P_{GMG} é a potência nominal do grupo gerador (kWe).

O termo C_{EB} se refere ao custo da energia do banco de baterias e pode ser calculado pela equação abaixo.

$$C_{EB} = \frac{C_{BAT}}{C_E . (P_{Dmax}/100).n'} \ , \qquad \text{equação 8.8}$$

onde,

C_{BAT} é o custo da bateria ($),
C_E é a capacidade energética da bateria (kWh),
P_{Dmax} é a profundidade de descarga máxima (%),
n é o número de ciclos de carga e descarga.

Outra estratégia de operação é aquela em que se mantém o grupo gerador a diesel funcionando 24 h e com a parte renovável acoplada diretamente no barramento CA (em geral, via inversor), com o objetivo de minimizar ao máximo o consumo de combustível e reduzir o tamanho e a utilização do banco de baterias. Nessa estratégia o grupo gerador a diesel é que forma e comanda a minirrede de distribuição. Em caso de falha ou parada para manutenção do grupo gerador, o sistema renovável assume a operação do sistema, dependendo do estado de carga do banco de baterias.

Como visto, podem-se fazer diferentes combinações de configurações, estratégias de despacho, e períodos de atendimento da minirrede, para se buscar a melhor estratégia de operação para o sistema, dependendo da sua aplicação.

8.7 Balanço Energético (Participação de Cada Fonte)

Para verificar a participação de cada fonte renovável no sistema híbrido e a necessidade da utilização de um ou mais grupos geradores, deve-se inicialmente analisar as curvas típicas (diária, mensal e anual) referentes à demanda e aos recursos solar e eólico da localidade. De posse dessas curvas, estima-se a energia elétrica produzida pelas fontes renováveis no período considerado, verificando se as mesmas atendem à demanda, avaliando o *déficit* e/ou *superávit* de energia, e em que momentos há a necessidade da complementação por parte de outra fonte, como a geração diesel-elétrica.

Nessa avaliação, normalmente faz-se a simulação com diferentes configurações, quantidades e modelos de aerogeradores e módulos fotovoltaicos, considerando as perdas nos dispositivos complementares de condicionamento de potência necessários à operação, estimando-se então a potência elétrica entregue pelos subsistemas solar e eólico em função do recurso disponível (comumente, calcula-se a potência elétrica fornecida pelo aerogerador em função da velocidade do vento na altura do cubo do rotor e a potência elétrica fornecida pelo gerador fotovoltaico em função da irradiância e da temperatura). Deve-se atentar para que o cálculo da energia seja feito para o lado CA ou CC, considerando-se as perdas envolvidas.

Um critério decisivo para a verificação de qual fonte renovável deverá ter maior participação no sistema está relacionado ao custo da energia elétrica gerada ($/kWh), que deve essencialmente incluir os custos de implantação, operação e manutenção do subsistema solar e do subsistema eólico.

Mesmo que determinada fonte renovável apresente menor custo da energia elétrica produzida, em algumas localidades há a necessidade da utilização das duas fontes (solar e eólica), devido à complementaridade entre as mesmas (como visto no capítulo 7).

O percentual de penetração ou de participação da geração renovável no sistema híbrido em um determinado período é dado por:

$$P_P = \frac{E_{ren}}{E_{demanda}} \cdot 100\% , \qquad \text{equação 8.9}$$

onde,

E_{ren} é a energia proveniente da geração renovável,
$E_{demanda}$ é a energia solicitada pela carga.

8.8 Dimensionamento do Sistema de Armazenamento

A capacidade energética máxima de uma bateria (C_E) é dada simplesmente pelo produto entre a sua capacidade de corrente e sua tensão nominal. Entretanto, a capacidade energética útil de uma bateria depende da especificação de sua profundidade máxima de descarga, e também do

regime de operação ao qual a bateria é submetida. Por questões de aumento na expectativa de sua vida útil, cada tipo de bateria utilizada em sistemas de energia possui níveis recomendados de profundidade máxima de descarga (P_{Dmax}), normalmente expressa em percentagem. Dessa forma, a capacidade energética útil (C_B) de uma bateria é dada por

$$C_B = C_E \cdot \frac{P_{Dmax}}{100} \cdot \qquad \text{equação 8.10}$$

Logo, para ser capaz de suprir um determinado consumo diário e mais as perdas, o subsistema de armazenamento deve possuir capacidade total (C_{BB}), em kWh e considerando o consumo corrigido no lado CC, C_{COR}, dada pela equação

$$C_{BB} = \frac{C_{COR} \cdot N}{\left(1 - \frac{\Omega_{a-c}}{100}\right)} , \qquad \text{equação 8.11}$$

onde,

Ω_{a-c} representa a percentagem de perdas nos dispositivos de armazenamento e controle, e

N representa os dias de autonomia do banco de baterias no fornecimento de energia. O termo N deve ser necessariamente representado por dias; caso a autonomia desejada seja equivalente a um intervalo de horas, N deve ser fracionário.

O armazenamento em sistemas de geração de energia é dimensionado de forma que a energia útil total do banco de baterias seja suficiente para atender à carga durante determinado período de tempo onde não haja disponibilidade de geração renovável, denominado de período (em dias ou horas) de autonomia do sistema. Sistemas híbridos que utilizam grupos geradores juntamente com fontes renováveis tendem a possuir bancos de baterias de menor capacidade, devido à disponibilidade do gerador atuar como *backup*. Nesses sistemas híbridos, o banco de baterias é dimensionado apenas para suprir a carga em curtos períodos, e para manter a estabilidade do sistema em situações de variações bruscas de geração e carga [USHER e ROSS, 1998].

Portanto, de posse das equações (8.10) e (8.11), o número de baterias (nb) necessárias para suprir determinada carga com uma autonomia de N dias é

$$nb = \frac{C_{BB}}{C_B} . \qquad \text{equação 8.12}$$

Tendo nb que ser necessariamente um número inteiro, deve-se arredondar o resultado (normalmente para maior), dependendo da tensão nominal do banco e da associação série-paralelo entre as baterias.

Este método é eficiente em situações onde o consumo diário não excede o valor calculado (C_{COR}). Nesses casos, se o sistema de armazenamento e controle operar satisfatoriamente, a carga é sempre satisfeita e o índice de interrupção é nulo. Em casos onde o consumo diário exceder o calculado, a conseqüência imediata é a redução na autonomia do sistema, até o ponto em que haverá interrupção no atendimento pelo banco, originado por corte efetuado pelo sistema de controle. Essas suposições consideram sempre que a geração é capaz de recarregar o banco de baterias a níveis satisfatórios. Situações onde a geração é maior do que a prevista contribuem para a manutenção da autonomia especificada, mesmo em situações de consumos maiores que C_{COR}. Por outro lado, se a geração for inferior à prevista, a autonomia do sistema será reduzida, em função da energia gerada não ser suficiente para recarregar o banco de baterias.

8.9 Dimensionamento do Sistema de Geração

8.9.1 Geração Fotovoltaica

No projeto do sistema fotovoltaico, deve-se calcular uma potência mínima instalada do arranjo para suprir a carga requisitada, já considerando todas as perdas envolvidas no processo. Essa potência é aqui denominada de potência de projeto (P_{PROJ}), sendo calculada, em kW, pela equação

$$P_{PROJ} = \frac{C_{COR-FV}}{\left(1 - \frac{\Omega_{FV}}{100}\right).HSP}, \qquad \text{equação 8.13}$$

onde,

C_{COR-FV} é o consumo CC solicitado à geração fotovoltaica (kWh),
Ω_{FV} são as perdas na fiação e por dispersão (%), e
HSP é o número de horas de sol pleno (h).

As perdas por dispersão das características dos módulos devem-se ao fato dos valores de potência dos módulos fotovoltaicos fornecidos pelos fabricantes serem definidos para uma condição padrão de testes realizados em amostras de módulos de determinado tipo, que nem sempre é satisfeita por todos os módulos desse mesmo tipo. Ainda, em regiões de clima muito quente, por exemplo, são praticamente impossíveis níveis de irradiância de 1.000 W/m² com temperaturas de célula da ordem de 25°C. Como a temperatura e a irradiância são parâmetros que inf uenciam bastante nas características dos módulos, a potência efetivamente verificada é em geral, menor que a nominal.

O número de horas de sol pleno (HSP) é usualmente apresentado para um dia médio de cada mês do ano. A sua utilização na equação (8.13) pode sofrer duas variações. Em sistemas considerados críticos, geralmente quando a fonte solar é a única disponível e/ou o índice de interrupção deve ser mínimo, utiliza-se o número de horas de sol pleno mínimo verificado entre as médias de todos os meses (pior caso). Em sistemas híbridos ou interligados à rede, onde há a complementação da energia gerada por outras fontes, utiliza-se normalmente um valor médio de HSP.

Com a potência de projeto calculada, define-se a potência efetivamente instalada do sistema fotovoltaico (P_{FV}), em kWp, de tal modo que ela seja igual ou maior que P_{PROJ}. Em alguns casos, pode-se superdimensionar o arranjo para garantir maior confiabilidade ao sistema, se isolado, ou maior lucro com a venda de energia, se interligado com a rede elétrica da concessionária.

Outro método que pode ser utilizado para a análise da energia gerada por um sistema fotovoltaico é o método da área do módulo, como mostra a equação (8.14).

$$E_{FV} = A_m . \eta_m . f_p . H . \left(1 - \frac{\Omega_G}{100}\right). \qquad \text{equação 8.14}$$

A energia gerada pelo sistema é obtida em kWh, onde A_m é a área do módulo ou do arranjo, em m², η_m é a eficiência do módulo, f_p é o fator de preenchimento do módulo, H é a irradiação média do período considerado na análise, em kWh/m² e Ω_G representa as perdas na fiação em %.

Vale comentar que o termo Ω_G difere do termo Ω_{FV} utilizado na equação (8.13), pelo fato de

que, aqui, ele não considera as perdas na geração, visto que essas perdas já são consideradas pelo termo ηm. Finalmente, o fator de preenchimento é um valor percentual que considera o não aproveitamento da área total do módulo para fins de conversão fotovoltaica. Esse termo varia bastante segundo a tecnologia considerada. Como visto antes, módulos de silício monocristalino apresentam perdas de área devido ao formato da célula. Outra fonte de perdas é verificada nos contatos metálicos dos módulos. Uma análise mais precisa pode considerar A_m como sendo a área útil do módulo, eliminando, assim, o fator de preenchimento da equação (8.14). A figura 8.8 apresenta um exemplo de medidas, utilizadas no cálculo da área útil do módulo, de uma célula fotovoltaica redonda, com as bordas recortadas, produzida a partir de silício monocristalino. Neste exemplo, o módulo é composto por 36 células idênticas à mostrada na figura 8.8 e o fator de preenchimento é de 74%. Módulos de silício policristalino e amorfo apresentam f_p naturalmente mais elevado.

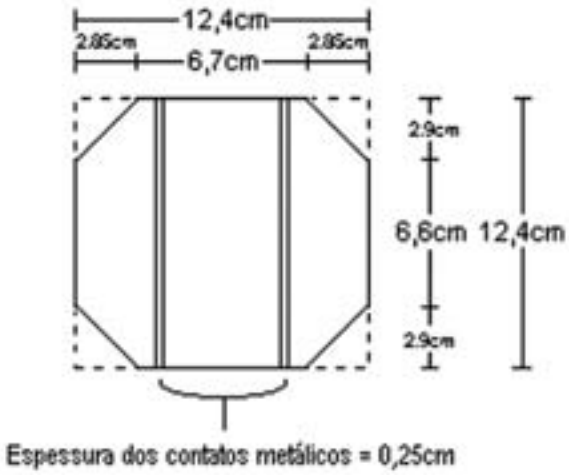


Figura 8.8 – Medidas de um modelo de célula fotovoltaica.

8.9.2 Geração Eólica

O comportamento estocástico da velocidade de vento, associado ao fato dessa variável ser fundamental na análise, torna a etapa de medição muito importante, como já comentado anteriormente. Assim, as análises do potencial de geração de energia elétrica a partir da energia eólica devem ser feitas a partir de medições suficientemente precisas e em intervalos amostrais relativamente curtos.

A potência produzida por um aerogerador depende tanto das suas características de projeto, quanto das características do vento no local de sua instalação. Esses parâmetros determinam o fator de capacidade do aerogerador (FC). Esse fator é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada em um período de tempo e a que seria produzida caso o aerogerador operasse com sua potência nominal durante todo esse período.

$$FC = \frac{\text{Energia efetivamente gerada}}{P_n . \Delta t} . 100\ (\%)\ , \qquad \text{equação 8.15}$$

onde,

P_n é a potência nominal do aerogerador (kW), e
Δt é o período considerado (h).

O cálculo da energia produzida em um determinado período por um aerogerador é de fundamental importância na avaliação de qualquer projeto que vise ao aproveitamento da energia eólica para geração de eletricidade. Uma forma de estimar a energia elétrica produzida se dá através da série de dados de vento medida, utilizando, por exemplo, a distribuição de freqüência da velocidade do vento ao longo de um período (quanto maior o período de análise, mais confiável é a probabilidade de ocorrência) e aplicando-se essa distribuição à curva da potência de saída do aerogerador.

A curva de potência de um aerogerador indica a saída de potência elétrica do mesmo para uma carga, um sistema de armazenamento, ou uma rede elétrica, em função da velocidade do vento na altura do rotor. O resultado da aplicação da distribuição de freqüência à curva de potência do aerogerador fornece a quantidade de energia produzida no período considerado. É comum realizar-se o cálculo usando intervalos de velocidade de vento de 1 m/s, sob a forma de histogramas, obtendo-se resultados com precisão satisfatória [MACÊDO, 2002]. Entretanto, quanto mais estreitos forem os intervalos de velocidade, maior será a precisão da estimativa de produção de energia.

Como exemplo, a figura 8.9 apresenta a curva de potência na saída de um aerogerador com potência nominal de 7,5 kW. Fazendo a discretização dessa curva para intervalos de 1 m/s e de posse da distribuição de freqüência da velocidade do vento na forma de histograma calculada para um dia típico em uma determinada localidade, calcula-se para o exemplo em questão a estimativa da energia elétrica produzida pelo aerogerador para essa localidade no período considerado, a qual é apresentada na figura 8.10.

Figura 8.9 – Curva de potência de um aerogerador

Para melhor entendimento, os valores de cada raia da figura 8.10 são apresentados na tabela 8.3, na qual é sintetizado o cálculo realizado para a estimativa da energia elétrica produzida pelo aerogerador no período de um dia.

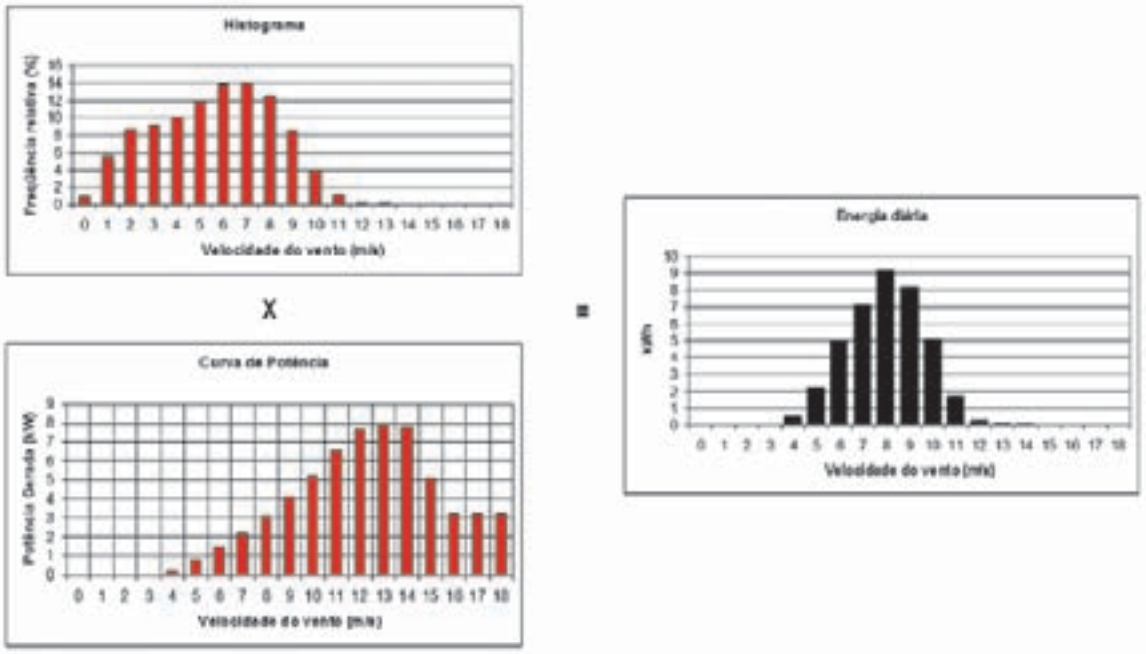


Figura 8.10 – Cálculo da energia diária produzida por um aerogerador, baseado na distribuição de freqüência da velocidade do vento

Velocidade do vento (m/s)	Freqüência relativa (%)	Quantidade de horas (h) em um dia	Potência fornecida pelo aerogerador (kW)	Energia elétrica produzida (kWh)
0	0,90	0,22	0	0
1	5,70	1,37	0	0
2	8,50	2,04	0	0
3	9,40	2,26	0	0
4	10,00	2,40	0,202	0,48
5	11,80	2,83	0,804	2,28
6	13,75	3,30	1,507	4,97
7	13,90	3,34	2,120	7,07
8	12,40	2,98	3,060	9,11
9	8,30	1,99	4,100	8,17
10	4,00	0,96	5,240	5,03
11	1,10	0,26	6,541	1,73
12	0,15	0,04	7,654	0,28
13	0,06	0,01	7,869	0,11

14	0,03	0,01	7,800	0,06
15	0,01	0,00	5,100	0,01
16	0	0,00	3,200	0,00
17	0	0,00	3,200	0,00
18	0	0,00	3,200	0,00
Energia diária				39,3

Tabela 8.3 – Cálculo da energia diária produzida por um aerogerador, baseado na distribuição de freqüência da velocidade do vento

É muito importante realizar simulações com curvas de potência de vários aerogeradores de diferentes potências nominais e fabricantes, para verificar quais se adequam melhor ao perfil de vento do local, e apresentam melhor fator de capacidade, objetivando-se sempre a minimização do custo da energia gerada. Aerogeradores com velocidade de partida menores favorecem o aproveitamento da energia em baixas velocidades de vento (característica de vários locais da região amazônica). Há casos estudados em que aerogeradores com potência nominal 25% menor que as dos outros de fabricantes produzem mais energia anualmente, pois têm melhor rendimento para o perfil de vento do local [MACÊDO, 2002].

8.9.3 Geração a Diesel

Supondo-se não haver quaisquer restrições quanto à disponibilidade e uso de combustível, sistemas de geração a diesel são dimensionados de forma a atender totalmente à carga, consideradas as perdas envolvidas no processo. Por estarem eles disponíveis comercialmente em uma vasta gama de potências, a determinação do valor de potência do gerador mais adequado ao sistema irá depender apenas dos custos envolvidos, da finalidade do sistema e da estratégia de operação adotada.

O grupo gerador deve ser dimensionado para suprir completamente a carga durante o período em que a geração renovável está indisponível. Em contrapartida, em situações onde o gerador alimenta diretamente o banco de baterias através da utilização de um retificador, sua potência nominal deve ser especificada para que ele opere com fator de carregamento ótimo, pois nessas condições o gerador apresenta máxima eficiência.

Definida a potência nominal do gerador (P_{GMG}), dada em kWe, o seu consumo estimado de combustível (F), em L/h, é dado pela relação de SKARSTEIN e UHLEN (1989) apresentada pela equação

$$FC = 0{,}246 \cdot P_{ci} + 0{,}08415 \cdot P_{GMG} \,. \qquad \text{equação 8.16}$$

O termo P_{Ci}, dado em kW, representa a potência ativa efetivamente demandada pela carga em determinado instante. Para fins de cálculos práticos, quando não se dispuser de valores pontuais de demanda, pode-se considerar o primeiro termo da equação (8.16) como a potência total instalada e multiplicá-lo pelo fator de carga (f_c) estimado das instalações no determinado instante, o que garante uma aproximação razoável.

8.10 Dimensionamento do Sistema de Condicionamento de Potência

Entre os componentes típicos de um sistema de condicionamento de potência de sistemas híbridos para geração de eletricidade, dois equipamentos merecem especial destaque em seu dimensionamento: controladores de carga e inversores de tensão. Demais equipamentos, como retificadores de aerogeradores, unidades de controle de grupos geradores, entre outros, são na maioria das vezes fornecidos juntamente com os equipamentos principais. Situações de exceção ocorrem quando a filosofia da operação do sistema é peculiar, quando principalmente as unidades de controle do grupo gerador devem ser especificamente projetadas para garantir desempenho ótimo ao sistema.

8.10.1 Controlador de Carga

Controladores de carga ligados a sistemas fotovoltaicos devem ser dimensionados de forma tal que permitam a passagem da corrente máxima especificada do arranjo fotovoltaico para o banco de baterias. Situações de máxima corrente são indicadas nos módulos fotovoltaicos por seus valores de corrente de curto-circuito. Dessa forma, a capacidade mínima do controlador de carga ($C_{min,cont}$), em A, deve ser igual à corrente de curto-circuito total do arranjo ($I_{SC,arranjo}$), também dada em A, conforme mostra a equação (8.17).

$$C_{min,cont} = I_{SC,arranjo} \qquad \text{equação 8.17}$$

Como as características elétricas dos módulos são fornecidas segundo uma condição padrão de testes, podem ocorrer situações onde as condições verificadas na prática excedam os valores de testes (níveis de irradiância maiores que 1.000 W/m², por exemplo). Nesses casos, há uma tendência natural de conseqüente elevação nos valores de corrente de curto-circuito do arranjo, variando de acordo com as condições climáticas do local de instalação. Em alguns casos, recomenda-se a utilização de um fator de segurança variando de 25% [CRESESB, 1999] a 30% [USHER e ROSS, 1998], de acordo com a situação. Alguns controladores de carga modernos já são fabricados para suprir determinados picos de corrente, devendo ser analisado esse fato quando do dimensionamento do componente. De maneira geral, a equação (8.17) confere bons níveis de segurança.

Devido à participação de outras fontes, como a eólica, no carregamento do banco de baterias e quando a corrente CC solicitada para atender a carga atingir valores elevados, aumentando assim o custo do controlador de carga para esse nível de corrente, muitas vezes utiliza-se somente o controle de carga do banco pelo controlador, ficando o controle de descarga do banco sendo realizado pelo inversor.

Outros pontos a serem destacados na seleção do controlador de carga é a sua tensão nominal, que deve ser a mesma do barramento CC do sistema, sua configuração (série, *shunt* ou mista), e a estratégia de controle do mesmo (ON/OFF, ou tensão constante) [OLIVEIRA, 2005].

As funções desejáveis para um controlador de carga são as seguintes:

a) Proteção contra sobrecargas;
b) Proteção contra descargas profundas;
c) Informação do estado de carga;
d) Baixo autoconsumo.

8.10.2 Inversor de Tensão

Para especificar um inversor de tensão é necessário considerar tanto a tensão de entrada do equipamento (CC) quanto a tensão de fornecimento (saída CA). Em termos da potência, os inversores são dimensionados levando-se em consideração basicamente dois fatores: o primeiro é a potência elétrica que deverá suprir em operação normal por determinado período de tempo; o segundo é a capacidade de surto do equipamento, que deve ser especificada de acordo com a natureza dos equipamentos que compõem a carga. Equipamentos que exigem altos valores de corrente de partida, como motores elétricos, devem merecer atenção especial no dimensionamento, para que o inversor possa fornecer, durante um curto intervalo de tempo, a potência necessária para acionar esses equipamentos. Outro fator importante na especificação é que devem ser observadas todas as exigências que a carga fará ao inversor, não somente em relação à potência, mas também em relação à variação de tensão, à freqüência e à forma de onda de tensão de saída.

Inversores em sistemas isolados devem possuir capacidade de atender a carga máxima instalada de maneira contínua e dentro dos padrões de qualidade indicados pelas normas vigentes.

Outro parâmetro de grande importância na seleção do inversor a ser utilizado é sua eficiência. Uma variação de 1% na eficiência pode resultar em um diferencial de 10% na energia anual gerada [RÜTHER, 2004]. Atualmente, a grande maioria dos fabricantes informa valores maiores que 90% de eficiência de conversão. Valores muito inferiores representam perdas excessivas, que podem comprometer a viabilidade do projeto.

8.10.3 Equipamentos de Controle e Proteção

O dimensionamento dos condutores elétricos, disjuntores, chaves, fusíveis, e demais componentes elétricos que compõem o sistema deve seguir os critérios adotados na norma brasileira de instalações elétricas de baixa tensão, ABNT NBR 5410 [ABNT, 2004].

A corrente máxima admissível pelos condutores é inf uenciada pela temperatura ambiente, pelo agrupamento de condutores e pelo encaminhamento dos mesmos (por exemplo, ao ar livre, em interior de eletrodutos, enterrados no solo, embutidos em paredes). Lembrando que para a determinação das correntes admissíveis reais da instalação, os valores de corrente calculados deverão ainda ser multiplicados pelos fatores de correção associados a esses parâmetros, conforme a norma NBR 5410.

Ressalta-se que no lado CC a tensão é geralmente baixa e a corrente elevada. Logo, deve-se dimensionar a seção mínima do condutor pelos critérios apresentados na norma, em especial pelo da queda de tensão admissível. A equação (8.18) apresenta o cálculo da seção mínima do condutor para uma queda de tensão Δv na fiação da figura 8.11.

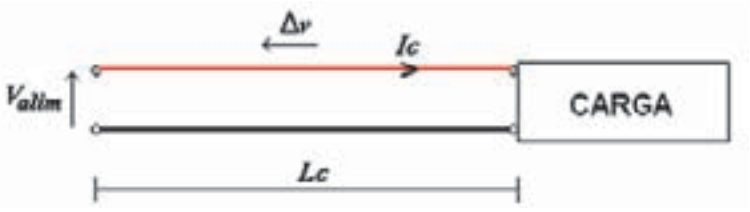


Figura 8.11 – Queda de tensão Δv em circuito monofásico, ou CC, de comprimento Lc

$$S_{min} = \frac{200 . \rho . L_C . I_C}{\Delta v\% . V_{alim}} . (mm^2) , \qquad \text{equação 8.18}$$

onde,

ρ é a resistividade do material condutor (Ω.mm²/m). Para o cobre ρ = 1/56 Ω.mm²/m,
L_C é o comprimento do circuito (m),
I_C é a corrente do circuito (A),
Δv% é a queda de tensão máxima admitida no circuito (%), e
V_{alim} é a tensão de alimentação (V).

Os sistemas de proteção contra surtos e de proteção externa contra descargas atmosféricas diretas devem ser dimensionados, selecionados e instalados de acordo com a prescrição das normas NBR ABNT 5419 e 5410. O sistema externo compreende todo o equipamento e medidas para interceptar e escoar a descarga, consistindo em um subsistema de captação (captores), um subsistema de escoamento da descarga (condutores) e no subsistema de ligação à terra (aterramento). Já o sistema de proteção contra surto, limita e descarrega para a terra as sobretensões transitórias de origem atmosférica (induzidas por raio) ou com origem em outros distúrbios elétricos, causados por chaveamento, descargas eletrostáticas etc. Recomenda-se o uso de dispositivo de proteção contra surto (DPS) no lado CC e CA do sistema híbrido.

Também é importante que se faça a eqüipotencialização de todos os sistemas ligados à terra, isto é, todos os subsistemas de aterramento devem estar conectados a um único sistema de aterramento.

8.11 Dimensionamento da Minirrede de Distribuição de Energia

Este tópico faz uma breve descrição dos principais fatores que dizem respeito ao projeto de uma minirrede. Contudo, o projeto segue basicamente os mesmos critérios e normas de uma rede de distribuição convencional, havendo, entretanto, algumas características peculiares aos sistemas de pequeno porte, que devem ser consideradas. Em geral, há uma série de suposições que devem ser feitas e, para isso, é necessária alguma experiência e prudência. Por exemplo, a distribuição espacial e a demanda de potência da localidade (vilarejo ou comunidade) devem ser conhecidas antes que o tipo de rede seja definido e as bitolas dos condutores estabelecidas. Conseqüentemente, uma curva de demanda deve ser estimada com base em experiências prévias e nos levantamentos de carga e socioeconômico, e o projeto pode ser realizado de acordo com essa demanda estimada.

- **Distribuição espacial**

O esforço de mapeamento deve começar com um esboço da comunidade (croquis), começando com as características gerais encontradas no local e terminando com a localização de consumidores como: residências, lojas, escolas, e de outras cargas potenciais da comunidade.

- **Configuração da rede**

A finalidade principal do croquis é fornecer os dados necessários para a disposição do sistema de distribuição, de modo que o projeto detalhado possa ser iniciado (dimensionamento de condutores, balanceamento da carga elétrica nas fases, posicionamento e tipo de postes e proteções). Para isso, deve-se percorrer toda a comunidade, visitando os potenciais consumidores, para ava-

liar quais as cargas que devem ser atendidas durante o pico de demanda diária, e indicar isto na posição apropriada no mapa. Se um motor ou outra carga com característica especial for usada por qualquer consumidor, isto deve também ser registrado. O auxílio de um equipamento de GPS (global positionig system) é fundamental para esse levantamento. A figura 8.12 mostra um exemplo prático desse procedimento, realizado para uma comunidade no interior do estado do Pará.

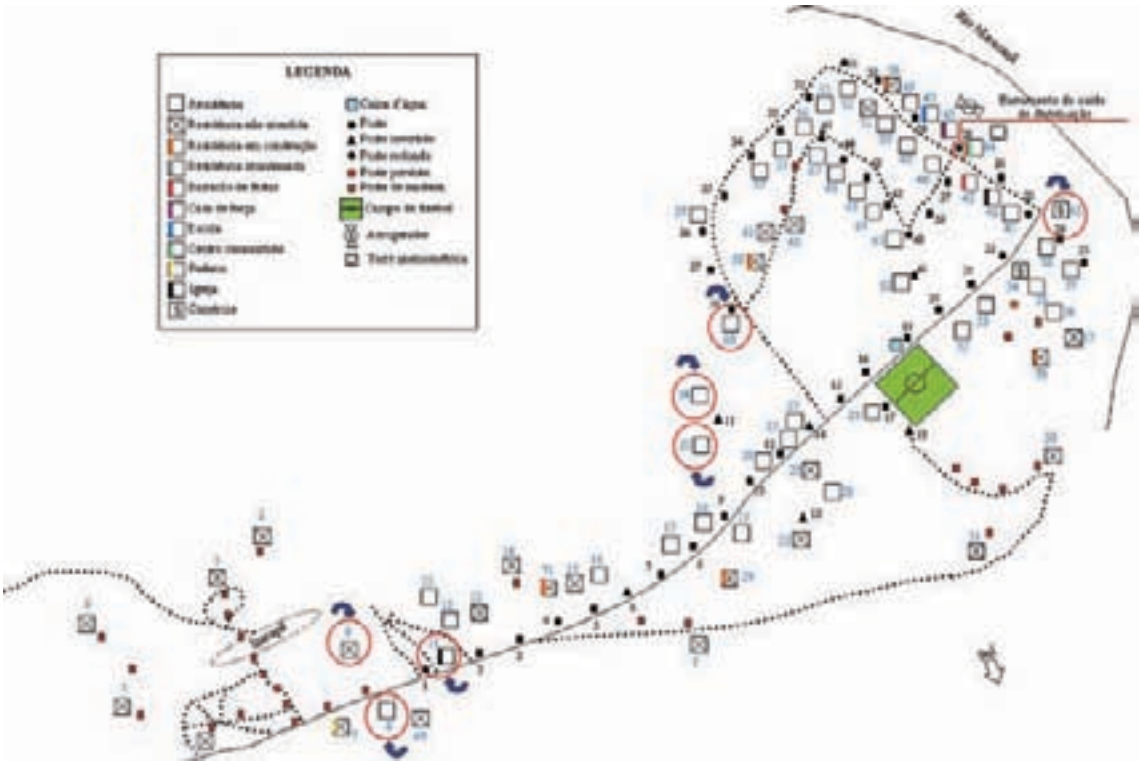


Figura 8.12 – Croquis de uma comunidade (em destaque pontos críticos de carga)

Além de se avaliar a carga inicial do consumidor, o crescimento dessa carga no futuro deve ser estimado da maneira mais realística possível. O tamanho e a posição dessas novas cargas devem também ser considerados no planejamento da minirrede.

Uma vez que todas as cargas a serem atendidas tenham sido corretamente estimadas, o sistema de distribuição pode ser implementado. Isso requer a definição do centro de carga, a instalação dos condutores, e a localização dos postes. Em grande parte, isso é determinado pelo mapeamento da comunidade, que dá origem à disposição do sistema de distribuição, e pela natureza das cargas a serem atendidas.

Uma vez que a natureza das cargas e a disposição do sistema de distribuição são conhecidas, os passos seguintes são determinar a configuração da rede, os tipos e bitolas dos condutores para o atendimento adequado da demanda, as opções disponíveis de postes e suas dimensões, para definir as alturas e os espaçamentos adequados e garantir um sistema seguro.

A figura 8.13 apresenta um diagrama de blocos que sintetiza as várias etapas de projeto e os principais aspectos a serem considerados no projeto de uma minirrede. A figura 8.14 dá um exemplo de uma minirrede do tipo monofásica e seus componentes.

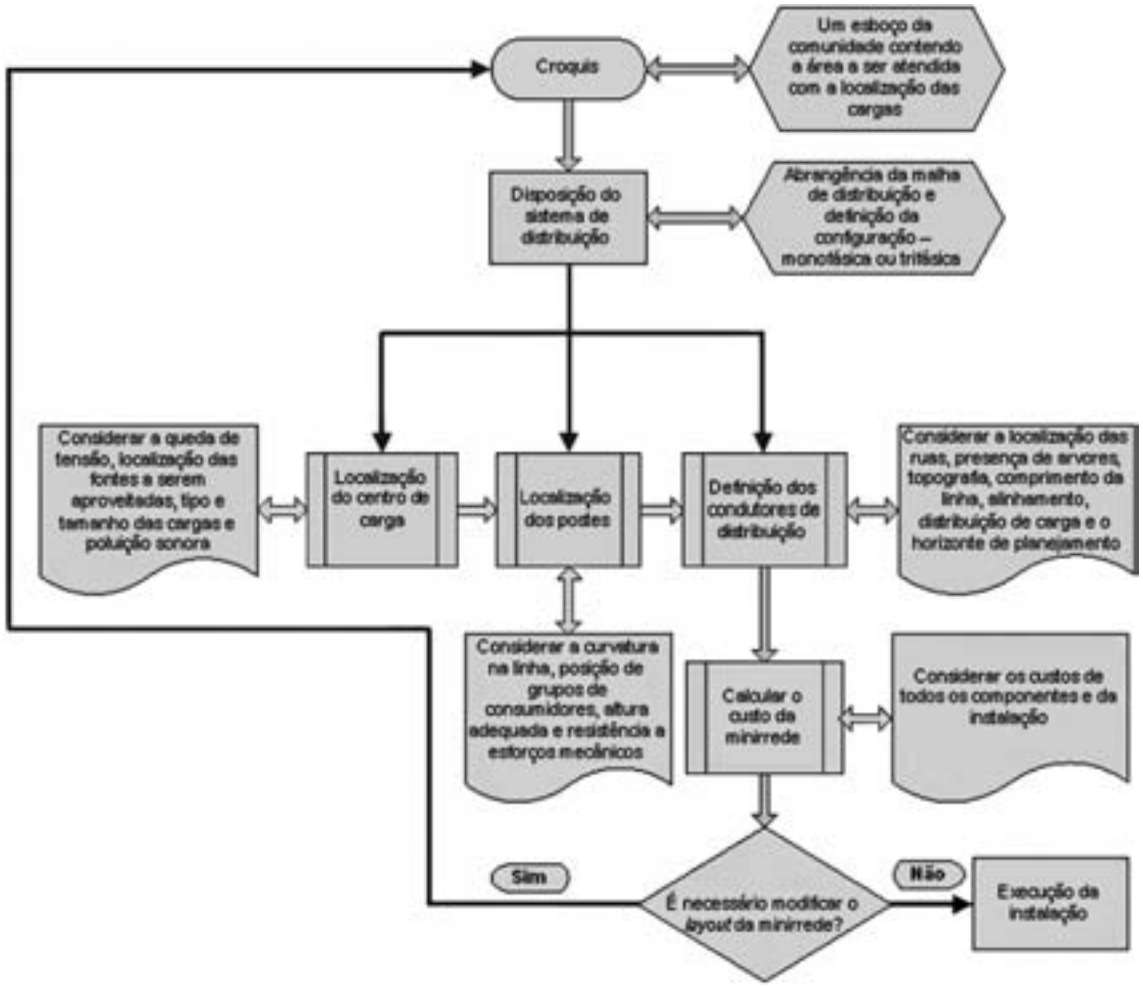


Figura 8.13 – Fluxograma para implantação de minirredes

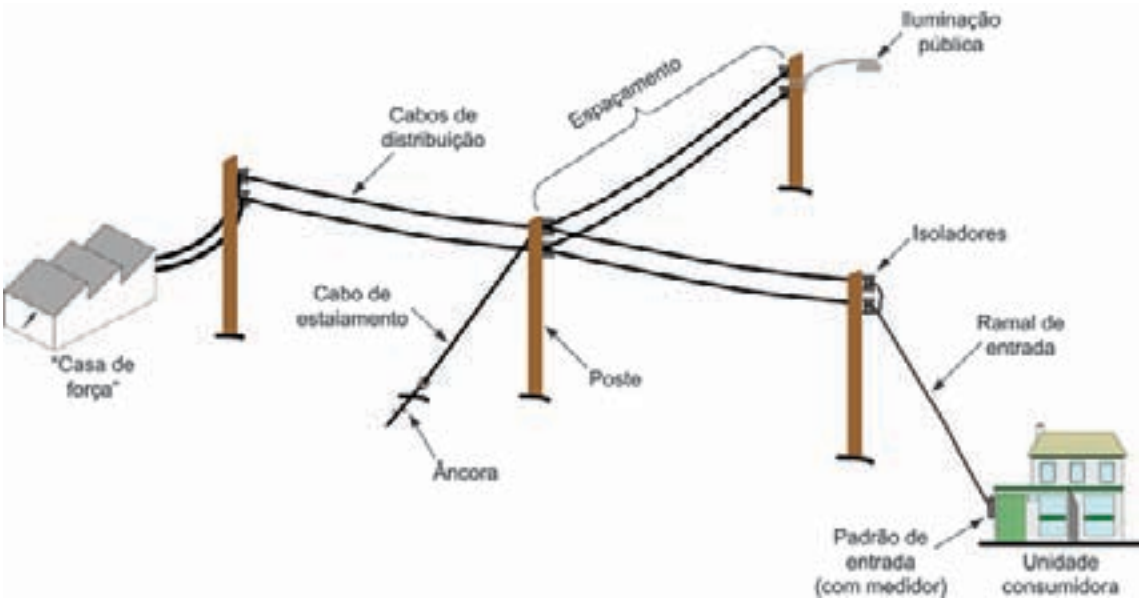


Figura 8.14 – Elementos característicos em uma minirrede

8.12 Alguns Programas para Dimensionamento de Sistemas Híbridos

Existem algumas ferramentas (programas computacionais) desenvolvidas para o dimensionamento, estimativa de produção de energia e análise de desempenho de sistemas híbridos, como é o caso do programa AVES-H (Análise de Viabilidade Econômica de Sistemas Híbridos). Outra ferramenta utilizada em estudos de viabilidade, simulação e otimização de sistemas híbridos é a modelagem computacional do programa HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*). As figuras 8.15 e 8.16 apresentam uma das telas de resultado de projeto de sistemas híbridos dos programas computacionais mencionados. Programas como o Hybrid2 e outros estão ainda disponíveis.

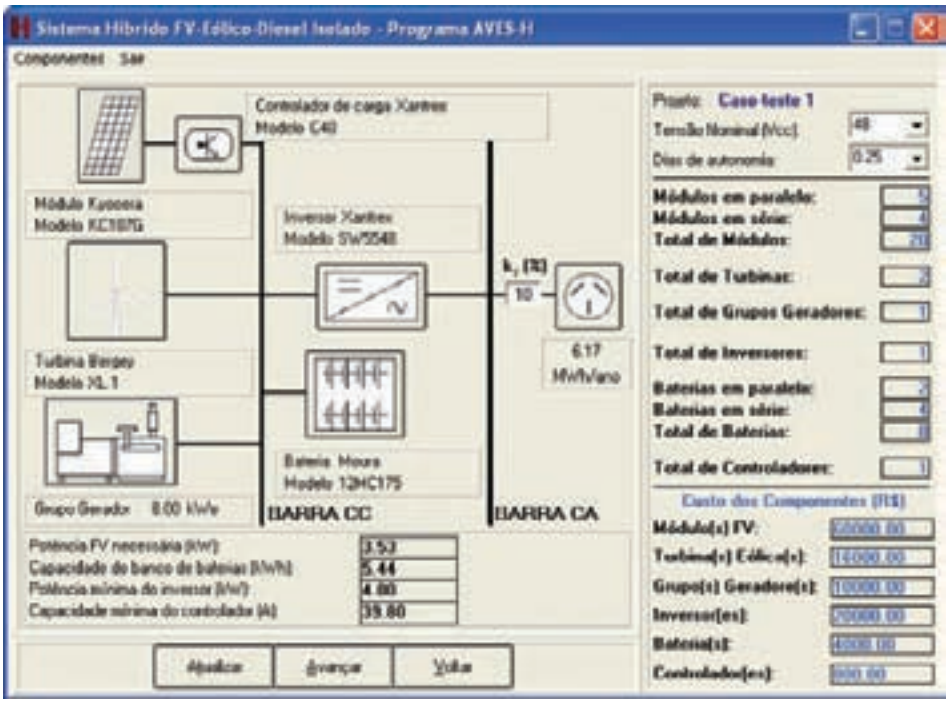


Figura 8.15 – Características técnicas de um sistema projetado utilizando o programa AVES-H [BLASQUES, 2005]

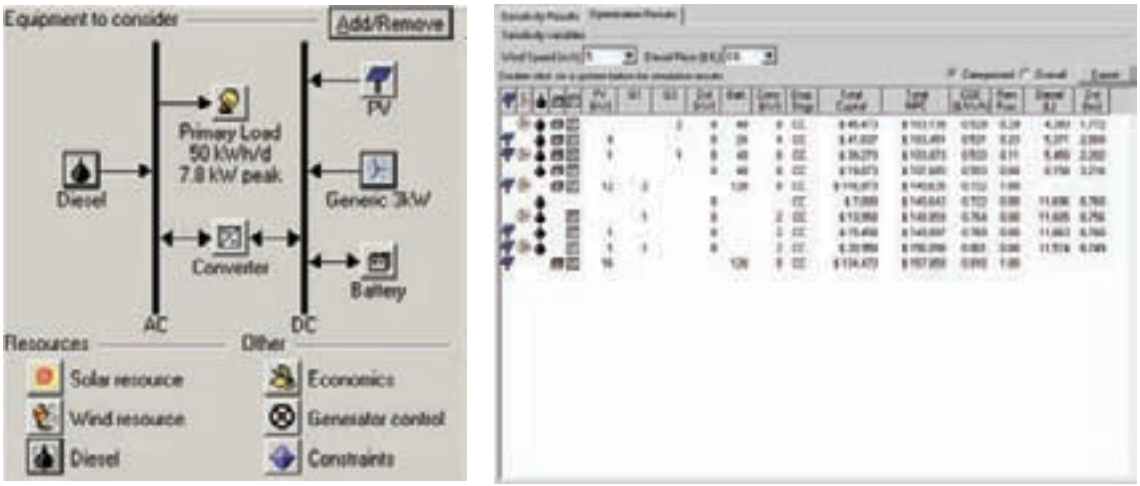


Figura 8.16 – Componentes para simulação do HOMER e resultados apresentados [NREL, 2005]

9 Instalação de Sistemas Híbridos

A instalação de sistemas híbridos apresenta como principal particularidade a relativa independência entre seus subsistemas (geração fotovoltaica, geração eólica, armazenamento, condicionamento de potência e distribuição de energia), isto é, a instalação de cada subsistema pode ser conduzida de forma independente, até o momento das conexões finais.

O compromisso básico a ser estabelecido é a busca pela instalação dos subsistemas o mais próximo possível entre si, com o objetivo de redução de custos e de perdas na fiação. Com base no exposto, as características de instalação de cada subsistema são apresentadas nas seções seguintes.

9.1 Instalação dos Módulos Fotovoltaicos

Com o objetivo de se maximizar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, o primeiro passo na instalação do sistema de geração é a identificação e a análise das áreas disponíveis. Devem-se buscar áreas que tenham dimensões tais que possam abrigar todos os módulos, isto é, o arranjo ou arranjos, e onde estes não estejam expostos a nenhuma situação de sombreamento em qualquer época do ano.

O espaço requerido é, naturalmente, dependente do porte do sistema. Sistemas de pequeno a médio porte apresentam menores problemas na definição da área de instalação, pois de posse do modelo do módulo fotovoltaico a ser instalado, com suas respectivas características físicas, obtém-se uma projeção inicial da área total necessária. Como exemplo, um arranjo com oito módulos fotovoltaicos de 1,42 m de altura e 0,65 m de largura, cada (figura 9.1), ou seja 0,923 m² de área, ocupa um total de 7,384 m².

Ainda com relação a esse exemplo, os módulos fotovoltaicos podem ser basicamente agrupados em duas fileiras horizontais de quatro módulos cada, ou duas fileiras verticais, também com quatro módulos cada. As duas formas ocupam a mesma área, de 7,384 m²; porém, a primeira com 2,84 m de altura por 2,60 m de largura, e a segunda com 5,68 m de altura por 1,30 m de largura. A decisão da forma fica então a critério da área disponível, da presença de obstáculos que causem sombras no local, bem como da quantidade de fiação utilizada nas conexões elétricas.

A espessura dos módulos fotovoltaicos, na maioria dos casos, não é fator preponderante na análise.

Atualmente, existem disponíveis comercialmente módulos fotovoltaicos de diferentes formatos, utilizados principalmente para integração a edificações em sistemas interligados à rede. Como exemplo, podem ser citados módulos f exíveis, curvos e de formas diferenciadas; porém, são utilizados em menor escala em sistemas híbridos.

O próprio porte do subsistema fotovoltaico como um todo pode fornecer uma indicação prévia do espaço requerido. Análises de vários modelos comerciais de módulos das tecnologias

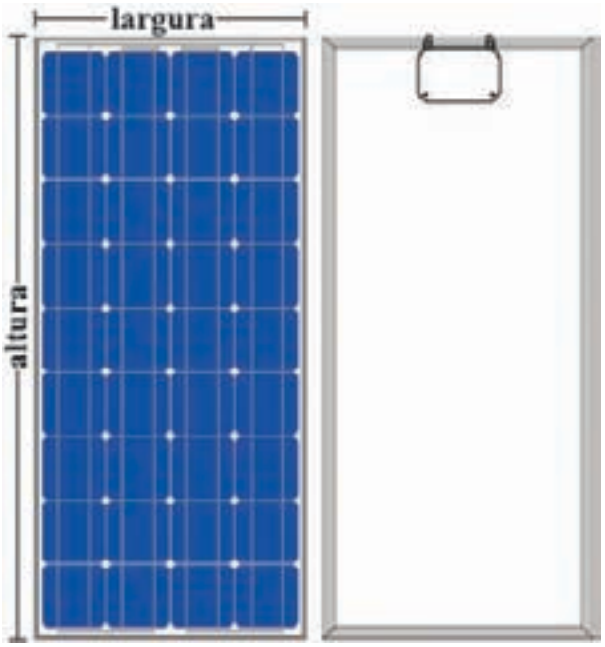


Figura 9.1 – Dimensões de um modelo típico de módulo fotovoltaico

de silício amorfo, mono e policiristalino apontam para uma relação média de 1 m² de área para cada 100 Wp de potência nominal. Módulos fotovoltaicos mais antigos, de menores capacidades (até 50 Wp) e de silício amorfo, menos eficientes, apresentam uma relação menor, com 1 m² equivalendo a uma potência inferior a 100 Wp. Já módulos fotovoltaicos mais modernos e de maior capacidade, de silício mono ou policristalino, são capazes de fornecer potência maior que 100 Wp com a mesma área de 1 m² (tabela 9.1).

Tecnologia dos Módulos	Potência
Antiga de silício amorfo – capacidades (até 50 Wp)	< 100 Wp
Moderna de silício poli ou monocristalino – maior capacidade	> 100 Wp

Tabela 9.1 – Potência de módulos fotovoltaicos em 1 m²

Com relação ao sombreamento, como já comentado, devem ser priorizadas áreas onde os módulos não sejam sombreados em nenhuma época do ano. Em locais onde isto não seja possível, devido à presença de obstáculos ou a uma relação custo/benefício prejudicial com o deslocamento do sistema de geração a áreas muito distantes, devem-se buscar áreas onde o sombreamento seja o mínimo possível, e que ocorra de preferência em uma época do ano onde o consumo também seja reduzido.

Para uma definição rápida do nível de sombreamento que obstáculos podem impor aos módulos em cada época do ano, alguns modelos podem ser utilizados, como o apresentado na equação (9.1) e na figura 9.2, com todas as distâncias sendo dadas em metros. Este método garante que o obstáculo não projeta sua sombra sobre o módulo durante o inverno (pior caso), três horas antes e três depois do meio-dia solar.

$$d = Fe\ (h_{ob} - h_i).$$ equação 9.1

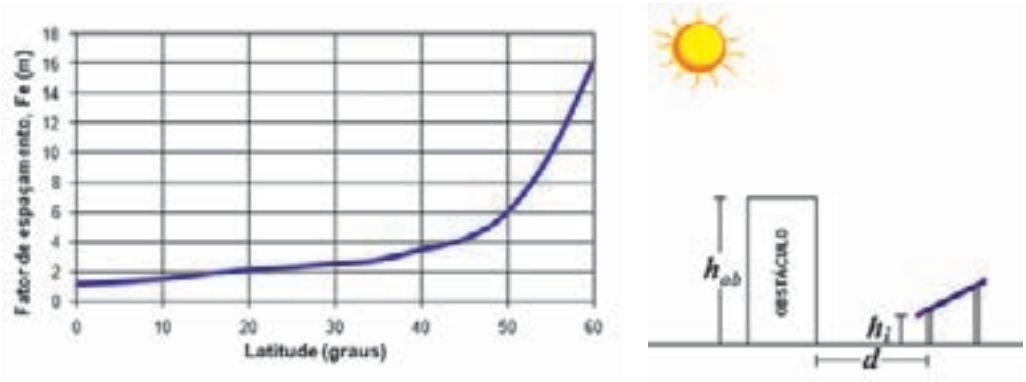


Figura 9.2 – Gráfico e ilustração para definição do espaçamento mínimo entre módulo fotovoltaico e obstáculo, para evitar sombreamento

Dentre as formas de instalação de módulos fotovoltaicos em sistemas híbridos, as mais comuns são em estrutura de sustentação no solo, em poste, fachada ou sobre edificações (figuras 9.3 e 9.4).

Figura 9.3 – Algumas formas de instalação de módulos fotovoltaicos

(a) Módulos fotovoltaicos instalados em pequenos postes

(b) Módulos fotovoltaicos instalados sobre o telhado da edificação

(c) Módulos fotovoltaicos instalados sobre o solo através de estrutura de madeira

(d) Módulos fotovoltaicos instalados sobre laje da edificação através de estrutura metalica

Figura 9.4 – Exemplos de formas de instalação de módulos

A tabela 9.2 apresenta algumas vantagens e desvantagens das formas de instalações de módulos fotovoltaicos.

Forma de instalação	Vantagens	Desvantagens
Estrutura de sustentação no solo	• Fácil instalação; • Fácil manutenção; • Estrutura robusta; • Indicado para sistemas de qualquer porte.	• Mais propícia a situações de sombreamento; • Mais sujeita a acúmulo da poeira e contato de pessoas, objetos e animais.
Poste	• Fácil instalação; • Menos propícia a situações de sombreamento; • Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais.	• Estrutura menos robusta; • Maior dificuldade de manutenção; • Indicada apenas para sistemas de pequeno porte.
Fachada	• Menos propícia a situações de sombreamento; • Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais; • Ajuda a reduzir a carga térmica interna da edificação.	• Instalação mais trabalhosa; • Maior dificuldade de manutenção; • O porte do sistema deve ser adequado à área da edificação.
Sobre a edificação	• Menos propícia a situações de sombreamento; • Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais; • Instalação mais próxima dos equipamentos dos demais subsistemas.	• Instalação mais trabalhosa; • Maior dificuldade de manutenção; • O porte do sistema deve ser adequado à área da cobertura.

Tabela 9.2 – Vantagens e desvantagens das diferentes formas de instalação

A definição da forma de instalação deve sempre buscar um compromisso entre facilidade de manutenção e segurança dos equipamentos. Mesmo a manutenção de módulos fotovoltaicos sendo básica e simples, locais de difícil acesso devem ser evitados. Porém, cuidado deve ser tomado para que os módulos não estejam muito expostos a situações indesejadas, como por exemplo, o contato direto de pessoas, animais ou objetos, que possam vir a comprometer a estrutura do conjunto, principalmente possíveis choques mecânicos, que possam resultar em danos ao vidro de proteção ou à própria célula.

Com relação às técnicas de instalação, os principais fatores a serem considerados são referentes à orientação e à inclinação dos módulos fotovoltaicos. Para maximizar a captação da radiação solar média ao longo do ano, os módulos fotovoltaicos devem estar orientados com sua face voltada para o norte verdadeiro (geográfico), se o local de instalação estiver no hemisfério sul, e para o sul verdadeiro, se o local estiver no hemisfério norte.

A direção do norte ou sul verdadeiro deve ser obtida a partir de correção do referencial

magnético, obtido com bússolas, usando-se a declinação magnética do local de instalação. Conhecidas as suas coordenadas geográficas, o valor da declinação magnética do local pode ser obtido em tabelas e programas computacionais amplamente disponíveis para consulta.

Em sistemas de maior porte, normalmente interligados à rede elétrica, é comum a utilização de rastreadores do movimento do sol, manuais ou automáticos. O primeiro necessita de constante intervenção humana, e o segundo apresenta peças móveis que aumentam os custos de manutenção e probabilidade de falhas. Em sistemas híbridos isolados, devido à necessidade de redução de custos e procedimentos de manutenção, em razão da situação de isolamento dos locais de instalação, sistemas de rastreamento não são comumente utilizados.

O procedimento indicado para a definição da inclinação dos módulos fotovoltaicos é instalá-los com uma inclinação, em relação ao plano horizontal, igual à latitude do local de instalação. Em locais onde a latitude esteja próxima a zero (- 10° a + 10°), aconselha-se a instalação com inclinação de 10°, por questões de manutenção. Apesar da redução pouco significativa da captação da radiação solar incidente, este procedimento é indicado para evitar o acúmulo de detritos na superfície dos módulos fotovoltaicos, quando instalados em posição muito próxima à horizontal, o que reduz o rendimento da conversão. Inclinações iguais ou maiores que 10° favorecem a limpeza dos módulos fotovoltaicos pela própria ação da água das chuvas.

Os tipos de estruturas mais usuais para a sustentação de módulos fotovoltaicos são as de madeira ou metálicas, como o ferro e o alumínio, por exemplo. As estruturas devem garantir rigidez mecânica ao conjunto, além de proporcionar a inclinação desejada. Esta é proporcionada pela diferença de altura entre as bases frontais e traseiras, quando for o caso, ou por peças basculantes instaladas para tal fim. Durante a definição da inclinação é importante contar com o auxílio de um inclinômetro ou de um transferidor de ângulos.

Um esquema normalmente utilizado para instalações sobre o solo é apresentado na figura 9.5, onde peças de madeira são utilizadas como base e peças metálicas conferem a inclinação desejada, além de garantir a fixação adequada aos módulos fotovoltaicos.

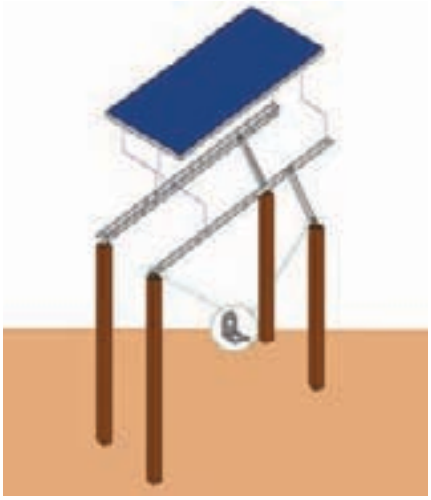


Figura 9.5 – Tipo de estrutura de sustentação de módulos fotovoltaicos

Após a definição da forma de instalação física dos módulos fotovoltaicos, o passo seguinte é a conexão elétrica do arranjo. A etapa de projeto, apresentada no capítulo anterior, indica a tensão nominal a ser utilizada e, com base nesse valor de tensão e nas tensões nominais dos módulos,

define-se a forma de associação.

O tipo de ligação mais comum em arranjos fotovoltaicos compondo sistemas híbridos é a ligação mista série-paralelo. A figura 9.6 apresenta um exemplo de ligação mista, com NMpn módulos em paralelo e NMsn módulos em série. A tensão nominal do sistema é a tensão nominal de um módulo multiplicada por NMsn e, de forma análoga, a corrente total do conjunto será a corrente nominal de um módulo multiplicada por NMpn.

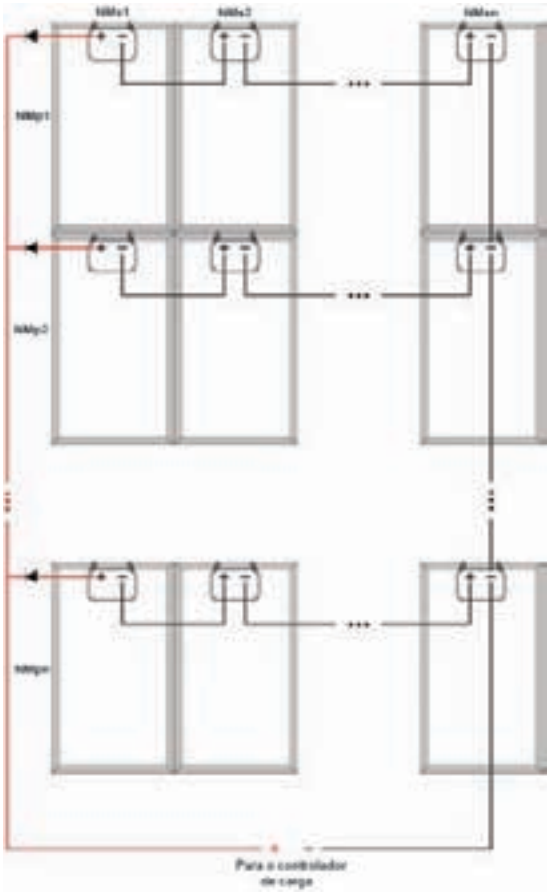


Figura 9.6 – Exemplo geral de associação mista de módulos

Duas observações importantes devem ser feitas sobre a figura 9.6, a saber:

- Diodos de bloqueio – como indicados na figura, devem ser instalados sempre na saída do terminal positivo de cada fileira em paralelo. São normalmente instalados na própria caixa de conexões dos módulos fotovoltaicos, como mostra a figura 9.7.

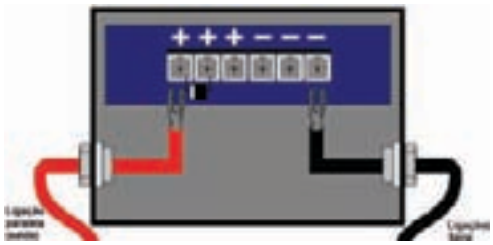


Figura 9.7 – Esquema típico de uma caixa de conexões de um módulo fotovoltaico, com ligação de diodo de bloqueio.

Outros diodos utilizados são os de by-pass, que normalmente já vêm instalados nos módulos, em geral em número de dois, como mostrado na figura 9.8; porém, quando isso não ocorrer, devem ser instalados pelo instalador.

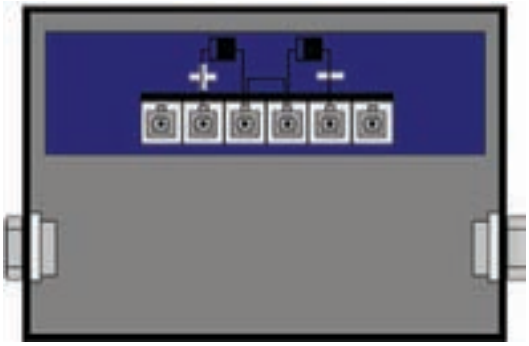


Figura 9.8 – Esquema de ligação de diodo de *by-pass*

Os diodos de bloqueio e de by-pass devem ser do tipo retificador, dimensionados de forma tal que sua capacidade de corrente direta seja adequada à corrente do módulo ou do arranjo fotovoltaico. Sua resistência direta deve ser a mais baixa possível, a fim de reduzir as perdas, e sua resistência reversa deve ser a mais alta possível, para impedir que haja circulação de corrente no sentido indesejado.

- Controlador de carga – na saída do arranjo fotovoltaico, podem ser utilizados tantos controladores de carga quantos forem necessários, bastando para isso dividir o arranjo em blocos.

Após as conexões elétricas, é indicado que a estrutura dos módulos fotovoltaicos seja devidamente aterrada, para evitar eventuais situações de choques elétricos no contato com a parte metálica da estrutura.

Os módulos já vêm com pontos apropriados para a ligação do cabo de aterramento, bastando interligar cada módulo à malha, conforme mostra a figura 9.9. Como o risco não é tão elevado, o tipo de malha pode ser básico, como uma haste simples cravada no solo, ou malha em delta com três hastes.

Figura 9.9 – Aterramento de módulos fotovoltaicos

9.2 Instalação dos Aerogeradores

Assim como no caso dos módulos fotovoltaicos, o primeiro passo na instalação dos aerogeradores é a avaliação do espaço requerido pelos equipamentos de geração, e da área disponível. Também como no caso anterior, deve-se buscar áreas que tenham dimensões tais que possam abrigar os aerogeradores e que não possuam obstáculos em seus arredores que possam causar interferência prejudicial ao f uxo de vento que atinge o rotor eólico. Porém, diferentemente da instalação dos módulos fotovoltaicos, aqui a inf uência do obstáculo não está relacionada apenas com a sombra que ele produz, mas sim com os efeitos que ele exerce sobre o f uxo de ar que será convertido em energia elétrica pelo aerogerador. Esses efeitos devem ser conhecidos antes da definição do local mais apropriado para a instalação de um ou mais aerogeradores (parque eólico).

Primeiramente, apresentam-se os conceitos de terrenos planos e não-planos. Terrenos com pequenas irregularidades, depressões e obstáculos de pequeno porte são considerados planos, enquanto que elevações, depressões e obstáculos de grande porte caracterizam um terreno não plano. O índice de irregularidades presentes em um determinado terreno pode ser relacionado com a classe de rugosidade do terreno, com os parâmetros que o classificam (α e z_o) tendo sido apresentados no Capítulo 3.

Para fins de aproveitamento eólico, terrenos podem ser considerados planos se atenderem às seguintes condições (figura 9.10):

i. A diferença de elevação entre o local de instalação do aerogerador e o terreno que o cerca não seja maior que 60 m em qualquer ponto em um círculo de diâmetro igual a 11,5 km cujo centro seja o aerogerador;
ii. Nenhuma elevação tenha uma relação de aspecto (altura por comprimento) maior que 1/50, 4 km a montante e 0,8 km a jusante do aerogerador;
iii. A diferença de elevação entre o ponto mais baixo do disco do rotor e a menor elevação do terreno seja maior que três vezes a máxima diferença de elevação do terreno (ht), 4 km a montante do aerogerador.

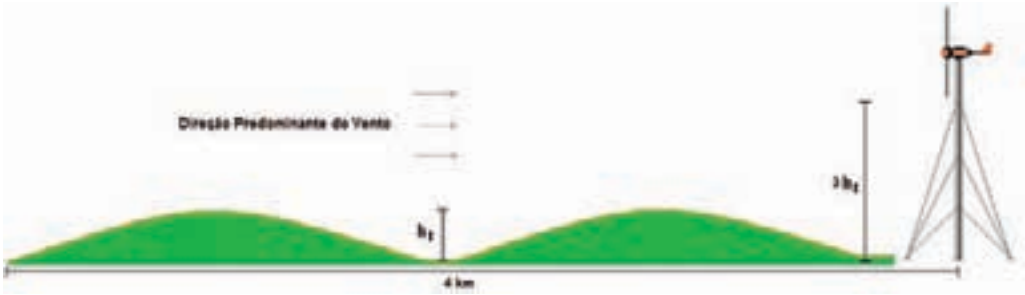


Figura 9.10 – Definição de terreno plano para o aproveitamento eólico

Obstáculos, naturais ou não, produzem efeitos indesejados no f uxo de vento, causando turbulência nas regiões a montante, em menor escala, e a jusante do obstáculo, em maior escala. A figura 9.11 apresenta as regiões de turbulência originadas por um obstáculo de altura h, onde, a uma distância de 15 h a jusante do obstáculo ainda há uma perda de velocidade e potência do vento. O efeito causado pela turbulência depende principalmente do formato do obstáculo e da direção predominante de vento e, além de prejudicar o aproveitamento do vento para conversão em energia elétrica, causa fadiga mecânica nos aerogeradores, reduzindo sua vida útil.

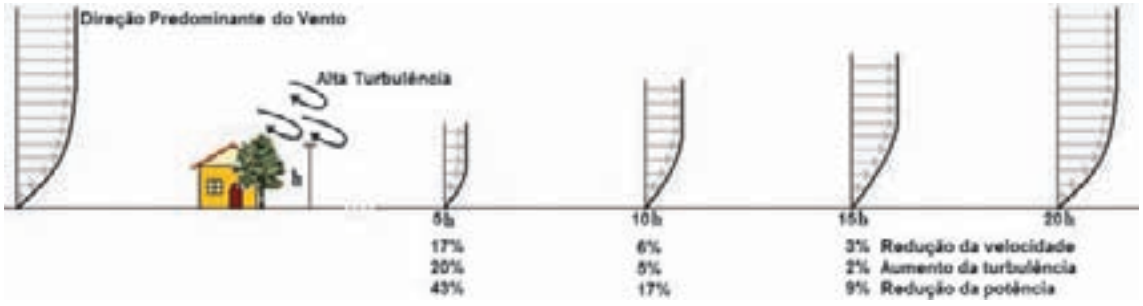


Figura 9.11 – Regiões de turbulência originadas por um obstáculo de altura h

Regiões de turbulência são também originadas pelo próprio rotor eólico, comprometendo, principalmente, o f uxo de vento que atinge outro rotor que esteja a jusante, na direção predominante de vento. Este efeito é denominado de efeito esteira, e ocorre devido à rotação que o movimento do rotor imprime ao f uxo de ar que atravessa a turbina, provocando um efeito de turbulência, como mostrado na figura 9.12.

Figura 9.12 – Efeito esteira originado por um rotor eólico [WINDPOWER, 2007]

Algumas formações naturais também podem inf uenciar na velocidade de vento, porém de forma positiva, tornando-se indicativos de boas áreas para instalações de aerogeradores. Colinas alongadas, perpendiculares à direção predominante de vento, são, em geral, bons locais para a instalação de aerogeradores. Ao contrário, colinas em posições não perpendiculares não são locais tão atrativos. Concavidades com relação à direção predominante de vento tendem a aumentar a velocidade, enquanto convexidades tendem a diminuí-la. Outros indicativos de bons locais para a instalação são pontos mais altos de um terreno e locais que canalizem e, conseqüentemente, acelerem o vento, como passos entre montanhas ou colinas. Este efeito é denominado de efeito túnel. A figura 9.13 apresenta exemplos de locais aqui citados.

Voltando ao início da seção, relembra-se que o compromisso na etapa de instalação dos aerogeradores é a escolha de locais com espaço suficiente para abrigar os equipamentos e que estes possam estar dispostos de forma a aproveitar de maneira ótima o f uxo de vento, sem a presença de obstáculos que possam originar situações indesejadas.

Com relação ao espaço requerido, conhecendo-se a direção predominante de vento e de posse do número de aerogeradores a serem instalados, de suas características físicas e dos tipos de torres onde eles serão instalados, pode-se definir o espaço necessário para a instalação. Na área ocupada por um único aerogerador, o parâmetro mais importante é o tipo de torre a ser

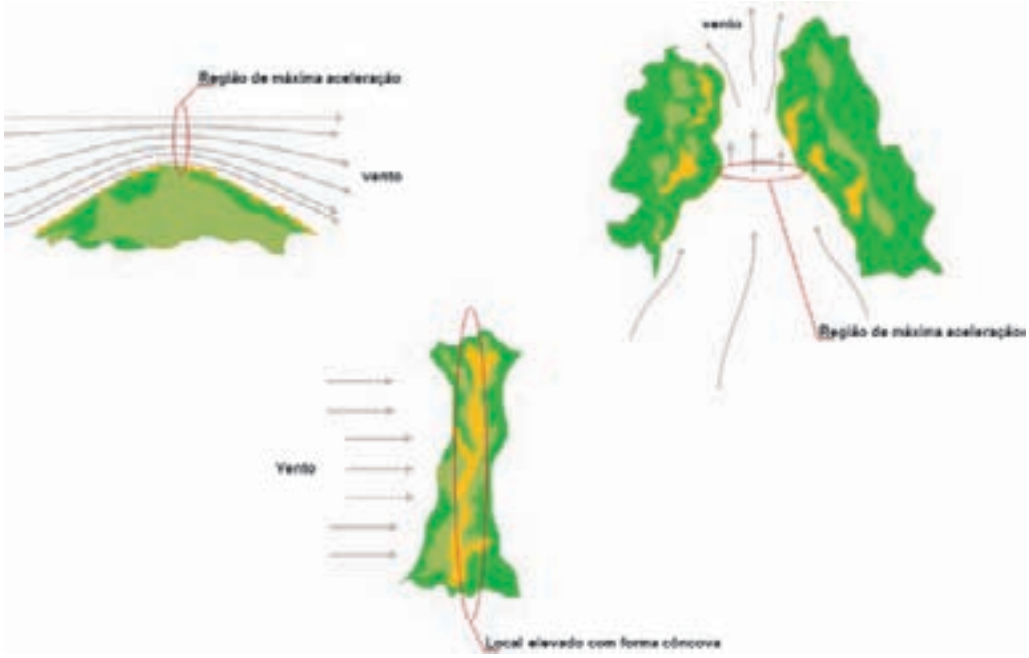


Figura 9.13 – Indicativos de bons locais para a instalação de aerogeradores

utilizado, que está diretamente relacionado com o porte do aerogerador. Máquinas de pequeno porte são normalmente instaladas em torres dos tipos treliçada ou tubular, sustentadas por cabos de aço (estaiadas), enquanto aerogeradores de grande porte normalmente utilizam torres autoportantes, de aço ou concreto (figura 9.14).

(a) Torre treliçada estaiada/aerogerador de pequeno porte

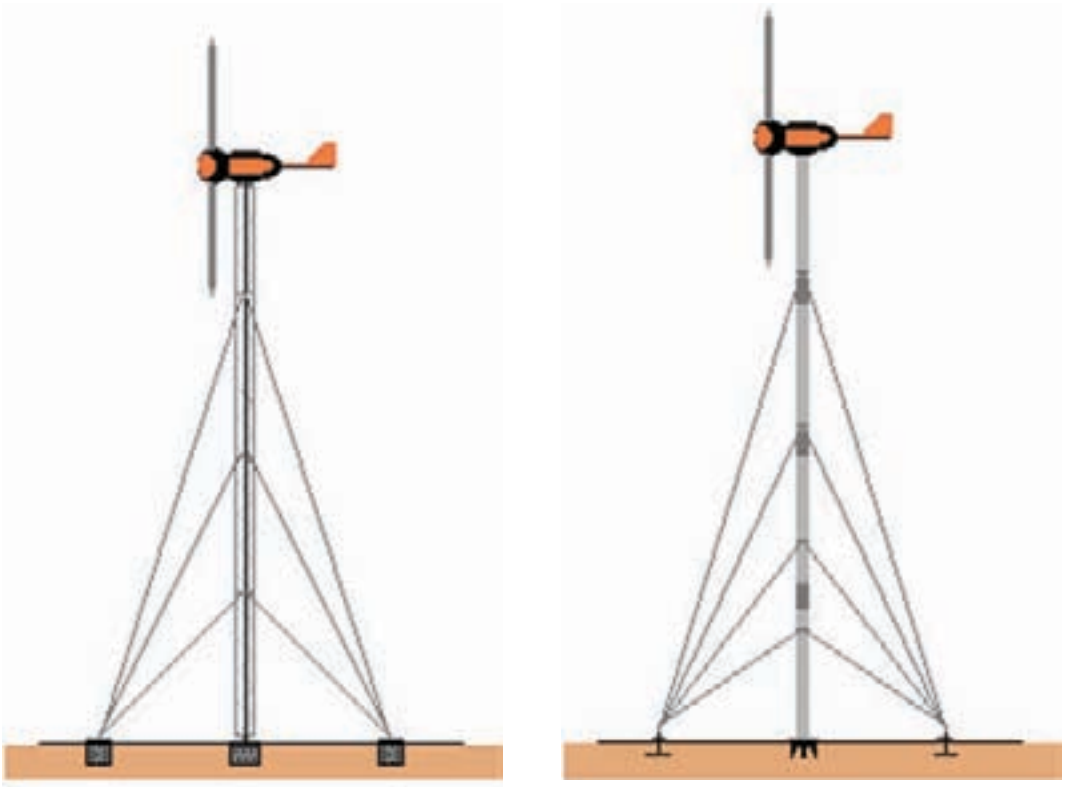
(b) Torre autoportante de aço/aerogerador de grande porte

Figura 9.14 – Exemplos de conjuntos torre/aerogerador

As torres sustentadas por cabos de aço requerem menor área em sua base, porém necessitam de maior área no entorno da torre, para fixação dos cabos de sustentação.

Aerogeradores da faixa de 1 kW, por serem mais leves, são normalmente instalados em torres tubulares, sustentadas por cabos de aço fixados ao solo por meio de âncoras. O cuidado é somente na fixação das âncoras, quando o tipo de solo e a forma de fixação devem ser analisados. Aerogeradores da faixa de 10 kW e maiores normalmente utilizam estruturas de fundação como base para os cabos de sustentação. São utilizados usualmente quatro pontos de fixação ao solo e o número de níveis de pontos de fixação na torre depende da sua altura, variando entre dois e quatro para alturas de até 50 m.

A figura 9.15 apresenta dois esquemas típicos de torres sustentadas por cabos de aço. Em (a), uma torre treliçada, com estruturas de fundação como bases de sustentação dos cabos e, em (b), uma torre tubular com âncoras como bases.



(a) (b)

Figura 9.15 – (a) e (b) esquemas típicos de torres sustentadas por cabos de aço

Uma desvantagem desses tipos de instalações é a área total ocupada, incluindo os pontos de sustentação ao solo. Para se ter uma idéia da área necessária, um aerogerador de 10 kW de potência nominal necessita de 600 m² de área total, enquanto um modelo de 200 kW de potência em torre autoportante necessita apenas 100 m² de área total para a instalação.

Definida a área necessária para a instalação, passa-se para a etapa seguinte, que é a definição do local e da altura da torre, que livrem o aerogerador de regiões de turbulência originadas por obstáculos. Do capítulo 3, onde foram apresentadas técnicas de medição de potencialidade eólica, a figura 3.13 apresenta a região de turbulência causada por obstáculo de altura h. A figura 9.16 reproduz essa figura, com a inserção de um aerogerador, para indicar que, em casos de limitação de área, a alternativa é elevar a altura da torre para retirar completamente o rotor eólico da região de turbulência.

Figura 9.16 – Técnica de instalação de aerogerador

Outra técnica indica que o disco do rotor deve estar pelo menos 10 m completamente acima de qualquer obstáculo dentro de um raio de 100 m (figura 9.17).

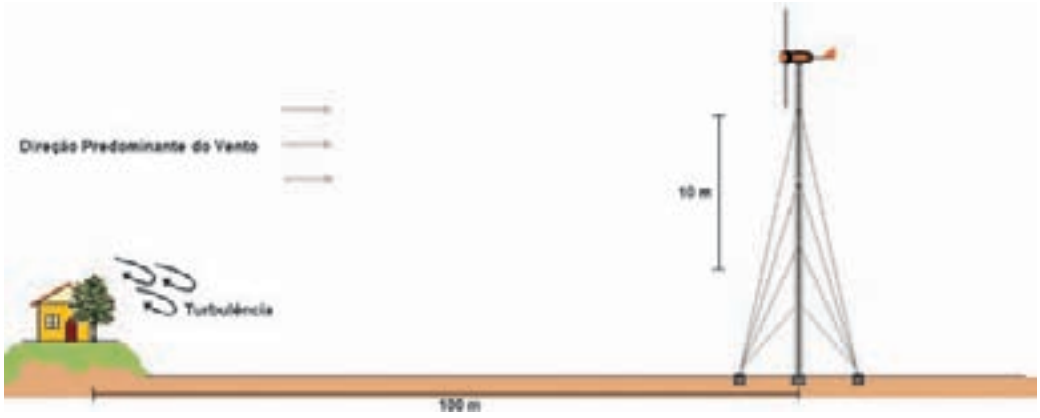


Figura 9.17 – Outra técnica de instalação de aerogerador

Além de livrar o rotor de regiões de turbulência, a definição da altura da torre deve ser feita com base em seus custos de fabricação e instalação. Alturas mais elevadas, apesar de garantirem maiores velocidades de vento, podem resultar em custos elevados. Alturas muito utilizadas para sistemas de pequeno porte, até 10 kW, estão na faixa de 24 a 50 m. Para sistemas de médio porte, a altura mínima da torre é normalmente igual ao diâmetro do rotor do aerogerador.

Quando da presença de mais de um aerogerador, o indicado é a sua instalação ao longo de uma linha perpendicular à direção predominante de vento, com um determinado espaçamento lateral entre as máquinas, que impeça a inf uência de uma sobre a outra. Na necessidade de instalação de aerogeradores em fileiras dispostas paralelamente à direção predominante de vento, o efeito esteira torna-se um fator mais crítico, com o espaçamento entre cada aerogerador devendo ser maior, para minimizar o efeito. SPERA (1994) indica distâncias de 1,5 a 3 vezes o diâmetro do rotor, perpendicularmente, e 8 a 10 vezes o diâmetro do rotor, paralelamente à direção predominante do vento, como ilustrado na figura 9.18.

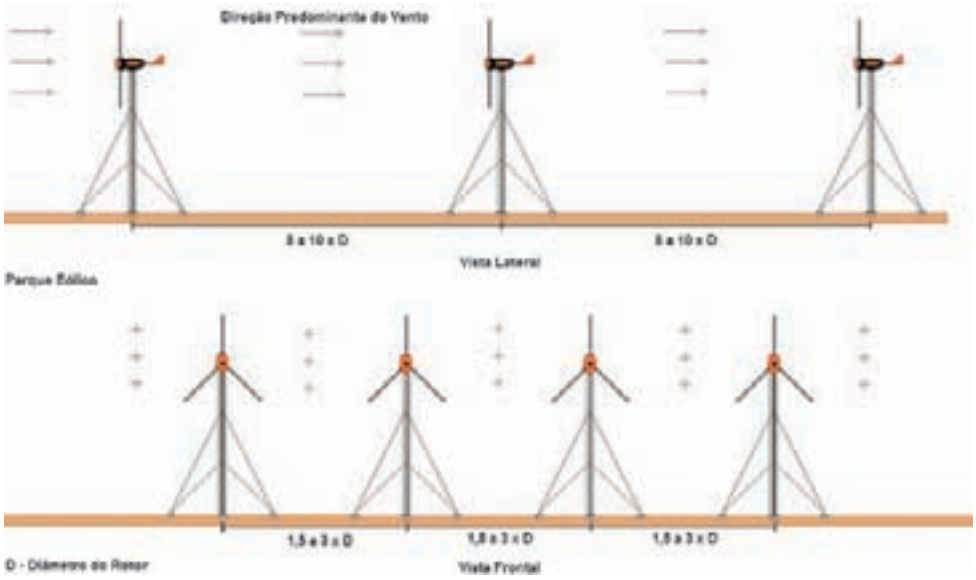


Figura 9.18 – Distâncias médias entre aerogeradores em um parque eólico

Em caso da falta do espaçamento aconselhado na figura 9.18 para instalação dos aerogeradores paralelamente à direção predominante do vento, pode-se proceder ao aumento da altura da torre (no mínimo um aumento de comprimento igual ao do rotor) do aerogerador a jusante do primeiro que sofre inf uência do vento (figura 9.19).

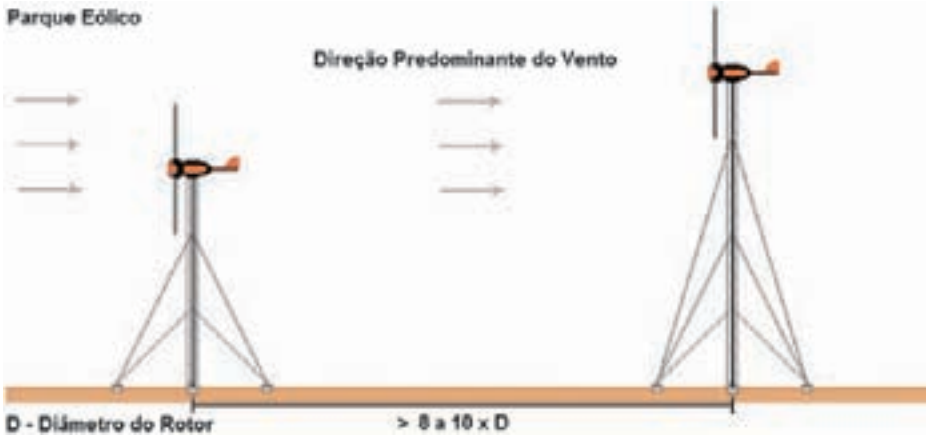


Figura 9.19 – Forma de instalação de aerogeradores com falta de espaço

Com relação às técnicas de instalação, aerogeradores de pequeno porte podem ser instalados sem necessidade do uso de máquinas pesadas, ao contrário de aerogeradores de médio e grande porte, que requerem maquinário específico para sua instalação, como guindastes de grande porte.

A instalação de aerogeradores de pequeno porte apresenta como principal vantagem o fato da montagem poder ser realizada totalmente em solo, com o erguimento da torre sendo realizada posteriormente através de esquema de içamento do tipo basculante (*tilt-up*), com auxílio de um braço de alavanca (*gin pole*), que fica preso à torre. Um cabo passando por um sistema de roldanas, conforme mostrado na figura 9.20, e preso por uma das pontas ao sistema de roldanas fixado à extremidade superior do braço de alavanca e pela outra a um guincho (elétrico ou manual), completa o esquema de içamento.

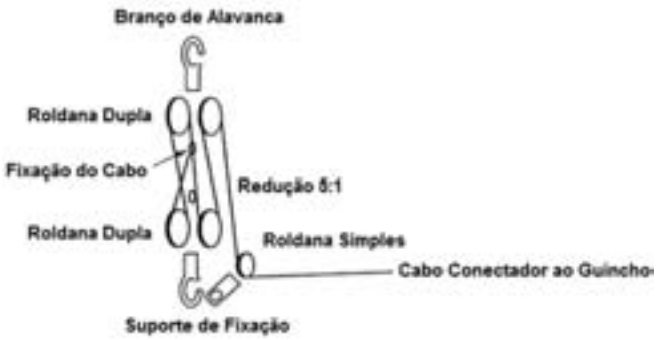


Figura 9.20 – Sistema de roldanas

A figura 9.21 apresenta um esquema de içamento do tipo basculante e fotos desse processo.

(a) Esquema de içamento

(b) Início do processo

(c) Continuação do processo

(d) Aerogerador acoplado ao topo da torre

(e) Içamento do conjunto torre/aerogerador

Figura 9.21 – Processo de içamento do tipo basculante

Como pode ser observado na figura 9.21, aconselha-se a realização do içamento da torre antes da montagem do aerogerador em seu topo, para os devidos ajustes nos cabos de sustentação. Aerogeradores de pequeno porte normalmente apresentam um completo manual de instalação, incluindo a montagem e içamento da torre.

9.3 Instalação dos Grupos Geradores a Diesel

O subsistema diesel-elétrico pode ser composto por um ou mais grupos geradores, de acordo com a estratégia de operação definida. Um exemplo de grupo gerador a diesel simples e de pequena capacidade é apresentado na figura 9.22.

Figura 9.22 – Grupo gerador a diesel de 20 kVA sem sistema de controle

Os grupos geradores a diesel devem ser instalados em uma edificação própria, a qual terá a finalidade de servir como abrigo para as máquinas. A edificação é normalmente conhecida por usina, ou casa de força, e abriga também outros equipamentos pertencentes aos subsistemas de armazenamento e condicionamento de potência.

A casa de força deve estar preferencialmente localizada o mais próximo possível dos sistemas de geração, a fim de evitar perdas elétricas e reduzir custos. As figuras 9.23 e 9.24 apresentam uma típica casa de força de um sistema híbrido e sua planta baixa, respectivamente.

(a) Vista lateral

(b) Vista frontal

Figura 9.23 – Típica casa de força de um sistema híbrido

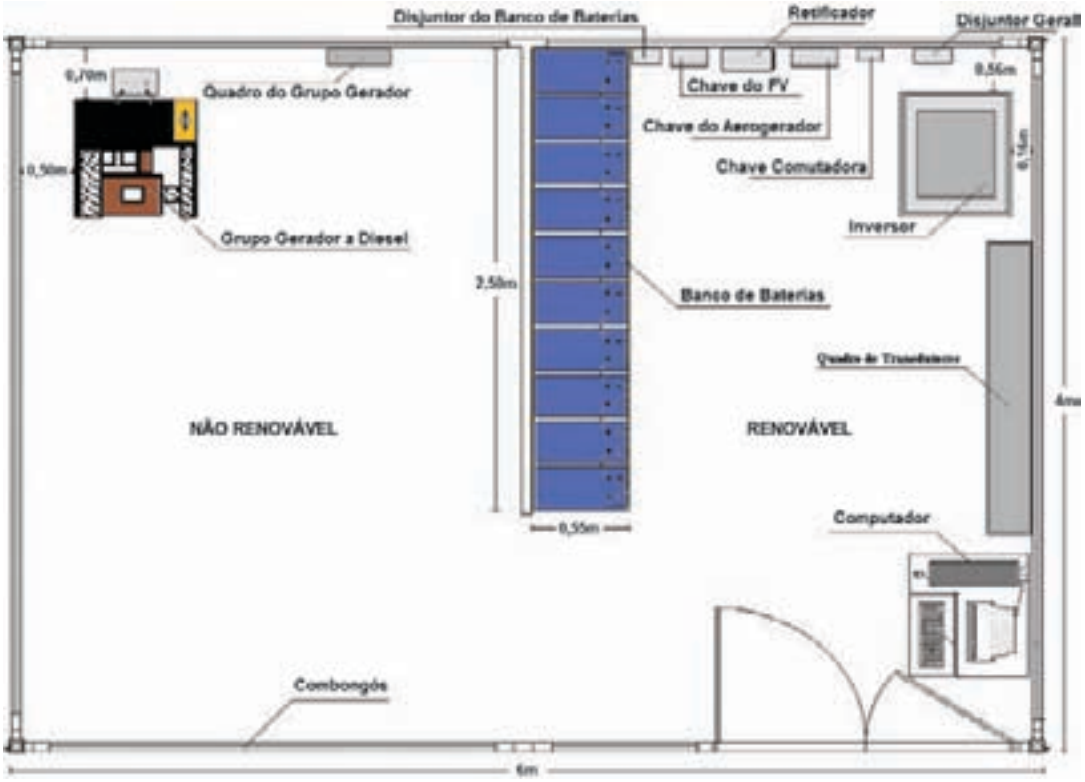


Figura 9.24 – Planta baixa de uma casa de força

Da figura 9.24, observa-se que a área interna, onde são instalados os grupos geradores, deve apresentar espaço suficiente para a instalação dos equipamentos, além de possuir espaço para que seja possível a circulação do operador em volta da máquina para executar os procedimentos típicos de operação e manutenção, e bons níveis de iluminação.

Outro ponto importante a ser observado é a ventilação do local, obtida, por exemplo, através de aberturas na parte superior das paredes, conhecidas como combongós. Além da ventilação, as aberturas têm a finalidade de remover o excesso de calor gerado pelo grupo gerador, além de gases que ocasionalmente não forem expelidos pelo sistema de escapamento, que deve ser instalado adequadamente, de acordo com as especificações da máquina. Para se reduzir o nível de ruído, pode ser utilizada isolação acústica, ou grupos geradores cabinados.

Em casos onde seja prevista a supervisão e o controle das máquinas, deve-se instalar uma Unidade de Supervisão de Corrente Alternada (USCA), a qual possibilita realizar a partida e parada do grupo gerador, além de indicar e supervisionar os valores de grandezas elétricas, tais como tensão, corrente e freqüência, e sinalizar para o operador, através do sistema de emergência, quando há algum problema no funcionamento da máquina e qual o momento de realizar procedimentos de manutenção.

Os cabos elétricos para a interligação do gerador à USCA, e desta á saída do sistema, devem ser dimensionados obedecendo-se às recomendações do fabricante e às normas técnicas aplicáveis. A sobrecarga em cabos elétricos produz o aquecimento dos condutores, com conseqüente risco de danos ao isolamento e possibilidade de curto-circuito.

As recomendações fornecidas em manuais, que diferem ligeiramente entre cada fabricante e modelo de equipamento, devem ser cuidadosamente examinadas e seguidas, a fim de garantir o bom funcionamento das máquinas.

Para prevenir contra choques elétricos, a base metálica do grupo gerador deve ser conectada a um sistema de aterramento geral, normalmente instalado nas proximidades da casa de força.

Por utilizar como combustível o recurso não renovável (diesel), é importante a adição de um sistema de filtros no duto de escamento do grupo gerador, a fim de mitigar os possíveis impactos locais e globais causados pelos gases poluentes proveniente da queima do diesel.

O grupo gerador a diesel deve ser instalado de forma que, em operação, o equipamento não produza vibrações prejudiciais ao próprio equipamento e à estrutura da edificação. Para isso, amortecedores, conhecidos como coxins, devem ser instalados entre as bases da máquina, estrutura de suporte e o solo.

9.4 Instalação das Baterias

Com relação aos locais de instalação, a principal recomendação é que as baterias sejam instaladas em locais ventilados e de acesso restrito, visto que a exposição das baterias a temperaturas elevadas resulta em elevação na taxa de auto-descarga, redução da eficiência de carga e descarga, e redução da vida útil das mesmas.

Para garantir níveis de temperatura adequados aos equipamentos, uma técnica comum, e já mencionada anteriormente, é a presença de combongós na edificação, que além de permitirem que o vento circule no interior da casa de força, reduzem a probabilidade de umidade, salinidade, ou mesmo a água da chuva atingirem diretamente os equipamentos, o que fatalmente ocorreria se as aberturas fossem maiores e dispostas em outras posições. Outra técnica, pouco utilizada, é a refrigeração da casa de força aproveitando a própria geração de energia do sistema.

Dentro da casa de força climatizada adequadamente, outro ponto da instalação das baterias refere-se à sua forma de disposição. As baterias não devem ser instaladas diretamente sobre o solo, ou em locais úmidos. Uma técnica comum é a instalação sobre peças de madeira, dispostas sobre o solo ou em forma de prateleiras, criando o que se conhece por armário de baterias.

A figura 9.25 apresenta um armário de baterias, com quatro andares e prateleiras de madeira com comprimento suficiente para a disposição de dez baterias de aproximadamente 22 cm de largura cada, totalizando um banco de até quarenta baterias. O armário é normalmente confeccionado em estrutura de ferro, de modo a suportar o peso total das baterias.

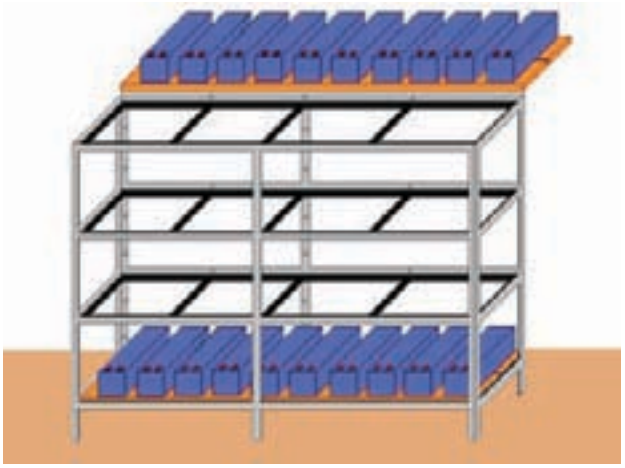


Figura 9.25 – Tipo de estrutura de suporte para baterias

Como em sistemas híbridos fatalmente há necessidade de um número razoável de baterias, elas devem estar conectadas de forma a compor um banco de baterias (figura 9.26). A conexão das baterias entre si segue procedimento semelhante ao caso dos módulos fotovoltaicos, com os terminais, positivo ou negativo, de uma bateria sendo conectados fisicamente aos de outra, de forma a obter a configuração desejada. Por oferecer maiores riscos do que os módulos, a instalação das baterias requer um cuidado especial para a prevenção de curtos-circuitos entre seus terminais.

Figura 9.26 – Banco de baterias

De forma análoga à explicada no caso dos módulos, a associação de baterias segue modelo semelhante ao apresentado na figura 9.27.

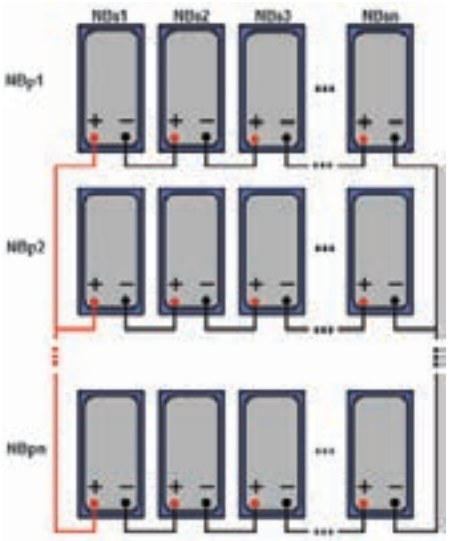


Figura 9.27 – Exemplo geral de associação mista de baterias

A confecção do armário deve levar em consideração o tipo de ligação do banco, para reduzir custos com cabos e otimizar o diagrama de ligações. Como exemplo, analisando as figuras 9.25 e 9.27, uma boa configuração para o armário seria a ligação de um sistema em 120 V_{CC}, com baterias de 12 V_{CC}. Neste caso, NBsn seria igual a dez e NBpn igual a quatro.

Ademais, para um banco de baterias com um número grande de unidades de armazenamento, o armário pode ser confeccionado em módulos, de modo a facilitar seu transporte e instalação.

9.5 Instalação dos Controladores de Carga e Inversores de Tensão

Os controladores de carga e inversores de tensão são normalmente instalados nas paredes ou em local específico da casa de força (figura 9.28), o mais próximo possível das baterias e dos equipamentos de geração (redução de perdas). Além disso, não devem, assim como as baterias, ser expostos ao tempo ou a condições adversas, como altas temperaturas e altos índices de umidade e salinidade.

(a) Em destaque, controladores de carga instalados na parede

(b) Inversor de tensão trifásico instalado em local específico

(c) Em destaque, Inversores de tensão monofásicos instalados na parede

Figura 9.28 – Controladores de carga e inversores de tensão

Com relação aos controladores de carga, deve-se atentar para a seleção da tensão, no caso de controladores que trabalhem com mais de uma tensão de operação. A maioria detecta automaticamente a tensão nominal assim que for conectado às baterias; porém, outros possuem chaves para seleção manual. Este detalhe faz com que seja obrigatória a conexão do banco de baterias a controladores automáticos antes de qualquer outro equipamento, para que os mesmos detectem a tensão nominal especificada. Detalhe também importante para os pontos de ajuste de tensão (corte e religamento da geração e carga), que devem ser adequados ao tipo de bateria utilizada e às especificações de projeto. Alguns controladores modernos possuem a facilidade do ajuste desses pontos pelo usuário; outros devem ser adquiridos especificamente para operar com determinado tipo de bateria.

No caso dos inversores de tensão, a instalação é simples, dependendo basicamente das características do equipamento. Alguns são mais complexos, e necessitam de um breve treinamento sobre sua operação, principalmente com relação a sua configuração inicial (pontos de ajuste). Outros, ao contrário, são bastante simples, quando, após a conexão da alimentação CC e da carga CA em seus respectivos terminais, o simples acionamento de uma chave faz com que o equipamento esteja pronto para uso.

Alguns pontos de ajuste, não comuns a todos os inversores, são: potência mínima de entrada em operação – indica que o inversor pode iniciar o processo de inversão através da conexão de qualquer carga, ou através da especificação de um valor mínimo de carga; tensão de corte por carga baixa – o operador deve programar um valor mínimo de tensão do banco de baterias que, quando verificado pelo inversor, este interrompe o fornecimento à carga, a fim de evitar

uma situação de descarga profunda do banco de baterias (este procedimento é indicado apenas em situações onde a saída do banco esteja ligada diretamente ao inversor, sem passar por um controlador de carga); e tensão de religamento após o corte – indica o valor de tensão do banco de baterias em que o inversor pode voltar a operar, após ter seu funcionamento interrompido devido à descarga do banco (válido apenas para as situações indicadas no caso anterior).

Outros pontos de ajuste podem ser necessários, dependendo do modelo e do fabricante do equipamento. Por isso, recomenda-se a leitura completa e cuidadosa do manual de instalação e operação do inversor, antes de sua instalação.

Detalhes particulares da instalação desses dois componentes são referentes à necessidade de utilização de mais de um equipamento no mesmo sistema, devido, principalmente, à possível indisponibilidade de equipamentos com capacidade que atenda às necessidades do sistema.

Dois ou mais controladores de carga ou inversores de tensão podem ser utilizados em três situações típicas: (i) por uma simples questão de projeto, com o objetivo de tornar o sistema o mais modular possível, evitando que a falha de um componente comprometa o atendimento da carga como um todo; (ii) se a corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico for maior que a capacidade dos controladores de carga disponíveis no mercado, ou se a carga total a ser atendida for maior que a capacidade do inversor de tensão que o projetista dispõe; e (iii) se o arranjo fotovoltaico, ou a carga e/ou o sistema híbrido sofrerem determinadas modificações em sua configuração, como ampliações ou repotencimanento.

A primeira situação é bastante verificada, principalmente no caso de inversores de tensão, já que o defeito em um controlador de carga não interrompe imediatamente o fornecimento à carga. Falhas em inversores de tensão são mais críticas, pois comprometem todas as cargas atendidas por eles, sendo o sistema mais confiável quando há a presença de mais de um equipamento. A segunda situação é mais comum em controladores de carga, visto que a gama de capacidades dos inversores é consideravelmente maior que a de controladores. Por fim, o terceiro caso é uma necessidade que pode surgir em qualquer sistema, e a adição de equipamentos de menor capacidade em vez de substituição de equipamentos de grande capacidade é, sem dúvida, menos onerosa.

Em situações de circuitos independentes, a instalação de dois ou mais controladores ou inversores é bastante simples. Como já brevemente comentado, para a utilização de mais de um controlador de carga basta dividir o arranjo em blocos, mantendo as ligações em série de modo que a tensão nominal de todos os blocos seja a mesma, e conectando os blocos em paralelo individualmente a cada controlador. Da mesma forma, para o caso de mais de um inversor de tensão, a saída de cada controlador de carga, ou do banco de baterias, estaria ligada à entrada CC de cada inversor, e as suas saídas CA conectadas de maneira sincronizada à saída do sitema, ou a diferentes circuitos do sistema de distribuição. Neste caso, é interessante estabelecer circuitos prioritários para, no caso da falha de um inversor de tensão que atenda uma carga prioritária, este ser reposto por outro que atenda circuitos considerados secundários.

Vale ressaltar que os controladores de carga nunca devem ser conectados entre si, na tentativa de formação de ligações em série ou em paralelo, como no caso de módulos e baterias. O equipamento não possui essa característica e este procedimento poderia ocasionar defeitos ao próprio controlador e a outros equipamentos. Já no caso dos inversores de tensão, uma situação que pode ser verificada na prática, porém mais complexa, é a interligação entre três inversores monofásicos de forma sincronizada, para atender a um sistema trifásico, com cada um sendo responsável por alimentar uma fase. Essa configuração depende do modelo do inversor de tensão. Alguns fabricantes disponibilizam terminais específicos para esse tipo de ligação. Nestes casos, o

esquema de ligação do controlador, ou do banco de baterias, seria mantido, com seus terminais de saída para a carga conectados na entrada de cada um dos três inversores de tensão. Quando da necessidade deste tipo de conexão, deve ser realizada uma consulta específica dos modelos de inversores disponíveis comercialmente, para identificação de quais, e de que maneira, eles podem ser utilizados de forma sincronizada.

9.6 Instalação dos Retificadores

De forma análoga aos controladores de carga e inversores de tensão, os retificadores são instalados na casa de força. Tipicamente utilizam-se dois tipos de retificadores em sistemas híbridos. Um converte a corrente CA da saída dos aerogeradores e o outro a da saída do grupo gerador a diesel em CC para o carregamento do banco de baterias.

O primeiro tipo normalmente acompanha o aerogerador, sendo fornecido pelo fabricante, e atua também como controlador, impedindo situações de sobrecarga do banco de baterias. Eles são instalados entre o aerogerador e o banco de baterias e sua tensão de saída deve ser adequada à tensão CC de projeto. Alguns modelos de aerogeradores possuem suas saídas CA conectadas primeiramente a um transformador, que adequa a tensão ao valor necessário para, então, ser entregue ao retificador. Outro fator a ser observado é se o controlador possui pontos de ajuste para regulação por sobrecarga. Modelos mais simples possuem este ponto fixo e pré-ajustado, podendo ser obtido no manual do equipamento; outros podem e devem ser ajustados.

O segundo tipo de retificador entrega a corrente gerada pelo grupo gerador, retificada, ao banco de baterias. Sua utilização depende da estratégia de operação adotada. O equipamento pode vir instalado separadamente ou, como mais indicado, acoplado ao inversor, com o mesmo sendo responsável pelo seu controle. O controle mais importante é a corrente de carga, que deve ser especificada para impedir situações de cargas muito rápidas, prejudiciais ao banco de baterias. É importante que a instalação desses equipamentos seja realizada em total sincronismo com a instalação da USCA, para que a estratégia de operação funcione perfeitamente.

9.7 Instalação de Equipamentos de Proteção e Controle e Outros Acessórios

Para preservar todos os equipamentos do sistema híbrido, garantir a segurança às pessoas junto ao sistema elétrico, bem como realizar eventuais manobras, faz-se necessária a instalação de disjuntores e/ou chaves seccionadoras.

Os disjuntores são dispositivos de proteção dimensionados para atuar caso haja o surgimento de sobrecorrentes ocasionadas por curtos-circuitos ou por inserção de grandes cargas no sistema de energia elétrica. As chaves seccionadoras são utilizadas para abrir ou fechar circuitos e são utilizadas para realizar manutenções no sistema e também para permitir manobras nos circuitos elétricos. Existem chaves que operam somente quando o circuito está sem carga, e outras que operam sob carga.

Dentro da casa de força, existem vários pontos do circuito elétrico que devem estar conectados a dispositivos de proteção e controle. A figura 9.29 destaca alguns desses pontos (P1 a P6) para um sistema híbrido com operação automatizada.

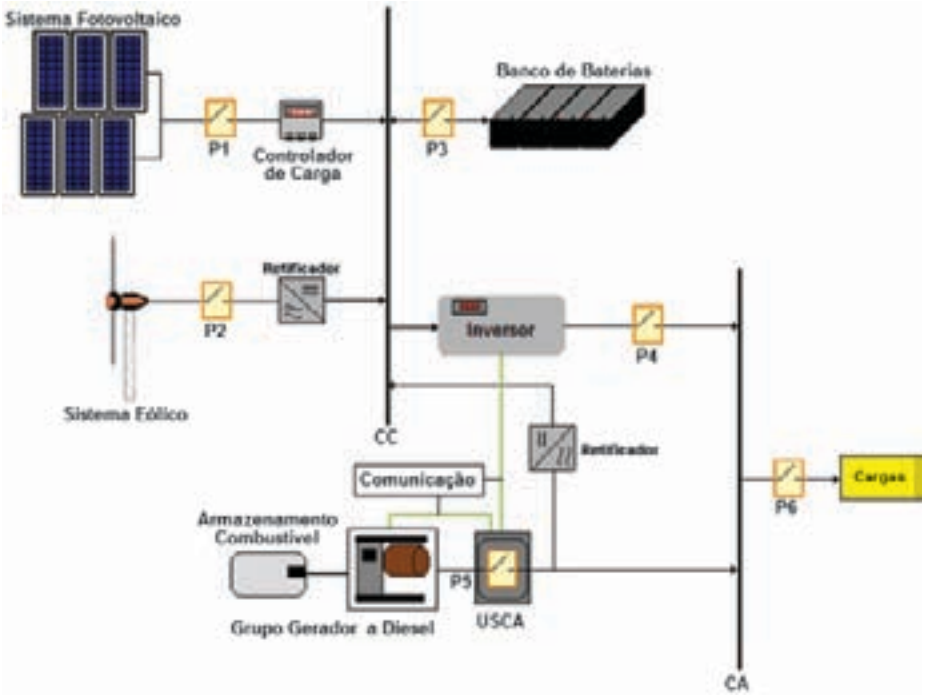


Figura 9.29 – Pontos de proteção e controle em um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel com operação automatizada

Alguns outros equipamentos, não tão comuns em sistemas híbridos, podem ser instalados também. Dentre estes, destacam-se o seguidor de ponto de máxima potência (SPMP) e o conversor CC–CC. O primeiro é instalado na saída do arranjo fotovoltaico, antes do controlador de carga. Pode vir, inclusive, acoplado a alguns modelos de controladores, não possuindo qualquer diferença na instalação física, apenas em pontos de ajustes. O segundo pode ser instalado entre os equipamentos de geração e o banco de baterias, ou entre este e o inversor de tensão. Pode elevar ou baixar a tensão, se esta for diferente entre os subsistemas.

9.8 Cabeamento

O cabeamento utilizado na instalação de sistemas híbridos segue padrão semelhante ao realizado usualmente em instalações elétricas convencionais. Entretanto, algumas diferenças devem ser citadas, principalmente o fato dos sistemas híbridos operarem em corrente contínua do ponto de geração até a entrega ao inversor.

O dimensionamento do lado CC é mais crítico para o subsistema de geração fotovoltaica e para o banco de baterias, já que normalmente os fabricantes de aerogeradores fornecem as especificações de cabeamento da saída do aerogerador até a retificação. Arranjos fotovoltaicos e bancos de baterias, por apresentarem possibilidades de diferentes configurações, apresentam também maiores variações de corrente em seus circuitos, alterando o cabeamento de um caso para outro.

Algumas recomendações devem ser seguidas no momento do dimensionamento dos condutores, para que sejam atingidos bons níveis de qualidade da instalação. Com relação à queda de tensão admissível entre os ramos CC do sistema (ΔV), recomenda-se que ela não ultrapasse 3% entre os módulos e o controlador, 1% entre as baterias e o controlador/retificador, e 3% entre o

controlador e a carga, ou inversor. Com relação às seções nominais dos cabos, independentemente do valor obtido em tabelas ou cálculos, recomenda-se mínima seção de 4 mm² entre os módulos e o controlador, e 6 mm² entre o controlador/retificador e as baterias. De posse dessas recomendações, das distâncias (l) verificadas entre cada equipamento, em metros, e do valor de corrente (I) em cada ramo, em ampères, a equação (9.2) calcula a seção nominal (S) dos condutores de todo o lado CC do sistema, em mm².

$$S = \frac{0{,}3tI}{\Delta v} . \qquad \text{equação 9.2}$$

Esses procedimentos não foram apresentados no item de projeto por serem considerados comuns em instalações elétricas, além do fato de existirem diversas tabelas que indicam a seção nominal do cabo a ser utilizado, de acordo com os valores de corrente e as distâncias, como as disponibilizadas em CRESESB (1999).

9.9 Instalação da Minirrede de Distribuição

A minirrede tem a função de distribuir a energia elétrica da geração, pelas UCs. As técnicas de instalação de alguns de seus componentes típicos são abordadas na tabela 9.3.

Componentes	Técnicas de instalação
Transformadores de força	Se necessária a utilização de rede de alta tensão (em geral 13,8 kV), devem ser instalados em pontos estratégicos da rede, ou seja, ao lado ou dentro da casa de força, elevando o nível de tensão de saída, e próximo aos pontos de carga, reduzindo a tensão para que as unidades consumidoras sejam atendidas.
Cabos condutores	Podem ser nus ou isolados, estes últimos formando os chamados cabos multiplexados. Para o primeiro tipo, faz-se necessário o uso de isoladores e o afastamento dos condutores entre si, para evitar contatos acidentais, o que provocaria curtos-circuitos. O segundo tipo é composto pelos condutores fase isolados e o condutor neutro nu. Os condutores elétricos devem ser fixados aos postes tomando-se os devidos cuidados. Os cabos não devem ser arrastados no chão ou sobre elementos que possam danificar a sua isolação. Os cabos devem ser fixados nos postes através dos isoladores a uma altura mínima de 5,5 m em relação ao solo.
Chaves seccionadoras	Devem estar localizadas dentro da casa de força e/ou em pontos ao longo da minirrede. Essas chaves devem ser projetadas para abrir e fechar sob carga.
Postes de concreto ou madeira	As bases dos postes de concreto ou de madeira devem ser enterradas a uma profundidade equivalente a 10% da altura do poste mais 0,6 m, e a distância aconselhada entre os postes deve ser entre 40 e 50 m.
Luminárias	Devem suportar as intempéries do local de instalação, como salinidade, umidade, ação de pássaros (urubus, pombos), entre outros. As luminárias devem ser eficientes e dotadas de relés fotoelétricos para o acionamento da iluminação somente em período de pouca luminosidade natural.

Pará-raios de distribuição	Para casos onde haja necessidade de instalação de transformadores de força, pára-raios de distribuição devem ser instalados sobre a estrutura de cada transformador.
Aterramento	Deve ser feito para os equipamentos da rede, tais como transformadores e pára-raios, para proteção.
Cruzetas	Para o caso de rede com cabos nus, as cruzetas são instaladas nos postes a fim de sustentar os isoladores e os cabos. Em alguns casos podem também ser utilizados os chamados racks em vez das cruzetas.
Isoladores	São instalados nas cruzetas ou nos racks, para fazer o isolamento elétrico entre os cabos da rede e os postes. No caso de redes multiplexadas, essa instalação é facilitada, por já serem os condutores fase isolados.
Conectores	Para realizar ramificações no alimentador principal. Em casos de redes multiplexadas, devem ser utilizados conectores que perfuram o isolamento dos condutores aos quais são aplicados, denominados conectores perfurantes, e estes devem estar separados de no mínimo 0,10 m entre si nas fases. Caso os cabos não tenham isolamento, os conectores tipo cunha são indicados para as conexões.

Tabela 9.3 – Técnicas de instalação de componentes da minirrede de distribuição

Sempre que a rede tiver de passar por trajetos com abundância de vegetação, o que é uma situação muito comum nas minirredes de localidades isoladas, recomenda-se a utilização de cabos multiplexados, pois, apesar de serem mais caros que os nus, reduzem significativamente os custos com manutenção, principalmente com poda de árvores. Além disso, reduzem também a ocorrência de furto de energia ("gatos"), uma vez que precisam ter sua isolação removida para tal.

9.10 Acessórios de Instalação

A instalação de sistemas híbridos, para ser bem executada, deve ser realizada por pessoal qualificado e de posse dos acessórios adequados. Dentre os acessórios mais usuais, podem ser citados algumas ferramentas e equipamentos imprescindíveis para a correta instalação de sistemas híbridos.

Para auxílio no processo de orientação e inclinação do arranjo fotovoltaico, uma bússola de boa qualidade e um inclinômetro, ou transferidor, são normalmente suficientes. A bússola é utilizada para determinar corretamente o norte magnético, procedendo-se depois à correção para o norte verdadeiro, de acordo com a declinação magnética do local, conforme mencionado anteriormente neste capítulo, e apresentado na figura 9.30, considerando-se um local onde a declinação magnética é igual a -20°.

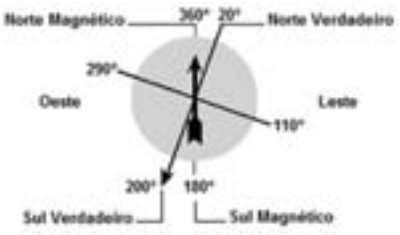


Figura 9.30 – Correção segundo a declinação magnética local

O inclinômetro ou o transferidor são utilizados para auxiliar no posicionamento do ângulo de inclinação da estrutura de sustentação onde serão fixados os módulos. Uma trena longa é importante para definir os locais exatos onde serão instalados o arranjo fotovoltaico e o aerogerador. O primeiro, para livrá-lo de possíveis situações de sombreamento, e o segundo, para definir a posição da base da torre e das âncoras ou bases de sustentação dos cabos.

A figura 9.31 apresenta fotografias dos equipamentos supracitados.

(a) Bússola (b) Inclinômetro

(c) Transferidor (d) Trena

Figura 9.31 – Equipamentos e ferramentas para instalação dos sistemas híbridos

Passada a etapa de locação dos equipamentos de geração, no momento da instalação algumas ferramentas são constantemente utilizadas, e o instalador deve dispor delas a qualquer momento: jogos completos de chaves de boca, chaves estrela, chaves allen, chaves soquete, chaves de fenda e chaves philips, chave inglesa, alicate universal, alicate de bico, alicate de corte, alicate de pressão, alicate prensa-cabo, alicate decapador, martelos, marretas, arcos de serra, e outros. Também são necessários equipamentos diversos como multímetro tipo alicate (alicate multiteste), multímetro convencional, fita isolante, furadeira e jogo de brocas, terminais de diversos tamanhos e tipos, como olhal, pino e garfo, cordas, fitas de isolamento de área (segurança), lonas, andaimes e equipamentos de proteção individual (EPI), como botas, capacetes, óculos e luvas. Outros equipamentos, relacionados a determinados processos, são mais específicos para cada etapa de instalação, sendo melhor comentados na seqüência.

Para a instalação de aerogeradores de pequeno porte, o primeiro passo é a preparação da base da

torre e a fixação das âncoras ou preparação das bases para atracação dos cabos de sustentação. Em seguida, todo o procedimento de montagem da torre deve ser feito no solo. Como já mencionado, antes da montagem do aerogerador no topo da torre, um ensaio de içamento da torre deve ser realizado para os devidos ajustes dos cabos de sustentação. Com a torre novamente no solo, o aerogerador pode ser instalado, seguindo os procedimentos descritos no manual do equipamento.

Para o procedimento de içamento da torre, são necessários os equipamentos apresentados na tabela 9.4.

Equipamentos	Função
	Cabos de aço de várias bitolas para sustentação da torre, adequados para a carga que devem suportar, que está diretamente relacionada com o peso do conjunto torre/aerogerador.
	Esticadores, para conexão dos cabos de aço ao ponto de fixação no solo. Os esticadores permitem o ajuste do comprimento e da tensão dos cabos.
	Grampos, utilizados para fixar a ponta do cabo de aço ao seu corpo, quando o mesmo dá a volta pelo esticador ou outro ponto de atracação.
	Sapatilhas, para distribuir a carga do cabo de aço sobre uma área maior, quando o mesmo dá a volta pelo esticador ou outro ponto de atracação. Este procedimento reduz a possibilidade de danos ao cabo.
	Jogo de roldanas (moitões), para auxiliar no processo de elevação da torre. O cabo do guincho elétrico ou manual (tifor), antes de ser preso ao braço de alavanca, passa pelo jogo de roldanas, reduzindo os esforços.
	Tifor ou outro tipo de guincho, para elevação da torre.

Tabela 9.4 – Equipamentos para o içamento dos aerogeradores

A figura 9.32 apresenta alguns dos procedimentos acima descritos, como uma das técnicas adequadas para fixação dos grampos ao cabo de aço, à esquerda na figura, e a passagem do cabo de aço pelo esticador, através da sapatilha, à direita.

Figura 9.32 – Procedimentos para fixação dos cabos de aço aos esticadores

Com relação às instalações dos demais componentes, os materiais básicos necessários são as ferramentas mencionadas anteriormente e terminais de conexão, principalmente para as associações de módulos fotovoltaicos e baterias, e conexões destes aos controladores e inversores. Durante as conexões série e paralelo de módulos, pontas descascadas de cabos elétricos devem ser conectadas a terminais adequados aos tipos de parafusos presentes na caixa de conexão dos módulos, com o auxílio de um alicate prensa-cabo. Em seguida, os terminais são fixados nos pontos de conexão positivo e negativo de cada módulo, formando a associação desejada. A figura 9.33 apresenta dois tipos de terminais, olhal e garfo, à esquerda, e um esquema de conexão na caixa dos módulos, à direita.

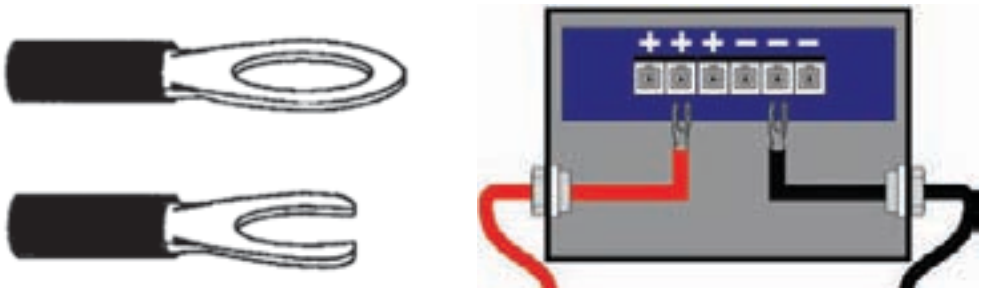


Figura 9.33 – Tipos de terminais e esquema típico de uma caixa de conexões de um módulo fotovoltaico

A instalação do banco de baterias é semelhante, com cada bateria também possuindo seus terminais característicos. A figura 9.34 apresenta alguns tipos de terminais de baterias e suas formas de conexão. Para a conexão a controladores, retificadores e inversores, o procedimento é o mesmo, devendo-se escolher o tipo de terminal adequado aos pontos de conexão onde serão ligados.

Figura 9.34 – Tipos de terminais utilizados na conexão de baterias

Após todas as conexões efetuadas, verificam-se os valores de corrente e tensão em todos os pontos do sistema com o auxílio de medidores de corrente e tensão (alicate multiteste e multímetro).

10 Operação e Manutenção de Sistemas Híbridos

O funcionamento adequado de qualquer sistema híbrido de geração de energia requer um plano de manutenção e operação também adequado. Todos os equipamentos envolvidos devem operar sob condições específicas. Não se podem esquecer as recomendações feitas pelos fabricantes e as características de cada local onde o sistema se encontra. O custo da produção da energia é, em geral, elevado não podendo, portanto, ser desconsiderado um cronograma de operação e manutenção. Além disso, acidentes com danos materiais ou à vida humana podem ocorrer devido a procedimentos de operação e manutenção inadequados.

Em todos os equipamentos do sistema, uma inspeção visual é a primeira ação a ser realizada antes de manobrar ou efetuar procedimentos de manutenção.

Em todos os casos, os procedimentos de operação e manutenção só devem ser executados por pessoal qualificado para tal, e preferencialmente trabalhando, pelo menos, em dupla, e utilizando os equipamentos de proteção individual (EPI) adequados.

Em um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel, com participação de sistemas de condicionamento de potência e de armazenamento de energia, de um modo geral, a operação é bastante simples e quase sempre automática. A geração com fontes renováveis é prioritária na alimentação da carga diretamente através do inversor ou via banco de baterias. A entrada do grupo gerador a diesel acontece nos períodos em que o sistema renovável não atende à demanda e o banco de baterias encontra-se com baixo nível de carga. Nesta situação a comutação renovável-diesel pode ser automática ou manual.

Nas casas de força, devem ser observadas as luzes indicadoras do estado dos sistemas, antes da execução das ações de operação e manutenção. A verificação de qualquer disjuntor aberto, quando este deveria estar ligado, é sinal de problemas no sistema; possivelmente algum trecho em curto-circuito. Neste caso, se após armado o disjuntor, este for novamente automaticamente desarmado, a causa do seu desarme deve ser localizada imediatamente. Esta pode advir de problemas na própria casa de força, na minirrede de distribuição ou em alguma unidade consumidora.

Vale ressaltar que, algumas vezes, a diminuição na autonomia de um sistema híbrido pode estar associada não a deficiências nos seus componentes, mas ao aumento da demanda. Portanto, o uso racional e eficiente dos recursos energéticos disponibilizados colabora para um bom desempenho e maior durabilidade do sistema como um todo.

10.1 Sistema Fotovoltaico

A princípio, não há qualquer procedimento de operação para os módulos fotovoltaicos. Depois de instalados, necessitam apenas de alguns cuidados básicos de manutenção, tais como:

- Verificar periodicamente todos os cabos de ligação dos arranjos, a solidez da estrutura de suporte dos módulos, os apertos dos parafusos de fixação dos módulos, e as partes inferiores dos módulos, principalmente as caixas de conexão, atentando para possíveis infiltrações ou entrada de insetos. Em casos de anormalidade, o reparo deve ser imediatamente providenciado;
- Limpar periodicamente as superfícies dos módulos, utilizando apenas água e um pano de tecido macio. Realizar este procedimento no início da manhã ou ao final da tarde, aproveitando os horários em que os módulos estão frios e a sua geração não é significativa para o sistema. A figura 10.1 ilustra a limpeza dos módulos com um pano macio.

Figura 10.1 – Limpeza dos módulos fotovoltaicos

- No momento de cada limpeza, observar se existem rachaduras nos vidros protetores dos módulos ou se há qualquer anormalidade no aspecto das células, como perda de coloração ou ranhuras. Se constatada uma dessas anormalidades, o desempenho do módulo estará comprometido e deverá ser providenciada sua substituição. Manter o módulo em condições anormais de funcionamento, ou simplesmente retirá-lo, compromete o desempenho do arranjo como um todo. A figura 10.2 apresenta um módulo fotovoltaico com o vidro quebrado (em destaque);

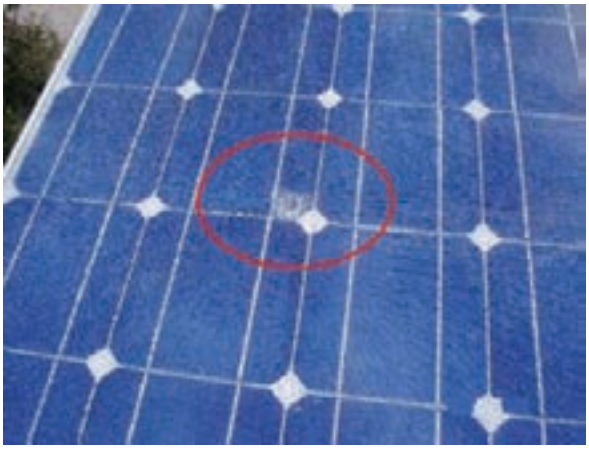


Figura 10.2 – Módulo com o vidro quebrado

- Medir as tensões nas saídas dos arranjos observando se há qualquer alteração nos valores esperados, o que é indício de algum problema (conexão frouxa, módulo sujo, opaco ou quebrado);
- Impedir que qualquer tipo de sombreamento possa atingir a superfície dos módulos, diminuindo a geração de energia do arranjo. A figura 10.3 mostra módulos fotovoltaicos instalados em região de sombra.

Figura 10.3 – Módulos instalados em região de sombreamento

10.2 Sistema Eólico

O sistema eólico é bastante robusto e de simples manutenção. De um modo geral, a manutenção básica é apenas visual do estado de conservação dos cabos e atracações da torre do aerogerador; a figura 10.4 ilustra essa situação.

Figura 10.4 – Inspeção dos cabos e atracação da torre do aerogerador

É importante verificar o funcionamento da lâmpada de sinalização aérea da torre. Além disso, deve-se:

- Verificar o bom funcionamento do retificador, garantindo que a energia gerada chegue ao banco de baterias;

- Verificar o funcionamento adequado do sistema de freio e leme, para perfeita operação em caso de ventos muito fortes;
- Observar o período de manutenção do aerogerador, conforme indicado pelo fabricante.

10.3 Grupo Gerador a Diesel

10.3.1 Aspectos Técnicos de Operação dos Grupos Geradores em Sistemas Isolados

Os grupos geradores são amplamente empregados em zonas rurais e em sistemas isolados da rede de energia elétrica. Na região amazônica existem muitas localidades que fazem uso desse tipo de equipamento.

A instalação dos grupos geradores na maioria das vezes é feita pela empresa que fornece a máquina, porém a operação fica a cargo de pessoas com nível técnico ou capacitadas para realizar tal tarefa.

Em muitos desses sistemas isolados, o operador não possui nível técnico, é um morador do local, e só tem conhecimento de motores porque trabalha com maquinário agrícola, embarcações.

Diante desse fato, torna-se necessário capacitar pessoas do local para operar o grupo gerador, repassando as informações relacionadas com as etapas de partida e parada do motor, verificação das grandezas elétricas tais como tensão, corrente, freqüência, e os cuidados que se deve ter com a ventilação do local, as partes girantes, o ruído, os terminais da bateria do motor de partida, dentre outros.

Figura 10.5 – Verificação do nível do óleo lubrificante

10.3.2 Operação e Manutenção Periódica dos Grupos Geradores

Os grupos geradores apresentam diversos itens a serem observados na sua operação e manutenção. A operação e a manutenção de qualquer grupo gerador a diesel devem seguir as recomendações do fabricante. Entretanto, algumas ações são comuns a todos os casos, tais como:

- Observar o número de horas de operação para troca de filtro e óleo lubrificante. A figura 10.5 ilustra a verificação do nível de óleo do grupo gerador.
- Observar algum tipo de ruído atípico;

Figura 10.6 – Verificação do fluido do radiador

- Observar e, se necessário, completar o f uido do radiador antes de acionar a máquina. A figura 10.6 mostra o radiador a ser verificado;
- Observar desgastes de correias, caso existentes;
- Manter o tanque de combustível abastecido, especialmente quando o grupo diesel operar automaticamente;
- Lubrificar as partes indicadas pelo fabricante;
- Registrar as ações realizadas nas manutenções em livro próprio;
- Realizar a inspeção, pelo menos de ano em ano, no estator e no rotor do gerador elétrico, a fim de verificar desgastes na isolação dos condutores que constituem os enrolamentos, e que pode ser provocado pela elevada umidade e/ou salinidade do local.

Figura 10.7 – Terminais da bateria e conexão dos cabos

10.4 Sistema de Armazenamento de Energia

No que diz respeito à operação, nada há a dizer. Entretanto, manutenção rotineira de caráter preventivo deve ser realizada. Neste aspecto, deve-se:

- Completar o nível de água ou de solução das baterias, quando for o caso;
- Observar algum tipo de ruído atípico (chiado) ou perda de solução nas baterias;
- Verificar apertos nos terminais das baterias, mantendo-os limpos e, de preferência, engraxados. A figura 10.7 ilustra esses terminais com as conexões dos condutores elétricos;
- Verificar existência de oxidação nos cabos de conexão. Lixá-los e retirar a parte oxidada pode resolver o problema. Caso contrário, deve-se substituir o cabo;
- Verificar as tensões das baterias do banco e efetuar sua troca conforme o tempo especificado pelo fabricante, ou quando as tensões estiverem abaixo do mínimo especificado;
- Manter as baterias isoladas do piso.

Uma observação que deve ser feita, devido ao fato de ser comum em sistemas que possuem bancos de baterias, é o cuidado para não retirar as baterias do banco para utilizá-las para outras finalidades, como embarcações, automóveis, pois essa ação, além de comprometer o banco de baterias, prejudica a vida útil daquelas que foram retiradas.

10.5 Sistema de Condicionamento de Potência

Os inversores e controladores de carga constituem o que se conhece por sistema de condicionamento de potência. Recomenda-se:

- Verificar as sinalizações dos LEDs e alarmes sonoros nos controladores de carga e inversores;
- Verificar possível incapacidade de carregamento do banco de baterias, devido a problemas no controlador de carga;
- Procurar por curtos-circuitos, ligações clandestinas na rede de distribuição ou mesmo excesso de demanda, quando de sucessivos desarmes do inversor.

As figuras 10.8 (a) e (b) apresentam um controlador de carga e um inversor de tensão, respectivamente.

(a)

(b)

Figura 10.8 (a) – Controlador de carga

Figura 10.8 (b) – Inversor de Tensão

10.6 Minirrede de Distribuição

Os componentes da minirrede de distribuição devem também ser verificados periodicamente, para evitar perdas desnecessárias, ou mesmo problemas mais sérios, como seccionamento de cabos, curtos-circuitos. Recomenda-se:

- Verificar o estado do posteamento. A figura 10.9 mostra um poste com o braço da luminária quebrado;

Figura 10.9 – Poste com braço da luminária danificado

- Verificar o estado dos cabos, transformadores (se houver) e isoladores;
- Podar a vegetação que possa interferir com partes da rede. Neste caso, o uso de cabos multiplexados reduz a necessidade de poda;
- Procurar por curtos-circuitos, ligações clandestinas na minirrede de distribuição ou mesmo excesso de demanda, quando de sucessivos desarmes do inversor do sistema;
- Verificar os ramais de ligação das unidades consumidoras e seus padrões de entrada, especialmente os medidores de energia. A figura 10.10 apresenta um medidor instalado em uma residência.

Figura 10.10 – Medidor de energia

10.7 Sistemas de Medição e Cobrança

Os componentes dos sistemas de medição são basicamente os medidores convencionais (eletro-mecânicos) que apresentam um disco girante e um contador de giros ou seus equivalentes eletrônicos, ou ainda aqueles utilizados em sistemas pré-pagos de energia (eletrônicos), cujas partes constituintes são o gerenciador e o medidor de energia, que podem estar em módulos separados ou em um único módulo.

Esses equipamentos são feitos para operar automaticamente, com o mínimo de intervenção humana possível, para que não haja o comprometimento da medição. Para o medidor eletro-mecânico é possível consultar o consumo fazendo a leitura do contador de giros e para o medidor eletrônico pode-se ler o seu mostrador; para os medidores do sistema pré-pago, pode-se ainda obter data, hora, energia consumida e quantidade de energia restante, além de inserir créditos no medidor através do cartão de energia que pode ser reutilizável ou não.

Recomenda-se que esses equipamentos sejam instalados fora das residências para dificultar os furtos de energia, abrigados em caixas metálicas (caixas padrão) com pintura anticorrosiva e estanqueidade contra entrada de água da chuva.

Na parte frontal deve-se disponibilizar uma área de vidro para que se possa visualizar o disco e o contador de giros no caso de ser eletro-mecânico, assim como visualizar o mostrador e acessar através da portinhola algumas funções caso seja o medidor eletrônico.

Na figura 10.11 pode-se visualizar os dois tipos de caixa geralmente utilizados, onde a caixa da esquerda é usada para proteger medidores eletro-mecânicos e a da direita serve para o medidor eletrônico.

Figura 10.11 – Caixas padrão para medidor eletro-mecânico e eletrônico

Com relação à manutenção, devem-se observar alguns aspectos tais como:

- Verificar o estado da caixa padrão, observando se a mesma está danificada, o vidro está quebrado, apresenta oxidação.
- Verificar se o disco e o contador de giros do medidor eletro-mecânico estão funcionando;
- Verificar se o visor está ligado e os LEDs do medidor eletrônico estão operando;
- Fazer a limpeza dos contatos do medidor eletrônico que fazem a conexão com o cartão de energia;
- Inspecionar os contatos elétricos do medidor para verificar se estão oxidados;

- Inspecionar os cabos elétricos conectados nos contatos do medidor, para verificar se não existem folgas que possam ocasionar a interrupção do fornecimento de energia ou até mesmo um curto-circuito.

A cobrança da energia consumida, em localidades que apresentam os sistemas de medição comentado anteriormente, pode ser feita de duas maneiras.

Pelo método convencional onde os medidores são eletro-mecânicos e existe a necessidade de um leiturista que vá até o local e obtenha os dados referentes aos consumos das residências; em seguida são emitidos os boletos (conta de energia) e enviados para os consumidores para que seja paga a energia consumida em determinado período de tempo.

Pelo método que está sendo utilizado atualmente em projetos pilotos de eletrificação de comunidades em áreas isoladas, que é denominado de sistema pré-pago de energia, onde o consumidor adquire um cartão contendo créditos de energia e insere esses créditos no sistema de medição, a fim de poder consumir a energia elétrica. Esse método é muito parecido com os sistemas pré-pagos utilizados na telefonia móvel.

Para realizar a operação desses cartões deve-se ter o cuidado para não arranhar, dobrar, molhar ou sujar o chip, pois é através dele que é feita a leitura e a inserção dos créditos no sistema de medição. A sua manutenção é basicamente a limpeza do chip com um pano seco e limpo. A figura 10.12 ilustra o cartão e o *chip* (em destaque) utilizado para inserir créditos no sistema de medição.

Figura 10.12 – Ilustração do cartão utilizado em sistemas pré-pago

11 Segurança em Sistemas Híbridos

Quando se trabalha com sistemas de energia elétrica é extremamente importante obedecer a normas básicas de segurança. Ainda que os níveis de tensão e corrente sejam considerados baixos, não se devem subestimar os danos que a eletricidade pode trazer ao ser humano, sendo os mais graves aqueles causados pelo choque e o arco elétrico.

Deve-se estar alerta sobre os perigos associados à eletricidade, de forma que sejam controlados ou eliminados, tanto na fase de instalação do sistema quanto na execução das tarefas de operar e dar manutenção ao mesmo.

Diferentemente da ação do calor, frio ou ruído, o efeito da eletricidade só é percebido quando a corrente elétrica já está atravessando o corpo humano, o que pode ser fatal. O homem apresenta um limite inferior, conhecido como Limiar de Percepção, sendo normalmente a intensidade da corrente elétrica que sensibiliza o corpo humano a partir de 1 mA para corrente alternada e 5 mA para corrente contínua. Correntes acima de 20 mA, aplicadas ainda que por períodos curtos, e atravessando órgãos vitais do ser humano, podem deixar seqüelas ou levá-lo ao óbito.

A figura 11.1 e a tabela 11.1 apresentam as zonas de tempo e seus efeitos no corpo humano relacionadas à passagem da corrente alternada senoidal (tempo × intensidade da corrente) na faixa de 15 a 100 Hz. Na figura 11.2 e tabela 11.2, são apresentados as zonas de tempo e seus efeitos no corpo humano relacionadas à passagem da corrente contínua.

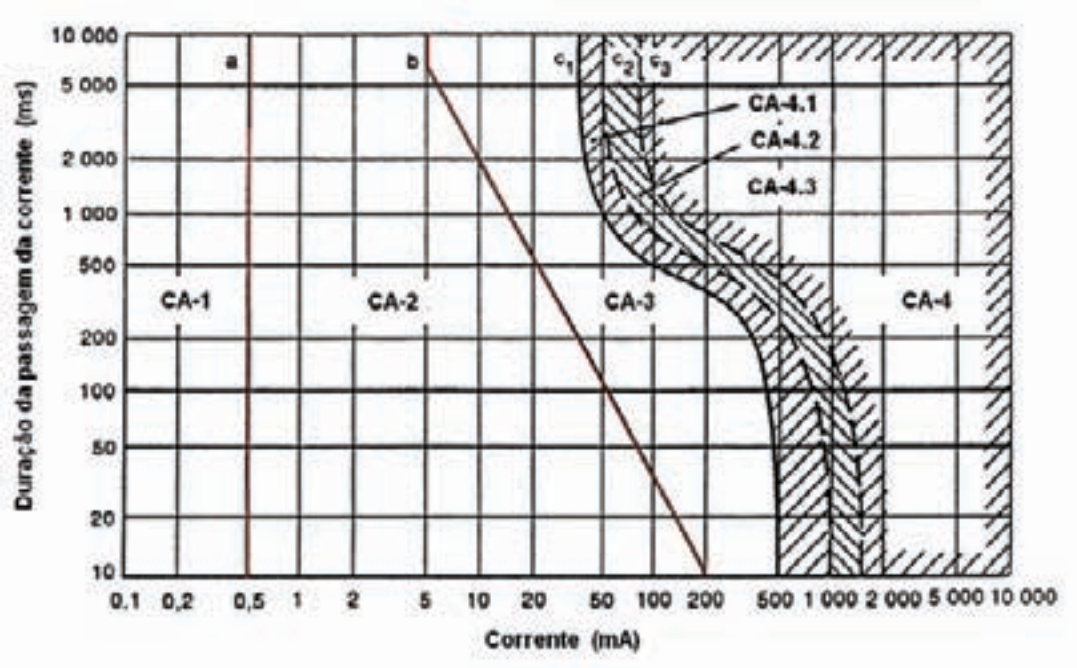


Figura 11.1 – Zonas convencionais de tempo × intensidade da corrente: efeitos das correntes CA (15 a 100 Hz). Fonte: IEC 2005

Designação da zona		Limites da zona	Efeitos no corpo humano
Zona 1	CA-1	Até 0,5 mA – linha a	Normalmente sem reação.
Zona 2	CA-2	0,5 mA até linha b*	Normalmente nenhum efeito patofisiológico prejudicial.
Zona 3	CA-3	Linha b até curva c1	Normalmente nenhum dano orgânico é esperado. Probabilidade de contrações musculares e dificuldade de respiração para durações de passagem de corrente superiores a 2 s. Aumentando a intensidade da corrente e o tempo, podem ocorrer perturbações reversíveis de formação e condução de impulsos no coração, inclusive fibrilação do átrio e parada cardíaca passageira, sem fibrilação ventricular.
Zona 4	CA-4	Acima da curva c1	Aumentando a intensidade e o tempo, podem ocorrer efeitos patofisiológicos perigosos, como parada cardíaca, parada respiratória e queimaduras severas, além dos efeitos da Zona 3.
	CA-4.1	Entre as curvas c1 e c2	Probabilidade de fibrilação ventricular até aproximadamente 5%.
	CA-4.2	Entre as curvas c2 e c3	Probabilidade de fibrilação ventricular até aproximadamente 50%.
	CA-4.3	Além da curva c3	Probabilidade de fibrilação ventricular acima de 50%.

Tabela 11.1 – Zonas de efeitos das correntes CA (15 a 100 Hz) no corpo humano

* Para durações de passagem de corrente inferiores a 10 ms, o limite para corrente do corpo, para a linha b, permanece constante a um valor 200 mA
Fonte: ELETRICIDADE MODERNA, 2007

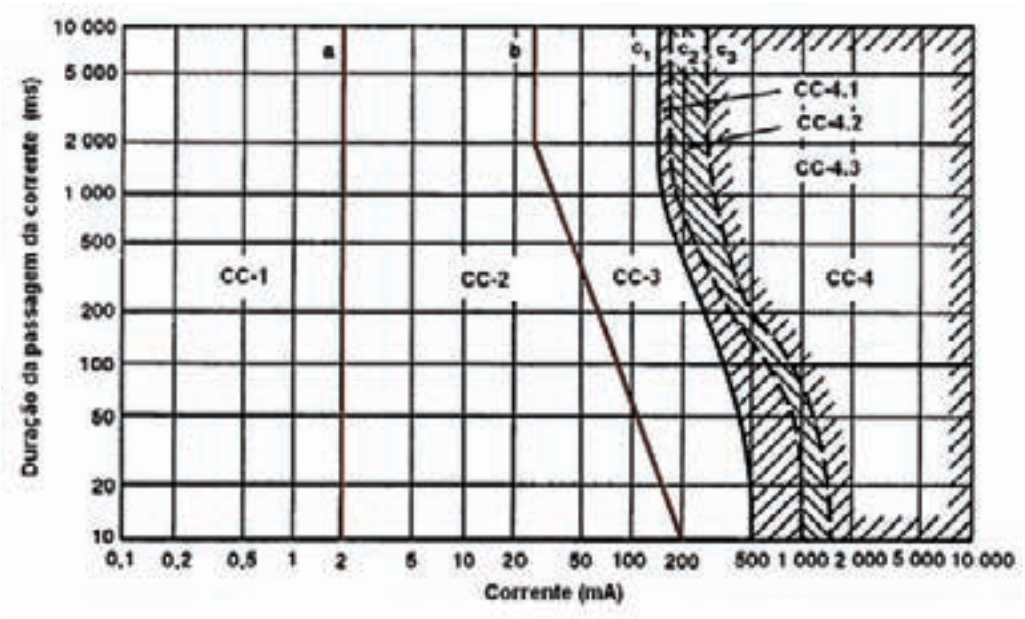


Figura 11.2 – Zonas convencionais de tempo × intensidade da corrente: efeitos das correntes CC. Fonte: IEC 2005

Designação da zona		Limites da zona	Efeitos no corpo humano
Zona 1	CC-1	Até 2 mA – linha a	Normalmente sem reação. Ligeira sensação de picada no estabelecimento ou interrupção da corrente.
Zona 2	CC-2	2 mA até linha b*	Normalmente nenhum efeito patofisiológico prejudicial.
Zona 3	CC-3	Linha b até curva c1	Normalmente nenhum dano orgânico é esperado. Aumentando a intensidade da corrente e o tempo, podem ocorrer perturbações reversíveis de formação e condução de impulsos no coração.
Zona 4	CC-4	Acima da curva c1	Aumentando a intensidade e o tempo, podem ocorrer efeitos patofisiológicos perigosos, como por exemplo, queimaduras severas, além dos efeitos da Zona 3.
	CC-4.1	Entre as curvas c1 e c2	Probabilidade de fibrilação ventricular até aproximadamente 5%.
	CC-4.2	Entre as curvas c2 e c3	Probabilidade de fibrilação ventricular até aproximadamente 50%.
	CC-4.3	Além da curva c3	Probabilidade de fibrilação ventricular acima de 50%.

Tabela 11.2 – Zonas de efeitos das correntes CC no corpo humano

* Para durações de passagem de corrente inferiores a 10 ms, o limite para corrente do corpo, para a linha b, permanece constante a um valor de 200 mA
Fonte: ELETRICIDADE MODERNA, 2007

Os efeitos das perturbações no organismo humano quando este é percorrido por uma corrente elétrica (choque elétrico) [KINDERMANN, 2005] e seus graus de risco variam e dependem de: a tensão elétrica aplicada; o percurso da corrente elétrica pelo corpo; a intensidade da corrente elétrica; o tempo de duração do choque elétrico; a área de contato do choque elétrico; a pressão do contato; o tipo de corrente do choque elétrico; a freqüência da corrente elétrica; o espraiamento da corrente de choque pelo corpo; as condições da pele do indivíduo; a região do choque no corpo; a constituição física do indivíduo; o estado de saúde do indivíduo, quanto às condições orgânicas e psicológicas; entre outras condições do corpo do indivíduo.

Os efeitos que a corrente de choque pode produzir no corpo humano são: contrações musculares; tetanização dos músculos; aquecimento dos músculos, órgãos e sangue; queimadura dos ossos, músculos, órgãos; asfixia; parada respiratória; parada cardíaca; fibrilação ventricular do coração; eletrólise do sangue; perturbação do sistema nervoso; prolapso em órgãos ou músculos; entre outros.

Acidentes em sistemas com eletricidade podem também provocar a formação de arcos elétricos com elevada liberação de energia sob alta temperatura. A ocorrência do arco elétrico está baseada na passagem da corrente elétrica entre dois condutores ou eletrodos, tendo como meio ionizado geralmente o ar, e depende da tensão entre os condutores, da distância entre eles e da condutividade do meio.

O arco elétrico pode ser ocasionado por situação controlada, como em soldas elétricas e

fornos a arco, por ações de ligar/desligar um interruptor ou chave (pequena liberação de calor, através de faísca) ou por situação indesejável, caracterizando uma falha elétrica.

A falha elétrica com formação de arco em equipamentos elétricos, pode surgir em conseqüência de mau contato; acúmulo de impurezas e corrosão; depreciação da isolação; defeito de fabricação de componentes e equipamento; mau dimensionamento; instalação, manutenção e operação inadequadas; contatos acidentais ou inadvertidos de ferramentas ou quedas de peças soltas durante manobras. Portanto, medidas de proteção contra arcos voltaicos devem ser tomadas e, como observado, a maioria das falhas para o surgimento do arco é conhecida, sendo possível tomar ações preventivas.

Durante a ocorrência de um arco com liberação de grande quantidade de calor e em uma eventualidade de uma pessoa estar presente sem equipamento de proteção adequado, o arco poderá provocar a queima da roupa e ferir a pessoa gravemente, podendo levá-la à morte por queimadura. Além do calor, o arco libera partículas de metais ionizadas que podem conduzir correntes, provocar deslocamento de ar com aparecimento de alta pressão prejudicial ao sistema auditivo, emitir raios ultravioletas prejudiciais à visão, e liberação de gases tóxicos resultantes da combustão dos materiais envolvidos [TOMIYOSHI, 2004].

11.1 Recomendações Gerais

Em se tratando da segurança em sistemas híbridos de geração de energia, devem-se redobrar os cuidados, porque várias são as fontes e equipamentos envolvidos. Um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel, por exemplo, necessita, além de padrões para segurança da vida de pessoas e animais, de procedimentos de segurança para os sistemas de geração, condicionamento e distribuição de energia elétrica, a fim de garantir o funcionamento adequado das instalações, redução das perdas de energia e preservação contra danos aos bens e ao ambiente.

Em todos os tipos de sistemas híbridos de geração de energia, os procedimentos de implantação, operação e manutenção devem ser executados apenas por pessoas devidamente treinadas para tal, segundo as normas NR 10 [MTE, 2008] e a NBR 5410, utilizando os equipamentos de proteção individual (EPI) apropriados para cada função ou coletivos (EPC), dependendo da situação. Cartazes com orientações e placas de sinalização nas usinas ou casas de força, ou mesmo afixados nos equipamentos, descrevendo os riscos potenciais e os procedimentos a serem seguidos, devem ser dispostos em locais de fácil visibilidade. Recomenda-se a adoção de sinalização de segurança, destinada à advertência e à identificação, obedecendo ao disposto na NR 26 – Sinalização de Segurança [MTE, 2008a].

Manuais básicos de segurança, operação e manutenção também devem estar disponíveis nas usinas, para uso dos responsáveis pelo sistema. Estojos de primeiros socorros e de combate a incêndios devem ser disponibilizados aos usuários. É importante também que:

- Os procedimentos de instalação, operação, e manutenção sejam feitos sempre por pelo menos duas pessoas, facilitando o socorro, caso necessário;
- Os improvisos sejam evitados, tais como bypass de equipamentos de segurança e controle, ligações com materiais fora dos padrões de segurança (exposição de emendas de cabos, ou sua inadequada isolação, cabos com bitolas inadequadas, uso de ferramentas inadequadas;

- Os equipamentos de proteção devem ser mantidos em bom estado de conservação;
- Seja realizado um correto dimensionamento do sistema de aterramento, dos dispositivos de proteção contra choque elétrico, sobrecargas e curtos-circuitos, e do sistema de proteção contra descargas atmosféricas;
- Os locais de trabalho, usinas e áreas de instalação dos equipamentos, estejam limpos, com iluminação adequada, livres de líquidos inf amáveis e objetos que possam causar curtos-circuitos;
- Os instaladores e operadores do sistema estejam familiarizados com as medidas de segurança a serem tomadas e terem suficiente habilidade para realização do trabalho;
- Seja realizada uma vistoria constante nas instalações, conforme um plano de manutenção do sistema, a fim de manter a segurança nas mesmas;
- Sejam observadas as normas técnicas vigentes.

11.2 Geração Fotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos, em geral, operam com um conjunto de módulos fotovoltaicos, associados em série e/ou paralelo – formando um arranjo fotovoltaico. As correntes CC envolvidas na saída das associações são, muitas vezes, de valor elevado, o que requer cuidadosos procedimentos de segurança. A instalação deve estar protegida contra falhas de isolamento e curto-circuito, e as ligações dos cabos elétricos têm de ser executadas cuidadosamente.

Os arranjos fotovoltaicos podem ser instalados em estruturas metálicas, ou de madeira, sobre o solo, dispostos sobre telhados, ou ainda funcionando como o próprio telhado de um prédio. Por este motivo, devem estar isolados, como por exemplo através de cercas, ou afastados de vias de circulação de pessoas, além de serem dotados de um bom sistema de aterramento.

Outros equipamentos que podem constituir o sistema fotovoltaico, como controladores de carga, e inversores, devem ser mantidos abrigados em prédio, para proteção das pessoas e dos próprios equipamentos.

De modo geral, não importando o tamanho do sistema fotovoltaico, é importante que:

- Não se usem jóias e adereços, especialmente metálicos, das mãos, pescoço e pulsos durante a execução de qualquer serviço de instalação, operação ou reparo do sistema;
- As partes energizadas sejam isoladas, quando se operar, reparar ou instalar o sistema fotovoltaico;
- Os módulos fotovoltaicos sejam cobertos com pano ou material que impeça a absorção da radiação solar pelos módulos fotovoltaicos durante procedimentos de instalação e manutenção, evitando possíveis choques elétricos;
- Sejam usados equipamentos de proteção individual apropriados, além de ferramentas com isolação adequada;
- Seja evitado na instalação o uso de materiais de cantos cortantes e situações que possam resultar em danos mecânicos;
- Atente-se para a polaridade dos condutores ao estabelecer a ligação entre eles;
- Se o sistema fotovoltaico for instalado em telhado, se adotem medidas de proteção adequadas a fim de evitar riscos de quedas durante a instalação e manutenção do sistema.

11.3 Geração Eólica

Os sistemas eólicos funcionam com um ou mais aerogeradores, de potências que começam em centenas de watts e atingem valores na faixa de megawatts, dispostos em torres treliçadas, ou estruturas tubulares metálicas ou de concreto. A altura em que os aerogeradores são instalados também é variável, ficando, em geral, na faixa de dezenas de metros. O elevado peso e tamanho das estruturas envolvidas são também bastante característicos. Considerando que as torres e aerogeradores estão sujeitos à ação dos ventos e muitas vezes do salitre, pois são instalados muitas vezes em áreas costeiras, os cuidados com a segurança devem ser prioritários, podendo-se elencar os seguintes:

- Verificação diária da iluminação de sinalização aérea na torre do aerogerador;
- Verificação mensal da tensão mecânica e existência de corrosão nos cabos de estaiamento, grampos e parafusos da torre do aerogerador, se houver;
- Verificação semestral do aperto dos parafusos das seções da torre;
- Verificação semestral da pintura anti-corrosiva da torre;
- Verificação das recomendações de segurança do fabricante do aerogerador;
- Construção de cerca ou muro, dotado de placas de alerta, isolando o perímetro onde se encontra o sistema;
- Uso de equipamento de proteção individual específico, como luvas, botas, capacete, cinturão de segurança, quando for necessário subir na torre ou operar na usina onde se encontram abrigados os equipamentos de retificação, inversão e armazenamento de energia.

Observa-se que as ações de segurança, em função da robustez do sistema eólico, concentram-se mais no campo visual, o que não minimiza a importância das mesmas.

11.4 Geração a Diesel

Os grupos geradores a diesel, quando presentes nos sistemas híbridos de geração de energia, exigem alguns cuidados relacionados à segurança, tais como:

- Construção de local adequado para armazenamento de resíduos, como o óleo lubrificante usado, de modo a não poluir o meio ambiente;
- Certificação, antes da instalação, que o piso suporta sem riscos o peso dos equipamentos;
- Verificação do sistema de exaustão de gases liberados pelo grupo diesel;
- Evitar se aproximar das partes móveis do grupo gerador, para evitar graves acidentes, como, por exemplo, o escalpamento;
- Uso de equipamento de proteção individual, especialmente auricular, quando o equipamento estiver operando.

11.5 Condicionamento de Potência

Os inversores, controladores de carga e retificadores, quando estiverem presentes, devem ter como princípio para a segurança de usuários e dos próprios equipamentos, alguns requisitos como:

- Colocação de placas ou cartazes sinalizando os níveis de tensão envolvidos e alerta sobre os riscos envolvidos;
- Aterramento das carcaças dos equipamentos;
- Verificação periódica de conexões dos cabos de entrada e saída de energia;
- Nunca operar o equipamento com as portas dos gabinetes abertas, ou proceder a rotinas de manutenção com o equipamento energizado;
- Durante as manutenções, impedir a energização acidental do equipamento através de dispositivos de segurança adequados;
- Observar as recomendações específicas dos fabricantes de cada equipamento.

11.6 Armazenamento de Energia

Quando o sistema híbrido for dotado de um banco de baterias, deve-se observar a NBR15389 (Bateria de Chumbo-ácida estacionária regulada por válvula: Instalação e Manutenção) [ABNT, 2006] e que:

- No processo da instalação das baterias, as chaves apropriadas sejam utilizadas e que tenham cabo com isolação, ou aquele que executa a ação utilize, pelo menos, luvas com isolação adequada;
- As chaves usadas sejam curtas para evitar fechar um curto-circuito entre os terminais das baterias;
- Ao realizar o aperto de um cabo em um terminal de bateria, cobrir o outro terminal com material isolante, evitando um possível curto-circuito entre os terminais;
- Existam chaves seccionadoras, ou disjuntores adequados, que possam desconectar o banco de baterias do sistema de geração e da carga, quando os procedimentos de manutenção, limpeza e troca, forem executados;
- O banco de baterias seja instalado em lugar abrigado do tempo, mas que permita a circulação de ar, evitando o acúmulo de gases liberados nos processos químicos que acontecem nas mesmas, e reduzindo sua temperatura de operação;
- Em hipótese alguma, sejam usados objetos que produzam fogo ou faíscas próximo das baterias;
- Não permitir o contato direto com a pele de qualquer solução que eventualmente venha a vazar das baterias;
- Não se descartem as baterias usadas em locais que comprometam o meio ambiente;
- As conexões entre as baterias e com os sistemas de geração e carga utilizem cabos com bitolas adequadas, reduzindo as perdas e a queda de tensão, evitando possíveis incêndios por elevação da temperatura dos cabos, além de sua capacidade.

Embora a norma NR 10 considere os sistemas em corrente contínua abaixo de 120 V como de extra-baixa tensão, e não seja aplicável a instalações elétricas alimentadas por extra-baixa tensão, deve-se observar as medidas de segurança estabelecidas nessa norma nos trabalhos envolvendo eletricidade no lado CC. Ressalta-se que muitos dos sistemas híbridos de pequeno porte operam com tensão do barramento CC abaixo de 120 V. Deve-se ter especial atenção no momento de realizar as conexões do banco de baterias durante a montagem e manutenção do mesmo, como também evitar a queda ou toque acidental de objetos metálicos entre os terminais do banco, a

fim de evitar um curto-circuito, pois a corrente elétrica nesta situação é bastante elevada, o que pode ocasionar queimaduras graves.

11.7 Minirrede de Distribuição

Em relação aos cuidados que devem ser tomados durante a instalação e a manutenção da minirrede de distribuição alimentada pelo sistema híbrido, estes são basicamente os mesmos que os de uma rede de distribuição convencional. Dessa forma, destacam-se aqui apenas alguns procedimentos básicos.

Quando da instalação da rede, as ações realizadas são a colocação do posteamento, fixação dos isoladores, lançamento dos cabos e colocação dos transformadores, caso existam. Neste caso, os cuidados a serem tomados referem-se basicamente àqueles com obras civis, uma vez que a rede só será energizada posteriormente.

Já durante procedimentos de operação e manutenção, a rede poderá ser ou não desenergizada, dependendo do caso. Para ligação de novos consumidores, ou troca de medidores de energia, por exemplo, pode-se executar o trabalho sem desligar a rede, tomando-se apenas o cuidado de utilizar os equipamentos de proteção individual já mencionados nos itens anteriores, e ferramentas com isolamento para proteção contra choques elétricos e evitar curto-circuito. No caso de troca de postes, isoladores, transformadores, ramais de cabos, ou outra manobra de maior porte, a rede deverá ser desligada. Em sistemas híbridos onde existirem subsistemas distribuídos ao longo da rede, deve-se tomar o cuidado de verificar se todos os subsistemas foram devidamente desconectados da mesma, para evitar situações de ilhamento, com conseqüente risco aos executores da manutenção.

12 Análise Econômica Aplicada a Sistemas Híbridos

12.1 Considerações Iniciais

O desenvolvimento de uma análise econômica criteriosa sobre qual, entre dois ou mais tipos de sistemas de geração de eletricidade, é o melhor para se investir, ou simplesmente se a instalação irá auferir lucros, deve considerar as figuras de mérito econômico-financeiro, os custos de investimento inicial e de operação e manutenção (O&M), a vida útil dos equipamentos e, principalmente, o custo da energia elétrica gerada.

12.2 Diagrama de Fluxo de Caixa

O diagrama de f uxo de caixa é um gráfico que apresenta, de forma ordenada e objetiva, todas as receitas e despesas de cada uma das opções consideradas na análise econômica. A figura 12.1 apresenta um exemplo de diagrama de f uxo de caixa, onde o eixo horizontal representa o tempo, sendo o número sobre esse eixo referente sempre ao fim do período considerado (dia, mês, ano). As setas apontando para cima indicam as receitas (R), enquanto as setas para baixo indicam as despesas (D). O diagrama de f uxo de caixa da figura abaixo se aplica a sistemas híbridos para geração de eletricidade, por apresentar elevado investimento inicial, despesas anuais constantes menores que as receitas, e despesas esporádicas mais elevadas, relativas à substituição de equipamentos.

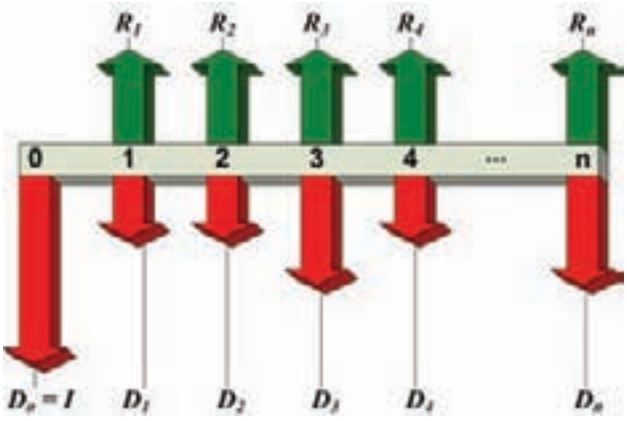


Figura 12.1 – Exemplo de um diagrama de fluxo de caixa

Normalmente considera-se que a despesa realizada no período o refere-se ao investimento inicial (D_o = I), e que nesse período não há verificação de qualquer receita. O caixa líquido do projeto é

definido como a diferença entre as receitas e as despesas verificadas ao fim de cada período.

12.3 Valor Temporal do Dinheiro

Algumas características típicas de análises financeiras, como as vantagens e as desvantagens da antecipação de pagamentos ou de recebimentos de uma quantia durante determinado período de tempo, fazem surgir a necessidade da criação de uma relação de equivalência entre um valor monetário no presente e um valor monetário no futuro. Para isso, deve-se conhecer o valor envolvido, o período de tempo associado a ele, e uma taxa percentual de retorno esperada (taxa de juros, ou taxa de desconto).

A equação (12.1) mostra a equivalência entre um valor presente (VP) e um valor futuro (VF), separados por um intervalo de tempo dividido em n períodos, sendo aplicada uma taxa de juros qualquer (i).

$$VP = VF \frac{1}{(1+i)^n} . \qquad \text{equação 12.1}$$

Esta equação pode ser modificada para se obter o valor futuro relacionado com uma quantia no presente, resultando em

$$VF = VP(1+i)^n . \qquad \text{equação 12.2}$$

Outro conceito também associado à variação do dinheiro com o tempo é o de anuidades (a), que são definidas como séries de pagamentos ou recebimentos que ocorrem ao longo do tempo de análise de um projeto. Normalmente, considera-se a anuidade do tipo temporal de duração limitada, com todos os seus termos iguais entre si e exigíveis desde o primeiro período, sendo seu pagamento realizado sempre no fim de cada período.

As equações (12.3) e (12.4) apresentam, respectivamente, cálculos de valor presente e valor futuro associados a uma anuidade.

$$VP_a = a \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}, \qquad \text{equação 12.3}$$

$$VF_a = a \frac{(1+i)^n - 1}{i}, \qquad \text{equação 12.4}$$

Na prática, o que ocorre na maioria dos projetos analisados durante considerável período de tempo é a verificação de um investimento inicial, de anuidades uniformes atuando como receitas ou despesas, além de outros pagamentos e recebimentos não uniformes dispostos ao longo do tempo de análise do projeto. Os custos não uniformes trazidos ao presente (CNU), recebidos ou pagos, podem ser obtidos através da equação (12.5).

$$CNU = \frac{\text{Valor } 1}{(1+i)^1} + \frac{\text{Valor } 2}{(1+i)^2} + \ldots + \frac{\text{Valor } n}{(1+i)^n}, \qquad \text{equação 12.5}$$

12.4 Horizonte de Planejamento e Atratividade Financeira

A decisão pelo horizonte de planejamento de um projeto pode depender de vários fatores, como a capacidade financeira do investidor, a política de investimento adotada, entre outros. Outra forma, mais simples, de se definir o horizonte de planejamento do projeto é considerá-lo como o maior tempo de vida útil dentre todos os equipamentos do sistema. Também existe a ´pssibilidade de considerar o prazo de 25 anos, utilizado pela ANEEL para os cálculos da empresa de referência em empreendimentos para produção de eletricidade.

Quando duas ou mais possibilidades são comparadas, consideram-se duas opções básicas de horizontes de planejamento: com tempos iguais para cada uma delas as alternativas e com tempos diferentes entre as mesmas. No caso de escollhas com tempos de vida útil diferentes, e analisadas sob um mesmo horizonte de planejamento, supõem-se reposições, quantas forem necessárias, dos equipamentos com vidas úteis mais curtas, para que o sistema opere normalmente até o fim do período considerado.

Um fator fundamental para tornar um investimento atrativo financeiramente a um proprietário de capital é a taxa de juros empregada na análise. Cada investidor deve optar por uma taxa mínima disponível para aplicação do capital, levando em consideração o grau de risco empregado. Essa taxa é conhecida como taxa mínima de atratividade (TMA) e, a partir daqui, substitui a taxa de juros i, apresentada anteriormente.

12.5 Indicadores Financeiros

12.5.1 Valor Presente Líquido

O critério do valor presente líquido (VPL) é um dos mais difundidos dentre os indicadores financeiros mais comuns. Seu principal atrativo é a facilidade de compreensão e desenvolvimento da análise, que consiste basicamente em se concentrar todos os custos presentes no f uxo de caixa de um projeto no período zero, fazendo uso da TMA.

Este método é baseado nas equações (12.3) e (12.5), que representam séries de valores futuros trazidos ao presente. A associação das duas equações aplicadas à TMA, somada ao investimento inicial (I), resulta no equacionamento do método do VPL apresentado pela equação (12.6).

$$VPL = I + CNU + \sum_{j=1}^{n} VP_a \,. \qquad \text{equação 12.6}$$

Um exemplo de aplicação do método do VPL pode ser verificado em uma situação onde o proprietário do capital invista em certa alternativa que, além do investimento inicial, apresente ao longo do horizonte de planejamento receitas e despesas distribuídas sob formas de anuidades e custos não uniformes. A solução para a análise seria a utilização da equação (12.6) para o cálculo dos desembolsos, e a utilização de outra equação, semelhante à (12.6), sem o termo I, para o cálculo das receitas. O VPL do projeto seria, então, a diferença entre o VPL das receitas e o VPL das despesas. Uma solução análoga seria a utilização apenas da equação (12.6), considerando f uxo de caixa líquido, representando as despesas por sinais negativos, inclusive o investimento

inicial, e as receitas por sinais positivos. Em ambas as soluções, a conclusão alcançada é que o negócio é atrativo se VPL > 0, não é atrativo se VPL < 0, e é indiferente se VPL = 0. A tabela 12.1 exemplifica o caso supracitado.

Período (k)	Receitas (R)	Despesas (D)	Caixa líquido (CL)
0	0	I	–I
1	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$	$a_{(R)} - a_{(D)}$
2	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$, $CNU2_{(D)}$	$a_{(R)} - (a_{(D)} + CNU2_{(D)})$
3	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$	$a_{(R)} - a_{(D)}$
4	$a_{(R)}$	$a_{(D)}$	$a_{(R)} - a_{(D)}$
5	$a_{(R)}$, $CNU_{5(R)}$	$a_{(D)}$, $CNU_{5(D)}$	$(a_{(R)} + CNU_{5(R)}) - (a_{(D)} + CNU_{5(D)})$

$$VPL = VPL_{(R)} - VPL_{(D)}$$

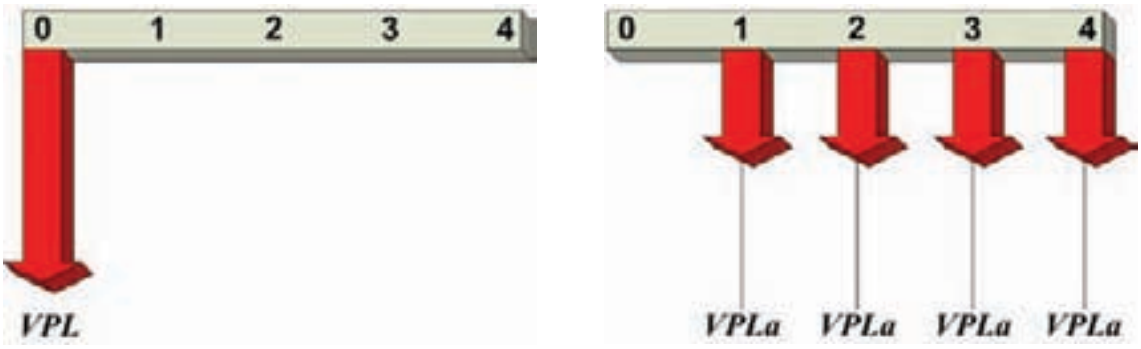
$$VPL = \left(\frac{CNU_{5(R)}}{(1+TMA)^5} + VP_{a(R)}\right) - \left(I + \frac{CNU_{2(D)}}{(1+TMA)^2} + \frac{CNU_{5(D)}}{(1+TMA)^5} + VP_{a(D)}\right)$$

Tabela 12.1 – Cálculo do VPL através do fluxo de caixa

Uma variação do método do VPL é o método do valor presente líquido anualizado (VPLa), que nada mais é do que o valor médio do VPL distribuído ao longo de todos os períodos considerados no horizonte de planejamento. Este método é utilizado quando o investidor tem preferência por interpretar o ganho de capital por período. A equação (12.7) apresenta o método de cálculo do VPLa.

$$VPLa = VPL\,\frac{TMA\,(1+TMA)^n}{(1+TMA)^n - 1}. \qquad \text{equação 12.7}$$

Os dois diagramas de f uxo de caixa da figura 12.2 apresentam uma mesma análise sob duas formas distintas. Uma em termos do VPL (a) e outra em termos do VPLa (b) de um projeto qualquer, considerando a existência apenas de despesas durante os 4 períodos.



(a) (b)

Figura 12.2 – Fluxos de caixa representados em termos de: (a) VPL; (b) VPLa

12.5.2 Índice Benefício/Custo

O índice benefício/custo (IBC) é um indicador que demonstra quanto se pode ganhar por unidade de capital investido em um negócio. É a relação entre o VPL das receitas pelo das despesas, sendo dado pela equação (12.8).

$$IBC = \left| \frac{VPL_{(R)}}{VPL_{(D)}} \right| . \qquad \text{equação 12.8}$$

Como pode ser facilmente observado, o valor do IBC será maior que 1 caso o VPL do projeto seja positivo (VPL(R) > (VPL(D)). Portanto, a referência básica do indicador IBC é que a análise do projeto merece ser continuada somente se IBC > 1.

Uma forma simples de interpretação do IBC é obtida através do seguinte exemplo: sendo IBC = 1,2; tem-se que a cada $ 1 investido, o proprietário de capital espera obter $ 1,2 ao final do horizonte de planejamento do projeto, já descontado o lucro que seria obtido caso o capital fosse aplicado à TMA. Em outras palavras, IBC = 1,2 representa que o negócio apresenta uma rentabilidade de 20% dentro do horizonte de planejamento do projeto. Essa taxa não pode ser comparada à TMA, pois o IBC contempla todo o horizonte de planejamento do projeto, enquanto que a TMA é anual.

12.5.3 Retorno Adicional sobre o Investimento

O retorno adicional sobre o investimento (ROIA) representa a rentabilidade percentual gerada pelo projeto. Conhecendo-se o valor de IBC, o ROIA pode ser calculado através da equação (12.9).

$$ROIA\ (\%) = 100\ (\sqrt[n]{IBC} - 1)\ . \qquad \text{equação 12.9}$$

O ROIA é um ganho adicional sobre a TMA. Ele ajuda o proprietário do capital a decidir se é mais interessante investir a uma TMA qualquer, com baixo risco, ou assumir o risco de investir em um negócio para se obter um ganho adicional igual ao valor do ROIA.

12.5.4 Taxa Interna de Retorno

Por definição, a taxa interna de retorno (TIR) é aquela que faz com que o VPL se iguale a zero, conforme a equação (12.10), e indica que, caso a TMA definida para o projeto seja maior que a TIR, a análise do projeto merece ser continuada.

$$0 = I + CNU + \sum_{j=1}^{N} \left(a \frac{(1+TIR)^n - 1}{i(1+TIR)^n} \right) . \qquad \text{equação 12.10}$$

Uma das principais vantagens da TIR é que ela fornece um bom indicativo sobre os riscos do projeto. Quanto mais próxima ela estiver da TMA, maior será o risco. Sua grande desvantagem é a maior complexidade de seus cálculos, uma vez que ela costuma ser normalmente calculada através de algoritmos iterativos. Outra desvantagem é que seu cálculo não se aplica a f uxos de caixa onde não haja inversão de sinal, como os apresentados na figura 12.2.

12.5.5 Tempo de Retorno de Investimento

O tempo de retorno de investimento (*payback*) é o tempo necessário para que os benefícios resultantes do negócio retornem o investimento realizado. É um bom indicador de risco, visto que à medida que o *payback* se aproxima do final do horizonte de planejamento, mais arriscado é o investimento.

Há duas formas de se calcular o retorno de um investimento: através do método do *payback* simples (pouco utilizado) e do *payback* descontado (considera em seus cálculos a variação do valor financeiro com o tempo). A equação (12.11) apresenta o método de cálculo do *payback*. Os

$$Payback = K_{CLneg} + \left(\frac{|CL_{neg}|}{CL_{pos} + |CL_{neg}|} \right), \qquad \text{equação 12.11}$$

métodos de *payback* apresentam como principal desvantagem o fato de desconsiderarem os benefícios advindos após o período do retorno.

onde k_{CLneg} é o período do último caixa líquido negativo verificado, CL_{neg} é o valor do último caixa líquido negativo e CL_{pos} é o valor do primeiro caixa líquido positivo do projeto.

Método	Vantagens	Desvantagens
VPL	Método simples, porém criterioso, por considerar o valor temporal do dinheiro. Reconhecido como um dos melhores indicadores financeiros.	Pode apresentar resultados pouco satisfatórios com relação ao risco do projeto, principalmente se a TMA não for bem definida.
IBC	Auxilia no cálculo do retorno adicional sobre o investimento.	Isoladamente, não fornece uma estimativa real de rentabilidade.
ROIA	Fornece a estimativa real de rentabilidade de um investimento.	Não indica com precisão os riscos envolvidos na análise.
TIR	Indica conjuntamente o retorno esperado e o risco de um projeto.	Soluções trabalhosas e não aplicáveis a todos os casos.
Payback	Indicador de risco de fácil interpretação.	Não considera fluxos de caixa após o instante do retorno de investimento.

Tabela 12.2 – Quadro-resumo dos indicadores financeiros analisados

A tabela 12.2 apresenta um resumo dos indicadores financeiros apresentados anteriormente, apontando suas principais vantagens e desvantagens.

12.6 Custos Associados a Sistemas Híbridos

Os custos associados a sistemas híbridos podem ser divididos em dois grupos, que são os custos de despesa e os custos de receita. Os custos de receita estão normalmente associados ao lucro obtido com a venda da energia gerada, ou a uma eventual economia resultante da redução no consumo de combustível ou de outras taxas. Já os custos de despesa podem ser relacionados aos custos de investimento inicial, custos de operação e manutenção (O&M) e custos de reposição

de equipamentos. Os custos de despesa estão assim divididos:

- Custos de investimento inicial – compreendem custos de projeto, de aquisição e transporte de materiais e equipamentos, e de instalação. A soma dos valores é representada pelo termo I nos conceitos de engenharia econômica apresentados anteriormente;
- Custos de O&M – compreendem normalmente custos fixos anuais, relacionados ao pagamento de operadores, aos gastos com combustível, com as leituras e envio de faturas, aos procedimentos periódicos de manutenção preventiva e corretiva, dentre outros. Não devem ser confundidos com os custos de reposição, que se dão pela compra de equipamentos específicos para reposição. Freqüentemente, considera-se que os custos de O&M são proporcionais ao investimento inicial, à potência nominal ou à energia elétrica anualmente gerada. A soma dos valores gastos anualmente é representada pelo conceito de anuidade. O conjunto de todas as anuidades relacionadas à operação e à manutenção do sistema durante o horizonte de planejamento do projeto, trazidas ao presente, é representada pelo termo VPa, já apresentado pela equação (12.3), considerando que o termo a corresponde a todos os gastos fixos anuais relacionados à operação e à manutenção do sistema;
- Custos de reposição de equipamentos – referem-se às substituições dos componentes principais do sistema, devido ao fim de suas vidas úteis. Pelo fato das vidas úteis possuírem caráter aleatório intrínseco, determina-se, na prática, um tempo de vida útil contábil para cada equipamento, de acordo com médias conhecidas. Assim, se o equipamento durar tempo menor do que o contábil, arca-se com prejuízo. Por outro lado, se tiver boa sobrevida além da vida contábil, aufere-se lucro. A escolha da vida útil contábil depende do risco que o investidor deseja assumir. Certamente, vidas úteis contábeis longas reduzem o custo da energia. A atitude conservadora de escolher vidas úteis contábeis curtas diminui o risco para o investidor em troca de um aumento do custo da energia para o consumidor. A soma dos custos de reposição trazidos ao presente é dada pela equação (12.12).

$$CR_P = \sum_{j=1}^{k} \left(\sum_{m=1}^{R_j} \frac{I_j}{(1+TMA)^{mTi}} \right), \qquad \text{equação 12.12}$$

onde k é o número de componentes do sistema, I_j o custo do componente j, T_j a sua vida útil contábil, e R_j o número de reposições do mesmo durante o período de análise n (horizonte de planejamento). A equação (12.12) nada mais é do que a equação (12.5) reescrita de forma compacta.

A seguir são comentados de forma detalhada os custos de investimento inicial e de O&M (despesa) e o custo da energia elétrica (receita). Os custos de reposição, por estarem relacionados aos custos de investimento inicial dos equipamentos, deslocados até o instante de substituição, são comentados juntamente com estes.

12.6.1 Custos de Investimento Inicial

- **Sistema fotovoltaico**

Os custos de investimento inicial em tais sistemas estão concentrados principalmente nos módulos fotovoltaicos. De acordo com dados do mercado nacional, estima-se que o custo dos módulos varie entre 50% a 65% do investimento inicial total do sistema fotovoltaico, dependendo basicamente da finalidade e do porte do mesmo. Esses valores são coerentes com pesquisas de mercado internacionais, que apontam para uma participação do custo dos módulos entre 45% e 55% do custo inicial total [SOLARBUZZ, 2008].

O custo de um módulo fotovoltaico está diretamente relacionado à sua potência de pico, sendo representado por $/Wp. O mercado nacional não fornece uma relação bem definida desses custos, principalmente em função da ausência de fábricas de módulos no país, fazendo com que seus custos variem bastante, e muitas vezes sem seguir a tendência internacional. Recentes pesquisas realizadas no mercado nacional, com dados obtidos de representantes de fabricantes

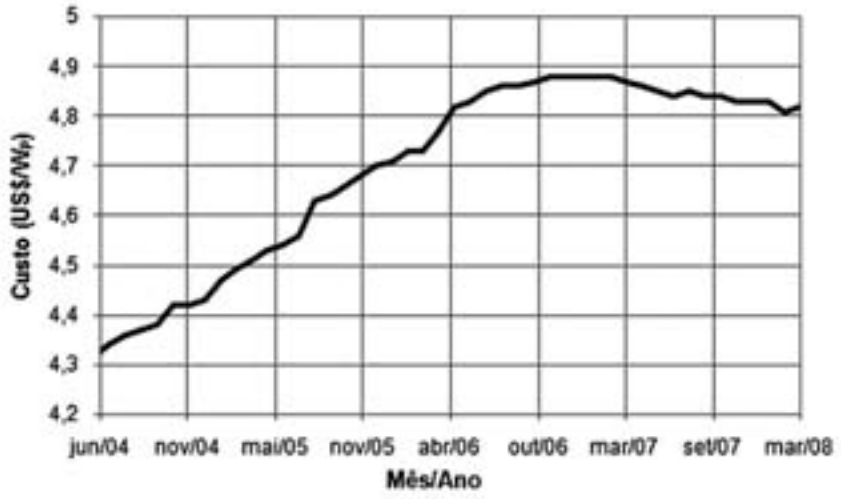


Figura 12.3 – Variação mensal do custo do Wp nos Estados Unidos

internacionais, indicam valores aproximados de R$15,00/Wp para módulos de silício mono e policristalino e R$12,00/Wp para módulos de silício amorfo.

O mercado internacional, por sua vez, possui indicadores mais bem definidos, visto que alguns países, como os Estados Unidos e o Japão, possuem instaladas diversas fábricas de módulos fotovoltaicos, e seus custos não sofrem inf uências externas, como custos de importação, variações cambiais, entre outras. Pesquisas nos Estados Unidos apontam para custos de US$4,82/Wp no final de março de 2008, para módulos de potência maior ou igual a 125 Wp. A figura 12.3 apresenta a variação do custo do Wp nos Estados Unidos de junho de 2004 a março de 2008 [SOLARBUZZ, 2008].

Além dos custos dos módulos fotovoltaicos, o custo de capital da geração fotovoltaica em sistemas híbridos compreende também custos da estrutura de sustentação dos módulos, cabeamento e acessórios, como conectores e chaves.

Custos relacionados à reposição dos módulos dificilmente são considerados em análises econômicas devido ao elevado tempo de vida útil que esses componentes apresentam. A grande maioria dos fabricantes fornece, em média, 25 anos de garantia com os módulos apresentando pouca variação em sua potência máxima fornecida. Exceção ainda é feita a alguns fabricantes de

módulos de outras tecnologias que não as de silício mono e policristalino, que informam tempos de vida útil mais curtos e com perdas mais acentuadas na potência de saída.

- **Sistema eólico**

Ao se especificar um determinado aerogerador para uma localidade, aspectos importantes como o custo do kW instalado, a disponibilidade de mercado do aerogerador e de seus equipamentos auxiliares, dentre outros, devem ser considerados.

Os custos de geração a partir da fonte eólica estão diretamente relacionados ao recurso eólico disponível no local de instalação do sistema. Esta dependência pode inclusive ser considerada mais forte que a verificada em outras tecnologias, devido à relação cúbica existente entre a potência eólica e a velocidade do vento.

Outro fator que inf uencia bastante no custo de geração de sistemas eólicos é o porte do sistema. Enquanto que a tecnologia fotovoltaica compreende uma faixa limitada de potência por módulo, os aerogeradores variam de unidades de centenas de watts a alguns megawatts, o que pode representar consideráveis variações de preços. O custo da energia gerada por sistemas de pequeno porte é sensivelmente mais alto do que o custo para os de grande porte.

Esse comportamento se deve principalmente aos custos de aquisição dos aerogeradores. Pesquisas realizadas a partir de dados do mercado internacional apontam para valores médios de aerogeradores de US$1.000/kW [ELHADIDY e SHAAHID, 2000; WINDPOWER, 2007]. Como os custos variam com o porte do aerogerador, uma faixa mais abrangente aponta para valores de até US$3.000/kW para aerogeradores de pequeno porte, atingindo custos médios da ordem de US$800/kW para aerogeradores de grande porte.

Supondo que o sistema de controle acompanhe os aerogeradores, outros custos de investimento inicial da geração eólica em sistemas híbridos são os custos da torre (com suas fundações), cabeamento e acessórios, como conectores e chaves. Torres tubulares autoportantes são mais onerosas que torres treliçadas sustentadas por cabos de aço, com os custos variando proporcionalmente à altura da torre. Torres treliçadas de ferro de 30 m de altura, muito utilizadas na instalação de aerogeradores de pequeno porte, podem ser encontradas na faixa de R$20.000,00 a 30.000,00, segundo pesquisas de mercado realizadas no início de 2008.

- **Grupos geradores**

O principal custo de investimento inicial de sistemas de geração com combustíveis fósseis está relacionado ao custo de aquisição do grupo gerador, incluindo seus acessórios. As características principais desses tipos de sistemas de geração são seus baixos custos iniciais e seus elevados custos ao longo de sua vida útil.

Caso o horizonte de planejamento do sistema não seja muito curto, fatalmente o grupo gerador deverá ser substituído. Sua vida útil depende diretamente de seu tempo de operação. Em sistemas híbridos baseados no recurso renovável, a vida útil do conjunto é prolongada; porém, operando de forma isolada e contínua, ou em sistemas híbridos baseados no recurso não renovável, apresenta drástica redução em sua vida útil.

- **Componentes auxiliares**

Os componentes auxiliares do sistema apresentam custos basicamente relacionados à sua aquisição e seus acessórios. Dentre tais equipamentos, os mais críticos são as baterias, pois requerem substituições em períodos de tempo relativamente curtos. As automotivas e estacionárias

possuem vida útil entre 2 e 4 anos, se não submetidas a condições anormais de operação. As especiais para aplicações que requerem ciclos diários de carga/descarga apresentam vida útil mais elevada; porém, seus altos custos de capital e sua indisponibilidade no mercado nacional tornam difícil o seu uso em grande parte dos sistemas.

Outros componentes, como controladores de carga e inversores, já atingiram maturidade tecnológica tal, que sua robustez e confiabilidade garantem reduzidas necessidades de reposição. O tempo médio de vida útil da maioria dos modelos desses equipamentos já atinge atualmente a faixa dos 10 anos.

Com relação aos seus custos de capital, diferentemente de módulos fotovoltaicos e aerogeradores, equipamentos como baterias, inversores e controladores de carga são fabricados nacionalmente em escalas relativamente largas, principalmente as baterias estacionárias e automotivas. Para determinadas faixas de capacidade, inversores e controladores ainda devem ser produzidos sob encomenda e não apresentam custos bem definidos. Situação semelhante é verificada para baterias especiais, ainda pouco disseminadas no Brasil.

Pesquisas baseadas em dados do mercado nacional apontam para custos de capital de baterias automotivas e estacionárias superiores a R$300,00/kWh de capacidade energética total. Os custos de inversores variam bastante com a sua capacidade. Inversores de baixas e médias potências (até 2,5 kW) apresentam custos médios de R$2.500,00/kW de potência nominal, enquanto que equipamentos com valores de potência superiores chegam a atingir R$4.000,00/kW. Já os custos de controladores situam-se na faixa de R$15,00/A.

Apenas a título comparativo, pesquisas no mercado internacional indicam custos médios de inversores de US$710,00/kW de potência nominal no início de 2008. No mesmo período, controladores de carga apresentaram custos médios de US$5,81/A [SOLARBUZZ, 2008].

12.6.2 Custos de Operação e Manutenção

Os custos de O&M de sistemas híbridos apresentam característica de baixos custos associados à geração renovável e custos mais elevados associados aos grupos geradores.

Com relação à geração fotovoltaica, sabe-se que uma das suas principais vantagens são seus baixos custos de O&M. Quando inseridos em análises econômicas, esses custos podem ser representados através de um valor percentual com relação ao custo de capital do sistema, ou valores monetários por capacidade instalada ou energia gerada ($/kW ou $/kWh). Para qualquer representação, os custos apontam para valores muito reduzidos, desde zero [BILLINTON e KARKI, 2001] até US$0,005/kWh [KELLOGG *et alii*, 1998]. Representações percentuais indicam valores inferiores a 1% do investimento ao ano, inclusive para sistemas de grande porte [KUROKAWA, 2003].

No caso da geração eólica, os aerogeradores são equipamentos robustos e, se operados adequadamente, apresentam elevada vida útil, com pequenos procedimentos de manutenção necessários. Já a torre depende das condições locais e dos procedimentos de manutenção a que ela é submetida. Em locais que apresentam altos níveis de umidade e salinidade, recomenda-se que a torre seja feita de aço galvanizado e passe por processos periódicos de manutenção, principalmente para a verificação de possíveis corrosões em sua estrutura. Condições climáticas adversas ou rotinas de manutenção inadequadas indicam a substituição da torre em períodos relativamente curtos. Os custos de O&M dos aerogeradores são superiores aos dos sistemas fotovoltaicos, principalmente em função das estruturas de sustentação (torre, cabos) e do próprio aerogerador que, devido à presença de partes móveis, deve ser submetido a uma rotina de

manutenção preventiva periódica. Os custos típicos podem variar entre US$0,01 e 0,02/kWh, ou entre 1,5% e 2% do custo do aerogerador ao ano [GIPE, 2004; KELLOGG *et alii*, 1998].

Custos de O&M mais acentuados apresentam-se como a principal desvantagem de grupos geradores, quando comparados a sistemas renováveis. Tais custos estão associados a custos de combustível (considerados como custos operacionais), troca de peças, óleos lubrificantes, revisões periódicas (custos de manutenção), entre outros. Os custos com combustível são os mais significativos. Muitas vezes, em sistemas instalados em localidades remotas, o custo do litro do combustível é ainda maior que o verificado nas cidades, devido a todo o processo de logística envolvido na aquisição e transporte do combustível ao ponto de consumo.

Outro fator que inf uencia os custos de combustível de um grupo gerador é seu carregamento. A curva da figura 12.4 ilustra a relação entre o custo de geração (cG) por kWh de um grupo gerador de 20 kW, e a carga demandada (P), supondo um custo de combustível de R$2,00/L, valor razoável para a realidade da Região Amazônica no início de 2008.

Nota-se pela análise do gráfico acima que, sob condições de baixo carregamento (carga demandada de 1 kW), o gerador a diesel apresenta custos de geração elevados, de R$3,86/kWh. Em contrapartida, em situações de carga plena, 20 kW, o custo de geração é reduzido a R$0,66/kWh.

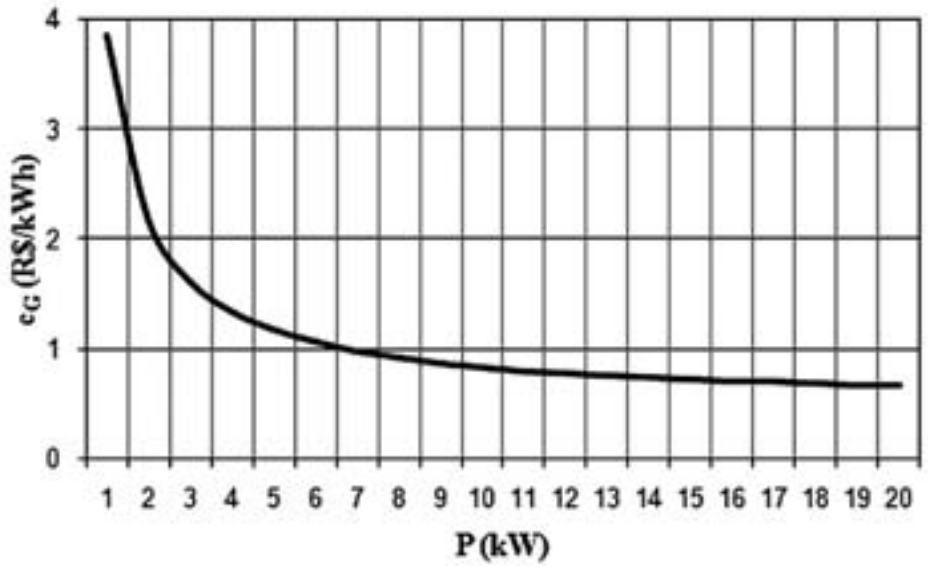


Figura 12.4 – Custo da energia gerada por um grupo gerador a diesel de 20 kW

Assim como acontece com os custos de combustível, os custos de manutenção de grupos geradores também variam bastante com o seu carregamento, além de ser inf uenciado pelo número de partidas da máquina. Entretanto, o parâmetro que mais inf uencia esses custos é o número de horas em que o gerador permanece em operação. Integrados em sistemas híbridos baseados no recurso renovável, operando de forma esporádica, os grupos geradores apresentam custos de manutenção em torno de US$0,02/kWh [BILLINTON e KARKI, 2001]. Atuando em sistemas híbridos baseados no recurso não renovável ou como única fonte de geração em sistemas isolados, se em funcionamento contínuo (24 h/dia), normalmente apresentam custos de manutenção significativamente mais elevados.

Os custos de O&M dos componentes auxiliares, excluindo as trocas do banco de baterias, são

reduzidos e podem ser associados aos custos de operação e manutenção dos sistemas fotovoltaico e eólico, já comentados.

12.6.3 Custo da Energia Elétrica

Além das despesas, já apresentadas, qualquer tecnologia de geração de energia elétrica apresenta também receitas, estando relacionadas ao lucro obtido com a venda da energia ou à economia resultante da redução no consumo de combustível ou de outras taxas. A necessidade de o investidor cobrir os custos de despesas e auferir lucro é o que determinará o custo da energia para o consumidor. Considera-se que o custo da energia elétrica gerada por um sistema é dado pela equação (12.13).

$$CE = \frac{CCVa}{E_c}\ , \qquad \text{equação 12.13}$$

onde CE é o custo da energia elétrica, CCVa é o custo do ciclo de vida anualizado do sistema, que é a denominação mais utilizada na engenharia para o VPLa, e Ec é a energia elétrica consumida no período de um ano (Δt = 8.760 h). No denominador da equação (12.13) é utilizada a energia consumida e não a gerada, porque é do consumo de energia elétrica que virão as receitas para pagar o custo do sistema. Pode-se reescrever a equação (12.13) em função do fator de carga (f_c), conforme a equação (12.14).

$$CE = \frac{CCVa}{f_c . P_c . \Delta t}\ , \qquad \text{equação 12.14}$$

onde PC é a potencia nominal da carga.

O custo do ciclo de vida anualizado, análogo ao VPLa já apresentado pela equação (12.7), é dado aqui pela equação (12.15), considerando somente as despesas, a fim de se compor os gastos para o cálculo do custo da energia. O termo (I + CRP + VPa) representa o custo do ciclo de vida (CCV) do sistema.

$$CCVa = (I + CR_P + VPa) . \left(\frac{TMA\ (1+TMA)^n}{(1+TMA)^n - 1} \right). \qquad \text{equação 12.15}$$

12.7 Estudo de Caso

Com a finalidade de facilitar o entendimento de todas as etapas citadas no presente capítulo, este item apresenta um estudo de caso sobre a viabilidade econômica de um sistema híbrido de pequeno porte hipotético, com base no VPL e no custo de energia do sistema.

Considerando que o sistema híbrido, do tipo fotovoltaico-eólico-diesel, apresente 26,7 kW de capacidade instalada, sendo 7,5 kW de geração eólica, 3,2 kWp de geração fotovoltaica e 16 kW de geração diesel-elétrica, e que atenda a uma pequena comunidade composta por 60 residências, a tabela 12.3 apresenta dados de geração e consumo do sistema, tomando como base perfis típicos verificados na região amazônica. Na seqüência, a tabela 12.4 apresenta custos de implantação estimados para o sistema.

Mês	Geração Renovável (kWh)	Consumo da carga (kWh)	Geração Diesel-elétrica (kWh)
Janeiro	1.397,18	1.550,00	152,83
Fevereiro	692,08	1.400,00	707,93
Março	919,18	1.550,00	630,83
Abril	777,91	1.500,00	722,09
Maio	846,46	1.550,00	703,54
Junho	746,58	1.500,00	753,43
Julho	910,33	1.550,00	639,68
Agosto	1.168,75	1.550,00	381,25
Setembro	1.497,05	1.500,00	2,95
Outubro	1.519,19	1.550,00	30,81
Novembro	1.450,16	1.500,00	49,84
Dezembro	1.457,55	1.550,00	92,45
Total	**13.382,42**	**18.250,00**	**4.867,63**

Tabela 12.3 – Dados de geração e consumo do sistema híbrido hipotético.

Componente	Custo (R$)
Subsistema eólico	87.500,00
Subsistema fotovoltaico	57.500,00
Banco de baterias	8.750,00
Gerador a diesel	11.250,00
Controle e supervisão	35.000,00
Acessórios	12.500,00
Rede de distribuição	17.500,00
Total	**230.000,00**

Tabela 12.4 – Custos estimados do sistema híbrido hipotético

Definido o custo de investimento inicial do sistema (I), R$230.000,00, passa-se para a definição dos demais custos e das outras variáveis de interesse. O horizonte de planejamento escolhido toma como referência o tempo do componente de vida útil mais longa do sistema, os módulos fotovoltaicos, com n sendo considerado igual a 25 anos. A taxa mínima de atratividade (TMA) é considerada igual a 12%.

Os custos de O&M (VP_a) consideram os gastos com combustível, o pagamento de operadores, os procedimentos periódicos de manutenção preventiva e as eventuais manutenções corretivas. Com relação aos custos de combustível, considerando que o grupo gerador opere com 50% de carregamento médio durante o ano (8 kW), pode-se obter o custo de geração diesel-elétrica por kWh, através da elaboração de um gráfico semelhante ao da figura 12.4, resultando em um custo, para o presente estudo de caso, de R$0,83/kWh, considerando o custo do litro do combustível igual a R$2,00. Com base na tabela 12.3, que aponta para uma geração diesel-elétrica

anual de 4.867,63 kWh, o custo com combustível médio do sistema é de R$4.040,13 ao ano. Como estimativa, somando-se a este custo os demais custos de O&M, obtém-se um valor total aproximado de R$6.000,00/ano. Utilizando a equação (12.3), com a = 6.000, i = 12 e n = 25, o termo VP_a é igual a R$47.058,83.

Por fim, os custos de reposição devem levar em consideração a vida útil dos componentes. Não são previstas substituições apenas para os módulos fotovoltaicos. Os demais componentes têm seus tempos de vida útil e número de reposições ao longo do horizonte de planejamento do projeto informados na tabela 12.5.

Componente	Tempo de vida útil estimado (anos)	Número de reposições
Aerogerador e torre	20	1
Banco de baterias	4	6
Gerador a diesel	10	2
Inversor de tensão	10	2

Tabela 12.5 – Tempos de vida útil e número de reposições de equipamentos considerados no presente caso

Fazendo uso da equação (12.12) e dos custos de investimento inicial dos equipamentos a serem substituídos, o custo de reposição total de todos os equipamentos listados na tabela acima, trazidos ao presente, é de R$43.008,23.

Logo, de posse dos custos de investimento inicial, de O&M, e de reposição, o VPL e o VPLa do projeto, considerando apenas as despesas, podem ser calculados respectivamente através das equações (12.6) e (12.7), resultando em VPL = R$320.067,06 e VPLa = R$40.808,54.

Por fim, a equação (12.13) permite o cálculo do custo da energia para o presente sistema, igualando o CCVa ao VPLa calculado acima, e fazendo EC = 18.250,00 kWh, resultado da soma dos valores de energia consumida durante todos os meses do ano, de acordo com a tabela 12.3. O valor calculado resulta em CE = R$2,24/kWh. Este resultado apresenta a primeira conclusão de interesse: nas condições aqui expostas, o sistema só irá auferir lucros se a tarifa de energia cobrada for maior que R$2,24/kWh. Valores inferiores resultam em prejuízo, e valores iguais indicam que o sistema não obterá prejuízos nem benefícios financeiros. A segunda conclusão é que, quando comparado a outra alternativa com base nas mesmas premissas, o sistema híbrido é viável se o VPL, e conseqüentemente o custo da energia, da segunda alternativa for maior que os aqui calculados.

O custo da energia relativamente alto aponta para uma realidade atualmente verificada nas aplicações de sistemas híbridos no Brasil: a necessidade da inserção de subsídios que garantam a sustentabilidade do sistema, uma vez que a aplicação de valores de tarifa como o aqui calculado está fora da realidade das comunidades isoladas do país.

A figura 12.5 e a tabela 12.6 apresentam um resumo dos resultados econômicos calculados para o presente caso. Na figura 12.5, ressalta-se que os valores de receita (setas apontando para cima) referem-se à aplicação da tarifa de R$2,24/kWh, resultando em um VPL aproximadamente igual a 0, conforme apresentado na tabela 12.6. O valor positivo do VPL obtido no período 25 deve-se a erros de arredondamento.

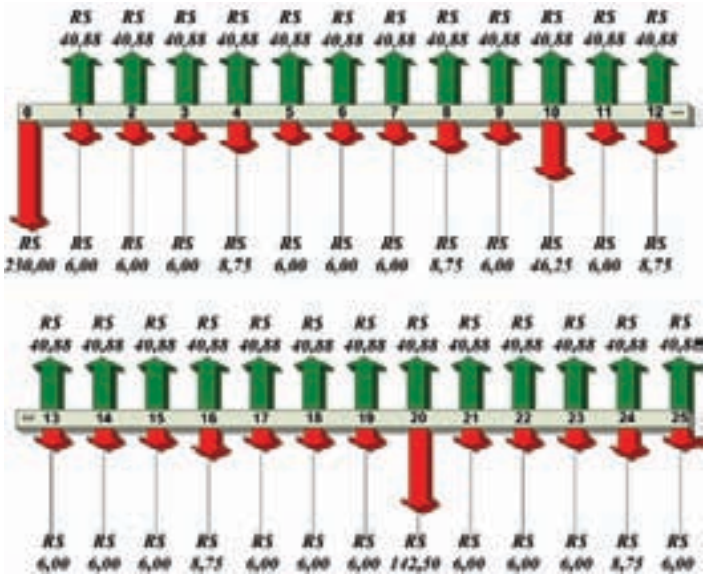


Figura 12.5 – Diagrama de fluxo de caixa para o caso em estudo (valores × 1=.000)

Período	Receitas	Despesas	Caixa líquido	VPL Acumulado	Saldo VPL
0	-	- 230.000,00	- 230.000,00	- 230.000,00	- 230.000,00
1	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	31.142,86	- 198.857,14
2	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	58.948,98	- 171.051,02
3	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	83.775,87	- 146.224,13
4	40.880,00	- 14.750,00	26.130,00	100.381,96	- 129.618,04
5	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	120.173,81	- 109.826,19
6	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	137.845,10	- 92.154,90
7	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	153.623,04	- 76.376,96
8	40.880,00	- 14.750,00	26.130,00	164.176,51	- 65.823,49
9	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	176.754,59	- 53.245,41
10	40.880,00	- 52.250,00	- 11.370,00	173.093,76	- 56.906,24
11	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	183.120,92	- 46.879,08
12	40.880,00	- 14.750,00	26.130,00	189.827,84	- 40.172,16
13	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	197.821,44	- 32.178,56
14	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	204.958,58	- 25.041,42
15	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	211.331,02	- 18.668,98
16	40.880,00	- 14.750,00	26.130,00	215.593,39	- 14.406,61
17	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	220.673,47	- 9.326,53
18	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	225.209,25	- 4.790,75
19	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	229.259,05	- 740,95
20	40.880,00	- 148.500,00	- 107.620,00	218.102,43	- 11.897,57

21	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	221.330,91	- 8.669,09
22	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	224.213,48	- 5.786,52
23	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	226.787,21	- 3.212,79
24	40.880,00	- 14.750,00	26.130,00	228.508,71	- 1.491,29
25	40.880,00	- 6.000,00	34.880,00	230.560,46	560,46

Tabela 12.6 – Cálculo do VPL através do fluxo de caixa para o caso em estudo (valores em R$)

O erro de arredondamento, que resulta em um VPL positivo no período 25, permite o cálculo do tempo de retorno do investimento (*payback* descontado), através da equação (12.11), resultando em um tempo aproximado de 24 anos e 9 meses.

12.8 Elegibilidade para Créditos de Carbono

Sistemas híbridos são alternativas promissoras para a redução da emissão de poluentes e gases de efeito estufa no ar. As fontes renováveis, em seu processo de geração de energia, não emitem qualquer poluente na atmosfera, e a participação reduzida (ou nenhuma, em sistemas exclusivamente renováveis) da fonte diesel-elétrica faz com que os sistemas híbridos sejam considerados ambientalmente corretos.

A substituição parcial ou total da geração de eletricidade através de combustíveis fósseis pela geração com fontes renováveis é atualmente tida como uma das opções para mitigar a emissão de poluentes na atmosfera. Apenas a título ilustrativo, a tabela 12.7 compara a emissão de CO_2, SO_2 e NO_X, por kWh gerado, por diferentes fontes de energia [AWEA, 2008].

Fonte	kg CO_2	kg SO_2	kg NO_x
Carvão	0,9662	0,0061	0,0034
Gás natural	0,4672	0,0000032	0,0008
Óleo	0,7076	0,0051	0,0010
Solar/Eólica	0,0	0,0	0,0

Tabela 12.7 – Emissão de poluentes no ar por kWh gerado por diferentes fontes primárias de energia

13 Sistemas Instalados e Experiências Adquiridas na Amazônia

13.1 Identificação dos Sistemas Híbridos Regionais

Como exposto no capítulo 7, desde o ano 1994, estudos, simulações e instalações de sistemas híbridos em pequenos aglomerados populacionais dispersos e semi ou totalmente isolados têm sido realizados na região amazônica por instituições nacionais e internacionais. Nos últimos 14 anos foram seis sistemas híbridos instalados, e um atualmente em processo de implantação. A tabela 13.1 indica esses sistemas híbridos, os quais são caracterizados a seguir.

Ano	Configuração	Localização	Acesso
1996	Fotovoltaico-diesel	Vila de Campinas/AM (5° 30' S e 60° 45' W)	Fluvial[1]
1997	Fotovoltaico-eólico	Vila de Joanes/PA (0° 52' 36" S e 48° 30' 36" W)	Fluvial ou aéreo[1]
1998	Eólico-diesel	Vila de Praia Grande/PA (1° 22' 54" S e 48° 50' 10" W)	Fluvial ou aéreo[1]
1999 2007[2]	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de Tamaruteua/PA (0° 34' 57" S e 47° 45' 28" W)	Rodo-fluvial[1]
2001	Fotovoltaico-diesel	Vila de Araras/RO (10° 13' S e 65° 21' W)	Rodoviário[2]
2003	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de São Tomé/PA (0° 44' 24" S e 47° 28' 59" W)	Rodoviário ou rodo-fluvial[1]
2008[3]	Fotovoltaico-eólico-diesel	Vila de Sucuriju/AP (1° 40' 39" N e 49° 56' 1" W)	Fluvial ou Rodo-fluvial[3]

Tabela 13.1 – Sistemas híbridos regionais

Nota: 1 – A partir de Belém; 2 – A partir de Porto Velho; 3 – A partir de Macapá; 4 – Revitalizado; 5 – Previsão de início de operação.

13.1.1 Sistema Fotovoltaico-Diesel de Campinas

O projeto do sistema híbrido da vila Campinas, município de Manacapuru, estado do Amazonas, foi concebido no ano de 1994, através de uma parceria entre o Brasil e os Estados Unidos da América [TAYLOR *et alii*, 1994]. O projeto contou com a doação dos principais componentes por parte do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), acompanhamento e suporte técnico do NREL e do CEPEL. A concessionária de energia do estado, Companhia Energética do

Amazonas (CEAM), encarregou-se de ceder os equipamentos complementares, mão-de-obra para instalação, manutenção e acompanhamento da operação [WARNER *et alii*,1996].

No ano de 1996 complementou-se a geração diesel-elétrica, existente desde 1987, com uma planta fotovoltaica com capacidade nominal de 51,2 kWp [CARTAXO, 2001]. A nova forma de geração tornou híbrido (fotovoltaico-diesel) o sistema de eletrificação, suprindo aproximadamente 120 UCs e permitindo um aumento do período de fornecimento de energia, que antes era das 18 às 24 h [CARTAXO, 2000]. A figura 13.1 mostra o diagrama de blocos do sistema híbrido de Campinas.

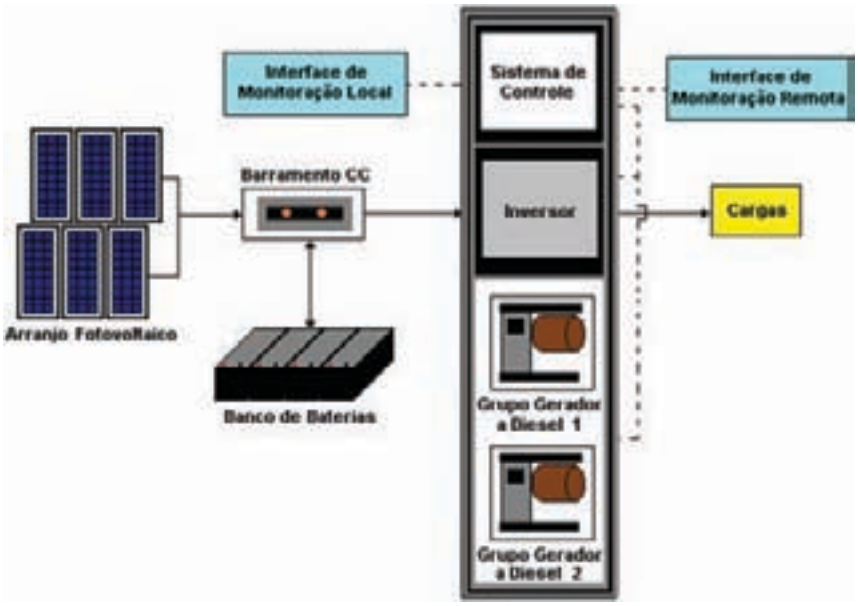


Figura 13.1 – Diagrama de blocos do sistema de Campinas

Os principais dados do sistema são: um arranjo fotovoltaico de 51,2 kWp, com módulos de 64 Wp (figura 13.2); um banco de baterias – 120 unidades de chumbo-ácido, 8 VCC/200 Ah (série/paralelo 240 VCC); um inversor de 50 kW; e dois grupos geradores a diesel de 53 kVA (48 kW) cada.

Figura 13.2 – Vista do arranjo fotovoltaico da vila Campinas.

O sistema de Campinas, conforme projeto original, ainda possuía a opção para 20 kW de geração eólica. Porém, simulações e monitoração de velocidades de vento na localidade mostraram que tal opção não era técnica e economicamente adequada.

Como estratégia de operação, durante o dia o subsistema de geração fotovoltaica alimenta diretamente a carga da vila, passando a energia CC pelo inversor de tensão. Quando a geração de energia do arranjo fotovoltaico for superior à carga, este passa a carregar também o banco de baterias. À noite, ou durante um dia nublado ou chuvoso, o banco de baterias alimenta a vila até que chegue a descarregar 60% de sua capacidade, quando então é acionado o grupo gerador a diesel (a outra unidade diesel do sistema é de *backup*), o qual opera até que a geração renovável se estabilize.

13.1.2 Sistema Fotovoltaico-Eólico de Joanes

O projeto do sistema fotovoltaico-eólico da vila Joanes, município de Salvaterra, estado do Pará, foi também idealizado no ano de 1994, através de doação dos equipamentos por parte do DOE, de suporte técnico do NREL e do CEPEL, e contrapartida de fornecimento de demais equipamentos, mão-de-obra e operação por parte da concessionária de energia local, Centrais Elétricas do Pará (Grupo REDE/CELPA) [RIBEIRO *et alii*, 2003].

O sistema (figura 13.3) entrou em funcionamento em junho de 1997, para atender às 170 UCs da vila [BARBOSA *et alii*, 2004a].

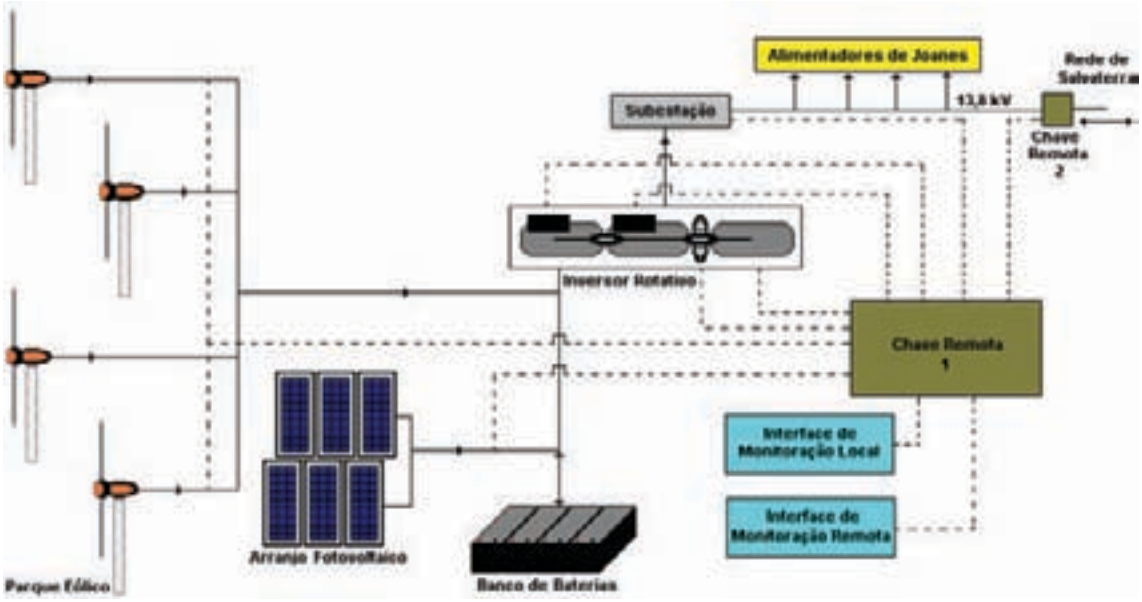


Figura 13.3 – Diagrama de blocos do sistema de Joanes

O sistema foi concebido para ser interligado à rede da usina termelétrica a diesel do município de Salvaterra, que atende a Joanes, visando complementar e aliviar a sua geração nos momentos de déficit e durante o horário de ponta, respectivamente.

Os principais dados do sistema são: um arranjo fotovoltaico de 10,2 kWp com módulos de 55 Wp (figura 13.4); quatro aerogeradores de 10 kW cada, instalados em 4 torres treliçadas estaiadas, 2 × 24 m e 2 × 30 m de altura (figura 13.4); um banco de baterias – 200 unidades seladas reguladas a válvula, 2 V_{CC}/1.000 Ah; e um inversor rotativo de 52,5 kW.

Figura 13.4 – Vista geral do sistema (arranjo fotovoltaico sobre a casa de força)

É o único dos sistemas híbridos que pode operar tanto de forma isolada quanto conectado à rede existente em Joanes e energizada pela usina termelétrica da localidade de Salvaterra (UTE-Salvaterra). Na estratégia de operação isolada, a geração proveniente do sistema híbrido fotovoltaico-eólico atende à carga da vila, aliviando assim a planta de Salvaterra, principalmente no período de demanda máxima. Quando a demanda em Joanes ultrapassa a capacidade de geração do sistema híbrido, a rede de distribuição é conectada à UTE-Salvaterra, complementado a geração renovável e recarregando o banco de baterias através do inversor rotativo bidirecional.

13.1.3 Sistema Eólico-Diesel de Praia Grande

Em setembro de 1998, com financiamento do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)/Programa do Trópico Úmido (PTU), implantou-se o sistema híbrido eólico-diesel da vila Praia Grande, município de Ponta de Pedras, estado do Pará, para abastecer as residências, o centro comunitário, a escola, o sistema de bombeamento de água da vila e a iluminação pública [VALE, 2000]. A figura 13.5 apresenta o diagrama de blocos do sistema.

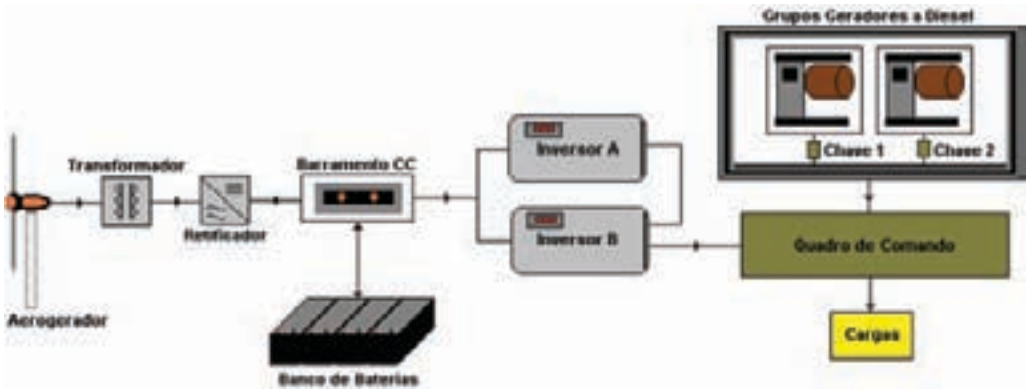


Figura 13.5 – Diagrama de blocos do sistema de Praia Grande

O GEDAE/UFPA foi responsável pela execução do projeto, que teve como parceiros o Instituto de Desenvolvimento Econômico e Social do Pará (IDESP), a Prefeitura Municipal de Ponta de Pedras, a Associação dos Produtores Rurais de Praia Grande (ASPRADE) e o Grupo REDE/CELPA.

Os principais dados do sistema são: um aerogerador de 7,5 kW, instalado em torre treliçada

autoportante com 20 m de altura; um retificador/controlador de carga; um transformador de 30 kVA; dois inversores estáticos de 4 kW cada (figura 13.6 (a)); um banco de baterias – 20 unidades de chumbo-ácido (figura 13.6 (b)), 12 V_{CC}/150 Ah (série/paralelo 48 V_{CC}); e dois grupos geradores a diesel de 7,5 kVA (6 kW) cada.

(a) Sistema de condicionamento de potência de Praia Grande

(b) Banco de baterias

Figura 13.6 – Alguns componentes do sistema híbrido de Praia Grande

Como estratégia de operação, o aerogerador do sistema fornece a energia necessária à vila até que haja insuficiência de vento. Com a saída da geração eólica, entra em operação a geração diesel-elétrica (apenas um grupo gerador, o outro é de backup), que funciona até que a geração renovável novamente seja suficiente para atender à carga da vila. O chaveamento entre a geração eólica e a diesel-elétrica é feito de forma manual por um operador (morador da vila).

13.1.4 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Tamaruteua

O sistema fotovoltaico-eólico-diesel de Tamaruteua, município de Marapanim, estado do Pará, cujo diagrama de blocos é apresentado na figura 13.7, foi financiado pelo MCT/CNPq/PTU, e implantado em junho de 1999. Sua geração abastecia inicialmente residências, escola, comércios, igrejas, prédios de uso diverso (salga de peixe, depósito e casa de farinha) e iluminação pública da vila [MACÊDO, 1999].

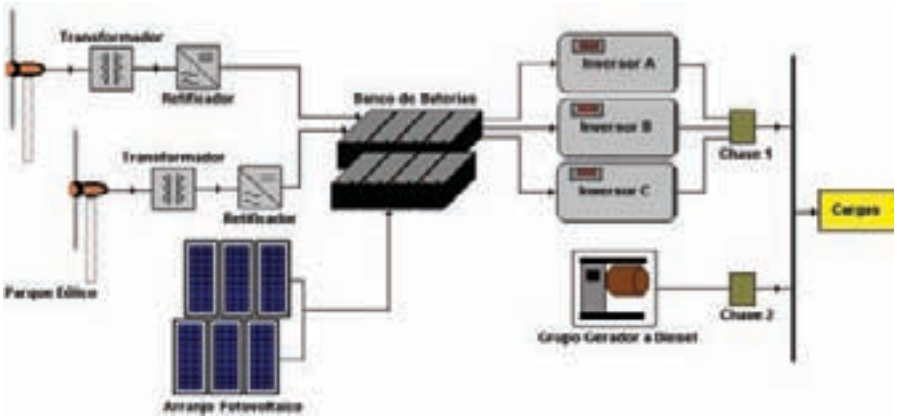


Figura 13.7 – Diagrama de blocos do sistema de Tamaruteua

O executor do projeto foi o GEDAE/UFPA, com apoio do Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Secretaria Executiva de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Estado do Pará (SECTAM), Prefeitura Municipal de Marapanim e o Grupo REDE/CELPA.

Os principais dados do sistema eram: um arranjo fotovoltaico de 1,92 kWp com módulos de 120 Wp; dois aerogeradores de 7,5 kW instalados em duas torres treliçadas estaiadas (24 m e 30 m de altura); dois retificadores/controladores de carga, dois transformadores de 30 kVA cada; um banco de baterias – 64 unidades de chumbo-ácido, 6 V_{CC}/350 Ah (série/paralelo 48 V_{CC}); três inversores estáticos de 5,5 kW cada; e 1 grupo gerador a diesel de 30 kVA (24 kW).

No final do ano de 2005, iniciou-se o projeto de revitalização e expansão do sistema (término no início de 2007), com financiamento do Ministério de Minas e Energia (MME) e CNPq, através do fundo CT-ENERG. As atividades desenvolvidas foram também realizadas pelo GEDAE/UFPA e resumem-se em: aumento de 100% da capacidade de geração fotovoltaica (de 1,92 para 3,84 kWp); manutenção nos conjuntos torre/aerogeradores (substituição dos cabos de estaiamento, apertos de parafusos de fixação da torre, limpeza das pás e nacele, verificação dos cabos elétricos, chaves); substituição do grupo gerador a diesel por um automático e dos inversores de tensão por uma única unidade de inversão/retificação; instalação de controladores de carga e de uma unidade de retificação (responsável por retificar a tensão CA do grupo gerador em CC para o carregamento do banco de baterias); automação do sistema; revitalização da minirrede de distribuição e instalação de kits elétricos contendo lâmpadas eficientes, interruptores, tomadas e fiação elétrica adequada; e instalação de um sistema de pré-pagamento pelo serviço de energia. A figura 13.8 mostra a nova configuração do sistema que atende cerca de 60 UCs.

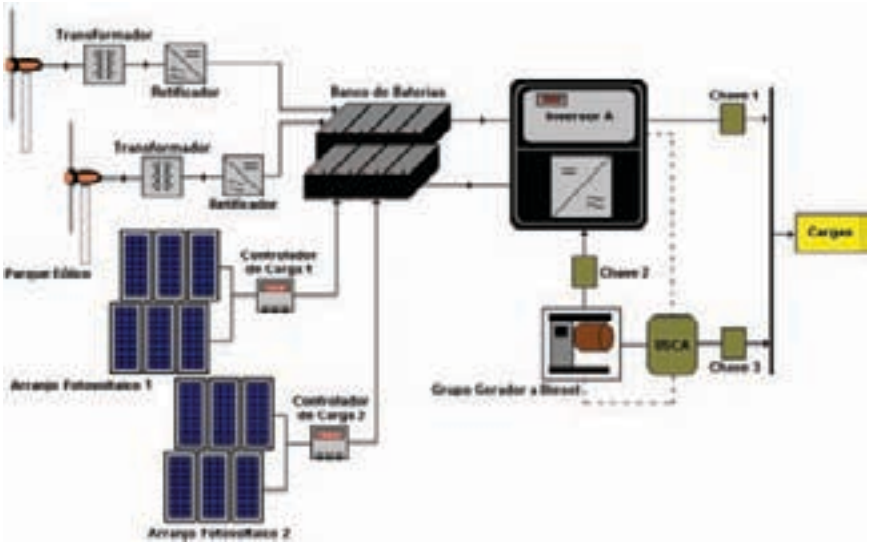


Figura 13.8 – Diagrama de blocos do sistema de Tamaruteua revitalizado

Os seus principais equipamentos, após a revitalização, são: um arranjo fotovoltaico de 3,84 kWp com módulos de 120 Wp (figura 13.9 (a)); dois controladores de carga; dois aerogeradores de 7,5 kW cada (figura 13.9 (b)); dois retificadores/controladores de carga; dois transformadores de 30 kVA cada; duas torres treliçadas estaiadas (24 m e 30 m de altura); um banco de baterias – 64 unidades chumbo-ácido, 12 V_{CC}/185 Ah (série/paralelo 48 V_{CC}); um inversor estático de 18 kW; e um grupo gerador a diesel de 40 kVA (32 kW).

(a) Arranjo fotovoltaico sobre a casa de força

(b) Vista panorâmica da vila (destaque para os aerogeradores)

Figura 13.9 – Alguns componentes do sistema híbrido de Tamaruteua

No modelo atual de estratégia de operação, a demanda da vila é preferencialmente suprida pela geração do subsistema renovável, com o armazenamento do excedente feito pelo banco de baterias. Este último, na operação híbrida, também é abastecido pela geração diesel-elétrica, quando acionada, através da unidade de retificação. A comutação entre as fontes renovável e não renovável é feita de forma automática, por um sistema de controle local, cujo principal parâmetro para atuação é o nível de tensão do banco de baterias. O sistema de controle automático, percebendo que o nível de tensão aproxima-se do valor mínimo preestabelecido, aciona o grupo gerador (via comunicação entre inversor e a USCA) e, em seguida, atuando sobre chaves, comuta os subsistemas de geração.

O sistema de controle automático ainda é responsável pelo acionamento ou desligamento do sistema híbrido, dependendo da disponibilidade do combustível, seja ele renovável ou não, e da demanda solicitada. A possibilidade da comutação manual ainda é disponível, para o caso de falha do sistema de controle automático.

13.1.5 Sistema Fotovoltaico-Diesel de Araras

O sistema híbrido fotovoltaico-diesel de Araras, município de Mamoré, estado de Rondônia, entrou em operação no ano de 2001, logo após a inserção de uma planta fotovoltaica com capacidade nominal de 20,48 kWp no sistema de geração diesel-elétrica (162 kW) pertencente à GUASCOR DO BRASIL, empresa que é um Produtor Independente de Energia (PIE) na localidade, contratada pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A (CERON) [BEYER *et alii*, 2003]. A figura 13.10 apresenta o diagrama de blocos do sistema instalado.

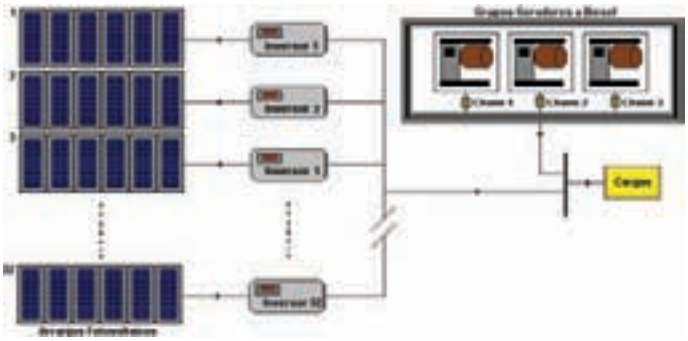


Figura 13.10 – Diagrama de blocos do sistema de Araras

O projeto foi desenvolvido através da parceria entre a ANEEL, o LABSOLAR/UFSC e a GUASCOR DO BRASIL.

Os principais dados desse sistema são: um arranjo fotovoltaico de 20,48 kWp, com módulos de 64 Wp (figura 13.11 (a)); trinta e dois inversores estáticos de 650 W, cada; e três grupos geradores a diesel de 60 kVA, cada (figura 13.11 (b)).

(a) Geração fotovoltaica (b) Grupos geradores a diesel

Figura 13.11 – Alguns componentes do sistema híbrido de Araras
Fonte: GUASCOR DO BRASIL, 2006

Como estratégia de operação, durante o dia a demanda elétrica solicitada pela vila é atendida diretamente, tanto pelo subsistema de geração diesel-elétrica (dois grupos geradores podem operar em paralelo, o terceiro é de *backup*), quanto pela energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (operação em paralelo). No período noturno, somente a geração diesel elétrica alimenta a carga. Não existe subsistema de armazenamento nesse sistema híbrido.

13.1.6 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel São Tomé

O sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel São Tomé, município de Maracanã, estado do Pará, financiado pela PETROBRÁS e pela Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), através do fundo CT-PETRO, foi implantado em setembro de 2003, com a finalidade de abastecer as 67 UCs da vila [BARBOSA, 2004]. A figura 13.12 apresenta o diagrama de blocos do sistema.

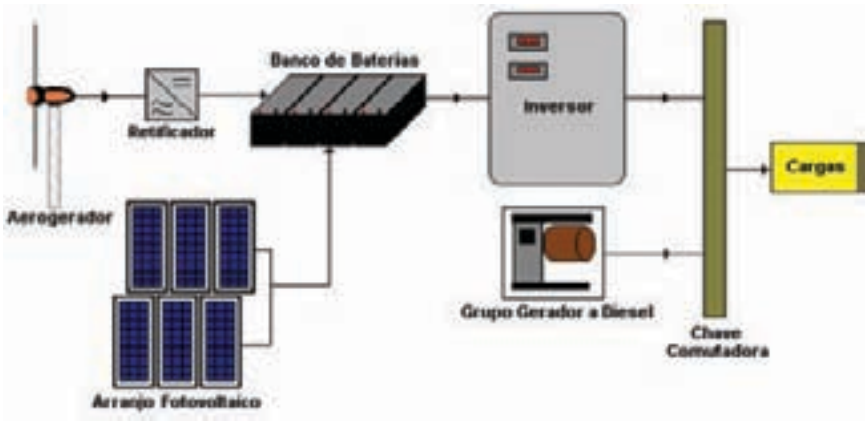


Figura 13.12 – Diagrama de blocos do sistema São Tomé

O projeto foi executado pelo GEDAE/UFPA, com apoio da Agência Estadual de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Pará (ARCON), Prefeitura Municipal de Maracanã e o Grupo REDE/CELPA.

Os principais dados desse sistema são: um arranjo fotovoltaico de 3,2 kWp, com módulos de 80 Wp (figura 13.13 (a)); um aerogerador de 7,5 kW (figura 13.13 (b)), instalado em torre treliçada estaiada com 30 m de altura; um retificador/controlador de carga; 1 banco de baterias – 40 unidades de chumbo-ácido, 12 V_{CC}/150 Ah (série/paralelo 120 V_{CC}); um inversor estático de 15 kW; e um grupo gerador a diesel de 20 kVA (16 kW).

(a) Arranjo fotovoltaico

(b) Vista do aerogerador

Figura 13.13 – Alguns componentes do sistema híbrido São Tomé

A carga da vila é suprida diretamente pela geração renovável oriunda dos subsistemas de geração eólica e fotovoltaica (estratégia de operação). Um banco de baterias armazena o excedente de energia para uso em períodos de falta de geração renovável. Se esta última e/ou a energia armazenada no banco não for suficiente para atender à demanda solicitada, este subsistema é desconectado e o grupo gerador a diesel é então acionado para suprir as necessidades da comunidade. Ressalta-se que o acionamento do grupo gerador a diesel não é feito de forma automática.

13.1.7 Sistema Fotovoltaico-Eólico-Diesel Sucuriju

Este sistema (figura 13.14) encontra-se atualmente em implantação, com previsão de conclusão para o ano de 2008, na vila Sucuriju, município de Amapá, estado do Amapá, com financiamento do Ministério de Minas e Energia (MME) e CNPq, através do fundo CT-ENERG.

A capacidade de geração prevista do sistema é de aproximadamente 105,5 kW; potência esta distribuída em 20 kWp (fotovoltaica), 37,5 kW (eólica) e 48 kW (diesel-elétrica). O sistema ainda conta com nove unidades de inversão/retificação de 5 kW cada, seis unidades de inversão de 3,8 kW cada, e três transformadores de 20 kVA. A operação desse sistema se dará de forma automática.

O executor do projeto é o CBEE/UFPE, em parceria com o GEDAE/UFPA, o Laboratório de Referência em Dessalinização (LABDES) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), o Governo do Estado do Amapá, as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), dentre outros.

O LABDES é responsável pela instalação de um sistema de dessalinização de água, que será energizado pelo sistema híbrido

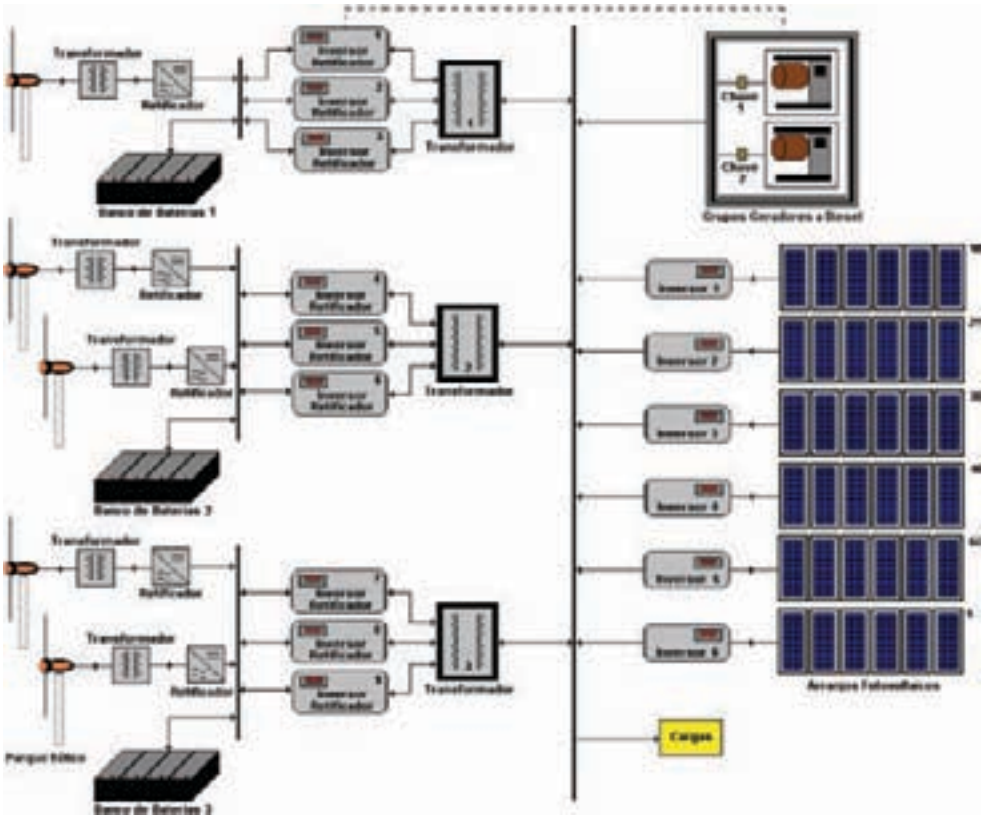


Figura 13.14 – Diagrama de blocos do sistema Sucuriju

13.2 Aspectos Técnicos de Seleção do Local de Implantação

Tecnicamente, a seleção dos locais para a implantação dos sistemas híbridos regionais baseou-se na avaliação objetiva e equilibrada de quatro fatores.

(1) Potencial das fontes solar e eólica

Para tal, utilizaram-se mapas existentes de tais recursos. Por exemplo, no projeto inicial do sistema híbrido fotovoltaico-diesel da vila Araras, os mapas do Atlas de Irradiação Solar do Brasil foram empregados [RÜTHER *et alii*, 2003].

Para os projetos dos sistemas híbridos das vilas Tamaruteua e São Tomé, empregaram-se os dados de estações meteorológicas de usos diversos, localizadas próximo dessas comunidades. No projeto Tamaruteua foram utilizados os dados referentes à localidade Algodoal/PA (0° 35' 40" S e 47° 35' 15" W), enquanto que para o projeto da vila São Tomé empregaram-se os dados de irradiância da cidade de Belém/PA e de vento da própria vila Tamaruteua, após instalação de uma estação meteorológica na mesma localidade [MACÊDO, 1999; BARBOSA, 2004].

No caso particular da vila Praia Grande, os dados utilizados para o pré-projeto do subsistema de geração eólica, foram obtidos após visitas in loco, através de medições breves a uma altura de 6 m, de entrevistas com os moradores locais e de observações de indicadores bióticos [RÊGO, 1999].

As informações extraídas dessas visitas, como também de atlas ou de locais próximos, constituem um valioso indicativo. Entretanto, somente com a instalação de uma estação meteorológica nas próprias comunidades é possível obter informações mais consistentes e confiáveis sobre os

recursos energéticos solar e eólico. RIBEIRO *et alii* (2003), RÊGO (1999), MACÊDO (1999) e BARBOSA (2004) relatam e descrevem a instalação das estações meteorológicas de Joanes, Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé, respectivamente.

A tabela 13.2 apresenta informações sobre as médias anuais de irradiância e velocidade do vento para as três últimas localidades citadas acima. Essas informações foram obtidas após tratamento dos dados coletados pelas estações meteorológicas.

Localidade	Irradiância (W/m²)	Velocidade (m/s)
Praia Grande	478,82	4,90 (25 m)
Tamaruteua	425,00	4,57 (30 m)
São Tomé	375,74	3,89 (30 m)

Tabela 13.2 – Médias anuais de irradiância e velocidade de vento

(2) Acessibilidade do local

O translado dos equipamentos e combustível (diesel) até as localidades deve ser feito com o mínimo de custo e de forma segura, tanto para os materiais quanto para as pessoas que participam dessa atividade.

Devido às características intrínsecas das áreas das localidades as opções de transporte alternam-se no transporte rodoviário (por exemplo, vila São Tomé), através de estradas na maioria das vezes em condições precárias, o que pode acarretar em quebra do meio de transporte e, conseqüentemente, em atrasos, e no f uvial (por exemplos, vilas Campinas, Tamaruteua e Sucuriju), que está fortemente ligado ao regime de marés, necessitando, portanto, de um bom planejamento, além de embarcações adequadas. A figura 13.15 exemplifica uma típica embarcação da região sendo preparada para o transporte de equipamentos.

Figura 13.15 – Típica embarcação utilizada como meio de transporte

(3) Disponibilidade de área apropriada para instalação

Através da análise desse fator em todos os sistemas híbridos implantados, foi possível identificar os aspectos preponderantes para escolha do local, a saber: área com condições mais favoráveis de vento, sem comprometimento do entorno; área sem obstáculos (árvores ou prédios) que possam prejudicar a incidência da radiação solar nos módulos fotovoltaicos; área disponível para o levantamento das torres de suporte dos aerogeradores e montagem dos arranjos fotovoltaicos; e a proximidade da maior concentração das UCs, sem, no entanto, prejudicar os usuários com possíveis ruídos ou outro tipo de inconveniente.

(4) Disponibilidade de óleo diesel

Consiste na verificação de possíveis pontos de venda ou redes de distribuidores de óleo diesel, necessário para o abastecimento dos subsistemas diesel-elétricos.

Nos sistemas híbridos das vilas Campinas e Araras, todo o processo de aquisição do óleo diesel e uso já era realizado de forma sistemática pelos responsáveis pela geração de energia elétrica (CEAM e GUASCOR DO BRASIL) antes mesmo do hibridismo dos sistemas. Por outro lado, nos demais sistemas híbridos que utilizam esse combustível houve a necessidade de se estabelecer uma logística para a obtenção do óleo diesel em locais mais próximos (redução de custos de transporte), e o seu armazenamento e uso adequado.

O sistema híbrido de Tamaruteua, por exemplo, é abastecido semanalmente por certa quantidade de óleo diesel doada pela prefeitura local. Esse combustível vem condicionado em reservatórios da própria sede municipal via transporte f uvial. Em caso de falha ou necessidade da ampliação da quantidade disponível de diesel, adquire-se esse combustível através de um revendedor local.

13.3 Tipos de Cargas Atendidas

Pelo fato dos sistemas híbridos regionais serem destinados basicamente ao suprimento de comunidades pequenas e isoladas, já era de se esperar que o tipo de carga residencial (televisores, refrigeradores, ferro de passar, lâmpadas incandescentes e f uorescentes) fosse predominante na demanda total de eletricidade das vilas. Dentre as cargas tipicamente residenciais, os eletrodomésticos correspondem ao maior percentual (índice superior a 70%). A figura 13.16 exemplifica esse índice, mostrando os percentuais de iluminação e eletrodomésticos das cargas instaladas dos setores residenciais das vilas Tamaruteua (2005) e São Tomé (2004).

(a) Tamaruteua (b) São Tomé

Figura 13.16 – Percentuais da carga residencial instalada

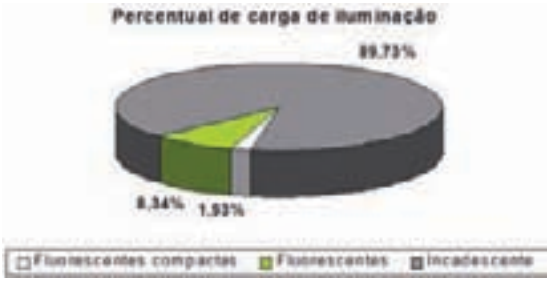
Grande parte dos eletrodomésticos existentes está relacionada com conforto, lazer e refrigeração (tabela 13.3).

Eletrodoméstico	Percentual (%)				
	Campinas	Praia Grande	Tamaruteua	São Tomé	Sucuriju
Ventilador	90	4	8	0	4
Refrigerador	11	27	12	2	2
Freezer	22	0	6	11	32
Ferro de passar	21	27	22	9	32
Liquidificador	12	27	26	22	6
Rádio	38	39	12	24	10
Aparelho de Som	6	31	28	7	14
Vídeo Cassete	1	0	2	2	2
Receptor de Satélite	2	0	24	11	36
Televisor	29	89	44	54	43
Máquina de lavar	0	0	4	4	44

Tabela 13.3 – Percentuais de residências com respectivos eletrodomésticos
Fonte: BARBOSA, 2006

Da tabela 13.3 percebe-se o grande percentual de residências com televisores e rádios, devido à grande utilização dos mesmos como forma de lazer e informação. O percentual de residências com refrigeradores e *freezers* também é expressivo, dado o seu uso para conservação de alimentos e refrigeração de bebidas.

Quanto aos tipos de cargas de iluminação, destacam-se as lâmpadas f uorescentes, f uorescentes compactas e as incandescentes de várias potências. O percentual de cada tipo em relação à carga total instalada de iluminação (residencial) é mostrado na figura 13.17, para as vilas de Tamaruteua e São Tomé.



(a) Tamaruteua

(b) São Tomé

Figura 13.17 – Percentual da carga de iluminação.

Analisando a figura 13.17 (a), verifica-se que as lâmpadas incandescentes são as mais utilizadas nas residências, apesar de sua baixa eficiência e alto consumo, o que, além de ser um uso não racional dos recursos, é prejudicial aos sistemas híbridos, dada a limitação de geração isolada e a intermitência das fontes primárias. A disseminação do uso das lâmpadas incandescentes deve-se à pouca necessidade de peças e acessórios para sua utilização e, principalmente, ao baixo custo de aquisição, enquanto que a opção pelas lâmpadas mais eficientes e econômicas esbarra no alto custo dos equipamentos de boa qualidade.

A ressalva quanto ao uso das lâmpadas incandescentes é observada na vila de São Tomé, que apresenta 73% de lâmpadas f uorescentes compactas. Esse percentual foi originado pela aplicação de um plano de conservação de energia que é parte do projeto do sistema híbrido em questão. Esse plano consistiu na doação desse tipo de lâmpada às residências da vila, de fiação elétrica adequada, de interruptores e tomadas, bem como em orientações aos usuários de como utilizar os benefícios da energia elétrica da forma mais racional possível.

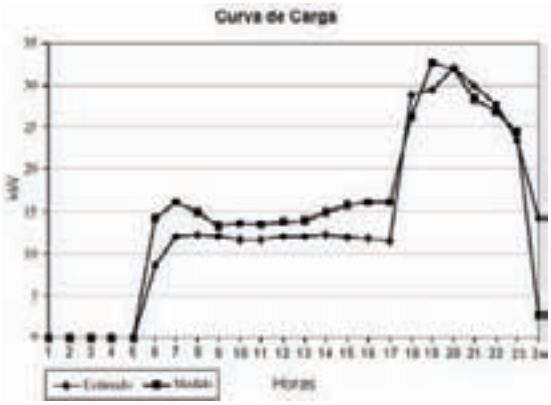
Dentre os outros tipos de consumidores, como o público e o comercial, encontram-se as cargas de iluminação pública, iluminação e comunicação de prédios públicos ou comunitários (igrejas, escolas, creches), e de pequenos comércios. Entretanto, a demanda elétrica relativa a essas cargas é pouco expressiva.

É importante comentar que, apesar de pouco presente nas vilas, as cargas associadas a uma atividade produtiva, como por exemplo, pequenas fábricas de gelo para conservação do pescado e de outros alimentos, mostram-se importantes para geração de renda destinada à sustentabilidade dos sistemas híbridos.

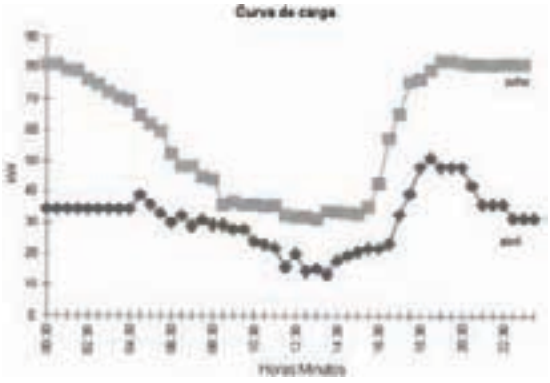
Avaliando-se em termos de média, a carga instalada por UC que é suprida de forma parcial pelos sistemas híbridos, dada a aleatoriedade do uso da mesma, é de 0,55 kW.

13.4 Perfil de Carga

Os perfis de carga das localidades (figura 13.18), obtidos por monitoração ou estimativa, são bem semelhantes entre si, com a demanda máxima sempre ocorrendo nas primeiras horas do anoitecer (entre 18 e 21 h), decorrente das entradas de cargas comumente usadas nesse período (lâmpadas e televisores, por exemplo), enquanto que as menores demandas ocorrem no período da manhã, através da utilização de cargas eventuais, como ferro de passar, máquina de lavar.

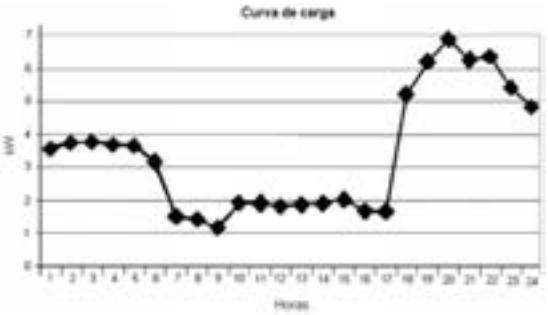


(a) Campinas

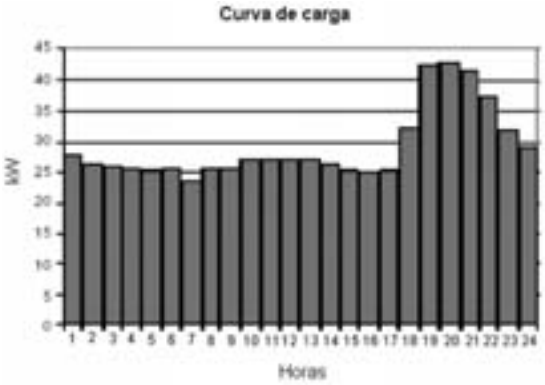


(b) Joanes

(c) Praia Grande

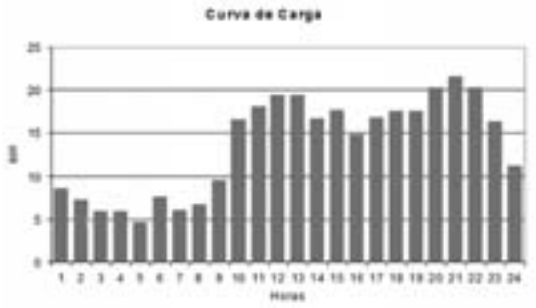


(d) Tamaruteua



(e) Araras

(f) São Tomé



(g) Sucuriju

Figura 13.18 – Curvas de carga
Fonte: [BARBOSA, 2006]

Outro fator que contribui para uma baixa demanda no período da manhã é a saída dos usuários de suas residências em direção ao campo (atividade agrícola e de garimpo) e aos rios e lagos (atividade de pesca).

A potência demandada durante as primeiras horas do dia nas localidades ref ete o uso da eletricidade para a iluminação residencial, pois os moradores locais utilizam esse artifício para evitar pequenos furtos em suas propriedades ou ainda ataques de animais de hábitos noturnos, como morcegos.

Salienta-se que as curvas de carga (figura 13.18) podem atualmente estar desatualizadas em termos de amplitude; no entanto, dificilmente o seu perfil sofreu variações acentuadas.

Com relação ao consumo de energia por UC, para residências com pouca carga instalada

têm-se médias diárias de 0,5 kWh. Por outro lado, para bares e comércios o consumo médio diário fica em torno de 3 kWh.

13.5 Custos Associados aos Sistemas

A seguir são avaliados os custos associados aos sistemas híbridos. Para tal, são abordados como estudos de caso os sistemas híbridos de Praia Grande, Tamaruteua (revitalizado) e São Tomé.

A análise conta com a exposição dos custos iniciais, do balanço econômico anual e do custo do kWh gerado por cada sistema, para várias condições de demanda. Os últimos dois aspectos econômicos são comparados com os referentes ao atendimento somente diesel-elétrico.

Além disso, para as duas formas de atendimento, simula-se a situação em que o custo do óleo diesel total para os sistemas é subsidiado pela conta de consumo de combustível (CCC), reduzindo-o a apenas 26% do valor real.

A CCC é um subsídio dado pelo governo federal aos sistemas isolados que utilizam óleo combustível.

13.5.1 Custos Iniciais

A tabela 13.4 mostra a composição e a distribuição percentual dos custos dos sistemas híbridos.

Descrição	Praia Grande		Tamaruteua		São Tomé	
	R$	%	R$	%	R$	%
I - Geração renovável	38.451,94	55,73	221.722,83	62,24	134.132,57	49,50
II - Geração diesel-elétrica	11.590,00	16,80	28.000,00	7,86	11.940,00	4,41
III - Materiais elétricos e construção	9.754,99	14,14	8.296,62	2,33	17.352,50	6,40
IV - Serviços	5.416,00	7,85	49.042,12	13,77	88.011,63	32,48
V - Acessórios	3.787,91	5,48	49.204,52	13,80	19.533,50	7,21
Total	69.000,84	100	356.266,09	100	270.970,20	100

Tabela 13.4 – Custos iniciais dos sistemas híbridos

Nota: O custo da minirrede de cada sistema está distribuído em III a V.

Da tabela 13.4 constata-se que o maior dispêndio para implantação de um sistema híbrido corresponde à aquisição dos equipamentos que compõem o subsistema de geração renovável. Por exemplo, os custos dos subsistemas de geração renovável de São Tomé e de Tamaruteua, em comparação com os de geração diesel-elétrica (grupo gerador a diesel), chegam a ser cerca de 10 e 8 vezes superiores, respectivamente. Tal discrepância entre os custos envolvidos na geração renovável e diesel-elétrica dá-se em virtude dos altos custos que ainda se aplicam à tecnologia dos geradores renováveis.

13.5.2 Balanço Econômico

A tabela 13.5 mostra os parâmetros considerados para o balanço econômico anual dos sistemas híbridos.

Sistemas	Considerações
Praia Grande	Taxa média cobrada por unidade consumidora: R$10,00/mês (total da vila: R$220,00/mês). 15% do valor total da receita é destinado ao pagamento dos operadores, compra de óleo lubrificante, pequenas manutenções, entre outros (despesas operacionais), sendo o restante usado para compra de óleo diesel.
Tamaruteua	Custo da energia: R$0,50/kWh. 5% do valor total da receita é destinado à compra de óleo lubrificante, peças do grupo gerador a diesel, pequenas manutenções, entre outros (despesas operacionais), sendo o restante usado para compra de óleo diesel.
São Tomé	Custo da energia: R$0,40/kWh. 15% do valor total da receita é destinado ao pagamento dos operadores, compra de óleo lubrificante, pequenas manutenções, entre outros (despesas operacionais), sendo o restante usado para compra de óleo diesel.

Tabela 13.5 – Parâmetros para o balanço dos sistemas

A curva de consumo de óleo diesel (figura 13.19) das unidades geradoras a diesel de cada sistema também é utilizada no cálculo do balanço, bem como, posteriormente na avaliação do custo do kWh gerado.

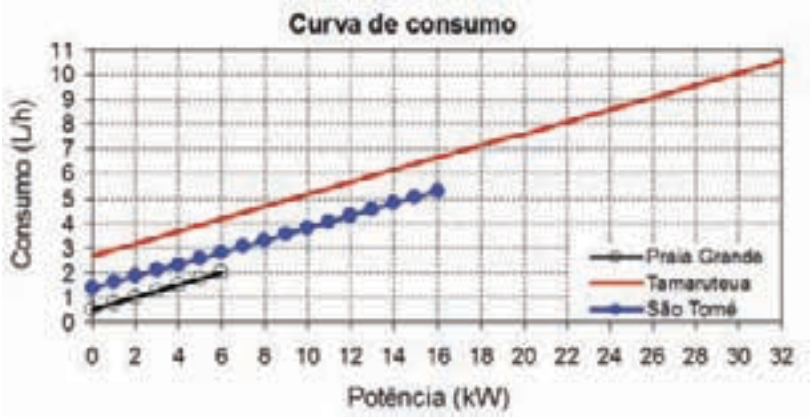


Figura 13.19 – Curva de consumo de combustível dos grupos geradores

As tabelas 13.6 a 13.8 mostram o balanço econômico anual dos sistemas.

D	Receita	D. O.	Sem CCC				Com CCC			
			Despesas/óleo		Balanço		Despesas/óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	2.640,00	396,00	14.454,00	0,00	**12.210,00**	2.244,00	3.758,04	0,00	**1.514,04**	2.244,00
2	2.640,00	396,00	19.272,00	6.085,11	**17.028,00**	**3.841,11**	5.010,72	1.582,13	**2.766,72**	661,87
3	2.640,00	396,00	23.897,28	12.996,12	**21.653,28**	**10.752,12**	6.213,29	3.378,99	**3.969,29**	**1.134,99**
4	2.640,00	396,00	28.715,28	18.891,05	**26.471,28**	**16.647,05**	7.465,97	4.911,67	**5.221,97**	**2.667,67**
5	2.640,00	396,00	33.340,56	24.215,23	**31.096,56**	**21.971,23**	8.668,55	6.295,96	**6.424,55**	**4.051,96**
6	2.640,00	396,00	38.158,56	29.455,21	**35.914,56**	**27.211,21**	9.921,23	7.658,36	**7.677,23**	**5.414,36**

Tabela 13.6 – Balanço econômico anual em R$ da vila Praia Grande

Nota: A – somente diesel; B – com geração renovável; D – demanda média em kW; D.O. – despesas operacionais; os valores em vermelho são de déficit; despesas/óleo são baseadas na curva de consumo de combustível e em R$2,20/L.

D	Receita	D. O.	Sem CCC				Com CCC			
			Despesas/óleo		Balanço		Despesas/óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	4.380,00	219,00	51.487,78	0,00	**47.326,78**	4.161,00	13.386,82	0,00	**9.225,82**	4.161,00
2	8.760,00	438,00	55.797,70	5.418,99	**47.475,70**	2.903,01	14.507,40	1.408,94	**6.185,40**	6.913,06
3	13.140,00	657,00	60.107,62	23.927,87	**47.624,62**	**11.444,87**	15.627,98	6.221,25	**3.144,98**	6.261,75
4	17.520,00	876,00	64.417,54	35.372,31	**47.773,54**	**18.728,31**	16.748,56	9.196,80	**104,56**	7.447,20
5	21.900,00	1.095,00	68.727,46	43.879,04	**47.922,46**	**23.074,04**	17.869,14	11.408,55	2.935,86	9.396,45
6	26.280,00	1.314,00	73.037,38	51.074,28	**48.071,38**	**26.108,28**	18.989,72	13.279,31	5.976,28	11.686,69
7	30.660,00	1.533,00	77.347,30	57.335,15	**48.220,30**	**28.208,15**	20.110,30	14.907,14	9.016,70	14.219,86
8	35.040,00	1.752,00	81.657,22	63.217,66	**48.369,22**	**29.929,66**	21.230,88	16.436,59	12.057,12	16.851,41
9	39.420,00	1.971,00	85.967,14	68.766,28	**48.518,14**	**31.317,28**	22.351,46	17.879,23	15.097,54	19.569,77
10	43.800,00	2.190,00	90.277,06	73.937,61	**48.667,06**	**32.327,61**	23.472,03	19.223,78	18.137,97	22.386,22
11	48.180,00	2.409,00	94.586,98	79.079,65	**48.815,98**	**33.308,65**	24.592,61	20.560,71	21.178,39	25.210,29
12	52.560,00	2.628,00	98.896,90	83.945,84	**48.964,90**	**34.013,84**	25.713,19	21.825,92	24.218,81	28.106,08
13	56.940,00	2.847,00	103.206,82	88.861,15	**49.113,82**	**34.768,15**	26.833,77	23.103,90	27.259,23	30.989,10
14	61.320,00	3.066,00	107.516,74	93.699,98	**49.262,74**	**35.445,98**	27.954,35	24.362,00	30.299,65	33.892,00
15	65.700,00	3.285,00	111.826,66	98.323,53	**49.411,66**	**35.908,53**	29.074,93	25.564,12	33.340,07	36.850,88
16	70.080,00	3.504,00	116.136,58	103.050,16	**49.560,58**	**36.474,16**	30.195,51	26.793,04	36.380,49	39.782,96

Tabela 13.7 – Balanço econômico anual em R$ da vila Tamaruteua.

Nota: A – somente diesel; B – com geração renovável; D – demanda média em kW; D.O. – despesas operacionais; os valores em vermelho são de déficit; despesas/óleo são baseadas na curva de consumo de combustível e em R$2,20/L.

D	Receita	D. O.	Sem CCC				Com CCC			
			Despesas/óleo		Balanço		Despesas/óleo		Balanço	
			A	B	A	B	A	B	A	B
1	3.504,00	525,60	27.856,80	0,00	**24.878,40**	2.978,40	7.242,77	0,00	**4.264,37**	2.978,40
2	7.008,00	1.051,20	32.236,80	13.321,85	**26.280,00**	**7.365,05**	8.381,57	3.463,68	**2.424,77**	2.493,12
3	10.512,00	1.576,80	36.441,60	22.186,85	**27.506,40**	**13.251,65**	9.474,82	5.768,58	**539,62**	3.166,62
4	14.016,00	2.102,40	40.821,60	28.845,56	**28.908,00**	**16.931,96**	10.613,62	7.499,84	1.299,98	4.413,76
5	17.520,00	2.628,00	45.201,60	34.592,78	**30.309,60**	**19.700,78**	11.752,42	8.994,12	3.139,58	5.897,88
6	21.024,00	3.153,60	49.406,40	39.743,33	**31.536,00**	**21.872,93**	12.845,66	10.333,26	5.024,74	7.537,14
7	24.528,00	3.679,20	53.786,40	44.769,49	**32.937,60**	**23.920,69**	13.984,46	11.640,07	6.864,34	9.208,73
8	28.032,00	4.204,80	57.991,20	49.484,61	**34.164,00**	**25.657,41**	15.077,71	12.866,00	8.749,49	10.961,20
9	31.536,00	4.730,40	62.371,20	54.238,68	**35.565,60**	**27.433,08**	16.216,51	14.102,06	10.589,09	12.703,54
10	35.040,00	5.256,00	66.751,20	58.917,94	**36.967,20**	**29.133,94**	17.355,31	15.318,67	12.428,69	14.465,33

Tabela 13.8 – Balanço econômico anual em R$ da vila São Tomé.

Nota: A – somente diesel; B – com geração renovável; D – demanda média em kW; D.O. – despesas operacionais; os valores em vermelho são de déficit; despesas/óleo são baseadas na curva de consumo de combustível e em R$2,20/L.

Da tabela 13.6, na situação do atendimento somente com a geração diesel-elétrica há elevadas quantias de déficits. Com o advento da geração renovável as mesmas quantias são reduzidas, dado o bom potencial eólico local registrado. Essa redução não é mais significativa devido ao fato de não se tarifar efetivamente o real consumo da vila (aplicação de taxa média por UC). Considerando o auxílio da CCC, tanto a operação somente diesel-elétrica quanto a geração renovável têm suas quantias de déficits bastante reduzidas.

Analogamente à situação do atendimento somente com a geração diesel-elétrica da vila Praia Grande, elevadas quantias de déficits também se fazem presentes no sistema de Tamaruteua (tabela 13.7). Com a geração renovável, as quantias de déficits são reduzidas. No entanto, para a carga de 6 kW (demanda média da vila) o valor ainda é elevado (R$26.100,00). Para o custo do óleo diesel subsidiado pela CCC e restringindo a operação do sistema elétrico à geração diesel-elétrica, verifica-se superávit na faixa de carga média entre 5 e 16 kW. O superávit ocorre também em todos os valores de cargas com a contribuição da geração renovável, o que mostra o quanto é essencial alguma forma de subsídio para estes tipos de sistemas de geração.

Em São Tomé (tabela 13.8), como esperado, há elevadas quantias de déficits na operação somente

diesel-elétrica, o que mostra o quanto são elevados os custos de operação e manutenção dos sistemas que utilizam essa fonte. Observando ainda a tabela 13.8, percebe-se que, mesmo com a penetração da geração renovável, os valores de déficits são bem significativos. Na operação somente diesel-elétrica subsidiada pela CCC, há déficit para as demandas médias solicitadas de 1 a 3 kW, nas demais demandas, o superávit se destaca. Essa situação de balanço ocorre também em todos os valores de cargas com a contribuição da geração renovável. Nesta situação, essas quantias poderiam ser destinadas a um fundo que custeasse a substituição de equipamentos (por exemplo, término da vida útil de baterias, grupos geradores, entre outros), o aumento do número de unidades de geração (módulos fotovoltaicos, aerogeradores), ou até mesmo ser empregado em uma atividade socioeconômica, visando benefícios à coletividade local.

13.5.3 Custo do kWh Gerado

Os custos do kWh gerado pelos sistemas híbridos de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé, para valores de cargas médias, foram obtidos através da utilização da equação (12.13).

- **Praia Grande**

Para o cálculo do custo da energia para esse sistema híbrido, foram considerados valores de custos fixos iguais a 1% do custo do investimento do sistema [CARTAXO, 2000], e custos de manutenção dos subsistemas de geração eólica e diesel-elétrica, como sendo: 2% do custo de aquisição apenas do aerogerador; e US$0,10/kWh (R$0,172/kWh – 13/03/2008) referente à energia fornecida pelo grupo gerador a diesel [BLASQUES *et alii*, 2005; BLASQUES, 2005]. As taxas anuais de juros consideradas foram de 10% e 15%, e os custos anuais de óleo diesel foram baseados na curva de consumo de combustível (figura 13.19) e R$2,20/L. O horizonte de planejamento selecionado foi de 20 anos

Os custos dos principais equipamentos do sistema são: grupo gerador a diesel – R$5.000,00; aerogerador – R$21.139,40; inversores – R$7.819,38 (custo total); e banco de baterias – R$3.656,38. Com relação ao número de reposições desses equipamentos, tem-se: quatro do banco de baterias (vida útil estimada de 4 anos), uma vez dos inversores (vida útil estimada de 10 anos), e uma do grupo gerador a diesel (vida útil estimada de 10 anos).

Com relação aos cálculos para o sistema diesel-elétrico, foram considerados os seguintes parâmetros: custo de investimento de cerca de R$19.636,00 (constituído da seguinte forma: II + 60% de III + 30% de IV + 15% de V – tabela 13.4); custos fixos de cerca de 2%; custo de manutenção de R$0,172/kWh; custos de óleo baseados na curva de consumo; taxas de juros de 10% e 15%; e período de análise de 20 anos. O custo do grupo gerador a diesel, sua vida útil e o número de reposições durante o período de análise são os mesmos utilizados anteriormente.

Os valores obtidos dos custos do kWh são mostrados na tabela 13.9.

D	Sem CCC				Com CCC			
	Sistema híbrido		Sistema diesel		Sistema híbrido		Sistema diesel	
	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%
1	1,21	1,55	2,19	2,28	1,21	1,55	0,97	1,06
2	0,99	1,18	1,46	1,50	0,75	0,92	0,64	0,69
3	0,99	1,11	1,20	1,23	0,63	0,74	0,53	0,56
4	0,95	1,04	1,08	1,10	0,56	0,64	0,48	0,50

5	0,92	0,99	1,01	1,02	0,51	0,58	0,44	0,46
6	0,89	0,95	0,96	0,97	0,48	0,54	0,42	0,44

Tabela 13.9 – Custos do kWh de Praia Grande

Nota: D – demanda em kW; Tj – taxa de juro

Tomando-se como base a carga de 3 kW, o custo da geração do sistema híbrido é igual R$1,11/kWh (taxa de juros, 15%), o que corresponde anualmente a um custo de R$29.170,80; para operação de 24 horas. Sabendo-se que a receita anual do sistema corresponde a R$2.640,00; um déficit de R$26.530,80 ao ano é verificado. Tal déficit é reduzido para R$16.807,00 com o subsídio da CCC. Para a mesma situação de carga e taxa de juros, o atendimento somente diesel-elétrico tem déficits anuais nos custos da energia gerada sem e com a CCC em torno de R$29.684,00 (superior ao caso da geração híbrida) e R$12.077,00; respectivamente.

Da tabela 13.9, percebe-se ainda que os custos da geração diesel-elétrica sem o subsídio da CCC são superiores aos do sistema híbrido. Essa vantagem é devida basicamente ao bom potencial da fonte eólica (fator de capacidade eólico médio anual igual a 20,24% [BARBOSA, 2006]). Quando aplicado o subsídio da CCC sobre a conta do óleo diesel, os custos da geração diesel-elétrica tornam-se inferiores aos da geração híbrida (eólica-diesel) e, conseqüentemente, o sistema diesel-elétrico fica mais atrativo.

- **TAMARUTEUA**

As mesmas considerações do sistema híbrido de Praia Grande, referentes aos custos fixos, de manutenção (adicionado o do subsistema fotovoltaico – 1%), às taxas de juros e ao horizonte de planejamento, foram utilizadas para o cálculo do custo do kWh gerado pelo sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel de Tamaruteua após sua revitalização.

Os custos anuais de óleo diesel são baseados na curva de consumo de combustível (figura 13.19) e R$2,00/L, e os custos dos principais equipamentos do sistema são: grupo gerador a diesel – R$28.000,00; aerogeradores – R$76.000,00 (custo total); módulos fotovoltaicos – R$55.520,00 (R$28.800,00 módulos antigos); inversor – R$62.399,00; controladores de carga – R$2.051,83; e banco de baterias – R$23.552,00.

Com relação ao número de reposições dos equipamentos, tem-se: quatro do banco de baterias (vida útil estimada de 4 anos), uma do inversor (vida útil estimada de 10 anos), uma dos controladores de carga (vida útil estimada de 10 anos), uma dos aerogeradores (vida útil estimada de 20 anos, tendo já sido utilizados há 8 anos), uma dos módulos fotovoltaicos que compõem o arranjo antigo (vida útil estimada de 20 anos, tendo já sido utilizados há 8 anos) e uma do grupo gerador a diesel (vida útil estimada de 10 anos).

Também de maneira semelhante ao caso de Praia Grande, para o cálculo do custo da geração, sem a contribuição da geração renovável, foram considerados os seguintes parâmetros: custo de investimento de R$55.071,00 (constituído da seguinte forma: II + 60% de III + 30% de IV + 15% de V – tabela 13.4); custos fixos de 2%; custo de manutenção de R$0,172/kWh; custos de óleo baseados na curva de consumo; taxas de juros 10% e 15%; e período de análise de 20 anos. O custo do grupo gerador a diesel, sua vida útil e o número de reposições durante o período de análise são os mesmos utilizados para o caso do sistema híbrido.

Os resultados obtidos dos custos do kWh são mostrados na tabela 13.10.

Considerando o atendimento pelo sistema híbrido, a demanda média da vila (7 kW) e a taxa

D	Sem CCC				Com CCC			
	Sistema híbrido		Sistema diesel		Sistema híbrido		Sistema diesel	
	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%
1	7,01	8,68	7,06	7,31	7,01	8,68	2,71	2,96
2	3,83	4,67	3,86	3,98	3,60	4,44	1,50	1,63
3	3,32	3,87	2,80	2,88	2,64	3,20	1,10	1,19
4	2,86	3,27	2,26	2,32	2,11	2,53	0,90	0,96
5	2,51	2,85	1,94	1,99	1,77	2,11	0,78	0,83
6	2,26	2,54	1,73	1,77	1,54	1,82	0,70	0,74
7	2,06	2,30	1,58	1,61	1,37	1,61	0,64	0,68
8	1,91	2,12	1,46	1,49	1,24	1,45	0,60	0,63
9	1,79	1,97	1,37	1,40	1,14	1,33	0,57	0,59
10	1,69	1,85	1,30	1,33	1,06	1,23	0,54	0,57
11	1,60	1,75	1,25	1,27	0,99	1,15	0,52	0,54
12	1,53	1,67	1,20	1,22	0,94	1,08	0,50	0,52
13	1,47	1,60	1,16	1,17	0,89	1,02	0,48	0,50
14	1,41	1,53	1,12	1,14	0,85	0,97	0,47	0,49
15	1,37	1,48	1,09	1,11	0,81	0,92	0,46	0,48
16	1,33	1,43	1,06	1,08	0,78	0,89	0,45	0,47

Tabela 13.10 – Custos do kWh de Tamaruteua

Nota: D – demanda em kW; Tj – taxa de juro

de juros de 15%, o custo do kWh gerado é de R$2,30. Tal custo, comparado com a tarifa praticada de R$0,50/kWh, chega a ser cerca de 4,5 vezes maior, representado um déficit no custo de geração de R$1,80/kWh (operação de 24 h/d), o que equivale anualmente a R$110.376,00. Aplicando o subsidio da CCC, o custo do kWh ficaria em R$1,61/kWh. Este valor representa um déficit no custo do kWh de R$1,11.

Comparando os custos do kWh gerado pelos sistemas híbrido e diesel-elétrico, observa-se que os custos do último são inferiores, ao contrário do verificado em Praia Grande. Essa vantagem, do ponto de vista econômico, é principalmente devida ao custo inicial elevado do sistema híbrido (necessidade de importação dos equipamentos de geração). Com a CCC tal vantagem é ampliada. Por exemplo, considerando-se a tarifa praticada, a taxa de juros, e a faixa de carga média avaliadas anteriormente para o sistema híbrido com o referido subsídio, o valor de déficit seria de apenas R$0,18/kWh.

- **São Tomé**

As mesmas considerações do sistema híbrido de Tamaruteua, referentes aos custos fixos, de manutenção, às taxas de juros e ao horizonte de planejamento, foram utilizadas para o cálculo do custo do kWh gerado pelo sistema híbrido de São Tomé.

Os custos anuais de óleo diesel são baseados na curva de consumo de combustível (figura 13.19) e R$2,00/L.

Para o horizonte de planejamento selecionado, tem-se: quatro reposições do banco de baterias

(vida útil estimada de 4 anos), uma do inversor (vida útil estimada de 10 anos), e uma do grupo gerador a diesel (vida útil estimada de 10 anos). Outras informações referentes ao cálculo do custo da energia elétrica são os custos dos principais equipamentos do sistema: grupo gerador a diesel – R$11.940,00; módulos fotovoltaicos – R$36.433,99 (custo total); aerogerador – R$52.875,97; inversor – R$32.662,61; e banco de baterias – R$10.520,00.

Para os cálculos do kWh gerado pelo sistema diesel-elétrico, foram considerados os mesmos custos fixos, de manutenção, taxas de juros e horizonte de planejamento dos estudos dos casos anteriores.

Outros parâmetros considerados foram o custo de investimento do sistema igual a R$51.685,02 (constituído por: II + 60% de III + 30% de IV + 15% de V – tabela 13.4) e os custos de óleo baseados na curva de consumo. O custo do grupo gerador a diesel, sua vida útil e o número de reposições durante o período de análise (20 anos) são os mesmos utilizados para o sistema híbrido considerado anteriormente. É importante dizer que devido à operação de 24 h/dia do grupo gerador a diesel o mesmo provavelmente terá uma vida útil menor em relação a sua utilização no sistema híbrido. Isto é válido também para os demais casos dos sistemas já estudados.

Os resultados obtidos dos custos do kWh são mostrados na tabela 13.11. Esses resultados revelam elevadas importâncias, as quais são incrementadas com o aumento do valor da taxa de juros.

D	Sem CCC				Com CCC			
	Sistema híbrido		Sistema diesel		Sistema híbrido		Sistema diesel	
	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%	Tj 10%	Tj 15%
1	4,60	5,94	4,22	4,47	4,60	5,94	1,87	2,11
2	3,13	3,80	2,45	2,57	2,57	3,24	1,09	1,21
3	2,48	2,93	1,85	1,93	1,86	2,30	0,82	0,90
4	2,09	2,43	1,55	1,62	1,49	1,82	0,69	0,75
5	1,84	2,11	1,38	1,43	1,26	1,52	0,61	0,66
6	1,66	1,88	1,26	1,30	1,10	1,32	0,56	0,60
7	1,53	1,72	1,17	1,21	0,99	1,18	0,52	0,56
8	1,43	1,60	1,11	1,14	0,91	1,07	0,50	0,53
9	1,35	1,50	1,06	1,09	0,84	0,99	0,47	0,50
10	1,28	1,42	1,02	1,05	0,79	0,92	0,46	0,48

Tabela 13.11 – Custos do kWh de São Tomé

Nota: D – demanda em kW; Tj – taxa de juro

Avaliando os custos para o atendimento com o sistema híbrido através da comparação entre a tarifa de R$0,40/kWh (atualmente praticada na vila) e a média (R$2,27/kWh) do custo de geração na faixa de 4 e 5 kW, taxas de juros 15%, verifica-se um déficit no custo da geração de R$1,87/kWh, na operação de 24 horas diárias, o que representa anualmente um déficit médio em torno de R$73.715,00. Adotando a CCC, o custo médio da geração ficaria aproximadamente R$1,67/kWh. Esse valor ainda representa um déficit de R$1,27 no custo do kWh gerado pelo sistema.

Para o atendimento somente diesel-elétrico, percebe-se que os custos de geração são inferiores aos do sistema híbrido. Essa vantagem é devida a dois fatores: o custo inicial elevado do sistema híbrido e o pequeno potencial renovável verificado, principalmente da fonte eólica (fator

de capacidade eólico médio anual igual a 12,42% [BARBOSA, 2006]). Com o subsídio da CCC a vantagem do sistema diesel-elétrico torna-se maior.

Em síntese, a análise econômica para os vários cenários de demanda e operação dos sistemas elétricos de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé mostra o quanto é elevado o custo operacional de um sistema unicamente a diesel.

Tais custos são reduzidos com a contribuição da geração renovável e hibridismo das fontes de energia, o que agrupa os benefícios de cada subsistema de geração. Porém, considerando o balanço econômico atual, a redução não compensa significativamente os custos operacionais dos sistemas híbridos em si (há registros de déficits elevados). Uma forma de se encontrar maior equilíbrio no f uxo de caixa (despesas e receitas) desses sistemas, como estudado, seria a aplicação do subsídio da CCC na conta do óleo diesel, ou, futuramente, da substituição da CCC por um subsídio pelo kWh gerado por esses sistemas, independentemente da fonte, no atendimento isolado através de minirredes de distribuição.

Salienta-se que, com ou sem subsídio, é de fundamental importância uma tarifação efetiva, adequada e justa pelo serviço prestado, e não a aplicação de taxas que não ref etem a verdadeira solicitação das UCs.

Ainda em relação à questão econômica, constata-se o elevado custo do kWh gerado pelos sistemas híbridos, em comparação com a tarifa média cobrada na região para o atendimento convencional, ou do valor atribuído (taxas) pelas comunidades como reembolso pelo serviço. O desenvolvimento de equipamentos de baixo custo com tecnologia nacional poderá amenizar esse quadro.

É importante comentar que os valores dos custos de geração avaliados não devem ser tomados como regra geral, isto é, sistemas híbridos fotoltaico-eólico-diesel com custos de geração superiores aos dos diesel-elétricos, e estes últimos com custos maiores que os híbridos eólico-diesel, pois são resultados obtidos para as condições aqui consideradas, servindo apenas como indicativos para análises posteriores. Todavia, percebe-se que, dependendo do potencial renovável e dos custos relativos à utilização do diesel, os sistemas híbridos podem ser bem competitivos (caso de Praia Grande).

13.6 Qualidade de Energia

Dentre os problemas de qualidade de energia apresentados pelos sistemas híbridos, destacam-se como os principais:

- **Distorções harmônicas**

As elevadas distorções harmônicas, principalmente de corrente, são devidas ao grande uso de cargas não-lineares (utilização de lâmpadas f uorescentes compactas, televisores).

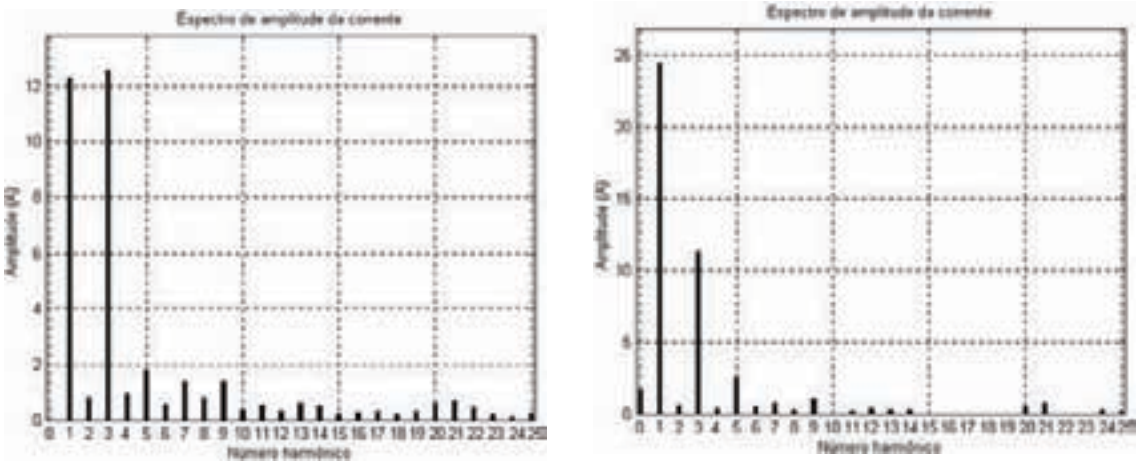
A tabela 13.12 lista os valores de THD_I (Distorção Harmônica Total de Corrente) médios para as fases críticas das vilas Tamaruteua e São Tomé, medidas nas saídas dos sistemas, com o inversor em operação. Os maiores valores de THD_I, registrados em São Tomé, são devidos ao acionamento da iluminação residencial com características não-lineares. Em Tamaruteua, o período noturno (demanda máxima) apresenta menor THD_I média do que o período diurno (demanda mínima). Tal situação é esperada, pois no período de demanda máxima há um considerável uso de cargas com características lineares (lâmpadas incandescentes), que, de certa forma, compensa as de

caráter não-linear utilizadas nesse período. Salienta-se que na operação diesel-elétrica os valores de THD_I são ainda maiores.

Sistema elétrico	THD_I médios (%)			
	Demanda máxima		Demanda mínima	
	Fase B	Fase C	Fase B	Fase C
São Tomé	42,65	24,36	ND	ND
Tamaruteua	15,40	8,82	22,84	12,60

Tabela 13.12 – Valores médios de THD_I – São Tomé e Tamaruteua

Nota: ND – não disponível



(a) Motobomba não operando (b) Motobomba operando

Figura 13.20 – Espectro harmônico de amplitude da corrente no neutro (São Tomé)

- **Desbalanceamento de potência nas fases**

Esse efeito é exemplificado na figura 13.20, que representa o espectro harmônico de amplitude da corrente no condutor neutro de São Tomé com o grupo gerador a diesel operando em duas situações. A primeira não há operação de uma motobomba, enquanto que na segunda a mesma é acionada. Das figuras, observa-se a presença de uma corrente na freqüência fundamental de valor elevado.

- **Afundamentos de tensão (sag)**

São decorrentes da elevada corrente de surto devida ao acionamento de motores elétricos. A figura 13.21, obtida de medição realizada durante o período de baixa demanda na fase C do sistema da vila São Tomé (diesel operando), exemplifica um afundamento de tensão de 126,3 V_{rms} para 86,1 V_{rms} no momento da partida de uma motobomba (corrente de surto superior a 26 A). Quando a mesma motobomba elétrica é acionada no período de demanda máxima, a qualidade de energia do sistema é ainda mais afetada, proporcionando a diminuição na iluminância das lâmpadas (devido ao afundamento de tensão na fase) e os desligamentos de alguns televisores (prejudicando a vida útil desses aparelhos).

Figura 13.21 – Variação do valor rms de tensão e corrente da fase C (São Tomé)

Caso a soma da corrente de surto com o valor da corrente de regime da fase seja superior ao limite de corrente de surto dos inversores, quando estes estão operando, isso poderá acarretar a interrupção do fornecimento de energia.

- **Quedas de tensão**

Nas figuras 13.22 e 13.23 são destacados nos croquis das vilas, pontos considerados críticos ao longo das minirredes de distribuição de Praia Grande e São Tomé, respectivamente. Na tabela 13.13, são mostrados os valores monitorados de tensão, corrente (*rms*) e freqüência.

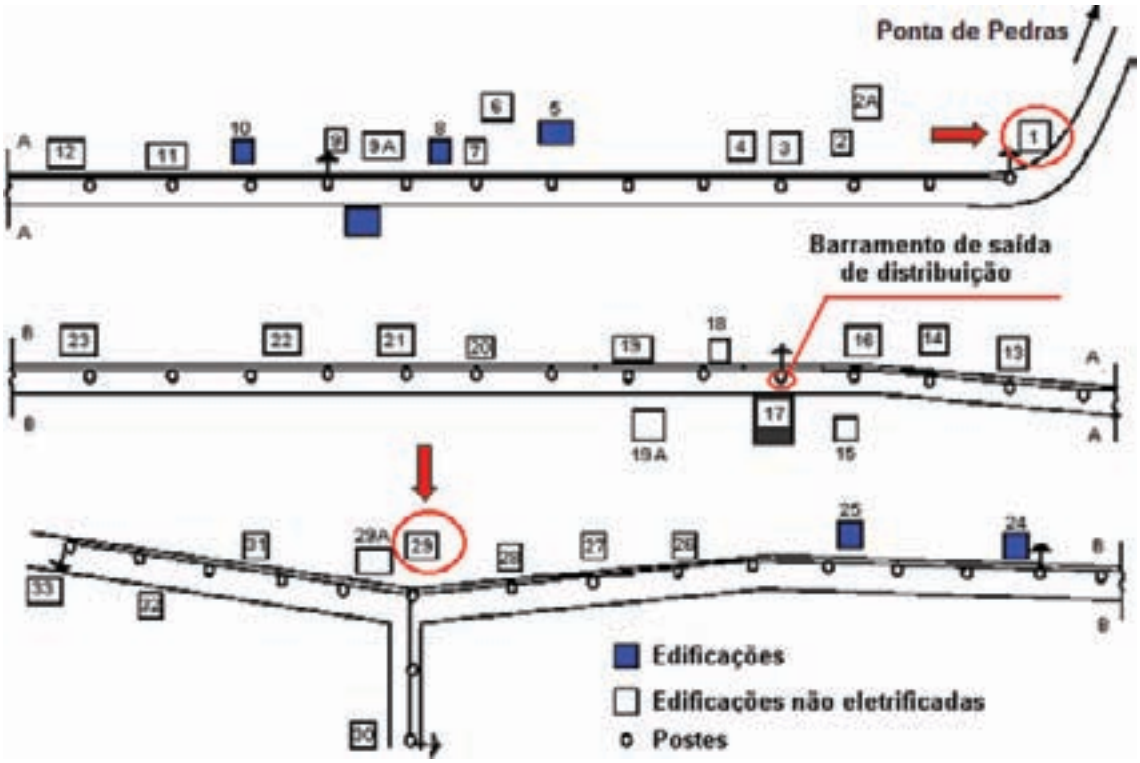


Figura 13.22 – Croquis da vila Praia Grande (em destaque os pontos críticos monitorados)

Figura 13.23 – Croquis da vila São Tomé (em destaque os pontos críticos monitorados)

UC's	Fase	Barramento de saída V_{rms}		Diesel operando			Inversor operando			Observação
		Diesel	Inversor	V_{rms}	A_{rms}	Hz	V_{rms}	A_{rms}	Hz	
São Tomé										
24	A	131,6	ND	127	2,26	59,4	ND	ND	ND	Maior carga instalada do sistema
08	A	131,6	126,4	124	1,76	58,8	117,9	2,25	60,6	Final de rede
11	B	134,8	ND	134	1,44	58	ND	ND	ND	Final de rede
09	C	127,1	122,1	112	1,14	58,1	117	1,19	60,2	Final de rede
60	C	128,7	122,2	126	1,12	58,4	122	1,04	60,6	Final de rede
Praia Grande										
01	única	120	114,7	107	ND	63,75	110,2	ND	60,6	Final de rede
29	única	120	114,7	ND	ND	ND	113,8	ND	60	Próxima da UC-28 (grande carga instalada)

Tabela 13.13 – Valores monitorados de tensão, corrente e freqüência

Nota: ND – não disponível

Da tabela 13.13 verifica-se que há quedas de tensão nos finais da minirrede que, dependendo do valor (*rms*) da tensão no barramento de saída, da distância geração-consumo e do carregamento das fases às quais as UCs estão ligadas, podem ser bastante elevadas. Em São Tomé, por exemplo, a tensão de 112 V_{rms} (queda de 15,1 V_{rms}) na UC 09 (fase C – mais carregada), caracteriza um atendimento precário (109 ≤ V_{medido} < 116 V_{rms} ou 132 < V_{medido} ≤ 140 V_{rms} [ANEEL, 2003]) à mesma. Outro ponto de atendimento precário, porém este com tensão elevada, devido à fase B ser a menos carregada do sistema, encontra-se na UC 11 (134 V_{rms}). Pontos de atendimento precário ao

longo da minirrede de Praia Grande estão na UC 01 (110,2 V_{rms}) e 29 (113,8 V_{rms}), e no próprio barramento de saída (114,7 V_{rms}). Isso é causado basicamente pelo valor nominal de saída do inversor então utilizado (120 V_{rms}). Ainda em Praia Grande, com o grupo gerador operando, há um caso de atendimento crítico na UC 01, 107 V_{rms} (V_{medido} < 109 V_{rms} ou V_{medido} > 140 V_{rms} [ANEEL, 2003]).

A redistribuição das UCs por fase, de forma mais balanceada ao longo da minirrede de São Tomé, e a instalação, por exemplo, de banco de capacitores na de Praia Grande, são ações para mitigar esse problema de qualidade de energia.

- **Variação de freqüência**

Há uma grande variação da freqüência padrão de operação quando o sistema diesel-elétrico supre as vilas, decorrente da falta de controle tensão/freqüência apropriado na maioria dos grupos geradores a diesel de pequeno porte. Como exemplo, da tabela 13.13, observa uma variação na freqüência em média de ± 3%, com máximo de 6,25%. A figura 13.24 mostra a variação *rms* de tensão e a variação da freqüência típica das fases da vila Tamaruteua no período de demanda máxima (diesel operando).

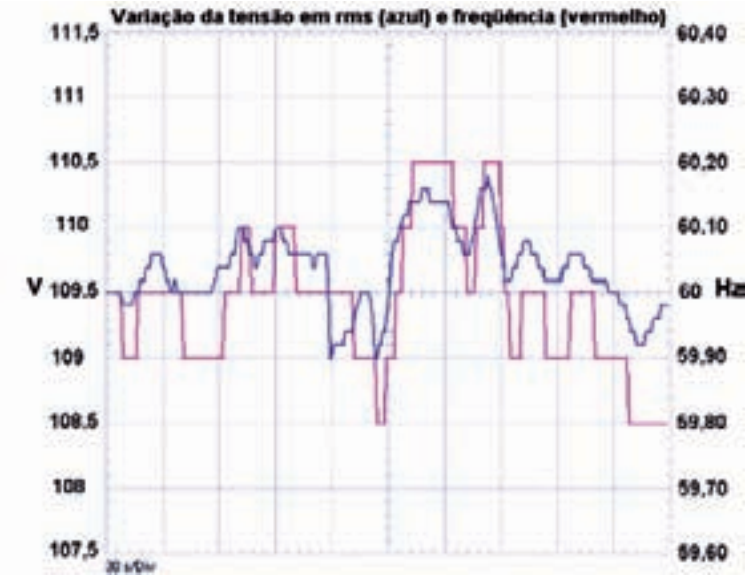


Figura 13.24 – Variação *rms* de tensão e variação da freqüência – Tamaruteua (diesel operando)

Ao contrário dos geradores a diesel, os inversores apresentaram pequenas variações na freqüência (60 Hz ± 1%).

- **Descontinuidade no fornecimento**

Esse problema surge pela intermitência das fontes renováveis de energia, aliada à falta de recursos financeiros suficientes para a compra de óleo diesel, que assegure a continuidade do serviço. A falta de recursos financeiros é vista na avaliação do balanço econômico dos sistemas híbridos (seção anterior).

Em São Tomé e Tamaruteua, na época mais chuvosa da região (baixa geração renovável), a operação dos sistemas se restringe a uma duração de 5 a 7 horas diárias, geralmente no período das 17h00 às 24h00. Primeiramente, o serviço dá-se com a energia das fontes renováveis armazenada no banco de baterias, e posteriormente com o grupo gerador a diesel.

Uma ação para amenizar esse problema é estocar o óleo diesel que é economizado durante

o período de grande geração renovável (período menos chuvoso) para ser usado durante o período muito chuvoso.

13.7 Principais Impactos

- **Impactos Ambientais**

Os impactos ambientais dos sistemas híbridos implantados são insignificativos. Isso pode ser evidenciado pelos seguintes fatos:

(1) Nenhuma manifestação de descontentamento com o ruído, por parte dos moradores próximos dos sistemas – esse fato é atribuído à utilização de aerogeradores sem caixa de multiplicação (engrenagem), sendo, portanto, o ruído (baixo) desses subsistemas de geração oriundo principalmente do efeito aerodinâmico das pás; e às unidades geradoras dos subsistemas de geração diesel-elétrica estarem confinadas em abrigos fechados, reduzindo parcialmente os ruídos;

(2) A atração visual que se tornaram os sistemas híbridos com os aerogeradores e suas grandes torres – BARBOSA (2004) e VALE (2000), por exemplo, destacam a grande atração que os sistemas híbridos de São Tomé e Praia Grande se tornaram. Os aerogeradores e suas torres implantados nessas localidades constituem uma visão atrativa em terra, para os moradores locais e visitantes, e no Rio Maracanã (São Tomé) e na Baía do Marajó (Praia Grande), para as embarcações que neles navegam;

(3) O pequeno espaço físico utilizado pelos sistemas, que não ocasiona perda de espaço para outras finalidades – tal fato é decorrente, sobretudo, da pequena capacidade de geração dos sistemas.

Com relação à inf uencia na fauna, até o presente momento, não há nenhum impacto significativo, com exceção de duas ocorrência de colisão de urubus contra os aerogeradores dos sistemas híbrido de São Tomé e Tamaruteua.

- **Impactos Socioeconômicos**

Dentre os impactos socioeconômicos, destacam-se:

(1) Substituição total ou parcial das mais diversas fontes de energia elétrica outrora utilizadas para iluminação e atendimento de pequenas cargas, pela energia produzida pelos sistemas híbridos de geração;

(2) Crescimento populacional das vilas, com o incremento do número de moradores. A tabela 13.14 mostra um comparativo do número de famílias e moradores, antes e logo depois da inserção dos sistemas híbridos de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé;

Vila	Famílias			
	Antes		Depois	
	Nº	Ano	Nº	Ano
Praia Grande	22	1997	26	1999
Tamaruteua	32	1997	38	1999
São Tomé	38	2002	46	2004
Vila	**Moradores**			
	Nº	Ano	Nº	Ano
Praia Grande	125	1997	142	1999
Tamaruteua	163	1997	193	1999
São Tomé	218	2002	248	2004

Tabela 13.14 – Número de famílias e moradores

Nota: ND – não disponível

(3) Aumento de atividades comerciais de comércios/bares, padarias, armazéns, entre outros, sustentada pela energia elétrica. Na vila Praia Grande, registrou-se aumento de comércios de um para três, e em Tamaruteua o aumento desse tipo de estabelecimentos foi de três para seis;

(4) Aumento na renda familiar dos moradores das vilas. A tabela 13.15 mostra a representação da distribuição de renda por família antes e depois da implantação dos sistemas nas comunidades de Praia Grande e Tamaruteua.

Salários mínimos	Praia Grande		Tamaruteua	
	Antes (1997)	Depois (1999)	Antes (1997)	Depois (1999)
< 1	50	0	36	15
1 a 2	41	65	39	53
2 a 3	0	25	19	24
3 a 4	9	10	4	6

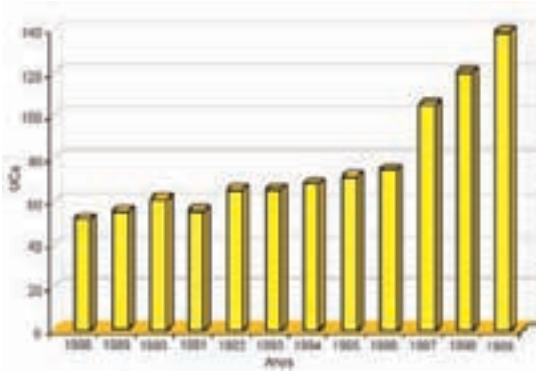
Tabela 13.15 – Distribuição de renda por família (%)

◆ Outros Impactos

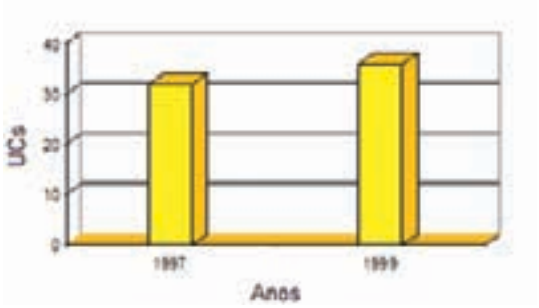
Outros impactos, que podem ser listados são as visitas de pessoas, grupos nacionais e estrangeiros de pesquisa interessados nas experiências adquiridas com os sistemas híbridos; o crescimento acentuado da carga instalada, principalmente, de eletrodomésticos (tabela 13.16), em função do aumento do número de horas de fornecimento de energia, do número de UCs (figura 13.25), e da renda ocasionada pela ampliação e melhoria das atividades econômicas, como já mencionado.

Eletrodomésticos	Praia Grande		Tamaruteua	
	Antes (1997)	Depois (1999)	Antes (2002)	Depois (2004)
Ventilador	1	1	0	0
Refrigerador	3	7	0	6
Ferro de passar	1	7	0	4
Liquidificador	2	7	0	10
Rádio	15	10	23	11
Aparelho de Som	1	8	4	3
Televisor	20	23	15	25
Máquina de costura	1	6	0	0

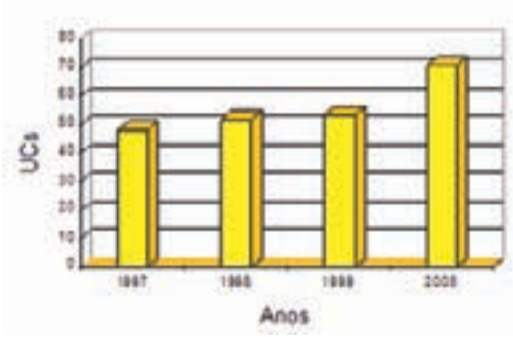
Tabela 13.16 – Distribuição de renda por família (%)



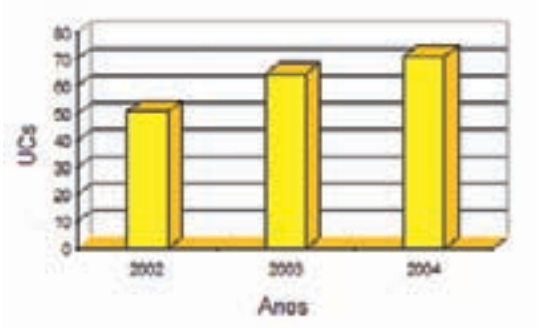
(a) Campinas



(b) Praia Grande



(c) Tamaruteua



(d) São Tomé

Figura 13.25 – Evolução do número de UCs

13.8 Gestão e Situação dos Sistemas

Em linhas gerais, há dois modelos de gestão utilizados. Em um, os moldes administrativos são delineados pela própria concessionária local, a qual é a única responsável pelo gerenciamento do sistema, determinando as estratégias de operação e manutenção, e aplicando as tarifas pelos serviços de energia elétrica prestados (fornecimento nos padrões exigidos, leituras periódicas,

emissão e entrega de faturas, reavisos, cortes, religações). As tarifas são estabelecidas pela ANEEL e visam sobretudo assegurar aos consumidores o pagamento de um valor justo, bem como garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia, de modo que as mesmas prestem os serviços com qualidade e confiabilidade. Esse modelo é o utilizado nas vilas Campinas e Joanes.

O outro modelo é baseado em uma administração realizada pelas próprias comunidades, por intermédio de uma organização ou associação comunitária, em parceria com as prefeituras municipais e, temporariamente, com o agente executor do projeto, que presta serviços de manutenção preventiva e, quando necessário, corretiva. Os sistemas de Praia Grande, Tamaruteua e São Tomé são exemplos desse modelo.

Com relação à captação dos recursos (tarifação pelo serviço de energia), em Praia Grande aplicam-se taxas mensais, cujos valores variam de acordo com o número de equipamentos eletro-eletrônicos instalados nas UCs. Em São Tomé e recentemente em Tamaruteua (revitalização), destaca-se o sistema de pré-pagamento de energia.

Em Araras, exceção dos modelos expostos, a gestão é feita por um produtor independente de energia (PIE-GUASCOR).

Um resumo dos modelos de gestão de cada sistema é mostrado na tabela 13.17.

Sistema híbrido	Modelo de gestão	
	Administrativo	Financeiro
Campinas	CEAM	Tarifas estabelecidas pela ANEEL
Joanes	Grupo REDE/CELPA	Tarifas estabelecidas pela ANEEL
Praia Grande	Comunidade e Prefeitura	Cobrança de taxa mensal
Tamaruteua	Comunidade e Prefeitura	Pré-pagamento
Araras	PIE-GUASCOR	Venda da geração contratada com a CERON
São Tomé	Comunidade e Prefeitura	Pré-pagamento

Tabela 13.17 – Modelos de gestão dos sistemas híbridos

Problemas operacionais devidos principalmente à falta de manutenção e ao crescimento demasiado da demanda comprometeram o funcionamento dos sistemas híbridos de Campinas e Joanes, sendo este último desativado oficialmente no ano de 2005.

O papel desempenhado pelas comunidades e prefeituras municipais apresenta-se também como uma fonte de problemas, principalmente à sustentabilidade dos sistemas (caso da comunidade como gestora).

Exemplos da má gestão são evidenciados em Praia Grande e Tamaruteua (antes da revitalização), onde tais sistemas, após períodos satisfatórios de operação (3 e 4 anos, respectivamente), entraram em processo de falência operacional devido basicamente à:

(1) Escassez de recursos financeiros captados para manutenção, resultante da falta de uma tarifação adequada (a taxa mensal não ref etia o verdadeiro consumo das UC's);
(2) Aplicação de manutenção inadequada por pessoas não especializadas;
(3) Quase nenhuma participação das prefeituras municipais.

Em 2007, com a extensão da rede elétrica convencional (monofilar com retorno por terra – MRT) até a vila São Tomé, por intermédio do programa Luz para Todos do governo federal, seu sistema

fotovoltaico-eólico-diesel foi desmobilizado.

A tabela 13.18 apresenta a atual situação dos sistemas híbridos regionais em junho de 2008, incluindo informações de Sucuriju.

Uma memória fotográfica dos sistemas híbridos regionais é apresentada no Anexo 2.

Sistema híbrido	Situação	Causa principal	Observações
Campinas	Operação parcial (somente a geração diesel-elétrica)	Falta de manutenção.	Passivo de revitalização.
Joanes	Desativado	Falta de manutenção.	Sistema desativado no ano de 2005.
Praia Grande	Operação parcial (somente a geração diesel-elétrica)	Falta de manutenção.	Passivo de revitalização. A minirrede de distribuição foi seccionada em duas partes, as quais estão sendo energizadas individualmente pelos grupos geradores a diesel de 6 kW.
Tamaruteua	Operação parcial (somente a geração diesel-elétrica)	Queima de uma placa de controle da unidade de inversão/retificação.	Em processo de captação de recursos para substituição da placa.
Araras	Operando com restrições (geração de alguns arranjos fotovoltaicos comprometida)	Problemas técnicos com os inversores de tensão devido às condições climáticas locais.	-
São Tomé	Desmobilizado	Extensão da rede elétrica convencional.	Extensão da rede em 2007 pela concessionária local.
Sucuriju	-	-	Em processo de implantação (previsão de operação ainda em 2008).

Tabela 13.18 – Situação dos sistemas híbridos em junho de 2008

14 Modelos de Gestão e Regulação

A sustentabilidade de um sistema híbrido depende fortemente dos mecanismos de gestão adotados, os quais devem ser analisados antes da implantação do sistema, pois, quando não observados, podem comprometer a sustentabilidade do mesmo, levando-o ao insucesso.

Mesmo com o desenvolvimento criterioso de todas as etapas para a implantação de sistemas híbridos, desde a análise dos recursos, passando pela elaboração de um projeto bem dimensionado e instalação correta, até a utilização de eficientes procedimentos de operação e manutenção, a gestão inadequada do sistema pode vir a comprometer todas as etapas anteriores.

14.1 Contextualização do Problema

Apesar da maturidade tecnológica que os sistemas com fontes renováveis têm adquirido com o passar do tempo, outro problema, de origem muito mais cultural, vem comprometendo a sustentabilidade desses sistemas desde suas primeiras instalações: o problema da gestão inadequada do sistema.

A gestão inadequada atinge de forma direta sistemas híbridos com as fontes solar e eólica, em função do próprio caráter intermitente dessas fontes, o que as torna dependentes de sistemas de armazenamento de energia, normalmente considerados “elos fracos” de sistemas híbridos. Sistemas ditos convencionais são normalmente superdimensionados, apresentando capacidade de geração e armazenamento muitas vezes superior à demanda, como são os casos de algumas centrais hidrelétricas e sistemas diesel-elétricos. No caso de sistemas com as fontes solar e eólica, para atendimento de pequeno e médio portes, o próprio custo do sistema torna proibitivo o seu superdimensionamento.

No atual contexto, onde ainda não existe uma regulamentação direcionada a tais sistemas, muitas são as variáveis envolvidas. O presente item tem como objetivo a contextualização do problema e a apresentação de possíveis soluções.

Até o presente momento, a grande maioria dos sistemas híbridos instalados no Brasil é de caráter experimental. A implantação do sistema resulta, normalmente, de projetos de pesquisa financiados a fundo perdido, onde a sustentabilidade do sistema é comprometida justamente pela falta de continuidade do projeto, que tem seu final invariavelmente ligado ao término dos prazos e dos recursos dos projetos.

Com base nesta constatação surge o primeiro cenário: sistema inicialmente sem a figura de um responsável legal, que deve manter-se através de esforços da própria comunidade, com participação de órgãos governamentais, não-governamentais, universidades, e outros, bem como da própria entidade executora do projeto, quando for o caso.

Surge, então, a primeira questão, com base neste cenário: como o sistema deve ser gerido para que o mesmo alcance a sustentabilidade?

Apesar de este ser o cenário atualmente verificado no Brasil, o estabelecimento de leis que visem à expansão do atendimento elétrico, aliado a programas de governo como o Luz Para Todos (LPT), vem criando expectativas de mudanças radicais nesta realidade. As concessionárias de energia muito provavelmente passarão a implantar e gerir sistemas alternativos de energia, deparando-se com outra questão, diferente da primeira aqui levantada.

A segunda questão, com base neste segundo cenário, é: como a concessionária, ou outra entidade responsável legalmente pela administração do sistema, irá garantir a sustentabilidade do sistema sem que, para isso, deva impor aos consumidores custos excessivos?

O primeiro cenário passa a apresentar problemas típicos de gestão, dentre os quais podem ser destacados:

- A definição de um representante legal do sistema, seja uma cooperativa local, a associação dos moradores locais, um produtor independente qualquer, ou outro;
- A forma de gestão dos recursos, uma vez que os recursos arrecadados com a venda de energia geralmente não cobrem os custos de operação e manutenção do sistema;
- A forma de cobrança pela energia, se com taxas fixas, se com a instalação de medidores convencionais ou pré-pagos;
- A organização social da comunidade, onde, por exemplo, disputas políticas e religiosas interferem nas decisões internas;
- A definição de operadores do sistema, normalmente membros da própria comunidade, que devem ser bem capacitados, comprometidos com a manutenção e sustentabilidade do sistema, e ainda ter bom relacionamento com a comunidade.

Já no segundo cenário, a maioria dos problemas indicados acima não é relevante, uma vez que a administração, gestão e operação do sistema são de responsabilidade da concessionária. Os problemas, neste cenário, resumem-se basicamente a três principais pontos:

- A definição de subsídios visando ao estabelecimento de um equilíbrio entre a tarifa praticada e os custos de operação e manutenção do sistema;
- A f exibilização do período de atendimento, adequando o período à disponibilidade energética de cada sistema;
- A definição de um sistema de tarifação que relacione de forma adequada o consumo de energia e a capacidade do sistema de geração.

Apesar destes três problemas também serem típicos do primeiro cenário, neste segundo cenário eles são mais significativos em função da própria legislação na qual as concessionárias estão inseridas. Atualmente, com a ausência de uma legislação específica para sistemas alternativos, as concessionárias devem tratá-los de maneira exatamente igual aos sistemas convencionais, onde, entre outros fatores, devem ser garantidos valores razoáveis de tarifa, qualidade e continuidade do serviço (DEC e FEC).

14.2 Modelos de Gestão

Nos sistemas híbridos já implantados no Brasil, em geral observa-se o emprego de um entre três modelos de gestão. Em um, mesmo com a ausência de uma legislação específica, os moldes administrativos são delineados pela própria concessionária local, a qual é a única responsável

pelo gerenciamento do sistema, determinando as estratégias de operação, manutenção e aplicando as tarifas pelos serviços de energia elétrica prestados (fornecimento nos padrões exigidos, leituras periódicas nos medidores, emissão e entregas de faturas, cortes, religações). As tarifas são estabelecidas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), de acordo com as vigentes para os sistemas de geração convencional, e visam, sobretudo, assegurar aos consumidores o pagamento de um valor justo, bem como garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica, de modo que as mesmas prestem os serviços com qualidade e confiabilidade [BARBOSA, 2006].

Outra forma de gestão tem sua estrutura sustentada por uma administração realizada pela própria comunidade, por intermédio de uma organização, cooperativa ou associação comunitária e geralmente em parceria com a prefeitura municipal e agentes financiadores e colaboradores (universidades, organizações não governamentais), que muitas vezes são os agentes executores do projeto.

A terceira forma de gestão é realizada por um produtor independente de energia (pie), o qual vende a energia elétrica produzida para a concessionária local ou para núcleos comunitários.

A falência de muitos sistemas, em grande parte resultante de uma gestão ineficiente, deve-se basicamente à:

- Escassez de recursos financeiros captados para a manutenção e troca de equipamentos;
- Falta de zelo pelos equipamentos do sistema e operação inadequada;
- Ausência de manutenção ou aplicação inadequada por pessoas não especializadas;
- Falta de um representante legal do sistema;
- Ausência de um comitê gestor, para acompanhamento dos aspectos tecnológicos e socioeconômicos relacionados ao sistema.

A formação de uma comissão gestora deve incluir preferencialmente:

- Os operadores do sistema híbrido;
- Membros da comunidade, necessariamente de preferências religiosas e faixas etárias distintas, gênero e tempo de residência diferentes, de modo a tornar bem representativo esse grupo gestor;
- A presença de representantes da administração municipal, para comprometer devidamente essa instituição com o projeto, podendo a mesma, além de auxiliar nas tomadas de decisões quanto à forma de utilização da energia do sistema híbrido, atuar também na parte social, através da integração dos moradores da comunidade em projetos sociais municipais, ou até mesmo em projetos estaduais e federais com a mesma filosofia, dado o seu maior poder de negociação com esses escalões da administração pública;
- Técnicos especialistas dos agentes, executor, financiador e colaborador do projeto, mesmo que façam parte da comissão temporariamente, fornecendo capacitação e aporte para a sustentabilidade.

A personificação jurídica é fundamental para o órgão gestor, pois facilita o desenvolvimento de parcerias, por exemplo, com organizações não governamentais e órgãos nacionais desenvolvedores e apoiadores de negócios. Estes tipos de parcerias podem indicar qual a melhor atividade econômica a ser desenvolvida na comunidade, ou proporcionar suporte técnico adequado às atividades em desenvolvimento. Isso é um ponto importante para a sustentabilidade do sistema, pois auxilia na captação de recursos financeiros necessários ao crescimento socioeconômico dos moradores locais.

Ainda com relação à comissão gestora, são atributos a serem propostos, discutidos e executados, dentre outros:

- A definição dos planos estratégicos com objetivos factíveis de serem alcançados na localidade, como possíveis atividades geradoras de renda, visando à sustentabilidade do sistema;
- O esclarecimento das limitações de geração do sistema híbrido;
- A educação da comunidade quanto ao uso racional da energia elétrica disponibilizada, prestando assessoria aos moradores quanto ao uso/aquisição de cargas e em suas instalações elétricas;
- O estabelecimento de parcerias com instituições de desenvolvimento de negócios, para geração e ampliação de renda aos moradores locais, atrelada ao benefício do serviço de eletricidade;
- A avaliação do valor da tarifa pelo serviço, de modo a equilibrar a capacidade de pagamento dos usuários e o custo real da energia;
- A avaliação dos tipos de setores que terão prioridade no serviço (comunitário, residencial, produtivo), além das prioridades com relação às atividades geradoras de renda;
- A capacitação, por parte dos agentes externos (executor, financiador e/ou colaborador), dos membros da comunidade que compõem a comissão gestora;
- O envolvimento da comunidade no processo de instalação/expansão do sistema híbrido (dando preferência à utilização da mão-de-obra local para sua qualificação);
- O atendimento das unidades consumidoras desatendidas;
- O acompanhamento e fiscalização do sistema de eletrificação.

Estas ações constituem o primeiro passo para garantir a sustentabilidade do sistema. Em situações onde ainda não haja uma regulamentação adequada, as medidas acima descritas são fundamentais para uma gestão mais eficaz.

Porém, em casos onde a regulamentação aponte para o estabelecimento de critérios de atendimento compatíveis com os atualmente verificados em sistemas convencionais, os modelos de gestão que sigam as diretrizes aqui apontadas por si só não garantem a sustentabilidade de um sistema híbrido. Surge a necessidade da proposta de modelos regulatórios que f exibilizem a legislação atual, tornando-a adequada à realidade de sistemas com as características dos sistemas híbridos dos tipos aqui apresentados.

14.3 Modelos Regulatórios

Os modelos regulatórios aqui propostos são centrados em três principais pontos: a inserção de subsídios no sistema; a f exibilização do período de atendimento; e a definição de um sistema de tarifação adequado.

14.3.1 Inserção de Subsídios

Os sistemas híbridos apresentam custos de implantação elevados, porém custos de operação e manutenção inferiores a sistemas exclusivamente diesel-elétricos. A análise econômica de sistemas híbridos considera todos os custos envolvidos na implantação do sistema, desde os de instalação, até os de operação e manutenção, durante um determinado horizonte de planejamento. O custo

da energia é um parâmetro que pode fornecer bons indicativos sobre a tarifa a ser praticada, pois determina o valor mínimo a ser cobrado para que os custos do sistema se equilibrem. Se cobrado valor acima do calculado, o sistema gera receita; porém, se cobrado valor inferior, o sistema se torna inviável [BLASQUES, 2005].

Em análises considerando o custo de instalação do sistema, valores de tarifa que pelo menos equilibrem o sistema, ainda são inviáveis na prática. No capítulo 12, para um dado sistema hipotético, foi calculado um valor para o custo da energia de R$2,24/kWh, valor consideravelmente superior ao praticado pelas concessionárias de energia elétrica no país. Outras simulações apontam para custos de energia de sistemas híbridos variando de US$0,6/kWh, para o melhor caso (altos fatores de carga e de capacidade do sistema), a US$0,8/kWh, para o pior caso (baixos fatores de carga e de capacidade) [BLASQUES *et alii*, 2005]. A simulação para um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel real instalado em uma localidade no nordeste do estado do Pará aponta para um valor de US$0,90/kWh [PEREIRA *et alii*, 2007].

Uma solução seria desconsiderar os custos de instalação, partindo-se do fato de que estes custos estão previstos dentro das ações de programas como o Luz Para Todos. Dessa forma, devem ser aplicadas tarifas que, além de garantir a modicidade tarifária, cubram pelo menos uma parte dos custos operacionais a curto e médio prazo, como substituição do banco de baterias, consumo de óleo combustível, e ações de manutenção periódicas dos equipamentos do sistema, dentre outros. Os custos de longo prazo, como reposição dos equipamentos de geração, são problemas que devem ser incluídos no planejamento da empresa responsável pela operação de cada sistema. A figura 14.1 apresenta resultados para uma análise realizada considerando apenas os custos de reposição de equipamentos, e de operação e manutenção de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel hipotético, em um horizonte de 10 anos, simulando diferentes fatores de capacidade do sistema eólico.

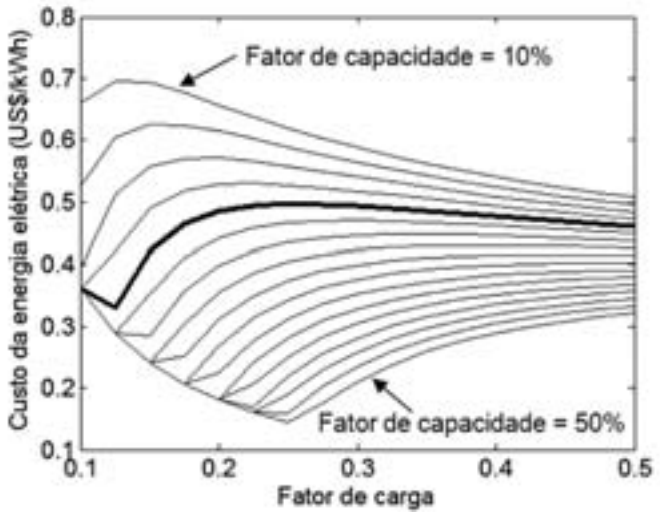


Figura 14.1 – Custos de energia em função do fator de carga para diferentes fatores de capacidade do sistema eólico

A figura 14.1 apresenta variações de 2,5% para fatores de capacidade médios do sistema eólico entre 10% (locais considerados ruins para o aproveitamento eólico) e 50% (locais considerados excelentes para o aproveitamento eólico, inclusive um pouco distante da realidade, aqui considerado apenas como limite superior). Analisando para um fator de capacidade médio de 20%

(curva destacada na figura), mais adequado a comunidades isoladas, nota-se um custo de energia de US$0,329/kWh para um fator de demanda (ou de carga) de 12,5%, valor ainda maior que o praticado pelas concessionárias.

Com base no exposto, e não havendo mudança considerável a curto prazo no atual cenário, torna-se clara a necessidade de inclusão de subsídios que garantam a sustentabilidade do sistema de geração, complementando a receita arrecadada com a venda de energia. Não há no presente texto a pretensão de indicar os atores principais e a forma mais adequada de garantir tais subsídios, visto que essas ações já são praticadas em larga escala no Brasil, inclusive no setor energético, como é o caso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), que insere custos adicionais às tarifas de distribuição, transmissão e uso de energia de todas as empresas concessionárias do Brasil, a fim de cobrir os gastos com a operação das usinas termelétricas dos sistemas interligados e isolados.

A proposta é pela implantação de um sistema de medição que controle basicamente três grandezas presentes em um sistema híbrido: a energia gerada pelas fontes renováveis, a energia gerada pela fonte diesel-elétrica, e a energia consumida pela carga. Dessa forma, pode-se prever um subsídio específico pela energia gerada por cada tipo de fonte, e relacioná-lo com a receita obtida com a venda de energia. Uma proposta relevante é a substituição da CCC por uma Conta de Geração de Energia (CGE) em sistemas isolados, onde o subsídio seria concedido por kWh gerado, independentemente do tipo de fonte e combustível (onde for o caso) utilizados.

A idéia é beneficiar os sistemas isolados, independentemente da fonte de geração, uma vez que tais sistemas apresentam particularidades que podem levá-los ao colapso financeiro, como por exemplo o alto investimento para o atendimento de pequenas demandas. Especificamente no caso de sistemas híbridos com fontes renováveis e não-renováveis, o benefício seria mais incisivo naqueles que apresentarem maior participação das fontes renováveis, calculada com base na relação entre a energia gerada pelas fontes renováveis e a energia demandada pela carga.

14.3.2 Flexibilização do Período de Atendimento

A legislação do setor elétrico brasileiro, através do artigo 95 da Resolução ANEEL No 456, de 29 de novembro de 2000, determina, como responsabilidade das concessionárias de energia elétrica, a prestação de serviço adequado a todos os consumidores, satisfazendo, entre outras condições, a continuidade no atendimento.

É fato que uma das características marcantes de sistemas de pequeno porte com fontes renováveis e armazenamento através de baterias são as possíveis interrupções ocasionadas pela indisponibilidade ou insuficiência do recurso renovável, ou pela utilização pouco racional das cargas, ocasionando um consumo muito maior que a energia gerada, e a conseqüente utilização da energia armazenada no banco de baterias, até que esta se esgote.

Atualmente, em atenção à legislação vigente aplicada aos sistemas ditos convencionais, tais situações de interrupção, se constantes, ref etem-se em severas penalidades para as concessionárias, sendo este um dos fatores que podem fazer com que as mesmas hesitem em gerir sistemas com as características dos aqui abordados.

Uma solução, não aplicável a todos os casos, mas que vai de encontro à realidade de muitas localidades remotas, é a f exibilização do horário de atendimento, ou seja, o estabelecimento legal de um período inferior a 24 horas para o atendimento, onde apenas a descontinuidade dentro desse horário seja passível de punição. Tal solução pode ser interessante para locais onde o perfil dos moradores seja condizente com a f exibilização do horário de atendimento, e que disponham

de recursos renováveis moderados, onde o atendimento ininterrupto resultaria em custos muito elevados, associados ao sobredimensionamento dos sistemas de geração e armazenamento.

A f exibilização do atendimento já vem sendo discutida na legislação brasileira, ainda que quase exclusivamente para localidades atendidas por sistemas diesel-elétricos. Tal discussão iniciou-se a partir da publicação da Resolução ANEEL Nº 315, de 1 de outubro de 1998, quando foi estabelecido que passaria a ser considerado o atendimento 24 horas por dia para o mecanismo de reembolso previsto na sistemática da CCC para os sistemas isolados.

A primeira providência legal para a mudança desse panorama foi tomada através do Aviso de Audiência Pública No 011/2006, cujo objetivo foi "Estabelecer critérios e procedimentos para a f exibilização, pelas Concessionárias e Permissionárias de Distribuição de energia elétrica, do atendimento de 24 horas por dia em localidade de sistema elétrico isolado". Atrelado ao Aviso de Audiência Pública estão duas Notas Técnicas, no 001/2006-SRC/ANEEL e no 090/2006-SRC/ANEEL e uma minuta de resolução.

Os documentos, dentre outras contribuições de relevância, estabelecem que:

- O sistema de geração da localidade deve apresentar potência nominal inferior a 300 kW;
- O fornecimento de energia elétrica deve observar um total mínimo de seis horas diárias, divididas no máximo em dois períodos diários, sendo que os períodos do dia em que ocorrerá o fornecimento, bem como a sua eventual divisão em períodos, deverão ser definidas em consenso entre os responsáveis pelas unidades consumidoras a serem atendidas;
- O fornecimento de energia em período reduzido não poderá ser proposto para localidades que já possuam serviço público essencial ou de interesse da coletividade, caso tal redução no atendimento venha a inviabilizar ou reduzir a qualidade da prestação do serviço.

Das disposições informadas acima, todas podem ser aplicadas a sistemas com fontes intermitentes, apesar da legislação ser fundamentada em sistemas diesel-elétricos. Os benefícios obtidos a partir da Conta de Geração de Energia (CGE), proposta no item anterior, seriam, então, proporcionais ao número de horas de operação, uma vez que, de forma geral, a quantidade de energia gerada está diretamente relacionada ao período de funcionamento do sistema.

Vale ressaltar que os documentos legislativos citados acima ainda não estão publicados em forma de resolução final, o que faz com que a proposta ainda possua caráter não-oficial. Outro ponto a ser destacado é que a minuta de resolução atualmente proposta pode ser facilmente adaptada a qualquer sistema de geração, independentemente da fonte.

A sugestão de alteração, neste caso, é em relação à existência, na comunidade, de serviços públicos essenciais ou de interesse da coletividade. Em alguns tipos de sistemas, a existência de um ou vários prédio para este fim, entre outras dezenas de unidades consumidoras, não deve tornar obrigatório o período de 24 horas de atendimento em toda a comunidade, mas somente no(s) prédio(s) onde há o estabelecimento de atividades essenciais. Como tais atividades são de interesse comum, o privilégio é compreensível. Tecnologias de medidores eletrônicos, abordadas no próximo item, permitem tal facilidade, restringindo a utilização da energia em quantos prédios forem necessários. A principal diferença para o sistema diesel-elétrico é que, aqui, o custo para manter o sistema híbrido operando para atender apenas uma unidade não é proibitivo como no caso de unidades geradoras termelétricas que, nessas condições, apresentam elevados valores de consumo específico, com conseqüente elevação dos custos operacionais.

Para sistemas híbridos do tipo fotovoltaico-eólico-diesel, durante as horas em que o sistema encontra-se em operação, o balanço energético apresentado pela equação (14.1) é sempre satisfeito.

$$\int_t^{t+\Delta t} (P_{si} + P_{ei})\, dt + \int_t^{t+\Delta t} P_{Gi} dt \pm E_{arm} = \int_t^{t+\Delta t} P_{Di} dt + E_{dump}\,, \qquad \text{equação 14.1}$$

sendo,

Δt o período de atendimento,
P_{si} a potência entregue pelo sistema fotovoltaico em um dado instante,
P_{ei} a potência entregue pelo sistema eólico em um dado instante,
P_{Gi} a potência entregue pela geração diesel-elétrica em um dado instante,
E_{arm} a energia entregue ao sistema de armazenamento (valor positivo) ou solicitada do sistema de armazenamento (valor negativo),
P_{Di} a potência demandada pela carga em um dado instante, e
E_{dump} a energia excedente, por exemplo, entregue a uma carga não-crítica (*dump load*). Se a equação partir de uma estimativa, E_{dump} pode também expressar a energia excedente ou não utilizada, em função de corte do sistema de controle de carga.

Para um caso ideal, em sistemas que operem de forma ininterrupta, é desejável que a equação (14.2) seja satisfeita.

$$\int_t^{t+\Delta t} (P_{si} + P_{ei})\, dt \geq \int_t^{t+\Delta t} P_{Di} dt\,. \qquad \text{equação 14.2}$$

14.3.3 Sistema de Tarifação

A minirrede de distribuição de energia elétrica do sistema híbrido é suprida por um sistema de geração com capacidade limitada e que utiliza fontes intermitentes. Logo, torna-se necessário um mecanismo de controle do limite do consumo de cada consumidor, de forma que seja assegurada a disponibilidade de energia para todos. Outro ponto importante é que, se for utilizado o modelo tradicional de tarifação de energia, os custos operacionais para leitura, emissão e entrega de faturas, entre outros, podem ser muito maiores que o custo da energia consumida.

Dentre os sistemas de tarifação atualmente empregados em sistemas isolados, aqueles que merecem maior destaque são as cobranças via taxas fixas, via medição convencional, e via medição pré-paga, os quais são descritos a seguir.

A cobrança de taxas fixas mensais foi, durante bom tempo, o sistema de tarifação mais praticado em sistemas isolados. Atualmente, buscam-se soluções para os problemas originados por esta prática em sistemas com minirredes. Em sistemas individuais, a cobrança de taxas fixas apresenta bons resultados e ainda é muito praticada, devido ao fato de existir um único consumidor da energia gerada e ele ter, assim, um maior comprometimento com o sistema de geração.

A única vantagem de sistemas de cobrança com taxas fixas em sistemas híbridos com minirredes é o baixo custo e a simplicidade operacional, pois não são envolvidos equipamentos e a cobrança pode ser realizada por um membro da própria comunidade, de maneira simples e rápida. Entretanto, as desvantagens são mais críticas. A inadimplência, comum a qualquer tipo de sistema de tarifação, neste caso apresenta problemas mais graves, como a necessidade de corte por

parte de um membro da própria comunidade, o que pode causar situações de constrangimento que levem à permanência de consumidores inadimplentes ligados ao sistema. Outro problema, este considerado ainda mais grave para a gestão do sistema, é o fato da cobrança de taxas fixas permitir que os consumidores utilizem quanta energia acharem conveniente, e normalmente de forma nada racional, mesmo que diferentes classes de taxas sejam cobradas, com base na potência instalada dos consumidores. Tais comportamentos originam situações de aumento de demanda e de desperdícios, que podem levar o sistema ao colapso, exigindo ainda maior participação do grupo gerador e, com isso, elevando os custos operacionais do sistema.

A medição convencional, realizada com medidores de energia amplamente utilizados em qualquer tipo de sistema elétrico, é uma das soluções que podem auxiliar na gestão de sistemas híbridos. Os medidores são produzidos em larga escala, já sendo amplamente utilizados no mercado nacional, o que garante confiabilidade ao equipamento e sua reposição quase que imediata, em casos onde haja necessidade de substituição. Sua instalação é simples e não requer qualquer intervenção por parte do usuário.

A instalação de medidores convencionais apresenta muitas vantagens quando comparada com a cobrança de taxas fixas. A principal delas é a prática de uma estrutura tarifária que ref ete o real consumo de cada usuário, sendo a questão econômica o principal limitador da utilização desenfreada da energia. Com tal sistema de tarifação, o consumo excessivo resultaria em maior receita ao sistema, o que poderia cobrir, pelo menos em parte, a elevação dos custos operacionais do sistema híbrido. O baixo custo de implantação é outra vantagem, já que, por serem equipamentos comercializados em larga escala no mercado nacional, apresentam custos relativamente baixos.

A grande desvantagem desses sistemas são seus elevados custos operacionais, já que há a necessidade de mão-de-obra específica para a realização de alguns procedimentos, dentre eles a leitura periódica do consumo, entrega de faturas, realização de corte, religação. Além disso, há custos operacionais relacionados à emissão de faturas, recolhimento de pagamento, e outros.

O sistema de pré-pagamento de energia elétrica busca principalmente resolver problemas inerentes à gestão econômica dos sistemas. Esse sistema (compra antecipada), de certa forma, já é utilizado pelas populações que formam essas comunidades semi ou totalmente isoladas, uma vez que a aquisição de seus energéticos, tais como pilhas, velas de cera, óleo diesel, querosene, recarga de baterias, e outros, dá-se com o pagamento antecipado.

O sistema de tarifação pré-pago é um tipo de sistema de tarifação inovador para os serviços de eletricidade no Brasil. Funciona de forma semelhante ao sistema de pré-pagamento utilizado mundialmente em serviços de telefonia móvel e serviços públicos de telefonia fixa, através da compra, por parte do usuário, de quantidades pré-determinadas de energia, para serem creditadas nos medidores e utilizadas até o final dos créditos, quando então o medidor interrompe automaticamente o fornecimento de energia à carga, sendo necessária a aquisição e inserção de novos créditos no medidor para o restabelecimento do atendimento.

Diversas tecnologias de sistemas de pré-pagamento podem ser implementadas, tais como cartões com chip ou *smart card*, cartões indutivos, telemedição, créditos por inserção de senha ou código (*pin-card*) etc.

As principais vantagens e desvantagens observadas em sistemas de tarifação pré-pagos são apresentadas na tabela 14.1.

O sistema de tarifação pré-pago agrega as principais vantagens do sistema de medição convencional à maior simplicidade operacional do sistema de cobrança de taxas fixas, o que pode

Vantagens	
Para o consumidor	1. Administração do consumo da energia elétrica, determinando a quantidade a ser gasta e o momento da compra; 2. Possibilidade da compra da quantidade necessária de energia; 3. Possibilidade de estocagem de créditos de energia; 4. Adequação à flutuação da renda da população local.
Para o sistema de eletrificação	1. Existência de um fundo antecipado, com a venda dos cartões antes da entrega do serviço; 2. Utilização mais racional da energia pelos consumidores, aumentando a autonomia do sistema de eletrificação; 3. Corte automático do fornecimento de energia elétrica promovido pelo próprio medidor, após o término dos créditos inseridos, e dos créditos de reserva; 4. Redução dos custos operacionais, evitando despesas com leitura de medidores, emissão e entrega de contas, taxas de cobrança; 5. Eliminação da inadimplência.
Desvantagens	
	1. Custo de investimento inicial ainda elevado; 2. Pouca disponibilidade de equipamentos no mercado nacional; 3. Possibilidade maior de falhas devido ao caráter ainda experimental de alguns sistemas.

Tabela 14.1 – Principais vantagens e desvantagens do sistema pré-pago [BARBOSA *et alii*, 2004]

ser comprovado observando-se as vantagens do sistema apresentadas na tabela 14.1, principalmente aquela que indica a redução de custos operacionais obtida com o pré-pagamento. Dentre as desvantagens do sistema, a principal observação a ser feita é a possível eliminação de todas elas a curto prazo, se esses sistemas forem difundidos nacionalmente.

Algumas características também são desejáveis na implementação de um sistema de pré-pagamento:

- Os créditos de energia devem estar disponíveis em faixas consideravelmente amplas de valores, de modo a permitir que o usuário adquira créditos adequados às suas necessidades;
- Os medidores devem possuir a facilidade dos créditos de emergência, para que os consumidores não sejam privados de energia em momentos inoportunos. Contudo, quando inserido novo crédito no medidor, esse valor consumido deve ser abatido;
- Os medidores ou gerenciadores de energia devem possuir mostradores que forneçam, pelo menos, a informação de créditos consumidos e restantes e, se possível, potência instantânea demandada e autonomia, além de fornecer sinais visuais e sonoros sobre a proximidade do final dos créditos.

Em sistemas convencionais de energia, o estabelecimento de valores de tarifa e do sistema de medição adequados seria suficiente para o início do processo de tarifação de consumidores. Em geral, estes utilizariam a energia de forma pouco racional, enquanto pudessem pagar por ela. Porém, sistemas híbridos apresentam características que os diferem desta realidade, sendo a utilização pouco racional da carga altamente prejudicial ao sistema. Esses prejuízos não são apenas de ordem operacional, com o possível colapso do sistema renovável, mas também de ordem

econômica, com a utilização em maior escala do sistema diesel-elétrico sendo mais onerosa do que o ganho de receita obtido com a venda de maior parcela de energia.

A proposta é por um sistema automático que limite a utilização da energia, caso um valor máximo seja atingido dentro de um dado intervalo de tempo. O valor limite depende da contribuição das fontes renováveis, e pode ser estabelecido por um determinado período de tempo. Como a velocidade do vento e a radiação solar apresentam características sazonais, em determinados períodos, de maiores velocidades de vento e maiores níveis de radiação solar, a contribuição será maior e o limite pode ser ampliado. Nos demais períodos, de menor contribuição, o limite deverá ser reduzido [BLASQUES, 2007].

A participação das fontes renováveis é calculada com base em uma energia demandada estimada total para a comunidade (Ed), como mostra a equação (14.3). Este procedimento é adotado para padronizar o cálculo, uma vez que dados coletados em tempo real iriam impor uma variação muito grande aos limites de carga, e fatalmente causariam enorme confusão.

$$E_d = p_{ca} + \sum_{i=1}^{N} e_i \,, \qquad \text{equação 14.3}$$

onde,

E_d é a energia média diária entregue no lado CA;
e_i é a energia diária demandada pela unidade consumidora i;
p_{ca} são as perdas no lado CA, como por exemplo na transmissão/distribuição; e
n é o número de unidades consumidoras.

É proposta a definição de limites fixos, conhecendo-se três parâmetros: o recurso energético disponível em uma base anual, com base em medições; a capacidade instalada do sistema renovável; e a energia demandada pela carga.

Como exemplo, a tabela 14.2 apresenta a participação das fontes renováveis em um sistema híbrido hipotético. A energia gerada pelas fontes renováveis é obtida a partir de dados de recursos solar e eólico obtidos de uma estação meteorológica instalada em região litorânea do estado do Pará. A energia demandada pela carga é estimada e considerada constante ao longo do ano, já consideradas as perdas, de acordo com a equação (14.3).

Mês	Energia gerada pelas fontes renováveis (kWh)	Energia demandada pela carga (kWh)	Participação das fontes renováveis (%)
1	2.018,46	3.720	54,26
2	1.331,65	3.720	35,80
3	1.566,41	3.720	42,11
4	1.004,21	3.720	26,99
5	588,61	3.720	15,82
6	1.580,45	3.720	42,49
7	1.137,73	3.720	30,58
8	2.852,21	3.720	76,67
9	3.503,68	3.720	94,18
10	2.791,69	3.720	75,05

11	2.734,09	3.720	73,50
12	2.773,55	3.720	74,56

Tabela 14.2 – Participação das fontes renováveis em um sistema híbrido hipotético

Nota-se pela tabela que nos meses 2 a 7 a participação renovável é menor, devido à menor contribuição das fontes renováveis, comportamento oposto nos meses 1, e de 8 a 12. A solução é, com base nos percentuais, estabelecer limites de consumo para cada período.

Propõe-se aqui que os limites máximos de consumo total para a comunidade (E_{dmax}) sejam calculados com base nos limites de participação renovável, ou percentual de penetração (P_p), na energia demandada estimada (E_d) e em um fator k, correspondente à contribuição da geração diesel-elétrica, conforme apresenta a equação (14.4).

$$E_{d\,max} = k . Pp . E_d \,. \qquad \text{equação 14.4}$$

O fator de ajuste (k) é inversamente proporcional ao percentual de penetração das fontes renováveis. Em períodos onde a contribuição renovável é menor, k deve ser maior justamente para suprir o déficit de geração.

O estabelecimento de um limite único de consumo para todo o sistema, na prática é pouco efetivo, pois a solução de interromper o fornecimento total quando alcançado o limite prejudicaria a todos, tendo apenas alguns poucos contribuído para o excesso de consumo. A realidade de comunidades isoladas é a grande maioria consumir pouco, e poucos consumirem muito, sendo esses poucos, em sua maior parte, pequenos estabelecimentos comerciais.

Neste caso, a proposta é pelo gerenciamento individual, realizado em cada um dos medidores instalados na comunidade, através de limitações na energia consumida por período.

Outra proposta é a divisão dos consumidores por classes. Aqueles de maior consumo, como os estabelecimentos comerciais, compõem uma classe cujo limite de consumo representa a maior parcela de E_{dmax}, enquanto que aqueles de menor consumo, como os exclusivamente residenciais com baixo poder aquisitivo, representam outra classe, com a menor parcela de E_{dmax}. Há, ainda, a possibilidade de outras classes, inclusive aquelas onde não há qualquer limitação de consumo, compostas por prédios que prestam serviços essenciais. As equações (14.5) e (14.6) apresentam o método de divisão por n classes de consumo.

$$n = \sum_{p=1}^{Qc} n_p \,, \qquad \text{equação 14.5}$$

onde.

n_p é o número de unidades consumidoras, baseado na potência instalada ou no perfil de consumo, que receberão determinada programação;

p é a classe de programação (faixa de consumo) que determina como a unidade consumidora está enquadrada;

Q_c é o total de classes de programação.

Dessa forma,

$$E_d = p_{ca} + \sum_{p=1}^{Qc} E_p \,, \qquad \text{equação 14.6}$$

sendo E_p a energia demandada pela classe p.

O limite pode ser implementado com a adição de uma funcionalidade ao medidor eletrônico pré-pago, dentre as já destacadas, que é o corte após alcançado um determinado valor de consumo no período pré-estabelecido. Para não privar o consumidor de energia durante um período consecutivo de dias, no caso de um consumo exagerado nos primeiros dias do mês, o medidor pode possuir um controle diário, funcionando de modo semelhante à função que concede créditos de emergência ao consumidor. Caso haja uma ultrapassagem do limite diário, o medidor permitiria a utilização da energia durante a noite, alertaria o consumidor e, no dia seguinte, o fornecimento seria interrompido durante um determinado intervalo de tempo, proporcional ao valor consumido em excesso no dia anterior. A adição de alertas ao medidor é fundamental para que o usuário possa ter um controle maior dos seus limites.

A figura 14.2 apresenta um esquema geral das funcionalidades de um medidor eletrônico, que controla o f uxo de energia entre linha e carga, onde podem ser adotados sistemas simples ou sofisticados, com registro de vários parâmetros elétricos, comunicação remota, entre outros.

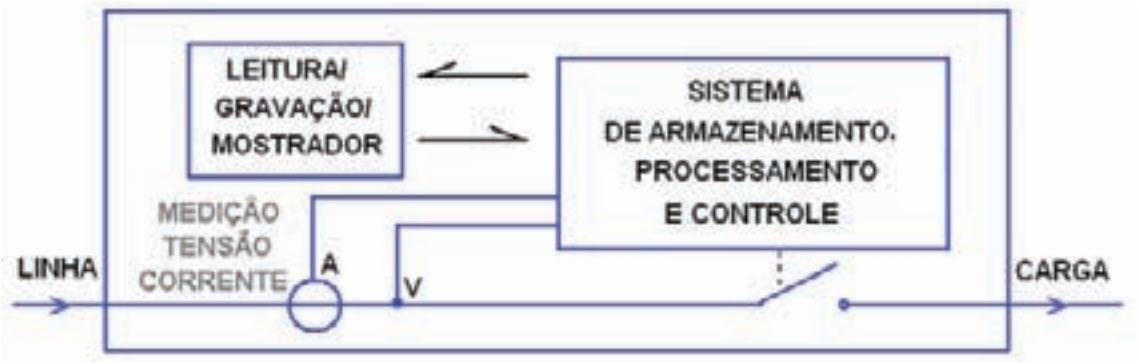


Figura 14.2 – Esquema geral das funcionalidades de um medidor eletrônico

Cada um dos módulos do esquema apresentado na figura acima é descrito nos seguintes itens:

- Medição de Tensão e Corrente – sensores/transdutores de tensão e corrente instalados internamente no medidor ou externamente (para o caso da medição indireta) para o cálculo dos parâmetros elétricos;
- Leitura/Gravação/Mostrador – interface entre medidor e usuário/máquina, podendo incorporar os itens: leitura de cartões, exibição de parâmetros elétricos e créditos de energia, porta para a extração dos dados armazenados e parametrização, comunicação com outros dispositivos;
- Sistema de Armazenamento, Processamento e Controle – histórico de consumo, arquivo de memória de massa, avaliação dos créditos, controle da chave (estática ou relé) liga/desliga do medidor.

A programação dos medidores pode ser realizada de várias formas: telemetria, powerline (quando há uma minirrede de distribuição), inserção de cartão um a um, códigos em teclado, infravermelho, entre outros. A opção a ser escolhida deve ser baseada, principalmente, na relação custo/benefício apresentada.

Referências Bibliográficas

ABNT (2004). **Norma NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão**, Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ABNT (2006). **Norma NBR 15389 – Bateria Chumbo-ácida Estacionária Regulada por Válvula – Instalação e Montagem**. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

AFFORDABLE SOLAR (2008), home page, disponível em http://affordable-solar.com, acessada em 03/04/2008.

AGBOSSOU, K., CHAHINE, R., HAMELIN, J., LAURENCELLE, F., ANOUAR, A., ST-ARNAUD, J.-M. e BOSE, T. K. (2001), "Renewable Energy Systems Based on Hydrogen for Remote Applications", **Journal of Power Sources**, pp. 168–172.

ALMAR (2008), home page, disponível em http://www.almar.com.br, acessada em 22/04/2008.

ALSEMA, E. A. e NIEUWLAAR, E. (2000), "Energy Viability of Photovoltaic Systems". **Energy Policy**, 28:999–1010.

AMARANTE, O. A. C., BROWER, M., ZACH, J. e SÁ, A. L. (2001), **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – CD-ROM**, publicação realizada pela CAMARGO SCHUBERT e TRUEWIND SOLUTIONS com suporte técnico e financeiro do MME – ELETROBRÁS – CEPEL – CRESESB.

AMMONIT (2000). "Wind Measurement for Accurate Energy Predictions", Ammonit Gesellschaft für Messtechnik mbH, Issue 17.5.200, Berlin.

ANEEL (2003), **Resolução Nº 676**, de 16 de dezembro de 2003, disponível em http://www.aneel.gov.br/.

ARAÚJO, M. R. O. P. (1989). **Estudo Comparativo de Sistemas Eólicos Utilizando Modelos Probabilísticos de Velocidade de Vento**. Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ.

ARNOLD, R. e STERN, W. (1976). **Máquinas Elétricas**. Vol. 2. São Paulo: Editora Pedagógica Universitária.

AUTOPEDIA (2008). **Câmara de Combustão**. Disponível em http://www.xl.pt/autopedia/motores/cam_combustao.shtml, acessada em 22/04/2008.

AWEA (2008). **AWEA Wind Energy Fact Sheets – Comparative Air Emissions of Wind and Other Fuels**. Disponível em http://www.awea.org/pubs/factsheets.html, acessada em 17/03/2008.

AWEA (2008a). **Is Noise a Problem for Wind Turbines?**. American Wind Energy Association homepage, disponível em http://www.awea.org/faq/noisefaq.html, acessada em 18/04/2008.

AWEA (2008b). **AWEA Wind Energy Fact Sheets – The Economics of Wind Energy**. Disponível em http://www.awea.org/pubs/factsheets.html, acessada em 17/03/2008.

BARBOSA, C. F. O. (2004). **Montagem, Comissionamento e Telesupervisão de um Sistema Híbrido Solar-Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Trabalho de Conclusão de Curso , Belém: UFPA.

BARBOSA, C. F. O. (2006). **Avaliação Tecnológica, Operacional e de Gestão de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade na Região Amazônica**. Dissertação de Mestrado, Belém: UFPA.

BARBOSA, C. F. O., PINHO, J. T., GALHARDO, M. A. B., CRUZ, D. P. e ARAÚJO, R. G. (2004). **Implantation and Operation of the First Electricity Pre-Payment System in Brazil, Installed in an Isolated Community in the Amazon Region**. São Paulo: IEEE/PES T&D 2004 LATIN AMERICA.

BARBOSA, C. F. O., PINHO, J. T., PEREIRA, E. J. S., GALHARDO, M. A. B., VALE, S. B. e MARANHÃO, W. M. A. (2004a). **Situação da Geração Elétrica Através de Sistemas Híbridos no Estado do Pará e Perspectivas frente à Universalização da Energia Elétrica**. Campinas: AGRENER GD, 2004.

BARLEY, C. D. e WINN, C. B. (1996). "Optimal Dispatch Strategy in Remote Hybrid Power Systems", **Solar Energy**, Vol. 58, Nº. 4–6, p. 165–179.

BEYER, H. G., RÜTHER, R. e OLIVEIRA, S. H. F. (2003), "Adding PV-Generators without Storage to Medium Size Stand Alone Diesel Generators Sets to Support Rural Electrification in Brazil", **ISES Solar World Congress**, Göteborg.

BILLINTON, R. e KARKI, R. (2001), "Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy", **IEEE Trans. Power Systems**, vol. 16, Nº 4, pp. 892–897.

BITTENCOURT, R. M., AMARANTE, O. A. C., SCHULTZ, D. J. e ROCHA, N. A. (2000), "Sistemas Complementares de Energia Eólica e Hidráulica no Brasil", **Congresso CIER 2000**, Buenos Aires.

BLASQUES, L. C. M. (2003). **Análise de Características Técnicas e Viabilidade Econômica de Sistemas Solares Fotovoltaicos**. Trabalho de Conclusão de Curso. Belém: UFPA.

BLASQUES, L. C. M. (2005). **Estudo da Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade**. Dissertação de Mestrado. Belém: UFPA.

BLASQUES, L. C. M. (2007). **Configurações Ótimas de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade Utilizando Fontes Renováveis: Contribuições ao Processo de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica**. Proposta de Qualificação ao Doutorado. Belém: UFPA.

BLASQUES, L. C. M., TUPIASSÚ, A. F. e PINHO, J. T. (2005). "Análise Econômica de Tecnologias para Eletrificação de uma Pequena Comunidade Isolada da Amazônia", **XVIII SNPTEE**, Curitiba.

BLEIJS, J. A. M., NIGHTINGALE, C. J. E. e INFIELD, D. G. (1993), "Wear Implications of Intermittent Diesel Operation in Wind/Diesel Systems", **Wind Engineering**, vol. 17, Nº 4, pp. 206–219.

BOROWY, B. S. e SALAMEH, Z. M. (1994), "Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System", **IEEE Trans. Energy Conversion**, vol. 9, Nº 3, pp. 482–488.

BOROWY, B. S. e SALAMEH, Z. M. (1996), "Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System", **IEEE Trans. Energy Conversion**, vol. 11, Nº 2, pp. 367–375.

BRASIL HOBBY (2008), home page http://brasilhobby.com.br, acessada em 03/04/2008.

BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N. e BOSSANYI, E. (2001). **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons.

CALVERT, N. G. (1981). **Wind Power Principles: Their Application on the Small Scale**. Charles Griffing.

CARLIN, P. W., LAXSON, A. S. e MULJADI, E. B. (2001). **The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology**. Technical Report prepared under Task No.WER13010, Contract No. DE-AC36-99-GO10337, U.S. National Renewable Energy Laboratory.

CARTAXO, E. F. (2000). **Fornecimento de Serviço de Energia Elétrica para Comunidades Isoladas da Amazônia: Reflexões a partir de um Estudo de Caso**. Tese de Doutorado. Campinas: UNICAMP.

CARTAXO, E. F. (2001), "Fornecimento de Serviço de Energia Elétrica para Comunidades Isoladas da Amazônia: Um Estudo de Caso", **XVI SNPTEE**, Campinas.

CHANDLER, H. (2003). **Wind Energy – The Facts: An Analysis of Wind Energy in the EU-25**. European Wind Energy Association (EWEA).

CHEREMISINOFF, N. P. (1979). **Fundamentals of Wind Energy**. Ann Arbor Science.

CONAE (2008), "Comisión Nacional para El Ahorro de Energía", disponível em http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2369_teoria_basica_del_mo, acessada em 22/04/2008.

CONAMA (1999). **Resolução CONAMA No 257, de 30 de junho de 1999**. Conselho Nacional do Meio Ambiente, Ministério do Meio Ambiente.

CRESESB (1999). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, diversos autores, Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica – GTEF – CRESESB/CEPEL, 2ª Edição.

DALBON, W., LEVA, S., ROSCIA, M. e ZANINELLI, D. (2002), "Hybrid Photovoltaic System Control for Enhancing Sustainable Energy", **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, pp. 134–139.

DIAZ, P. e EGIDO, M. (2003), "Experimental Analysis of Baterry Charge Regulation in Photovoltaics Systems", **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, vol.11, p. 481–493.

DUFFIE , J. A. e BECKMAN, W. A. (1991). **Solar Engineering of Thermal Processes**. 2ª Ed. John Wiley & Sons.

ELETRICIDADE MODERNA (2007), "Painel NR-10 – Riscos de Choques Elétricos", **Revista Eletricidade Moderna**, Nº 405, pp. 200–203, Editora Aranda.

ELETRICIDADE MODERNA (2008), "Painel NR-10 – Riscos de Choques Elétricos (II)", **Revista Eletricidade Moderna**, Nº 406, pp. 178–179, Editora Aranda.

ELETROBRÁS (2006). **Manual de Recebimento, Armazenagem, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas**. Eletrobrás/GTON/Petrobras.

ELETROBRÁS (2008). "Procel – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica", disponível em http://www.eletrobras.com/procel, acessada em 10/04/2008.

ELHADIDY, M. A. e SHAAHID, S. M. (2000). "Parametric Study of Hybrid (Wind + Solar + Diesel) Power Generating Systems", **Renewable Energy**, vol. 21, pp. 129–139.

ERICKSON, W. P., JOHNSON, G. D. e Young, D. P. (2002). "Summary of Anthropogenic Causes of Bird Mortality", Proceedings of the 2002 **International Partner's in Flight Conference**, Monterrey.

EUROPEAN COMISSION (2006), **RENEWS – Renewable Energy Newsletter**, May 2006, Issue 5, ISSN 1725-8057.

FEITOSA, E., PEREIRA, A. e ROSAS, P. (2002). "Increasing Wind Penetration on Fernando de Noronha Wind/Diesel System", **World Wind Energy Conference**, Berlin.

FRAIDENRAICH, N. e LYRA, F. (1995). **Energia Solar: Fundamentos e Tecnologias de Conversão Heliotermoelétrica e Fotovoltaica**. Ed. Universitária da UFPE.

FRÖHLICH, K. e LONDON, J. (1986). "Revised Instruction Manuals on Radiation Instruments and Measurements", **WMO/TD** – Nº 149.

FROTA, B. A. (2004). **Geometria da Insolação**. Geros.

FTHENAKIS, V. M. (2000). "End-of-life Management and Recycling of PV Modules", **Energy Policy**, 28:1051–1058.

GAMESA (2007), "Gamesa G58-850 kW, Características Generales", disponível em http://www.gamesa.es/, acessada em 26/09/2007.

GASCH, R. e TWELE, J. (2002). **Wind Power Plants**. Solarpraxis AG and James & James Ltd.

GASQUET, H. L. (2007), "Conversión de la Luz Solar en Energia Eléctrica – Manual Teórico e Prático Sobre Los Sistemas Fotovoltaicos", El Paso Solar Energy Association, disponível em http://www.epsea.org/esp/energiaelectrica.html, acessada em 26/11/2007.

GEDAE (2008), Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas, informações fornecidas, UFPA.

GIPE, P. (1995), "Wind Energy Comes of Age", John Wiley & Sons.

GIPE, P. (2004), "Wind Power", James & James.

GREEN, M. A., LORENZO, E., POST, H. N., SCHOCK, H. W., ZWEIBEL, K. e LYNN, P. A. (1997). **Progress in Photovoltaics: Research and Aplications**. J. Wiley.

GRENT, E. L. I., GELEAREN, W. e WORTH, R. S. (1990). **Principles of Engineering Economy**. John Wiley & Sons, Inc. New York.

HANSEN, L. H., HELLE, L., BLAABJERG, F., RITCHIE, E., MUNK-NIELSEN, S., BINDNER, H., SØRENSEN, P. e BAK-JENSEN, B. (2001). **Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines**. Risø National Laboratory.

HAUSCHILD, L. (2006). **Avaliação de Estratégias de Operação de Sistemas Híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel**. Dissertação de Mestrado. São Paulo: USP.

HICKOK, F. (1975). **Handbook of Solar and Wind Energy**. Cahners Publishing Company, Fourth Printing.

IEC (2005). **IEC 60479-1 – Effects of Current on Human Beings and Livestock – Part 1: General Aspects**.

ILHA DE NORONHA (2008), home page http://ilhadenoronha.com.br, acessada em 01/02/2008.

INDUCOTEC (2008), "Equipamentos de Energia", disponível em http://www.inducotec.com.br/USCA.htm, acessada em 22/08/2008.

JARASS, L., HOFFMANN, L., JARASS, A. e OBERMAIR, G. (1981). **Wind Energy: An Assessment of the Technical and Economic Potential**. Springer-Verlag.

KELLOGG, W. D., NEHRIR, M. H., VENKATARAMANAN, G. e GEREZ, V. (1998). "Generation Unit Sizing and Cost Analysis for Stand-alone Wind, Photovoltaic, and Hybrid Wind/PV Systems", **IEEE Trans. Energy Conversion**, vol. 13, Nº 1, pp. 70–75.

KHAN, M. J. e IQBAL, M. T. (2005), "Pre-Feasibility Study of Stand-Alone Hybrid Energy Systems for Applications in Newfoundland", **Renewable Energy**, Nº. 30, pp. 835–854.

KINDERMANN, G. (2005). **Choque Elétrico**. 3ª edição. Florianópolis:Edição do Autor.

KOSOW, I. L. (1986) **Máquinas Elétricas e Transformadores**. 6ª edição. Rio de Janeiro: Editora Globo.

KRUANGPRADIT, P. e TAYATI, W. (1996). "Hybrid Renewable Energy System Development in Thailand", **WREC IV**, Denver.

KUROKAWA, K. (2003). **Energy From the Desert – Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems**. James & James.

LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR, Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.

LORENZO, E., ARAUJO, G. L., CUEVAS, A., EGIDO, M. A., MINÃNO, J. C. e ZILLES, R. (1994). **Electricidad Solar: Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos**. PROGENSA (Promotora General de Estudios, S.A.).

LUQUE, A. e HEGEDUS, S. (2003). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. John Wiley & Sons.

MACÊDO, W. N. (1999). **Montagem, Comissionamento e Monitoração de um Sistema Híbrido Solar-Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Trabalho de Conclusão de Curso. Belém: UFPA.

MACÊDO, W. N. (2002). **Estudo de Sistemas de Geração de Eletricidade Utilizando as Energias Solar Fotovoltaica e Eólica**. Dissertação de Mestrado. Belém: UFPA.

MACÊDO, W. N. e PINHO, J. T. (2003). "Complementariedades entre as Energias Eólica e Solar em Sistemas Híbridos Isolados – Um Estudo de Caso Usando o Programa ASES", **V CLAGTEE** – Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, São Pedro.

MANWELL, J. F., McGOWAN, J. G. e ROGERS, A. L. (2002). **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. John Wiley & Sons.

MARKVART, T., (1994). **Solar Electricity**. John Wiley & Sons.

MARTIGNONI, A. (1987). **Máquinas de Corrente Alternada**. 5ª edição. Rio de Janeiro: Editora Globo.

MENSSENGER, R. e VENTRE, J. (2000). **Photovoltaic Systems Engineering**. CRC Press.

METEONORM (1999). "Global Meteorological Database for Solar Energy and Applied Climatology", **V. 4.0, Suiss Federal Office of Energy**.

MONTENEGRO, J. L. A. (1983). **Engenharia Econômica**. 2ª ed. Petrópolis: Editora Vozes.

MTE (2008), "Norma Regulamentadora NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade". Ministério do Trabalho e Emprego, disponível em http://www.mte.gov.br/legislacao/normas_regulamentadoras/nr_10.pdf, acessada em 31/03/2008.

MTE (2008a). "Norma Regulamentadora NR 26 – Sinalização de Segurança", Ministério do Trabalho e Emprego, disponível em: http://www.mte.gov.br/ legislacao/normas_regulamentadoras/nr_26.pdf. Acessado em 15/04/2008.

MUHIDA, R., MOSTAVAN, A., SUJATMIKO, W., PARK, M. e MATSUURA, K. (2001). "The 10 Years Operation of a PV-Micro-Hydro Hybrid System in Taratak, Indonesia", **Solar Energy Materials & Solar Cells**, Nº. 67, pp. 621–627.

NELSON, V. (1996), "Wind Energy and Wind Turbines", Alternative Energy Institute, West Texas A&M University.

NELSON, V. C., FOSTER, R. E., CLARK, R. N. e RAUBENHEIMER, D. (2002). **Wind Hybrid Systems Technology Characterization**. Technical Report, Southwest Technology Development Institute, New Mexico State University.

NORDISK FOLKECENTER (2008), home page http://www.folkecenter.net, acessada em 01/02/2008.

NREL (2005). **HOMER – Hybrid Optimization Model for Electric Renewables**. Version 2.19, National Renewable Energy Laboratory.

OBERT, E. F. (1971). **Motores de Combustão Interna**. Porto Alegre: Editora Globo.

OLIVEIRA, L. G. M. (2005). **Estratégias de Controle de Carga e Descarga em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares**. Dissertação de Mestrado. São Paulo USP.

OMARI, O., ORTJOHANN, E., SAIJU, R., HAMSICH, N. e MORTON, D. (2003). "A Simulation Model for Expandable Hybrid Power Systems", **2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference**, Kassel.

OTECHWIND (2008), home page http://www.otechwind.com, acessada em 22/04/2008.

PEREIRA, E. J. S., PINHO, J. T. e VALE, S. B. (2007). "Revitalização do Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel de Tamaruteua, Município de Marapanim, Pará", I CBENS – **I Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Fortaleza.

PEREIRA, E. J. S., VALE, S. B., GALHARDO, M. A. B. e PINHO, J. T. (2007), "Monitoração e Análise de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel", **Revista Eletricidade Moderna**.

PERFECTUM (2008). "Motores e geradores", disponível em http://www.perfectum.eng.br/, acessada em 22/04/2008.

PHOTON INTERNATIONAL (2007). **US Reaches For Sun**, Vol. 11, pp.58-69.

PINHO, J. T., BLASQUES, L. C. M., GALHARDO, M. A. B. e VALE, S. B. (2004). "Operation Strategies of Wind-Diesel Systems for Electricity Generation Using Intelligent Systems", **Global WindPower 2004 Conference and Exhibition**, Chicago.

QUINLAN, P. J. A. (1996). **Times Series of Modeling Hybrid Wind Photovoltaic Diesel Power Systems**. Master's Degree Thesis. Madison: University of Wisconsin.

RÊGO, J. L. C. (1999). **Definição, Montagem, Comissionamento e Monitoração de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Trabalho de Conclusão de Curso. Belém: UFPA.

RENEWABLE ENERGY WORLD (2006), **PV in the US Photovoltaic**, N. 5, vol. 9.

REVISTA VIRTUAL TUDO SOBRE (2008), "Máquinas a Vapor e Motores a Explosão", disponível em http://www.adorofisica.com.br, acessada em 22/04/2008.

RIBEIRO, C. M., ARAÚJO, M. R. P., CUNHA, A. Z. e RIBEIRO, A. H. C. (2003). "Implantação de Sistema Híbrido para Eletrificação da Vila de Joanes (Pará)", Coletânea de Artigos – **Energias Solar e Eólica**, Volume 1, CRESESB/CEPEL.

ROHATGI, J. S. e NELSON, V. (1994). **Wind Characteristics – An Analysis for the Generation of Wind Power**. Alternative Energy Institute, West Texas A&M University.

ROHATGI, J. S., MEDEIROS, A. L. R., SOARES, A. M. C. e NOÉ, A. O. F. (1987). "Describing Wind Speed Variations by Weibull Distribution for Energy Estimation", **Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia**, p.p. 237–247, Rio de Janeiro.

ROSAS, P. A. C. e ESTANQUEIRO, A. I. (2003), "Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas – Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica", **Centro Brasileiro de Energia Eólica**, Vol. I. Recife.

RÜTHER, R. (2004). **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Editora UFSC/LABSOLAR.

RÜTHER, R. (2005). **Sistemas Híbridos Fotovoltaico/Diesel sem Acumulação em Mini-Redes na Região Norte do Brasil**. LABSOLAR/UFSC. Apresentação feita em um encontro de especialistas patrocinado pelo MME.

RÜTHER, R., SCHMID, A. L., BEYER, H., MONTENEGRO, A. A. e OLIVEIRA, S. H. F. (2003). "Cutting on Diesel, Boosting: The Potential of Hybrid Diesel/PV Systems in Existing Mini-Grids in the Brazilian Amazon", **3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, Osaka.

SENTELHAS, R. (2004). **Instrumento de Software para Apoio à Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado. São Paulo USP.

SERRASOLLES, J., DE CASTELLET, L., ANCOECHEA, M. e ROMEU, J. (2004). **Tejados Fotovoltaicos: Energía Solar Conectada a la Red Eléctrica**. PROGENSA (Promotora General de Estudios, S.A.).

SILVA, A. N. e VIEIRA, M. J. M. (2004). **Autogeração com Grupo Motor Gerador Diesel**. Projeto Final de Curso. Goiânia: UFG.

SKARSTEIN, O. e UHLEN, K. (1989). "Design Considerations with Respect to Long-term Diesel Saving in Wind/Diesel Plants", **Wind Engineering**, vol. 13, Nº 2, pp. 72–87.

SODA-IS (2008), "SoDa: Services for Professionals in Solar Energy and Radiation", informações/contato: http://www.soda-is.com.

SODRÉ, J. R. (2008), "Notas de Aula da Disciplina Motores de Combustão Interna", disponível em http://mea.pucminas.br/ricardo/pos/Aula_01.pdf, acessada em 22/04/2008.

SOLARBUZZ (2008), "Solar Electricity Prices", disponível em http://www.solarbuzz.com/, acessada em 10/03/2008.

SPERA, D. A. (1994), "Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering", ASME Press.

TAYLOR, C. F. (1988). **Análise dos Motores de Combustão Interna**. Vol. 2, São Paulo: Editora Edgar Blücher.

TAYLOR, R. W., LEBOEUF, C., MOSZKOWICZ, M. e VALENTE, L. G. (1994), "Joint U.S./ Brazilian Renewable Energy Rural Electrification Project", **WCPEC**, Hawaii.

TIBA, C., FRAIDENRAICH, N., GALLEGOS, H. G. e LYRA, F. J. M. (2002), "Solar Energy Resource Assessment – Brazil", **Renewable Energy**, Vol. 27, p.p. 383–400.

TOMIYOSHI, L. K. (2004), "Proteção Contra Queimaduras Por Arcos Elétricos – Nova Metodologia Para Cálculo De Energia", disponível em http://www.centralmat.com.br/ArcFlash/ArtigoArcoEletricoLuizTomioshi.pdf, acessada em 08/04/2008.

USHER, E. P. e ROSS, M. M. D. (1998). **Recommended Practice for Charge Controllers**. International Energy Agency, Report IEA PVPS T3-05.

VALE, S. B. (2000). **Monitoração e Análise de um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade**. Dissertação de Mestrado. Belém: UFPA.

VALE, S. B., BEZERRA, U. H., PINHO, J. T. e PEREIRA, E. J. S. (2004), "Estudo da Inserção de Célula a Combustível Integrada a Sistema Híbrido de Geração de Eletricidade Isolado", **2º Workshop Internacional sobre Célula a Combustível**, Campinas.

WALKER, J. F. e JENKINS, N. (1997). **Wind Energy Technology**. John Wiley & Sons.

WARNER, C. L., TAYLOR, R. W., RIBEIRO, C. M., MOSZKOWICZ, M. e BORBA, A. J. V. (1996), "PV-Hybrid Village Power Systems in Amazonia", **25th PVSC**, Washington D.C.

WINDPOWER (2007), Danish Wind Industry Association homepage, disponível em http:// www.windpower.org, acessada em 25/09/2007.

XPS (2008), home page http://www.xps.com.br, acessada em 03/04/2008.

ZENTGRAF, R. (1997). **Matemática Financeira Objetiva**. P. Artes Gráficas.

ZILLES, R., MACÊDO, W. N. e OLIVEIRA, S. H. F. (2008), "Geração Distribuída de Eletricidade com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCRs): Aspectos Econômicos, Barreiras para sua Inserção na Matriz Elétrica e Ponto de Conexão", Artigo aceito para publicação, **XII Congresso Brasileiro de Energia – CBE**.

Anexo 1

Memória Fotográfica dos Sistemas Híbridos Instalados na Amazônia

Sistema Híbrido Eólico-Diesel de Praia Grande

Aerogerador de 7,5 kW e estação meteorológica

Inversores de tensão à esquerda e retificador à direita

Banco de baterias

Poste de madeira da rede de distribuição monofásica

Fonte: GEDAE, 2008

Sistema Híbrido Fotovoltaico-Diesel de Araras

Sensores de medição de irradiância

Montagem do arranjo fotovoltaico

Interligação dos módulos fotovoltaicos

Arranjo fotovoltaico

Inversores de tensão

Grupos geradores a diesel

Fonte: RÜTHER, 2005

Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de São Tomé

Torre da estação meteorológica montada no chão

Torre estaiada da estação meteorológica

Tifor utilizado para o erguimento da estação

Anemômetro fixado na torre por meio de um suporte extensor

Cabos de sustentação da torre fixados nas âncoras por meio de esticadores

Sistema de aquisição de dados da estação, sendo configurado

Preparação das bases de suporte da torre do aerogerador (I)

Preparação das bases de suporte da torre do aerogerador (II)

Preparação das bases de suporte da torre do aerogerador (III)

Bases da torre do aerogerador

Casa de força, sendo construída e preparação das bases da torre do aerogerador

Casa de força em construção

Torre do aerogerador montada no chão

Torre do aerogerador sendo acomodada para o erguimento

Torre sendo erguida sem o aerogerador, para os ajustes dos cabos de estaiamento

Aerogerador sendo montado no topo da torre

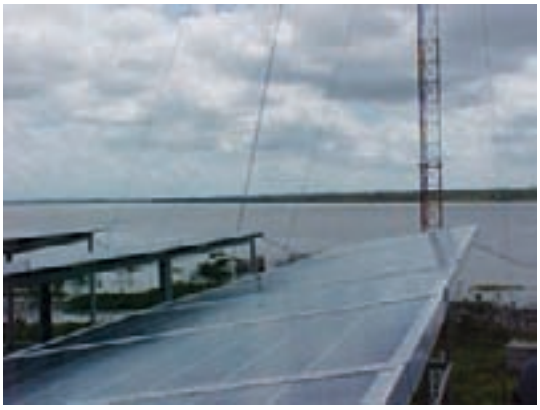
Aerogerador acoplado à torre

Conjunto aerogerador e torre sendo erguido

Aerogerador com o leme dobrado (retirada da direção predominante do vento)

Aerogerador e estação meteorológica

Casa de força e arranjo fotovoltaico sobre a mesma



Arranjo fotovoltaico

Gerador elétrico trifásico

Grupo gerador a diesel

Grupo gerador a diesel e quadro de monitoração

Chaves dos sistemas renováveis nas extremidades e retificador ao centro

Banco de baterias antigo

Banco de baterias novo (instalação)

Inversor de tensão

Sistema de monitoração remota

Instalação dos postes de concreto da rede de distribuição

Fixação dos postes de concreto feita pelos moradores locais

Instalação do cabeamento da minirrede de distribuição

Minirrede de distribuição

UC residencial típica

UC comercial

Medidor de energia (sistema pré-pago)

Gerenciador de energia localizado dentro da UC (sistema pré-pago)

Cartões de energia (sistema pré-pago)

Fonte: GEDAE, 2008

Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Tamaruteua

Vista panorâmica da vila e dos aerogeradores

Aerogeradores

Casa de força sendo reformada (revitalização)

Chaves de proteção e retificadores da (configuração antiga)

Reforma da parte interna da casa de força: (revitalização)

Arranjo fotovoltaico

Arranjos fotovoltaicos (antigo e novo) dispostos sobre a casa de força

Torre de um aerogerador sendo abaixada para realização de manutenção

Tifor utilizado para abaixar e erguer o conjunto torre/ aerogerador

Roldanas utilizadas para redução de esforços

Grupo gerador a diesel antigo em péssimas condições

Banco de baterias antigo

Grupo gerador diesel novo ao lado do velho

Inversor/retificador ao lado da USCA

Banco de baterias sendo montado

Retificadores fixados na parede e transformadores (abaixo)

Minirrede de distribuição

Luminária do sistema de iluminação pública

Créditos sendo transferidos para o medidor de energia

Equipamentos sendo acomodados para transporte

Novo grupo gerador a diesel, sendo colocado no meio de transporte até a vila

Equipamentos (grupo gerador, inversor, retificador) sendo transportados até a vila

Moradores da comunidade transportando o novo grupo gerador a diesel até a casa de força

Translado do inversor/retificador até a casa de força

Transporte de equipamentos

Fonte: GEDAE, 2008

Sistema Híbrido Fotovoltaico-Eólico-Diesel de Sucuriju

Vista aérea da vila

Vista dos trapiches da vila e embarcações

Grupo gerador a diesel existente

Poste madeira e fiação da rede de distribuição trifásica em péssimas condições

Um dos arranjos fotovoltaicos, a ser integrado ao sistema híbrido

Outro arranjo fotovoltaico, também a ser integrado ao sistema híbrido

Banco de baterias de um dos arranjos fotovoltaicos existentes

Controladores de carga de um dos arranjos fotovoltaicos existentes

Inversor de tensão

Fonte: GEDAE, 2005; CBEE, 2006

Anexo 2

Características das Comunidades da Região Amazônica Eletrificadas por Sistemas Híbridos

Comunidade Campinas

A comunidade Campinas, situa-se no município de Manacapuru/AM, à margem do Rio Manacapuru, próximo ao Paraná do Anamã, nas coordenadas 5° 30' S e 60° 45' W, distante 53 km em linha reta da sede municipal. Seu acesso dá-se somente por via f uvial.

A população da vila no ano de 2000 era de 1.000 habitantes (58% homens e 42% mulheres), com um número médio de membros por família de 5,5. Da população, em torno de 66% das pessoas é nativa da própria região de Campinas.

A vila é formada por 126 edificações localizadas em áreas do tipo terra firme (55,1%), alagada (15,4%) e várzea (29,5%). As edificações são em sua maioria de madeira, com número médio de 4 cômodos.

Com relação ao saneamento, a comunidade obtém água através da coleta direta do rio e de poços (meio mais utilizado principalmente em época de estiagem).

A vila não possui sistema de rede de esgoto, sendo os dejetos sanitários escoados, na maioria, em fossas negras. O destino de grande parte do lixo da vila é a queima.

A exploração dos recursos naturais caracteriza a base econômica de Campinas. A pesca é a principal fonte de renda da população, e a quase totalidade da agricultura praticada é de subsistência.

A renda familiar da vila é baixa e essa situação é agravada pelo fato de uma parte significante da população (48,6%) não possuir renda. Dos que possuem, 63% concentram sua renda na faixa de um salário mínimo.

Comunidade de Joanes

A comunidade de Joanes situa-se no município de Salvaterra/PA (figura A2.1), à margem da Baía de Marajó, nas coordenadas 0° 52' 36" S e 48° 30' 36" W, distante 17 km por acesso terrestre da sede municipal, que, por sua vez, é acessada por via f uvial ou aérea a partir de Belém.

Figura A2.1 – Mesorregião Marajó

Em 2003, sua população residente era de aproximadamente 1.300 habitantes (média superior a 7,5 habitantes por domicílio).

A economia é formada basicamente pela pecuária, extrativismo vegetal, agricultura, pesca e turismo.

Comunidade de Praia Grande

A comunidade de Praia Grande situa-se no litoral do município de Ponta de Pedras/PA (figura A2.1), às margens da Baía de Marajó, nas coordenadas 1° 22' 54" S e 48° 50' 10" W. O acesso à comunidade dá-se por via terrestre desde a sede municipal (aproximadamente 9 km), que é acessada por via f uvial ou aérea a partir de Belém.

Sua população residente no ano de 1999 era de aproximadamente 142 habitantes (tabela A2.1), distribuídos em 26 famílias em uma área de cerca de 114 hectares com 33 edificações (figura A2.2).

Sexo	1997	1999
Feminino	61	70
Masculino	64	72
Total	125	142

Tabela A2.1 – População residente

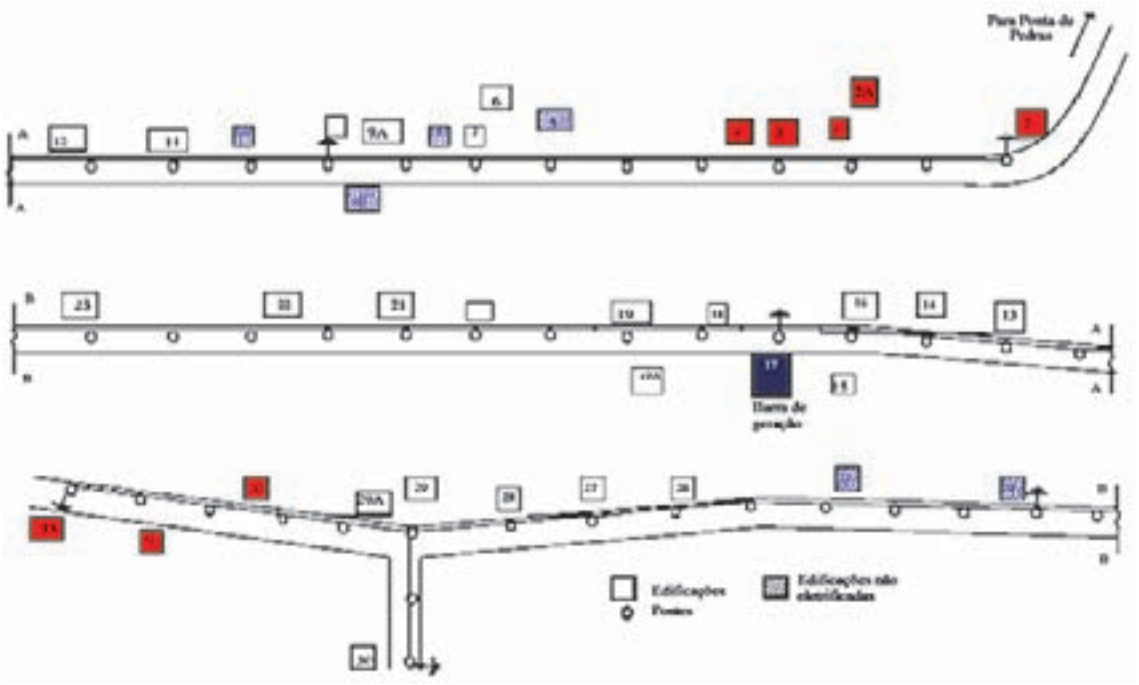


Figura A2.2 – Croquis da vila Praia Grande

A relação de habitantes por domicílio é de 5,5, e é importante salientar a grande estabilidade residencial da população, como pode ser visto na tabela A2.2.

Tempo	1997	1999
0 a 5	9	5
6 a 10	3	7
11 a 15	1	3
16 a 20	2	1
21 a 25	1	1
26 a 30	3	2
31 a 40	1	2
41 a 50	1	2
51 a 60	1	3

Tabela A2.2 – Famílias por tempo de residência

A comunidade tem como principal atividade econômica o cultivo e o beneficiamento do coco-da-baía para produção de fibra. A Associação dos Produtores Rurais de Praia Grande (ASPRADE) encarrega-se de gerir essa atividade.

Outras culturas agrícolas são desenvolvidas visando somente à subsistência da população, destacando-se: banana, laranja, pupunha, café, urucu, açaí e cupuaçu.

Embora a comunidade esteja localizada às margens da Baía de Marajó, a atividade de pesca restringe-se apenas a complementar a alimentação dos habitantes.

O comércio é representado por pequenos bares, que vendem produtos de primeira necessidade e bebidas diversas.

O nível educacional dos habitantes é bastante baixo, principalmente entre os adultos. A coincidência do calendário escolar com as atividades agrícolas das famílias tem também provocado a evasão de muitos jovens da escola.

A renda familiar é baixa; no entanto, observa-se um leve aumento após a implantação do sistema elétrico (tabela A2.3).

Salários mínimos	1997	1999
< 1	11	0
1 a 2	9	17
2 a 3	0	7
3 a 4	2	2

Tabela A2.3 – Faixa de renda por família

Com relação à alimentação básica, o peixe, a carne de animais domésticos, o arroz, o feijão, e a farinha são predominantes.

O saneamento da vila destaca-se na região por ela possuir um sistema de abastecimento de água potável. Por outro lado, como é comum nas vilas amazônicas, devido à inexistência de rede de esgoto sanitário, a maioria dos domicílios possui banheiro fora de casa, fazendo-se, no entanto, uso de fossa séptica.

Em geral, as doenças simples são tratadas na própria comunidade com uso da medicina popular e da assistência de agentes de saúde que rotineiramente visitam a vila. Nos casos mais sérios, é costume o deslocamento para a sede municipal.

A tipologia habitacional apresenta padrão rústico e pouca diversidade, predominando as construções em madeira e cobertura de telhas de barro. A maioria dessas habitações é composta por 3 cômodos.

Com relação aos gastos mensais com energéticos (pilhas, velas, querosene, óleo diesel, recarga de bateria, entre outros), teve-se uma redução de 29%, considerando-se os preços vigentes na época das pesquisas de campo realizadas (1997 e 1999). Essa redução é devida em parte à substituição de alguns energéticos pela eletricidade proporcionada pelo sistema de geração híbrida.

Comunidade de Tamaruteua

A comunidade de Tamaruteua situa-se no litoral do município de Marapanim/PA (figura A2.3), na embocadura do Rio Cajutuba, próximo ao oceano Atlântico, tendo como coordenadas geográficas 0° 34' 57" S e 47° 45' 28" W, com acesso f uvial a partir da sede municipal, que é acessada por via terrestre a partir de Belém. A distância em linha reta da vila até a sede municipal é de 16 km.

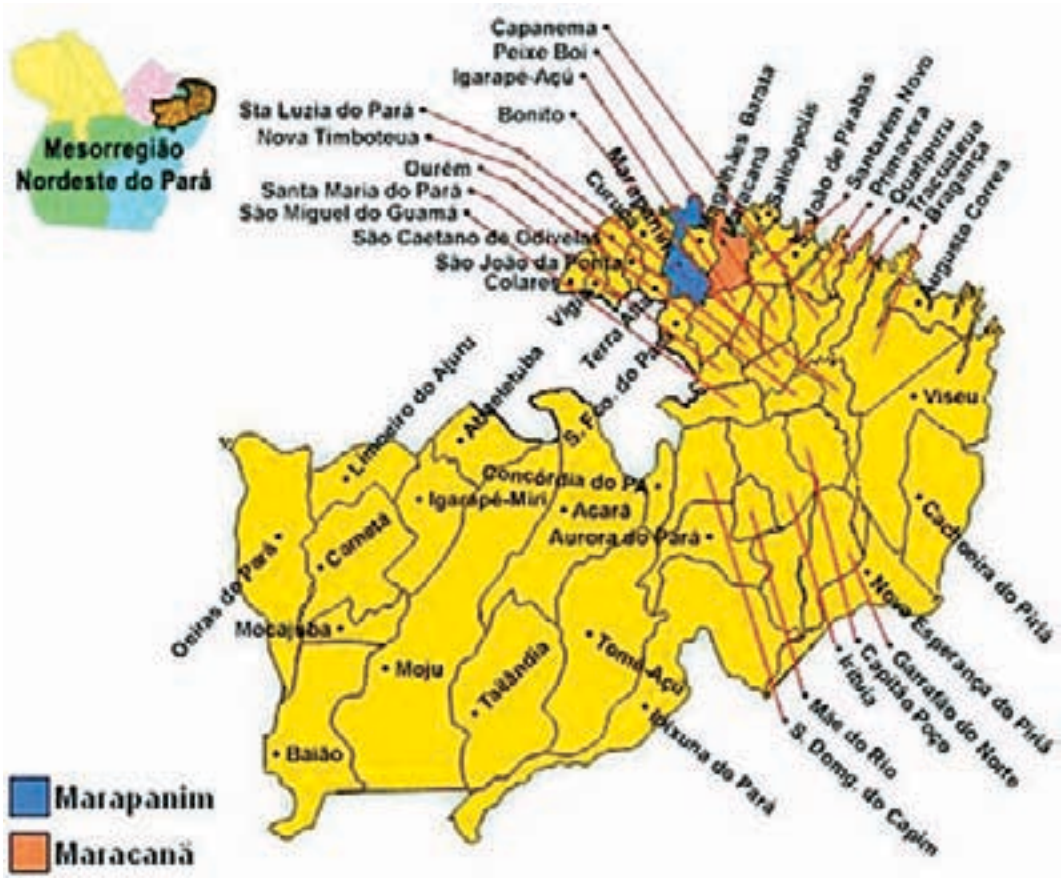


Figura A2.3 – Mesorregião nordeste do Pará

Da pesquisa de campo realizada em 2006, sua população era de aproximadamente 207 habitantes (tabela A2.4), distribuídos em 51 famílias (média de 4,1 habitantes por domicílio).

A taxa média do crescimento anual da população foi de 3%. Esse crescimento também foi oca-

Sexo	1997	2006
Feminino	70	86
Masculino	93	121
Total	163	207

Tabela A2.4 – População residente

sionado pelos benefícios da energia elétrica gerada pelo sistema híbrido.

Com relação ao tempo de residência, verifica-se boa estabilidade residencial, pois a maioria da população (em torno de 70%) vive na vila há mais de 20 anos.

A atividade econômica da comunidade é a pesca. Quase a totalidade da produção dessa atividade é vendida por atravessadores, devido à inexistência de uma organização para seu beneficiamento e comercialização.

A agricultura é quase inexistente, devido à característica arenosa do solo. Algumas famílias cultivam hortaliças para uso doméstico em canteiros suspensos.

Atualmente, o setor comercial da vila é representado por seis pequenas mercearias/bares, que vedem produtos de primeira necessidade e bebidas diversas.

O nível educacional dos responsáveis familiares é baixo (72% tem apenas o primeiro grau incompleto). O abandono do estudo para a pratica da atividade de pesca é a causa principal desse quadro.

A renda familiar é baixa; no entanto, observa-se um leve aumento após a implantação do sistema elétrico (tabela A2.5).

Salários mínimos	1997	1999	2006
< 1	12	6	16
1 a 2	12	20	21
2 a 3	6	9	9
3 a 4	2	3	5

Tabela A2.5 – Faixa de renda por família

A alimentação básica é o peixe que, em geral, é servido nas refeições acompanhado de feijão, arroz e farinha.

O saneamento da vila é precário. Para o abastecimento de água, a comunidade conta com um poço coletivo do tipo "amazônico" sem qualquer proteção sanitária (há também alguns poços particulares). Não há esgoto sanitário, tendo a maioria dos domicílios fossas negras. Grande parte do lixo doméstico é lançada a céu aberto na mata ao fundo da vila e nos rios que circundam a vila.

As doenças mais simples (resfriados, diarréias) são tratadas na própria comunidade com uso da medicina popular. Há periodicamente assistência de agentes de saúde. Nos casos mais sérios, o enfermo é transportado para a sede municipal.

A tipologia habitacional apresenta padrão rústico e pouca diversidade, predominando as construções em madeira e cobertura de telha de fibrocimento. A maioria dessas habitações (em torno de 53 – figura A2.4) é composta por 2 cômodos.

A forma de comunicação da vila é através de um telefone público, de telefones celulares (há sinal de todas operadoras - alguns sinais necessitam de sua amplificação através de antenas apropriadas). O rádio e a televisão também são utilizados como meio de comunicação e, principalmente, lazer.

Os gastos mensais com energéticos (pilhas, velas, querosene, óleo diesel, recarga de bateria, GLP, entre outros) são em média de R$150,00 por residência (dados de 2006).

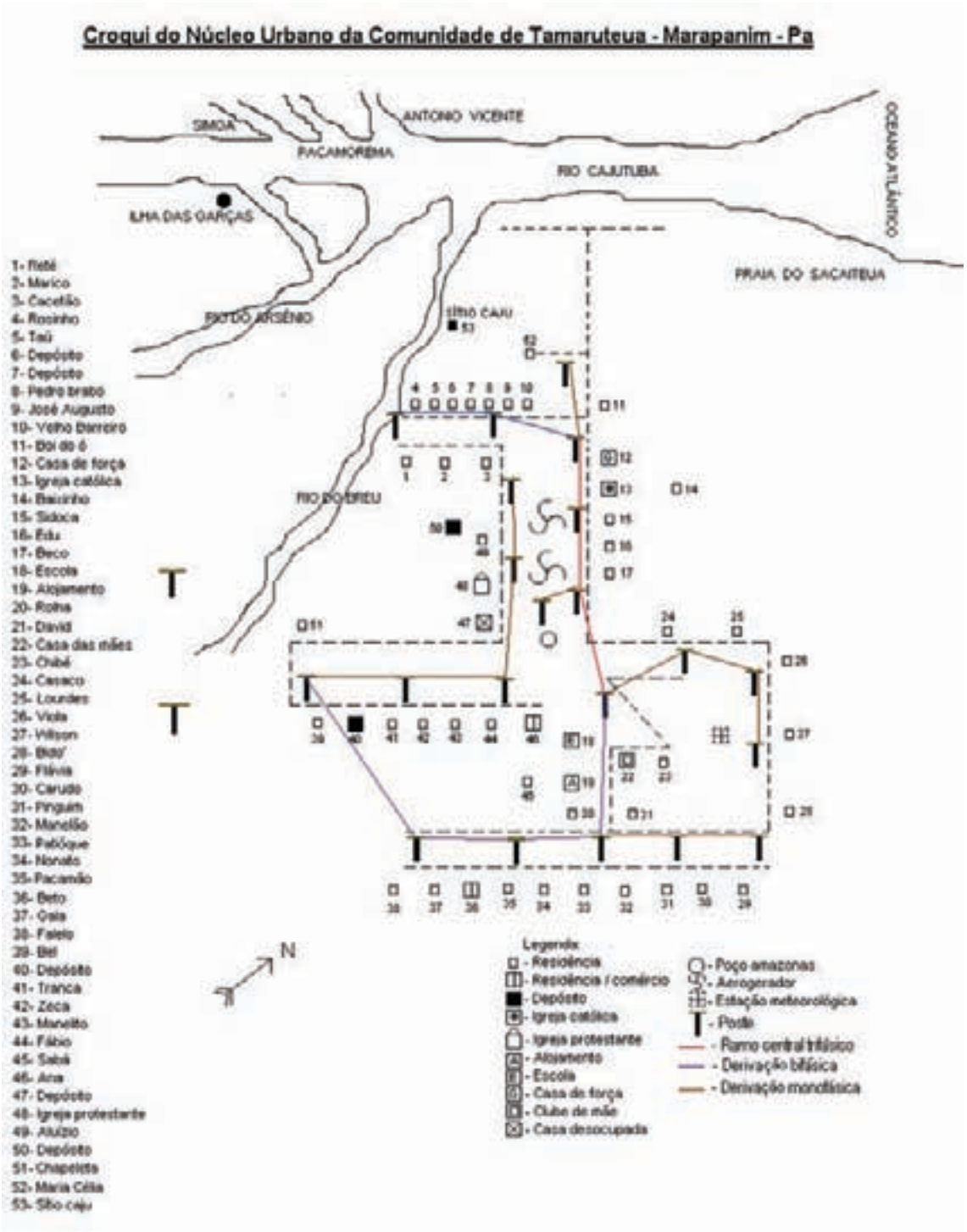


Figura A2.4 – Croquis da vila Tamaruteua

Comunidade São Tomé

A vila São Tomé situa-se na parte norte do município de Maracanã/PA (figura A2.3), à margem da Baía do Maracanã, próximo ao oceano Atlântico, nas coordenadas geográficas de 0° 44' 24" S e 47° 28' 59" W (figura A2.5).

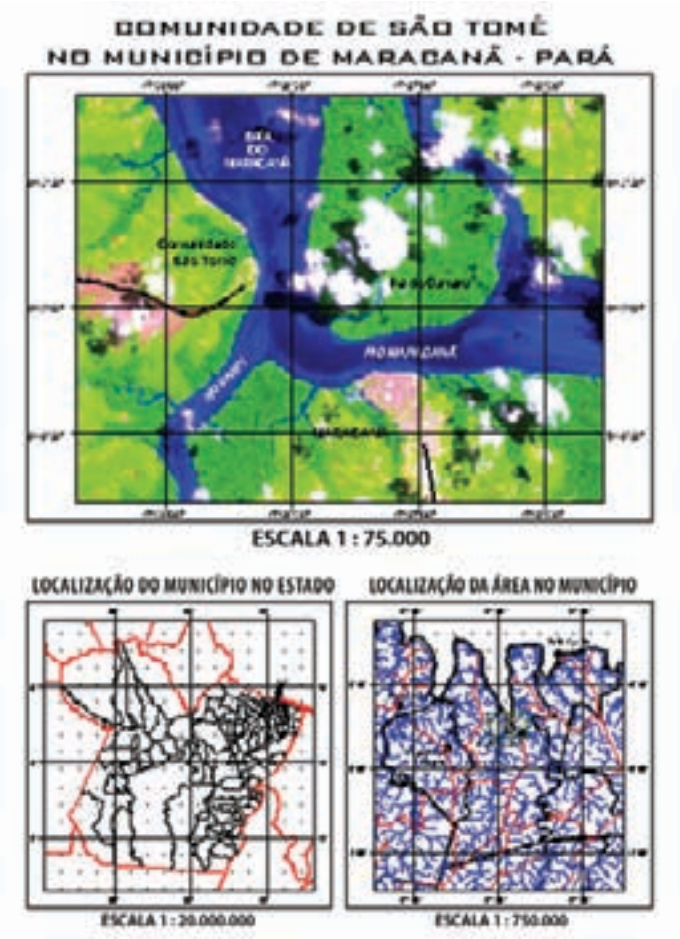


Figura A2.5 – Mapa de localização da vila São Tomé

O acesso à vila de São Tomé pode ser feito, a partir de Belém, pela malha rodoviária, alternando rodovias federais e estaduais, em um tempo médio de 3 horas, ou pela malha rodoviária, até a cidade de Maracanã, e de lá por via f uvial utilizando barcos de pequeno porte, que fazem o percurso em 20 minutos.

A população residente, segundo dados de 2006, é de aproximadamente 231 habitantes, distribuídos em 44 famílias. A tabela A2.6 mostra a distribuição dessa população por sexo.

Sexo	2002	2006
Feminino	110	120
Masculino	108	111
Total	218	231

Tabela A2.6 – População residente

Da tabela A2.6, percebe-se uma taxa anual média de crescimento populacional de 1,5%.

Um percentual de 55% da população é formado por pessoas que residem há pouco tempo na localidade (até 10 anos).

A economia baseia-se no extrativismo dos recursos naturais locais, destacando-se as atividades de pesca e captura de caranguejo para consumo próprio e comercialização do excedente, e agrícola, somente de subsistência, onde se destaca o cultivo de mandioca para a produção de farinha. Estima-se uma produção anual de 10 toneladas de pescado, comercializada no próprio município, segundo informações dos moradores.

Três mercearias/bares representam o setor comercial da vila. Como negócios, os mesmos exploram a venda produtos de primeira necessidade (arroz, feijão, ovos, leite, pilhas, papel higiênico) e bebidas diversas.

Quase a metade (45,45%) das residências possuem uma renda mensal menor que um salário mínimo (tabela A2.7). A renda de grande parte das famílias depende basicamente da venda do pescado que, em função da escassez do produto em certas épocas do ano, causa f utuações nos ganhos auferidos.

Salários mínimos	2002	2006
< 1	13	20
1 a 2	17	16
2 a 3	7	6
3 a 4	1	2

Tabela A2.7 – Faixa de renda por família

A alimentação principal dos habitantes é o peixe, que, em geral, é acompanhado nas refeições por arroz, feijão e farinha. O caranguejo e os animais domésticos como galinhas, patos, complementam o cardápio alimentar da população.

A infra-estrutura de saneamento da vila não difere da maioria das vilas do interior do estado do Pará e da Amazônia, onde as condições de saneamento básico são precárias; não se dispõe de atendimento público de água potável, obrigando os moradores a utilizar poços do tipo "amazônico" coletivos ou individuais; não existe um sistema público de coleta e tratamento de esgoto sanitário e a maioria da população utiliza fossas negras e banheiros fora da casa; não há serviço de coleta de lixo; conseqüentemente, os dejetos são depositados a céu aberto, quando não são queimados ou enterrados. Tais condições precárias contribuem para o agravamento do quadro de saúde da população.

Fora as campanhas públicas de saúde, a comunidade não dispõe de assistência médica e ambulatorial no local. Quando necessário, a população desloca-se para a sede municipal, que conta com infra-estrutura médico-hospitalar básica. Para atendimento de enfermidades graves, os pacientes são deslocados para Belém. A última pesquisa de campo constatou como doenças mais comuns que afetam a população as relacionadas ao aparelho respiratório.

A vila caracteriza-se por apresentar um ecossistema praiano distribuído em terreno firme, ocupando uma área de aproximadamente 25 hectares. As construções apresentam pouca diversidade em decorrência da situação socioeconômica da comunidade. Predominam as construções em enchimento e de alvenaria, exibindo características ou formas bastante rudimentares. Em geral,

são utilizadas telhas de barro ou fibrocimento na cobertura, e chão batido e cimento como piso.

As construções são dispostas em uma configuração irregular, não existindo um sistema de endereços (casas numeradas, denominações de ruas – figura A2.6). Alguns prédios residenciais são apenas de veraneio, sendo ocupados somente nos períodos das férias ou feriados prolongados.

No que concerne ao setor de comunicação, a vila São Tomé é totalmente dependente da sede municipal, pois não dispõe de posto dos Correios nem de serviços de telefonia, salvo alguns moradores que possuem telefones celulares. Antenas parabólicas instaladas em algumas residências possibilitam à população acompanhar as programações de emissoras de rádio e televisão.

A despesa média mensal por família com fontes energéticas, tais como pilhas, velas, querosene, óleo diesel, recarga de bateria, GLP, entre outros, situa-se em torno de R$76,00.

Figura A2.6 – Croquis da vila São Tomé

Comunidade de Sucuriju

A vila de Sucuriju localiza-se no município de Amapá, nordeste do estado do Amapá (1° 40' 39" N e 49° 56' 1" W), à margem do Rio Sucuriju, próximo à sua foz, em terreno alagável. Seu acesso é realizado via f uvial a partir da sede municipal, em viagem com duração média de 12 horas, ou via área por meio de helicóptero.

Em termos populacionais, a vila Sucuriju é composta por 489 habitantes (58% homens e 42% mulheres), distribuídos em 81 famílias (média de 5,1 pessoas por residência), segundo dados levantados em 2005.

A vila concentra-se em uma área de aproximadamente 180.000 m2 (1.200 m de extensão

por 150 m de largura), sendo composta por 113 edificações de madeira, erguidas sobre palafitas, com cobertura de telhas de barro e fibrocimento. Essas edificações são distribuídas da seguinte forma: 96 residências, 8 prédios, 8 depósitos de peixe e 1 bar. Na vila, há um único arruamento na forma de uma extensa passarela (com 1,5 m de largura). Essa passarela conecta todos os imóveis (figura A2.7).

A economia baseia-se na atividade da pesca, tendo a maior parte de sua produção (86%) comercializada com atravessadores da própria comunidade e outros que vêm de fora.

Com relação à renda familiar, em Sucuriju a situação de pobreza faz-se presente. Um percentual elevado de famílias (60,6%) tem rendimentos entre ½ e dois salários mínimos.

A infra-estrutura de saneamento da vila é bastante problemática, principalmente com relação à disponibilidade de água potável. Apenas duas cisternas coletam e armazenam água da chuva para o consumo da população. Como alternativa para ampliar a quantidade de água disponível, todas as residências também captam água da chuva em pequenos reservatórios. No período de estiagem o problema é agravado, sendo necessária a ação emergencial do governo estadual, por meio de deslocamento de embarcações carregadas com água potável.

Recentemente, foi comissionado um sistema de dessalinização de água, o qual faz parte do projeto de implantação do sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel da vila. Esse sistema coleta água do próprio Rio Sucuriju, que passa por um tratamento utilizando osmose reversa, tornando-a potável para o consumo da vila.

Ainda em relação ao saneamento, a maioria da população utiliza banheiro fora de casa associado à fossa negra (não há coleta e tratamento de esgoto). O lixo é jogado no entorno da vila (mata e rio).

A vila Sucuriju tem um posto de saúde que funciona de forma precária (insuficiência de pessoal especializado, de remédios e equipamentos). Por esse motivo, freqüentemente, parte da população procura atendimento na sede municipal e em Macapá (capital do estado).

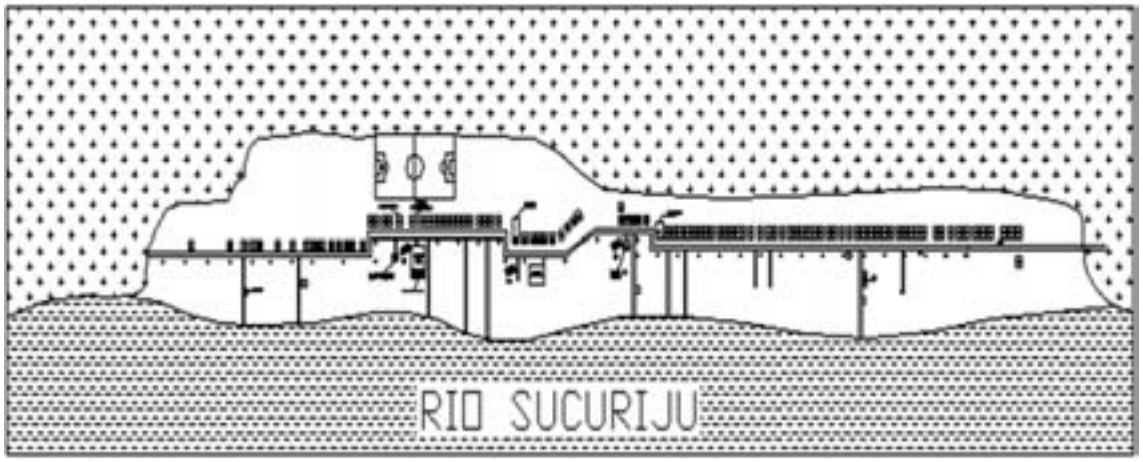


Figura A2.7 – Croquis da vila Sucuriju

Anexo 3

Características de Alguns Modelos de Módulos Fotovoltaicos Disponíveis Comercialmente

Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 1 de 4)

Fabricante	Modelo	P_{nom} (Wp)	Tolerância (%)	Fabricante da célula	Eficiência (%)	Tipo	Células/ módulo
3S	Fassadenmodul	141	5,0	-	12,40	poli	63
	Solar Generator Mega Slate	136	5,0	3S	12,50	poli	40
Aleo	aleo 150 M	155	3,0	Vários	12,10	poli	72
	aleo S_03 | 150	150	3,0	Vários	11,70	mono	72
	aleo S_17|175	175	3,0	Vários	12,70	mono	50
Alfasolar	alfasolar 120M	120	5,0	Sunways	14,10	mono	72
	alfasolar 150P	150	5,0	Sunways	11,90	poli	72
	alfasolar 170P	170	3,0	Sunways	13,40	poli	72
Alwitra	Evalon V-solar 136	136	-	United Solar	4,30	a-Si(triplo)	-
	Evalon V-solar 204	204	-	United Solar	4,20	a-Si(triplo)	-
	Evalon V-solar 272	272	10,0	United Solar	4,80	a-Si(triplo)	-
Antec	ATF 43	43	10,0	Antec	6,00	CdTe	118
	ATF 50	50	10,0	Antec	6,90	CdTe	118
ASS	ASS 120 W-60/125m	120	1,8	-	11,20	mono	60
	ASS 150 W-40/156p	150	1,8	-	13,60	poli	40
	ASS 150 W-44/150m	150	1,8	ErSol Solar	13,40	mono	44
Atersa	A-120 P5	120	5,0	-	12,30	mono	36
	A-120M	120	10,0	-	12,30	mono	36
	A-130M	130	10,0	-	9,90	mono	72
Axitec	AC-135P/15S	135	3,0	-	12,00	poli	44
	Ac-140P/13S	140	3,0	-	12,70	poli	40
	AC-140P/15S	140	3,0	-	12,50	poli	44
BP Solar	BP 3125 J	125	5,0	BP Solar	12,30	poli	36
	BP 3125 S	125	5,0	BP Solar	12,30	poli	36
	BP 3160 QS	160	5,0	BP Solar	12,70	poli	50
Conergy	C 123 P	123	5,0	-	12,40	poli	36
	Conergy 160 Profiline	160	5,0	-	12,60	mono	108
	Conergy S 155 Profiline	155	3,0	-	12,10	mono	72
Corus	Kalzip AluPlusSolar	136	5,0	United Solar	-	a-Si(triplo)	22
	Kalzip AluPlusSolar	68	5,0	United Solar	-	a-Si(triplo)	-

Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 2 de 4)

Fabricante	Modelo	P_{nom} (Wp)	Tolerância (%)	Fabricante da célula	Eficiência (%)	Tipo	Células/ módulo
CSI	CS4-150	150	-3,3	-	11,70	poli	108
	CS4-155	155	-3,2	-	12,10	poli	108
	CS4-160	160	-3,1	-	12,50	poli	108
Energetica	E-130	130	10/-5	-	12,40	poli	40
	E-134	134	10/-5	-	13,40	poli	40
First Solar	FS-55	55	10,0	First Solar	7,60	CdTe	116
	FS-57	57	10,0	First Solar	7,90	CdTe	116
	FS-60	60	10,0	First Solar	8,30	CdTe	116
Gamesa	GS-1601	160	4,0	Isofoton	12,60	mono	108
	GS-1651	165	4,0	Isofoton		mono	108
GE Energy	GEPV-165-M	165	5,0	GE Energy	11,50	mono	54
	GPV 155W/24V mono	155	3,0	Deutsche cell	11,90	mono	72
	GPV 155W/24V poli	155	3,0	Vários	11,90	poli	72
	GPV 165W/24V mono	165	3,0	Deutsche cell	12,70	mono	72
Heckert	HS120	120	3,0	Q-Cells	13,10	poli	36
	HS125	125	3,0	Q-Cells	13,60	poli	36
	HS-L125	125	3,0	Q-Cells	12,60	poli	36
Helios	H1500,120W	120	5,0	Helios	11,40	mono	36
	H1540,140W	140	5,0	Helios	11,90	mono	40
	H1540,150W	150	5,0	Helios	12,80	mono	40
Hoesch ThKr	Solartec 128W	128	10,0	Bekaert	4,90	a-Si(triplo)	22
	Solartec 68W	68	5,0	United Solar	5,00	a-Si(triplo)	11
	Solartec -design(L)	136	5,0	United Solar	-	a-Si(triplo)	22
	Solartec -style(H)	64	5,0	United Solar	-	a-Si(triplo)	11
Isofoton	I-130/12	130	10,0	Isofoton	10,10	mono	72
	I-130/24	130	10,0	Isofoton	10,10	mono	72
	I-140S/12	140	10,0	Isofoton	10,10	mono	72

Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 3 de 4)

Fabricante	Modelo	P_{nom} (Wp)	Tolerância (%)	Fabricante da célula	Eficiência (%)	Tipo	Células/ módulo
Kyocera	KC120	120	10/-5	Kyocera	12,90	poli	36
	KC120-1	120	10/-5	Kyocera	12,90	poli	36
	KC120-2	120	10/-5	Kyocera	12,90	poli	36
	KC167GH-2	167	10/-5	Kyocera	13,10	poli	48
MHH	MHH plus 220 (215Wp)	215	3,0	Sunways	12,90	poli	60
	MHH plus 220 (220Wp)	220	3,0	Sunways	13,20	poli	60
	MHH plus 220 (230Wp)	230	3,0	Sunways	13,80	poli	60
Millennium	MIL-PV-160W-M-01	160	5,0	Shell Solar	12,30	poli	72
MSK	PV-TV MST-38T1010	38	-	-	4,10	a-Si (triplo)	108
	PV-TV MST-38T1010	38	-	-	4,10	a-Si (triplo)	108
	TP 156-190	190	0/-5	Q-Cells	13,00	poli	54
Photo-voltech	MSTD 120 A	120	3,0	Photovoltech	12,30	poli	54
	MSTD 127 A	127	3,0	Photovoltech	13,00	poli	54
	MSTD 135 A	135	3,0	Photovoltech	13,80	poli	54
Photowatt	PWM 1650-175W	175	3,0	Photowatt	13,10	mono	72
	PWM 1700-170W	170	3,0	Photowatt	12,70	mono	72
	PWM 1700-180W	180	3,0	Photowatt	13,40	mono	72
RWE Schott	ASE-160-GT-FT(160W)	160	5,0	RWE Schott	11,70	EFG	120
	ASE-160-GT-FT((170W)	170	5,0	RWE Schott	12,40	EFG	120
	ASE-165-GT-FT/MC(160W)	160	4,0	RWE Schott	12,20	poli	72
Sanyo Eletric	HIP-210NHE1	210	10/-5	Sanyo Eletric	15,30	HIT	96
	HIP-G751BE	167	-	Sanyo Eletric	15,60	HIT	66
	HIPH-H552BE	175	-	Sanyo Eletric	16,10	HIT	96

Primeiro (1 de 3) Bloco de Características (Tabela 4 de 4)

Fabricante	Modelo	P_{nom} (Wp)	Tolerância (%)	Fabricante da célula	Eficiência (%)	Tipo	Células/ módulo
Sharp	NE-L5E2E	125	-5,0	Sharp	13,30	poli	54
	NE-Q5E3E	165	-5,0	Sharp	12,70	poli	72
	NT-167AK	167	-	Sharp	17,40	mono	80
Shell Solar	Shell SQ 160-LCA	160	5,0	Shell Solar	11,70	mono	72
	Shell SQ 160-PC	160	5,0	-	12,10	mono	72
	Shell ST40	40	-10,0	Shell Solar	9,40	CIS	42
Sinonar	PVS 50-12F	50	10,0	Sinonar	4,00	a-Si(triplo)	76
SIT	SR 2004	1.488	10,0	United Solar	4,50	a-Si(triplo)	240
Solar Cells	SMAL 436	50	2,0	Solar Cells		a-Si (simples)	116
Solaris	125M72-1505	150	5,0	Solterra	11,80	mono	72
Solar World	SW 155 Mono	155	3,0	Deutsche Cell	11,90	mono	72
	SW 155 Poly	155	3,0	Deutsche Cell	11,90	poli	72
	SW 165 Mono	165	3,0	Deutsche Cell	12,70	mono	72
Sunset	Twin 130	130	-	United Solar	6,90	a-Si (triplo)	-
	Twin 135	135	-	United Solar	7,20	a-Si (triplo)	-
	Twin 140	140	-	United Solar	7,40	a-Si (triplo)	-
Total Energie	TE 1300/120 Monokristallin	120	4,0	Q-Cells	11,80	mono	36
	TE 1300/120 Polykristallin	120	3,0	Vários	11,80	poli	36
	TE 1300/125 Monokristallin	125	4,0	Q-Cells	12,30	mono	36
United Solar	ES-124	124	5,0	United Solar	6,40	a-Si (triplo)	20
	ES-62T	62	5,0	United Solar	6,20	a-Si (triplo)	-
	PVL-136	136	5,0	United Solar	6,30	a-Si (triplo)	22
Würth Solar	WS 11007/75	75	6/-5	Würth Solar	10,30	CIS	-
	WS 11007/80	80	6/-0	Würth Solar	11,00	CIS	-
	WS 31046	55	10,0	Würth Solar	10,00	CIS	-

Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 1 de 4)

Fabricante	Modelo	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	V_{oc} (V)	I_{cc} (A)	Variação de tensão (1/°C) (%)	Variação de corrente (1/°C) (%)	Variação Pot. (1/°C) (%)
3S	Fassadenmodul	31,9	4,4	38,1	4,8	-0,33	0,05	-
	Solar Generator Mega Slate	20,2	6,8	24,7	7,3	-0,33	0,05	-
Aleo	aleo 150 M	35,4	7,2	43,5	4,9	-0,33	0,05	-0,50
	aleo S_03 | 150	34,9	4,4	43,3	4,9	-0,35	0,03	-0,43
	aleo S_17|175	23,8	7,4	30,1	8,2	-0,34	0,03	-0,43
Alfasolar	alfasolar 120M	17,9	6,7	21,7	7,4	-0,36	0,02	-0,45
	alfasolar 150P	32,8	4,6	42,2	5	-0,33	0,05	-0,50
	alfasolar 170P	17,2	9,8	22,4	10,8	-0,35	0,10	-0,50
Alwitra	Evalon V-solar 136	33	4,1	46,2	5,1	-0,31	0,10	-0,21
	Evalon V-solar 204	49,5	4,1	69,3	5,1	-0,31	0,10	-0,21
	Evalon V-solar 272	66	4,1	95,4	5,1	-0,31	0,10	-0,21
Antec	ATF 43	53	0,8	81	1,1	-0,25	0,08	-0,18
	ATF 50	56	0,9	85	1,1	-0,25	0,08	-0,18
ASS	ASS 120 W-60/125m	30	4	36	4,5	-0,34	0,03	-0,43
	ASS 150 W-40/156p	20	7,5	24,6	7,9	-0,35	0,03	-0,43
	ASS 150 W-44/150m	21	6,8	27,1	7,2	-	-	-
Atersa	A-120 P5	16,9	7,1	21	7,7	-	-	-
	A-120M	16,9	7,1	21	7,7	-	-	-
	A-130M	32,6	4,0	41	4,6	-	-	-
Axitec	AC-135P/15S	21,8	6,2	26,9	6,9	-0,53	0,04	-0,40
	Ac-140P/13S	20	7	24,5	7,7	-0,33	0,04	-0,40
	AC-140P/15S	22	6,4	27	7	-0,34	0,04	-0,43
BP Solar	BP 3125 J	17,6	7,1	22,1	7,5	-0,45	0,07	-0,50
	BP 3125 S	17,6	7,1	22,1	7,5	-0,45	0,07	-0,50
	BP 3160 QS	23,8	6,7	30,2	7,3	-0,46	0,07	-0,50
Conergy	C 123 P	17,2	7,2	25,3	8,1	-0,34	0,04	-0,50
	Conergy 160 Profiline	17,4	9,2	21,6	9,8	-0,34	0,02	-0,46
	Conergy S 155 Profiline	34,4	4,5	43,2	4,9	-0,38	-	-0,47

Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 2 de 4)

Fabricante	Modelo	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	V_{oc} (V)	I_{cc} (A)	Variação de tensão (1/°C) (%)	Variação de corrente (1/°C) (%)	Variação Pot. (1/°C) (%)
Corus	Kalzip AluPlusSolar	33	4,1	46,2	5,1	-0,35	0,10	-0,19
	Kalzip AluPlusSolar	16,5	4,1	23,1	5,1	-0,35	0,10	-0,19
CSI	CS4-150	17,2	8,7	21,6	9,5	-0,37	0,07	-
	CS4-155	17,2	9	21,6	9,8	-0,37	0,07	-
	CS4-160	17,2	9,3	21,6	10,1	-0,37	0,07	-
Energetica	E-130	19,3	6,7	24,2	7,3	-0,86	-	-
	E-134	19,4	6,9	24,3	7,4	-	-	-
First Solar	FS-55	60	0,9	88	1,1	-0,29	0,04	-0,25
	FS-57	63	0,9	89	1,1	-0,29	0,04	-0,25
	FS-60	64	0,9	90	1,1	-0,29	0,04	-0,25
Gamesa	GS-1601	17,4	9,2	21,6	9,8	-	-	-0,36
	GS-1651	17,4	9,5	21,6	10,1	-	-	-
GE Energy	GEPV-165-M	25	6,6	32	7,4	-	-	-
GPV	GPV 155W/24V mono	33,3	4,7	42,1	5,3	-0,35	0,06	-
	GPV 155W/24V poli	35	4,4	43,3	4,7	-0,35	0,06	-
	GPV 165W/24V mono	34,4	4,8	43,3	5,3	-0,35	0,06	-
Heckert	HS120	17,5	6,9	22,1	7,4	-0,33	0,05	-0,50
	HS125	17,8	7	22,3	7,4	-0,33	0,05	-0,50
	HS-L125	17,4	7,2	22	7,6	-0,33	0,05	-0,50
Helios	H1500,120W	17	7,1	21	7,9	-0,53	-	-
	H1540,140W	17,8	7,9	23	9,2	-0,56	-	-
	H1540,150W	17,8	8,4	23	9,9	-0,56	-	-
Hoesch ThKr	Solartec 128W	33	3,9	47,6	4,8	-0,31	0,10	-0,21
	Solartec 68W	16,5	4,1	23,1	5,1	-0,38	0,10	-0,21
	Solartec -design(L)	33	4,1	46,2	5,1	-0,38	0,10	-0,21
	Solartec -style(H)	16,5	3,9	23,8	4,8	-0,31	0,10	-0,21
Isofoton	I-130/12	17,3	7,5	21,6	8,9	-0,40	0,02	-0,40
	I-130/24	34,6	3,8	43,2	4,5	-0,40	0,02	-0,40
	I-140S/12	17,3	8,1	21,6	8,9	-0,40	0,02	-0,40

Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 3 de 4)

Fabricante	Modelo	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	V_{oc} (V)	I_{cc} (A)	Variação de tensão (1/°C) (%)	Variação de corrente (1/°C) (%)	Variação Pot, (1/°C) (%)
Kyocera	KC120	16,9	7,1	21,5	7,5	-0,38	0,08	-0,52
	KC120-1	16,9	7,1	21,5	7,5	-0,38	0,08	-0,52
	KC120-2	16,9	7,1	21,5	7,5	-0,38	0,08	-0,52
	KC167GH-2	23,2	7,2	28,9	8	-0,39	0,11	-0,44
MHH	MHH plus 220(215Wp)	30,6	7	36,7	7,8	-0,32	0,06	-0,37
	MHH plus 220(220Wp)	30,6	7,2	37	8	-0,37	0,06	-0,37
	MHH plus 220(230Wp)	30,6	7,5	36,7	8,5	-0,32	0,06	-0,37
Millennium	MIL-PV-160W-M-01	36	4,5	44	4,9	-0,50	0,09	-
MSK	PV-TV MST-38T1010	58,6	0,6	91,8	1	-	-	-
	PV-TV MST-38T1013	58,6	0,6	91,8	1	-	-	-
	TP 156-190	27,5	7,0	33	8,1	-	0,03	-0,43
Photovoltech	MSTD 120 A	26	4,6	32	4,9	-0,46	0,04	-0,49
	MSTD 127 A	26,1	4,9	32,3	6,1	-0,46	0,04	-0,49
	MSTD 135 A	26,3	5,1	32,6	5,3	-	-	-
Photowatt	PWM 1650-175W	35,4	5	44,6	5,3	-	-	-
	PWM 1700-170W	35,2	4,9	44,4	5,3	-	-	-
	PWM 1700-180W	35,4	5,1	44,6	5,3	-	-	-
RWE Schott	ASE-160-GT-FT(160W)	56,9	2,8	70,4	3,1	-0,38	0,10	-0,47
	ASE-160-GT-FT(170W)	57	3	71,2	3,2	-0,38	0,10	-0,47
	ASE-165-GT-FT/MC(160W)	35,9	4,5	45,3	5,1	-0,38	0,10	-0,47
Sanyo Eletric	HIP-210NHE1	54	3,3	66,4	3,7	-0,26	0,03	-0,33
	HIP-G751BE	36,5	4,9	45,5	5,5	-0,26	0,03	-0,33
	HIPH-H552BE	54,8	3,5	67,5	3,8	-0,25	0,02	-0,30

Segundo (2 de 3) Bloco de Características (Tabela 4 de 4)

Fabricante	Modelo	V_{mp} (V)	I_{mp} (A)	V_{oc} (V)	I_{cc} (A)	Variação de tensão (1/°C) (%)	Variação de corrente (1/°C) (%)	Variação Pot, (1/°C) (%)
Sharp	NE-L5E2E	26	4,8	32,3	5,5	-	-	-0,50
	NE-Q5E3E	34,6	4,8	43,1	5,5	-0,36	0,05	-0,49
	NT-167AK	41,3	4,1	50,3	4,3	-	-	-
Shell Solar	Shell SQ 160-LCA	35	4,6	43,5	4,9	-0,37	0,03	-0,52
	Shell SQ 160-PC	35	4,6	43,5	4,9	-0,37	0,03	-0,52
	Shell ST40	16,6	2,4	23,3	2,7	-0,43	0,01	-0,60
Sinonar	PVS 50-12F	17,5	2,9	25	36	-0,33	0,09	-0,24
SIT	SR 2004	360	4,1	505	5,1	-0,38	0,10	-0,21
Solar Cells	SMAL 436	14,5	3,4	22,5	4	-0,33	0,09	-0,23
Solaris	125M72-1505	34,8	4,3	43,9	4,8	-0,40	0,04	-0,49
Solar World	SW 155 Mono	33,3	4,7	42,1	5,3	-0,35	0,06	
	SW 155 Poly	34,8	4,5	43,1	4,9	-0,35	0,06	
	SW 165 Mono	34,4	4,8	43,3	5,3	-0,35	0,05	
Sunset	Twin 130	33,3	3,9	47,6	4,8	-	-	-
	Twin 135	33,4	4,1	47,7	4,9	-	-	-
	Twin 140	33,8	4,2	50,1	5	-	-	-
Total Energie	TE 1300/120 Monokristallin	17,8	6,9	21,8	7,6	-0,34	0,03	-0,43
	TE 1300/120 Polykristallin	17,8	6,8	21,8	7,5	-0,34	0,03	-0,43
	TE 1300/125 Monokristallin	17,9	7,1	22	7,8	-0,35	0,03	-0,43
United Solar	ES-124	30	4,1	42	5,1	-0,38	0,10	-0,21
	ES-62T	15	4,1	21	5,1	-0,38	0,10	-0,21
	PVL-136	33	4,1	46,2	5,1	-0,35	0,10	-0,19
Würth Solar	WS 11007/75	35	2,2	44,5	2,4	-0,29	0,05	-0,36
	WS 11007/80	36	2,2	45,5	2,5	-0,29	0,05	-0,36
	WS 31046	16,5	3,3	22	3,6	-0,29	0,05	-0,36

Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 1 de 4)

Fabricante	Modelo	NOCT (°C)	V_{max} (V)	Comp, (mm)	Larg, (mm)	Tipo de Moldura	Peso (kg)	Garantia de P_{nom} (anos)
3S	Fassadenmodul	45	800	1200	950	Sem Moldura	26	10 em 90%, 20 em 80%
	Solar Generator Mega Slate	45	715	975	1316	Sem Moldura	20	10 em 90%, 20 em 80%
Aleo	aleo 150 M	-	1000	1600	800	Alumínio	16	10 em 87%, 20 em 78%
	aleo S_03 | 150	-	1000	1600	800	Alumínio	16	10 em 87%, 20 em 78%
	aleo S_17|175	-	1000	1600	830	Alumínio	17	10 em 87%, 20 em 78%
Alfasolar	alfasolar 120M	42	860	1293	660	Alumínio	12	10 em 90%, 25 em 80%
	alfasolar 150P	42	860	1580	800	Alumínio	17	10 em 90%, 25 em 80%
	alfasolar 170P	42	860	1580	800	Alumínio	17	10 em 90%, 25 em 80%
Alwitra	Evalon V-solar 136	44	1000	3360	1050	Sem Moldura	15	20 em 80%
	Evalon V-solar 204	44	1000	3360	1550	Sem Moldura	22	20 em 80%
	Evalon V-solar 272	44	1000	6000	1050	Sem Moldura	30	20 em 80%
Antec	ATF 43	45	1000	1200	600	Sem Moldura	16	20 em 80%
	ATF 50	45	1000	1200	600	Sem Moldura	16	20 em 80%
ASS	ASS 120 W-60/125m	-	700	1343	799	Alumínio	-	20 em 80%
	ASS 150 W-40/156p	-	700	1652	669	Alumínio	12	20 em 80%
	ASS 150 W-44/150m	-	1100	1745	643	Alumínio	14	20 em 80%
Atersa	A-120 P5	-	600	1476	660	Alumínio	12	10 em 90%, 25 em 80%
	A-120M	-	-	1476	659	Alumínio	12	10 em 81%, 25 em 72%
	A-130M	-	-	1618	814	Alumínio	15	10 em 81%, 25 em 72%
Axitec	AC-135P/15S	42	750	1745	643	Alumínio	14	12 em 90%, 25 em 80%
	Ac-140P/13S	42	750	1652	669	Alumínio	12	12 em 90%, 25 em 80%
	AC-140P/15S	42	750	1745	643	Alumínio	14	12 em 90%, 25 em 80%
BP Solar	BP 3125 J	47	1000	1510	674	Alumínio	12	12 em 86%, 25 em 76%
	BP 3125 S	47	1000	1510	674	Alumínio	12	12 em 86%, 25 em 76%
	BP 3160 QS	47	750	1593	790	Alumínio	15	12 em 87%, 25 em 78%
Conergy	C 123 P	48	540	1499	662	Alumínio	14	25 em 76%
	Conergy 160 Profiline	47	760	1310	969	Alumínio	17	25 em 80%
	Conergy S 155 Profiline	50	1000	1580	808	Alumínio	16	12 em 90%, 25 em 80%
Corus	Kalzip AluPlusSolar	46	1000	-	537	Sem Moldura		20 em 80%
	Kalzip AluPlusSolar	46	1000	-	537	Sem Moldura		20 em 80%

Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 2 de 4)

Fabricante	Modelo	NOCT (°C)	V_{max} (V)	Comp, (mm)	Larg, (mm)	Tipo de Moldura	Peso (kg)	Garantia de P_{nom} (anos)
CSI	CS4-150	-	-	1312	979	Alumínio	-	-
	CS4-155	-	-	1312	979	Alumínio	-	-
	CS4-160	-	-	1312	979	Alumínio	-	-
Energetica	E-130		-	1271	827	Alumínio	13	25 em 80%
	E-134	43	500	1248	803	Alumínio	13	25 em 80%
First Solar	FS-55	45	700	1200	600	Sem Moldura	11	10 em 90%, 20 em 80%
	FS-57	45	700	1200	600	Sem Moldura	11	10 em 90%, 20 em 80%
	FS-60	45	700	1200	600	Sem Moldura	11	10 em 90%, 20 em 80%
Gamesa	GS-1601	47	1100	1310	969	Alumínio	15	20 em 80%
	GS-1651	-	-	-	-	Alumínio	15	20 em 80%
GE Energy	GEPV-165-M	45	-	1477	975	Alumínio	18	10 em 90%, 25 em 80%
GPV	GPV 155W/24V mono	46	750	1610	810	Alumínio	15	25 em 80%
	GPV 155W/24V poli	46	715	1610	810	Alumínio	15	25 em 80%
	GPV 165W/24V mono	46	750	1610	810	Alumínio	15	25 em 80%
Heckert	HS120	-	750	1425	645	Alumínio	12	25 em 78%
	HS125	-	750	1425	645	Alumínio	12	25 em 78%
	HS-L125	-	750	1480	670	Alumínio	13	25 em 78%
Helios	H1500,120W	43	1000	1530	690	Alumínio	14	25 em 80%
	H1540,140W	43	1000	1700	690	Alumínio	15	25 em 80%
	H1540,150W	43	1000	1700	690	Alumínio	15	25 em 80%
Hoesch ThKr	Solartec 128W	-	1000	5800	450	Sem Moldura	22	20 em 80%
	Solartec 68W	-	1000	3050	450	Sem Moldura	12	20 em 80%
	Solartec -design(L)	46	1000	5000	450	Sem Moldura	22	20 em 80%
	Solartec -style(H)	46	600	415	295	Sem Moldura	9	20 em 80%
Isofoton	I-130/12	47	760	1224	1047	Alumínio	17	10 em 81%, 25 em 72%
	I-130/24	47	760	1224	1047	Alumínio	17	10 em 81%, 25 em 72%
	I-140S/12	47	760	1224	1047	Alumínio	17	10 em 81%, 25 em 72%

Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 3 de 4)

Fabricante	Modelo	NOCT (°C)	V_{max} (V)	Comp, (mm)	Larg, (mm)	Tipo de Moldura	Peso (kg)	Garantia de P_{nom} (anos)
Kyocera	KC120	47	750	967	962	Alumínio	12	12 em 86%, 25 em 76%
	KC120-1	47	750	1425	652	Alumínio	12	12 em 86%, 25 em 76%
	KC120-2	47	750	1425	652	Alumínio	12	12 em 86%, 25 em 76%
	KC167GH-2	47	1000	1290	990	Alumínio	16	12 em 86%, 25 em 76%
MHH	MHH plus 220(215Wp)	44	870	1680	990	Alumínio	25	12 em 87%, 25 em 78%
	MHH plus 220(220Wp)	44	870	1680	990	Alumínio	25	12 em 87%, 25 em 78%
	MHH plus 220(230Wp)	44	870	1680	990	Alumínio	25	12 em 87%, 25 em 78%
Millennium	MIL-PV-160W-M-01	47	-	1572	825	Alumínio	17	10 em 90%, 20 em 80%
MSK	PV-TV MST-38T1010	-	-	980	950	-	23	-
	PV-TV MST-38T1013	-	-	980	950	-	30	20 em 90%, 25 em 80%
	TP 156-190	-	1000	1480	985	Alumínio	21	10 em 90%, 25 em 80%
Photovoltech	MSTD 120 A	-	1000	1280	808	Alumínio	11	10 em 90%, 25 em 80%
	MSTD 127 A	-	1000	1280	808	Alumínio	11	10 em 90%, 25 em 80%
	MSTD 135 A	-	1000	1280	808	Alumínio	11	10 em 90%, 25 em 80%
Photowatt	PWM 1650-175W	-	770	1237	1082	Alumínio	18	12 em 87%, 25 em 78%
	PWM 1700-170W	-	770	1237	1082	Alumínio	18	12 em 87%, 25 em 78%
	PWM 1700-180W	-	770	1237	1082	Alumínio	18	12 em 87%, 25 em 78%
RWE Schott	ASE-160-GT-FT(160W)	-	750	1282	1070	Alumínio	19	10 em 86%, 25 em 76%
	ASE-160-GT-FT(170W)	-	750	1282	1070	Alumínio	19	10 em 86%, 25 em 76%
	ASE-165-GT-FT/MC(160W)	-	1000	1620	810	Alumínio	14	10 em 86%, 25 em 76%
Sanyo Eletric	HIP-210NHE1	-	760	1319	894	Alumínio	14	10 em 86%, 20 em 76%
	HIP-G751BE	-	760	1443	798	Alumínio	14	10 em 86%, 20 em 76%
	HIPH-H552BE	-	760	1320	894	Alumínio	14	10 em 86%, 20 em 76%

Terceiro (3 de 3) Bloco de Características (Tabela 4 de 4)

Fabricante	Modelo	NOCT (°C)	V_{max} (V)	Compr, (mm)	Larg, (mm)	Tipo de Moldura	Peso (kg)	Garantia de P_{nom} (anos)
Sharp	NE-L5E2E	-	600	1190	792	Alumínio	13	10 em 86%, 25 em 76%
	NE-Q5E3E	-	1000	1575	826	Alumínio	17	10 em 86%, 25 em 76%
	NT-167AK	-	-	1200	802	Alumínio	14	10 em 90%
Shell Solar	Shell SQ 160-LCA	46	1000	1613	851	Sem Moldura	17	10 em 86%, 20 em 76%
	Shell SQ 160-PC	46	120	1622	814	Alumínio	17	10 em 86%, 20 em 76%
	Shell ST40	47	120	1293	328	Alumínio	7	10 em 81%
Sinonar	PVS 50-12F	-	600	790	1550	Alumínio	20	15 em 75%
SIT	SR 2004	45	1000	10930	3050	Sem Moldura	121	20 em 80%
Solar Cells	SMAL 436		50	-	1244	Aluminio	17	20
Solaris	125M72-1505	46	540	1595	795	Aluminio	17	10 em 90% 25 em 80%
Solar World	SW 155 Mono	46	715	1610	810	Aluminio	15	10 em 91% 25 em 81%
	SW 155 Poly	46	715	1610	810	Aluminio	15	11 em 91% 25 em 81%
	SW 165 Mono	46	715	1610	810	Aluminio	15	12 em 91% 25 em 81%
Sunset	Twin 130	-	1000	2420	780	Aluminio	20	20 em 80%
	Twin 135	-	1000	2420	780	Aluminio	20	21 em 80%
	Twin 140	-	1000	2420	780	Aluminio	20	22 em 80%
Total Energie	TE 1300/120 Monokristallin	45	730	1507	676	Aluminio	12	10 em 90% 25 em 80%
	TE 1300/120 Polykristallin	45	730	1507	676	Aluminio	12	10 em 90% 25 em 80%
	TE 1300/125 Monokristallin	45	730	1507	676	Aluminio	12	10 em 90% 25 em 80%
United Solar	ES-124	46	1000	2439	792	Aluminio	21	20 em 80%
	ES-62T	46	1000	1257	794	Aluminio	11	21 em 80%
	PVL-136	46	1000	5486	394	Sem moldura	21	22 em 80%
Würth Solar	WS 11007/75	47	1000	1205	605	Aluminio	13	22 em 80%
	WS 11007/80	47	1000	1205	605	Aluminio	13	22 em 80%
	WS 31046	47	-	905	605	Aluminio	10	-

Anexo 4

Características de Alguns Modelos de Aerogeradores Disponíveis Comercialmente

Pequeno Porte (< 100 kW)								
Fabricante Nacional	Modelo	Diâmetro do Rotor (m)	Velocidade de partida (m/s)	Velocidade nominal (m/s)	Velocidade de corte (m/s)	Potência Nominal (kW)	Tipo de Gerador	Número de pás
Enersud	NOTUS112	1,12	3,0	13,5	16,0 *	0,25	Síncrono IP	3
	NOTUS138	1,38	3,0	13,5	16,0 *	0,35	Síncrono IP	3
	GERAR208	2,08	3,0	13,5	16,0 *	0,7	Síncrono IP	3
	GERAR246	2,46	3,0	13,5	16,0 *	1,0	Síncrono IP	3

Fabricante Estrangeiro	Modelo	Diâmetro do Rotor (m)	Velocidade de partida (m/s)	Velocidade nominal (m/s)	Velocidade de corte (m/s)	Potência Nominal (kW)	Tipo de Gerador	Número de pás
Bergey	BWC XL,1-24	2,5	3,0	11,0	13,0 *	1,0	Síncrono IP	3
	BWC Excel-R	6,7	3,4	13,8	15,6 *	7,5	Síncrono IP	3
	BWC Excel-S	6,7	3,4	13,8	15,6 *	10	Síncrono IP	3
Entegrity Wind Systems Inc,	EW15	15	4,6	11,3	22,4	50	Indução	3
Fürhlander	FL 30	13	3,5	14	25	30	Indução	3

Fabricante Estrangeiro	Modelo	Diâmetro do Rotor (m)	Velocidade de partida (m/s)	Velocidade nominal (m/s)	Velocidade de corte (m/s)	Potência Nominal (kW)	Tipo de Gerador	Número de pás
Proven Energy	Proven 2,5	3,5	2,5	12	-	2,5	Síncrono IP	3
	Proven 6	5,5	2,5	12	-	6,0	Síncrono IP	3
	Proven 15	9,0	2,5	12	-	15	Síncrono IP	3
Southwest Wind Power	Skystream 3,7	3,72	3,5	9,4	N/I	1,9	Síncrono IP	3
	Air Breeze	1,17	2,68	12,5	N/I	0,2	Síncrono IP	3
	Air-X	1,15	3,58	12,5	N/I	0,4	Síncrono IP	3
	Whisper 100	2,1	3,4	12,5	N/I	0,9	N/I	3
	Whisper 200	2,7	3,1	11,6	N/I	1,0	N/I	3
	Whisper 500	4,5	3,4	10,5	N/I	3	N/I	2,0
Westwind	3kW	3,7	3,5	14	-	3,0	Síncrono IP	3
	5kW	5,1	3,0	14	-	5,0	Síncrono IP	3
	10kW	6,2	3,0	14	-	10	Síncrono IP	3
	20kW	10,4	3,0	14	-	20	Síncrono IP	3

Médio Porte (≥ 100 e < 1,000 kW)								
Fabricante Estrangeiro	Modelo	Diâmetro do Rotor (m)	Velocidade de partida (m/s)	Velocidade nominal (m/s)	Velocidade de corte (m/s)	Potência Nominal (kW)	Tipo de Gerador	Número de pás
Distributed Energy Systems	NorthWind 100	21	3,0	13,0	25,0	100	Síncrono IP	3
Ecotècnia	Ecotècnia 48	48,38	4,5	14,5	25,0	750	Indução (2)	3
Enercon	E-33	33,4	3,0	13,0	28,0	330	Síncrono	3
	E-44	44	2,5	14,0	28,0	900	Síncrono	3
	E-48	48	2,5	14,0	28,0	800	Síncrono	3
	E-53	52,9	2,5	13,0	28,0	800	Síncrono	3
Fürhlander	FL 100	21	4,0	13	25	100	Indução	3
	FL 250	29,5	3,5	15	23	250	Indução	3
	FL 600	50	3,5	11	25	600	Indução DE	3
Gamesa Eolica	G58	58	3,0	14,0	21,0	850	Indução DE	3
Mitsubishi	MWT-600	47	3,0	13,0	25,0	600	Indução	3
Suzlon	S,64	64	3,0	11,0	25,0	950	Indução	3
Vestas	V52	52	4,0	16,0	25,0	850	Indução	3

Grande Porte (≥ 1,000 kW)								
Fabricante Estrangeiro	Modelo	Diâmetro do Rotor (m)	Velocidade de partida (m/s)	Velocidade nominal (m/s)	Velocidade de corte (m/s)	Potência Nominal (kW)	Tipo de Gerador	Número de pás
Ecotècnia	Ecotècnia 62	62	3,0	14,0	25,0	1,300	Indução	3
	Ecotècnia 80 1,6	80	3,5	12,5	25,0	1,670	N/I	3
	Ecotècnia 80 2,0	80	3,0	14,0	25,0	2,000	N/I	3
	Ecotècnia 100	100	3,0	15,0	25,0	3,000	Indução	3
Enercon	E-70	71	2,5	15,0	28,0	2,300	Síncrono	3
	E-82	82	2,5	13,0	28,0	2,000	Síncrono	3
Gamesa Eolica	G90	90	3,0	14,0	21,0	2,000	Indução DE	3
GE Wind Energy	1,5sle	77	3,5	12,5	20,0	1,500	Indução DE	3
	2,5xl	100	3,5	12,5	25,0	2,500	Síncrono IP	3
	3,6sl	111	3,5	14,0	27,0	3,600	Indução DE	3
Mitsubishi	MWT-1000	61,4	3,0	13,0	25,0	1,000	Indução	3
Nordex	S77	77	3,0	11,1	25,0	1,500	Indução DE	3
	N100	100	3,0	12,5	20,0	2,500	Indução DE	3
REpower	MD77	76,5	3,5	12,5	20,0	1,500	Indução DE	3
	NM92	92,5	3,0	11,2	24,0	2,000	Indução DE	3
	5M	126	3,5	13,0	30,0	5,000	Indução DE	3
Siemens	SWT-1,3-62	62	4,0	13,0-14,0	25,0	1,300	Indução	3
	SWT-2,3-93	93	4,0	13,0-14,0	25,0	2,300	Indução	3
	SWT-3,6-107	107	3,0-5,0	12,0-14,0	25,0	3,600	Indução	3
Suzlon	S,66	66	3,0	14,0	22,0	1,250	Indução	3
	S,88	88	4,0	14,0	25,0	2,000	Indução	3

Grande Porte (≥ 1,000 kW)								
Fabricante Estrangeiro	Modelo	Diâmetro do Rotor (m)	Velocidade de partida (m/s)	Velocidade nominal (m/s)	Velocidade de corte (m/s)	Potência Nominal (kW)	Tipo de Gerador	Número de pás
Vestas	V82	82	3,5	13,0	20,0	1,650	Indução	3
	V90-2,0 MW	90	3,5	13,0	25,0	2,000	Indução	3
	V90-3,0 MW	90	4,0	15,0	25,0	3,000	Indução	3

Nota: Dados obtidos a partir de informações de fabricantes e revendedores

Legenda: IP: Imã permanente
DE: Duplamente excitado
N/I: Não informado

* Para esses modelos de aerogeradores, a velocidade de corte não se refere a um valor onde o equipamento cessa a produção de potência, mas sim a um valor de velocidade onde há a atuação de um sistema de controle que visa à redução na produção de potência em situações de velocidades de vento elevadas.

Anexo 5

Características de Alguns Modelos de Grupo Geradores Disponíveis Comercialmente na Faixa de 2,5 kVA a 210 kVA

Fabricante	Grupo Gerador			Motor		Dimensões (mm)			Peso (kg)
	Modelo	kVA máximo		Modelo	CV máximo	Comp,	Larg,	Alt,	
AGRALE	AMS – 3,5	3,5		M 73	5,0	900	600	700	100
	AMS - 5	5,0		M 80	7,0	1,000	600	700	160
	AMS - 6	6,0		M 85	9,0	1,200	600	800	160
	AMS – 7,5	7,5		M 90	12,0	1,200	600	800	170
	AMS – 10	10,0		M 93	14,0	1,400	600	800	250
	AMS – 20	20,0		M 790	27,0	1,400	800	800	290
	AMS - 25	25		M 795	33	1,500	900	1,000	350
BRANCO	BMS – 2,5	2,5		BD 5,0	4,7	570	510	610	50
	BMS – 5,0	5,0		BD 7,0	6,7	730	725	610	70
	BMS – 7,5	7,5		BD 10,0	10	730	725	610	90
CUMMINS		Emerg, kVA	Cont, kVA						
	-	52	46	4B3,9-G2	69	1,704	726	1,331	735
	-	81	74	4BT3,9-G4	100	1,771	986	1,409	1,007
	-	142	131	6BT5,9-G6	173	2,137	986	1,466	1,106
	-	170	153	6BTA5,9-G3	209	2,137	986	1,446	1,215
	-	200	180	6CTA8,3-G1	243	2,356	986	1,550	1,766
	-	230	210	6CTA8,3-G2	281	2,441	986	1,550	1,766
HYUNDAI	-	20	18	D4BB-G1	28	1,442	691	1,300	512

Fabricante	Grupo Gerador			Motor		Dimensões (mm)			Peso (kg)
	Modelo	Emerg, kVA	Cont, kVA	Modelo	CV máximo	Comp,	Larg,	Alt,	
MERCEDES BENZ	MBMS -	55	50	OM364	65	1,700	770	1,500	780
		84	76	OM366	105	2,000	770	1,500	900
		115	105	OM366A	168	2,200	770	1,500	1,000
		135	125	OM366A	168	2,200	770	1,500	1,000
		150	136	OM366A	180	2,200	770	1,500	1,000
		170	150	OM366LA	195	2,200	1,000	1,500	1,100
MWM	MMS – 40	40	37	D229,3	50	1,750	730	1,180	770
	MMS – 55	55	50	D229,4	67	1,900	730	1,180	880
	MMS – 81	81	78	D229,6	99	2,100	730	1,180	1080
	MMS – 115	115	106	TD229,EC	137	2,300	730	1,300	1150
	MMS – 150	150	141	6,10,T	180	2,700	1,030	1,800	1,250
	MMS - 180	180	168	6,10,TCA	215	2,800	1,030	1,800	1,800
		kVA máximo							
TRAMONTINI	TMS – 7,5	7,5		TR18RPE	16,5	1,350	800	800	290
	TMS – 10	10		TR18RPE	16,5	1,350	800	800	290
	TMS – 12,5	10		TR18RPE	16,5	1,350	800	800	290
	TMS – 15	15		TR22RPE	20	1,350	800	800	320
	TMS – 20	20		TR30RPE	27	1,350	800	800	350
YANMAR	YMS – 4	4		NSB50R	5,5	900	600	700	140
	YMS – 6	6		NSB80R	8,5	1000	600	700	180
	YMS – 7,5	7,5		NSB95R	10,5	1200	600	800	160
	YMS – 10	10		NSB12R	13,5	1200	600	800	200
	YMS – 12,5	12,5		NSB18R	16,5	1300	600	800	270
	YMS – 16	16		BTD22	22	1350	700	950	350
	YMS – 25	25		BTD33	33	1400	800	950	430

Nota: Dados obtidos a partir de informações de catálogos de fabricantes e revendedores nacionais e internacionais

Anexo 6

Características de Alguns Modelos de Baterias Automotivas, Estacionárias e Fotovoltaicas Disponíveis Comercialmente

Tipo	Fabricante	Modelo	Tensão nominal (V)	Capacidade (Ah) C10	Capacidade (Ah) C20	Capacidade (Ah) C100	Peso (kg)	Dimensão A×L×P (mm)
Automotiva	Tudor	TF105MTD	12	-	105	-	-	240×173×331
		TF155MVD	12	-	155	-	-	232×215×510
		TF170MVD	12	-	170	-	-	232×215×510
		TF180MBD	12	-	180	-	-	232×275×525
		TF200MBD	12	-	200	-	-	245×275×525
	Bosch	150BTE	12	-	150	-	41	218×223×513
		170BTD	12	-	170	-	44,1	235×213×510
		180BTD	12	-	180	-	53,1	246×280×530
	Moura	MP40MD	12	-	32	-	-	190×175×190
		MI40MD	12	-	40	-	-	190×175×190
		MI50ED	12	-	50	-	-	190×175×212
		MI60GD	12	-	60	-	-	175×175×246
		MI80CE	12	-	80	-	-	232×162×296
		MI100HE	12	-	100	-	-	237×172×329
		MI150BD	12	-	150	-	-	235×211×512
		MI200PD	12	-	200	-	-	230×290×516
Estacionária	Moura	12MF36 12MC36	12	32	36	40	10,5	175×175×212
		12MF45 12MC45	12	41	45	50	11,5	175×175×212
		12MF55 12MC55	12	50	55	60	13,5	175×175×242
		12MF63 12MC63	12	57	63	69	16,4	175×175×282

Tipo	Fabricante	Modelo	Tensão nominal (V)	Capacidade (Ah) C10	Capacidade (Ah) C20	Capacidade (Ah) C100	Peso (kg)	Dimensão A×L×P (mm)
Estacionária	Moura	12MF80 12MC80	12	72	80	87	22	244×172×330
		12MF100	12	90	100	110	30	284×104,5×397
		12MF105 12MC105	12	94	105	115	25,5	244×172×330
		12MF150 12MC150	12	135	150	165	44	246×211×509
		12MF175 12MC175	12	156	175	194	51	246×272×517
		12MF220 12MC220	12	195	220	244	56,2	246×272×517
	Tudor	12TE25	12	22	25	27	10	187×128×196
		12TE150	12	138	150	165	46	248×215×510
		12TE180	12	165	180	200	63,7	245×275×525
		12TE220	12	195	220	240	69	245×275×525
	Delphi	DF1500	12	80	86	90	23	190×175×313
		DF2000	12	95	100	115	27,3	240×172×330
		DF3000	12	160	170	185	46	230×213×510
Fotovoltaica	Rolls	S-460	6	-	350	460	53,1	425×311×181
		S-530	6	-	400	530	57,6	425×311×181
		6 HHG 31PS	6	-	344	430	57	302×527×203
		6 EHG 31PS	6	-	410	512	60	324×527×203
		8 HHG 31PS	8	-	344	430	76	302×686×203
		8 EHG 31PS	8	-	410	512	80,7	302x686x203
		2 KS 33PS	2	-	1,766	2,490	94,3	630×349×211

Tipo	Fabricante	Modelo	Tensão nominal (V)	Capacidade (Ah) C10	Capacidade (Ah) C20	Capacidade (Ah) C100	Peso (kg)	Dimensão AxLxP (mm)
Fotovoltaica	Rolls	2 YS 31PS	2	-	2,430	3,426	130	803x394x229
		4 KS 25PS	4	-	1,350	1900	142,9	628x400x269
		12 CS 11PS	12	-	357	503	123,4	463x558x285
	Trojan	L16P	6	-	390	-	51	424x295x178
		T-125	6	-	240	-	30	276x264x181
		T-890	8	-	190	-	31	276x264x181
		24TMX	12	-	85	-	21	248x286x171
	Hoppecke	solar,power 4	6 / 12	500	-	750	33,4	747x198x100,5
		solar,power 5	6 / 12	625	-	935	40,3	747x198x118,5
		solar,power 6	6 / 12	750	-	1,125	47,4	747x198x136,5
		solar,power 7	6 / 12	875	-	1,300	56,9	747v198x172,5
		solar,power 8	6 / 12	1,000	-	1,500	64,2	747x198x190,5
	Surrette	S-460	6	-	350	460	53	425x311x181
		2 KS33PS	2	-	1,766	2,349	94,3	630x392x211
		4 KS21PS	4	-	1,104	1,557	121	628,6x400x238
	Vision	6FM200D	12	-	187	-	65	218x522x238
		6FM150D	12	-	143	-	47	240x485x172
		6FM134RD	12	-	131	-	42,5	277v342x172
	USBattery	US L16HCXC	6	-	420	-	-	425x302x181
		US 305 XC	6	-	310	-	-	371x302x181
		US 1HCXC	6	-	97	-	-	175x222x175
		US 185XC	12	-	200	-	-	378x397x179
		EV145XC	12	-	150	-	-	310x346x171

Nota: Dados obtidos a partir de informações em catálogos e páginas dos fabricantes na internet

Anexo 7

Características de Alguns Modelos de Inversores de Tensão (cc/ca) Disponíveis Comercialmente

Inversor Autônomo, Onda Senoidal, Potência Nominal > 1 kVA, Freqüência nominal de saída 50 ou 60 Hz									
Fabricante	Modelo	Potência CA Nominal (kVA)	Tensão CA Nominal (V)	Tensão CC Nominal (V)	Consumo a Vazio 1	Dimensões (AxLxP) e Peso	Eficiência Máxima (%)	THDv (%) 2	Corrente rms de Surto (A) 3
Atersa	Tauro BC 1524/V	1,35	1Φ: 110 [4] ou 220	24	≤ 0,39 A	67,8×33×23,3 cm e 34 kg	93	< 4	180 Acc
	Tauro BC 2548	1,1	1Φ: 110 [4] ou 220	48	≤ 0,30 A	42,5×25×19,5 cm e 19 kg	93	< 4	180 Acc
	Tauro BC 2548/V	2,3	1Φ: 110 [4] ou 220	48	≤ 0,30 A	67,8×33×23,3 cm e 34 kg	93	< 4	180 Acc
	Tauro BC 3024	2,8	1Φ: 110 [4] ou 220	24	≤ 0,98 A	67,8×33×23,3 cm e 34 kg	93	< 4	350 Acc
	Tauro BC 5048	4,2	1Φ: 110 [4] ou 220	48	≤ 0,86 A	67,8×33×23,3 cm e 34 kg	93	< 4	350 Acc
	Tauro BC 4120	3,8	1Φ: 110 [4] ou 220	120	≤ 0,30 A	67,8×33×23,3 cm e 32 kg	93	< 4	90 Acc
Exeltech	XP 1100	1,1	1Φ: 120 ou 230 [5]	12; 24; 32; 48; 66 ou 108 [5]	20 W	19,6×9,1×37,5 cm e 4,53 kg	90	< 2	122,1; 61,6, 30,5; 22,1 ou 13,6 Acc [5]
Isofotón	Isoverter 1500	1,5	1Φ: 120 ou 230 [5]	12; 24 ou 48 [5]	< 3 W	40×21×11,5 cm e 5 kg	90	< 2	25 ou 13
	Isoverter 3000	3	1Φ: 120 ou 230 [5]	24 ou 48 [5]	< 4 W	47×23,5×12,5 cm e 9 kg	90	< 2	50 ou 26
OutBack Power Systems	FX2012T	2	1Φ: 120	12	< 20 W	33×21×41 cm e 28,4 kg	90	< 5	40 Aca
	FX2524T	2,5	1Φ: 120	24	< 20 W	33×21×41 cm e 28,4 kg	92	< 5	50 Aca
	FX3048T	3	1Φ: 120	48	< 23 W	33×21×41 cm e 28,4 kg	93	< 5	50 Aca
	VFX2812	2,8	1Φ: 120	12	< 20 W	30×21×41 cm e 27,7 kg	90	< 5	40 Aca
	VFX3524	3,5	1Φ: 120	24	< 20 W	30×21×41 cm e 27,7 kg	92	< 5	50 Aca
	VFX3648	3,6	1Φ: 120	48	< 23 W	30×21×41 cm e 27,7 kg	93	< 5	50 Aca

Fabricante	Modelo	Potência CA Nominal (kVA)	Tensão CA Nominal (V)	Tensão CC Nominal (V)	Consumo a Vazio [1]	Dimensões (AxLxP) e Peso	Eficiência Máxima (%)	THDv (%) [2]	Corrente rms de Surto (A) [3]
Powerbras	ISP 48-1000A	1	1Φ: 110	48	< 0,3 A	32,5× 12 × 19,5 cm e 4,5 kg	> 80	< 3	N/I
	ISP 48-1000B	1	1Φ: 220	48	< 0,3 A	32,5× 12 × 19,5 cm e 4,5 kg	> 80	< 3	N/I
	ISP 125-1000A	1	1Φ: 110	125	< 0,3 A	32,5× 12 × 19,5 cm e 4,5 kg	> 80	< 3	N/I
	ISP 125-1000B	1	1Φ: 220	125	< 0,3 A	32,5× 12 × 19,5 cm e 4,5 kg	> 80	< 3	N/I
Xantrex	SW4024	4	1Φ: 120	24	< 16 W	38×57×23 cm e 48 kg	94	< 5	78 Aca
	SW4048	4	1Φ: 120	48	< 16 W	38×57×23 cm e 48 kg	95	< 5	78 Aca
	SW2524 Plus	2,5	1Φ: 120	24	< 16 W	38×57×23 cm e 48 kg	95	< 5	80 Aca
	SW2548 Plus	2,5	1Φ: 120	48	< 20 W	38×57×23 cm e 48 kg	95	< 5	80 Aca
	SW5548	5,5	1Φ: 120	48	< 16 W	38×57×23 cm e 48 kg	96	< 5	78 Aca
	Prosine 1000	1	1Φ: 120	12 ou 24 [5]	< 22 W	11,5×28×39 cm e 6,5 kg	89	< 3	12,5 Aca
	Prosine 1800	1,8	1Φ: 120	12 ou 24 [5]	< 22 W	11,5×28×39 cm e 7,5 kg	90	< 3	24,2 Aca
	Prosine 1000i	1	1Φ: 230	12 ou 24 [5]	< 22 W	11,5×28×39 cm e 6,5 kg	90	< 3	6,5 Aca
	Prosine 1800i	1,8	1Φ: 230	12 ou 24 [5]	< 22 W	11,5×28×39 cm e 7,5 kg	N/I	< 3	12,6 Aca

Inversor bidirecional ou com retificador incorporado									
Fabricante	Modelo	Potência CA Nominal (kW)	Tensão CA Nominal (V)	Tensão CC Nominal (V)	Consumo a Vazio [1]	Dimensões (AxLxP) e Peso	Eficiência Máxima (%)	THDv (%) [2]	Corrente rms de Surto (A) [3]
Equisul GPL (Nacional)	Enterprise 23kVA	18,4	3Φ: 127/220	48	N/I	190×84×80 cm e 700 kg	N/I	N/I	N/I
Leonics	Apollo MTP-412E	15	3Φ: 220/380	120	N/I	123×53,4×60 cm e 218 kg		< 4	45,5 Aca
	Apollo MTP-413E	24	3Φ: 220/380	120	N/I	165×80×100 cm e 250 kg	94	< 4	72,7 Aca
	Apollo MTP-414F	30	3Φ: 220/380	240	N/I	165×80×100 cm e 380 kg	94	< 4	90,9 Aca
	Apollo MTP-415F	45	3Φ: 220/380	240	N/I	165×80×100 cm e 470 kg	94	< 4	136,4 Aca
	Apollo MTP-416F	60	3Φ: 220/380	240	N/I	180×110×90 cm e 745 kg	94	< 4	181,8 Aca
	Apollo MTP-417G	75	3Φ: 220/380	360	N/I	180×110×90 cm e 850 kg	94	< 4	227,3 Aca
	Apollo MTP-418G	90	3Φ: 220/380	360	N/I	80×120×100 cm e 945 kg	94	< 4	272,7 Aca
	Apollo MTP-419G	100	3Φ: 220/380	360	N/I	80×120×100 cm e 1,000 kg	94	< 4	303,0 Aca
	Apollo MTP-420G	120	3Φ: 220/380	360	N/I	80×120×100 cm e 1,250 kg	94	< 4	363,6 Aca
SMA	Sunny Island 4248U	4,2	1Φ: 120	48	< 22 W	59× 39×24,5 cm e 39 kg	94	< 3	56 Aca
	Sunny Island 5048U	5	1Φ: 120	48	< 25 W	61,2×46,7×23,5 cm e 63 kg	95	< 3	70 Aca
	Sunny Island 4500	3,7	1Φ: 230	48	60 W	56×51×27 cm e 45 kg	> 91	< 3	26 Aca

Inversores para conexão à rede, Potência Nominal > 1 kW, Freqüência nominal de saída 50 ou 60 Hz									
Fabricante	**Modelo**	**Potência CA Nominal (kW)**	**Tensão CA Nominal (V)**	**Tensão CC Nominal (V)**	**Tensão CC Mínima [6] e Máxima [7] (V)**	**Dimensões (AxLxP) e Peso**	**THDi [8] (%)**	**Eficiência Máxima (%)**	**Corrente rms CA Máxima (A)**
Atersa	Ciclo 3000	2,5	1Φ: 220	N/I	N/I–550	45×40,6×21,6 cm e 17,5 kg	< 3	96,27	10,9
	Ciclo 6000	4,6	1Φ: 220	N/I	N/I–550	45×40,6×21,6 cm e 18 kg	< 3	96,27	21,7
Bergey	GridTek 10	10	1Φ: 240	N/I	N/I	59,7×40,6×38,1 e 53 kg	N/I	92	N/I
Conergy	WR 1700	1,3	1Φ: 220	280	150–500	36,6×34,4×22 cm e 9 kg	< 3,5	94,2	6,52
	WR 3300	2,5	1Φ: 220	280	150–500	36,6×34,4×22 cm e 9 kg	< 3,5	94,3	11,52
	WR 5900	4,6	1Φ: 220	280	150–500	36,6×34,4×22 cm e 16 kg	< 3,5	94,2	21,74
	IPG 40K	36	3Φ: 220/380	680	493–965	180×61×80 cm e 480 kg	< 2	95,4	61
	IPG 60K	54	3Φ: 220/380	680	493–965	180×61×80 cm e 520 kg	< 2	95,4	91
	IPG 80K	72	3Φ: 220/380	680	493–965	1800×1210×800 e 900 kg	< 2	95,3	122
Fronius	Fronius IG 40	3,5	1Φ: 220	280	150–500	62,9×33,8×22 cm e 16 kg	< 3	94,3	17,83
	Fronius IG 60 HV	4,6	1Φ: 220	280	150–530	62,9×33,8×220 e 16 kg	< 3	94,3	21,74
	SUNRISE MINI	1	1Φ: 220	170	120–350	33,5×36×18 cm e 17 kg	< 3	92,5	4,6
	IG 4000	3,8	1Φ: 220	280	150–500	72×41,8×22,3 cm e 19 kg	< 3	94,4	17,08
Kaco	PVI 1501i	1,5	1Φ: 220	260	125–500	37×30×18 cm e 10 kg	< 2	95,5	7,8
	PVI 3501i	3,3	1Φ: 220	262	125–500	51×31×19,4 cm e 20 kg	< 2	94,5	16,5
	PVI 5000 1i	5,5	1Φ: 220	475	350–750	58×31×22,8 cm e 28 kg	< 2	95,8	26,1

Fabricante	Modelo	Potência CA Nominal (kW)	Tensão CA Nominal (V)	Tensão CC Nominal (V)	Tensão CC Mínima [6] e Máxima [7] (V)	Dimensões (A×L×P) e Peso	THDi [8] (%)	Eficiência Máxima (%)	Corrente rms CA Máxima (A)
Kyocera	KC 1,8i	1,65	1Φ: 220	N/I	N/I–450	41,1×44,8×21,7 cm e 14,5 kg	< 5	93,7	8
	KC 3,6i	3,3	1Φ: 220	N/I	N/I–450	54×44,8×21,7 cm e 20,7 kg	< 5	94,2	15,5
	KC 5,4i	4,6	1Φ: 220	N/I	N/I–450	67,3×44,8×21,7 cm e 26,9 kg	< 5	94,3	23
Mastervolt	Sunmaster QS 1200	0,9	1Φ: 220	N/I	180–450	34×25×10,7 cm e 4,4 kg	< 2	95	4,5
	Sunmaster QS 3200	2,6	1Φ: 220	N/I	180–450	47×31,5×13,3 cm e 7kg	< 0,2	95	12
	Sunmaster QS 6400 Max-I	5,2	1Φ: 220	N/I	140–325	47,5×28,2×25,4 cm e 14 kg	< 2	96	24
Siemens	SINVERTsolar 20 KVA	15	3Φ: 220/380	455	455–900	132,5×65×85 cm e 300 kg	N/I	95	25
	SINVERTsolar 30 KVA	26	3Φ: 220/380	455	455–900	132,5×65×85 cm e 435 kg	N/I	95	42
	SINVERTsolar 40 KVA	34	3Φ: 220/380	455	455–900	132,5×65×85 cm e 450 kg	N/I	95	54
SMA	Sunny Boy 1100	1,1	1Φ: 220	180	139–400	32×32,2×18 cm e 21 kg	< 4	93	5,6
	Sunny Boy 2500	2,3	1Φ: 220	300	224–600	29,5×43,4×21,4 cm e 30 kg	< 4	94,1	12,5
	Sunny Boy 3300 TL	3	1Φ: 220	520	391–750	49×47×22,5 cm e28 kg	< 4	95,6	16,0

Fabricante	Modelo	Potência CA Nominal (kW)	Tensão CA Nominal (V)	Tensão CC Nominal (V)	Tensão CC Mínima[6] e Máxima[7] (V)	Dimensões (A×L×P) e Peso	THDi[8] (%)	Eficiência Máxima (%)	Corrente rms CA Máxima (A)
SMA	Sunny Boy Multistring 5000 TL	4,6	1Φ: 220	520	204–750	49×47×22,5 cm e 31 kg	< 4	95,5	22
	Sunny Boy 6000U	6	1Φ: 220	300	250–600	60×43×25 cm e 63 kg	< 3	95,1	25,0
	Windy Boy 1100	1	1Φ: 220	180	N/I–400	29,5×43,4×21,4 cm e 22 kg	N/I	93	N/I
	Windy Boy 1700	1,55	1Φ: 220	180	N/I–400	29,5×43,4×21,4 cm e 25 kg	N/I	93,5	N/I
	Windy Boy 2500	2,3	1Φ: 220	300	N/I–600	29,5×43,4×21,4 cm e 30 kg	N/I	94,1	N/I
	Windy Boy 2800i	2,6	1Φ: 220	300	N/I–600	30,5×44×22,6 cm e 31 kg	N/I	94	N/I
	Windy Boy 3000	2,75	1Φ: 220	350	N/I–600	29,5×43,4×21,4 cm e 32 kg	N/I	95	N/I
	Windy Boy 3300	3,3	1Φ: 220	200	N/I–500	35,2×45× 23,6 cm e 41 kg	N/I	95,2	N/I
	Windy Boy 3800	3,8	1Φ: 220	200	N/I–500	35,2×45× 23,6 cm e 41 kg	N/I	95,6	N/I
	Windy Boy 5000A	5	1Φ: 220	270	N/I–600	61,3×46,8×24,2 cm e 62 kg	N/I	96,1	N/I
	Windy Boy 6000A	6	1Φ: 220	270	N/I–600	61,3×46,8×24,2 cm e 63 kg	N/I	96,1	N/I
	Windy Boy 1100LV	1	1Φ: 220	25	N/I–60	29,5×43,4×23,6 cm e 28 kg	N/I	92	N/I

Fabricante	Modelo	Potência CA Nominal (kW)	Tensão CA Nominal (V)	Tensão CC Nominal (V)	Tensão CC Mínima[6] e Máxima[7] (V)	Dimensões (A×L×P) e Peso	THDi[8] (%)	Eficiência Máxima (%)	Corrente rms CA Máxima (A)
Sun Power	PVUP 5000	4	1Φ: 220	N/I	N/I–300	55×35×59 cm e 80 kg	< 3	92	32,6
	SP 1500/E-48	1,5	1Φ: 220	58	N/I–150	55×33×25 cm e 34 kg	< 3	90	7,8
SunTechnics	STW 2600	2,5	1Φ: 220	280	150–500	63,5×33,7×20,7cm e 11kg	< 3,5	94,2	11,52
	STW 4600	4,6	1Φ: 220	280	150–500	63,5×33,7×20,7 cm e 18 kg	< 3,5	94,2	21,74
Würth Solergy	WE 5000	4,8	1Φ: 220	420	N/I–600	58,5×34×24 cm e 35 kg	< 10	95	22
Xantrex	Xantrex GT 3,0 – 240	3	1Φ: 220	N/I	195–600	72,5×40,3×14,6 cm e 20,4 kg	< 5	94,6	14,2

Nota: 1. Dados obtidos a partir de informações de catálogo dos fabricantes e revendedores, também disponíveis na página do fabricante na Internet;
2. Existem No-Breaks no mercado nacional na faixa de 5 kVA a 500 kVA que podem ser utilizados no suprimento autônomo de minirredes de distribuição, contudo são necessárias algumas modificações operacionais nos mesmos para esse fim, sobretudo devido à variação (potência ativa e não-ativa, THD, fator de crista, etc,) das cargas em cada fase.

Legenda: A×L×P: Altura × Largura × Profundidade;
N/I: Não informado;
1Φ: monofásico;
3Φ: trifásico.

1 Operando no "modo de inversão", ou seja, fornecendo a forma de onda em CA, Alguns inversores possuem o "modo automático" com objetivo de economia da energia, Neste modo o autoconsumo é menor, pois o equipamento somente fornecerá a tensão caso for sensibilizado por uma carga mínima, cujo valor normalmente é configurável;
2 Distorção Harmônica Total na tensão de saída, quando alimentando carga resistiva;
3 Corrente máxima de surto fornecida em um curto intervalo (no momento da partida da carga);
4 Tensão nominal configurada em fábrica, mas o inversor pode ser encomendado com a tensão de 127 V_{rms};
5 Conforme o modelo;
6 Tensão mínima de entrada que o inversor necessita para alimentar a rede com a potência nominal;
7 Tensão máxima de entrada permitida;
8 Distorção Harmônica Total da corrente injetada na rede.

Anexo 8

Características de Alguns Modelos de Controladores de Carga Disponíveis Comercialmente

Fabricante Nacional	Modelo	Tensão entrada (V)	Capacidade (A)	Consumo (mA)	Peso (kg)	Dimensão AxLxP (mm)
Unitron	TC-150	12	10	N/F	0,30	N/F
	TC-30	12	30	N/F	0,40	N/F
Fabricante Estrangeiro	**Modelo**	**Tensão entrada (V)**	**Capacidade (A)**	**Consumo (mA)**	**Peso (kg)**	**Dimensão AxLxP (mm)**
Morningstar	SUNGUARD	12	4,5	6	0,09	51×64×38
	SHS-6	12	6	8	0,11	66×151×36
	SHS-10	12	10	8	0,11	66×151×36
	SUNSAVER-10	12/24	10	10	0,23	55×169×73
	SUNSAVER MPPT	12/24	15	35	0,60	64×169×73
	SUNLIGHT-10	12/24	10	8	0,26	55×168×34
	TRISTAR-45	12 a 48	45	20	1,60	260×127×71
	TRISTAR-60	12 a 48	60	20	1,60	260×127×71
	PROSTAR-15	12/24	15	22	0,34	105×153×55
	PROSTAR-30	12/24	30	25	0,34	105×153×55
	PROSTAR-15M	48	45	28	0,34	105×153×55
Conergy	SCC5ECO	12/24	5	4	N/F	105×163×44
	SCC10ECO	12/24	10	4	N/F	105×163×44
	SCC15ECO	12/24	15	4	N/F	105×163×44
	SCC20ECO	12/24	20	4	N/F	105×163×44
	SCC40ECO	12/24	40	4	N/F	105×163×44
	SCC 10 vision	12/24	10	4	N/F	105×198×40
	SCC 20 vision	12/24	20	4	N/F	105×198×40
	SCC 40 vision	12/24	40	4	N/F	105×198×40
Steca	SOLARIX omega	12/24	30	7	0,43	106×188×49

Fabricante Estrangeiro	Modelo	Tensão entrada (V)	Capacidade (A)	Consumo (mA)	Peso (kg)	Dimensão A×L×P (mm)
Xantrex	C12	12	12	7	0,90	165×110×40
	C35	12/24	35	15	1,20	203×127×64
	C40	12/24/48	40	15	1,40	254×127×63
	C60	12/24	60	15	1,40	254×127×63
	XW-MPPT60-150	12/24/36/ 48/60	60	N/F	4,80	368×146×138
Phocos	CML05	12/24	5	4	N/F	100×80×32
	CML10	12/24	10	4	N/F	100×80×32
	CML15	12/24	15	4	N/F	100×80×32
	CML20	12/24	20	4	N/F	100×80×32
	CX10	12/24	10	4	N/F	90×89×39
	CX20	12/24	20	4	N/F	90×89×39
	CX40	12/24	40	4	N/F	90×89×39
Blue Sky Energy	SOLAR BOOST 2000E MPPT	12	25	70	0,91	117×161×47
	SOLAR BOOST 50D MPPT	24	50	90	4,09	255×226×87
	SOLAR BOOST 3048 MPPT	24/48	30	100/70	3,98	255×226×87
	SOLAR BOOST 6024H MPPT	24	60	120	4,20	255×226×87
Out Back Power Systems	MX60 MPPT	12/24/32/36/ 48/54/60	60	N/F	5,30	400×140×100
	FLEXmax 80 MPPT	12/24/36/ 48/60	80	N/F	5,56	413×140×100

Fabricante Estrangeiro	Modelo	Tensão entrada (V)	Capacidade (A)	Consumo (mA)	Peso (kg)	Dimensão A×L×P (mm)
Apollo Solar	T80 MPPT	12/24/ 36/48	70	N/F	7,30	387×216×111
Atersa	MINO V2 12/24V 15	12/24	15	6	0,23	140×116×30
	MINO V2 12/24V 30	12/24	30	6	0,23	140×116×30
	LEO 1 12/24 15	12/24	15	15	0,55	135×290×60
	LEO 1 12/24 25	12/24	25	15	0,55	135×290×60
	LEO 1 48 15	48	15	15	0,55	135×290×60
	LEO 1 48 25	48	25	15	0,55	135×290×60
	LEO 2 50/25 12/24	12/24	50	20	1,50	175×330×112
	LEO 2 30/10 48	48	30	20	1,50	175×330×112
	LEO 3 125 12/24	12/24	125	50	N/F	N/F
	LEO 3 75 12/24/48	12/24/48	75	50	N/F	N/F
	LEO 3 50 48	48	50	50	N/F	N/F

Nota: Dados obtidos a partir de informações de fabricantes e revendedores nacionais e internacionais;
N/F – Não fornecido

PNUD Brasil

Projeto BRA 99/011

MIF FUMIN

Banco Interamericano de Desenvolvimento

Ministério de Minas e Energia

BRASIL UM PAÍS DE TODOS GOVERNO FEDERAL

ISBN 978-85-9834102-6