

Energia Renovável no Brasil

**Análise das principais fontes energéticas renováveis
brasileiras**

Frederico Fábio Mauad

Luciana da Costa Ferreira

Tatiana Costa Guimarães Trindade

São Carlos

EESC/USP

2017

Código 06037

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Atendimento
ao Usuário do Serviço de Biblioteca
"Prof. Dr. Sergio Rodrigues Fontes da EESC/USP"

M447e Mauad, Frederico Fábio
Energia renovável no Brasil : análise das
principais fontes energéticas renováveis brasileiras
/ Frederico Fábio Mauad, Luciana da Costa Ferreira,
Tatiana Costa Guimarães Trindade. São Carlos :
EESC/USP, 2017.
[349] p.
ISBN 978-85-8023-052-9 (e-book)

1. Energias renováveis - Brasil. 2. Energia solar.
3. Energia eólica. 4. Energia hidrelétrica. 5.
Biomassa. I. Ferreira, Luciana da Costa. II.
Trindade, Tatiana Costa Guimarães. III. Título.

Está autorizada a reprodução parcial ou total desta obra desde
que citada a fonte. Proibido uso com fins comerciais.

Design da Capa: Guilherme Garcia e Tatiana Trindade

BIOGRAFIA DOS AUTORES

Frederico Fábio Mauad possui graduação em Engenharia Agrícola (1990), Especialização em Projeto e Construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas - Eletrobrás/UNIFEI, Mestrado em Engenharia Mecânica - Energia pela Universidade Federal de Itajubá (1995), PDEE Junto ao Instituto Superior Técnico - Lisboa (1998) e doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas (2000). Livre-Docente pela Universidade de São Paulo na área de conhecimento de planejamento de sistemas hidroenergéticos (2013). Atualmente é Professor Associado da Universidade de São Paulo. Membro do Comitê Científico do Simpósio da ABRH a partir de 2005 – atual, e do Simpósio do ENES a partir de 2007. Coordenador de Projetos de P&D com o setor Elétrico (ANEEL), CNPq, FAPESP, FINEP, FEHIDRO e CAPES. Tem experiência na área de Engenharia Civil, com ênfase em Hidrologia, atuando principalmente nos seguintes temas: Estudo de Assoreamento de Grandes Reservatórios, Hidrometria Aplicada, Equipamentos para Análise Quantitativa, Qualitativa e Sedimentométrica, Planejamento e Gerenciamento de Recursos Hídricos, Aporte de Sedimentos, Recursos Hídricos (Quantitativo e Qualitativo), Simulação Computacional e Usos Múltiplos da Água. Na área administrativa da Universidade de São Paulo ocupou o cargo de Diretor do Centro de Recursos Hídricos e Ecologia Aplicada de 2001 a 2007, sendo reeleito para o biênio 2009 a 2011. Eleito Diretor Presidente da Fundação para o Incremento da Pesquisa e Aperfeiçoamento Industrial - FIPAI para o quadriênio 2010-2014 e reeleito para o quadriênio 2014-2018. A FIPAI é a Fundação de Apoio a Pesquisa da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. Coordenador do curso de Especialização em Educação Ambiental do Centro de Recursos Hídricos e Ecologia Aplicada a partir de 2005. Chefe do Núcleo de Hidrometria do Centro de Recursos Hídricos e Ecologia Aplicada a partir de 2001. Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP) eleito para o biênio 2011 a 2013, reeleito para o biênio 2013 a 2015, sendo reconduzido para o biênio 2015 a 2017. Vice-coordenador do Programa de Aperfeiçoamento de Ensino (PAE) da EESC/USP/CAPES para o biênio 2014 a 2015. Vice-diretor do Centro de Ciências da Engenharia Aplicadas ao Meio Ambiente para o biênio 2014/2015 a 2015/2016. Membro do corpo editorial de três revistas (PCH/SHP, OLAM e Minerva/EESC/USP), sendo que em uma delas é Editor-Chefe. Parecerista da FAPESP, FINEP, FAPEMIG, CNPq, CAPES e revisor de quatro revistas. Membro de diversos comitês, organizador e científico, de eventos e congressos. Até o ano de 2017, orientou cerca de 24 mestrados e 13 doutorados na Escola de Engenharia de São Carlos, além de inúmeras iniciações científicas e trabalhos de conclusão de curso.

Luciana da Costa Ferreira é aluna de graduação do curso de Engenharia Ambiental da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. Frequentou por um ano a instituição Cardiff University, Reino Unido, através do programa Ciências Sem Fronteiras, de forma a complementar sua formação acadêmica. Participou também do Curso de Difusão Tecnológica em Introdução à Energia Solar Fotovoltaica, oferecido pela Universidade Estadual de Campinas. Desenvolve atualmente trabalho de conclusão de curso focado em derramamentos de petróleo no Mar Mediterrâneo.

Tatiana Costa Guimarães Trindade é aluna de graduação do curso de Engenharia Ambiental da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. Através do Programa Ciências Sem Fronteiras, realizou parte de sua graduação na Universidade de Toronto, Canadá, onde recebeu vasta introdução à área de energias renováveis e sustentabilidade. Durante o intercâmbio, atendeu à Conferência de Sustentabilidade na Universidade de Toronto, onde aprendeu sobre os desafios enfrentados pelo armazenamento de energético e as implicações políticas do suprimento e uso de energia. Participou também do Curso de Difusão Tecnológica em Introdução à Energia Solar Fotovoltaica, oferecido pela Universidade Estadual de Campinas. Além disso, fez parte de um programa de capacitação promovido pelo Observatório de Energias Renováveis da América Latina e Caribe (ONUDI), no qual se inscreveu em diferentes módulos sobre energia solar, eólica e biogás. Desenvolve atualmente trabalho de conclusão de curso na área de avaliação de indicadores de sustentabilidade das principais fontes energéticas renováveis no Brasil.



Prof. Assoc. Frederico
Fabio Mauad



Luciana da Costa
Ferreira



Tatiana Costa
Guimaraes Trindade

AGRADECIMENTOS

A Deus pelo dom da vida e por estar presente em todos os momentos de minha vida.

A meus pais Milton e Senira pela vida e em especial a minha mãe pelo amor incondicional, incentivo e motivação pelos seus filhos.

A minha esposa Ioli, companheira de uma vida, pelas lutas já vencidas, pelo amor que nos une e por tudo que sou e que somos, meu amor eterno.

A minha filha Gabriela, fonte renovável de esperança, motivação de renovação e por ser a razão maior da minha caminhada.

A todos os Professores ao longo de minha vida profissional, que sempre contribuíram na minha formação.

As autoras deste livro Tatiana e Luciana, responsáveis pela lembrança da minha graduação, onde renovaram minha motivação para escrever este livro.

Aos meus alunos da Escola de Engenharia de São Carlos, dos cursos de Engenharia Ambiental, Elétrica e Mecânica, onde desde 1993 ensino e aprendo com os mesmos, pelos momentos de profícua troca de conhecimentos. Vocês são a fonte que move o docente a se aprimorar e procurar sempre novas fontes técnicas e motivação para o ensino. Esta singela obra tem a pretensão de servir de apoio no ensino e é uma pequena retribuição pelo muito que vocês representam na vida deste docente.

Aos meus alunos de pós graduação pela motivação a pesquisa e extensão com a formação de 37 mestrados e doutorandos nestes 17 anos de orientação.

A Escola de Engenharia de São Carlos onde sempre contei com o apoio para desenvolver minhas atividades de ensino, pesquisa e extensão.

PREFÁCIO

A responsabilidade de apresentar o prefácio de um trabalho didático-acadêmico é enorme, pois neste breve comentário tem-se que, de forma clara e objetiva, mostrar o conteúdo do livro para os potenciais leitores e ressaltar a sua importância no contexto da formação de futuros profissionais da engenharia brasileira.

Este livro "Energia Renovável no Brasil: análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras" se apresenta de forma ambiciosa, como deveria ser mesmo, buscando tratar de assuntos relacionados à energia renovável de maneira simples e didática que deverão trazer enormes benefícios, principalmente aos alunos de graduação de várias modalidades da engenharia nacional, e com especial ênfase às Engenharias Ambiental, Elétrica e Mecânica da instituição de origem do autor líder, Professor Dr. Frederico Fábio Mauad, do importante centro de ensino e pesquisa brasileiro, a Escola de Engenharia de São Carlos da USP.

Assim, a energia renovável é apresentada de forma consistente e abrangente, discutindo os seus diversos temas: 1. a hidroeletricidade, com discussão especial sobre microcentrais hidrelétricas e seus principais tipos e partes componentes, cálculos e dimensionamentos, além da orientação na escolha da turbina; 2. a energia solar fotovoltaica, por meio de sistemas autônomos ou sistemas integrados à rede elétrica, seu funcionamento e as possíveis aplicações práticas no mercado energético brasileiro somadas à adequada análise crítica; 3. a energia eólica, as apresentações técnicas introdutórias sobre turbinas eólicas e aerogeradores com as discussões sobre o comportamento de ventos; e 4. a biomassa e os biocombustíveis, onde é mostrada a cana de açúcar como principal fonte de energia, seus principais subprodutos e usos, além de seus impactos ambientais, análises e discussões. Os biocombustíveis e biogás são apresentados de acordo com seus principais usos e características.

Pode-se observar que o nosso desenvolvimento sustentável tem uma ligação muito íntima com a utilização mais intensa e adequada da energia renovável, procurando-se estabelecer um setor energético que produza uma mais baixa emissão de gases de efeito estufa. O fato de que dentro de 30 anos, aproximadamente 70% da população mundial estará vivendo nas cidades significa um desafio aos países emergentes, que têm que intensificar a busca e a implementação de alternativas energéticas que priorizem energias renováveis.

Atualmente no Brasil temos uma matriz energética constituída por aproximadamente 75% de energias renováveis, o que tem sido intensificado

com o desenvolvimento de gerações de energia eólica, fotovoltaica e biomassa. O nordeste brasileiro, principalmente, tem tido uma grande evolução na geração de energia eólica, com possibilidade de tornar-se auto-suficiente em curto espaço de tempo. A energia solar no Brasil tem caminhado mais lentamente com participação de aproximadamente 1/10 %, mas com a retomada do crescimento econômico e, com a implementação da geração distribuída solar dos setores industrial e residencial, ela poderá aumentar em até 25 vezes na próxima década sua participação na matriz energética nacional.

Portanto, deve-se ressaltar que os temas apresentados neste livro são de fundamental importância na formação do futuro engenheiro que, quer queira ou não, terá uma interligação multidisciplinar com algum ou todos os temas da energia renovável aqui descritos. Isto evidencia a relevância didático-acadêmica deste livro como ponto de ajuda e apoio aos estudantes de engenharia, contribuindo de forma simples e objetiva para o seu entendimento e aprendizagem das energias renováveis aplicadas aos diversos setores da economia brasileira.

Prof. Dr. Carlos Alberto Mariotoni

Professor Titular

Coordenador do GPESE

Grupo de Planejamento Energético e Sistemas Elétricos, Faculdade de Engenharia Civil - UNICAMP

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 RELAÇÃO DO USO ANUAL DE ENERGIA PER CAPTA EM GJ E O PIB PER CAPTA (US\$1000) PARA DIFERENTES PAÍSES.	25
FIGURA 1.2 PRODUÇÃO MUNDIAL DE ENERGIA POR CONTINENTE EM 1980 E 2010	26
FIGURA 1.3 MATRIZ ENERGÉTICA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA MUNDIAL EM 2013.	27
FIGURA 1.4 CUSTO MÉDIO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RESIDENCIAL EM DÓLARES AMERICANOS POR kWh PARA DIFERENTES PAÍSES, NO PERÍODO DE 2011-2012.	28
FIGURA 1.6 OBRAS DE CONSTRUÇÃO (ESQUERDA) E VISTA DA CASA DE FORÇA (DIREITA) DA USINA HIDRELÉTRICA MARMELOS-ZERO.	30
FIGURA 1.8 EXPANSÃO ANUAL DA CAPACIDADE INSTALADA, EM MW.	33
FIGURA 1.9 VARIAÇÃO NA EXPANSÃO ANUAL DA CAPACIDADE INSTALADA, EM MW.	33
FIGURA 1.10 REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DA PARTICIPAÇÃO DOS ESTADOS BRASILEIROS NA GERAÇÃO NACIONAL TOTAL DE ENERGIA.	34
FIGURA 1.11 DISCRIMINAÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DE CADA ESTADO NA POTÊNCIA (EM kW) TOTAL GERADA.	35
FIGURA 1.12 CONTRIBUIÇÃO ATUAL AO SIN E PROGNÓSTICOS FUTUROS PARA CADA REGIÃO DO BRASIL.	35
FIGURA 1.13 MAPA DE INTEGRAÇÃO ELETROENERGÉTICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN).	37
FIGURA 1.14 ENCARGOS SETORIAIS COM VALORES ARRECADADOS DE 2003 A 2014.	39
FIGURA 1.15 COMPARAÇÃO DE DADOS RELATIVOS AO PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB) BRASILEIRO, EM REAIS, E O CONSUMO INTERNO DE ENERGIA PRIMÁRIA. OS DADOS DE PIB ESTÃO AJUSTADOS USANDO ADOTANDO-SE O VALOR DE 2000 COMO REFERÊNCIA E INDICADO COMO 100.	40
FIGURA 1.16 TAXA MÉDIA GEOGRÁFICA DE CRESCIMENTO ANUAL DA POPULAÇÃO BRASILEIRA DE 1890 À 2010.	41
FIGURA 1.17 CRESCIMENTO ABSOLUTO DA POPULAÇÃO BRASILEIRA DE 1872 A 2010.	41
FIGURA 1.18 OFERTA INTERNA TOTAL DE ENERGIA NO BRASIL <i>VERSUS</i> CONSUMO FINAL, EM MTEP, PARA OS ANOS DE 2013 E 2014, DESTACANDO AS PERDAS OCORRIDAS.	42
FIGURA 1.19 CONSUMO TOTAL DE ENERGIA POR FONTE, NO BRASIL, NO ANO DE 2014.	42
FIGURA 1.20 CONSUMO DE ENERGIA POR SETOR EM 2014, E CONTRASTE COM 2013.	43
FIGURA 1.21 ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL - RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL DIÁRIA, MÉDIA ANUAL (MJ/M ² . DIA).	45
FIGURA 2.1 DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DOS CUSTOS DE INSTALAÇÃO DE UM PCH.	71
FIGURA 2.2 ARRANJO TÍPICO PARA PEQUENAS CENTRAIS DE BAIXA QUEDA.	73
FIGURA 2.3 ARRANJO TÍPICO DE UMA PEQUENA CENTRAL AFASTADA DA QUEDA.	74
FIGURA 2.4 ARRANJO TÍPICO PARA UMA PEQUENA CENTRAL AFASTADA DA QUEDA E QUANDO NÃO É POSSÍVEL ADOTAR CANAL.	75
FIGURA 2.5 ARRANJO TÍPICO PARA PEQUENA CENTRAL COM ALTA QUEDA E PRÓXIMA DA BARRAGEM.	76
FIGURA 2.6 MARCAÇÃO DO TRECHO DO RIO A SER CLASSIFICADO.	79
FIGURA 2.7 PERFIL TRANSVERSAL DO CURSO D'ÁGUA.	80
FIGURA 2.8 DADOS PARA A APLICAÇÃO DO MÉTODO DO TRAPÉZIO.	82
FIGURA 2.9 DADOS PARA A APLICAÇÃO DO MÉTODO DOS RETÂNGULOS.	83
FIGURA 2.10 PERFIL DE VELOCIDADE DO CURSO D'ÁGUA.	86
FIGURA 2.11 MÉTODO DO FLUTUADOR INTEGRADOR.	88
FIGURA 2.12 MEDIÇÃO DE VAZÃO POR VERTEDOR TRIANGULAR.	89

FIGURA 2.13 MEDIDA DE VAZÃO POR VERTEDOR RETANGULAR.	91
FIGURA 2.14 MEDIÇÃO DA QUEDA, POR MEIO DE DUAS RÉGUAS E UM NÍVEL.	94
FIGURA 2.15 DETERMINAÇÃO DA QUEDA NATURAL COM RÉGUA E TUBO PLÁSTICO.	95
FIGURA 2.16A ARMAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DA ÁREA DE CONTORNO.	96
FIGURA 2.16B POSICIONAMENTO DA ARMAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DA ÁREA DE CONTORNO.	97
FIGURA 2.16C ESQUEMA GERAL DA DETERMINAÇÃO.	97
FIGURA 2.17 FIXAÇÃO DO TRONCO NO NÍVEL D'ÁGUA.	109
FIGURA 2.18 BARRAGEM DE MADEIRA DE EXTENSÃO NÃO SUPERIOR A 7 METROS.	109
FIGURA 2.19 DETALHE DAS FENDAS ENTRE AS TÁBUAS DE MADEIRA.	110
FIGURA 2.20 DETALHE DO PÉ DA BARRAGEM E DA BACIA DE DISSIPACÃO.	111
FIGURA 2.21 DETALHE DA SOLEIRA DO VERTEDOR E TOMADA D'ÁGUA.	112
FIGURA 2.22 DETALHE DA TOMADA D'ÁGUA E VERTEDOR, PARA BARRAGEM DE MADEIRA DE ATÉ 50M.	113
FIGURA 2.23 VISTA LATERAL DO VERTEDOR.	114
FIGURA 2.24 COMPORTA DE FUNDO; DETALHE COMPORTA DE MADEIRA; DETALHE ENTRADA DO TUBO.	115
FIGURA 2.25 POSICIONAMENTO DAS ESTRUTURAS.	116
FIGURA 2.26 ESBOÇO DE UMA BARRAGEM DE CONCRETO.	117
FIGURA 2.27 PERFIL DA BARRAGEM.	122
FIGURA 2.28 CANAL SEM REVESTIMENTO.	124
FIGURA 2.29 CANAL REVESTIDO COM MADEIRA DE ALVENARIA E TIJOLO.	126
FIGURA 2.30 CANAL REVESTIDO COM PEDRA, CONCRETO E FIBRA SINTÉTICA.	127
FIGURA 2.31A EXEMPLO DE CÂMARA DE CARGA E SUAS SEÇÕES TRANSVERSAIS.	129
FIGURA 2.31B DETALHES EM CORTES DA CÂMARA DE CARGA.	130
FIGURA 2.32 VISTA GERAL DA TUBULAÇÃO FORÇADA DE AÇO.	132
FIGURA 2.33: DETALHES DA TUBULAÇÃO FORÇADA DE AÇO E DA TUBULAÇÃO FORÇADA DE PVC ENTERRADA NO SOLO.	132
FIGURA 2.34 VÁLVULA BORBOLETA ACIONADA POR SERVO-MECANISMO, COM CONTRA-PESO, INDICADO PARA MÉDIAS QUEDAS.	136
FIGURA 2.35 VÁLVULA BORBOLETA DE ACIONAMENTO MANUAL.	136
FIGURA 2.36 VÁLVULA DE GAVETA.	137
FIGURA 2.37: CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO.	138
FIGURA 2.38 TURBINA PELTON.	142
FIGURA 2.39 CONJUNTO RODA PELTON SETIA E GERADOR, E PEQUENA CENTRAL COM DUAS RODAS PELTON.	143
FIGURA 2.40: FRANCIS CAIXA ABERTA COM CAIXA ESPIRAL, VISTA EM CORTE.	143
FIGURA 2.41 TURBINAS FRANCIS CAIXA ABERTA - EIXO HORIZONTAL (A) E EIXO VERTICAL (B).	144
FIGURA 2.42 INSTALAÇÃO TÍPICA DE TURBINA FRANCIS COM ROTOR DUPLO OU GÊMEO.	145
FIGURA 2.43 TURBINA MICHELL-BANKI EM BAIXA QUEDA, COM ADMISSÃO VERTICAL.	146
FIGURA 2.44 TURBINA MICHELL-BANKI, EM BAIXA QUEDA COM ADMISSÃO HORIZONTAL.	146
FIGURA 2.45 TURBINA MICHELL-BANKI, SOB QUEDA MÉDIA, ADMISSÃO VERTICAL E SOB ALTA QUEDA.	147
FIGURA 2.46 TURBINA HÉLICE DE EIXO HORIZONTAL.	148
FIGURA 2.47 TURBINA HÉLICE DE EIXO VERTICAL.	148
FIGURA 2.48 BOMBA CENTRÍFUGA FUNCIONANDO COMO TURBINA.	149
FIGURA 2.49 POSIÇÃO DAS GRADES NA TOMADA D'ÁGUA.	161
FIGURA 2.50 DIMENSÕES DAS BARRAS.	162

FIGURA 2.51 ÁBACO DE SELEÇÃO DO TIPO DE TURBINA.....	174
FIGURA 3.1 CAPACIDADE INSTALADA ACUMULADA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS NO MUNDO (GW) E CRESCIMENTO ANUAL (%).	183
FIGURA 3.2 ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL.....	184
FIGURA 3.3A LINGOTE DE SILÍCIO MONOCRISTALINO.....	188
FIGURA 3.3B PLACA DE SILÍCIO MONOCRISTALINO.....	189
FIGURA 3.4A: LINGOTE DE SILÍCIO POLICRISTALINO.....	190
FIGURA 3.4B: PLACA DE SILÍCIO POLICRISTALINO.....	190
FIGURA 3.5 CONTROLADOR DE CARGA COM MPPT.....	200
FIGURA 3.6 BATERIA CHUMBO-ÁCIDO.....	203
FORNTE: STA ELETRÔNICA (SEM DATA).....	203
FIGURA 3.7 BATERIA NiCd (NÍQUEL-CÁDMIO).....	204
FIGURA 3.8 DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA LUZ SOLAR.....	207
FIGURA 3.9 COMPONENTES DA RADIAÇÃO SOLAR SOBRE UM DISPOSITIVO FOTOVOLTAICO.....	208
FIGURA 3.9 REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DE DECLINAÇÃO SOLAR AO LONGO DAS ESTAÇÕES DO ANO.....	210
FIGURA 3.10 DEFINIÇÃO DE ÂNGULOS AZIMUTAL, ZENITAL E ALTURA SOLAR PARA OBSERVADOR FIXO.....	211
FIGURA 3.11 SILÍCIO EM FASE SÓLIDA.....	214
FIGURA 3.12 INVERSOR MONOFÁSICO.....	220
FIGURA 3.13 EXEMPLO DE MICROGERAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	223
FIGURA 3.14 EXEMPLO DE MINIGERAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	223
FIGURA 3.15 USINA FOTOVOLTAICA AMERICANA COM CAPACIDADE DE 66 MW EM LANCASTER, CALIFORNIA.....	224
FIGURA 3.16 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	225
FIGURA 4.1 EXEMPLO DE DISTRIBUIÇÃO GLOBAL DO RECURSO EÓLICO.....	239
FIGURA 4.2: POTENCIAL EÓLICO ESTIMADO P/ VENTO MÉDIO ANUAL IGUAL OU SUPERIOR A 7,0 M/S.....	241
FIGURA 4.3 SISTEMA RESIDENCIAL DE ENERGIA EÓLICA.....	245
FIGURA 4.4 MOVIMENTAÇÃO GLOBAL DAS MASSAS DE AR.....	248
FIGURA 4.5 REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DA FORÇA DE CORIOLIS SOBRE O DESLOCAMENTO DE UM CORPO LANÇADO DO PÓLO NORTE EM DIREÇÃO AO PÓLO SUL.....	249
FIGURA 4.6 SURGIMENTO DOS VENTOS GEOSTRÓFICOS PELO BALANÇO DAS FORÇAS DE CORIOLIS E DO GRADIENTE DE PRESSÃO.....	251
FIGURA 4.7 BALANÇO DE FORÇAS PARA A GERAÇÃO DE VENTO GRADIENTE NO HEMISFÉRIO SUL, COM REPRESENTAÇÃO DAS ISÓBARAS.....	253
FIGURA 4.8 MODELO DE CIRCULAÇÃO DE MASSAS DE AR INSPIRADO NA PROPOSIÇÃO DE HADLEY, PUBLICADA EM 1735.....	254
FIGURA 4.9 ANEMÔMETRO DE ROTOR MODELO LCA 501 AIRFLOW DO FABRICANTE VECWEB.....	259
FIGURA 4.10 ESQUEMA DE FORÇAS SOBRE A PÁ DE UM ROTOR.....	263
FIGURA 4.11 TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL.....	265
FIGURA 4.12 COEFICIENTE DE POTÊNCIA DE DIFERENTES TIPOS DE AEROGERADOR, EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE DA PONTA DO ROTOR.....	267
FIGURA 4.13 CURVA DE POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA.....	269
FIGURA 4.14 ESPAÇAMENTO ÓTIMO ENTRE TURBINAS EM UMA FAZENDA EÓLICA.....	270
FIGURA 4.15 PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM AEROGERADOR.....	271
FIGURA 4.16 PRINCIPAIS COMPONENTES DE UMA NARCELE.....	273
FIGURA 4.17 TAMANHO E CAPACIDADE DE UM AEROGERADOR COM RELAÇÃO AO TEMPO.....	275
FIGURA 5.1 CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL EM 2015.....	288

FIGURA 5.2 PRODUÇÃO MUNDIAL DE ÓLEOS E GORDURAS NOS PERÍODOS DE 1989-1990 E 2007-2008.	294
FIGURA 5.3 BRIQUETES (FOTO À ESQUERDA) E PÉLETES (FOTO À DIREITA).....	297
FIGURA 5.4 FLUXOGRAMA DE PROCESSO DE PRODUÇÃO SUCROALCOOLEIRA.	307
FIGURA 5.5 FERTIRRIGAÇÃO DA VINHAÇA NA PLANTAÇÃO DE CANA.	312
FIGURA 5.6 TRATAMENTO NECESSÁRIO AO BIOGÁS EM FUNÇÃO DE SUA UTILIZAÇÃO.....	318
FIGURA 5.7 PRINCIPAIS APLICAÇÕES ATUAIS DO BIOGÁS E GRAU DE REFINAMENTO NECESSÁRIO.	319
FIGURA 5.8 UNIDADE DE BIOMETANIZAÇÃO INSTALADA EM UMA FAZENDA NA EUROPA.....	320
FIGURA 5.9 AS QUATRO ETAPAS DA BIODIGESTÃO ANAERÓBIA.	323
FIGURA 5.10 DISPOSIÇÃO FINAL DOS RESÍDUOS SÓLIDOS NO BRASIL EM 2015.....	327
FIGURA 5.11 PROCESSO DE FORMAÇÃO DE GASES EM UM ATERRO.	328
FIGURA 5.12 ESQUEMA DE UM REATOR UASB.....	332

LISTA DE TABELAS

TABELA 1.1 LCOE DE DIFERENTES ENERGIA RENOVÁVEIS.....	50
TABELA 1.2 EMISSÃO DE GASES ESTUFA (CO ₂) DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE DIFERENTES FONTES DE ENERGIA.....	52
TABELA 2.1 CLASSIFICAÇÃO ATUAL DE PCHS.....	65
TABELA 2.2 CUSTOS REALIZADOS OU ESTIMADOS DAS PCHS.....	70
TABELA 2.3 CUSTO PERCENTUAL MINICENTRAL (BORTOLAN).....	72
TABELA 2.4 FATOR DE CORREÇÃO DA VELOCIDADE.....	79
TABELA 2.5 MEDIDA DA PROFUNDIDADE.....	81
TABELA 2.6 ÁREA DA SEÇÃO TRANSVERSAL.....	83
TABELA 2.7 CÁLCULO DA VELOCIDADE PELO MÉTODO DO FLUTUADOR.....	84
TABELA 2.8 PROFUNDIDADES DE MEDIÇÃO DE ACORDO COM A PROFUNDIDA DO RIO.....	86
TABELA 2.9 VELOCIDADE MÉDIA A CADA 1 METRO DE LARGURA DO RIO.....	87
TABELA 2.10 CÁLCULO DA VAZÃO PELO MÉTODO DO MOLINETE.....	87
TABELA 2.11 VAZÃO DE VERTEDOR TRIANGULAR.....	90
TABELA 2.12 VAZÃO DE VERTEDOR RETANGULAR.....	92
TABELA 2.13 VALORES DE C _D	93
TABELA 2.14 CLASSIFICAÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DOS SOLOS.....	99
TABELA 2.15 PRESSÕES ADMITIDAS PARA DIFERENTES TIPOS DE TERRENOS.....	100
TABELA 2.16 CONSUMO DE UMA RESIDÊNCIA URBANA.....	106
TABELA 2.17 APROXIMAÇÕES PARA K E N.....	121
TABELA 2.18 INCLINAÇÃO “M” PARA OS DIVERSOS TIPOS DE TERRENOS.....	124
TABELA 2.19 VELOCIDADE MÁXIMA ADMISSÍVEL.....	125
TABELA 2.20 VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS TURBINAS NÃO CONVENCIONAIS PARA PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS.....	150
TABELA 2.21: RENDIMENTO DAS TURBINAS.....	157
TABELA 2.22: ÂNGULOS DE INCLINAÇÃO DAS BARRAS.....	161
TABELA 2.23 VALORES ASSUMIDOS POR KC.....	166
TABELA 3.1 MAIORES POTÊNCIAS INSTALADAS EM CÉLULAS FOTOVOLTAICAS POR PAÍS.....	185
TABELA 3.2 COMPARAÇÃO DAS EFICIÊNCIAS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS.....	187
TABELA 3.3 PREÇOS NACIONALIZADOS DE EQUIPAMENTOS FOTOVOLTAICOS.....	194
TABELA 3.4 PREÇO DO WATT-PICO INSTALADO.....	195
TABELA 3.5 PROPRIEDADES DE BATERIAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	202
TABELA 4.1 POTÊNCIAS EÓLICAS INSTALADAS EM DIFERENTES PAÍSES EM 2007.....	240
TABELA 4.2 VARIÁVEIS QUE COMPÕEM O PREÇO DA ENERGÍA EÓLICA.....	243
TABELA 4.3 COEFICIENTES DE ATRITO SOBRE O VENTO DE ACORDO COM AS CARACTERÍSTICAS DO TERRENO.....	256
TABELA 4.4 ESCALA BEAUFORT.....	258
TABELA 4.5 VALORES DE C _D PARA DIFERENTES TIPOS DE PÁS.....	262
TABELA 5.1 RANKING DO CONSUMO MUNDIAL DE BIOMASSA (MADEIRA) EM 2005.....	286
TABELA 5.2 ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE CANA-DE-AÇÚCAR E GERAÇÃO DE BIOMASSA DESSA CULTURA (BAGAÇO, PALHAS E PONTAS) PARA OS PRÓXIMOS ANOS, EM MILHÕES DE TONELADAS.....	289
TABELA 5.3 ALGUMAS DAS ESPÉCIES BRASILEIRAS OLEAGINOSAS COM SUAS RESPECTIVAS PRODUTIVIDADES E SEU RENDIMENTO (EM CONDIÇÕES FAVORÁVEIS) EM ÓLEO.....	294
TABELA 5.4 VOLUME EQUIVALENTE DE COMBUSTÍVEIS COMUNS A 1 M ³ DE BIOGÁS.....	299

TABELA 5.5 PARTICIPAÇÃO DAS DIFERENTES PARTES ENVOLVIDAS NO PROJETO E IMPLANTAÇÃO DE UMA USINA TERMOELÉTRICA.	300
TABELA 5.6 APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DA CANA-DE-AÇÚCAR.	306
TABELA 5.7 CUSTOS DE PRODUÇÃO DE CANA E PROCESSAMENTO PARA ETANOL.	309
TABELA 5.8 COMPOSIÇÃO DO BIOGÁS EM FUNÇÃO DO SUBSTRATO UTILIZADO.	317
TABELA 5.9 PRODUÇÃO DIÁRIA DE DESEJOS POR TIPO DE ANIMAL.	325
TABELA 5.10 POTÊNCIA DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS DE DIVERSOS DEJETOS.	326
TABELA 5.11 PORCENTAGENS DE ABASTECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DO GÁS DE ATERRO.	329

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Informações Gerais.....	23
1.1 Introdução	23
1.2 A Energia no Mundo	24
1.3 A Energia no Brasil	28
1.3.1 Retrospectiva da produção e consumo de energia no Brasil.....	28
1.3.2 Características do sistema elétrico brasileiro	31
1.3.3 Consumo	39
1.4 Desafios para o Desenvolvimento de Energias Sustentáveis	44
1.4.1 Disponibilidade de Recursos	44
1.4.2 Fatores Econômicos e Tecnológicos.....	46
1.4.3 Fatores Socioambientais.....	50
1.4.4 Fatores Políticos.....	52
1.4.5 Integração de Tecnologias Novas e Antigas	55
Referências.....	57
Capítulo 2. Aproveitamento Hidrelétrico.....	61
2.1 Generalidades/Introdução	61
2.1.1 Introdução às Pequenas Centrais Hidrelétricas	61
2.1.2 Classificação de pequenas centrais hidrelétricas.....	64
2.1.3 Regulação da produção de energia elétrica.....	66
2.1.4 Custos básicos	69
2.1.5 Tipos de pequenas centrais hidrelétricas: Aplicação em Microcentrais Hidrelétricas (até 100 kW)	73
2.1.6 Componentes básicos.....	76
2.2 Como se comportam os rios.....	78
2.2.1 Método do flutuador.....	78
2.2.2 Método Volumétrico.....	84
2.2.3 Método do Molinete.....	85
2.2.4 Método do flutuador integrador	88
2.2.5 Método dos vertedores.....	88
2.2.6 Vazão de cheia.....	92
2.3 Conhecendo o terreno	93
2.3.1 Medidas de desnivelamento.....	93
2.3.2 Determinação do contorno da área inundada.....	96
2.3.3 Identificando o solo.....	98
2.3.4 Quanto de energia você tem.....	101
2.3.5 Determinação da potência necessária	103
2.4 Componentes de uma pequena central	107
2.4.1 Barragem.....	108

2.4.2 Barragem de madeira	108
2.4.3 Etapas da construção	108
2.4.4 Barragem de terra	113
2.4.5 Vertedores/Generalidades	116
2.4.6 Dimensionamento hidráulico	118
2.4.7 Como conduzir a água.....	123
2.4.8 Câmara de carga	128
2.4.9 Tubulação de adução.....	130
2.4.10 Tubulação de alta pressão.....	131
2.4.11 Velocidade de escoamento admissível para a água.....	132
2.4.12 Determinação da espessura da parede da tubulação	133
2.4.13 Válvulas	135
2.4.14 Chaminé de equilíbrio	137
2.4.15 Comportas	139
2.4.16 Grades	140
2.4.17 Turbinas hidráulicas/tipos de turbinas	141
2.5 Seleção da turbina	150
2.5.1 Determinação da queda líquida e da potência instalada de um aproveitamento hidroenergético	151
2.5.2 Cálculo da potência instalada	157
2.5.3 Cálculo da descarga de projeto	158
2.5.4 Determinação da queda líquida e da potência instalada	159
quando já se conhecem os arranjos da instalação	159
2.5.5 Escolha da turbina.....	174
2.6 Casa de máquinas/Introdução.....	175
2.6.1 Casa de máquinas para pequenas centrais compactas.....	175
2.6.2 Casa de máquinas - pequenas centrais superiores a 10 kW	176
2.7 Análise Crítica	176
Referências.....	179
Capítulo 3 – Energia Solar Fotovoltaica	181
3.1 Generalidades / Introdução	181
3.1.1 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo.....	182
3.1.2 Classificação das placas fotovoltaicas.....	186
3.1.3 Custos básicos	193
3.1.4 Componentes básicos.....	195
3.2 Como se comporta o sol	205
3.2.1 Radiação e Energia solar.....	205
3.2.2 Movimentos da Terra.....	208
3.2.3 Declinação, altura e ângulo solar	209
3.2.4 Orientação e espaçamento das placas fotovoltaicas.....	212

3.3 Princípios de funcionamento das células fotovoltaicas	213
3.3.1 Implicações de variações na temperatura, radiação solar e sombreamento	215
3.3.2 Arranjos fotovoltaicos: conexões em série e paralelo	216
3.4 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos	217
3.4.1 Usos e aplicações de sistemas autônomos	217
3.4.2 Componentes principais	218
3.4.3 Estimativa de produção de energia.....	220
3.5 Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Rede Elétrica	222
3.5.1 Classificação de sistemas quanto a sua capacidade de geração	222
3.5.2 Principais componentes e dispositivos	224
3.5.3 Produção de energia e métodos de tarifação.....	227
3.6 – Análise Crítica	228
Referências	231
Capítulo 4 – Energia Eólica	237
4.1 Generalidades / Introdução	237
4.1.1 Energia Eólica no Brasil e no Mundo.....	238
4.1.2 Custos básicos	241
4.1.3 Componentes Básicos	243
4.2 Como se comportam os ventos	245
4.2.1 Escala de movimentos do ar	245
4.2.2 Agentes causadores das massas de ar	246
4.2.3 A Força de Coriolis	248
4.2.4 Ventos Geostróficos	250
4.2.5 Ventos de Gradiente	252
4.2.6 A Circulação do Vento.....	253
4.3 Princípios de Funcionamento das Turbinas Eólicas	255
4.3.1 A potência do vento	255
4.3.2 A velocidade do vento.....	256
4.3.3 Comportamento e direção do vento	259
4.4 Turbinas Eólicas e Aeroogeradores	260
4.4.1 Turbina de arraste.....	261
4.4.2 Força de sustentação.....	262
4.4.3 Orientação do eixo.....	263
4.4.4 Potência de uma turbina.....	265
4.4.5 Espaçamento entre turbinas.....	269
4.4.6 Componentes de um aerogerador	270
4.4.7 Desempenho de um aerogerador	274
4.5 Análise Crítica	276
Referências	279

Capítulo 5 – Biomassa e Biocombustíveis	285
5.1 Generalidades / Introdução	285
5.1.1 A energia da biomassa no Brasil e no Mundo.....	285
5.1.2 Fontes de biomassa.....	289
5.1.3 Custos básicos da geração de energia.....	299
5.2 Processamento Industrial da Cana-de-Açúcar	303
5.2.1 A cana como fonte de energia.....	304
5.2.2 Processo industrial de usinas e destilarias.....	306
5.2.3 Custos básicos da geração de energia.....	308
5.2.4 Impactos ambientais e resíduos do processo produtivo.....	310
5.3 Biodiesel.....	313
5.4 Biogás.....	315
5.4.1 Usos e Características	316
5.4.2 Digestão Anaeróbia.....	319
5.4.3 Gás de Resíduos Pecuários	324
5.4.4 Gás de Aterro Sanitário	326
5.4.5 Gás da Biodigestão da Vinhaça.....	330
5.5 – Análise Crítica	334
Referências.....	337

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABCE	Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica
ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABRELPE	Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AGM	Absorbed Glass Mat (tipo de baterias)
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
BEN	Balanco Energético Nacional
BFT	“Bomba funcionando como turbina”
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRL	Real brasileiro
CA	Corrente Alternada
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CBEE [2]	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CC	Corrente Contínua
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S/A
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIGS	Placas Fotovoltaicas do tipo Cobre-Índio-Gálio-Selênio
CLP	Controladores Lógicos Programáveis
CNAE	Conselho Nacional de Água e Energia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética

COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CV	Célula Fotovoltaica
DDR	Disjuntor Diferencial Residual
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DME	Departamento Municipal de Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DPS	Dispositivos de Proteção contra Surtos
DSSC	Dye Sensitized Solar Cells
EER	Encargos de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
EUR	Euros
FC	Força de Coriolis
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FGHP	Força de Gradiente Horizontal de Pressão
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GTON	Grupo Técnico Operacional da Região Norte
GW	Gigawatts
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDR	Interruptor Diferencial Residual
IEA	International Energy Agency
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
ISES	International Solar Energy Society
kVA	kilovolt-ampère
kV	kilovolt
kW	kilowatt

kWh	kilowatt-hora
LCOE	Levelized Cost of Energy
LLP	loss-of-load probability
MAPA	Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MJ	megajoules
MME	Ministério das Minas e Energia
MPPT	Maximum Power Point Tracking
Mtep	1000 toneladas equivalentes de petróleo padrão
MW	Megawatts
MWh	Megawatt-hora
NOCT	Condições Normais de Operação
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPV	Organic Photovoltaics
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE2023	Plano Decenal de Expansão de Energia 2023
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PNPCHs	Programa Nacional de PCHs
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PWM	Pulse Width Modulation
RGR	Reserva Global de Reversão
rpm	rotações por minuto
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEAD	Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário
SFA	Sistemas Fotovoltaicos Autônomos
SFC	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
SPDA	Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas
SSPM	Pontos de Potência Máxima (fotovoltaica)
STC	Condições Padrões de Teste

TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
UF	Unidade Federativa
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
USCA	Unidade de Supervisão em Corrente Alternada
USD	Dólares Americanos
VRLA	Valve Regulated Lead Acid
WEC	World Energy Council
WWF	Worldwide Fund for Nature



Capítulo 1 – Informações Gerais

1.1 Introdução

Ao longo da história da humanidade, o uso da energia tem sido cada vez mais presente e essencial na vida de todos. Com o desenvolvimento de novas tecnologias e o surgimento de novas necessidades, aliado ao crescimento quase constante da população mundial, um dos grandes desafios hoje encontrados é a incerteza com relação à disponibilidade futura de energia frente à demanda, principalmente devido ao abrangente uso de fontes não-renováveis e a exploração de alta escala dos recursos fornecidos pelo planeta.

Diante dessa realidade, novas fontes têm sido buscadas como forma não só de diversificar a matriz energética dos países ao redor do globo, mas também desenvolver alternativas que busquem uma redução dos impactos, principalmente de ordem ambiental, causados pela geração, distribuição e consumo de energia, sejam eles em grande ou pequena escala. É nessa perspectiva que surge a discussão da viabilidade de implantação de energias consideradas renováveis, com destaque para aquelas que permitam um distúrbio cada vez menor ao meio ambiente e à sociedade como um todo.

A facilidade de acesso da população à energia elétrica, sendo um serviço de infraestrutura (assim como saneamento básico e transportes, entre outros), é hoje considerada uma das variáveis que define o nível de desenvolvimento de uma nação (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2008). Para satisfazer necessidades de iluminação, aquecimento, transporte, e a produção e distribuição de vários materiais produzidos por indústrias, é necessária uma intrincada e complexa rede energética (DUNLAP, 2015).

Neste capítulo, será apresentado um breve histórico do uso e obtenção de energia no mundo e especificamente no Brasil, além de informações sobre a atual matriz energética brasileira, incluindo a geração, transmissão, distribuição e consumo de energia no país. Por fim, também serão introduzidos os desafios encontrados no desenvolvimento de energias sustentáveis, tema de discussão dos próximos capítulos do livro.

1.2 A Energia no Mundo

Desde o final do século 19, os sistemas de energia elétrica modernos têm se desenvolvido continuamente e assumido diferentes formas em todo o mundo, todas com o objetivo de fornecer energia de forma confiável e de custo acessível conforme a infraestrutura existente para sua distribuição. Alguns sistemas atuais são muito avançados e confiáveis, apresentando diferentes escalas de operação. Temos como exemplo a interligação do Leste dos Estados Unidos, composta por 8,85 milhões de quilômetros quadrados que servem 228 milhões de consumidores, em contraste com o sistema da Irlanda, menor e mais isolado, que serve uma população de 6,2 milhões com 81.638 km² (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 2012). Há também sistemas não tão bem desenvolvidos, mas que evoluem com rapidez, como o da China, que instalou uma média de 85 GW de capacidade de geração de energia elétrica em quatro anos, aumentando seu consumo de eletricidade em mais de 50%. Há ainda sistemas que não estão bem desenvolvidos, sendo deficientes em termos de abrangência e qualidade, como no caso da África Subsaariana em geral (IPCC, 2012). Embora em ritmos diferentes, todos esses sistemas presenciam um avanço no desenvolvimento tecnológico, econômico e social, que levam a um grande aumento na demanda por energia.

O consumo de energia varia muito de país para país. A Figura 1 mostra a relação entre o uso de energia per capita e o produto interno bruto (PIB) per capita de diferentes nações. Em geral, o consumo de energia por pessoa aumenta com o aumento do PIB, consequência do crescimento econômico e industrialização do país. Entretanto, outros fatores como o clima, a densidade populacional e o tipo de indústrias, também influenciam muito no consumo de energia (NOBLE, 2015). Segundo Dunlap (2015), países de climas frios, como o Canadá e a Noruega, tendem a apresentar um maior consumo de energia devido aos grandes gastos com o aquecimento durante quase metade do ano. Já países com baixa densidade populacional, como a Austrália e a Rússia, apresentam grandes gastos energéticos com o setor de transportes. Países com

indústrias mais pesadas, como os Estados Unidos, precisam de muita energia por cada unidade final de produto (DUNLAP, 2015). Dessa forma, é possível entender porque países como a Suíça e a Espanha, que possuem PIB semelhantes ao Canadá e Noruega, apresentam um gasto menor de energia per capita. A Suíça por apresentar maior densidade populacional e a Espanha por possuir clima mais ameno, como pode ser observado na Figura 1.1.

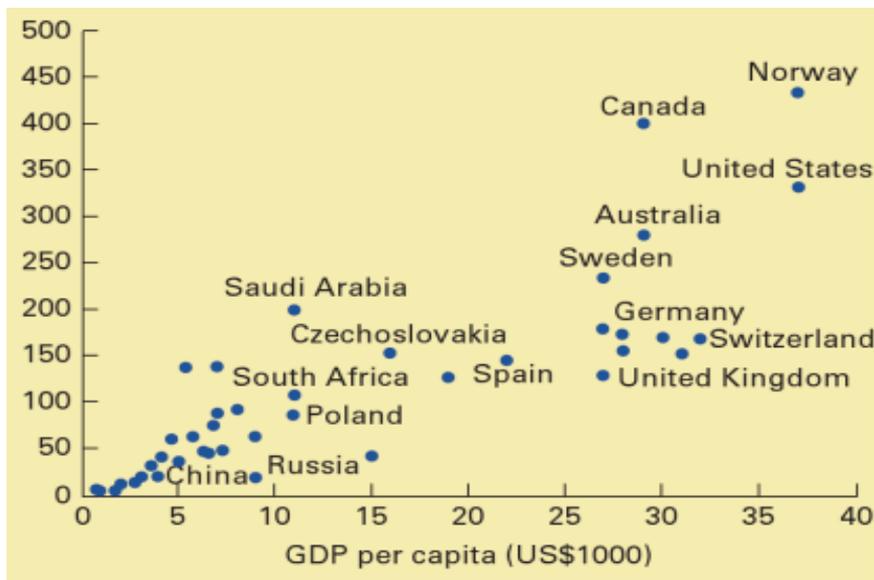


Figura 1.1 Relação do uso anual de energia per capita em GJ e o PIB per capita (US\$1000) para diferentes países.

Fonte: Dunlap (2015).

De acordo com a Agencia Internacional de Energia (2015), dois países, a China (23%) e Estados Unidos (18%), dominam a produção mundial. Eles são seguidos por Índia, Rússia, Japão, Canadá, Alemanha, França, Brasil e Coréia. Os dez países são responsáveis por mais de dois terços da produção mundial de eletricidade. Além disso, como pode ser visto na Figura 1.2, nos últimos trinta anos houve um grande aumento da participação de Países da Ásia e Oceania na produção mundial de energia, ultrapassando a produção dos Estados Unidos e Europa em 2010. No entanto, o consumo de eletricidade per capita apresenta um ranking bastante diferente do da produção de energia, pois as taxas de eletrificação, a penetração dos aparelhos, a saturação do mercado, e a necessidade de aquecimento elétrico ou de resfriamento têm um grande impacto sobre o nível de consumo per capita, como já discutido. Tomando como exemplo a Índia, enquanto ela é a terceira maior produtora mundial de

eletricidade, ela só aparece em 107º no lugar em termos de consumo de eletricidade per capita (IEA, 2015).

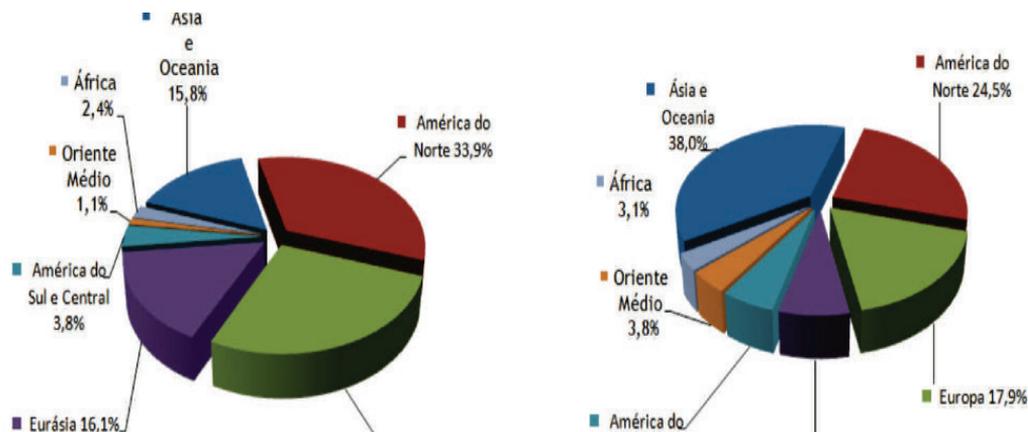


Figura 1.2 Produção Mundial de Energia por Continente em 1980 e 2010 .

Fonte: Brasil (2013).

Ainda segundo a Agência Internacional de Energia (2015), aproximadamente dois terços da produção mundial de eletricidade tem como fonte combustíveis fósseis, seguido por usinas hidrelétricas 16,5%, usinas nucleares 10,6%, e biocombustíveis 2,0%, como pode ser observado na Figura 1.3. Já as energias geotérmica, solar, eólica e outras fontes compõem os 3,3% restantes. No entanto, a participação das energias renováveis na matriz mundial apresenta grande potencial de crescimento e está aumentando rapidamente (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2015).

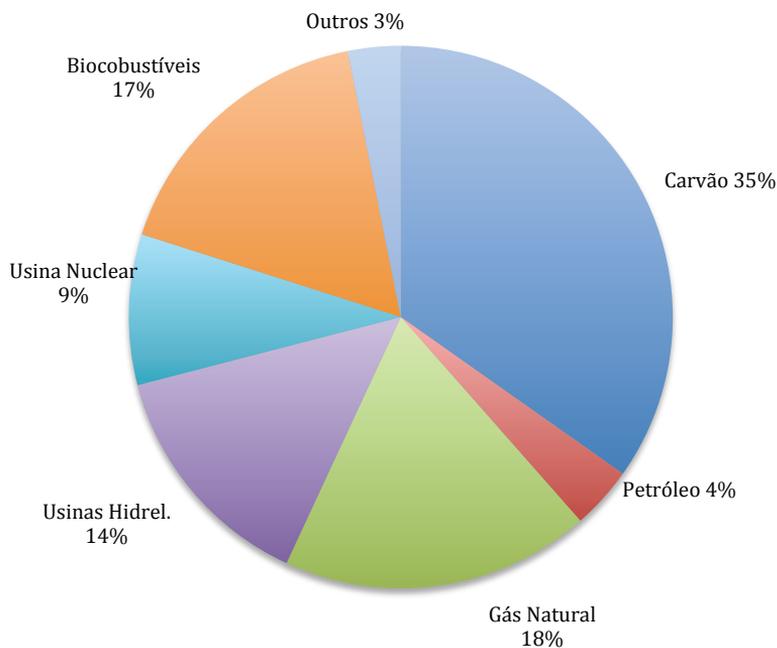


Figura 1.3 Matriz Energética de Produção de Energia Elétrica Mundial em 2013.
 Fonte: IEA (2015).

Embora a matriz energética mundial possa ser representada pela Figura 1.3, a matriz de cada país pode diferir muito do padrão mundial, devido aos diferentes recursos e tecnologias mais acessíveis em cada um deles. A matriz energética de produção de eletricidade do Brasil têm grande participação de fontes renováveis, como será detalhado no item 1.3, devido a grande capacidade instalada da usinas hidrelétricas do país.

As variações nas estratégias de produção de energia elétrica, incluindo as fontes utilizadas, e as diferenças nas economias nacionais fazem com que haja uma grande variabilidade no custo para gerar eletricidade entre diferentes países, como pode ser visto na Figura 1.4. Entre os países analisados, o Brasil, a Alemanha e a Dinamarca apresentam os maiores custos de produção de energia elétrica residencial, enquanto a China, a Índia e os Estados Unidos possuem os menores custo de energia por kWh.

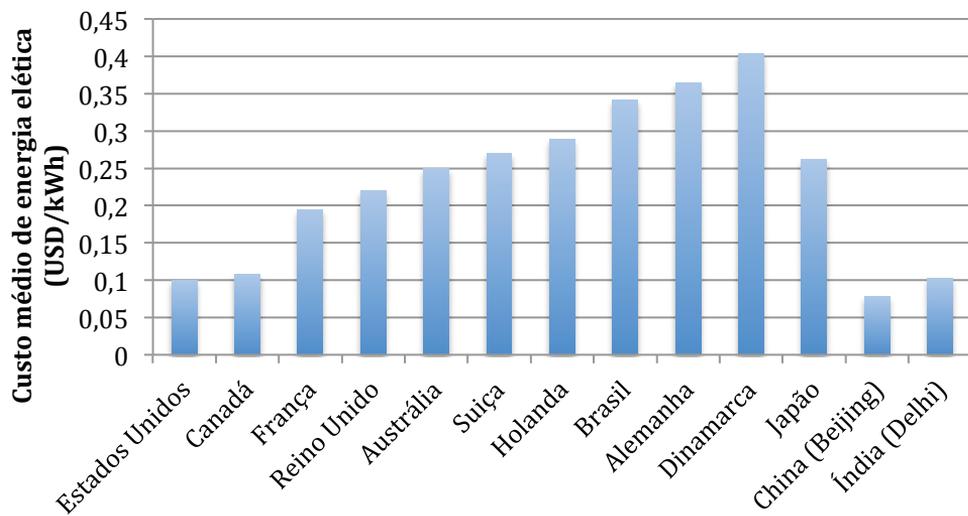


Figura 1.4 Custo médio de produção de energia elétrica residencial em dólares americanos por kWh para diferentes países, no período de 2011-2012.

Fonte: Adaptado de Dunlap (2015).

1.3 A Energia no Brasil

1.3.1 Retrospectiva da produção e consumo de energia no Brasil

Segundo informações disponíveis no site da companhia mineira de eletricidade CEMIG e no site Memória da Eletricidade (mantido pela própria CEMIG, pela Light, pela Eletrobrás e pela ABCE – Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica), o uso e a produção de energia elétrica no Brasil remontam ao século XIX, quando a primeira usina hidrelétrica foi construída no país, na cidade de Diamantina, convertendo a energia potencial fornecida pelas águas do Ribeirão do Inferno, em 1883. No mesmo ano, D. Pedro II, tendo cedido a Thomas Edison o privilégio de introduzir no país aparelhos de sua invenção, destinados à utilização da luz elétrica, inaugurou na cidade de Campos o primeiro serviço público municipal de energia elétrica do Brasil. Houve, porém, instalações anteriores em pontos isolados, tendo destaque a instalação de iluminação permanente (em 1879) da Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II (Figura 1.5), hoje conhecida como Central do Brasil, e um trecho iluminado da atual Praça da República (em 1881). Em 1889, entrou em

operação a hidrelétrica Marmelos-Zero (Figura 1.6), a primeira de maior porte no Brasil, localizada em Juiz de Fora.



Figura 1.5 Fachada principal da Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II.
Foto: Acervo Memória da Eletricidade (2015).

Na década seguinte, após algumas novas instalações (como o serviço permanente de bondes elétricos, no Jardim Botânico do Rio de Janeiro em 1892, e a inauguração do serviço de iluminação elétrica em Belo Horizonte, logo na véspera da fundação da própria cidade, em 1897), entrou também em operação a usina hidrelétrica Parnaíba, possuindo barragem com mais de 15 metros de altura. Pouco tempo depois, no início do século XX, também foi criado o primeiro texto de lei que objetivava disciplinar o uso da energia elétrica no país.

Novas regulamentações e instituições envolvendo o uso e a geração de energia (principalmente de fonte hidrelétrica) foram criadas no início do século XX, muitas pelo então presidente Getúlio Vargas, sendo elas: o Código de Águas (que concedia ao poder público o controle sobre as concessionárias de energia elétrica), o Conselho Nacional de Água e Energia (CNAE), a regulamentação da situação das usinas termelétricas do país (com integração ao Código de Águas), e a regulamentação do “custo histórico” para o cálculo das tarifas de energia. Também nesse período foram inauguradas novas usinas hidrelétricas, incluindo a primeira localizada no Nordeste (denominada Usina Hidrelétrica Delmiro Gouveia, aproveitando o potencial de uma cachoeira no rio São Francisco), e empresas de eletricidade como a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), de âmbito federal, e a Companhia Energética de Minas Gerais S/A, CEMIG. Essas mudanças foram paralelas com uma aceleração do desenvolvimento econômico brasileiro, fato que gerou um aumento da demanda de energia (GOMES; VIEIRA, 2009).

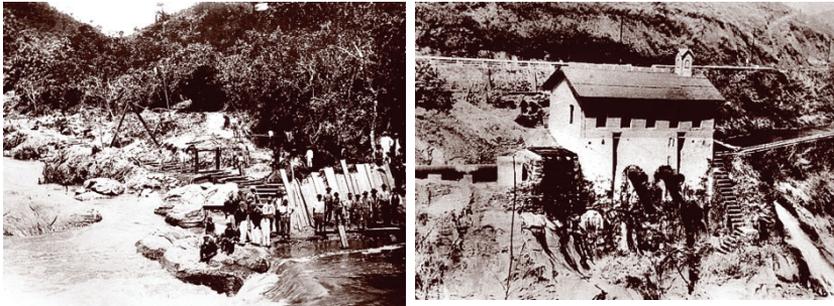


Figura 1.6 Obras de construção (esquerda) e vista da casa de força (direita) da Usina Hidrelétrica Marmelos-Zero.

Fotos: Acervo Professor Dormevilly; acervo CEMIG (2015).

Em 1960, como parte do Plano de Metas do governo de Juscelino Kubitschek, foi criado o Ministério das Minas e Energia, MME, três anos depois da inauguração da Central Elétrica de Furnas S.A., com o objetivo de solucionar a crise de energia que ocorria na Região Sudeste. Ainda na mesma década, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) começou seu funcionamento, e em 1985, foi construído o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), incentivando a racionalização do uso da energia elétrica. Foi também no mesmo ano que entrou em operação a Usina Termonuclear Angra I, a primeira usina nuclear do Brasil. Outros projetos de usinas termonucleares brasileiras foram delegados, posteriormente, a Eletrobrás Termonuclear S.A, criada em 1997. No ano 2000, foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a atribuição de formular e propor as diretrizes da política energética nacional.

Em 2001, o país vivenciou a maior crise de energia elétrica de sua história, acentuada por condições hidrológicas bastante desfavoráveis em algumas regiões, o que levou à criação de programas de racionamento em diversas partes do território brasileiro e à instituição da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), entre outras medidas.

De 2000 a 2010, várias outras usinas foram construídas, sendo elas hidrelétricas, termelétricas e de produção de biodiesel. Além disso, foram criadas novas empresas (como a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, CBEE), câmaras e comitês (como a Câmara de Gestão do Setor Energético, substituindo a GCE; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico; entre outros) e programas como o ‘Luz para Todos’, que objetivava levar o acesso à energia aos 12 milhões de brasileiros que ainda não dispunham do serviço, e o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que, de

acordo com site do MME, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), promovendo a diversificação da matriz energética brasileira e valorizando as características e potencialidades regionais e locais. Além disso, na mesma década, também foi fechado acordo com o Paraguai sobre a venda da energia gerada por Itaipu.

O modelo estabelecido de 1940 a 1960 deixou grande parte da produção e distribuição de eletricidade, petróleo e gás sob a responsabilidade dos governos estaduais e federal, antes dominadas por empresas de capital estrangeiro (GOMES; VIEIRA, 2009). Entretanto, apesar desse modelo ter aparentado ser bem sucedido até meados da década de 1980, ele foi a causa da criação de problemas na matriz energética brasileira, tais como o estabelecimento de tarifas artificialmente baixas para a eletricidade (num esforço de controlar a inflação) e a construção de usinas hidrelétricas apenas para fins de benefícios políticos, sem a garantia de um retorno econômico que integrasse um bom valor de custo/benefício (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

Entre 1980 e 2002, a geração de eletricidade no Brasil cresceu a uma taxa média anual de 4,2%, tendo sempre a energia hidráulica como dominante devido à enorme riqueza do país em recursos hídricos.

1.3.2 Características do sistema elétrico brasileiro

- *Geração*

A distribuição das fontes de energia brasileiras refletem, de forma bastante aparente, as características de disponibilidade de recursos do país. A contribuição da queima do carvão, por exemplo, é modesta com relação à fração ocupada pela energia hidrelétrica, já que as poucas reservas disponíveis são, em geral, de baixa qualidade. Em compensação, em 2007, a capacidade instalada de hidroeletricidade já atingia cerca de 70.000 MW distribuídos entre 433 usinas em operação. Essa seria apenas uma parte do potencial estimado na época, já que calculava-se que 190.000 MW ainda não eram utilizados, especialmente em cursos d'água da região da Amazônia (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel, o Brasil contava, em novembro de 2015, com 4334 empreendimentos geradores de energia em operação, somando um total de 139.498.389 kW de capacidade de potência de geração

(Figura 1.7). Além disso, 222 empreendimentos estão em processo de construção e outros 672 ainda não tiveram sua construção iniciada, o que representaria um adicional de 39.585.338 kW de potência na rede elétrica nacional nos próximos anos.

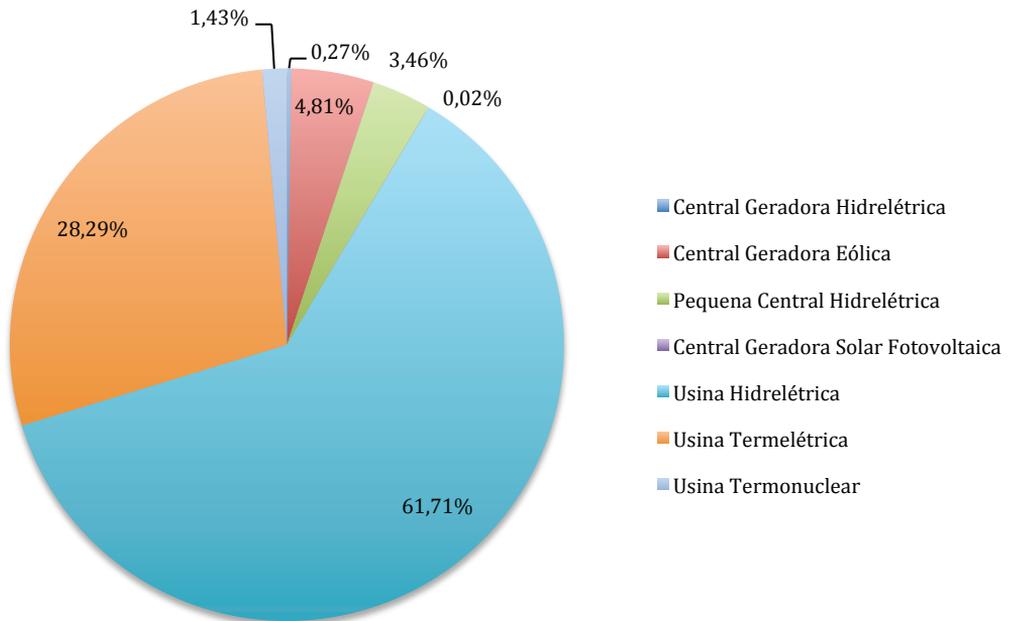


Figura 1.7 Matriz energética brasileira.

Fonte: Aneel (2015).

Dos empreendimentos já instalados, 199 são usinas hidrelétricas, produzindo 85.787.253 kW de potência, e 2.837 usinas termelétricas, produzindo, por sua vez, 39.810.693 kW, ambas representando um total de 90,04% de todo o potencial energético produzido atualmente. Os 9,96% restantes estão distribuídos entre centrais geradoras eólicas (4,8%), pequenas centrais hidrelétricas (3,46%), usinas termonucleares (1,43%), centrais geradoras hidrelétricas (0,27%) e centrais geradoras fotovoltaicas (0,02%). A Aneel detém a responsabilidade sobre a fiscalização e a autorização do desenvolvimento e operação de usinas no país.

Ainda de acordo com informações da Aneel, o país tem observado, desde 1999, um aumento permanente em sua capacidade instalada (a Figura 1.8 ilustra esse

fato em um período entre os anos de 2003 e 2014, e o Figura 1.9 mostra a variação anual desse aumento), diferente da situação ocorrida no anos correspondentes ao final da década de 1980 e início da década de 1990, quando essa expansão foi praticamente nula. O plano decenal de expansão de energia 2023 (PDE2023), elaborado em dezembro de 2014 pela EPE e aprovado pelo Ministério de Minas e Energia, prevê ainda uma expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica para 195,9 GW, além de um aumento na utilização de energias renováveis, que deverão representar aproximadamente 86% de toda a geração no país em 2023. Entre as renováveis, existe um destaque para a energia eólica, na qual é prevista uma expansão de 20 GW para o período, elevando a parcela nacional dessa fonte a 8,1%.

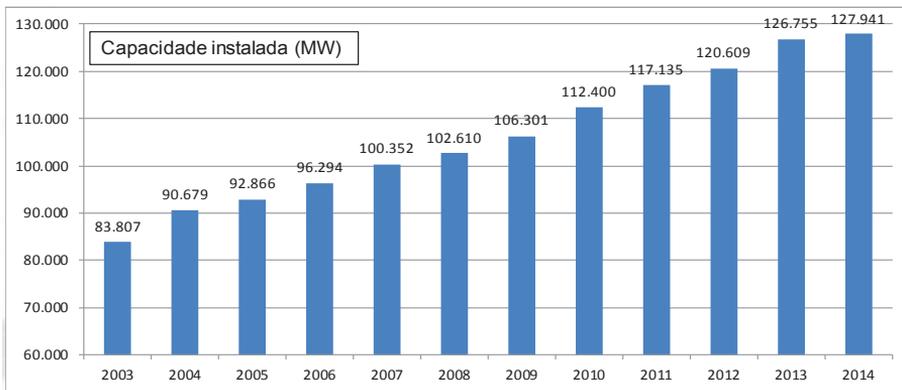


Figura 1.8 Expansão anual da capacidade instalada, em MW.

Fonte: Aneel (2015).

A participação dos estados no fornecimento atual total de energia é representada na Figura 1.10, e os valores são especificados na Figura 1.11.

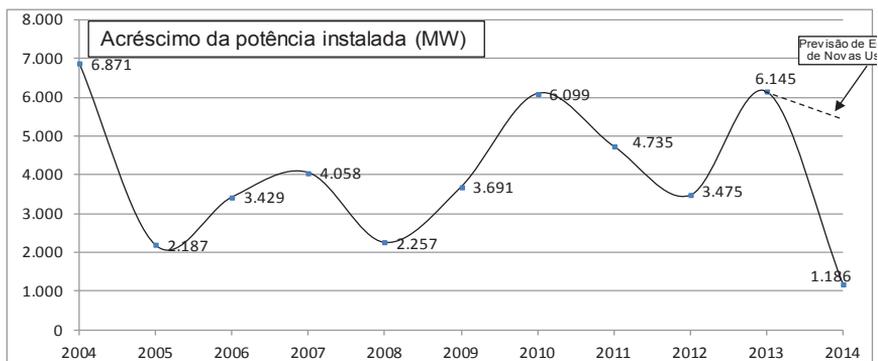


Figura 1.9 Variação na expansão anual da capacidade instalada, em MW.

Fonte: Aneel (2015).

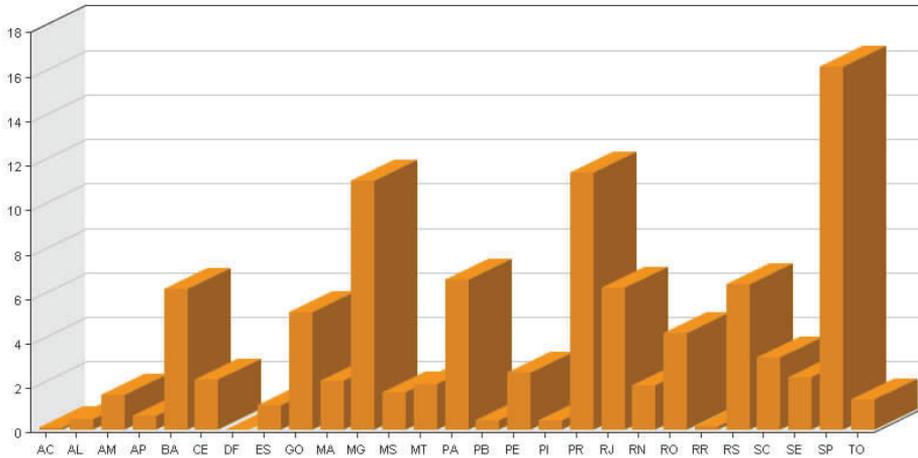


Figura 1.10 Representação gráfica da participação dos estados brasileiros na geração nacional total de energia.

Fonte: Aneel (2015).

Já a previsão de expansão para cada região foi proposta pela EPE no PDE2023 (Figura 1.12) e mostra uma maior expansão relativa na contribuição da região norte, com 210% de aumento na quantidade de megawatts fornecida para o Sistema Interligado Nacional. O mesmo gráfico também deixa clara a maior participação atual e prevista das regiões sudeste e centro-oeste na quantidade gerada, fato que é acentuado pela contabilização do fornecimento da usina de Itaipu.

UF	Capacidade Instalada (kW)	%
AC	195.698,70	0,14
AL	710.769,10	0,51
AM	2.262.675,00	1,62
AP	927.949,00	0,67
BA	8.887.387,18	6,37
CE	3.197.312,90	2,29
DF	56.058,40	0,04
ES	1.539.695,40	1,1
GO	7.374.609,11	5,29
MA	3.068.605,43	2,2
MG	15.661.413,34	11,23
MS	2.362.729,38	1,69
MT	2.906.079,60	2,08
PA	9.491.915,33	6,8
PB	642.338,80	0,46
PE	3.600.625,95	2,58
PI	603.636,40	0,43
PR	16.196.126,21	11,61
RJ	8.928.820,18	6,4
RN	2.819.859,84	2,02
RO	6.065.636,56	4,35
RR	264.345,40	0,19
RS	9.146.283,58	6,56
SC	4.554.246,82	3,26
SE	3.290.047,40	2,36
SP	22.825.973,04	16,36
TO	1.917.552,00	1,37

Figura 1.11 Discriminação da contribuição de cada estado na potência (em kW) total gerada.

Fonte: Aneel (2015).

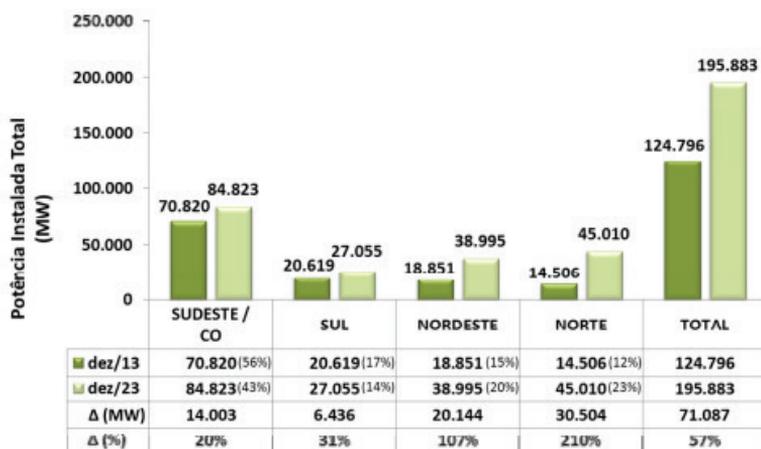


Figura 1.12 Contribuição atual ao SIN e prognósticos futuros para cada região do Brasil.

Fonte: Brasil (2015).

- *Transmissão*

Em 2008, mais de 90 mil quilômetros de linhas de transmissão cruzavam o Brasil, operadas por 64 concessionárias, responsáveis pela implantação e operação da rede. A grande extensão da rede é devida, principalmente, ao fato das fontes de geração estarem localizadas em locais distantes dos grandes centros consumidores. A rede brasileira é dividida em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional, que cobre grande parte do território, e os Sistemas Isolados, predominantes na região norte.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é operado e coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e formado pelas empresas da região sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte (como mostra a Figura 1.13), abrangendo 96,6% da capacidade do país de produção de eletricidade. Segundo dados disponibilizados online pelo ONS, é um sistema de tamanho e características únicas no mundo, com forte predominância de usinas hidrelétricas.

Uma das grandes vantagens do SIN é a possibilidade da operação de usinas hidrelétricas e termelétricas em regime de complementariedade, fazendo com que seja possível a manutenção permanente de volume de produção igual a de consumo nas usinas, fato que auxilia na estabilidade das tarifas pagas pelo consumidor, nas quais os custos de produção tem grande influência. Desta forma, a base do abastecimento é fornecida, em geral, pelas mais baratas e abundantes hidrelétricas, complementadas pelas termelétricas em momentos de picos de demanda ou quando o nível dos reservatórios necessitam ser preservados, principalmente em períodos de estiagem. Além disso, a interligação também favorece uma distribuição mais homogênea do “estoque” de energia elétrica, abafando os problemas que poderiam ser causados por condições regionais. Assim, quando uma região se encontra em um período de seca, por exemplo, sua demanda energética pode ser suprida pelo excesso daquela(s) que passam por um período chuvoso, evitando crises regionais de escassez. O sistema também é bastante aberto à expansões, permitindo a integração não apenas de novas grandes hidrelétricas, como também a de novas regiões (ANEEL, 2008).

Os Sistemas Isolados, por outro lado, encobrem os estados do Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia e Mato Grosso, além da ilha de Fernando de Noronha (GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE - GTON, 2014), e são abastecidos predominantemente por usinas térmicas movidas à óleo (diesel ou combustível), além de pequenas centrais hidrelétricas, centrais geradoras hidrelétricas e por termelétricas movidas a biomassa. Sua existência e o fato de não ser parte do SIN são devidos à localização afastada da região, o que leva a algumas dificuldades logísticas de abastecimento (o que pressiona o frete de combustíveis), coordenadas

pele Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), que por sua vez é coordenado pela Eletrobrás (Portal Brasil).

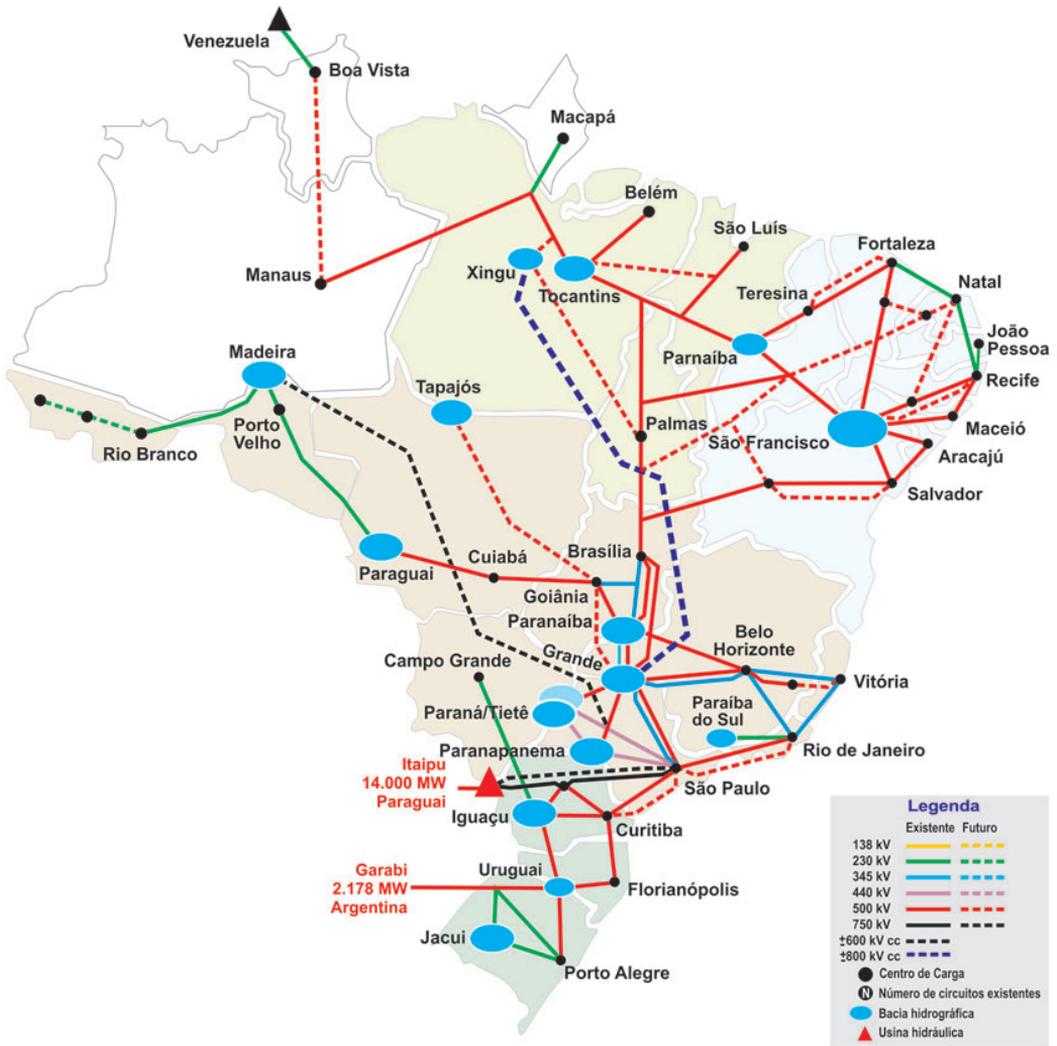


Figura 1.13 Mapa de integração eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2015).

Segundo a Aneel (2008), os sistemas isolados de maior porte são aqueles que fornecem energia às capitais Rio Branco (AC) e Porto Velho (RO), além daquele ligado a todo o estado de Roraima (com exceção da capital Boa Vista e arredores,

supridos pela Venezuela). Em 2014, de acordo com o Relatório do Plano Anual de Operação 2015 da GTON, o sistema Manaus foi considerado como interligado ao SIN, bem como o sistema Macapá, que teve início em janeiro de 2015. No relatório, era prevista uma carga própria total de 1.605.453 MW para o interior do estado do Amazonas em 2015, sendo a maior parcela do total planejado para os Sistemas Isolados no ano.

- *Distribuição*

As distribuidoras de energia elétrica são as principais encarregadas no atendimento ao público consumidor. Em 2008, totalizavam 63 concessionárias, de controle estatal ou privado, atendendo 61 milhões de unidades consumidoras. Em algumas pequenas regiões rurais, porém, são as cooperativas de eletrificação rural as responsáveis por essa distribuição, sendo 58 relacionadas pela Aneel em 2008.

Além de receberem toda a carga de abastecimento do país das companhias de transmissão, funcionando como um elo entre as usinas e a sociedade, as distribuidoras também têm a missão de transformar a carga recebida em tensões variáveis (de 88kV a 750kV) em uma tensão rebaixada e estabilizada, podendo ser de 127 ou 220 volts (além de algumas tensões menores para unidades industriais específicas) (ANEEL, 2008).

A regulação e controle das atividades desenvolvidas pelas distribuidoras fica a cargo da Aneel, através de indicadores como o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). A qualidade do serviço prestado e as tarifas cobradas ao consumidor são algumas dessas variáveis reguladas, sendo estas últimas cobradas de acordo com a quantidade de energia elétrica consumida pela residência no mês anterior em kWh (quilowatt-hora), com o acréscimo de encargos do setor elétrico e tributos determinados por lei (ANEEL, 2008). Os Encargos Setoriais recebidos pelas concessionárias de distribuição e os valores anuais arrecadados de cada no período de 2004 a 2013 estão especificados na Figura 1.4.

De acordo com a Aneel, para o cálculo das tarifas, os consumidores são divididos em A (alta tensão) e B (baixa tensão). O grupo A inclui, em geral, indústrias e estabelecimentos comerciais de médio e grande porte, e é dividido em seis subgrupos de acordo com a tensão de fornecimento requerida. Já o grupo B classifica, em quatro subgrupos, unidades consumidoras que fazem uso de tensões iguais ou inferiores a 2,3 kW. Nele, estão inclusas: residências (grupo B1), consumidores rurais (grupo B2), estabelecimentos comerciais e industriais de pequeno porte (grupo B3) e iluminação pública (grupo B4).

Encargos Setoriais	2004 R\$ Milhão	2005 R\$ Milhão	2006 R\$ Milhão	2007 R\$ Milhão	2008 R\$ Milhão	2009 R\$ Milhão	2010 R\$ Milhão	2011 R\$ Milhão	2012 R\$ Milhão	2013 R\$ Milhão
Reserva Global de Reversão – RGR Fonte: SFF-ANEEL	1.177,20	1.181,80	1.282,30	1.317,00	1.425,40	1.629,60	1.594,10	1.724,90	2.311,5	608,85*
Conta de Consumo de Combustível – CCC Fonte: SRE -ANEEL	3.322,60	3.419,30	4.525,70	2.870,60	3.523,30	3.021,00	5.173,40	5571,70	3.223,00	-*
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE Fonte: SRE / SAF-ANEEL (Valores Realizados)	220,20	270,80	307,10	327,40	358,70	375,30	385,70	464,70	195,9	467,21
PROINFA Fonte: SRE -ANEEL	-	-	385,20	634,50	895,70	1.5730	1.8160	1.794,30	2.252,7	2.589,65
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Fonte: SRE - ANEEL	1.455,40	2.044,10	2.283,40	2.469,70	2.483,70	2.841,80	2.960,60	3.313,80	3.722,6	1.024,02
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH Fonte: SFF / SRG-ANEEL	779,60	1.003,70	1.100,00	1.244,30	1.259,20	1338,50	1.514,90	1.635,80	1.726,97	1.590,92
Encargos de Serviços do Sistema – ESS Fonte: Relatório Anual da CCEE	138,70	266,30	311,80	161,60	2.399,80	527,70	1.731,50	1.416,60		6.259,31
Encargos de Energia de Reserva – EER Fonte: Relatório Anual da CCEE	-	-	-	-	-	31,70	311,90	321,00	866,95	295,24
Operador Nacional do Sistema – ONS Fonte: ONS / SFF-ANEEL	8,9	9,6	10,2	10,7	11,4	12,1	12,8	13,6	14,3	15,0

Figura 1.14 Encargos setoriais com valores arrecadados de 2003 a 2014.

Fonte: Aneel (2015).

1.3.3 Consumo

Ao longo dos anos, percebeu-se que o consumo de energia de uma população está intimamente vinculado com sua economia, através de uma relação diretamente proporcional: uma expansão na economia de uma região ou nação, por exemplo, costuma ser seguida pelo aumento do consumo de energia elétrica, o que pode ser explicado por vários fatores, dentre eles, o aumento do ritmo de produção industrial e a capacidade de uma fatia maior da população de adquirir eletrodomésticos e eletroeletrônicos. No Brasil, essa inter-relação entre economia, expressada através do Produto Interno Bruto (PIB), e o consumo de energia é visível na Figura 1.5.

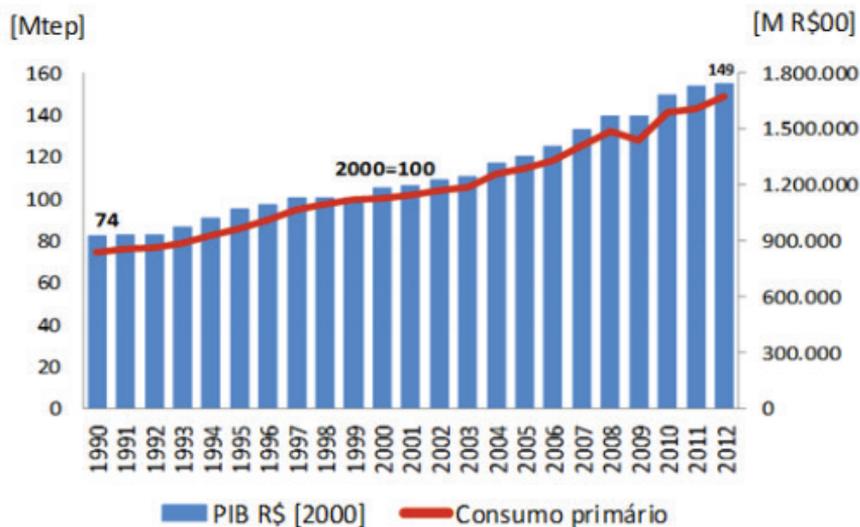


Figura 1.15 Comparação de dados relativos ao Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro, em reais, e o consumo interno de energia primária. Os dados de PIB estão ajustados usando adotando-se o valor de 2000 como referência e indicado como 100.

Fonte: Brasil (2015).

Além do crescimento do consumo devido ao desenvolvimento, outro fator que também contribuiu pras estatísticas de consumo brasileiras foi o aumento da população (ANEEL, 2008). Segundo dados do IBGE, consultados em novembro de 2015, apesar da taxa média geométrica de crescimento anual da população ter decrescido gradualmente ao longo dos anos entre 1890 e 2010 (Figura 1.16), o número de pessoas residentes no Brasil em 2010 era mais de 19 vezes maior do que aquele constatado em 1890 (Figura 1.17). Quanto maior é o número de pessoas vivendo em determinado local, maior é a necessidade daquele local em questão de suprimentos, sejam eles alimentos, água, espaço territorial disponível ou energia.

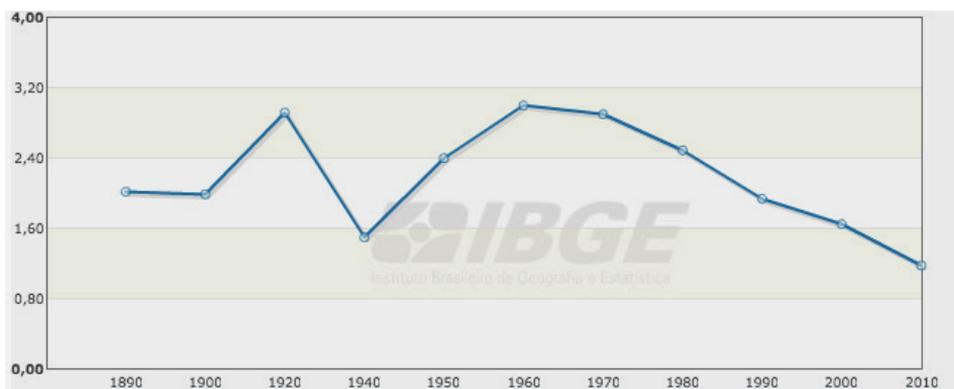


Figura 1.16 Taxa média geográfica de crescimento anual da população brasileira de 1890 à 2010.

Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (2015).

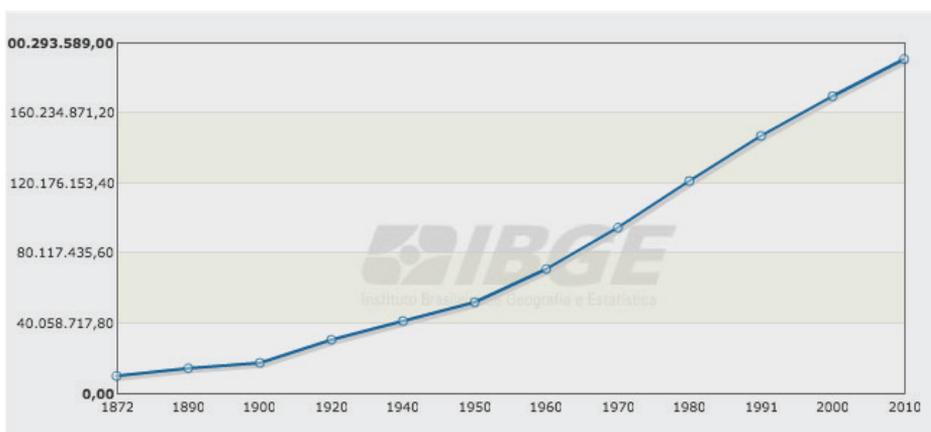


Figura 1.17 Crescimento absoluto da população brasileira de 1872 a 2010.

Fonte: IBGE (2015).

O Balanço Energético Nacional (BEN) de 2015, divulgado pelo MME com base no ano de 2014, mostra que 265,9 Mtep (10^3 toneladas equivalentes de petróleo padrão) de energia foram consumidos no Brasil durante o ano, dos 305,6 ofertados, o que mostra uma perda de 39,7 Mtep. Isso pode ser contrastado com os dados de 2013, em que as perdas constatadas foram aproximadamente 0,8% menores que aquelas de 2014. Isso é explicado com o incremento da geração térmica, o que acarreta em maiores perdas. Esses dados são observados na Figura 1.18.

Valores em Mtep		2014	2013
Oferta interna de energia ¹	↑	305,6	296,3
Consumo Final	↑	265,9	260,2
Perdas ²	↑	39,7	36,1

¹ OIE
² Inclui perdas na transformação

Figura 1.18 Oferta interna total de energia no Brasil *versus* consumo final, em Mtep, para os anos de 2013 e 2014, destacando as perdas ocorridas.

Fonte: Brasil (2015).

Ainda, o Balanço também mostra o consumo final de energia por fonte em 2014 (Figura 1.19). Os principais combustíveis automotivos (gasolina, etanol, gás natural e óleo diesel) somados lideram esse consumo, com uma porcentagem total de 40,7% do consumo no país, seguidos pela eletricidade, com 17,2%.

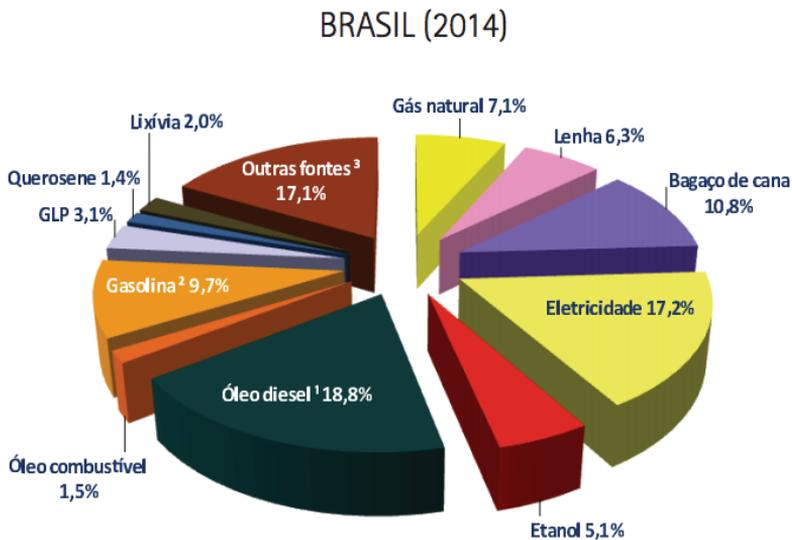


Figura 1.19 Consumo total de energia por fonte, no Brasil, no ano de 2014.

Fonte: Brasil (2015).

As indústrias lideraram o consumo em 2014, seguidas de perto pelo setor de transportes, ambos somando 65,5% do total (Figura 1.20). Nas indústrias, a eletricidade, o bagaço de cana, o carvão mineral e o gás natural têm destaque de uso. O uso de energias renováveis nesse setor representou 54% do total no ano (BRASIL, 2015).

Com relação ao consumo residencial, apesar de ter sido registrado um aumento no consumo de lenha e de gás liquefeito de petróleo (GLP) entre os anos de 2013 e 2014, a eletricidade ainda lidera esse consumo, com 45,8% do total em 2014 e aumento registrado de 5,7% em comparação com o ano de 2013 (BRASIL, 2015).

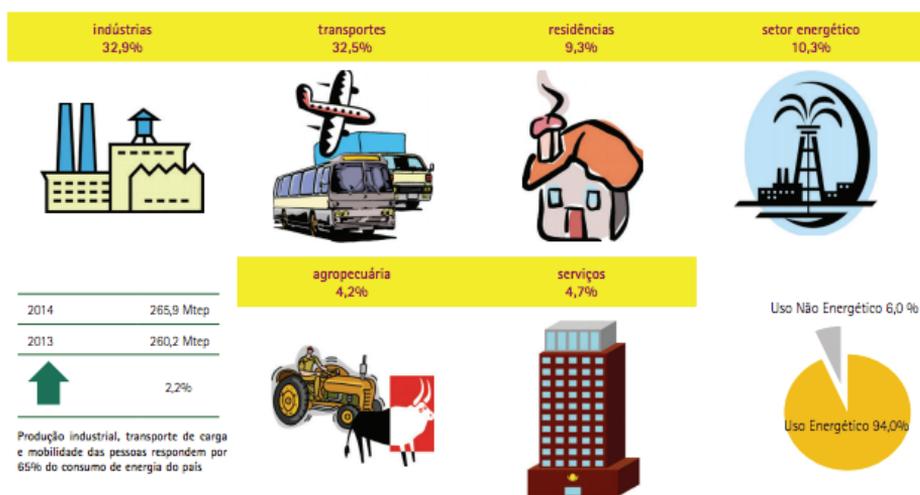


Figura 1.20 Consumo de energia por setor em 2014, e contraste com 2013.
 Fonte: Brasil (2015).

Segundo a EPE em sua Nota Técnica de Demanda de Energia para o ano 2050, publicada em agosto de 2014, certos aspectos-chave são analisados para as estimativas de longo prazo no que diz respeito ao consumo de energia no Brasil. Alguns desses aspectos são: o impacto do papel do consumidor final como agente do mercado de energia; a transformação modal do transporte brasileiro de cargas; a inserção de novas tecnologias em setores como indústria, transportes e residências; a evolução do perfil das edificações brasileiras; entre outros. A incerteza associada a cada um desses fatores gera uma grande diversidade nos cenários possíveis estimados. Porém, é possível de se afirmar que projeções realizadas por Camarano e Kanso (2009) e publicadas em documento do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) mostram que há a perspectiva de que a população brasileira alcance o número de 206,8 milhões de

habitantes em 2030, o que pode acarretar em um aumento do consumo de energia, como já foi observado no passado.

1.4 Desafios para o Desenvolvimento de Energias Sustentáveis

O aumento da participação de fontes de energia renovável na matriz energética brasileira e mundial mostra-se imprescindível para a promoção do desenvolvimento sustentável. Além disso, a disponibilidade restrita dos tradicionais combustíveis fósseis faz do desenvolvimento e aplicação de tecnologias que permitam o uso de fontes renováveis em grande escala um dos grandes desafios deste século, como previsto pelo Protocolo de Kyoto em 1997. Entretanto, as alternativas de produção sustentável de energia mais razoáveis não são óbvias e ainda não existe uma solução clara para a futura demanda energética mundial (DUNLAP, 2015).

Os desafios inerentes ao desenvolvimento de energias renováveis não envolvem somente o atendimento das necessidades energéticas futuras, mas também realizá-lo de forma coordenada à proteção do meio ambiente e recursos naturais, de modo a garantir a inclusão energética de toda a população (UM FUTURO..., 2010). Considerando esses desafios, segundo Dunlap (2015), os fatores de maior influência no desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis são: (a) disponibilidade de recursos; (b) fatores econômicos e tecnológicos; (c) fatores socioambientais; (d) fatores políticos; e (e) integração entre tecnologias novas e antigas. Esses fatores serão discutidos a seguir.

1.4.1 Disponibilidade de Recursos

A disponibilidade das fontes de energia renovável depende do local e da quantidade de energia disponível, assim como da capacidade de explorar esse recurso. Enquanto fontes de energia solar e eólica estão presentes em quase todas as partes do mundo, há também fontes que dependem de condições muito específicas e podem ser exploradas apenas pontualmente, como a energia maremotriz e geotérmica. A formação da matriz energética de um país é resultado principalmente de considerações econômicas, como a possibilidade de exploração e a disponibilidade dos recursos naturais. No caso do Brasil, a predominância de um sistema hidráulico é resultado direto da grande abundância de recursos hídricos. Entretanto, o país tem um inegável potencial para a exploração de outros recursos renováveis. Segundo a Aneel, enquanto

a região Norte apresenta o maior potencial para aproveitamentos hidrelétricos, o Sudeste, em especial o Estado de São Paulo, possui o maior potencial para instalação de usinas de biomassa. Já o Nordeste apresenta o maior potencial medido para produção de energia eólica, principalmente no litoral, e o maior potencial para produção de energia solar, como pode ser visto na Figura 1.21, por possui regiões com radiação solar comparável às melhores do mundo nessa variável.

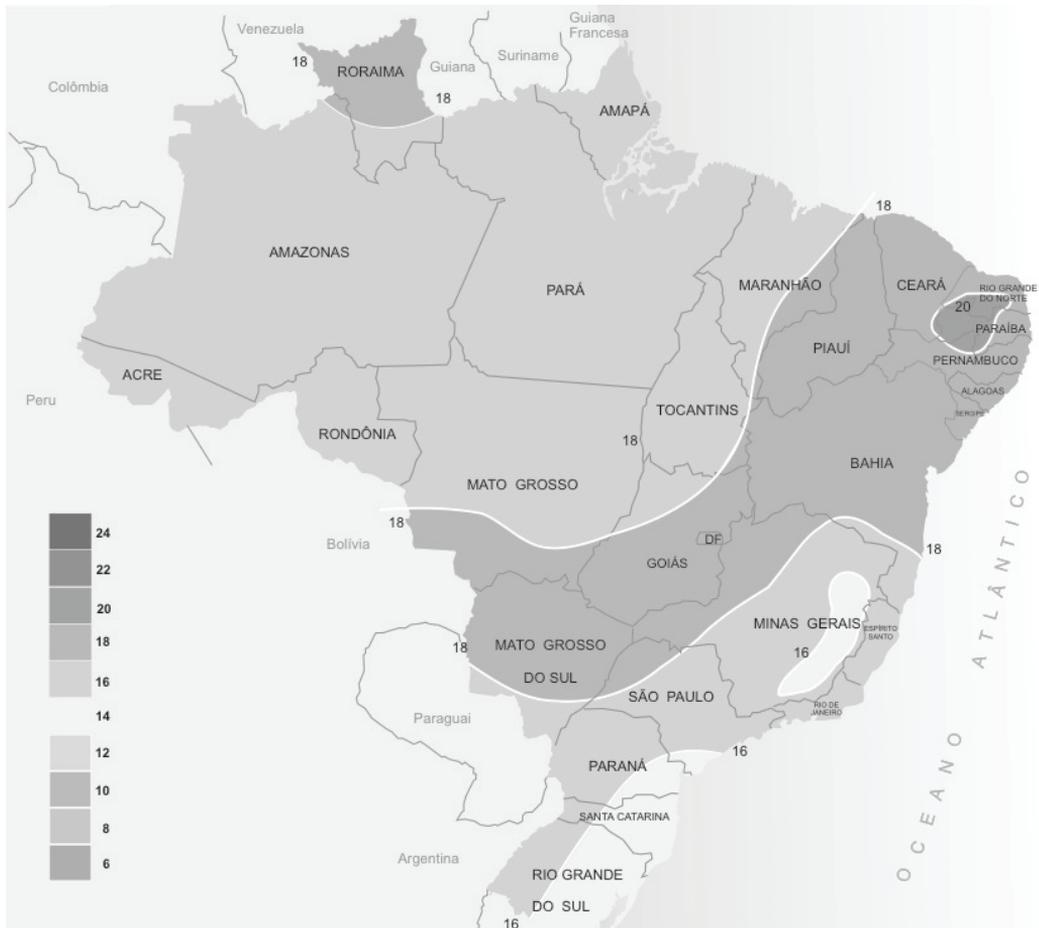


Figura 1.21 Atlas solarimétrico do Brasil - Radiação solar global diária, média anual (MJ/ m². dia).

Fonte: Tiba et. al. (Coord.) (2000)

Além das limitações de recursos e de locais, nossa capacidade em explorar essas energias pode ser prejudicada por outros fatores. Segundo Dunlap (2015), o uso da energia solar para a produção de eletricidade caracteriza-se como um bom exemplo

disso. Embora a parcela de luz emitida pelo sol que chega a superfície terrestre seja muito pequena, ela possui energia suficiente para satisfazer todas as necessidades energéticas do mundo. Para isso, equipamentos apropriados, como células fotovoltaicas, são necessários para converter toda essa energia em energia elétrica. Entretanto, uma das células fotovoltaicas com grande desempenho de conversão, a célula solar CIGS, necessita de grande quantidade dos elementos químicos Cobre, Índio, Gálio e Selênio, para ser produzida. Esses elementos são relativamente raros e caros, constituindo uma das limitações econômicas da produção de energia solar. Além disso, a quantidade desses elementos produzida atualmente é milhares de vezes menor do que a que seria necessária para produzir células solares para suprir as necessidades mundiais de consumo de energia (BLEIWAS, 2010). Outras opções de tecnologia para as células fotovoltaicas já existem ou podem ser desenvolvidas, mas as mais promissoras sofrem com limitações similares. Esse exemplo ilustra, portanto, os desafios na disponibilidade de recursos que acompanham a implementação de tecnologias de energias renováveis (DUNLAP, 2015).

1.4.2 Fatores Econômicos e Tecnológicos

O desenvolvimento tecnológico de energias renováveis tem como objetivo alcançar maior qualidade e eficiência na produção e na aplicação dos recursos energéticos (ANEEL, 2008). Entretanto, embora a tecnologia apropriada para explorar certo tipo de energia exista, apenas isso não garante que o seu desenvolvimento será ambientalmente ou economicamente viável. Como exemplo, temos as tecnologias para armazenamento de energia. A ineficiência no armazenamento da maioria das energias renováveis faz com que elas sejam economicamente desinteressantes. Os problemas vão desde o alto custo dos sistemas de armazenamento, no caso das baterias, até alguns problemas de segurança, no caso do armazenamento de ar comprimido ou das *flywheels* (volantes de inércia). Contudo, o custo da maioria das tecnologias de energia renovável vem gradualmente caindo e avanços técnicos esperados resultariam em reduções ainda maiores (IPCC, 2012).

No caso do Brasil, embora o potencial de aproveitamento das fontes renováveis de energia seja grande, ainda há barreiras de mercado a serem transpostas para implementação comercial das tecnologias de geração (WORLD WIDE FUND FOR NATURE - WWF, 2012). A escala de produção dessas tecnologias apresenta-se como um dos grandes desafios para sua implantação efetiva, devido ao tamanho reduzido dos parques industriais e à existência de um mercado restrito, fazendo com que os custos de instalação permaneçam altos.

O custo inicial de investimento de uma unidade de energia renovável é normalmente mais alto do que o de uma unidade de energia não renovável. Devido ao fato de que esse tipo de tecnologia exige um grande gasto inicial de implantação, ela se torna inviável para grande parte de potenciais compradores, principalmente em países em desenvolvimento (IPCC, 2012). Dessa forma, a determinação da viabilidade financeira em longo-termo da construção e produção de energia por essas unidades renováveis é essencial para a escolha do tipo mais adequado de energia a ser explorado em certa região.

Existem diversos métodos para a análise econômica de investimentos em energia. O método do *Tempo de Retorno* (PP) é um dos mais utilizados nos diagnósticos energéticos, por tratar-se de um método mais simples, que apresenta poucos cálculos e possui um conceito de fácil assimilação (IPCC, 2012). O período retorno (payback) representa intervalo de tempo (meses ou anos) necessários para que o custo correspondente ao investimento inicial seja recuperado. Contudo, este método apresenta algumas desvantagens, por não considerar os fluxos de caixa que ocorrem depois da finalização do payback e considerar a flutuação do valor do dinheiro no tempo. O PP pode ser calculado pela fórmula:

$$PP \text{ (anos)} = \frac{CI}{PA * V - O\&M}$$

[Equação 1.1]

Em que:

CI: Custo total para instalação do sistema de geração de energia [R\$];

PA: Produção anual de energia [MWh/ano] ;

V: Preço de mercado da energia [R\$/MWh];

O&M: Custos de manutenção e operação, incluindo substituições e renovações durante o tempo de vida do sistema [R\$/ano].

Exemplo 1.1: Determine o payback de uma Central Eólica de 30 MW, considerando que o custo de instalação é de R\$ 3.500.000 por MW, o fator de capacidade é de 44%, a despesa com O&M é de R\$ 16,00 por MWh, e o preço médio da energia eólica ficou em R\$ 100/MWh no ano cotado.

Solução:

$$CI = 30 \text{ MW} \times 3500000 \text{ R\$/MW} = \text{R\$ } 105.000.000$$

$$PA = 0,44 \times 30 \text{ MW} \times 24 \text{ h/dia} \times 365 \text{ dia/ano} = 115632 \text{ MWh/ano}$$

$$V = \text{R\$ } 100/\text{MWh}$$

$$\text{O\&M} = \text{R\$ } 16 /\text{MWh} \times 0,44 \times 30 \text{ MW} \times 24 \text{ h/dia} \times 365 \text{ dia/ano} = \text{R\$ } 1850112 /\text{ano}$$

$$PP = \frac{105000000}{115632 \times 100 - 1850112} = 10,81 \text{ anos}$$

O payback é portanto de aproximadamente 11 anos, ou seja, o acionista precisaria esperar 11 anos para reaver todo o dinheiro investido, o que corresponde a metade da vida útil de uma turbina eólica.

O método do *Custo Nivelado de Energia* (LCOE – Levelized Cost Of Energy) também pode ser utilizado na avaliação de plantas de energia. Esse método possibilita a análise de diversos tipos de empreendimentos com escalas de operação, investimento e tempo de operação diferentes (NEVES JÚNIOR, 2010). O LCOE equivale ao preço médio pago pelos consumidores de energia elétrica ao fornecedor para que haja a recuperação do investimento inicial no empreendimento, a uma taxa de mínima definida (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995). De acordo com Short, Packey e Holt (1995), a fórmula para o cálculo do LCOE pode ser descrita como:

$$TLCC = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}$$

[Equação 1.2]

Em que:

TLCC: Custo Total do Ciclo de Vida (Total Life-Cycle Cost) [R\$];
 Cn: Custo no período “n” (Operação e manutenção) inclusive o investimento no período zero (investimento inicial) [R\$];

N: Período analisado
 [anos];

d: Taxa de desconto
 [%].

Já o Custo Total do Ciclo de Vida pode ser calculado por:

$$LCOE = \frac{TLCC}{\{\sum_{n=1}^N [Q_n \div (1+d)^n]\}}$$

[Equação 1.3]

Em que:

LCOE: Custo Total do Ciclo de Vida [MWh/ R\$];

Qn: Energia gerada no período “n” [MWh];

d: Taxa de desconto [%];

N: Período de análise [anos].

O LCOE é apresentado pelo IPCC (2012) na unidade de centavos de dólares americanos por quilowatt (cents USD\$/kWh) para diferentes tipos de energia renovável, o que permite comparar a sua viabilidade econômica (Tabela 1.1). Entretanto, apesar de permitir a comparação de diferentes alternativas de investimento, o método do LCOE não é recomendado para a análise de alternativas que se excluem mutuamente, devido ao fato que investimentos de diferentes tamanhos não são considerados (NEVES JÚNIOR, 2010).

Tabela 1.1 LCOE de diferentes energia renováveis.

Recurso	Tecnologia	Magnitu- -de (MW)	Custo do Investimento (USD/kW)	Fator de capacidade (%)	Vida útil (anos)	LCOE		
						Taxa de desconto	3%	7%
Energia Solar Direta	Placa fotovolt aica	0,5-100	3.100–6.200	15–27	20-30	8,4	13	16–
						–	–	52
Energia Hidrelétr.	Todas	0,1- 20.000	1.000–3.000	30–60	40-80	1,1	1,8	2,4
						–	–	-
Energia Eólica	Turbina s Grandes	5-300	1.200–2.100	20–40	20	3,5	4,4	5,2
						–	–	–17
						10	14	

Fonte: Adaptado de IPCC (2012).

Embora, segundo o IPCC (2012), o preço das placas solares tenha diminuído aproximadamente dez vezes nos últimos 30 anos, a partir da Tabela 1.1, é possível perceber que o custo de investimento em placas solares fotovoltaicas é ainda bem maior que para tecnologias de exploração hídrica e eólica de magnitudes maiores. Consequentemente, o LCOE para a energia solar é o maior dentre os três tipos de energia. Entretanto, em algumas aplicações, como em áreas rurais isoladas em países em desenvolvimento, os sistemas de placas solares já são mais competitivos com outras energias. Além disso, embora a energia hidráulica tenha custo médio de investimento maior que da energia eólica, sua magnitude pode ser bem maior e sua tecnologia é mais tradicional e eficiente, havendo maior conhecimento sobre sua implantação.

1.4.3 Fatores Socioambientais

A utilização de combustíveis fósseis é considerada como causa de grande parte das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (ENERGIAS..., 2012). No ano de 2012, segundo a IEA (2014), um total de 31.734,3 MtCO₂ foram emitidos pela combustão de combustíveis fósseis, o que representou um aumento de mais de 50% comparado às emissões de 1990. O aumento da eficiência energética e o crescimento da participação das fontes de energia renovável na matriz mundial são consideradas

como a principal solução para a redução das emissões dos gases estufa, visando abrandar as mudanças climáticas. Como as energias alternativas provêm de ciclos de conversão da radiação solar, fonte natural primária de grande parte da energia disponível na Terra (PACHECO, 2006), elas são vistas geralmente como menos impactantes que os combustíveis fósseis. Entretanto, embora todas as energias renováveis produzam menos CO₂ por unidade de energia elétrica produzida, nenhuma delas é realmente livre da emissão de gás carbônico.

A Tabela 1.2 mostra os resultados da análise da emissão de gases estufa emitidos pela geração de energia elétrica por diferentes fontes de energia, considerando todo o seu ciclo de vida. A tabela apresenta a massa de CO₂ gerada por unidade de eletricidade produzida pela fonte de geração, considerando as emissões durante todo o tempo de vida da facilidade. Dentre as fontes consideradas, é possível perceber que os combustíveis fósseis carvão e gás natural são, sem dúvida, os maiores emissores de gases estufa, devido principalmente à sua combustão, que envolve a oxidação do carbono no combustível (DUNLAP, 2015). Além disso, embora em menor escala, as energias renováveis também são responsáveis por emitir CO₂ durante o ciclo de vida da produção de energia elétrica. Os valores variam para essas fontes alternativas, pois a quantidade de gases emitida depende do nível de detalhe da análise do ciclo de vida da facilidade, que pode variar muito em facilidades diferentes. Surpreendentemente, como Dunlap (2015) aponta, a energia solar é a maior emissora de gases estufa, dentre as energias renováveis analisadas. Isso pode ser explicado pelo fato de que placas solares fotovoltaicas representam uma tecnologia que requer, de modo intensivo, materiais relativamente raros para que seja possível explorar uma fonte de baixa densidade de energia. Esses materiais, por sua vez, demandam muita energia para serem produzidos. Como exemplo, tem-se a mineração de enorme quantidade de matéria-prima para que seja extraída pequena quantidade do componente da placa. Além disso, é necessária alta tecnologia para a produção dessas placas e muitas placas para a produção da energia desejada, pelo fato do sol ser uma fonte energética de baixa densidade (DUNLAP, 2015).

Tabela 1.2 Emissão de gases estufa (CO₂) da geração de energia elétrica de diferentes fontes de energia.

Recurso Energético	CO ₂ (kg/MWh)
Carvão	955
Gás Natural	430
Solar Fotovoltaica	98-167
Eólica	7-9
Geotérmica	7-9
Hidroelétrica	3,6-11,6

Fonte: Adaptado de Dunlap (2015).

Além das emissões indiretas de gases estufa, outros fatores ambientais também devem ser considerados para a implantação de energias renováveis. No caso da energia eólica ou solar, parques de geração de eletricidade requerem grandes áreas para a produção significativa de energia, o que pode causar desmatamento, fragmentação e perda de habitats, e perda de áreas agrícolas, afetando diretamente o ambiente natural e a qualidade de vida humana (DUNLAP, 2015). Já as barreiras socioculturais estão relacionadas à aceitação dessas tecnologias pelo público. Como exemplo, tem-se a influência das questões estéticas na instalação de painéis solares nos telhados residenciais, ou a aceitação da alteração da paisagem natural proveniente da instalação de um parque de turbinas eólicas (ENERGIAS..., 2012).

No que tange a realidade brasileira, uma outra questão social que propõe um desafio para a implantação dessas energias é a quantidade insuficiente de profissionais qualificados para a área. Segundo Guerra e Youssef (2011), pesquisas indicam que a grande maioria das empresas abordadas se depara com dificuldades para encontrar profissionais disponíveis na área de energias renováveis. Entre as diversas dificuldades para encontrar e selecionar profissionais, estariam a falta de qualificação técnica especializada e de formação multidisciplinar. Além disso, há pouca oferta de ensino sobre energias renováveis no país, sendo projetos de pesquisa com capital estrangeiro e laboratórios de pesquisa com investimento privado as formas de atuação na área mais utilizadas pelas instituições de ensino superior (GUERRA; YOUSSEF, 2011).

1.4.4 Fatores Políticos

Políticas públicas de investimento no setor de energias renováveis no Brasil podem combater barreiras de mercado e diminuir os custos de produção de eletricidade. Incentivos fiscais e de crédito são essenciais para ampliar o mercado e encorajar investimentos privados no setor. Além disso, metas de aumento da

participação dessas fontes na matriz devem ser bem estabelecidas para que sejam executadas de modo eficaz (WWF, 2012). Alguns dos dispositivos legais nacionais que incentivam o desenvolvimento de fontes alternativas renováveis estão detalhados a seguir. Não estão incluídos nesses os dispositivos referentes aos grandes potenciais hidrelétricos, tecnologia já madura e mais competitiva no Brasil. Segundo Energias... (2012), esses dispositivos são:

Lei nº 5.655: criada em 20 de maio de 1971, essa lei prevê em seu artigo 4º o investimento dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) na produção de energia a partir de fontes eólica, solar, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas e a instituição de um programa de incentivo pela Eletrobrás para o uso de equipamentos destinados à produção de energia elétrica a partir da energia solar. O RGR é um tributo pago por empresas de energia elétrica.

Lei nº 9.427: criada em 26 de dezembro de 1996, abrange diversas propostas que favorecem as fontes renováveis de energia. Essa lei simplifica os procedimentos de autorização para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1 000 kW e igual ou inferior a 30 000 kW, característicos de pequenas centrais hidrelétricas. O artigo também determina descontos de mais de 50% nas taxas de transmissão e distribuição para PCH's, para os centrais hidroelétricas com potência menor ou igual a 1 000 kW e para aqueles com fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada. As PCHs também são isentas do pagamento da compensação financeira pela exploração dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica.

Lei nº 9.478: criada em 6 de agosto de 1997, incluiu nos objetivos da política energética nacional o desenvolvimento de fontes alternativas de energia e confere ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) o dever de rever com frequência as matrizes energéticas das diversas regiões do país, considerando as fontes convencionais e alternativas de energia e as tecnologias disponíveis, e de estabelecer as diretrizes de programas de uso da energia solar, da energia eólica e de outras fontes alternativas.

Lei nº 9.648: criada em 27 de maio de 1998, determina a quem se destinarão os recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), reservada para compensar os custos adicionais de geração de eletricidade nos sistemas isolados. O CCC é destinado principalmente à geração de energia elétrica a partir de PCHs ou de fontes eólica, solar, de biomassa e de gás natural, implantadas em sistema elétrico isolado,

que substituam a geração termelétrica fóssil ou desloquem sua operação para atender o mercado.

Lei nº 10.438: criada em 26 de abril de 2002, institui o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que objetiva aumentar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, PCHs e biomassa nas áreas atendidas pelos sistemas interligados.

O Proinfa é considerado uma das mais importantes experiências brasileiras de incentivo às fontes renováveis de energia. O programa começou a funcionar efetivamente dois anos após sua criação, objetivando aumentar a participação das fontes alternativas no Sistema Interligado Nacional. O Proinfa seria realizado em duas etapas, entretanto, a segunda etapa, que se iniciaria quando a meta para capacidade total instalada de energia da primeira fase fosse concretizada, está atrasada e sem previsão de início. Na primeira etapa, o programa incentivou o desenvolvimento das fontes de energia renovável (eólica, biomassa, e PCHs), de modo a ampliar a sua competitividade no mercado, gerar ganhos em grande escala, promover aprendizagem tecnológica e assimilar os benefícios ambientais, sociais, técnicos e econômicos de projetos de geração por fontes renováveis (WWF, 2012). A Eletrobrás é responsável por comprar a energia produzida com o auxílio do programa com contratos de 20 anos de duração e valores pré-definidos, e revisões tarifárias repassam os custos ao consumidor final seguindo o mecanismo das tarifas feed-in. Entretanto, esse mecanismo é acusado, em outros países, de ser ineficiente, caro, e incapaz de criar sozinho um mercado mais competitivo entre as fontes renováveis (DUTRA; SZKLO, 2006). Além desse mecanismo, o Proinfa apresenta um mecanismo para subsidiar investimentos, disponibilizando linhas especiais do BNDES para projetos selecionados.

Como meta da primeira etapa, o programa estipula a implementação de uma capacidade instalada de 3,29 milhões de kW produzida por 144 usinas de energia renovável - 63 PCHs, 54 usinas eólicas e 27 usinas de biomassa. Ademais, 60% dos custos de construção dos projetos devem ser nacionalizados, contribuindo para a inserção de pequenos produtores de energia no setor e diversificação deste. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) criou linhas de crédito para cobrir até 70% dos investimentos. Embora não haja dados sobre o valor investido pelo banco no Proinfa, no ano de 2011 a quantidade investida pelo BNDES em energias renováveis aumentou 61% com relação ao ano anterior, com um montante total de 928 milhões, dos R\$ 2,1 bilhões destinados ao setor energético (WWF, 2012).

1.4.5 Integração de Tecnologias Novas e Antigas

Os benefícios da utilização de fontes de energia renovável para o ambiente e para a sociedade são amplamente reconhecidos. Entretanto, a sua natureza variável e muitas vezes imprevisível apresenta desafios à sua integração em grande escala na rede de energia. De acordo com Rodrigues Junior (2011), alguns desses desafios são: as flutuações de energia gerada; a reduzida garantia de potência e de energia; o impacto na regulação da tensão na rede local; e a estabilidade do sistema elétrico. As particularidades dos sistemas de energia representam grande parte do problema, pois esses precisam equilibrar as relações de oferta e demanda elétrica, devido a limitação das soluções de armazenamento de energia elétrica.

As flutuações de potência das fontes de energia renovável são provenientes das características dos seus recursos primários de origem, que possuem ciclos naturais que fazem com que sua disponibilidade varie ao longo do tempo, em diferentes escalas. Assim como a vazão dos rios apresentam períodos de cheia e de estiagem, alterando a capacidade de produção de energia de PCH's, a intensidade da radiação do sol incidente em determinada área varia ao longo do dia e das estações do ano. Os parques solares também podem ter sua produção afetada pela chuva e por dias nublados. Entretanto, a flutuação na geração de fonte eólica é aquela que atrai maior atenção de especialistas, pesquisadores e empreendedores, devido as suas variações de potência horárias e diárias (IEA, 2015).

Essas flutuações fazem com que seja necessária a utilização de outras fontes energéticas, geralmente não renováveis, para compensá-las. Dessa forma, o impacto causado pelas flutuações será diferente também conforme o tipo de fonte energética utilizada para sua compensação. Enquanto algumas centrais recorrem a fontes como sistemas térmicos a base de caldeiras, que impedem que mudanças rápidas na potência produzida sejam executadas e fazem da central mais inflexível, outras utilizam fontes que permitem maior flexibilidade de produção, como centrais hídricas e turbinas a gás (RODRIGUES JUNIOR, 2011). Portanto, como a flexibilidade de cada sistema eletroprodutor pode variar, sistemas que produzem a mesma quantidade de energia renovável enfrentarão diferentes níveis de dificuldade para a integração em larga escala dessa energia à rede tradicional (HOLTTINEN et al., 2008). Entretanto, uma solução para esse problema seria a utilização conjunta de diferentes fontes renováveis. Por exemplo, já existe no Nordeste do Brasil uma parque híbrido que une a geração de energia solar e eólica. Essa é uma solução interessante, pois, dentre as fontes renováveis, a eólica é a que apresenta maior incerteza na potência que será entregue à rede em cada instante, mas oferece razoável segurança quanto à entrega de ao longo do ano. A solar, por sua

vez, possui um número limitado de horas por dia em que pode produzir energia, sendo compensada a noite pela produção de energia elétrica pelas turbinas eólicas.

Além disso, como diferentes tecnologias de conversão de energia são utilizadas para produzir energia de fontes alternativas, elas possuem diferentes capacidades para regular o fornecimento de potência à rede, causando grande aos seus perfis de tensão (RODRIGUES JUNIOR, 2011). Por exemplo, enquanto parques solares fotovoltaicos apresentam somente uma configuração típica, que envolve a conversão da radiação solar diretamente em energia elétrica, estando conectados à rede por um inversor, os parques eólicos apresentam quatro configurações principais diferentes, com capacidades de regulação que diferem entre si.

De acordo com a IEA (2015), a integração de fontes renováveis ao sistema não representa barreiras significativas se a parcela adicionada a rede não for muito grande. Uma baixa parcela de energia de fontes renováveis no sistema representa aproximadamente de 5% a 10% da produção anual, e não requer significativo desafio técnico para a sua operação. Entretanto, para evitar complicações, a Agência sugere que é necessário controlar a concentração de usinas de fontes renováveis em um mesmo local, garantir que essas usinas possam estabilizar a rede quando necessário, e prever sua capacidade de produção para auxiliar o planejamento de outras usinas de energia na região. Entretanto, para que essas fontes sejam integradas de modo custo-efetivo em grande escala no sistema de energia, o sistema como um todo tem que se transformar, de forma a evitar custos adicionais e aumento no preço da energia (IEA, 2015).

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25 nov. 2015.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3.ed. Brasília, 2008.

BLEIWAS, D.I. **Byproduct mineral commodities used for the production of photovoltaic cells**. 2010. (Geological Survey Circular 1365). Disponível em:<<http://pubs.usgs.gov/circ/1365/>>. Acesso em: 19 nov. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Disponível em:<www.mme.gov.br>. Acesso em: 9 nov. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:<www.epe.gov.br>. Acesso em: 22 nov. 2015.

_____. **Anuário estatístico de energia elétrica**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em:<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em: 29 de nov. 2015.

_____. **Nota técnica DEA 10/14: consumo de energia no Brasil – análises setoriais**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2014. (Estudo da Eficiência Energética). Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2010-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf>>. Acesso em: 28 nov. 2015.

_____. **Nota técnica DEA 13/14: demanda de energia – 2050**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2014. (Estudos de Demanda de energia). Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: 28 nov. 2015.

_____. **Plano decenal de expansão de energia 2023**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível

em:<<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>>. Acesso em: 19 nov. 2015.

CAMARANO, A.A.; KANSO, S. **Perspectivas de crescimento para a população brasileira**: velhos e novos resultados. Rio de Janeiro: IPEA, 2009.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. Disponível em:<<http://memoriadaeletricidade.com.br/default.asp>>. Acesso em: 17 nov. 2015.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Memória CEMIG**. Disponível em:<http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 17 nov. 2015.

DUNLAP, R.A. **Sustainable energy**. Halifax: Dalhousie University, 2015.

DUTRA, R.M.; SZKLO, A.S. **A Energia eólica no Brasil**: proífa e o novo modelo do setor elétrico. Rio de Janeiro: Congresso Brasileiro de Energia, 2006. Impresso – páginas 855 a 868.

ENERGIAS renováveis riqueza sustentável ao alcance da sociedade. Relator P.UCZAI; equipe técnica W.M.Tavares (Coord.) e A.P.Queiroz. Brasília: Câmara dos Deputados, Edições Câmara, 2012. Cadernos de Altos Estudo, 10).

UM FUTURO com energia sustentável: iluminando o caminho. Tradução M.BORBA; N.GASPAR. São Paulo: FAPESP; Amsterdam: InterAcademy Council; Rio de Janeiro: Academia Brasileira de Ciências, 2010. Disponível em:<<http://www.fapesp.br/publicacoes/energia.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2015.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia e meio ambiente no Brasil**. Estudos Avançados, 21 (59), 2007, pp. 7 – 20.

GOMES, J.P.P.; VIEIRA, M.M.F. O Campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **RAP**: revista de administração pública, Rio de Janeiro, v.43, n.2, p.295-321, mar./abr. 2009. Disponível em:<<http://www.scielo.br/pdf/rap/v43n2/v43n2a02.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2015.

GUERRA, J.B.S.; YOUSSEF, Y. **As Energias renováveis no Brasil**: entre o mercado e a universidade. Palhoça: Unisul, 2011. Disponível

em:<http://www.jelare_project.eu/Downloads/Energias_Renovaveis_no_Brasil.pdf>.
Acesso em: 27 nov. 2015.

GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE – GTON. **Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados**. Eletrobrás, 2014.

HOLTTINEN, H. et al. Using standard deviation as a measure of increased operational reserve requirement for wind power. **Wind Engineering**, v.32, n.4, p.355-378, 2008.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Séries estatísticas**. Disponível em:<<http://seriesestatisticas.ibge.gov.br/default.aspx>>. Acesso em: 28 nov. 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Variability of wind power and other renewables - management options and strategies**. Paris: OECD, 2005.

_____. **World energy outlook 2015**. Paris: OECD, 2015.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Renewable energy sources and climate change mitigation**: special report of the intergovernmental panel on climate change. Nova York: Cambridge University Press, 2012.

NEVES JÚNIOR, R.M.N. **Modelo financeiro para desenvolvimento de negócios em energia renovável**. 2010. 74P. Monografia (MBA) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, École Supérieure de Commerce de Troyes, Université Sorbonne Nouvelle, Porto Alegre, 2010.

NOBLE, B.F. **Environmental impact assessment**: a guide to principles and practice. Oxford: Oxford University Press, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em:<www.ons.org.br>. Acesso em: 18 nov. 2015.

PACHECO, F. Energias renováveis: breves conceitos. **Conjuntura e Planejamento**, Salvador, n.149, p.4-11, out. 2006. Disponível em:<http://ieham.org/html/docs/Conceitos_Energias_renovaveis.pdf>. Acesso em: 27 nov. 2015.

PORTAL BRASIL. **Sistema interligado nacional**: sistemas isolados. 2011. Disponível em:<<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/sistemas-isolados>>. Acesso em: 19 nov. 2015.

RODRIGUES JUNIOR, L.C. **Integração de fontes renováveis no sistema eléctrico através de Centrais Renováveis Virtuais**. 2011. 98p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2011. Disponível em:<http://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/7925/1/ulfc102597_tm_Luis_Rodrigues_Junior.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2015.

SHORT, W.; PACKY, D.J.; HOLT, T. **A Manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. Golden: NREL, 1995.

TIBA, C. (Coord.). **Atlas solarimétrico do Brasil**: banco de dados terrestres. Recife: Editora Universitária da UFPE, 2000.

WORLD WIDE FUND FOR NATURE. **Sumário para tomadores de decisão**: além de grandes hidrelétricas. Políticas para fontes renováveis de energia eléctrica no Brasil. Brasília, 2012. Disponível em:<http://d3nehc6y19qzo4.cloudfront.net/downloads/alem_de_grandes_hidreletricas_sumario_para_tomadores_de_decisao.pdf>. Acesso em: 24 nov. 2015.



Capítulo 2. Aproveitamento Hidrelétrico

2.1 Generalidades/Introdução

2.1.1 Introdução às Pequenas Centrais Hidrelétricas

O Brasil é um dos países que possuem a maior reserva mundial de hidroenergia devido à imensa quantidade de rios que o cobre. Este recurso é o mais utilizado para geração de eletricidade (cerca de 70%), sendo o potencial hidrelétrico brasileiro estimado em 261.400 MW, equivalente a quase nove milhões de barris(petróleo)/dia. Entretanto, devido à menor oferta hídrica dos últimos anos, ocorreu um recuo da participação de energia hidrelétrica na matriz energética brasileira, de 84,5% em 2012 para 79,3% em 2013 e 65,2% em 2014, apesar do aumento de 3.177 MW na potência instalada (BRASIL, 2015).

Apesar deste enorme potencial, é importante salientar que uma possível crise de energia não é uma crise de fontes, mas uma crise criada pelo problema econômico. Durante a década da “prosperidade”, década de setenta, o Brasil cresceu em hidroeletricidade a taxas de 12,2% ao ano. Durante este período criou-se a famosa dívida externa brasileira. Com o início dos anos oitenta, a crise econômica mundial levou o Brasil a uma grande recessão, os investimentos diminuíram e o crescimento desceu a taxas de 6% ao ano. Em 1987 observou-se um crescimento de 4% somente. Aliado à questão econômica, as tarifas cobradas por eletricidade não permitiram novos investimentos. Na época, o setor elétrico possuía dívidas superiores a 20 bilhões de dólares. No final dos anos 90, a expansão na produção de energia hidrelétrica também foi pequena, quando comparada à expansão da oferta interna de energia. Como

consequência da modesta expansão deste período, ocorreram racionamentos em 2001-2002 por grande parte do sistema elétrico interligado (BRASIL, 2007).

Em contrapartida, segundo a série histórica do Balanço Energético Nacional, em todo o período que vai de 1970 a 2007, de modo geral, ocorreu uma expansão do consumo global de energia no país, abrangendo derivados de petróleo, gás natural, energia elétrica, e outros. Além do crescimento populacional, o aumento do número de unidades consumidoras formalmente ligadas à rede elétrica também contribuiu para esse comportamento (ANEEL, 2008). Portanto, o consumo de energia no país cresce de forma mais acelerada que o aumento na produção desta, levando a questões como a possibilidade do esgotamento dos recursos energéticos, a expansão dos impactos ao meio ambiente, e a necessidade de investimentos em pesquisas e aproveitamento de fontes renováveis de energia.

Uma alternativa para essa questão energética nacional é a construção de uma sucessão de Pequenas Centrais Hidrelétricas, conhecidas pela sigla PCHs. Essas funcionam, em geral, com reservatórios mínimos ou derivações de cursos d'água permanentes. Apesar do grande potencial de recursos naturais possíveis de serem aproveitados pelas PCHs, observa-se muitas vezes que as necessidades energéticas de uma propriedade são supridas por um grupo motor-gerador ou por outros meios bioenergéticos possíveis.

Não há dúvidas de que as pequenas centrais possuem tecnologia simples e permitem uma infinidade de arranjos, que, implementados, atendem todas necessidades da propriedade no que tange à energia elétrica, tais como: irrigação, secagem e armazenamento de grãos, acionamento de moinhos, debulhadeiras e ferramentas em geral, mostrando-se altamente viáveis.

Esse capítulo tem como objetivo fornecer conceitos básicos e procedimentos práticos que, aplicados ao projeto de uma pequena central hidrelétrica, fornecem resultados bastante satisfatórios.

- Programa Nacional de PCHs (PNPCHs)

No início de 1984 foi aprovado pelo Governo brasileiro o programa nacional de PCHs com os seguintes objetivos a curto, médio e longo prazo:

- Redução do consumo de derivados de petróleo, principalmente óleo diesel, que comanda as importações brasileiras de óleo cru, na geração de energia elétrica, inclusive reduzindo o óleo gasto no transporte do próprio combustível;
- Complementação das condições básicas de formação de infraestrutura à expansão de fronteiras agrícolas, criando condições para o maior

beneficiamento dos produtos e conseqüentemente economia no transporte pela diminuição das cargas “in natura”, melhoria de qualidade de vida local e a geração de empregos e, conseqüentemente, diminuição de migrações internas para os grandes centros;

- Alternativa para energização rural nos casos em que se apresenta mais competitividade que a extensão de redes de transmissão;
- Suprimento à indústria de tecnologia que utiliza intensamente a eletricidade, em regiões dotadas de matéria prima, onde possa substituir a instalação de linhas de transmissão;
- Realização de projetos com pequeno prazo de maturação, o que possibilita uma melhor distribuição no tempo dos investimentos e sua rápida absorção;
- Utilização de fatores de produção locais, incluindo forte demanda de mão-de-obra não especializada;
- Utilização de equipamentos de fabricação brasileira.

Nesse contexto, cumpre destacar o programa social de PCH em um país como o Brasil, principalmente nas regiões norte e nordeste, onde existem pequenas populações, praticamente isoladas do resto do país, que necessitam de integração com os demais centros, os quais necessitam de eletricidade.

A energia, chegando a estas localidades, tornará bem mais fácil a solução de problemas de educação, saúde, alimentação e outros, além de propiciar a seus habitantes toda gama de lazer que a eletricidade promove. Destaca-se, também, que as PCHs se integram aos sistemas sem, praticamente, modificar os ecossistemas ou quando provocam modificações, são quase sempre mínimas.

No Brasil existem algumas particularidades que recomendam o uso de PCHs como um impulso energético importante, destacando-se as seguintes:

- Características hidrológicas, topográficas e geológicas altamente favoráveis a instalação de PCHs;
- Domínio tecnológico, por parte de empresas brasileiras, no estudo, projeto, construção fabricação e operação de PCHs, a baixos custos permitindo geração hidrelétrica de alta rentabilidade;
- Existência de milhares de pequenos núcleos populacionais e pequenos empreendimentos rurais, onde a PCH promoveria desenvolvimento e criaria futuros mercados para o sistema interligado;
- Existência de muitos programas sociais dos governos Federal, Estadual e Municipal, de finalidades de usos múltiplos, nos quais a PCH se insere de maneira integrada.

2.1.2 Classificação de pequenas centrais hidrelétricas

A classificação de acordo com a potência instalada foi oficializada através do Manual de Pequenas Centrais Hidroelétricas, Eletrobrás (BRASIL, 1982) e da portaria Nº 136 de outubro de 1987 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, órgão responsável pela aplicação da legislação relativa a energia elétrica no país. Esta diretriz tomada pelo governo foi fruto da crise do petróleo, que desequilibrou o mercado energético internacional. A partir de então, uma das metas do setor elétrico nacional passou a ser a diminuição gradativa do consumo de energia elétrica de fontes supridas com base em derivados de petróleo. Dessa forma, atrativos fiscais e legais para implantação de usinas com potências até 10 MW foram oferecidos, sendo consideradas Grandes Centrais Hidroelétricas as demais usinas superiores a esta potência. Eram consideradas PCH's, por essa portaria, as usinas que:

- Operavam em regime de fio d'água ou de regularização diária;
- Possuíam barragens ou vertedouros com altura máxima de 10 m;
- Possuíam sistema adutor formado apenas por canais a céu aberto e/ou tubulações, sem a utilização de túneis;
- Trabalhavam com vazão turbinável máxima de 20 m³/s;
- Apresentavam unidades geradoras máximas de até 5MW e potência total instalada de até 10MW;

Já em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi criada e passou a regulamentar o setor, estabelecendo novos critérios para a classificação das Pequenas Centrais Hidrelétricas. A Resolução nº 394, de 04 de dezembro de 1998, revogou as Portarias nº 125 e nº 136 do DNAEE, e as PCHs passaram a ser definidas como aproveitamentos hidrelétricos com:

- Potência maior ou igual a 1,0 MW e menor ou igual a 30,0 MW;
- Área total do reservatório menor ou igual a 3,0 km², com cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos;

Em 2003, novas condições para a área do reservatório foram adicionadas pela ANEEL por meio da Resolução nº 652. Essa resolução define que, mesmo que o limite de 3,0 km² seja excedido, ainda será considerado PCH o aproveitamento que atender pelo menos uma condições seguintes:

Condição 1: a seguinte inequação deve ser atendida:

$$A \leq (14 - P)/Hb$$

[Equação 2.1]

Em que:

P: potência elétrica instalada em [MW];

A: área do reservatório em [km²];

Hb: queda bruta em [m], definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante.

Condição 2: reservatório cujo dimensionamento foi baseado comprovadamente em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica. A comprovação ser feita junto a Agência Nacional de Águas – ANA, aos Comitês de Bacias Hidrográficas, e aos órgãos de gestão de recursos hídricos e ambientais estaduais, de acordo com as competências de cada um deles.

Em 2015, a Lei nº 13.097 foi sancionada, modificando mais uma vez a legislação do Setor Elétrico das Pequenas Centrais Hidrelétricas. Assim, os limites de potência para PCH foram novamente alterados, sendo que a capacidade mínima instalada passou de 1MW para 3MW. Dessa forma, os empreendimentos com potência instalada inferior a 3MW estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo ser apenas comunicados ao poder concedente. O limite máximo da capacidade instalada também foi modificado para a autoprodução, passando de 30MW para 50MW, possuindo ou não característica de PCH. Na Tabela 2.1 encontra-se uma síntese da classificação atual de PCHs com relação ao potencial instalado e à altura de queda.

Tabela 2.1 Classificação Atual de PCHs.

Categoria	Quanto à potência	Quanto à altura de queda
	Produção Independente e Autoprodução	
PCH	Entre 3 MW e 50 MW	Entre 25 e 130 metros
Minicentral	Entre 100 kW e 3 MW	Entre 20 e 100 metros
Microcentral	Até 100 kW	Entre 15 e 50 metros

Fonte: Adaptado com atualizações de Brasil (1982).

2.1.3 Regulação da produção de energia elétrica

A lei nº 9.074, de 1995, alterada pela lei nº 13.097, de 2015, regulamenta a produção de energia elétrica por *Produtor Independente* e por *Autoprodutor*, e para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

- Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;
- Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam autorização ou concessão para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Dependem de concessão de uso de bem público, precedida de licitação:

- i. O aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 3.000 kW, por produtor independente;
- ii. O aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10.000 kW, por auto produtor.

Dependem de autorização:

- i. A implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor;
- ii. O aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e igual ou inferior a 10.000 kW (dez mil quilowatts), destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

Obs.: O aproveitamento de potenciais hidráulicos iguais ou inferiores a 3.000 kW (três mil quilowatts) e a implantação de usinas termoelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser notificados ao poder concedente.

A notificação acima referida é feita através de correspondência do Diretor-Geral do ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, contendo as seguintes informações:

- a. nome do notificante ou razão social e sede;
- b. localização da pequena central, definindo o rio, o município e o estado;
- c. fins a que se destina a energia;
- d. capital investido;
- e. data do início da instalação;
- f. características da instalação:
 - altura da queda utilizada (m);
 - descarga máxima aproveitada (m^3/s);
 - turbinas (número, tipo, potência);
 - geradores (número, tipo, potência em kW e tensão em kV);
 - dados da barragem (tipo, comprimento em m , altura em m);
 - dados da tomada d'água e canal adutor (tipo, comprimento em m , altura em m);
 - tubulação (extensão em m , diâmetro em m , material);
 - transformadores (tensão em kV, capacidade em kVA);
 - tensão de linha e da rede de distribuição em kV;
- g. declaração de propriedade das terras onde se localiza a central em questão, incluindo as inundadas pela mesma;
- h. outras observações julgadas necessárias.

Com relação a comercialização pelo produtor independente este poderá revender a energia com:

- Concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;
- Conjunto de consumidores de energia elétrica, independente da tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado pelo poder concedente.

Obs.: o produtor independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto na nº 9.074, de 1995, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização, sendo-lhe assegurado o direito de acesso à rede das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição e das concessionárias do serviço público de transmissão (Redação dada pela Lei nº 11.943, de 2009).

Em relação ao auto-produtor, a comercialização e permuta de energia poderão ocorrer mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, sendo facultado nos seguintes casos:

- A cessão e permuta de energia entre auto-produtores consorciados em um mesmo empreendimento;
- A compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida;
- A permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do auto-produtor em local diverso onde ocorre a geração.

Quanto da garantia para utilização e comercialização da energia produzida, o produtor independente e o auto-produtor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

A lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, alterada pela lei nº 12.783, de 2013, regulamenta as taxas de fiscalização, equivalentes a 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado. Essas taxas são determinadas pelas seguintes fórmulas:

$$TFg = P \times Gu$$

[Equação 2.2]

Em que:

TFg: Taxa de fiscalização da concessão de geração;

P: Potência instalada para o serviço de geração;

Gu: 0,4% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de geração.

$$TFt = P \times Tu$$

[Equação 2.3]

Em que:

TFt: Taxa de fiscalização da concessão de transmissão;

P: Potência instalada para o serviço de transmissão;

Tu: 0,4% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de transmissão.

$$TFd = [Ed / (FC \times 8,76)] \times Du$$

[Equação 2.4]

Em que:

TFd: Taxa de fiscalização da concessão de distribuição;

Ed: Energia anual faturada com o serviço concedido de distribuição [MW/hora];

FC: Fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido;

Du: 0,4% (quatro décimos por cento) do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de distribuição.

Para determinação do valor do benefício econômico a que se refere o parágrafo anterior, considera-se a tarifa fixada no respectivo contrato de concessão ou no ato de outorga da concessão, permissão ou autorização, quando se tratar de serviço público, ou no contrato de venda de energia, quando se tratar de produção independente.

No caso de exploração para uso exclusivo, o benefício econômico será calculado com base na estipulação de um valor típico para a unidade de energia elétrica gerada.

2.1.4 Custos básicos

O custo de uma hidrelétrica depende fortemente das características específicas de cada local, embora, no caso de micro-usinas, esta dispersão tenda a ser um pouco menor, pela maior padronização de projetos e equipamentos. Estas pequenas usinas, quando comparada à grandes aproveitamentos hidrelétricos, costumam apresentar período de retorno do investimento menor e custos de operação e manutenção mais baixos (ADRAD; MANCEBO; MARTINEZA, 2013). Além disso, as PCHs são mais

fáceis de construir e operar, devido a seu desenho mais simples, o que também proporciona custos menores.

Tabela 2.2 Custos realizados ou estimados das PCHs.

Central	Características			Custos		Fase atual
	POT (kW)	H. (m)	Q. (m ³ /s)	US/kW INST.	USD/MWh GERADO	
PCH-CIPÓ	365	15,5 7	2,8	---	---	PR.
MCH-BORTOLAN	715	12,6 7	7	1296,7	24,15	OP
PCH-LUA DE MEL	1000	12	11,6 1	---	----	PR
PCH-UBIRAJARA	800	30,9 6	3,5	789,32	13,12	OP
PCH OSÓRIO	780	8	11,6 1	---	---	PR
UHE ANTAS I	4780	86	7	---	---	OP
UHE ANTAS II	1650 0	165, 7	11,6 1	848	14,65	COM.
UHE ROLADOR	4000	40	12	---	---	PR
PCH-MARAMBAIA	1938	22,4	12,0 0	---	---	PR
PCH-CARMO	5146	44	14	---	---	OP

Fonte: Adaptado de Departamento Municipal de Energia – DME (2011).

Segundo Adrada, Mancebo e Martineza (2013), os principais fatores a serem considerados para se realizar o estudo econômico de instalação e operação de uma PCH são:

- Vida útil da instalação: pode-se adotar valores de 25 à 40 anos;
- Período de amortização do investimento: corresponde em média à 25 anos;
- Investimento: Custo total de execução do projeto;
- Fundo de manobra: Valor necessário para realizar o pagamento de impostos ou para depositar fianças;

- Gastos pré-operacionais: Engloba os gastos gerados pela realização do projeto concessional, gastos administrativos, licenças, seguros de responsabilidade civil, estudo de impacto ambiental, etc.
- Gastos de operação e manutenção: Quantia gasta durante a exploração da usina, como: pessoal, reposição, seguros, etc.
- Taxa de juros: Considera-se entre 2 e 3;

Adotando-se a hipótese básica de construção por auto-produtor rural, utilizado equipamentos de série e projeto padronizado (com detalhamento realizado por técnico local) e mobilizando, para obras civis e montagem, mão de obra, materiais e equipamentos disponíveis na propriedade, pode-se admitir como típicos custos totais da ordem de 800 a 1600 R\$/kW.

A título de exemplo vimos anteriormente a tabela dos custos, Tabela 2.2, e tabela dos percentuais relativos aos custos de construção da pequena central hidrelétrica (Bortolan), Tabela 2.3, do DME - Poços de Caldas - MG. Em geral, a distribuição percentual do investimento inicial da construção de uma PCH ocorre como indicado na Figura 2.1.

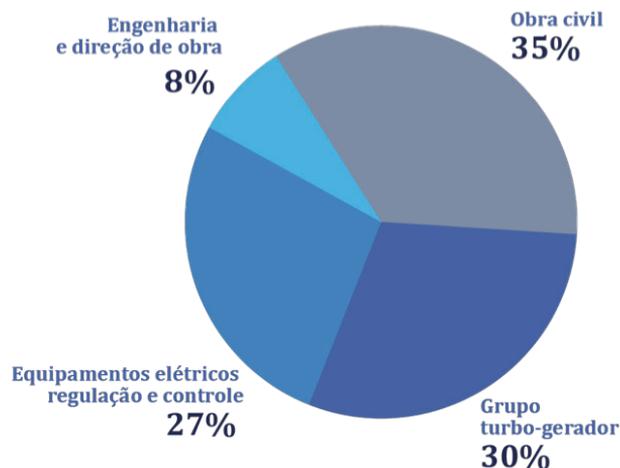


Figura 2.1 Distribuição percentual dos custos de instalação de um PCH.

Fonte: Adrada, Mancebo e Martineza. (2013).

Tabela 2.3 Custo Percentual Minicentral (Bortolan).

COMPONENTE DO CUSTO	%
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	
a) Turbina BULBOS + Regulador Automático de Velocidad. + Volante + Peças reserv.	25,3
b) Gerador + Excitador + Regulador Automático de Tensões + Peças de reserva.	5,7
c) Grade + Válvula Borboleta	4,86
d) Conduto Forçado + Junta de Dilatação	5,08
e) Transformador Elevador	2,41
f) Painéis + Quadros de comando, proteção, medição, sinalização.	4,28
Subtotal	48,5 1
ENGENHARIA CONTRATADA	
a) Projeto + Acompanhamento na área mecânica.	2,46
b) Gerenciamento da obra + Fiscalização	2,99
c) Serviços topográficos, Cálculo estrutural	0,25
d) Mão-de-obra de montagem, supervisão e comissionamento da turbina.	5,7
Subtotal	11,4
CONSTRUÇÃO CIVIL/MATERIAL	
a) Aço para concreto armado 70,347 kg	3,05
b) Concreto usinado 889,5 m ³ +pedra britada	4,38
c) Tábuas + laminados + formas	1,53
Subtotal	8,96
MATERIAIS E PEÇAS DIVERSAS	
a) Pintura, calçamento, caixilharia, Inst. Elétrica e hidráulica, cabos elétricos, etc...	11,1
5) MÃO - DE - OBRA	
a) Montagem cond. Forçado e válvula	1,83
b) Mão-de-obra na construção civil	18,16
Subtotal	19,99
TOTAL	100

Fonte: Adaptado de DME (2011).

2.1.5 Tipos de pequenas centrais hidrelétricas: Aplicação em Microcentrais Hidrelétricas (até 100 kW)

A estrutura básica das microcentrais hidrelétricas é formada por elementos que tem a função de captar e conduzir a água para uma casa de máquinas, onde se processará a transformação da energia hidráulica em elétrica, e um canal que restituirá a água ao rio.

- Pequena central de Baixa Queda

Pode ser um canal de adução, dotado de uma câmara de carga que leva a água diretamente para a turbina na casa de máquinas. Este é um arranjo típico para baixas quedas, até 3 m. A Figura 2.2 ilustra um arranjo típico para pequenas centrais de baixa queda.

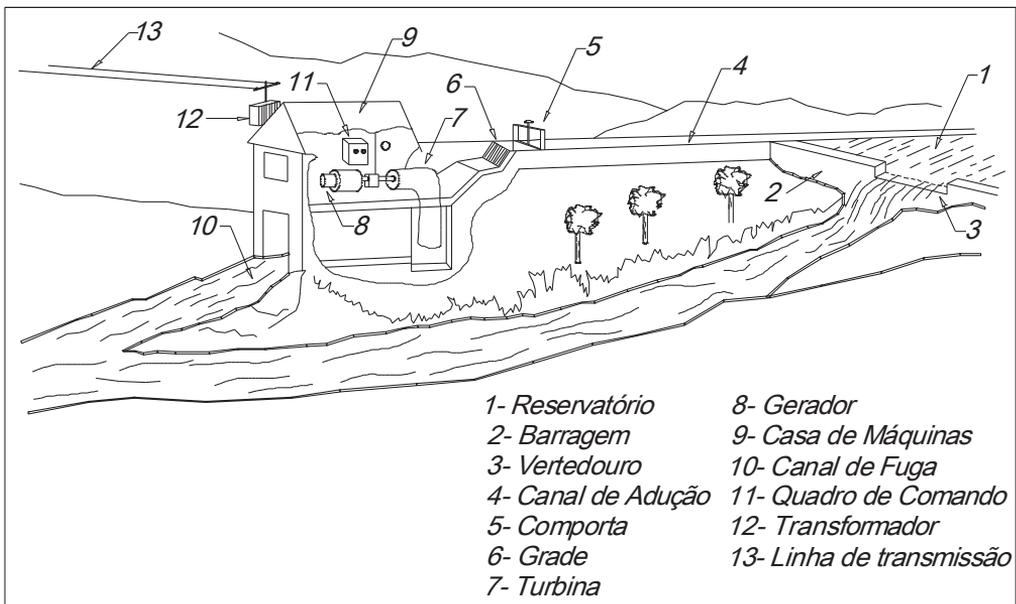


Figura 2.2 Arranjo Típico para Pequenas Centrais de Baixa Queda.

- Pequena Central Afastada da Queda

Pode ser um canal de adução, dotado de uma câmara de carga que, por sua vez, é ligada à casa de máquinas por uma tubulação. Este é um arranjo típico para pequenas centrais onde a casa de máquinas é instalada longe da cachoeira, de maneira

a aproveitar mais a queda. A Figura 2.3 ilustra um arranjo típico de uma pequena central afastada da queda.

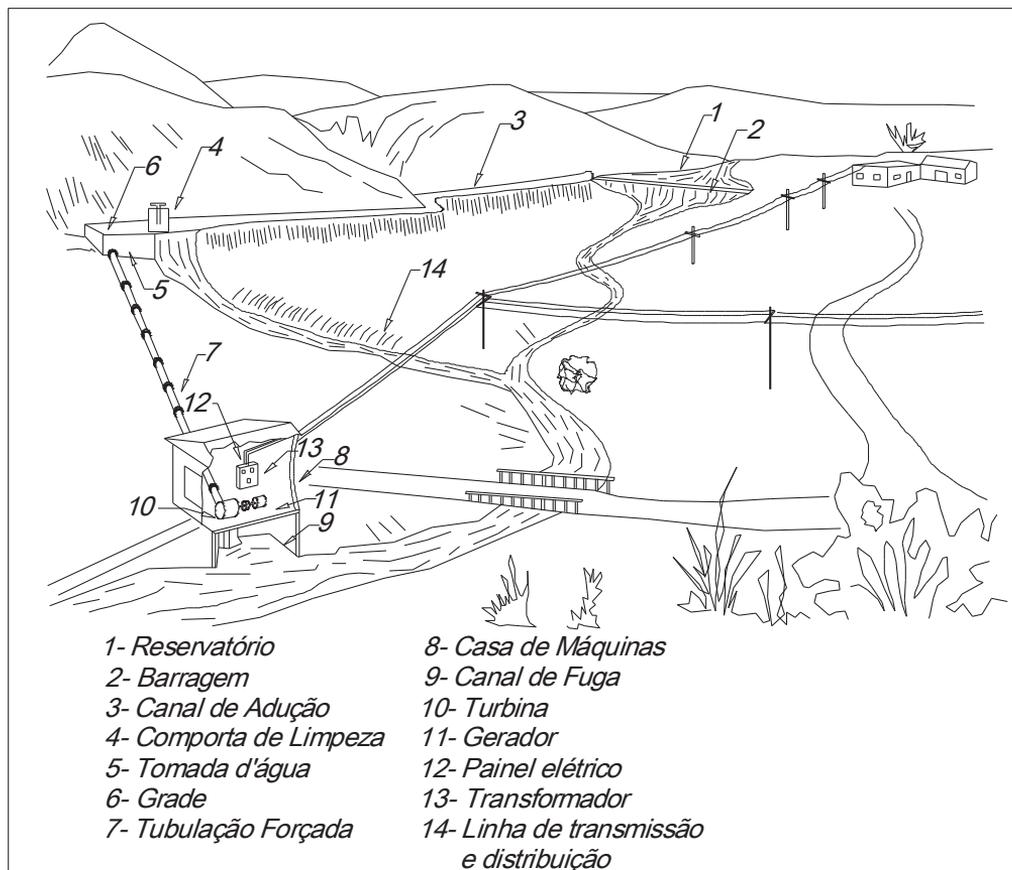


Figura 2.3 Arranjo Típico de uma Pequena Central Afastada da Queda.

- Pequena Central Afastada da Queda sem Canal

Pode ser uma tubulação de adução ligada a uma chaminé de equilíbrio e esta ligada à casa de máquinas através de um outro tubo. Este é um arranjo típico utilizado quando a barragem está a uma distância considerável da casa de máquinas e não é possível construir um canal ao longo da encosta. A Figura 2.4 ilustra um arranjo típico de uma pequena central afastada da queda, não sendo possível adotar canal.

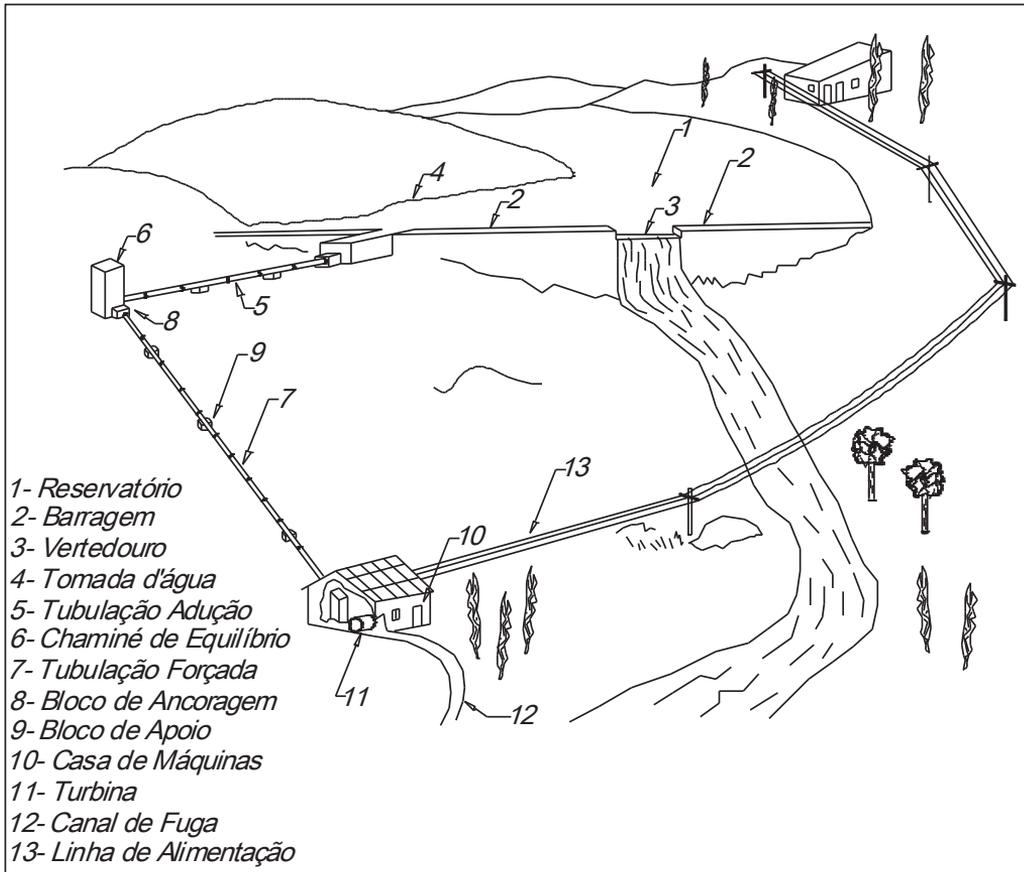


Figura 2.4 Arranjo Típico para uma Pequena central Afastada da Queda e Quando não é Possível Adotar Canal.

- Pequena Central Com Alta Queda e Próxima da Barragem

Pode ser uma tubulação ligada diretamente da barragem à casa de máquinas. Este é um arranjo típico quando a distância entre a barragem ou a tomada d'água e a casa de máquinas é pequena e a queda é superior a 3 m. A Figura 2.5 ilustra um arranjo típico de uma pequena central com alta queda e próxima à barragem.

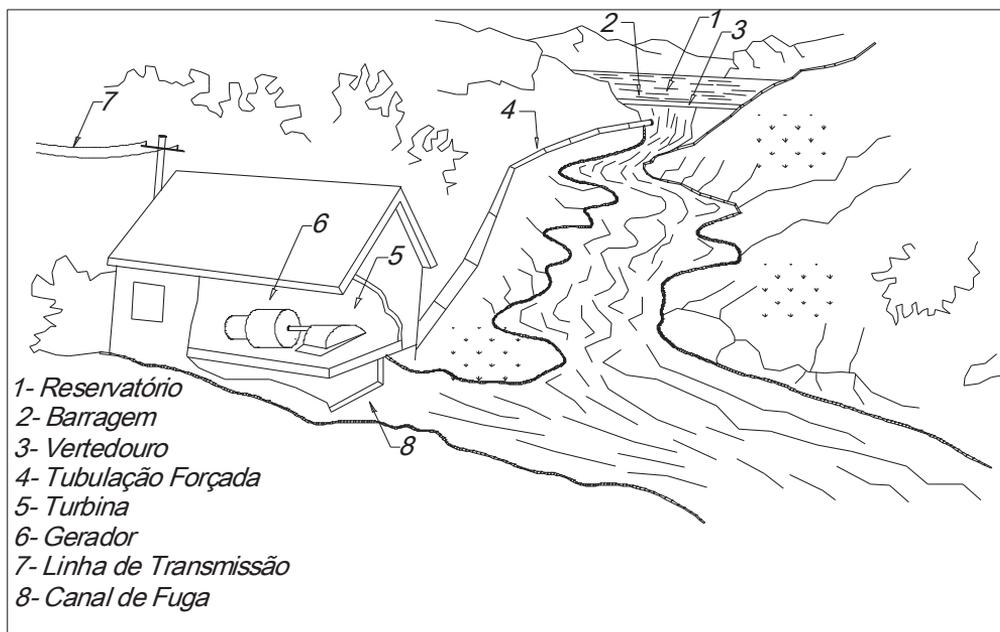


Figura 2.5 Arranjo Típico para Pequena Central com Alta Queda e Próxima da Barragem.

2.1.6 Componentes básicos

- Barragem

Utiliza-se barragem quando o curso do rio sofre variações constantes do nível. A sua função principal é manter o nível do rio através de um vertedor. Elas não têm a função de armazenar a água já que as pequenas centrais são dimensionadas para trabalharem a fio d'água, isto é, trabalharem com a vazão firme do rio. A barragem pode ser construída de madeira, terra, pedra ou concreto.

- Tomada d'água

É o elemento que faz a captação da água e a conduz para a adução, que pode ser um canal ou uma tubulação. Deve ser instalada o mais próximo possível da casa de máquinas, tem também a função de retenção de corpos sólidos danosos às turbinas feitos através de grades e limpeza de areia e sedimentos, através de desarenador ou sedimentador.

- Sistema de Adução

Denomina-se sistema adutor o conjunto de órgãos destinados a guiar a água desde a tomada d'água até as turbinas. Consideram-se órgãos do sistema adutor: tomada d'água; canal; castelo d'água; chaminé de equilíbrio; tubulação forçada; registros. Pode apresentar-se na forma de vários arranjos diferentes, como segue:

- Câmara de Carga

É o elemento que faz a condução da água oriunda do canal para uma tubulação forçada. Também tem a função de reter as impurezas contidas na água, tais como: folhas, galhos, animais mortos e areia, bem como absorver variações repentinas do escoamento d'água.

- Chaminé de Equilíbrio

É necessária a sua instalação quando o sistema adutor é composto apenas de tubos, e a distância da tomada d'água (barragem) até a casa de máquinas é muito grande, comparado com a altura da queda. A sua função é absorver as variações repentinas do escoamento de água, que ocorrem quando há uma rejeição de carga, protegendo o conduto de derivação contra os efeitos do *golpe de aríete*.

- Casa de Máquinas

É onde estão instaladas a turbina, o gerador, o painel de controle e o comando da pequena central. É na casa de máquinas que se processa a transformação da energia hidráulica em elétrica.

- Turbina

É a máquina que transforma a energia hidráulica em mecânica. Isto é feito da seguinte forma: a água conduzida pelo sistema de adução, escoar através de um rotor que tem a capacidade de absorver a sua energia, e a transforma em rotação, que é a energia mecânica.

- Gerador

É o equipamento que, estando ligado ao eixo da turbina tem a capacidade de transformar esta energia mecânica em elétrica

2.2 Como se comportam os rios

No estudo da viabilidade de um aproveitamento hidráulico em um local é importante observar as variações de vazão à que estão sujeitos os rios. A determinação de vazões é relevante para se ter conhecimento da potência hidráulica disponível e, conseqüentemente, da potência a ser instalada. As medidas devem ser feitas preferencialmente no período de seca, quando o nível d'água é mínimo. Para se ter maior precisão nos resultados, faz-se várias medidas, cada uma em dias diferentes, adotando-se a vazão mínima como sendo representativa da vazão de projeto da turbina.

Existem diversos modos de se medir vazão. Alguns bem simples, outros mais complicados, o que inclui sensores modernos como aqueles que se utilizam de sistema ultrassônico para medidas à distância. A precisão da medição também varia, dependendo do método e aparelho utilizado. No caso das pequenas centrais deverão ser utilizados métodos práticos que fornecem resultados razoáveis. Vejamos alguns deles.

2.2.1 Método do flutuador

É um método bastante simples e rápido para se medir a vazão, pois requer processos de fácil manuseio. O método consiste em utilizar um trecho do rio sem muitos obstáculos, curvas ou pedras, que tenha pelo menos 15 cm de profundidade e não seja uma área de águas paradas (PALHARES et al., 2007). Em seguida deve-se marcar uma distância, em torno de 10 metros, e utilizar um corpo flutuante que pode ser uma garrafa plástica contendo água a 1/3 de seu volume ou uma laranja, por exemplo, e marcar o tempo em segundos que o corpo flutuador leva para percorrer o trecho. Como forma de facilitar a marcação do trecho, pode-se utilizar estacas e cordas atravessando o rio, como na Figura 2.6, retirada de Palhares et al. (2007). Com isso, obtém-se a velocidade da água em metros por segundo, que pode ser calculada como é mostrado na equação 2.5.

$$velocidade = \frac{distancia}{tempo} \quad (m/s)$$

[Equação 2.5]

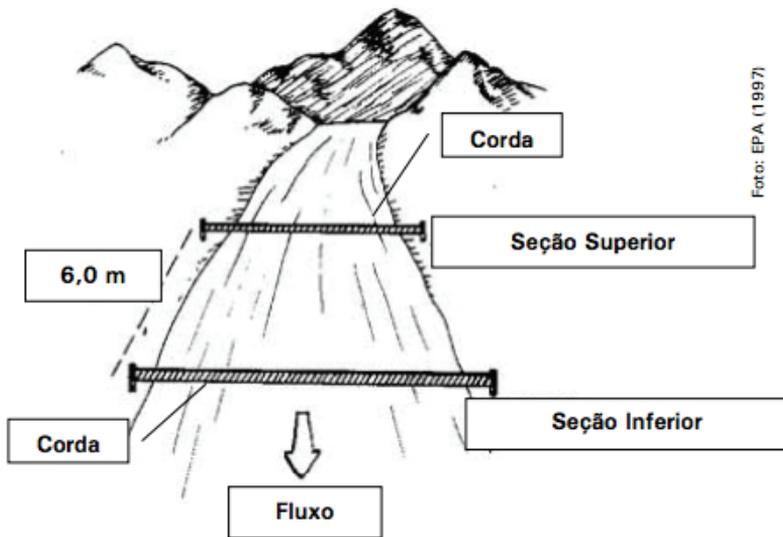


Figura 2.6 Marcação do trecho do rio a ser classificado.

Fonte: Palhares et al. (2007).

Deve ser feita uma redução da velocidade calculada, de acordo com a natureza das margens e fundo do canal, como mostra a Tabela 2.4:

Tabela 2.4 Fator de correção da velocidade.

Especificação	Redução (%)
Calha de madeira com lados e fundos lisos	50
Canal de tijolo	20
Canal de terra dura	25
Canal com margens rudes e irregulares	40

O procedimento descrito deve ser repetido várias vezes. O passo seguinte consiste em medir a largura deste trecho e dividi-la em partes iguais, como ilustrada a Figura 2.7. Em cada ponto da divisão mede-se a profundidade do trecho (o que pode ser realizado por batimetria ou, em casos de poucos recursos, uma simples trena ou qualquer instrumento impermeável de medida), obtendo-se assim o perfil aproximado da seção do rio. A área pode ser obtida desenhando a seção em um papel milimetrado e calculando-se as áreas das figuras geométricas, que aproximam à sua configuração.

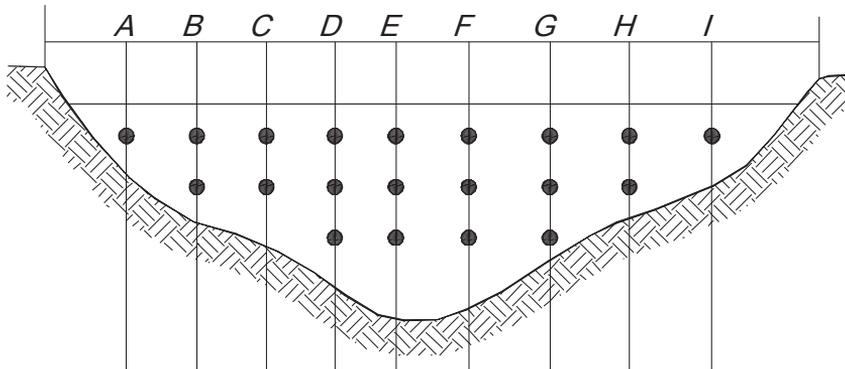


Figura 2.7 Perfil transversal do curso d'água.

Portanto, a vazão Q do rio será dada pelo produto da velocidade, V , com a área da seção do rio, A :

$$Q = V \cdot A \cdot C$$

[Equação 2.6]

onde:

Q : vazão [m^3/s];

V : velocidade [m/s];

A : área da seção [m^2];

C : coeficiente de correção de velocidade superficial para velocidade na seção de medição. Considera-se $C = 0,80$.

É importante observar que este método presta-se somente para estudos preliminares devido a sua imprecisão.

Exemplo 2.1: calcular a vazão no rio Jacaré - Açu - situado no município de Itirapina - SP.

Solução:

Como primeiro passo prático para realização deste cálculo, foram obtidas medidas da profundidade do curso d'água em estudo, com espaçamento de 1,0 metro entre cada ponto na secção transversal do rio, demonstrado na tabela 2.5.

Tabela 2.5 Medida da profundidade.

Distancia à margem esquerda (m)	Profundidade (m)
0,0	0,0
1,0	0,82
2,0	1,16
3,0	1,16
4,0	1,18
5,0	1,09
6,0	1,29
7,0	1,34
8,0	1,18
9,0	1,00
10,0	0,70
11,0	0,0

Com estes valores pode-se calcular a área da secção transversal deste rio. Para tanto divide-se a secção transversal em trapézios ou retângulos, conforme o método.

Através do método do trapézio

A figura 2.8 apresenta um esquema do método. Os dados apresentados são utilizados para os cálculos a seguir:

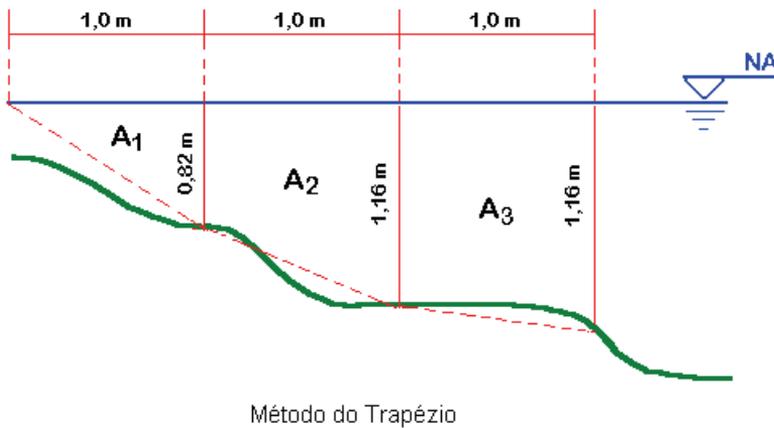


Figura 2.8 Dados para a aplicação do método do trapézio.

Cálculo das áreas dos trapézios:

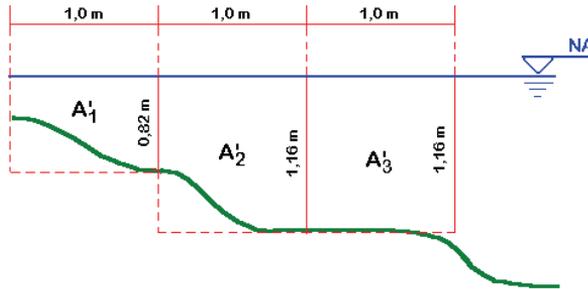
$$A_1 = \frac{1}{2} \cdot (1,0 \cdot 0,82) = 0,41 \text{ m}^2$$

$$A_2 = \frac{1}{2} \cdot (0,82 + 1,16) \cdot 1,0 = 0,99 \text{ m}^2$$

$$A_3 = \frac{1}{2} \cdot (1,16 + 1,16) \cdot 1,0 = 1,16 \text{ m}^2$$

Através do método do retângulo

A figura 2.9 apresenta um esquema do método. Os dados apresentados são utilizados para os cálculos a seguir:



Método do Retângulo

Figura 2.9 Dados para a aplicação do método dos retângulos.

Cálculo das áreas dos retângulos:

$$A'_1 = 1,0 \cdot 0,82 = 0,82 \text{ m}^2$$

$$A'_2 = 1,0 \cdot 1,16 = 1,16 \text{ m}^2$$

$$A'_3 = 1,0 \cdot 1,16 = 1,16 \text{ m}^2$$

Os valores de área obtidos pelos dois métodos estão apresentados na tabela

2.6.

Tabela 2.6 Área da seção transversal.

Subárea [m]	Profundidade [m]	Área [m ²]	
		trapézio	retângulo
1	0,82	0,410	0,820
2	1,16	0,990	1,160
3	1,16	1,160	1,160
4	1,18	1,170	1,180
5	1,09	1,135	1,090
6	1,29	1,190	1,290
7	1,34	1,315	1,340
8	1,18	1,260	1,180
9	1,00	1,090	1,000
10	0,70	0,850	0,700
11	0,00	0,350	-----
TOTAL:		10,92	10,92

Para obtenção da velocidade utiliza-se a fórmula para flutuadores, com uma distância mínima de 10 m, como demonstrado na tabela 2.7:

Tabela 2.7 Cálculo da velocidade pelo método do flutuador

Medida	Tempo para Percorrer 10 m	Velocidade [m/s]
1	24' 39"	0,410
2	22' 62"	0,440
3	25' 02"	0,399
4	22' 21"	0,450
5	22' 82"	0,438
6	23' 30"	0,429
7	23' 91"	0,418
8	24' 40"	0,401
9	24' 68"	0,405
10	22' 55"	0,443
Velocidade Média		0.423

Calculada a velocidade e a área da seção transversal do rio, procede-se o cálculo da vazão, resultando:

$$Q = 3,7 \text{ m}^3/\text{s}$$

2.2.2 Método Volumétrico

É um dos processos mais simples de cálculo de vazão de um curso d'água. Baseia-se no uso de um recipiente de determinado volume V (como um balde, por exemplo) e é mais utilizado para pequenas vazões.

Com um cronômetro, mede-se o tempo necessário para o completo enchimento do recipiente. Depois de realizadas algumas repetições, é calculada a vazão para cada repetição através da equação 2.7.

$$Q_i = \frac{V}{t_i}$$

[Equação 2.7]

Depois, é calculada a média aritmética das vazões obtidas para cada repetição, resultando na vazão média (Q_{med}).

2.2.3 Método do Molinete

Este método é utilizado para o cálculo de vazões médias e utiliza um equipamento que consiste basicamente em uma hélice cuja rotação é proporcional à velocidade do líquido. O equipamento pode ser preso a uma haste conectada a um barco sobre o rio, ou mergulhado a partir de uma ponte.

Geralmente o instrumento é imerso na água do rio, passando pela hélice, provocando a sua movimentação, que a cada 5, 10, 30, ou 40 voltas atua num contato elétrico. Esse movimento de rotação é transmitido a um dispositivo eletro-mecânico que emite um sinal para determinados números de voltas. Isso permite ao operador na superfície contar o número de impulsos em determinado intervalo de tempo, o tempo entre dois sinais da campainha deve ser maior que 20 segundos.

Os molinetes apresentam a equação característica apresentada na Equação 2.8.

$$C = a + b \times n$$

[Equação 2.8]

onde:

C: Velocidade [m/s];

N: Rotação [rpm];

a e b: São constantes do molinete.

Este aparelho fornece a velocidade de escoamento; já a velocidade média será calculada da seguinte maneira:

- Em cada ponto onde for medida a profundidade do rio, verifica-se a velocidade a 20% e a 80% da profundidade total* deste ponto demonstrado na Figura 2.10;

- Realiza-se a medição em várias diferentes verticais igualmente espaçadas ao longo da largura do rio.

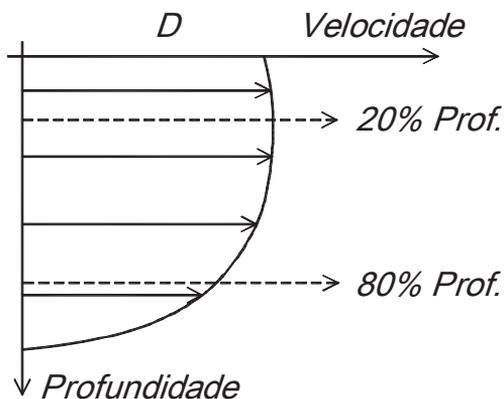


Figura 2.10 Perfil de velocidade do curso d'água.

**Obs.:* Para maior precisão de estudo, em rios com profundidade maior de 1,20m, pode-se utilizar um número maior de pontos de profundidade de medição em cada vertical. A tabela 2.8, extraída do Manual Técnico ANA (ANA, 2009), mostra as profundidades desses pontos de acordo com a profundidade do rio.

Tabela 2.8 Profundidades de medição de acordo com a profundidade do rio.

Número de pontos	Posição na vertical em relação à profundidade (p)	Cálculo da velocidade média (V_m) na vertical	Profundidade e (m)
1	0,6p	$V_m = V_{0,6}$	0,15 – 0,6
2	0,2 e 0,8p	$V_m = (V_{0,2} + V_{0,8})/2$	0,6 – 1,2
3	0,2; 0,6 e 0,8p	$V_m = (V_{0,2} + V_{0,6} + V_{0,8})/4$	1,2 – 2,0
4	0,2; 0,4; 0,6 e 0,8p	$V_m = (V_{0,2} + V_{0,4} + V_{0,6} + V_{0,8})/6$	2,0 – 4,0
6	S; 0,2; 0,4; 0,6; 0,8p e F	$V_m = [V_s + 2(V_{0,2} + V_{0,4} + V_{0,6} + V_{0,8}) + V_f] / 10$	> 4,0

Fonte: ANA (2009).

Obtendo-se a média entre as velocidades a 80% e 20%, no caso de um rio de pouca profundidade (ou de pouca necessidade de maior precisão), a velocidade média do ponto está demonstrada na tabela 2.9:

Tabela 2.9 Velocidade média a cada 1 metro de largura do rio.

Distância da margem esquerda [m]	Velocidade a 80% Prof. [m/s]	Velocidade a 20% Prof. [m/s]	Vmed [m/s]
1,0	0,08	0,12	0,100
2,0	0,13	0,17	0,150
3,0	0,28	0,30	0,290
4,0	0,28	0,34	0,310
5,0	0,28	0,35	0,315
6,0	0,35	0,37	0,360
7,0	0,30	0,41	0,355
8,0	0,26	0,32	0,280
9,0	0,28	0,28	0,280
10,0	0,24	0,20	0,220

Então a somatória entre as vazões parciais resultara na vazão deste curso d'água, como demonstra a tabela 2.10:

Tabela 2.10 Cálculo da vazão pelo método do molinete.

Distância à margem [m]	Profundidade [m]	Subáreas [m ²]	Velocidade média [m/s]	Vazão[m ³ /s]
1,0	0,82	0,820	0,100	0,082
2,0	1,16	1,160	0,150	0,174
3,0	1,16	1,160	0,290	0,336
4,0	1,18	1,180	0,310	0,367
5,0	1,09	1,090	0,315	0,343
6,0	1,29	1,290	0,360	0,464
7,0	1,34	1,340	0,355	0,476
8,0	1,18	1,180	0,280	0,330
9,0	1,00	1,000	0,280	0,280
10,0	0,70	0,700	0,220	0,154
Vazão Total:				2,726

2.2.4 Método do flutuador integrador

Este método consiste em sujeitar no fundo do rio, um flutuador, com um dispositivo que permita libertá-lo quando se desejar. Ao soltar o flutuador (como uma esfera oca, por exemplo) do fundo do rio, mede-se a distância horizontal L percorrida pela esfera e o tempo gasto por ela até seu aparecimento na superfície do rio. Isso permite com que seja determinada a velocidade média desse percurso, que será o resultado da distancia L dividido pelo tempo gasto em segundos. Tal esquema é mostrado na Figura 2.11.

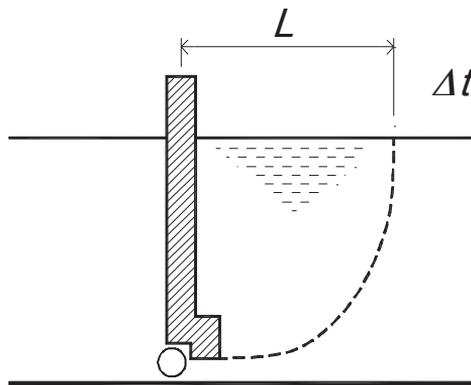


Figura 2.11 Método do flutuador integrador.

A área da secção será determinada como nos outros métodos já descritos. É a vazão será o resultado da velocidade versus a área.

2.2.5 Método dos vertedores

Os *vertedores* são estruturas usadas para a medida indireta da vazão de médios cursos d'água. A vazão Q é dada por fórmulas ou pode ser obtida através das Tabelas 2.11 e 2.12. Um *vertedor* é uma “estrutura” que, colocada no caminho da água, provoca um pequeno represamento. Nesta “estrutura”, é feito um recorte de formato apropriado, de onde a água cai ou *verte* para seguir seu caminho. Daí o nome *vertedor* ou *vertedouro*. De acordo com a forma do recorte são dados os diversos tipos de vertedores utilizados: retangular, triangular, trapezoidal e outros.

A seguir são descritos os métodos mais práticos para a obtenção da vazão através dos dois tipos de vertedores mais utilizados.

- Vertedor Triangular de 90 Graus

Procedimento usado quando as descargas são muito pequenas, inferiores a 200 l/s. Os cortes de abertura do vertedor devem ser chanfrados na direção do fluxo d'água, conforme mostra a Figura 2.12. A vazão pode ser calculada pela fórmula de Thompson:

$$Q = 1,4 \cdot h_v^{2,5}$$

[Equação 2.9]

Em que:

Q: vazão [m³/s];

h_v: altura do nível d'água sobre o vértice inferior do vertedor, medida a montante deste, no local onde foi cravada a estaca [m].

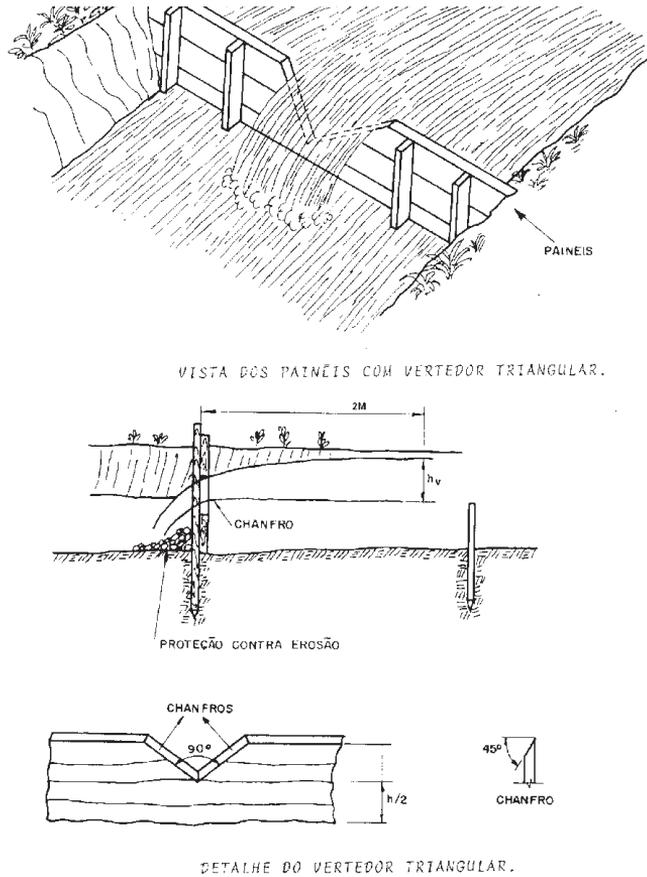


Figura 2.12 Medição de vazão por vertedor triangular.

Tabela 2.11 Vazão de vertedor triangular.

h_v [cm]	ADICIONAIS EM METROS				h_v [cm]	ADICIONAIS EM METROS			
	0	0.3	0.6	0.9		0	0.3	0.6	0.9
3	0.22	0.28	0.34	0.42	25	43.75	45.07	46.42	47.79
4	0.45	0.54	0.64	0.74	26	48.26	49.66	51.09	52.54
5	0.78	0.91	1.04	1.18	27	53.03	54.52	56.03	57.56
6	1.23	1.39	1.57	1.75	28	58.08	59.65	61.24	62.86
7	1.81	2.02	2.23	2.46	29	63.40	65.06	66.74	68.44
8	2.53	2.78	3.04	3.31	30	69.01	70.75	72.52	74.31
9	3.40	3.69	4.00	4.32	31	74.91	76.73	78.59	80.46
10	4.43	4.77	5.12	5.49	32	81.10	83.01	84.95	86.92
11	5.62	6.01	6.42	6.84	33	87.58	89.59	91.62	93.68
12	6.98	7.43	7.89	8.37	34	94.37	96.46	98.59	100.74
13	8.53	9.03	9.55	10.08	35	101.46	103.65	105.87	108.11
14	10.27	10.83	11.40	12.00	36	108.86	111.15	113.45	115.80
15	12.20	12.82	13.46	14.11	37	116.58	118.96	121.37	123.80
16	14.34	15.02	15.72	16.44	38	124.62	127.09	126.60	132.13
17	16.68	17.43	18.19	18.98	39	132.98	135.55	138.15	140.79
18	19.24	20.06	20.89	21.74	40	141.67	144.34	147.04	149.77
19	22.03	22.91	23.81	24.73	41	150.69	153.46	156.26	159.10
20	25.04	25.99	26.96	27.96	42	160.05	162.92	165.83	168.76
21	28.29	29.31	30.36	31.42	43	169.75	172.72	175.73	178.77
22	31.78	32.88	33.99	35.13	44	179.79	182.87	185.98	189.12
23	35.52	36.69	37.88	39.10	45	190.18	193.36	196.58	199.83
24	39.51	40.75	42.02	43.37	46	200.92	204.21	207.54	210.89

- Vertedor Retangular

São vertedores em que o comprimento da soleira é menor do que a largura da secção de medição. Dados práticos, indicam que o estreitamento da secção é da ordem de 1/3 a 1/2 da largura da secção transversal onde será instalado o vertedor.

É recomendado para vazões de até 1500 [l/s], no vertedor retangular Figura 2.13. A vazão pode ser calculada pela fórmula de Francis:

$$Q = 1,84 \cdot b \cdot h_v^{1,5}$$

[Equação 2.10]

onde:

Q: vazão [m^3/s];

b: largura de abertura [m];

h_v : altura do nível d'água sobre a crista do vertedor [m].

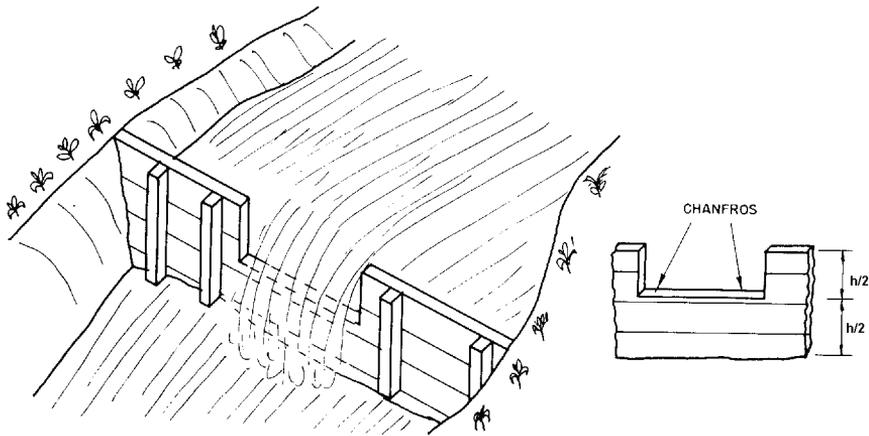


Figura 2.13 Medida de vazão por vertedor retangular.

Exemplo 2.2: Calcular a vazão de um córrego sabendo-se que a altura da lâmina vertente medida em um vertedor retangular de 1,0 m de largura foi de 10 cm.

Solução:

Cálculo da vazão

$$Q = 1,84 \cdot b \cdot h_v^{1,5}$$

para $H = 10\text{cm} = 0,1\text{ m}$ e $b = 1,0\text{ m}$ resulta:

$$Q = 0,0581\text{ m}^3/\text{s} \Rightarrow 58,1\text{ l/s}$$

A vazão também pode ser obtida pela Tabela 2.12, que fornece valores de Q [l/s], uma vez medida a altura da lâmina d'água (h_v) sobre a crista do vertedor, para b igual a 1m.

Tabela 2.12 Vazão de vertedor retangular.

h_v [cm]	Q [l/s]	h_v [cm]	Q [l/s]	h_v [cm]	Q [l/s]
1.00	1.84	3.50	12.05	20.00	164.57
1.10	2.12	3.75	13.36	22.50	196.38
1.20	2.42	4.00	14.72	25.00	230.00
1.30	2.73	4.50	17.56	27.50	265.35
1.40	3.05	5.00	20.57	30.00	302.34
1.50	3.38	5.50	23.73	35.00	381.00
1.60	3.72	6.00	27.04	40.00	465.49
1.70	4.08	6.50	30.49	45.00	555.44
1.80	4.44	7.00	34.08	50.00	650.54
1.90	4.82	7.50	37.79	55.00	750.52
2.00	5.20	8.00	41.63	60.00	855.15
2.20	6.00	8.50	45.60	65.00	964.25
2.40	6.84	9.00	49.68	70.00	1077.62
2.60	7.71	10.00	58.10	75.00	1195.12
2.80	8.62	12.50	81.32	80.00	1316.60

2.2.6 Vazão de cheia

É importante o cálculo de vazão de cheia para se determinar as dimensões do vertedouro. O valor aqui encontrado traduz a vazão que poderá num certo intervalo de tempo ser igualada ou superada. Então a vazão de cheia calculada poderá ocorrer tanto no início das obras como no final da sua vida útil.

A fórmula para este cálculo é dada por:

$$Q_c = 0,278 \cdot C_d \cdot I \cdot A_d$$

[Equação 2.11]

onde:

Q_c : vazão de cheia [m³/s];

C_d : coeficiente de escoamento superficial;

I : intensidade da chuva de projeto [mm/h];

A_d : área de drenagem [km²].

No entanto este valor deve cuidadosamente ser analisado, em função do risco de catástrofes a jusante. A Tabela 2.13 apresenta os valores de C_d .

Tabela 2.13 Valores de C_d .

Tipo de Solo	Cobertura da Bacia		
	Cultivado	Pastagem	Mata
Com alta taxa de infiltração: geralmente arenoso ou encascalhado	0,20	0,15	0,10
Com média taxa de infiltração: areno-argiloso	0,40	0,35	0,30
Com baixa taxa de infiltração, pesadamente argiloso	0,50	0,45	0,40

2.3 Conhecendo o terreno

O conhecimento do terreno consiste em se determinar as características do local onde se pretende instalar a pequena central hidrelétrica, para se conhecer a queda disponível, e escolher o melhor ponto para as obras da barragem, sistema de adução e casa de máquinas, além de se determinar o contorno da área a ser inundada.

Para medir a queda d'água, de baixo para cima, sobe-se por um trecho já pré-estabelecido entre o local onde se pretende instalar a casa de máquinas com a turbina e o ponto acima da cachoeira, onde se pretende construir a barragem. Dois métodos simples são apresentados para efetuar a medição da queda natural.

2.3.1 Medidas de desnivelamento

Uma maneira muito simples para se efetuar a medição da altura da queda é o método apresentado pela Figura 2.14, estando o material necessário à sua execução ao alcance de qualquer pessoa. São suficientes para esse serviço um nível de carpinteiro e duas régua bem retas, sendo uma de 3 a 4 metros e a outra cerca de 2 metros de comprimento, convenientemente dotada de escala métrica para facilitar a medição.

Para medir a diferença de altura bruta entre os níveis procede-se da seguinte maneira:

- Coloca-se a ponta inferior da régua menor no nível d'água, de modo que ela fique bem vertical. Coloca-se depois a régua maior no chão e controla-se pelo nível colocado sobre a mesma, a sua posição horizontal. Mede-se a seguir a altura h_1 , marcando-se o ponto onde descansa a ponta da régua maior, coloca-se no mesmo lugar a régua menor em posição vertical e prossegue-se com a medição morro acima para obter as altura h_2 , h_3 , h_4 , etc. Somando-se todas as alturas h_1 até h_9 e subtraindo-se da soma h_{10} , encontra-se a altura bruta total. Recomenda-se executar a medição outra vez de cima para baixo, devendo o resultado ser o mesmo.

Exemplo 2.3: Seja $h_1 = 62$ cm, $h_2 = 40$ cm, $h_3 = 162$ cm, $h_4 = 179$ cm, $h_5 = 148$ cm, $h_6 = 159$ cm, $h_7 = 167$ cm, $h_8 = 131$ cm, $h_9 = 130$ cm, $h_{10} = 78$ cm.

Solução:

Somando-se h_1 até h_9 teremos $\implies 1178$ cm.

Subtraindo-se a medida $h_{10} \implies 78$ cm.

Resulta a queda bruta total, ou seja 1100 cm ou 11,00 metros

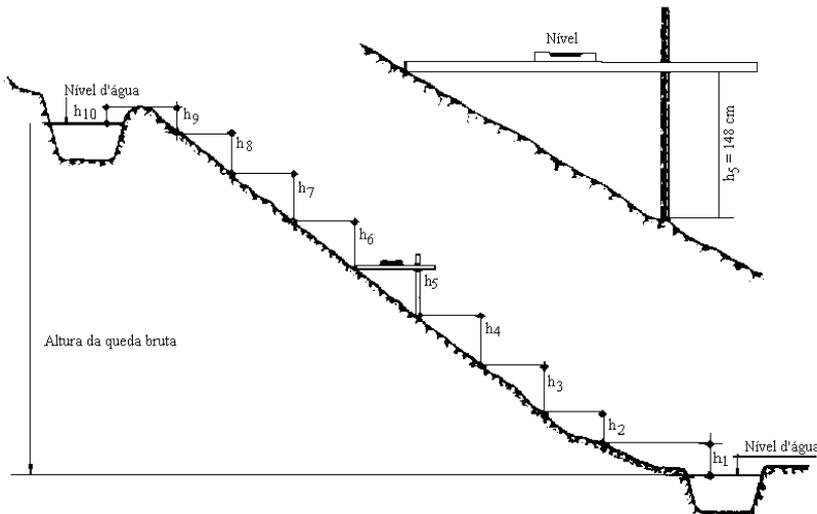


Figura 2.14 Medição da queda, por meio de duas réguas e um nível.

Para o segundo método serão necessários: uma mangueira transparente cheia de água, uma régua graduada com mínimo de 1.5 m, vários piquetes de madeira. Para facilitar a medição, a régua deve ser dotada de escala métrica. O procedimento é o seguinte:

- Bata um piquete perto do nível de água e sobre o mesmo posicione a régua (ponto 1), bata o próximo piquete mais acima conforme mostra a Figura 2.15, (ponto 2). Movimente a mangueira de modo que o nível de água seja o mesmo no piquete ponto 2 e na régua ponto 1. Faça a leitura da altura h_1 . Em seguida bata novamente outro piquete e repita o procedimento com a mangueira anotando o valor e assim por diante até medir toda a queda h_9 por exemplo. Para evitar enganos, convém repetir a medição outra vez de cima para baixo, devendo o resultado ser o mesmo.

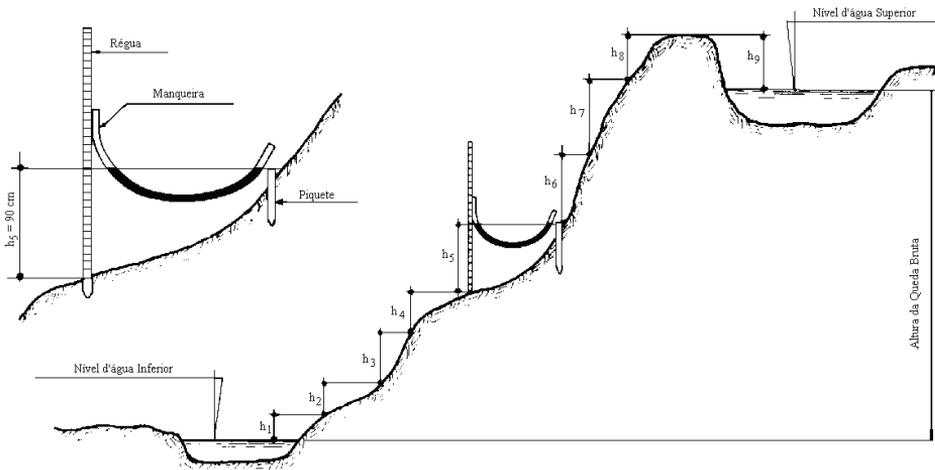


Figura 2.15 Determinação da queda natural com régua e tubo plástico.

Exemplo 2.4: Seja $h_1 = 62$ cm, $h_2 = 40$ cm, $h_3 = 120$ cm, $h_4 = 140$ cm, $h_5 = 90$ cm, $h_6 = 85$ cm, $h_7 = 135$ cm, $h_8 = 115$ cm, $h_9 = 37$ cm.

Solução:

Somando-se h_1 até h_8 teremos 787 cm, e subtraindo-se a medida $h_9=37$ cm, teremos a queda bruta total igual a 750 cm ou 7,5 metros.

2.3.2 Determinação do contorno da área inundada

Essa operação é de grande conveniência na verificação da existência de pontos e áreas ribeirinhas, com benfeitorias ou plantações que possam ficar inundadas pelo reservatório criado com o barramento do curso d'água.

O método expedito para determinação da curva de contorno da linha d'água do reservatório pode ser o mesmo que os agricultores empregam para a determinação das curvas de nível do terreno em certos tipos de plantio. Consiste no emprego de uma armação suficientemente rígida, construída com réguas de madeira leve e montadas em forma da letra "A". A armação possui um nível de carpinteiro preso no meio da régua horizontal, conforme mostra a Figura 2.16 a, b, c.

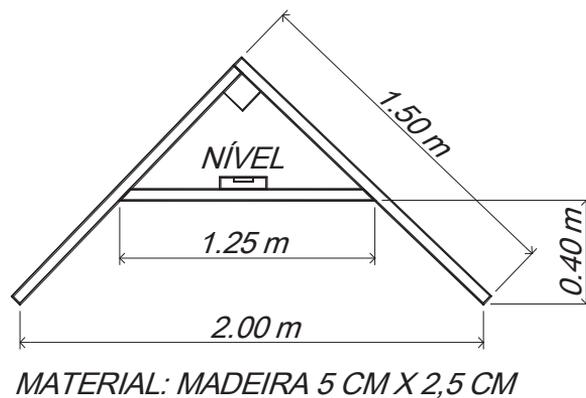


Figura 2.16a Armação para determinação da área de contorno.

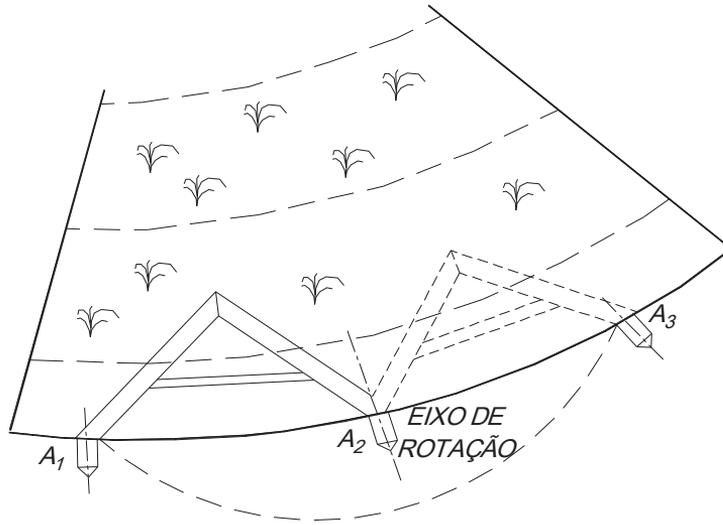


Figura 2.16b Posicionamento da armação para determinação da área de contorno.

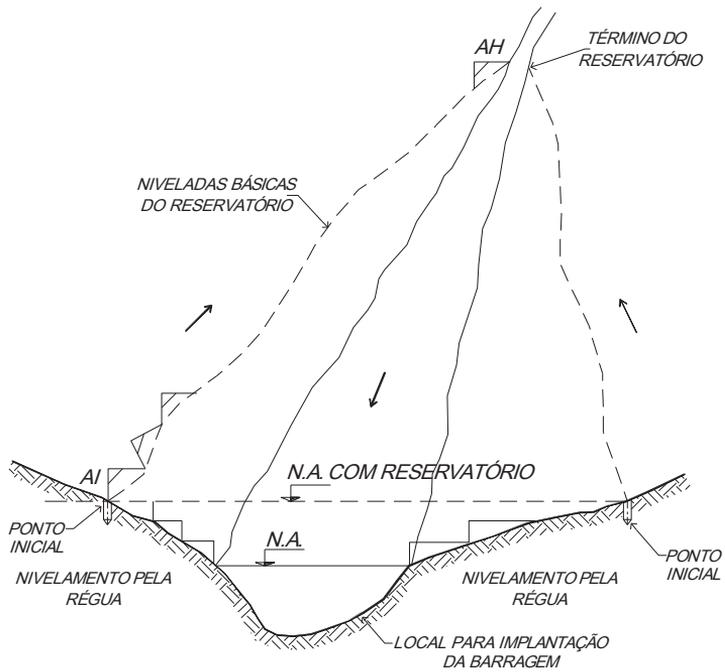


Figura 2.16c Esquema geral da determinação.

2.3.3 Identificando o solo

No projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas deve-se observar as características do solo. Este pode apresentar características permeáveis e impermeáveis. Os solos permeáveis quando em contato com a água permitem que esta se escoe através dele, assim não podem estar presentes em qualquer lugar que se deseja acumular água ou mesmo barrá-la. A Tabela 2.14 apresenta a Classificação e Identificação dos solos.

Dessa forma, na construção de uma barragem ou tomada d'água deve-se aprofundar a vala onde vai ser colocada a sua base até que se encontre uma camada impermeável ou mesmo rochas. Se encontrado rochas, deve-se providenciar a vedação das fendas entre as pedras, e se encontrado uma camada impermeável pode-se colocar a base da barragem sobre esta camada, neste caso é importante que se faça a compactação da superfície que entrará em contato com a base da barragem. Caso exista outros locais com solos permeáveis deve-se eliminá-los, se possível, ou impermeabilizar a sua superfície.

Deve-se fazer uma prospecção geológica expedita de modo a amenizar riscos quanto a recalques, infiltrações, desmoronamento e assoreamento. Locais onde há indícios de possibilidade de desmoronamento ou que tenham tido quedas de barreiras recentes não oferecem boas condições de suporte de obras, e ainda locais que vêm sofrendo desmatamento intenso ou onde a vegetação seja muito rala ou inexistente, associados a encostas íngremes, podem sofrer, na época de chuvas intensas, processo erosivo. O reservatório formado pela barragem pode ficar sujeito a grande deposição de material em pouco tempo, o que não é conveniente.

Na escolha de um local para implantação das obras deve-se sempre procurar um apoio firme para suas fundações. No caso da obra ser de grande volume ou responsabilidade, locais onde possa ocorrer risco à vida dos habitantes à jusante da usina, faz-se necessário uma prospecção geológica mais apropriada e escavações nos locais onde serão feitos as obras.

Tabela 2.14 Classificação e identificação dos solos.

Classificação dos Materiais	Identificação e Descrição Geral	Faixa Granulométrica (mm)	Finalidade Construtiva	Permeável
Argilas	Contém partículas muito finas não distinguíveis a olho nu, inclusive colóides.	Menor que 0,005	Diques, barragens de terra e vedações	Não
Siltes	Constituídos por partículas finas não visíveis a olho nu.	0,005 - 0,05	Diques, barragens de terra e vedações	Não
Areias	Grãos arredondados identificáveis a olho nu.	0,05 - 4,8	Filtros, agregados finos	Sim
Cascalhos ou Britas	Materiais grosseiros de terras ou leito de rios ou originários de pedreiras e, de acordo com os tamanhos dos grãos, dividem-se em:		Transições entre filtros de areia e enrocamentos, agregados grossos	Sim
	cascalho ou brita 1	4,8 - 19		
	cascalho ou brita 2	19 - 38		
	cascalho ou brita 3	38 - 76		
Enrocamento	Materiais de pedreiras com dimensões avantajadas constituindo blocos.	Maiores que 100	Abas de proteção do material terroso e concreto	Sim

As principais técnicas de prospecção são:

- Investigações com furos a trado;
- Poços de Inspeção;
- Trincheiras.

As obras civis devem ser sustentadas pelo solo. Para que isto ocorra não deve exercer uma pressão maior que a admitida pelo terreno. A tabela 2.15 a seguir fornece os valores básicos dos principais solos. É necessário, porém, fazer as seguintes observações:

- Para os materiais entre as classes 4 e 5, interpolar entre 8 e 5 kgf/cm²;
- Para os materiais entre as classes 6 e 7, interpolar entre 8 e 4 kgf/cm²;
- No caso de rocha cárstica (terreno com sumidouros naturais) ou calcáreo, devem ser feitos estudos especiais.

Tabela 2.15 Pressões admitidas para diferentes tipos de terrenos.

Classe	Solo	Valores Básicos (kgf/cm ²)
1	Rocha sã, maciça, sem laminações ou sinal de decomposição	50
2	Rochas laminadas, com pequenas fissuras	35
3	Solos concrecionados	15
4	Solos pedregulhados, mal graduação, compactos	8
5	Solos pedregulhados, mal graduação, fofos	5
6	Areias grossas e pedregulhosas, mal graduadas, compactas	8
7	Areias grossas e pedregulhosas, mal graduadas, fofas	4
8	Areias finas e médias: muito compactas	6
	compactas	4
	medianamente compactas	2
9	Argilas e solos argilosos: consistência dura	4
	consistência rija	2
	consistência média	1
10	Siltes e solos siltosos: muito compactos	4
	compactos	2
	medianamente compactos	1

Fonte: Associação Brasileira de Normas Técnicas (1996).

2.3.4 Quanto de energia você tem

Conhecida a vazão do rio e a queda disponível, é possível estimar a potência da Pequena Central Hidrelétrica. Esta potência pode ser maior ou menor que as necessidades previstas de energia, e em cada caso, poderão ser adotadas medidas adequadas. É importante que as medidas de vazão e altura, mostradas anteriormente, tenham sido bem executadas, pois, caso contrário, a potência disponível será estimada de forma equivocada.

- Potência Disponível ou Bruta

Determinada a vazão e a altura é possível calcular a potência disponível no local; que deve ser feita pela expressão:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

[Equação 2.12]

Em que:

P : potência disponível, ou bruta [W];

ρ : massa específica da água = 10^3 [kg/m³];

g : aceleração da quantidade no local = 9,81 [m/s²];

Q : vazão medida [m³/s];

H : altura de queda bruta [m].

Substituindo os valores de ρ e g na expressão, tem-se a potência (kW) como:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H$$

[Equação 2.13]

- Potência Instalada

A potência instalada é a potência possível de ser transformada em mecânica. É portanto a potência disponível diminuída das perdas que ocorrem na adução, encanamento, turbina e gerador:

$$P_i = 9,81 \cdot Q \cdot H_1 \cdot \eta$$

[Equação 2.13]

Em que:

P_i : potência instalada [kW];

η : rendimento total da instalação que leva em conta o rendimento do gerador (η_g) e da turbina (η_t): $\eta = \eta_g \cdot \eta_t$

H_1 : altura de queda líquida [m]: $H_1 = H_b - h_p$;

h_p : perdas que ocorrem no sistema de adução.

Considerando como valores usuais para os rendimentos e perda de carga na tubulação:

$$\eta_g = 0,90 \quad \eta_t = 0,70 \quad h_p = 5\% \text{ de } H$$

Tem-se:

$$P_i = 9,81 \cdot 0,90 \cdot 0,70 \cdot 0,95 \cdot Q \cdot H$$

$$P_i = 5,87 \cdot Q \cdot H$$

[Equação 2.14]

O manual de Pequenas centrais da Eletrobrás, indica a seguinte fórmula:

$$p_i = 6,80 \cdot Q \cdot H$$

[Equação 2.14]

Neste caso ele está considerando o rendimento da turbina na ordem de 81%, o que é muito difícil de se obter na prática.

Obtida a potência instalada existem 3 possibilidades:

1. A Potência Disponível é maior que a potência necessária.

Neste caso deve-se ajustar a vazão de modo a obter um sistema mais econômico, diminuindo as dimensões do volume adutor, turbina, gerador e casa de

máquinas, ou procurar atender os vizinhos. Neste caso, deve-se consultar a EMATER e Cooperativas de eletrificação rural.

2. A Potência Disponível é igual (ou quase igual) à potência necessária.

Este é um caso pouco frequente, em que deve-se aproveitar toda potência.

3. A Potência Disponível é menor que a potência necessária.

Assim, é necessário racionar o consumo, planejar o uso dos equipamentos de maneira que não exceda o valor da energia elétrica gerada; e complementar o déficit com outros tipos de fontes como: Solas, Eólica, Biocombustível etc.

2.3.5 Determinação da potência necessária

- *Quanto de Energia Você Precisa*

Para verificar se a energia disponível do rio onde se deseja instalar a pequena central atenderá, ou não, os equipamentos existentes ou a ser instalados na propriedade faz-se necessário responder às seguintes questões:

- Quais são os equipamentos?
- Quantos são os equipamentos?
- Qual é a potência de cada equipamento?
- A que horas e qual o tempo de funcionamento de cada equipamento?

Respondidas as questões acima é possível determinar as cargas, neste caso também chamadas de “demandas” máxima (D_{\max}) e média (D_m) horárias a serem atendidas pela pequena central.

A razão entre as demandas média e máxima fornece o coeficiente chamado *fator de carga (Fc)*, que caracteriza o sistema de cargas elétricas a ser atendido.

$$F_C = \frac{D_m}{D_{\max}}$$

[Equação 2.15]

Em que:

F_C : Fator de carga;

D_m : Demanda média (carga consumida média) [W];

D_{\max} : Demanda máxima (carga consumida máxima) [W].

Quanto maior for o fator de carga, melhor é a distribuição das cargas a serem atendidas. Quanto melhor for a distribuição menor serão os problemas de operação da Pequena Central.

Dessa forma, é desejável obter o maior fator de carga possível no sistema. Para isso, faz-se uma distribuição criteriosa das cargas. Caso na primeira tentativa fatores de carga pequenos forem obtidos, aconselha-se a fazer um novo estudo de distribuição de carga, fazendo uma nova programação de hora de funcionamento dos equipamentos, de modo a colocar alguns equipamentos para funcionarem quando houver pequenas cargas.

Em áreas rurais, onde ocorrem períodos de safras, ocasiões em que o consumo de energia elétrica aumenta muito, deve-se estudar a distribuição de carga e compará-la com as de períodos normais. A demanda máxima será a maior carga apresentada entre os dois períodos.

Para melhor compreendermos a distribuição de cargas, acompanhemos o Exemplo 2.3.

Exemplo 2.3: A partir da Tabela 2.16, determinar as demandas máxima e média, bem como o fator de carga de uma propriedade.

Solução:

Deve-se fazer um levantamento dos aparelhos elétricos existentes no local. Para determinar a demanda máxima (D_{\max}) deve-se verificar qual é a maior demanda do dia, que neste exemplo, corresponde ao horário das 20 às 21 horas. Logo, a demanda máxima é dada pela soma das potências dos aparelhos que funcionam neste período de tempo, dada por:

$$D_{\max} = \sum_{t=20:00h} P_i = 1283,33 \text{ W}$$

A demanda média (D_m) é obtida dividindo o valor total obtido na coluna dos Wh/dia por 24 horas. Assim:

$$D_m = \frac{10600}{24} = 441,67 \text{ W}$$

A demanda máxima no dia é de: $D_{\max} = 1.283,33 \text{ W}$ (das 20:00-21:00). Portanto, o fator de carga é dado pela razão das demandas:

$$F_C = \frac{D_m}{D_{\max}} = \frac{441,67}{1283,33} = 0,344$$

O fator de carga 0,4 é definido como ideal, assim o fator de carga determinado no Exemplo 2.3 possui um valor menor, visto que caracteriza a carga de uma residência urbana com poucos aparelhos. Para melhorar os fatores de carga deve-se distribuir melhor o horário de funcionamento dos aparelhos, procurando diminuir a demanda máxima, diminuindo assim o tamanho da turbina e aumentando a carga horária onde as demandas são pequenas. Dessa maneira, pode-se melhorar a condição de funcionamento da Pequena Central.

Tabela 2.16 Consumo de uma residência urbana.

Aparelho	Quantidade	Potência (W)	Período de utilização (h)	Tempo de utilização (h)	Consumo diário
Televisão	1	300	17:00-22:00	5	1500
Geladeira	1	90	intermitente	20	1800
Aparelho de som	1	90	7:00-10:00	3	270
Ventilador	1	60	15:00-18:00	3	180
Ferro	1	500	14:00-15:00	1	500
Chuveiro	1	4400	6:00-6:10	0,5	2200
			12:00-12:10		
			20:00-20:10		
Lâmpadas	5	50	18:00-23:00	5	1250
Máquina de lavar	1	600	8:00-10:00	2	1200
Forno de microondas	1	1500	12:00-12:20	0,33	500
Micro computador	1	300	6:00-10:00	4	1200

- Como Melhorar a Fator de Carga

Conservar o atual consumo de energia elétrica e reduzir a parcela correspondente à demanda, ou conserva a atual demanda e aumentar o consumo da energia elétrica.

Principais medidas:

- Relacionar toda a carga instalada e anotar os respectivos horários de funcionamento;

- Selecionar as cargas que podem ser operadas fora do período da demanda máxima;
- Reprogramar o período de funcionamento das cargas passíveis de deslocamento;
- Evitar partidas simultâneas de motores que iniciam operação com carga;
- Evitar ocorrência de curto-circuito e fugas de corrente;
- Dar proteção adequada aos equipamentos e instalações elétricas, bem como manutenção periódica.

Exemplo 2.4: A partir do Exemplo 2.3 e da Tabela 2.16, re programe o período de funcionamento das cargas de modo a fazer com que o fator de carga da residência se enquadre nas condições definidas com ideais.

Solução:

Como já visto, para se melhorar o fator de carga da residência, deve-se diminuir sua demanda máxima. Dado que a maior demanda do dia corresponde ao horário das 20 às 21 horas, se o funcionamento da televisão ocorrer das 16 às 20 horas e das 21 às 22 horas, ele aliviará esse período. Assim, a demanda média continuará a mesma, mas a demanda máxima nesse período será:

$$D_{\max} = \sum_{t=20:00h} P_i = 983,33 \text{ W}$$

O fator de carga será então de:

$$F_c = \frac{D_m}{D_{\max}} = \frac{441,67}{983,33} = 0,449$$

Se enquadrando, dessa forma, no valor considerado como ideal.

2.4 Componentes de uma pequena central

Uma Pequena Central Hidroelétrica é constituída por componentes básicos, que envolvem desde o represamento até o canal de saída da água. Tais componentes são: *barragem, vertedouro, canal de adução, canal de fuga, tubulação forçada,*

tubulação de adução, chaminé de equilíbrio, casa de máquinas, turbina, gerador, tomada d'água.

2.4.1 Barragem

Em uma Pequena Central, a barragem tem a função de criar um pequeno reservatório que irá permitir a instalação da tomada d'água. No caso das Pequenas Centrais a barragem será feita de madeira, sacos de terra ou aterro de material que estiver ao alcance no momento.

Neste livro serão feitas descrições de barragens de madeira e de aterro de argila.

2.4.2 Barragem de madeira

É feita com pranchas de madeira dispostas de forma a barrar o curso d'água. Recomenda-se este tipo de barragem quando se dispõe de material no local de sua instalação para a construção, que é bastante simples e de fácil realização; o espaçamento entre as tábuas deve ser vedados com uma mistura de argila plástica, areia e pó de serra. O local onde se implantará a barragem deve ser limpo de resíduos, tais como: tocos, capins, etc.

Se o curso d'água não ultrapassar a 7 metros de comprimento pode-se obstruir o riacho com uma tora de árvore e posteriormente começar a impedir a passagem de água com pranchas de madeira. Nesta etapa deve-se deixar um espaço na calha do riacho que permitirá que ele continue no seu curso, e no término da obra fechá-lo totalmente.

2.4.3 Etapas da construção

Para a construção da barragem, a primeira etapa é cortar-se um tronco de aproximadamente 8 metros de comprimento com um diâmetro de 30 centímetros, atravessá-lo no riacho e fixá-lo nas laterais com estacas de madeira, as estacas devem ser enterradas até no mínimo de 50 centímetros no solo. No nível d'água atravessa-se um outro tronco de madeira, de forma a se ter dois apoios para se pregar as tábuas, como mostram as Figuras 2.17 e 2.18.

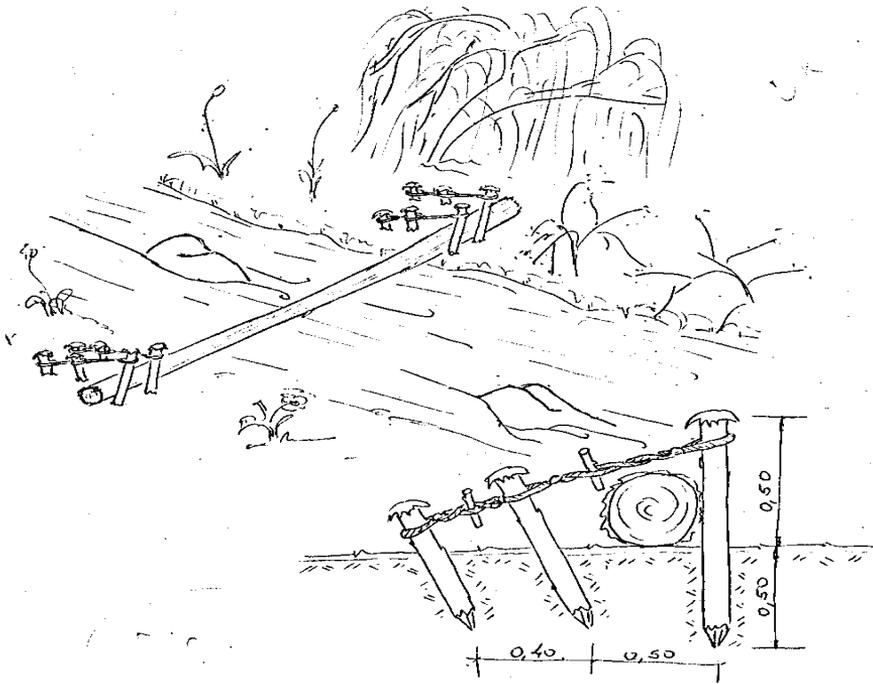


Figura 2.17 Fixação do tronco no nível d'água.

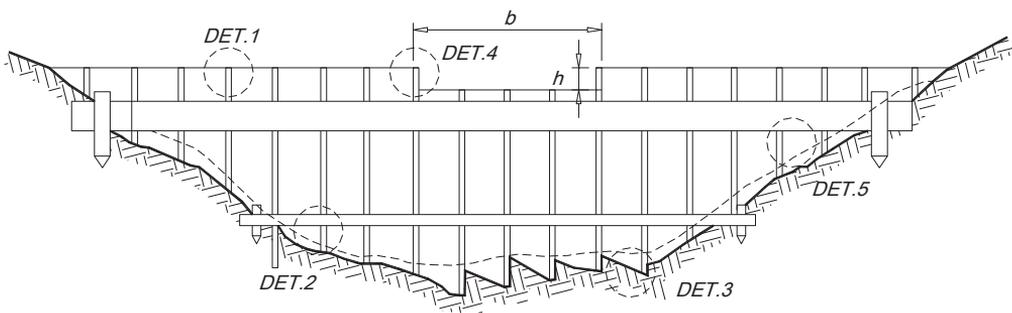


Figura 2.18 Barragem de madeira de extensão não superior a 7 metros.

A largura do vertedor deve ser calculada para a maior vazão real que se tiver conhecimento. Em regiões onde não se dispõem de dados sobre as vazões, esta pode ser estimada pela maior cota de enchente do rio; estas informações podem ser obtidas diretamente de moradores da região.

Calcula-se a largura (b) do vertedor pela seguinte fórmula:

$$b = Q_{\text{máx}} / 1,7 \times h^{3/2}$$

[Equação 2.16]

Admitindo-se que a lâmina máxima será de 1 metro, resulta:

$$b = Q_{\text{máx}}/1,7$$

[Equação 2.17]

A altura real da parede do vertedor, h_1 deve ser:

$$h_1 = h + 0,10$$

[Equação 2.18]

Onde:

b : largura do vertedor [m];

$Q_{\text{máx}}$: vazão máxima [m^3/s];

H : altura da lâmina d'água [m];

h_1 : altura real da parede do vertedor [m];

Os detalhes da figura 2.18 estão, respectivamente, nas figuras 2.19, 2.20 e 2.21.

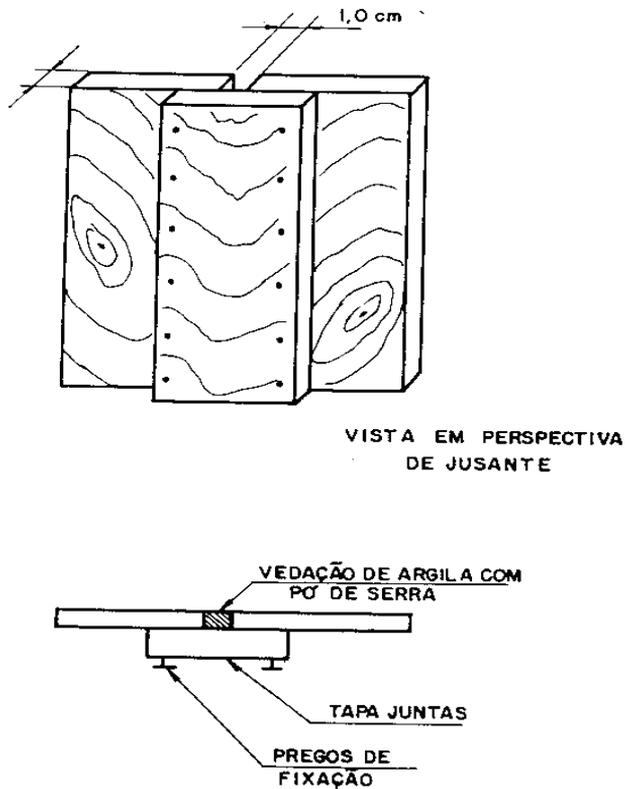


Figura 2.19 Detalhe das fendas entre as tábuas de madeira.

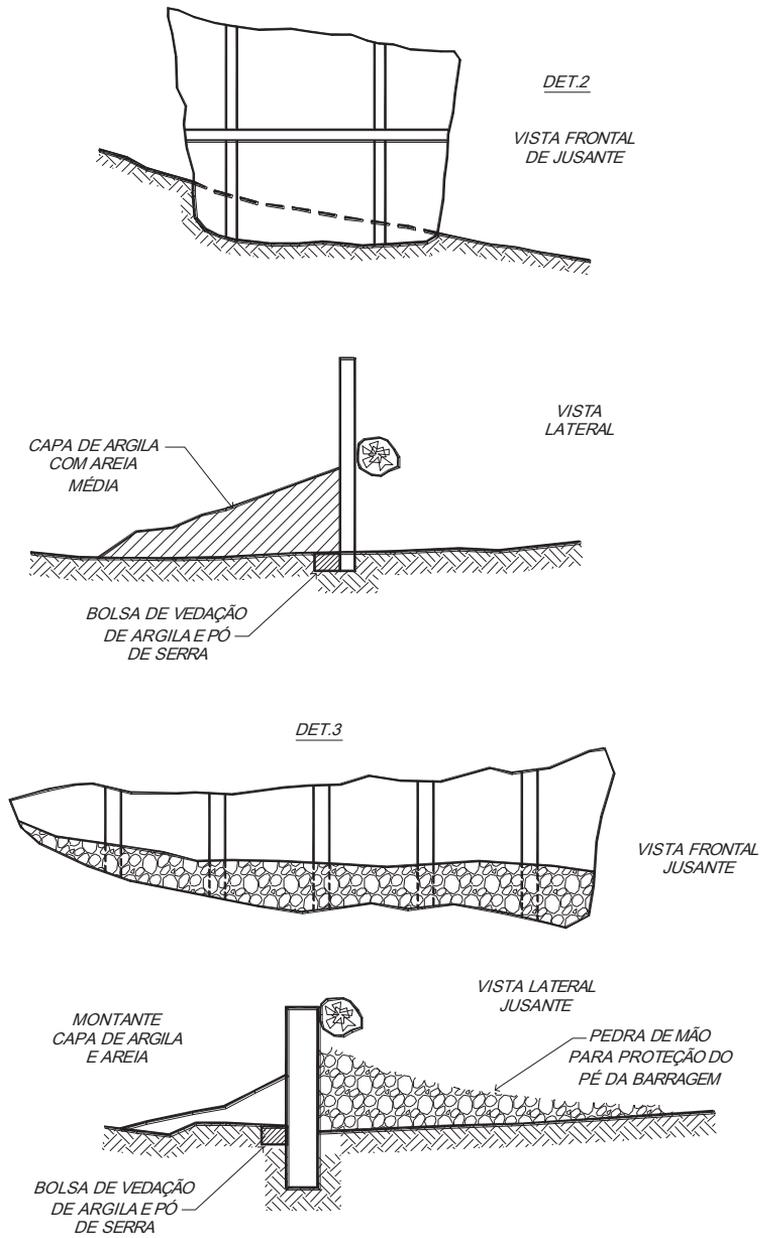


Figura 2.20 Detalhe do pé da barragem e da bacia de dissipação.

Para casos de barragens de maior porte, deve-se usar apoios laterais para estabilização; neste caso o comprimento do dique pode chegar até 50 metros.

A figura 2.22 representa um exemplo possível deste tipo de aproveitamento.

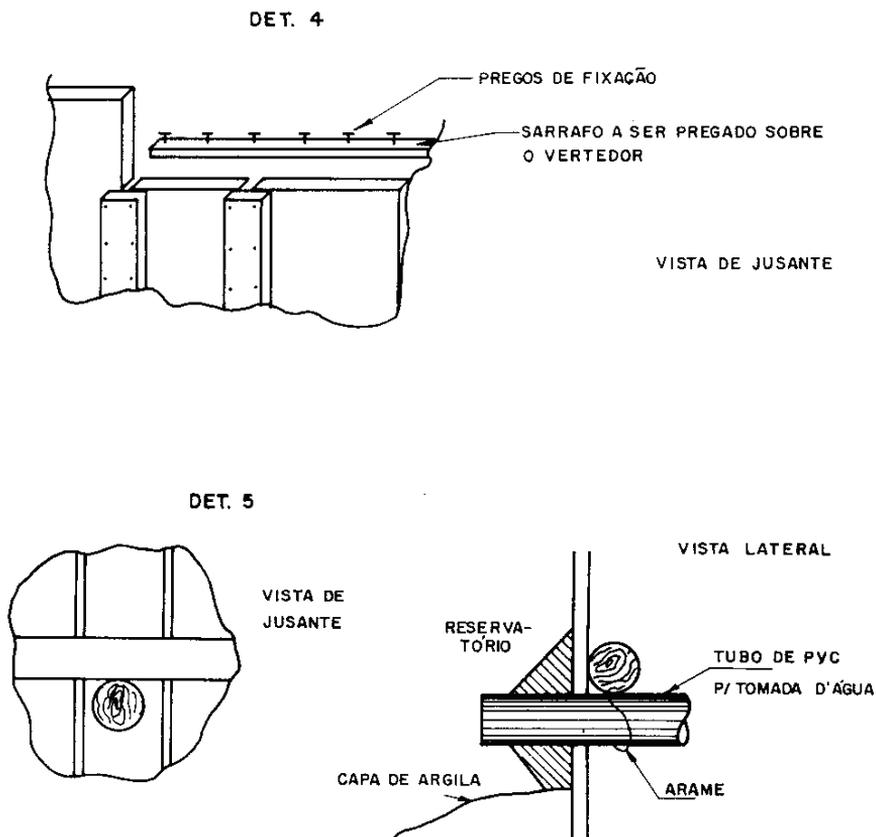


Figura 2.21 Detalhe da soleira do vertedor e tomada d'água.

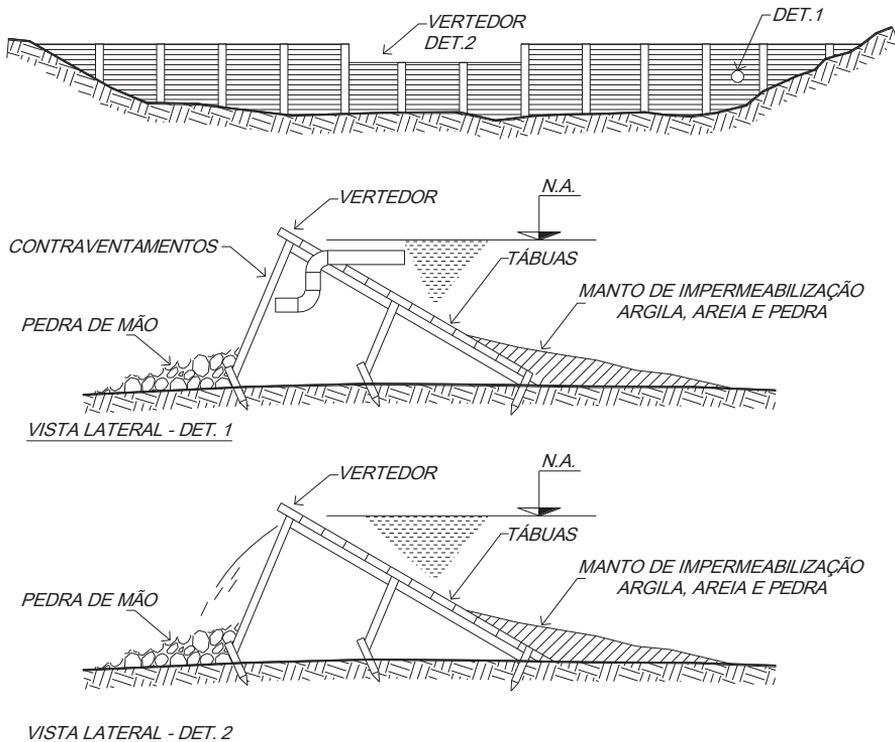


Figura 2.22 Detalhe da tomada d'água e vertedor, para barragem de madeira de até 50m.

2.4.4 Barragem de terra

As pequenas barragens de terra são relativamente simples de serem construídas, no entanto deve-se tomar algumas precauções na sua confecção; precauções estas que se destinam a impossibilitar a passagem d'água sobre as mesmas, que no caso as levariam ao colapso. No caso em questão, não iremos tratar de barragens de mais de 3 metros de altura e portanto, faremos apenas considerações rápidas e de ordem prática na sua confecção.

De acordo com o manual de Diretrizes para Projetos de PCH, da Eletrobrás (sem data), é interessante que o local escolhido para a confecção da barragem tenha certas características como áreas de empréstimo e pedreiras próximas e localizadas em cotas superiores àquela a ser implantada a barragem, de modo a facilitar o transporte desses materiais; além de margens estáveis no local de implantação.

Neste tipo de barragem, a crista deverá ter no mínimo a largura de 3 metros, sendo que a inclinação do talude deve ser no mínimo de 1/1.

À jusante da barragem deve-se plantar grama, de modo que a mesma seja protegida da erosão ocasionada pela chuva, e a montante lançar um tapete de pedra de mão ou material similar, que atua como protetor da erosão eólica, ocasionada pelas ondas do lago.

É recomendado a instalação de um tubo de limpeza do fundo do reservatório, que pode ser de aço, PVC, ou cimento; deve-se adotar um esquema conveniente de instalação do mesmo de forma a evitar a erosão entre as paredes da tubulação e o maciço da barragem.

A estrutura vertente será feita com um rebaixo na crista da barragem, sendo que este será protegido com uma camada de no mínimo 10 centímetros de concreto ou pedra argamassada.

Aconselha-se fazer a tomada d'água em alvenaria solidária com o corpo da barragem.

O posicionamento das estruturas acima descritas em relação à barragem é mostrado nas figuras 2.23, 2.24 e 2.25.

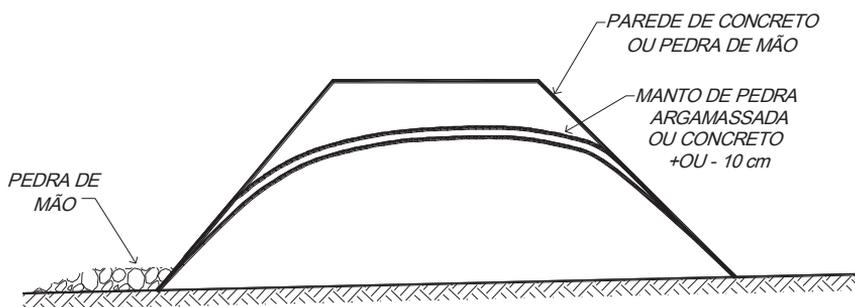


Figura 2.23 Vista lateral do vertedor.

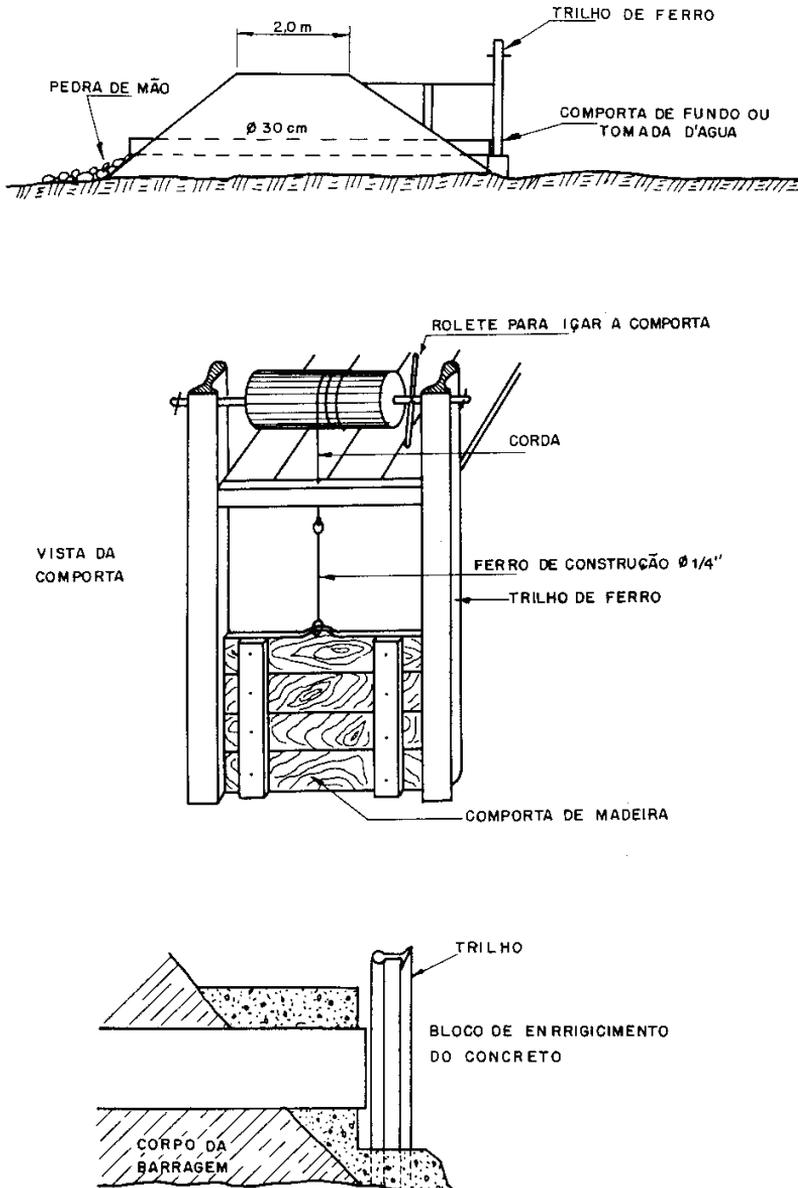


Figura 2.24 Comporta de fundo; detalhe comporta de madeira; detalhe entrada do tubo.

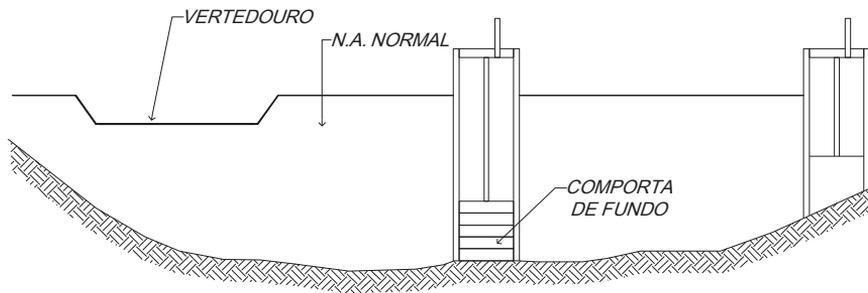


Figura 2.25 Posicionamento das estruturas.

2.4.5 Vertedores/Generalidades

De maneira clássica, define-se vertedor como sendo um orifício cujo perímetro molhado é constituído por uma linha aberta que se assemelha a secção transversal de um canal de superfície livre.

– Tipos de vertedores

Em muitos casos os vertedores apresentam a secção vertente em formas geométricas singulares como: triangular, semicircular, circular, trapezoidal, exponencial, etc., os quais são utilizados para medições de descarga ou estudos de hidrologia.

Em nosso estudo, trataremos de vertedores aplicados às barragens de represas.

Três tipos de solução comumente se apresentam:

- Barragem em alvenaria ou pedra argamassada;
- Barragem de enrocamento com talude de jusante suave (1V:8H) com extravasamento das descargas por sobre toda a extensão da crista;
- Barragem em concreto.

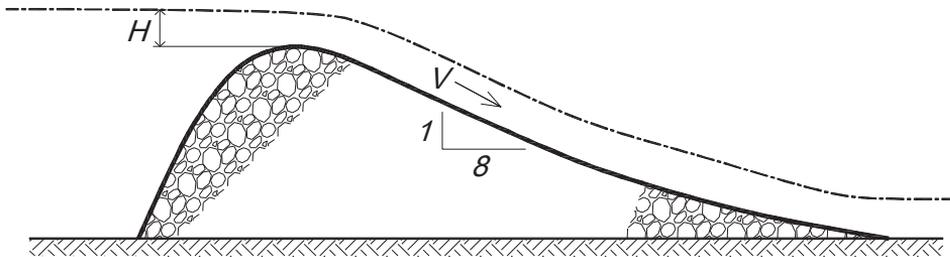


Figura 2.26 Esboço de uma barragem de concreto.

A altura da lâmina d'água sobre a crista pode ser calculada por:

$$H = \left(\frac{Q_{\text{máx}}}{1,7 \cdot b} \right)^{\frac{2}{3}}$$

[Equação 2.19]

onde:

H : altura da lâmina [m];

$Q_{\text{máx}}$: descarga [m^3/s];

b : extensão da crista da barragem [m].

- Vertedor de barragem

Sempre que a descarga afluyente à represa é maior que a descarga turbinada a represa se enche até sua cota máxima. Daí em diante a diferença ou excesso deve extravasar. Esse extravasamento é feito através do vertedor, impedindo que o nível da água no reservatório suba acima da cota máxima prevista.

Posicionamento relativo ao vertedor:

- No corpo da própria barragem: modifica o coroamento desta. Pode estar num ponto central ou num ponto lateral. A água extravasada desce pelo paramento de jusante e vai até a bacia de dissipação;
- Fora do corpo da barragem: água extravasada a jusante vai até um canal que a conduzirá até o leito do rio a jusante da barragem.

Analisemos o caso das barragens vertedoras construídas em concreto.

2.4.6 Dimensionamento hidráulico

Recomendações:

a) Vertedor de superfície:

i) calcular a capacidade de descarga por comporta, considerando:

$$Q_e = c \cdot L \cdot H^{\frac{3}{2}}$$

[Equação 2.20]

onde:

Q_e : descarga por comporta [m^3/s];

c : coeficiente de descarga;

L : largura da comporta [m];

H : altura da comporta [m].

ii) adotar o menor número possível de comportas, observando: $n^\circ \text{ min.} = 2$ unid., tamanho máximo para comporta = 20x20 metros $1,0 < H/L < 1,4$.

b) Vertedor de fundo e outros:

Calcular a capacidade de descarga por comporta como orifício afogado, dado por:

$$Q_e = c \cdot L \cdot H \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (h_1 - h_2)}$$

[Equação 2.21]

onde:

Q_e : descarga por comporta [m^3/s];

c : coeficiente de descarga (igual a 0,6);

L : largura da comporta [m];

H : altura da comporta [m];

h_1 : diferença de cota entre NA_{\max} nominal do reservatório e a soleira da comporta [m];

h_2 : diferença de cota entre NA_{\max} nominal de jusante e a soleira da comporta [m].

Nota: nos grandes aproveitamentos, represas de grande área onde uma pequena alteração no nível implica num grande volume, é de uso instalar comportas sobre o vertedor. O mesmo acontece quando descargas de enchente atingem vazão acima de $1000\text{m}^3/\text{s}$.

- *Considerações para dimensionamento*

Basicamente, para o dimensionamento hidráulico de um vertedor, deve-se conhecer de imediato a vazão do rio. A máxima descarga a ser prevista é aquela calculada para uma descarga catastrófica ou num extremo limite a descarga máxima-maximorum.

Em função dessa descarga, são estabelecidas convenientemente as dimensões geométricas do vertedor, considerando que a sua capacidade é calculada pela fórmula:

$$Q = L' \cdot c \cdot H^{\frac{3}{2}}$$

[Equação 2.22]

onde:

L' : largura efetiva do vertedor;

c : coeficiente de descarga (função de forma da soleira);

H : altura da linha de energia acima da crista da soleira.

Nota: L' = largura total L do vertedouro, que pode compor-se de n vãos separados entre si por pilares, diminuída pela largura da contração central. Essa contração é ligada ao coeficiente k que depende da forma dos pilares. Avaliado para pilares com frente de montante redonda ou com ponta em $k=0,01$.

Assim teremos:

$$Q = (L - 2nHk) \cdot c \cdot H^{\frac{3}{2}} \quad \text{ou} \quad Q = (L - 0,02nH) \cdot c \cdot H^{\frac{3}{2}}$$

[Equação 2.23]

Nessa fórmula o coeficiente c depende:

- ✓ Da forma da soleira;
- ✓ De sua altura sobre o fundo da adução;
- ✓ Da inclinação de sua frente a montante;
- ✓ Do nível de água a jusante;
- ✓ Da velocidade da água a jusante.

A superfície da soleira deve ter a forma da superfície inferior do jato que passa sobre uma soleira com crista linear:

- soleira mais alta $\rightarrow c$ é menor;
- soleira mais baixa $\rightarrow c$ é menor mas será atacada por erosões provocadas por sub-pressões. Por isso a soleira é desenhada com base na altura do nível da energia.

- Perfil do vertedor

O dimensionamento do canal vertedor está ligado com a forma da soleira.

Vejamos um perfil de soleira:

Teoricamente a superfície de soleira deve ter a forma de uma parábola seguindo a equação:

$$\frac{y}{H_o} = k \left(\frac{x}{H_o} \right)^n$$

[Equação 2.24]

Onde:

x : distância horizontal considerando o ponto mais alto da crista igual a zero;

y : distância vertical da crista;

k e n : fatores que dependem principalmente da inclinação da face à montante da soleira e da velocidade da água afluente;

H_o : altura da linha de energia sobre a crista.

Nos casos em que a velocidade de aproximação pode ser desprezada, k e n têm os valores expressos na tabela 2.17.

Tabela 2.17 Aproximações para k e n .

Inclinação face montante	k	n
1:00 (vertical)	0,5	1,872
1:3	0,5	1,851
1:1,5	0,526	1,802
1:1	0,54	1,780

A forma da soleira, considerando a face à montante vertical e velocidade de aproximação nula, pode ser composta de curvas com raios relacionados a altura H_o como na Figura 2.27.

- *Considerações sobre perfil*

Os vertedores em geral de paredes intermediárias apresentam uma forma derivada do perfil Creager que visa garantir a aderência da veia ao coroamento e ao paramento a jusante.

Para evitar formação de vácuo sob a lâmina dá-se a crista e ao paramento um perfil que se ajuste aproximadamente a uma superfície livre inferior da lâmina. Nestas condições, com lâmina aderente, o escoamento se dá sem choques e com pequenas agitações, podendo atingir grande velocidade ($\approx 30\text{m/s}$) e possuindo grande energia cinética. O traçado do perfil depende da altura H_o .

O perfil mais utilizado é o de Creager, que tem a expressão analítica:

$$y = 0,47 \cdot \frac{x^{1,8}}{H_o^{0,8}} \quad (\text{I}) \qquad y = 0,50 \cdot \frac{x^{1,85}}{H_o^{0,8}} \quad (\text{I})$$

[Equação 2.25]

Scimem, com base em estudos em modelos, propôs o perfil dado pela equação (II).

Em ambas as equações, a origem do sistema de coordenadas (x, y) acha-se sobre a crista da barragem. Aplicando as equações (I) e/ou (II) obtém-se o(s) perfil(is) tal como mostra a Figura 2.27.

Ambos os perfis mostrados devem ser completados a montante por um ressalto fornecido por um arco de círculo de raio igual a $R = (P.H_a)^{1/2}$ e uma flecha igual a $0,12H_0$.

Obs: P = carga hidráulica do vertedor;

H_a = altura máxima da água a montante do vertedor.

Observar que a flecha $0,12H_0$ dada por Creager também foi proposta no perfil definido por Bazin.

Na sua parte inferior o paramento concorda com o pé da barragem por um arco circular cujo raio pode ser calculado pela fórmula também de Creager:

$$R = [H_B(H_A - H_B)]^{1/2}$$

[Equação 2.26]

onde:

H_B : altura da barragem;

H_A : altura máxima da água a montante.

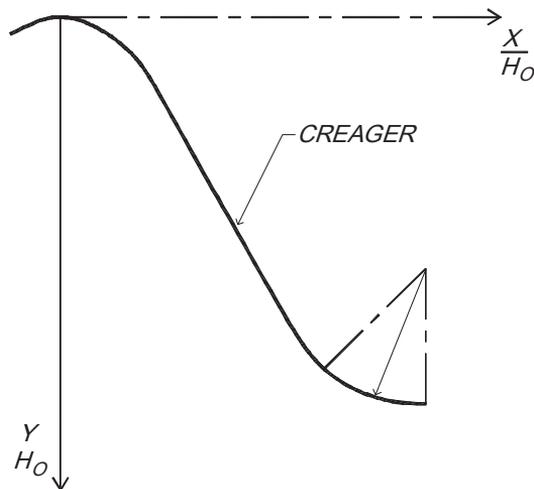


Figura 2.27 Perfil da barragem.

- Determinação do escoamento

Determinado o perfil do parâmetro de jusante pode-se determinar com boa aproximação o perfil do escoamento. Senão, vejamos:

Determinado o filete de velocidade média, segundo Bazin, para vertedor padrão de parede delgada ou intermediária, podem ser traçados os perfis superior e inferior da veia, desde que sejam conhecidas as espessuras ‘e’ nos diversos pontos da mesma. Segundo Bazin, o perfil inferior está situado a distância $0,33e$ do filete de velocidade média.

Para se determinar a espessura ‘e’, procede-se:

- desenhando o perfil da velocidade média, ficará determinada em cada ponto a direção da mesma e cujo módulo V poderá ser calculado sendo conhecida a componente vertical V_y dada por:

$$V_y = \sqrt{2 \cdot g \cdot y}$$

[Equação 2.27]

- conhecida a vazão Q por metro linear de largura do vertedor, resulta:

$$e = \frac{Q}{V_y}$$

[Equação 2.28]

- de posse de cada valor de ‘e’ para cada ponto, pode-se então traçar os perfis superior e inferior.

Assim temos um modo de dimensionamento hidráulico do vertedor e seu perfil.

Obs: cuidados terão de que ser tomados quanto a problemas do dimensionamento da bacia de dissipação, problemas de cavitação, etc

2.4.7 Como conduzir a água

- Sistema de adução a ser adotado

A maneira de se conduzir a água da barragem até a turbina dependerá das condições topográficas e geológicas do local. Para se conseguir a condução adequada da água, utiliza-se sistemas de canais e tubulações os quais serão dimensionados de acordo com a vazão desejada.

- Canal de adução

Deve ser o mais simples possível. Por motivo de economia, deve-se preferir executá-los sem revestimento. Para isso, faz-se necessário um estudo, mesmo que superficial, do terreno de maneira a avaliar se as condições geológicas permitem a construção do canal. Escavações em rocha devem ser evitadas visto o seu alto custo.

O canal de adução pode ser dimensionado e construído da mesma forma dos canais de irrigação.

Todo canal deve ser construído com uma declividade constante de 0,5m a cada 10m e o seu traçado deve acompanhar a curva de nível do terreno.

- Dimensionamento da seção do canal

Uma vez feito o estudo para se determinar o tipo de solo por onde irá passar o canal, define-se a inclinação “m” do talude de maneira que o mesmo não venha a desmoronar.

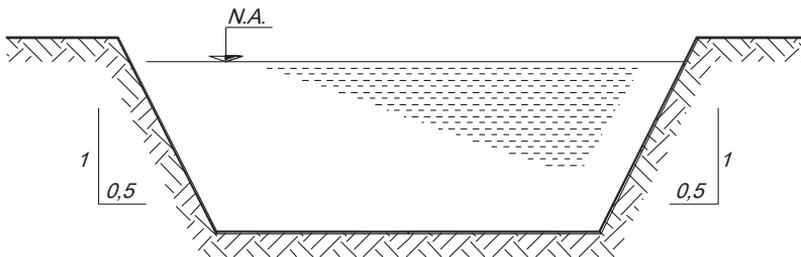


Figura 2.28 Canal sem revestimento.

A tabela 2.18 mostra a inclinação “m” para os diversos tipos de terrenos.

Tabela 2.18 Inclinação “m” para os diversos tipos de terrenos.

NATUREZA DO SOLO	INCLINAÇÃO “m”
Argila dura	0,75
Aluvião compacto	1,00
Cascalho grosso	1,50
Enroncamento, terra, areia grossa	2,00
Terra mexida	3,00

Determinadas as dimensões do canal, deve-se verificar se a velocidade de escoamento da água está compatível com a máxima admitida, que é a velocidade limite de escoamento que precede a ocorrência de erosão no leito do canal e é dada pela tabela 2.19.

Tabela 2.19 Velocidade máxima admissível.

NATUREZA DO SOLO	VELOCIDADE MÁXIMA ADMISSÍVEL (m/s)
Argila dura	1,70
Aluvião compacto	1,20
Cascalho grosso	1,80
Enronçamento, terra, areia grossa	0,65
Terra mexida	0,30

A velocidade média é calculada pela expressão:

$$V = \frac{Q}{h \cdot (b + m \cdot h)}$$

[Equação 2.29]

onde:

V : velocidade d'água no canal, m/s

Q : vazão no canal, m³/s

h : altura da lâmina do canal, m

b : base do canal, m

m : inclinação “m” do talude do canal.

- Canal com revestimento

O revestimento torna-se necessário quando o solo por onde o canal deve passar não é compatível com a velocidade de escoamento ou então é muito permeável.

São muitas as soluções usadas para o revestimento, podendo ser aplicado nas suas paredes madeira, alvenaria de tijolo, pedra argamassada, concreto e fibra sintética, conforme mostram as figuras 2.29 e 2.30. No caso do canal com fibra sintética, uma solução simples consiste em revesti-lo com sacos de aniagem, ou de fibra sintética, cheios de uma mistura de terra ou areia e cimento na proporção 1:20, empilhados.

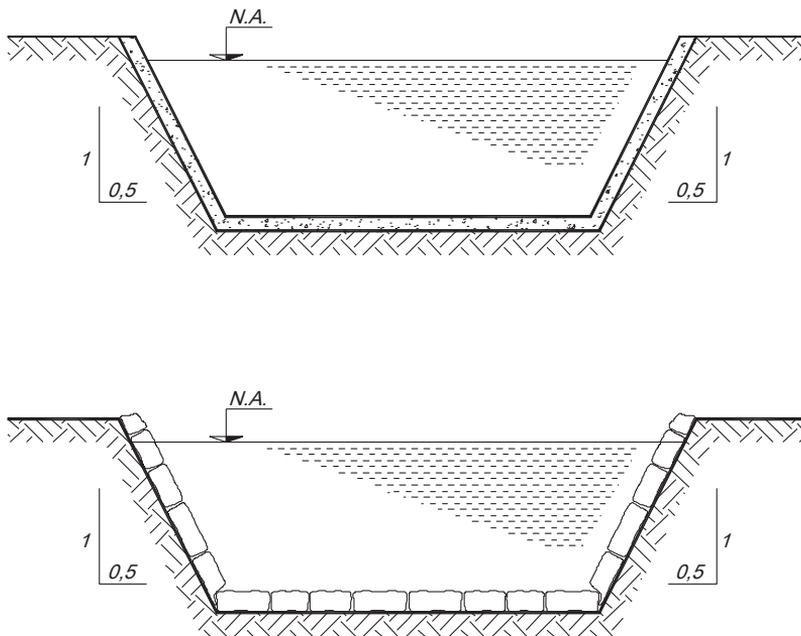


Figura 2.29 Canal revestido com madeira de alvenaria e tijolo.

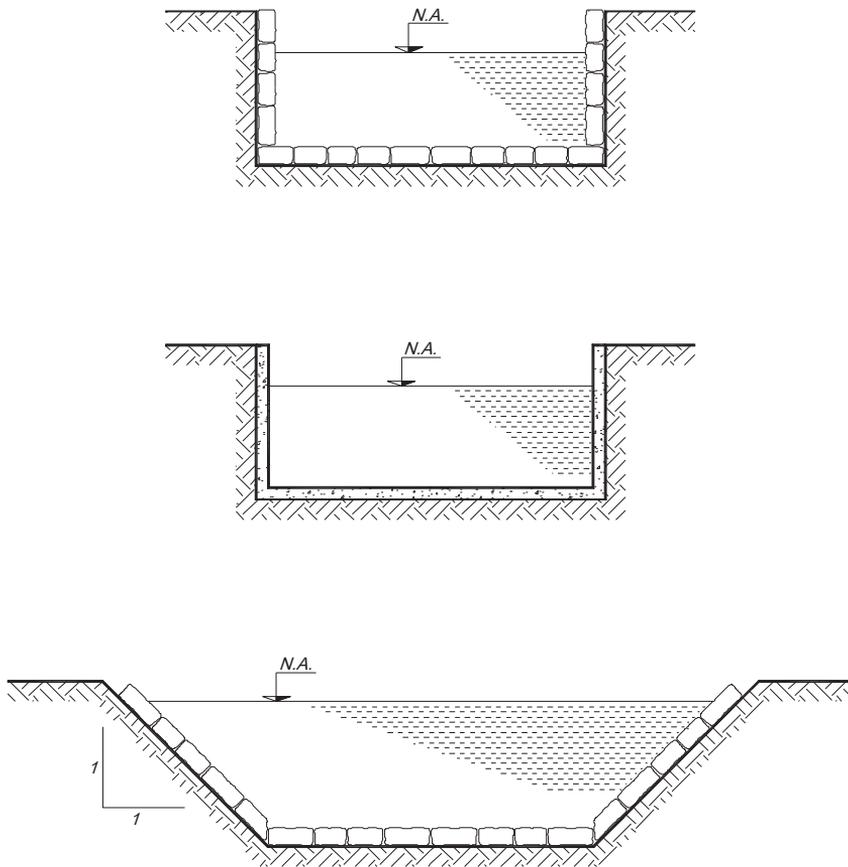


Figura 2.30 Canal revestido com pedra, concreto e fibra sintética.

Exemplo 2.5: Dimensionar um canal de adução com vazão de $0,8 \text{ m}^3/\text{s}$ que deve passar em um terreno com grande quantidade de argila.

Solução:

Definição da geometria do canal:

Da tabela 2.18, pode-se fixar “m” em 0,75 e da tabela 17, fixa-se $V_{\text{máx}}$ em 1,7 m/s. Adota-se $h_{\text{máx}}$ em 1 metro.

Resulta, então:

$$b = \frac{Q}{v \cdot h} - m \cdot h$$

$$b = \frac{0,8}{1,7 \times 1} - 0,75 \times 1 = -0,28 \text{ metros}$$

Dimensão negativa, tornando o canal inviável. A solução é tentar variar a altura máxima. Adotando-se altura máxima da lâmina d’água do canal em 0,5 metros resulta que a base do canal será de 0,57 metros. Aproxima-se esta base para 0,60 metros que é uma largura suficiente para a pá de uma retro-escavadeira. Mantendo-se a altura da lamina d’água em 0,5 metros a velocidade de escoamento fica:

$$V = \frac{0,8}{0,5 \times (0,60 + 0,75 \times 0,5)} = 1,64 \text{ m / s}$$

Compatível com a velocidade admitida na tabela 2.19.

2.4.8 Câmara de carga

Quando o sistema de adução utilizado é o canal a céu aberto, faz-se necessário a construção da câmara de carga, ou castelo d’água, que tem a função de fazer a transição da água do canal para a tubulação de alta pressão. A câmara de carga também tem a função de absorver as manobras bruscas que porventura possam ocorrer na central.

Quando ocorre um fechamento brusco da válvula de entrada da turbina, ou do seu sistema de controle, dá-se o chamado *golpe de aríete* na tubulação forçada. A onda

de pressão oriunda deste efeito é absorvida pela câmara de carga através de transbordamento. Para isso, é necessário prever um sangradouro lateral na mesma, bem como um canal para reposição da água transbordada ao rio.

A câmara de carga deve ser dotada de “*stop-log*”, de uma comporta desarenadora no fundo para permitir a limpeza de material sólido depositado no seu fundo e de uma grade, que tem a função de interceptar corpos flutuantes que por ventura possam danificar a turbina.

As principais dimensões da câmara de carga, comportas e grades são mostradas na figura 2.31 a e b.

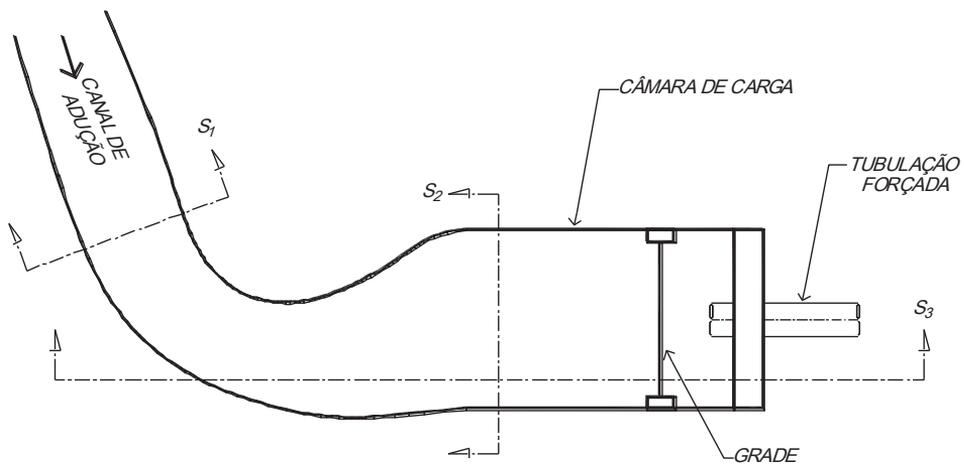


Figura 2.31a Exemplo de câmara de carga e suas seções transversais.

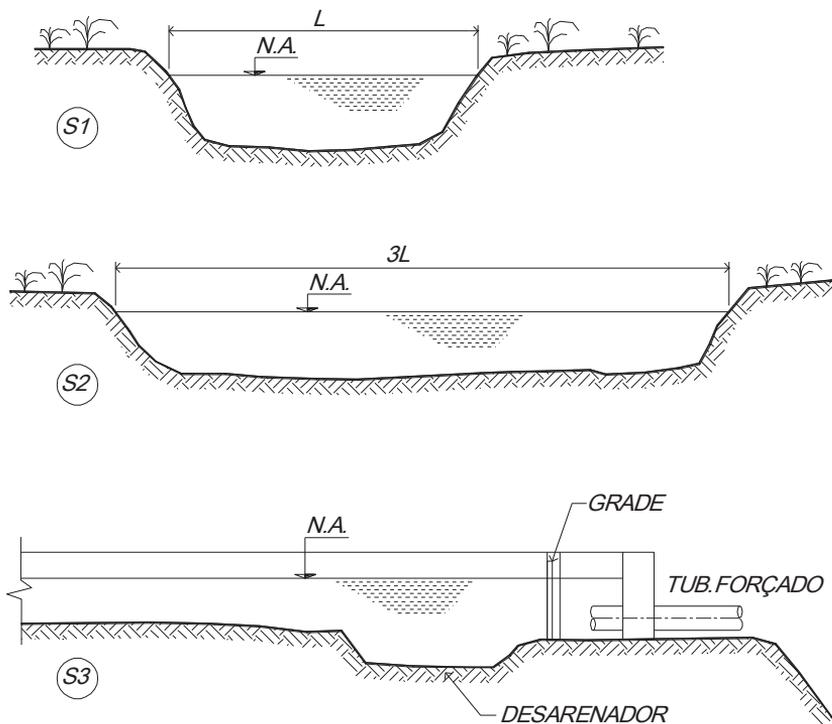


Figura 2.31b Detalhes em cortes da câmara de carga.

2.4.9 Tubulação de adução

Também chamada de tubulação de baixa pressão, a tubulação de adução é a alternativa para substituição do canal. O seu uso só se justifica quando as condições topográficas e geológicas não permitem o uso de canal, tais como: margens muito íngremes, exigindo grandes volumes de escavações ou solos rochosos, onde se faz necessário o uso de explosivos.

A tubulação de adução tem a função de conduzir a água com um mínimo de perdas, que é de no máximo 1% da altura da queda total, até ao castelo d'água, que neste caso recebe o nome de *chaminé de equilíbrio*.

Para dimensionar a tubulação de adução, que pode ser construída de aço, cimento amianto ou concreto armado, é indicado o uso da fórmula de Scobey, o qual foi calculado para a tubulação de alta pressão feita de aço.

$$D = 83,383 * Q^{0,388} * \left(Ka * \frac{L}{H} \right)^{0,204}$$

[Equação 2.30]

onde:

- D: diâmetro interno da tubulação [cm];
- Q: vazão de projeto [m³/s];
- L: Comprimento da tubulação [m];
- H: altura da queda bruta [m];
- Ka: 0,32 para tubulação de aço;
0,34 para tubulação de cimento amianto;
0,38 para tubulação de concreto armado.

2.4.10 Tubulação de alta pressão

Também chamada de tubulação forçada, tem a função de conduzir a água do castelo d'água (câmara de carga ou chaminé de equilíbrio) até a turbina. Normalmente são feitas de aço, mas também pode ser feita por tubos de PVC. As Figuras 29 e 30 mostram a tubulação forçada de aço e seus detalhes.

O diâmetro da tubulação é calculado pela formula de Bondshu:

$$D = 127 * (Q^3 * Ht)^{1/7}$$

[Equação 2.31]

onde:

- D: diâmetro econômico [cm];
- Q: vazão d'água na tubulação [m³/s];
- Ht (= 1,2 x H): carga hidráulica [m];
- H: queda bruta [n].

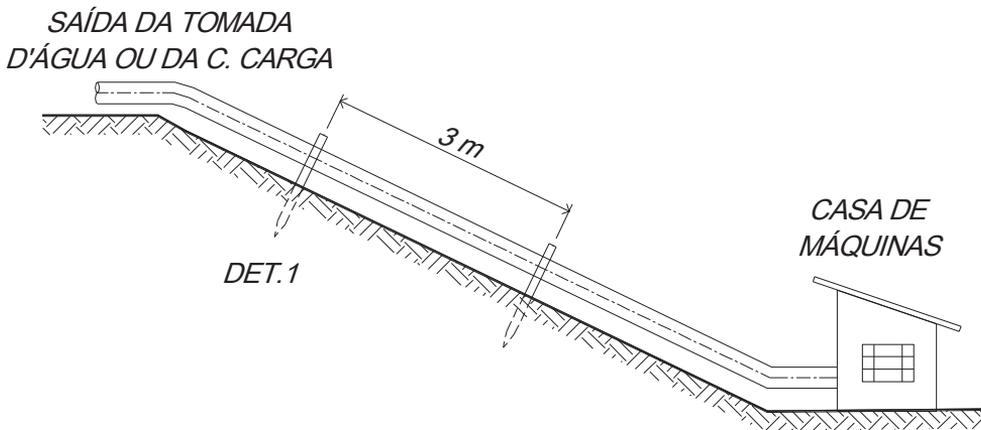


Figura 2.32 Vista geral da tubulação forçada de aço.

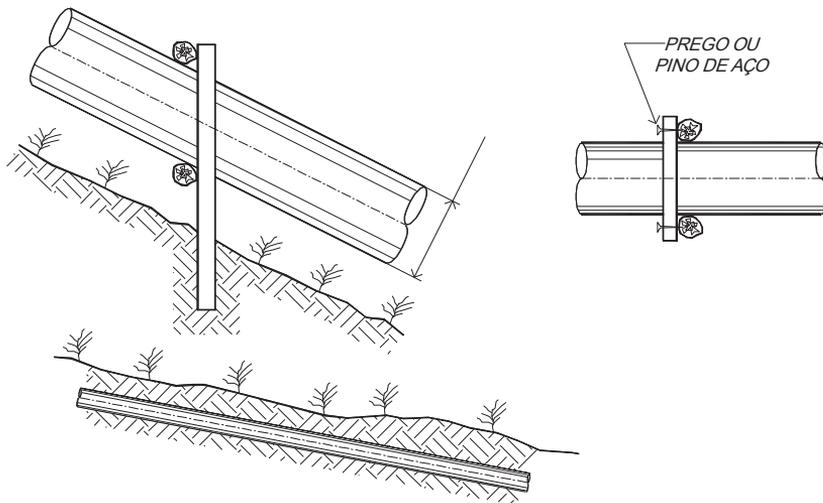


Figura 2.33: Detalhes da tubulação forçada de aço e da tubulação forçada de PVC enterrada no solo.

2.4.11 Velocidade de escoamento admissível para a água

Para tubulações a velocidade admissível de escoamento da água é diretamente proporcional a altura da queda da pequena central. Quanto maior a queda, maior é a perda de carga admissível; por exemplo, uma pequena central com 2m de

queda é admissível somente 2cm de perda no sistema de adução, já para uma central com 20m de queda, pode-se perder até 20 cm. Isto implica que, para uma mesma vazão, em função da queda, poder-se-ia tranquilamente adotar diferentes velocidades de água para os dois sistemas.

Normalmente a velocidade máxima admissível é de 5 m/s; aconselha-se no entanto a trabalhar com valores em torno de no máximo 3 m/s, devido a problemas de desgaste por abrasão.

2.4.12 Determinação da espessura da parede da tubulação

Quando um tubo com um determinado diâmetro nominal é fabricado com o diâmetro externo constante, fazendo variar somente o diâmetro interno, diz-se que este tubo é padronizado. Tal característica deve-se ao fato de que a espessura do tubo é determinada de acordo com a pressão que irá suportar. Desse modo, pode-se classificá-los em classes: variando de “Sch” 40 a 160, para o tubo de aço; classes 12, 15 e 20, no caso dos tubos de PVC; e classes A e B, para o tubo de cimento amianto.

Esta classificação procura indicar se um tubo suporta mais ou menos pressão em função da temperatura do fluido, que no caso de pequenas centrais considera-se serviço leve.

Para verificar se um determinado tubo suportará ou não a pressão, que corresponde a altura de queda da pequena central adicionada de 20% correspondente a sobrepressão oriunda de golpes de aríete, procede-se da seguinte maneira:

Para tubos de aço:

$$e = \frac{p_i \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} + e_s$$

[Equação 2.32]

onde:

e: espessura da parede do tubo necessária para suportar a pressão oriunda da coluna d'água p_i [mm];

p_i : pressão hidrostática máxima interna, correspondente à coluna d'água, que no caso de tubulação de adução corresponde a altura da soleira da barragem até a geratriz inferior do tubo. Já para a tubulação forçada corresponde a altura da queda total acrescida de 20% devido esforços oriundos do golpe de aríete [kg/cm^2];

D : diâmetro interno do tubo [mm];

σ_f : tensão admissível de resistência a tração (que no caso do aço ABNT EB-255G30 [ASTM A-283 Grau C] vale aproximadamente 1400 Kgf/cm²) [kg/cm²];

K_f : eficiência de junta (para tubos padronizados e de fabricação normal, temos: $K_f = 0,80$ costura com solda por fusão elétrica e $K_f = 1,0$ costura com solda por resistência elétrica, relativa ao aço ABNT EB 225 CG 30 [ASTM – A 283, GRAU C];

e_s : sobre espessura para corrosão $\cong 1$ mm.

Considerando a tensão admissível acima citada, que em caso extremo, o tubo será fabricado no local sem nenhum controle da solda e a sobre pressão oriunda de golpes de aríete não exceda a 35% da altura total, a fórmula para o cálculo da espessura da parede pode ser apresentada da seguinte forma:

$$e = 0,00006 \cdot H \cdot D + 1$$

[Equação 2.33]

onde:

e - espessura da parede [mm];

H - altura da coluna d'água correspondente [m];

D - diâmetro interno da tubulação [m].

O valor obtido pela expressão anterior deverá ser superior à espessura mínima da parede do tubo em aço, que é fornecido pela expressão:

$$e_{min} = \frac{D + 508}{400}$$

[Equação 2.34]

cujo valor mínimo admissível é 4,76 mm (3/16").

Exemplo 2.6: Determinar a espessura de parede de uma tubulação de aço com 880 [mm] de diâmetro interno, na parte sujeita a uma pressão estática hidráulica de 50 [m]. Portanto, $D = 880$ mm e $H = 50$ m.

Solução:

$$e = 0,00006 \cdot H \cdot D + 1 = 0,00006 \cdot 50 \cdot 880 + 1 = 3,64 \text{ mm}$$

$$e_{min} = \frac{D + 508}{400} = \frac{880 + 508}{400} = 3,47 \text{ mm}$$

Observa-se que a espessura necessária (3,64 mm), embora maior que a mínima (3,47 mm), é inferior à admissível (4,76 mm). Neste caso, deve-se adotar esta última (4,76 mm). Em uma tabela de tubos padronizados, verifica-se que se trata do tubo 36", cuja espessura que mais se aproxima do valor calculado é 6,30mm, conseqüentemente o diâmetro interno para este caso fica sendo 901,8mm.

2.4.13 Válvulas

Em toda tubulação de centrais hidrelétricas, faz-se necessária a instalação de uma válvula próxima à turbina. A ela cabe o papel de proteger a turbina no caso de uma rejeição de carga bem como estancar a tubulação por ocasião de reparos e manutenção da turbina. Em alguns casos especiais, em instalações de pequenas potências, inferiores a 5 [kW], a própria válvula poderá fazer o papel de regulador de vazão, suprimindo o sistema de regulação da turbina, barateando os custos da central, já que um regulador de velocidade é um equipamento de custo considerável diante do global na implantação de uma pequena central.

Entre as várias válvulas a que mostrou-se mais indicada às pequenas centrais é a do tipo borboleta pois, além de causar pequena perda de carga, é de dimensões delgadas, por isto mesmo leve, ocupando pouco espaço na casa de máquinas. O acionamento é rápido, fechando-se com um movimento de alavanca de somente 90°. Fornece eficiente vedação e é de menor custo se comparada às congêneres, e atende a

grande variação de diâmetros, de 1/2" até 3 [m] ou mais, sendo encontrada no mercado até 48". Para diâmetros maiores são fabricadas sob encomendas.

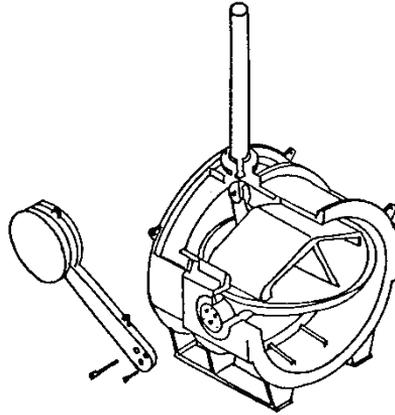


Figura 2.34 Válvula borboleta acionada por servo-mecanismo, com contra-peso, indicado para médias quedas.

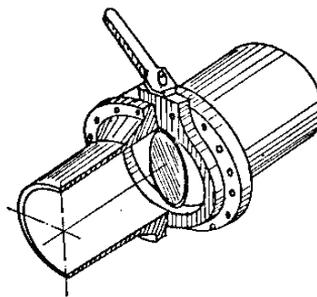


Figura 2.35 Válvula borboleta de acionamento manual.

Apesar do uso mais restrito a válvula gaveta também pode ser usada em pequenas centrais cujo diâmetro dos tubos estejam dentro da sua faixa de fabricação. O inconveniente desta válvula é que além de ter acionamento lento, não é indicada para trabalhar com abertura parcial, isto é, não deve ser utilizada para regulação da vazão.

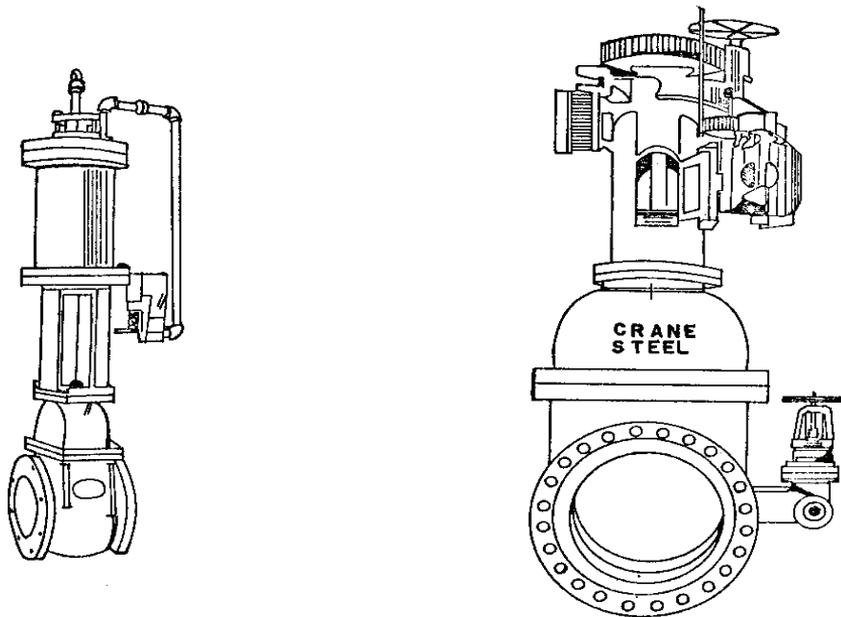


Figura 2.36 Válvula de gaveta.

2.4.14 Chaminé de equilíbrio

A chaminé de equilíbrio é uma estrutura, em concreto ou aço, constituída de um reservatório cilíndrico, de eixo vertical, implantada entre o trecho de adução de baixa declividade, constituído por uma tubulação em baixa pressão e o trecho de adução de grande declividade, constituído por uma tubulação forçada. O desenho esquemático é mostrado na figura 2.37.

A chaminé de equilíbrio tem como finalidade amortecer os efeitos dos aumentos de pressão e velocidade da água no interior da tubulação forçada causados pelo golpe de aríete durante um acionamento rápido do dispositivo de fechamento da turbina. Tem também a função de armazenar a água que penetra no seu interior durante o refluxo resultante do aumento de pressão, liberando-a para a turbina quando o dispositivo de fechamento abrir novamente.

Quando necessária a sua instalação, a chaminé de equilíbrio deve ficar o mais próximo possível da casa de máquinas, a fim de reduzir o comprimento da tubulação forçada e, com isso, diminuir os efeitos do golpe de aríete.

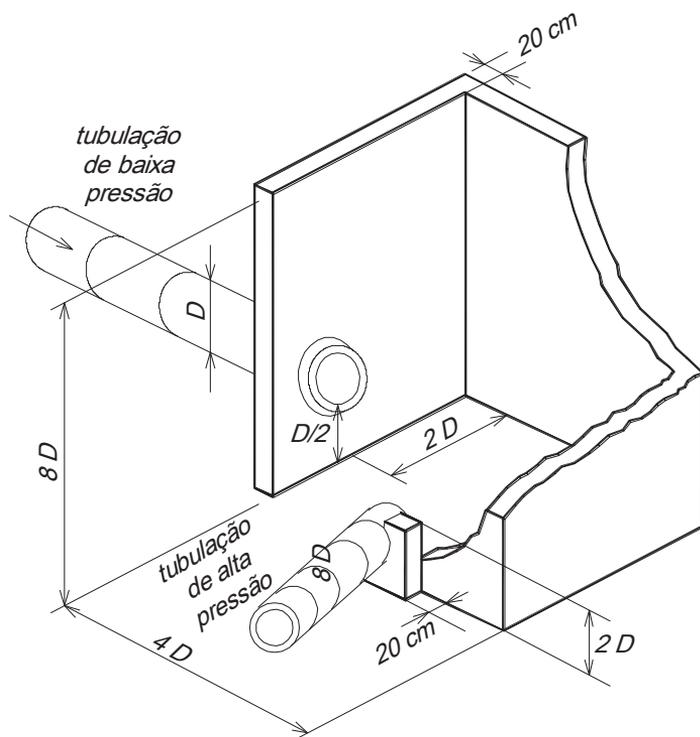


Figura 2.37: Chaminé de equilíbrio.

Deve verificar a necessidade da instalação da chaminé de equilíbrio. Para isso, utiliza-se a relação:

$$\frac{L_a}{H} \leq 5$$

[Equação 2.35]

onde:

L_a : comprimento total do sistema de adução

H : queda bruta

Obs: Ambos os parâmetros devem estar na mesma unidade de dimensão linear.

Assim, se o comprimento da tubulação forçada ultrapassar a cinco vezes a queda bruta, há necessidade de prever-se uma chaminé de equilíbrio.

Recomenda-se fazer também a verificação da necessidade, ou não, da instalação da chaminé de equilíbrio pelo critério da constante de aceleração da água na tubulação:

$$t_h = \frac{v \cdot L_a}{g \cdot H}$$

[Equação 2.36]

sendo:

t_h : tempo de aceleração da água na tubulação [s];

v : velocidade da água no interior da tubulação forçada [m/s];

g : aceleração da gravidade (9,81 m/s²).

Se t_h for inferior a 3s, não há necessidade da chaminé de equilíbrio. Há casos de não se instalar chaminé de equilíbrio mesmo para valores de t_h até 6s, mas, acima desse valor, essa instalação é obrigatória.

Um meio de se tentar evitar a instalação de uma chaminé de equilíbrio é o emprego de válvulas de alívio nas entradas das turbinas, quase sempre também dentro de certas limitações, geralmente caras e exigindo consultas diretas ao fabricante.

2.4.15 Comportas

As comportas são órgãos de uma pequena central cuja função é:

- Estancar a água que vai para o sistema condutor, permitindo a sua manutenção;
- Abrir o fundo da tomada d'água, de maneira a retirar a areia que, com o tempo, é depositada;
- Fechar os tubos de desvio do rio, visando durante a construção da barragem, para encher o reservatório.

No primeiro caso as comportas são chamadas de “manutenção”, no segundo de “desarenação” e no terceiro de “fundo”.

Para as pequenas centrais as comportas são construídas em forma de gaveta, capazes de serem operadas sob fluxo hidráulico. Estas comportas podem ser feitas de chapa de aço, ferro fundido ou madeiras.

- Comportas de ferro fundido

São usadas geralmente como comportas de fundo. Suportam maiores pressões podendo, segundo os fabricantes, serem usadas até 10m de profundidade. Têm a grande vantagem de serem resistentes a corrosões. Geralmente, são compradas prontas.

- Comportas de aço

São de fácil construção, mais leves e possuem baixo custo quando comparadas com as comportas de ferro fundido. Necessitam uma pintura anti-corrosiva de tinta a base de alcatrão ou barra clorada, levando a uma grande durabilidade da estrutura com pouca manutenção.

- Comportas de madeira

As comportas de madeira são de simples construção e de baixo custo. As madeiras empregadas na construção da comporta devem possuir boa resistência à ação da água a fim de evitar o apodrecimento prematuro.

2.4.16 Grades

As grades têm a função de barrar a passagem de detritos (folhas, galhos, etc.) carregados pelo fluxo da água ao longo do canal de adução. A câmara de carga deve ser equipada com um ou mais painéis de grades, visto que é necessário impedir a entrada de corpos sólidos junto com o fluxo d'água de acionamento da turbina, porque as suas dimensões e rigidez podem prejudicar o rendimento ou até mesmo danificar a turbina e/ou equipamentos associados.

Assim, o dimensionamento do espaçamento entre as barras de grade não deve ser maior que a menor dimensão da seção de passagem do fluxo d'água de acionamento da turbina. Para isto, sugere-se comparar as seguintes seções:

- distâncias entre as palhetas do distribuidor;
- distância mínima entre as pás do rotor da turbina Francis ou Hélice;
- válvula agulha do injetor da turbina Pelton;
- válvula ou registro do fluxo de água de acionamento da turbina.

É importante salientar que a posição e inclinação, bem como o dimensionamento e detalhamento de fabricação da grade, devem ser definidos ou submetidos à apreciação do fabricante da turbina.

Periodicamente, a grade deve ser limpa a fim de remover os detritos acumulados. Os intervalos do período para limpeza das grades serão estabelecidos pelo pessoal de operação, com base no comportamento de acúmulo de detritos nas mesmas durante a operação da central.

2.4.17 Turbinas hidráulicas/tipos de turbinas

As turbinas hidráulicas utilizadas nas pequenas centrais hidrelétricas devem ser selecionadas de modo a se obter facilidade de operação e manutenção, dando-se grande importância à sua robustez. Dessa forma, na escolha de uma turbina deve-se analisar, além de seu preço, as garantias oferecidas pelo fabricante quanto à ausência de cavitação no rotor da turbina, ao imediato atendimento em caso de problemas na operação da máquina e à pronta troca de componentes danificados.

Para selecionar o tipo de turbina a ser utilizado no aproveitamento em estudo, deve-se analisar a queda líquida em metros e a descarga em metros cúbicos por segundo.

Basicamente existem dois tipos de turbinas hidráulicas: as de ação e as de reação. No primeiro caso, de ação, a energia hidráulica disponível é transformada em energia cinética para, depois de incidir nas pás do rotor, transformar-se em mecânica (tudo isso ocorre à pressão atmosférica). Na turbina de reação o rotor é completamente submerso na água, com o escoamento da água ocorre uma diminuição de pressão e velocidade entre a entrada e a saída do rotor.

Nesse item procurar-se-á mostrar as turbinas hidráulicas mais utilizadas em pequenas centrais hidrelétricas. Tradicionalmente, o uso de turbinas hidráulicas tem se concentrado na roda Pelton, com um ou mais jatos, no caso das máquinas de ação, Francis, Hélice e Kaplan, no caso do tipo de reação

- Turbinas Pelton

São classificadas como turbinas de ação, por possuírem a característica de transformar a energia potencial de queda em energia cinética no jato injetor. Posteriormente, esta energia cinética é convertida em energia mecânica no rotor da turbina. O uso é adequado para locais onde haja altas quedas e pequenas vazões. Apresenta bons rendimentos onde há grande variação de carga, podendo ser operadas entre 10 a 100% da sua potência máxima.

A figura 2.38 esquematiza a turbina, que é constituída basicamente por um rotor, em torno do qual estão fixadas as pás ou conchas, por uma tubulação de adução contendo um, dois ou mais injetores e por blindagens metálicas no caminho da água.

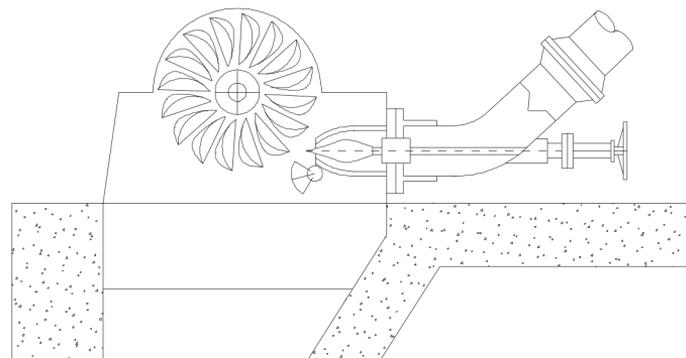


Figura 2.38 Turbina Pelton.

- Roda Pelton

É uma simplificação da turbina Pelton. Esta solução constitui de um rotor dotado de conchas, fixado em um eixo horizontal apoiado em dois mancais. A roda é acionada por meio de um jato oriundo de um injetor conhecido por “setia”, que pode ser cônico ou retangular. As peças são vendidas no mercado separadamente e devem ser montadas dentro de uma caixa de alvenaria e por uma tampa metálica.

No caso de baixas quedas, lança-se mão do uso de duas rodas acionadas por meio de duas setias, conforme mostra a figura 2.39 a seguir. Neste caso, devido a baixa rotação, faz-se necessário o uso de transmissão múltipla de correias.

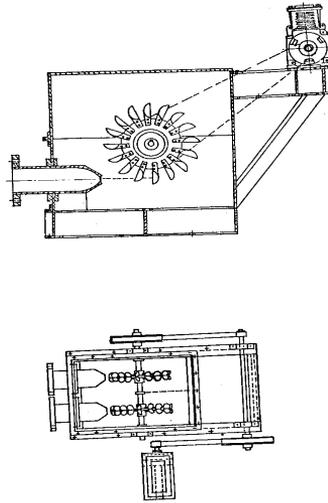


Figura 2.39 Conjunto roda Pelton Setia e gerador, e Pequena Central com duas rodas Pelton.

- Turbinas Francis

É a turbina de maior uso em quedas de vazões médias. Apresenta um alto rendimento, este rendimento é tão mais alto quanto maior for a potência, o grau de fabricação e acabamento da turbina. Para baixas potências o rendimento deve ficar em torno de 77%. Grandes máquinas apresentam valores superiores a 90%. Esta turbina pode ser instalada em caixa espiral (médias quedas - acima de 10m), ou em caixa aberta (baixas quedas - abaixo de 10m), conforme mostra a figura 2.40.

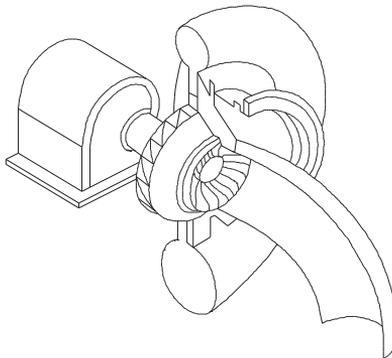


Figura 2.40: Francis caixa aberta com caixa espiral, vista em corte.

Estas turbinas são recomendadas para aproveitamentos hidrelétricos com queda de até 10 metros. Para estas pequenas quedas a ausência do conduto forçado e da caixa espiral simplifica a concepção e diminui o custo do equipamento.

Nesta turbina o rotor, o distribuidor, o tubo de sucção e parte do eixo ficam situados dentro de uma câmara em comunicação direta com a câmara de carga e abaixo do nível mínimo de montante. A câmara da turbina é comumente construída em concreto armado estanque, podendo-se usar também outros materiais locais.

As pequenas unidades são geralmente previstas com o eixo na posição horizontal, o que facilita a instalação e a manutenção do gerador correspondente. Por outro lado, o eixo na posição vertical apresenta a vantagem de se poder colocar o gerador acima do nível máximo de água, como é mostrado na Figura 2.41.

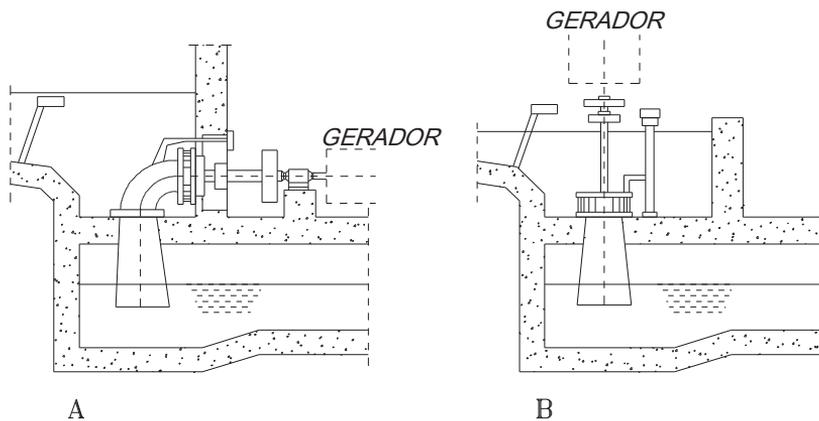


Figura 2.41 Turbinas Francis caixa aberta - eixo horizontal (A) e eixo vertical (B).

As principais características deste tipo de turbina, quando fabricadas com rotor singelo, são:

- tubo de sucção em curva, com cone de chapa metálica;
- tampa estanque colocada na parede vertical;
- na construção e na montagem, deverão ser tomados os devidos cuidados para não haver infiltração pela tampa de vedação do eixo.

- Turbina Francis com rotor duplo

Com o objetivo de substituir turbinas com rotor hélice ou Kaplan de construção delicada e de alto custo pode-se lançar mão do uso de turbinas Francis de

rotor duplo ou gêmeo tipo Francis. Esta turbina, mostrada na Figura 2.42, de eixo horizontal tem sido utilizada em várias pequenas centrais com sucesso.

A principal característica desta turbina é que, devido à duplicidade do seu rotor, tem ela apresentado uma capacidade de engolimento dupla.

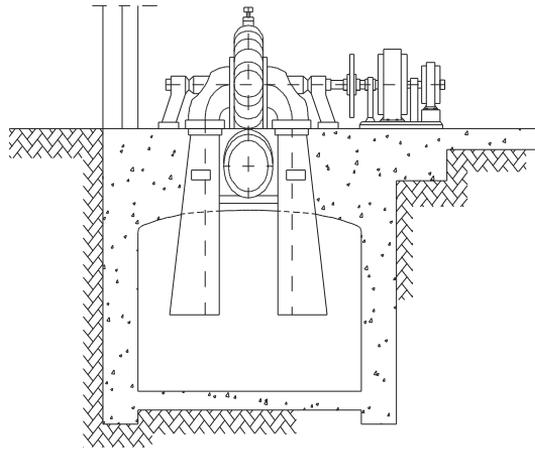


Figura 2.42 Instalação típica de turbina Francis com rotor duplo ou gêmeo.

- Turbina *Michell-Banki*

Tipo de turbina largamente utilizada no mundo, mostra-se altamente indicada para uso em áreas rurais, particularmente em pequenas centrais hidroelétricas. De tecnologia bastante simples requer poucos equipamentos para sua fabricação e manutenção, permitindo sua construção em oficinas pouco sofisticadas.

O seu campo de aplicação atende quedas de 3 a 100 metros, vazões de 0.02 a 2.0 m³/s e potências de 1 a 100 kW. Devido à sua facilidade de padronização pode apresentar rotações específicas entre 40 a 200 rpm. Destacar-se algumas características deste tipo de turbina:

- Construção simples, poucas peças móveis, facilitando a manutenção;
- Fácil instalação, diminuindo os custos de obras civis;
- Os custos iniciais inferiores aos dos outros tipos de turbinas usadas em centrais de baixa queda;
- Trabalha sob condições ideais de funcionamento, mesmo se funcionando a cargas parciais;
- A mesma turbina pode trabalhar em várias situações de queda e vazão, permitindo a sua padronização, conseqüentemente quedas no rendimento da instalação deverão ocorrer.

A seguir tem-se vários arranjos com turbinas Michell-Banki.

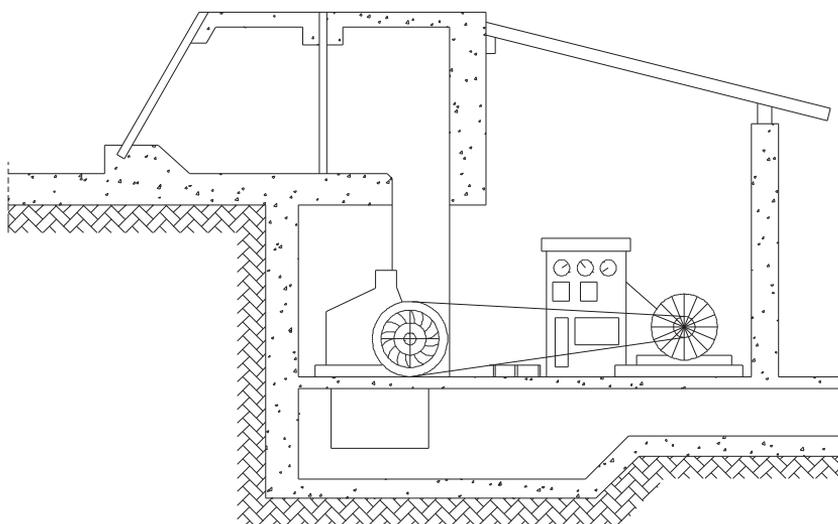


Figura 2.43 Turbina Michell-Banki em baixa queda, com admissão vertical.

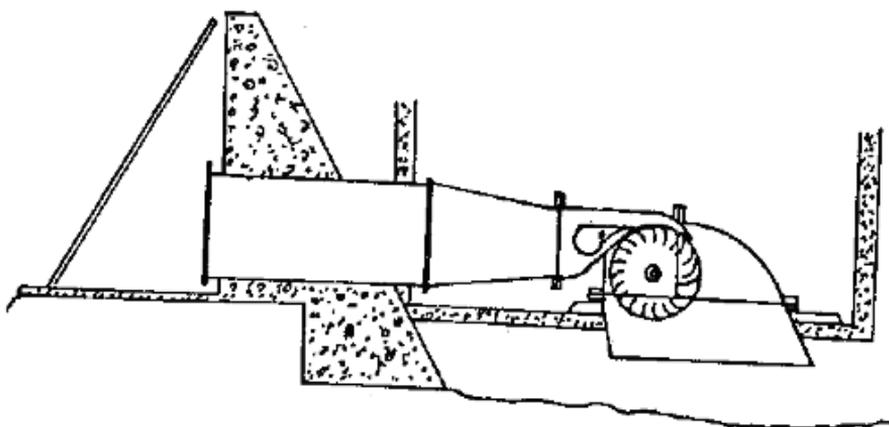


Figura 2.44 Turbina Michell-Banki, em baixa queda com admissão horizontal.

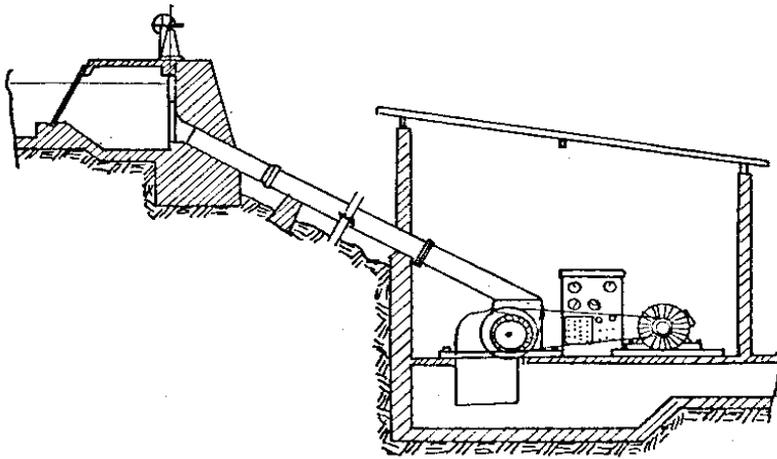
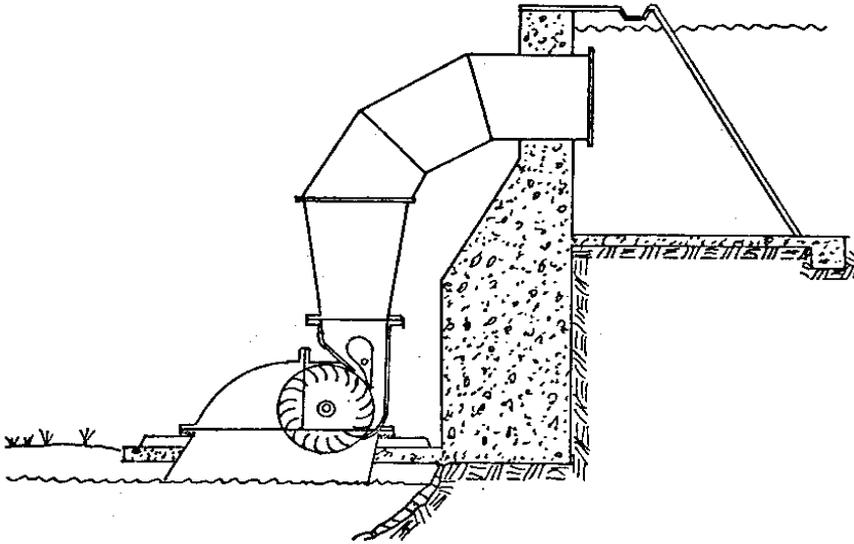


Figura 2.45 Turbina Michell-Banki, sob queda média, admissão vertical e sob alta queda.

- Turbina hélice

Também chamadas propulsoras, são fabricadas com as pás do rotor fixas. Podem vir montadas dentro de uma caixa espiral ou tubular. Em ambos os casos a vazão só é controlada pelo distribuidor. Devido às suas características hidrodinâmicas, este tipo de turbina é indicada somente para trabalhar a toda carga, permitindo pouca variação na vazão. Neste caso, não são muito indicadas para uso em meio rural, devido a sua dificuldade de dimensionamento e fabricação são de alto custo. São turbinas indicadas para pequenas centrais com grandes vazões e baixas quedas.

As Figuras 2.46 e 2.47 a seguir mostram dois arranjos com turbina hélice.

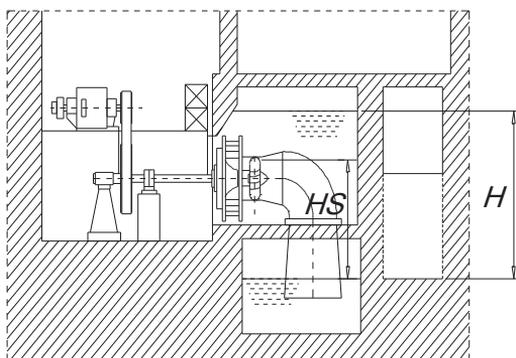


Figura 2.46 Turbina hélice de eixo horizontal.

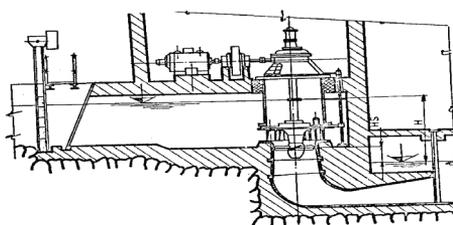


Figura 2.47 Turbina hélice de eixo vertical.

- Bomba funcionando como turbina (B.F.T)

É uma solução de baixíssimo custo e apresenta um resultado satisfatório. O funcionamento consiste em fazer a água descer a tubulação e passar pelo rotor da bomba centrífuga, dessa forma faz com que o mesmo gire e opere como se fosse uma turbina.

O uso da bomba funcionando como turbina, B.F.T., mostra-se altamente adequado para geração de potências inferiores a 50 kW com a instalação trabalhando a plena carga. O funcionamento da instalação se dá pelo princípio de operar uma bomba ao reverso, que por motivos econômicos, ser de fabricação seriada, não deve sofrer nenhuma modificação.

Quando a B.F.T. é posta a operar, esta apresenta comportamento excelente, não ocorrem vibrações e possui bom rendimento. A dificuldade consiste em saber se o rendimento garantido pelo fabricante é real ou não. Se o ponto ótimo de funcionamento é realmente para as condições de altura manométrica, vazão e rotação conforme mostrado em catálogos. As experiências têm demonstrado que, em se tratando de bombas fabricadas em série, dificilmente o apresentado em catálogos é obtido em ensaios no laboratório.

Conhecida a queda e vazão disponíveis no local, deve-se escolher a bomba adequada à instalação, para garantir melhor aproveitamento da queda. Um esquema de B.F.T. pode ser vista na Figura 2.48.

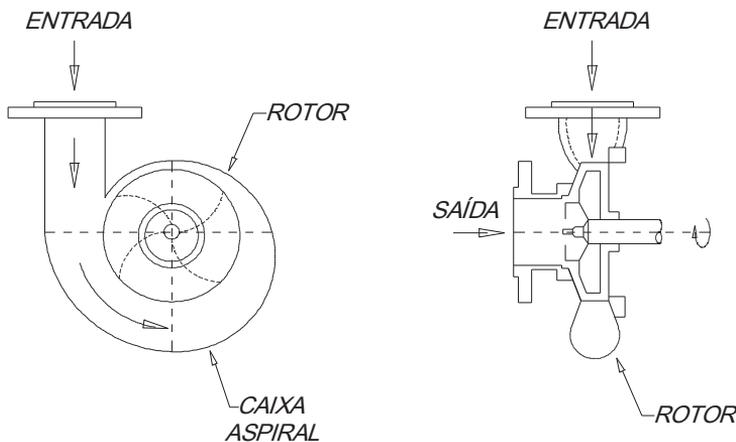


Figura 2.48 Bomba centrífuga funcionando como turbina.

A Tabela 2.20 a seguir mostra dados comparativos entre turbinas não convencionais.

Tabela 2.20 Vantagens e desvantagens das turbinas não convencionais para Pequenas Centrais Hidrelétricas.

TIPOS	VANTAGENS	DESVANTAGENS	CAMPO DE APLICAÇÃO	Rendimento η (%)
Turbina de ação em geral	<ul style="list-style-type: none"> Pouco propensa à cavitação Boa eficiência a carga parcial Facilidade de manutenção 	<ul style="list-style-type: none"> Baixa velocidade específica Rendimento max. inferior à de reação Operador nível acima do de jusante 		
Michell-Banki	<ul style="list-style-type: none"> Adequada à padronização Somente com variação do comprimento do rotor, $D=cte$, cobre $nq=(40$ a $200)$ rpm Permite o uso de tubo de sucção Sem carga axial sobre os mancais 	<ul style="list-style-type: none"> Eficiências ligeiramente inferiores às das congêneres (Pelton, Turgo) 	$H=3$ a 100 m $Q=0.02$ a 2.0 m^3/s $P=1$ a 1000 kW $n=100$ a 1200 rpm $nq=40$ a 200 (SI)	60 a 75
Turbinas de Reação em geral	<ul style="list-style-type: none"> Alta rotação específica Projetos compactos Alta eficiência máxima Com uso do tubo de sucção há uso efetivo da queda disponível 	<ul style="list-style-type: none"> Requerem projetos e execução mais elaborados Manutenção mais complexa e cara Sujeitas a cavitação, são economicamente de uso limitado 		

2.5 Seleção da turbina

As turbinas hidráulicas utilizadas nas pequenas centrais hidrelétricas devem ser selecionadas de modo a se obter facilidade de operação e manutenção, dando-se grande importância à sua robustez. Assim sendo, na escolha de uma turbina deve-se analisar, além de seu preço, as garantias oferecidas pelo fabricante quanto a ausência de

cavitação no rotor da turbina, ao imediato atendimento em caso de problemas na operação da máquina e a pronta troca de componentes danificados.

2.5.1 Determinação da queda líquida e da potência instalada de um aproveitamento hidroenergético

- *Conceitos*

Num aproveitamento hidroenergético, a água é captada numa certa cota, é aduzida à turbina, passa pelo seu interior e é abandonada numa cota inferior à primeira. Então é sempre suposto um desnível hidráulico, natural ou criado artificialmente por meio de barragens.

Neste, nem toda a energia representada pela queda bruta é aproveitada pela turbina. Parte é consumida pela ação do atrito hidrodinâmico ao longo do percurso, sob forma de perdas de energia, por exemplo: atrito nas tubulações, perdas nas grades, comportas, válvulas, etc.

A queda bruta menos as perdas na adução nos dará a energia hidráulica disponível ou utilizável para mover a turbina. Essa energia disponível é a denominada *Queda Disponível* ou conforme NB-228, *Altura Efetiva* ou ainda *Queda Útil H*.

Basicamente, os estudos hidroenergéticos tem como objetivo principal a determinação dos parâmetros básicos, descarga e queda de projeto, bem como os rendimentos da turbina e gerador.

Vejamos, a seguir, a determinação da queda líquida ou de projeto.

- *Determinação da queda líquida ou de Projeto*

A queda líquida ou de Projeto pode ser determinada pela subtração das perdas de carga totais no sistema de adução da queda bruta.

$$H_L = H - h_t$$

[Equação 2.37]

Em que:

H_L : queda líquida ou de projeto [m];

H : queda bruta [m];

h_t : perda de carga total no sistema de adução [m].

Na determinação da queda líquida de um aproveitamento, quando não se conhece ainda os arranjos físicos, ou seja, não se tem o sistema de adução idealizado, a determinação da queda líquida é estimada por cálculos aproximativos, levando-se em conta somente a queda bruta.

Assim considera-se:

$$H_L = H - 0,03 \cdot H \Rightarrow H_L = 0,97 \cdot H$$

[Equação 2.38]

$$H_L = H - 0,04 \cdot H \Rightarrow H_L = 0,96 \cdot H$$

[Equação 2.39]

$$H_L = H - 0,05 \cdot H \Rightarrow H_L = 0,95 \cdot H$$

[Equação 2.40]

[Equação 2.38]: usado quando a casa de máquinas situa-se distante em planta até 80 metros da tomada d'água;

[Equação 2.39]: quando dista de 80 a 320 metros;

[Equação 2.40]: quando dista de 320 a 800 metros.

No caso de turbinas Francis e hélices, a altura bruta é o desnível entre o nível de montante e jusante da usina. No caso de turbinas Pelton e Michell-Banki, refere-se ao desnível entre montante e o centro da turbina.

- Principais alturas de queda

As principais alturas de queda que devem ser consideradas em instalações de turbinas num aproveitamento devem possuir:

- Um desnível topográfico, isto é, diferença de cota entre dois pontos;
- Uma diferença de energia hidráulica entre os dois pontos considerados, tratando-se de uma queda dinâmica ou energética.

A queda dinâmica ou energética é calculada por *Bernoulli* (Equação 2.41) e representa a energia cedida pela unidade de peso de água entre esses pontos.

$$H = \left(h_o + \frac{P_o}{\gamma} + \frac{V_o^2}{2g} \right) - \left(h_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} \right)$$

[Equação 2.41]

Em que:

H: queda hidráulica;

h: altura potencial, carga de posição;

P/γ : altura piezométrica (ou pressão estática);

$V^2/2g$: altura dinâmica ou carga devido a velocidade.

Assim, a altura total ou carga total em uma dada cota h é dada pela Equação 2.42.

$$h_t = h + \frac{P}{\gamma} + \frac{V^2}{2g}$$

[Equação 2.42]

Já a Queda topográfica ou Geodésica pode ser definida como a diferença de cotas ou limites dos níveis de montante e de jusante quando a vazão é zero (turbina parada).

- Exemplos gerais de cálculo

Para o desenvolvimento do Exemplo 2.4, que representa um exemplo de cálculo de capacidade de vazão, algumas fórmulas devem ser introduzidas. A fórmula de Chézy, desenvolvida em 1769 pelo engenheiro francês Antoine de Chézy, permite obter a velocidade média na seção de um canal e pode ser representada por:

$$Q = c \cdot S \cdot \sqrt{R_H \cdot i}$$

[Equação 2.43]

Em que:

Q: vazão da seção aberta [m/s];

Rh: raio hidráulico [m];

S: largura da seção retangular [m];

i: efeito da declividade [m/m];

c: coeficiente de Chézy.

O coeficiente de Chézy pode ser determinado por meio da *fórmula de Bazin (1897)*, Equação 2.44, da *fórmula de Manning (1895)*, Equação 2.45, ou da *fórmula de Ganguillet e Kutter (1870)*, Equação 2.46. Com o coeficiente determinado, é possível aplicar a Equação 2.43, para calcular a velocidade média em um canal aberto.

$$c = \frac{87}{1 + \frac{\gamma}{\sqrt{R_H}}}$$

[Equação 2.44]

Em que:

c: coeficiente de Chézy.

Rh: raio hidráulico [m];

γ : coeficiente da *fórmula de Bazin*, depende da rugosidade da parede.

$$c = \frac{1}{n} \sqrt[6]{R_H}$$

[Equação 2.45]

Em que:

c: coeficiente de Chézy.

Rh: raio hidráulico [m];

n: coeficiente de rugosidade.

$$c = \frac{23 + \frac{0,00155}{i} + \frac{1}{n}}{1 + \left(23 + \frac{0,00155}{i}\right) \cdot \frac{n}{\sqrt{R_H}}}$$

[Equação 2.46]

Em que:

c: coeficiente de Chézy.

Rh: raio hidráulico [m];

n: coeficiente de rugosidade;

i: efeito da declividade (m/m).

Exemplo 2.7: No trecho do rio Pardino, dentro da cidade de Ararima, foi feito um trabalho de regularização do leito, deixando com seção retangular de 90,0 m de largura, parede de concreto e com uma declividade de 20,0 cm/km. Como a profundidade do canal é de $H=2,0$ m, calcular qual a sua capacidade de vazão. Verificar também o erro que poderia ser cometido caso se substituísse o R_H por H .

Solução:

Primeiro, calcula-se o coeficiente de Chézy por meio da Equação 2.44, 2.45 ou 2.46. Utilizando o coeficiente, da Equação 2.44, igual a 0,30:

$$c = \frac{87}{1 + \frac{\gamma}{\sqrt{R_H}}} = \frac{87}{1 + \frac{0,30}{\sqrt{\frac{S}{P}}}} = \frac{87}{1 + \frac{0,30}{\sqrt{\frac{90,0 \cdot 2}{90,0 + 4}}}} = 71,50$$

Pela Equação 2.45, teríamos:

$$c = \frac{1}{n} \sqrt[6]{R_H} = \frac{1}{0,014} \sqrt[6]{90,0 \cdot 2} = 79,60$$

Pela Equação 2.46:

$$c = \frac{23 + \frac{0,00155}{i} + \frac{1}{n}}{1 + (23 + \frac{0,00155}{i}) \cdot \frac{n}{\sqrt{R_H}}} = \frac{23 + \frac{0,00155}{0,0002} + \frac{1}{0,014}}{1 + (23 + \frac{0,00155}{0,0002}) \cdot \frac{0,014}{\sqrt{\frac{180}{94}}}} = 77,93$$

Adotando o c de Manning e aplicando-o na Equação 2.K, temos:

$$Q = c \cdot S \cdot \sqrt{R_H} \cdot i = 79,60 \cdot 90,0 \cdot 2 \cdot \sqrt{\frac{180}{94}} \cdot 0,0002 = 280,4 \text{ m}^3/\text{s}.$$

Sendo o canal de grande largura pode-se, sem grande erro, substituir o raio hidráulico pela profundidade da lâmina d'água aplicando-se novamente a fórmula de Chézy, obtém-se a nova vazão:

$$R_H = H = 2,0 \quad (\text{na realidade } R_H = 1,91 \text{ m});$$

$$Q' = 79,60 \cdot 90,0 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 0,0002} = 286,56 \text{ m}^3/\text{s}.$$

O erro cometido, portanto, não passaria de 2,2%.

2.5.2 Cálculo da potência instalada

A potência instalada pode ser calculada a partir da seguinte expressão:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_L \cdot \eta_t \cdot \eta_{tr} \cdot \eta_g \cdot 10^{-3} \quad [\text{kW}]$$

[Equação 2.47]

Em que:

P : potência instalada [kW];

ρ : massa específica da água [kg/m^3];

g : aceleração da gravidade [m/s^2];

Q : vazão [m^3/s];

H_L : altura líquida [m];

η_t : rendimento da turbina;

η_{tr} : rendimento da transmissão;

η_g : rendimento do gerador.

Na Tabela 2.21 podem ser observados os rendimentos de acordo com cada tipo de turbina. Já os rendimentos dos geradores compreendem em média de $\eta_g = (75 \text{ a } 90)\%$, enquanto que para a transmissão por polias adota-se o valor de $\eta_{tr} = 96\%$.

Tabela 2.21: Rendimento das turbinas.

Turbinas	Rendimento
Pelton	70% a 85%
Francis	70% a 85%
Michell-Banki	60% a 75%

De posse da H_L , pode-se avaliar a potência com a seguinte fórmula simplificada:

$$P = 7,16 \cdot Q \cdot H_L$$

[Equação 2.48]

Em que:

P : potência instalada [kW];

Q : descarga do projeto [m^3/s];

H_L : queda líquida [m].

Para que seja possível utilizar a Equação 2.47, deve-se determinar a descarga de projeto, cálculo explicado com mais detalhes no próximo item.

2.5.3 Cálculo da descarga de projeto

Com conhecimento da descarga firme e da queda líquida, pode-se decidir sobre a descarga de projeto, ou seja, a descarga necessária para gerar a potência requerida pelo mercado consumidor, que pode ser determinada a partir da Equação 2.49.

$$Q_n = \frac{P_R}{7,16 \cdot H_L}$$

[Equação 2.49]

Em que:

Q_n : descarga necessária [m];

P_R : potência requerida [kW];

H_L : queda líquida [m].

- Considerações

1. Se $Q_n \leq Q_f$ (descarga firme):

A central será do tipo fio d'água e a descarga natural excedente verterá. O potência não será totalmente aproveitada e $Q = Q_n$ que será então a descarga de projeto [m^3/s].

2. Se $Q_n > Q_f$:

Recorre-se a reservatórios, sob forma de incremento de descarga ΔQ , resultado da capacidade de regularização do curso d'água.

Assim, o incremento da descarga regularizado diariamente será:

$$\Delta Q = \frac{V_R}{86400}$$

[Equação 2.50]

Em que:

ΔQ : incremento de descarga regularizada [m^3/s];

V_R : volume regularizado.

Se $Q_R = Q_f + \Delta Q \geq Q_n$, então Q_R atende à descarga necessária e $Q_R = Q_n$.

Se $Q_n > Q_R$, deve-se adotar $Q = 2 \cdot Q_R$ ou $Q = 2(Q_f + \Delta Q) \leq Q_{\text{médio}}$.

Assim pode-se, em primeira mão, estimar a queda líquida e a potência instalada.

2.5.4 Determinação da queda líquida e da potência instalada

quando já se conhecem os arranjos da instalação

Dado que a queda bruta já é conhecida, deduz-se as perdas de carga no sistema de adução, sendo possível, assim, determinar a queda líquida.

Passaremos, então, à determinação das perdas de carga desde a tomada de água até a entrada da turbina.

- Cálculo da perda de carga inicial (h_i)

A perda de carga inicial, que pode ser determinada pela Equação 2.51, é aquela que se dá na captação, ao longo do trecho de aproximação, na qual a água se acelera até atingir a velocidade na adução, seja em um canal ou em uma tubulação de baixa pressão.

$$h_i = k_i \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

[Equação 2.51]

Em que:

h_i : perda de carga inicial [m];

V : velocidade d'água na adução [m/s];

g : aceleração da gravidade [9,81 m/s²];

k_i : coeficiente de forma (varia entre 0,01 a 0,1).

- Cálculo da perda de carga nas grades da tomada d'água (h_g)

Pode-se determinar a perda de carga nas grades da tomada d'água (h_g) por meio da Fórmula de Kirchmer:

$$h_g = h_g \cdot \left(\frac{e_1}{e_2} \right)^{\frac{4}{3}} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} \cdot \text{sen}(\theta_1)$$

[Equação 2.52]

Em que:

h_g : perda de carga na grade [m];

e_1 : espessura das barras retangulares ou diâmetro das barras cilíndricas;

e_2 : espaçamento entre as barras;

θ_1 : inclinação das barras em relação ao piso (que varia entre 60° e 90°);

V_g : velocidade da água a montante das grades [m/s];

G : aceleração da gravidade (9,81 m/s²);

K_g : coeficiente de escoamento, cujo valor depende da secção transversal das barras.

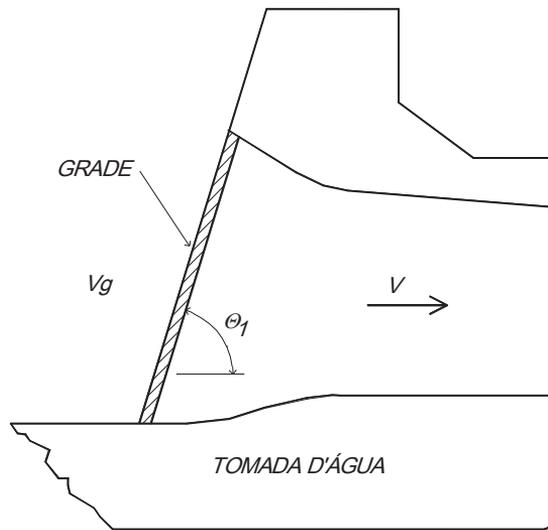


Figura 2.49 Posição das grades na tomada d'água.

Tabela 2.22: Ângulos de inclinação das barras.

Ângulo θ_1	sen θ_1
65°	0,906
70°	0,94
75°	0,966
80°	0,985
85°	0,996
90°	1

É importante notar que, para uma relação $e_1/b \geq 5$, k_g , os seguintes valores são adotados:

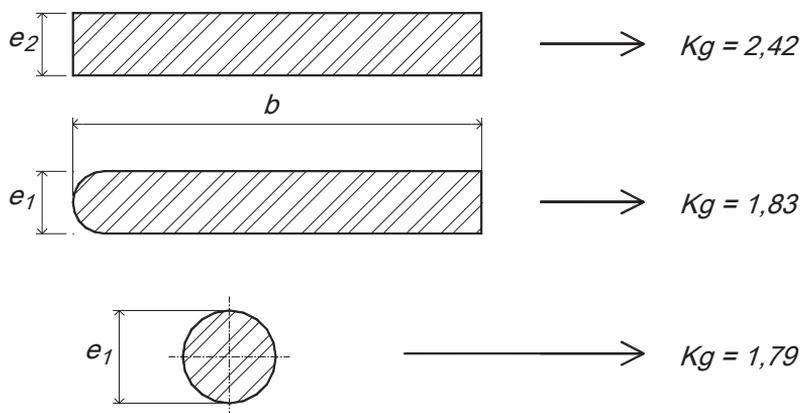


Figura 2.50 Dimensões das barras.

- Cálculo da perda de carga em canais (h_a)

O cálculo da perda de carga em canais de secções transversais uniformes, sem cotovelos ou curvas muito acentuadas, pode ser feito considerado somente perdas devido ao atrito (h_a), pois esta é muito maior em relação aos somatórios das demais, inclusive nas ranhuras dos stoplog's.

Esse cálculo pode ser feito através da fórmula de Chézy expandida por Ganguillet e Kutter quanto ao coeficiente c:

$$V = c \cdot \sqrt{R_h \cdot J}$$

[Equação 2.53]

Em que:

V : velocidade média da água no canal [m/s];

R_h : raio hidráulico [m];

J : declividade da linha energética = perda de carga unitária [m/km];

C : coeficiente dado pela fórmula de Ganguillet e Kutter.

Considerações:

- Raio hidráulico: relação entre a área da seção transversal do canal e o perímetro molhado do canal.

$$R_h = \frac{A_c}{P_m}$$

[Equação 2.54]

Em que:

 A_c : área da seção transversal do canal; P_m : perímetro molhado.

- Declividade: relação entre a distância dos níveis da água h_a no início e no final do canal, e o comprimento L do canal. Assim:

$$J = \frac{h_a}{L} \Rightarrow h_a = J \cdot L$$

[Equação 2.55]

A diferença do nível h_a representa, portanto, a perda de carga no canal.

$$c = \frac{23 + \frac{0,00155}{J} + \frac{1}{n}}{1 + \frac{n}{\sqrt{R_g}} \cdot \left(23 + \frac{0,00155}{J} \right)}$$

[Equação 2.56]

Em que:

n : coeficiente de rugosidade nas paredes e fundo do canal (valores de n , variando de 0,009 a 0,035).

A seguir constam alguns valores de n , característicos dos canais:

- **0,010** \Rightarrow condutos com revestimento de argamassa de cimento e acabamento de nata de cimento ou superfície vidrada, tais com azulejos;
- **0,013** \Rightarrow alvenaria de pedra de cantaria, e de tijolos bem alinhados e rejuntados, revestimento de concreto de melhor qualidade e sem saliências ou buracos;

- **0,017** => alvenaria de pedra bruta com juntas bem feitas e acabadas; alvenaria de tijolos mal alinhados e com juntas feitas toscamente; tubos muito estagnados, enferrujados e incrustados; cascalho fino e firme tanto em escavação natural com bem consolidada no lugar; canais em terra gredosa que resista à erosão quando saturada;
- **0,025** => canais de terra, sem revestimento, com fundo e lados em bom estado, sem entulhos, com a velocidade média da corrente não mais de 0,8m/s;
- **0,035** => canais irregulares, pessimamente conservados, lados e fundo com crescimento de plantas daninhas e obstruídos por detritos e pedras, ou outros obstáculos dificultando o escoamento.

- Cálculo da perda de carga em tubulações de baixa pressão

A perda de carga em tubulações de baixa pressão corresponde à somatória das seguintes perdas:

[I] – h_e : perda de carga na entrada da tubulação;

[II] – h_a : perda de carga devido ao atrito;

[III] – perdas eventuais:

h_c : perda de carga nas curvas;

h_r : perda de carga nas reduções cônicas;

h_b : perda de carga nas bifurcações.

I. Cálculo de h_e :

$$h_e = k_e \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

[Equação 2.57]

Em que:

V : velocidade da água imediatamente a jusante da entrada;

g : aceleração da gravidade;

h_e : coeficiente variável conforme o tipo (apagado, corrigir).

II. Cálculo de h_a :

Considerando caso normal de tubulação forçada seja de aço, a perda de carga é calculada agora pela fórmula de *Scobey* dada por:

$$J = 410 \cdot k_a \cdot \frac{V^{1,9}}{D^{1,1}}$$

[Equação 2.58]

Em que:

J : perda de carga unitária [m/km];

h_a : coeficiente que varia com o tipo de tubulação;

V : velocidade da água [m/s];

D : diâmetro interno da tubulação [cm].

Nota: k_a varia entre 0,32 e 0,52 (valores de k_a tabelado no manual de PCHs).

A perda de carga por atrito é calculada então pela fórmula:

$$h_a = J \cdot L$$

[Equação 2.59]

Em que:

J : perda de carga unitária calculada por *Scobey*;

L : comprimento da tubulação [km].

III. Perdas eventuais:

Cálculo de h_c :

$$h_c = k_c \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

[Equação 2.60]

Em que:

h_c : perda de carga nas curvas [m];

V : velocidade da água na tubulação [m/s];

g : aceleração da gravidade;

k_c : coeficiente que varia com o ângulo de deflexão da curva, ângulo de mudança de direção.

Considerando a relação $R/D \geq 2$,

Pode-se assumir valores para k_c de acordo com a tabela a seguir.

Tabela 2.23 Valores assumidos por k_c .

Ângulo de deflexão	k_c
< 10°	0
10° a 15°	0,03
15° a 30°	0,06
30° a 45°	0,09
> 45°	0,13

Cálculo de h_r :

$$h_r = k_r \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

[Equação 2.61]

Em que:

h_r : perda de carga [m];

V : velocidade da água na tubulação a jusante da redução [m/s];

g : aceleração da gravidade;

k_r : coeficiente de perda de carga na redução cônica (varia entre 0,005 a 0,010).

Cálculo de h_b :

$$h_b = k_b \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

[Equação 2.62]

Em que:

h_b : perda de carga [m];

V : velocidade da água na tubulação antes da bifurcação [m/s];

g : aceleração da gravidade.

Considerações sobre o coeficiente k_b :

- Depende da relação entre as áreas da secção de escoamento A_e da tubulação de entrada e da secção A_s dos braços de saída, bem como da deflexão de cada um dos braços em relação ao alinhamento da tubulação principal.
- Deflexão de 30° (ângulo de 60° entre os braços) e a relação A_e/A_s entre 1 e 2 (casos mais usuais), adota-se:

$$k_b = 1,2 \text{ (escoamento para 1 unidade);}$$

$$k_b = 0,25 \text{ (escoamento para 2 unidades).}$$

Agora, temos basicamente todas as perdas no sistema de adução, desde a tomada d'água, até a entrada da turbina.

Assim temos:

$$H_L = H - h_p$$

[Equação 2.63]

Em que:

H_L : queda líquida;

H : queda bruta;

h_p : perdas de carga no sistema de adução.

- Cálculo da potência instalada

De posse da queda líquida e da descarga de projeto, a potência instalada será calculada pela fórmula:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H_L \cdot r_g \cdot r_t$$

[Equação 2.64]

Em que:

P : potência instalada [kW];

H_L : queda líquida [m];

r_t : rendimento da turbina (conhecido ou adotado $r_t = 0,77$);

r_g : rendimento do gerador (conhecido ou adotado $r_g = 0,95$).

Adotando $r_g = 0,95$ e $r_t = 0,77$ chega-se na seguinte fórmula:

$$P = 7,16 \cdot Q \cdot H_L$$

[Equação 2.65]

Exemplo 2.8: Determinar a potência a ser instalada de um aproveitamento hidrelétrico com 160,2 metros de queda bruta e uma descarga de projeto de 5 m³/s, sabendo-se que a unidade turbogeradora é alimentada por um sistema adutor constituída por uma tubulação em baixa pressão entre a barragem e a câmara de carga e de uma tubulação forçada em aço alimentando uma única unidade geradora, entre a câmara de carga e a casa de máquinas, apresentando as seguintes dimensões:

– Tomada d'água na tubulação de adução:

- grade constituída com barras de ferro redondas, 15'' de diâmetro, espaçadas de 30 mm, inclinadas de 80° em relação ao piso da tomada d'água, cobrindo uma área bruta de 2,20 m de altura por 2,0 m de largura.
- tubulação de adução constituída em chapa de aço, diâmetro de 60'' (152,4 cm externo), espessura de parede 5/16'' (7,92 mm) e 1200 m de comprimento, com boca na entrada e saída em forma de campânula.

– Tomada d'água na tubulação forçada na câmara de carga: boca da tubulação na entrada em forma de campânula.

– Tubulação forçada: construída em chapa de aço soldada, diâmetro 48'' (121,92 cm externo), espessura da parede de 1/2'' (12,70 mm) e 455 m de comprimento.

– Turbina e gerador: adotar rendimento total de 80% para a turbina e 95% para o gerador.

Solução: Cálculo das perdas de carga no sistema adutor:

1 - Perda de carga na tomada d'água da tubulação de adução

1.1 – Perda de carga inicial

$$h_i = k_i \cdot \frac{V^2}{2g} \quad \text{sendo que } k_i \text{ varia de } 0,01 \text{ a } 0,1$$

-descarga:	$Q = 5 \text{ m}^3/\text{s};$
-área de escoamento:	$A = 3,1415 \times 0,75^2 = 1,79 \text{ m}^2;$
-velocidade da água:	$V = Q/A = 5/1,79 = 2,80 \text{ m/s};$
-perda de carga:	$h_i = 0,1 \times 2,80^2 / (2 \times 9,81) = 0,04 \text{ m};$

1.2 – Perda de carga na grade

$$h_g = k_g \cdot \left(\frac{e_1}{e_2} \right)^{4/3} \cdot \sin(\theta_1) \cdot \frac{V_g^2}{2g} \text{ [m]} \quad k_g = 1,79$$

-descarga:	$Q = 5 \text{ m}^3/\text{s};$
-área bruta da grade:	$A_g = 2,20 \times 2,0 = 4,40 \text{ m}^2;$
-inclinação da grade:	$\theta_1 = 80^\circ$

-velocidade da água a montante da grade: $V_g = Q/A_g = 5/4,40 = 1,14 \text{ m/s}$;

-espessura das barras: $e_1 = 381 \text{ mm}(15'')$; (diâmetro)

-espaçamento entre as barras: $e_2 = 30 \text{ mm}$;

-perda de carga:

$$h_g = 1,79 \cdot \left(\frac{381}{30}\right)^{4/3} \cdot 0,98 \cdot \frac{1,14^2}{19,62} = 3,44 \text{ m}.$$

1.3 – Perda de carga na comporta

$$h_c = k_c \cdot \frac{V^2}{2g} [m] \quad k_c = 0,1 \text{ para comporta totalmente aberta.}$$

-descarga: $Q = 5,0 \text{ m}^3/\text{s}$;

-área bruta da comporta: $A_c = 2,1,5 = 3,0 \text{ m}^2$;

-viscosidade da água na passagem pela comporta: $V_c = Q/A_c = 5/3 = 1,67 \text{ m/s}$;

- perda da carga: $h_c = (0,1 \cdot 1,67^2)/(2 \cdot 9,81) = 0,01 \text{ m}$;

2 – Perda de carga na tubulação de adução

2.1 – Perda de carga inicial:

$$h_i = k_i \cdot \frac{V^2}{2g} [m] \quad \text{sendo } k_i = 0,1$$

- descarga: $Q = 5,0 \text{ m}^3/\text{s}$;

- área de escoamento

da comporta (valor tabelado): $A = 1,79 \text{ m}^2$;

- velocidade da água: $V = Q/A = 5,0/1,79$;

- perda de carga: $h_i = (0,1 \cdot 2,80^2)/(2 \cdot 9,81) = 0,01 \text{ m}$;

2.2 – Perda de carga na entrada da tubulação forçada (adução)

$$h_e = k_e \cdot \frac{V^2}{2g} [m] \quad \text{sendo } k_e = 0,04$$

- descarga: $Q=5,0 \text{ m}^3/\text{s};$
- diâmetro da tubulação: $D=150.0,81=1,51 \text{ m};$
- área interna da seção transversal: $A=1,79 \text{ m}^2;$
- velocidade da água no interior do tubo: $V=2,79 \text{ m/s};$
- perda de carga na tubulação de adução: $h_e=(0,04 \cdot 2,79^2)/(2 \cdot 9,81)=0,02 \text{ m};$
- perda de carga por atrito (fórmula de Scobey):

$$J = 410 \cdot k_a \cdot \frac{V^{1,9}}{D^{1,1}} \quad h_a = J \cdot L$$

sendo $k_a=0,32$

- comprimento da tubulação: $L=1200 \text{ m};$

pela fórmula de Scobey: $J = 410 \cdot 0,32 \cdot \frac{2,79^{1,9}}{150,81^{1,1}} = 3,71 \text{ [m/km]}$

a perda de carga será: $h_a=J \cdot L=3,71 \cdot 1,2=4,45 \text{ m}.$

2.3 – Perda de carga na saída:

$$h_s = k_s \cdot \frac{V^2}{2g} \text{ [m]} \quad \text{sendo } k_s=0,04$$

$$h_s = 0,04 \cdot \frac{2,79^2}{2 \cdot 9,81} = 0,02 \text{ m}.$$

3 – Perda de carga na tubulação forçada

3.1 – Perda de carga inicial:

$$h_i = k_i \cdot \frac{V^2}{2g} \text{ [m]} \quad \text{sendo } k_i=0,1$$

- descarga: $Q=5,0 \text{ m}^3/\text{s};$
- diâmetro interno: $D=48''-1''=47''=119,38 \text{ cm};$

- área de escoamento: $A = \pi \cdot D^2 / 4 = \pi \cdot 1,1938^2 / 4 = 1,12 \text{ m}^2$;

- velocidade de escoamento: $V = Q/A = 5,0/1,12 = 4,47 \text{ m/s}$;

- perda de carga: $h_i = 0,1 \cdot \frac{4,47^2}{2 \cdot 9,81} = 0,10 \text{ m}$.

3.2 – Perda de carga na entrada da tubulação

$$h_e = h_e \cdot \frac{V^2}{2g} \text{ [m]} \quad \text{sendo } k_e = 0,04$$

- descarga: $Q = 5,0 \text{ m}^3/\text{s}$;

- velocidade de escoamento: $V = Q/A = 5,0/1,12 = 4,47 \text{ m/s}$;

perda de carga: $h_e = 0,04 \cdot \frac{4,47^2}{2 \cdot 9,81} = 0,04 \text{ m}$.

3.3 – Perda de carga por atrito

Fórmula de Scobey:

$$J = 410 \cdot k_a \cdot \frac{V^{1,9}}{D^{1,1}} \quad h_a = J \cdot L$$

sendo $k_a = 0,32$

- comprimento da tubulação: $L = 455 \text{ m} = 0,455 \text{ km}$;

- velocidade de escoamento: $V = 4,47 \text{ m/s}$;

- diâmetro externo da tubulação: $D = 119,38$

cm.

$$J = 410 \cdot 0,32 \cdot \frac{4,47^{1,9}}{119,38^{1,1}} = 11,72 \text{ m/km}$$

$$h_a = 11,72 \cdot 0,455 = 5,33 \text{ m}$$

4 – Cálculo da perda de carga total

4.1 – Na tomada d'água (baixa pressão)

$$h_i + h_g + h_c = 0,04 + 3,44 + 0,01 = 3,49 \text{ m.}$$

4.2 – Na tubulação de adução

$$h_i + h_e + h_a + h_s = 0,01 + 0,02 + 4,45 + 0,02 = 4,50 \text{ m.}$$

4.3 – Na tubulação forçada

$$h_i + h_e + h_a = 0,1 + 0,04 + 5,33 = 5,47 \text{ m.}$$

4.4 – Perda de carga total (h_t)

$$h_t = 3,49 + 4,50 + 5,47 = 13,46 \text{ m}$$

$$h_t = 13,46 \text{ m (que representa 8,40\% da queda bruta)}$$

5 – Cálculo da queda líquida (h_l)

$$h_l = H - h_t = 160,2 - 13,46 = 146,54 \text{ m}$$

logo, a altura líquida da queda é $h_l = 146,54 \text{ m}$.

6 – Cálculo da potência instalada

6.1 – Potência no eixo da turbina (P_t)

$$P_t = 9,81 \cdot Q \cdot h_l \cdot r_t \quad [\text{kW}]$$

Dados:

$$Q = 5,0 \text{ m}^3/\text{s};$$

$$h_l = 146,54 \text{ m};$$

$$r_t = 0,80;$$

$$P_t = 9,81 \cdot 5,0 \cdot 146,54 \cdot 0,80 = 5,75 \text{ [kW]}$$

logo, a potência no eixo da turbina é $P_t = 5,75 \text{ [kW]}$.

6.2 – Potência instalada (P)

$$P = P_t \cdot r_g \text{ [kW]}$$

$$P = 5,75 \cdot 0,95 = 5,46 \text{ [kW]}$$

Portanto, a potência instalada é: $P = 5,46 \text{ [kW]}$.

2.5.5 Escolha da turbina

Uma vez obtida a queda líquida em metros e a vazão em metros cúbicos por segundo, pode-se encontrar o tipo de turbina recomendado para o aproveitamento em estudo. A Figura 2.51 apresenta, em caráter orientativo, as faixas de utilização de cada turbina.

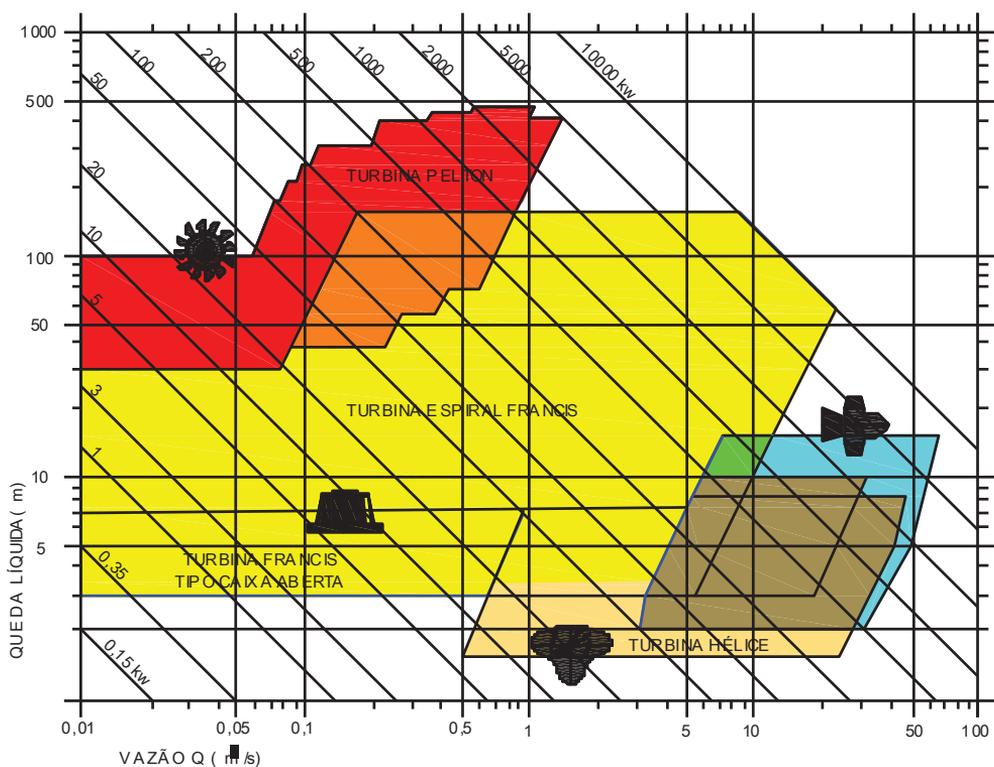


Figura 2.51 Ábaco de seleção do tipo de turbina.

É importante notar no ábaco que a potência máxima adotada para pequenas centrais é de 100kW.

2.6 Casa de máquinas/Introdução

A casa de máquinas é uma área destinada à instalação dos grupos geradores e à criação de uma área onde se possa ter um espaço de montagem e manutenção. Além disso a casa de máquinas destina-se também à acomodação dos quadros de comando e dos dispositivos de proteção. Pode ser construída com várias dimensões e tipos de materiais, sendo que a madeira e a alvenaria de tijolo de pedra são os materiais mais indicados, devido ao baixo custo e a serem mais conhecidos.

As figuras 49 e 50 mostram um exemplo de casa de máquinas para moinhos e centrais elétricas usando roda Pelton, respectivamente.

2.6.1 Casa de máquinas para pequenas centrais compactas

A casa de máquinas deve ser construída de acordo com a potência a ser instalada na central. Assim, para centrais de até 10 kW devem ter apenas, como proteção, uma caixa que pode ser de madeira, chapa de aço ou fibra de vidro, sendo que a mesma é colocado como uma tampa sobre o grupo gerador. Neste caso, o canal de fuga, que tem a função de levar a água que passou pela turbina ao rio, será bastante simples, e na maior parte das vezes é o próprio leito do rio. A figura 51 mostra um exemplo de como fica este tipo de instalação.

Para se construir a casa de máquinas, que passaremos agora a chamar de “tampa”, tomam-se inicialmente as dimensões da turbina, do regulador de velocidade (se houver) e do gerador. Estas medidas são tiradas da forma mostrada na figura 52, sendo que é necessário se medir também as distâncias entre a turbina e o gerador.

De posse das medidas, constrói-se dois quadros de madeira que irão funcionar como gabaritos da tampa, com dimensões indicadas na figura 53. Após isso, corta-se 4 pedaços de madeira com as dimensões de $1,5.(C + D + B)$ e seção de $2X4$ cm e prega-se os mesmos nos quadros de gabaritos, como mostra a figura 54. Em seguida corta-se duas placas de madeirite com as dimensões de $1,5.F$ por $1,5.(D + C + B)$ e outras duas com tamanho de $1,5.F \times 1,5.E$ e pregam-se as mesmas na armação, fechando a tampa. Finalmente corta-se uma tira de madeira de tamanho $1,5.(C + D + B)$, conforme a figura 54, que dará a indicação no telhado. O telhado deve ser feito

com telha de cimento amianto, que além de leve é de fácil instalação. A montagem é mostrada na figura 55.

A saída do tubo de sucção é feita pela parte inferior da tampa. A base para instalação do grupo gerador é feita de alvenaria ou então com peças de madeira. Na figura 56 é mostrada uma base de alvenaria.

2.6.2 Casa de máquinas - pequenas centrais superiores a 10 kW

Para centrais com potência superior a 10 kW, usa-se comumente construir a casa de máquinas em alvenaria.

Para o caso de casas de máquinas com turbinas do tipo Francis, procura-se chegar o mais próximo da câmara de carga ou da tomada d'água de forma a diminuir o comprimento da tubulação forçada, tomando-se cuidado para não se perder altura de queda.

Deve-se observar o aspecto de economia do projeto da casa de máquinas. Assim sendo, os materiais devem ser disponíveis nas proximidades da construção.

As fundações para as turbinas e geradores devem ser feitas sobre uma base de concreto armado com as dimensões fornecidas pelos fabricantes das máquinas.

O transformador, quando existir, deve ser instalado fora da casa de máquinas, pois assim recebe mais ventilação e não compromete o grupo gerador em caso de incêndio.

2.7 Análise Crítica

Como já discutido anteriormente, o Brasil possui grande potencial para produção de energia hidrelétrica, estando entre as maiores potências hidráulicas do mundo (Estados Unidos, Canadá, Brasil, Rússia e China). Em geral, as usinas brasileiras compõem um sistema interligado, que apresenta maior potencial na bacia do rio Paraná, em que se localiza a UHE de Itaipu, segunda maior produtora mundial de energia elétrica (VIANA et al., 2015). Como consequência de seu grande potencial, mais de 70% da energia elétrica produzida no país é derivada de uma fonte considerada limpa e renovável. Entretanto, apesar de advir de uma fonte renovável e não emissora de gases estufa, a energia hidrelétrica não está isenta de causar impactos no meio onde é gerada e consumida, não podendo ser considerada como completamente limpa, assim como foi abordado no *Capítulo 1*.

A construção do reservatório de grandes usinas hidrelétricas implica na inundação de áreas extensas. Assim, diversos são os impactos físico-químicos e biológicos ocasionados por essa grande intervenção no meio. Os principais impactos físico-químicos que podem ser identificados são a diminuição da correnteza do rio e alteração da dinâmica do ambiente aquático (SOUSA, 2000). Essa alteração faz com que o fluxo de sedimentos seja alterado, favorecendo sua deposição no ambiente lótico. Além disso, a temperatura do rio também sofre mudanças, estratificando a represa entre o fundo do lago, onde a temperatura é mais baixa, e sua superfície, onde a temperatura é mais alta. Essa estratificação é responsável ainda por outros impactos físicos, pois reduz a mistura da água do ambiente represado, criando condições anóxicas, favorecendo sua eutrofização, e facilitando a ocorrência de reações químicas, que resultam em compostos nocivos (SOUSA, 2000).

Com relação aos impactos biológicos, pode-se citar a grande perda de biodiversidade, afogada pelo reservatório, e o estabelecimento de uma barreira física, constituída pela barragem, para as espécies terrestres e aquáticas. A construção de novas usinas leva ao retalhamento de unidades de conservação, aumentando sua fragmentação, o que constitui uma das maiores causas da perda de biodiversidade de uma área, muitas vezes também comprometendo a disponibilidade e qualidade dos recursos naturais disponíveis à população de uma região (LUCAS, 2011). A barragem pode causar também o isolamento de populações aquáticas e impedir ou dificultar a piracema das espécies de peixe (SOUZA, 2000). Além disso, as alterações na qualidade da água e a transformação da dinâmica do rio podem repercutir tanto na região a montante quanto a jusante da barragem, afetando ainda mais o ecossistema do rio.

Além do severo impacto na biodiversidade da região, a construção de um reservatório provoca efeitos negativos na população local e em suas comunidades tradicionais, inundando elementos importantes de seu patrimônio natural, cultural e social. Com a implantação das hidrelétricas, um grande número de famílias perdem suas terras e residências. Nesse contexto, quando uma população é forçada a sair de um determinado local, ela sofre mudanças bruscas na sua maneira de trabalhar a terra e nas suas relações de vizinhança ao abandonar um local que fazia parte de sua identidade histórica e cultural. Além disso, muitas delas deixam de ser reassentadas, e quando indenizadas, em geral não conseguem comprar novas terras, devido ao diminuto valor recebido (MENDES, 2005).

Além dos impactos ocasionados pela construção da usina e de seu reservatório, pela implantação das vias de acesso e pela instalação das linhas de transmissão, também é possível citar aqueles que repercutem durante a operação da usina, como a formação de gás metano, devido à decomposição da matéria orgânica alagada, e o

assoreamento gradativo do reservatório. Muitas vezes no Brasil, durante a limpeza da região que será ocupada pelo reservatório, nem toda a vegetação é retirada de modo adequado, e sua decomposição forma gás metano, que possui um alto potencial de geração de efeito estufa. Além disso, a ocupação das margens do lago e o aumento da deposição de sedimentos devido à transformação de um ambiente antes lótico (águas correntes) em lântico (águas paradas), com o tempo, levam ao assoreamento do reservatório e à diminuição da capacidade de geração da usina. Outros impactos relacionados à presença de uma barragem são o risco de seu rompimento ou extravasamento, que aumenta progressivamente com seu envelhecimento, e a elevação do lençol freático da região, que pode acabar deteriorando a qualidade de água e prejudicando o abastecimento das populações do entorno.

Portanto, as PCHs entram como uma alternativa menos impactante às grandes usinas hidrelétricas, por utilizarem a mesma fonte de energia renovável, mas funcionarem em regime de fio-d'água em menor escala. Ou seja, elas não exigem a construção de reservatórios, evitando os efeitos negativos a eles relacionados. Logo, uma pequena central hidrelétrica causa menor impacto ambiental por exigir menor alteração do meio ambiente para sua construção e operação. Outra vantagem é o fato das PCHs levarem à descentralização da geração da energia elétrica brasileira, devido a maior viabilidade técnica e econômica de sua instalação em pequenos centros urbanos e rurais, atingindo populações antes não alcançadas pela rede interligada de distribuição de energia, sendo então complementares a ela. Dessa forma, o seu menor custo de instalação, a disponibilidade de tecnologias eficientes já consolidadas no mercado, o menor impacto ambiental causado, e a possibilidade de trazer energia, intimamente ligada ao desenvolvimento, à regiões antes isoladas fazem com que as PCHs sejam uma interessante solução para a questão energética nacional.

Referências

ADRADA, T., MANCEBO, J.A. e MARTINEZA, C. **Pequenas Centrais Hidrelétricas**. ONUDI, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª edição, Brasília, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DAS ÁGUAS – ANA. **Medição de descarga líquida em grandes rios: manual técnico / Agência Nacional de Águas**. Brasília: ANA; SGH, 2009. ISBN: 978-85-89629-34-8

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6412 : 1983: **Turbinas Hidráulicas: recepção de modelos**. Rio de Janeiro: ABNT, 1983.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Diretrizes do programa nacional de pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 1982.

_____. Ministério de Minas e Energia. **Manual de pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1986.

_____. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2007.

_____. **Balço energético nacional 2015 ano base 2014: relatório síntese**. Brasília: MME, Rio de Janeiro: EPE, 2015.

CREAGER, W. P.; JUSTIN, J. D. **Hydroelectric Handbook**. New York: 2a ed, John Wiley and Sons, Inc., 1949.

DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA – DME. **Energia**. Poços de Caldas, 2011. Disponível em: <<http://www.dmedsa.com.br/index.php>>. Acesso em 18 fev. 2016.

LISLEY, R. K.; FRANZINE, J. B. **Engenharia de Recursos Hídricos**. São Paulo: EDUSP, 1978.

LUCAS, D. F.. **Análise Espacial dos Fragmentos Florestais no Município de São Gonçalo do Rio Abaixo/MG**. Monografia. XIII Curso de Especialização em Geoprocessamento. Belo Horizonte: UFMG, 2011.

MACINTYRE, A. J. **Maquinas motrizes hidráulicas**. Rio de Janeiro: Guanabara Dois S. A., 1983. ISBN 85-7030-016-6.

MAGALHÃES, F. A. **A eletrificação rural no Brasil**. São Paulo: Eletrobras, 1986.

MAUAD, F. F. **Estudo de uma turbina de reação com pá de simples curvatura para utilização no meio rural**, Dissertação Mestrado. Itajubá: EFEI, 1995.

_____. **SHS-115 Aproveitamentos Hidrelétricos**. São Carlos, 2001.

MENDES, N. A. S. **As usinas hidrelétricas e seus impactos: os aspectos socioambientais e econômicos do Reassentamento Rural de Rosana - Euclides da Cunha Paulista**. Presidente Prudente: UNESP, 2005.

PALHARES, J. C. P. et al. **Medição da vazão em rios pelo método do flutuador**. Concordia: EMBRAPA, 2007. (Comunicado Técnico 455).

SAVELLI, M. **Sinopse histórica da energia elétrica no Brasil**, Separata da Revista Mundo Elétrico, 75 anos da Energia Elétrica no Brasil. São Paulo, 1976.

SOUSA, W. L. **Impacto ambiental de hidrelétricas: Uma análise comparativa de duas abordagens**. Dissertação Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ, 2000.

TENOT, M.A. **Turbines hydrauliques et régulateurs de vitesse, Bd. IV**. Paris: Dunod. 1935.

VARLET, H. **Turbines Hydrauliques et Groupes Hydroelectriques**. Eyrolles: 1964.

VIANA, M.B.; TAVARES, W. M.; LIMA, P. C. R. **Sustentabilidade e as principais fontes de energia**. Consultoria legislativa. Brasília: Câmara dos Deputados, 2015.



Capítulo 3 – Energia Solar Fotovoltaica

3.1 Generalidades / Introdução

A história da utilização da energia solar pelo homem começou quando as primeiras civilizações descobriram que os edifícios com aberturas para a entrada do sol ficavam mais quentes e mais iluminados, mesmo quando o clima estava frio. Já na segunda metade do século XIX, coletores solares foram inventados para o aquecimento de água e outros fluidos e colocados em uso prático para aquecimento de água doméstica e aplicações industriais solares como, por exemplo, a dessalinização solar em grande escala. Algumas décadas mais tarde, espelhos foram utilizados para aumentar a temperatura de fluidos disponíveis, para que os motores de calor impulsionados pela energia do sol pudessem desenvolver força motriz, e daí, potencial elétrico. Além disso, o final do século XIX trouxe a descoberta de um dispositivo para converter a luz solar diretamente em eletricidade. Batizada como célula fotovoltaica (CV), este dispositivo dispensava a necessidade de um motor de calor. Já o modelo moderno de células solares de silício, atribuído a Russell Ohl, quando trabalhava na American Telephone and Telegraph (AT &T) Bell Labs, foi descoberto por volta de 1940 (IPCC, 2012).

A era moderna de pesquisa solar teve início na década de 50 com o estabelecimento da International Solar Energy Society (ISES) e com o aumento de esforços em pesquisa e desenvolvimento em muitas indústrias. Concomitantemente, as redes nacionais e internacionais de medições de irradiação solar estavam começando a ser estabelecidas. Quando se iniciou a crise do petróleo da década 70, vários países desenvolviam programas de pesquisa e desenvolvimento para a energia solar, e este

esforço envolvia as indústrias, laboratórios governamentais e universidades. Esses esforços continuaram, em sua maior parte, até o presente, dando frutos: hoje a energia solar representa uma das tecnologias de energia renovável de mais rápido crescimento, possuindo grande potencial para desempenhar um papel muito maior na matriz energética mundial (IPCC, 2012).

O aproveitamento da energia do sol pode ser realizado por meio de diferentes tecnologias que têm uma ampla gama de aplicações, dentre elas: iluminação, aquecimento, água quente para edifícios e indústrias, produção de energia solar térmica, e conversão fotovoltaica de energia elétrica. Este capítulo irá discorrer com mais detalhes sobre a produção de energia elétrica através do uso de células fotovoltaicas.

3.1.1 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo

A energia solar é a única fonte indefinidamente renovável que apresenta capacidade de prover energia suficiente para satisfazer toda a demanda energética mundial (DUNLAP, 2015). A incidência total de raios solares em nossa atmosfera é de cerca de $1,8 \times 10^{17}$ W. Desse total, aproximadamente metade é transmitida através da atmosfera, resultando em uma insolação de $9,0 \times 10^{16}$ W na superfície terrestre. Considerando uma modesta eficiência de 15% de um painel fotovoltaico, o potencial resultante que pode ser fornecido mundialmente por esses módulos é de $1,3 \times 10^{16}$ W. Sabendo que o uso primário total de energia no mundo é de cerca de $5,7 \times 10^{20}$ J, para um potencial consumido de $1,8 \times 10^{13}$ W, a utilização de apenas 0,14% da energia solar disponível seria capaz de satisfazer toda nossa necessidade energética (DUNLAP, 2015).

Atualmente, a participação da energia solar ainda é pouco expressiva na matriz mundial. Entretanto, ela apresentou um aumento de cerca 2.000% entre 1996 e 2006, sendo que, em 2015, a capacidade instalada total mundial atingiu 177 GW. A evolução da potência solar instalada no mundo para produção de eletricidade está representada na Figura 3.1 e, na Tabela 3.1, consta a participação relativa dos países nessa produção. A China ocupa o posto de maior produtora mundial, com 22,5% da potência total instalada. Juntos, a China, Alemanha, Japão, Estados Unidos, e Itália concentram 84% da capacidade mundial (IEA, 2016). Todos são países com programas fortes de diversificação e simultânea “limpeza” da matriz energética local (ANEEL, 2008).

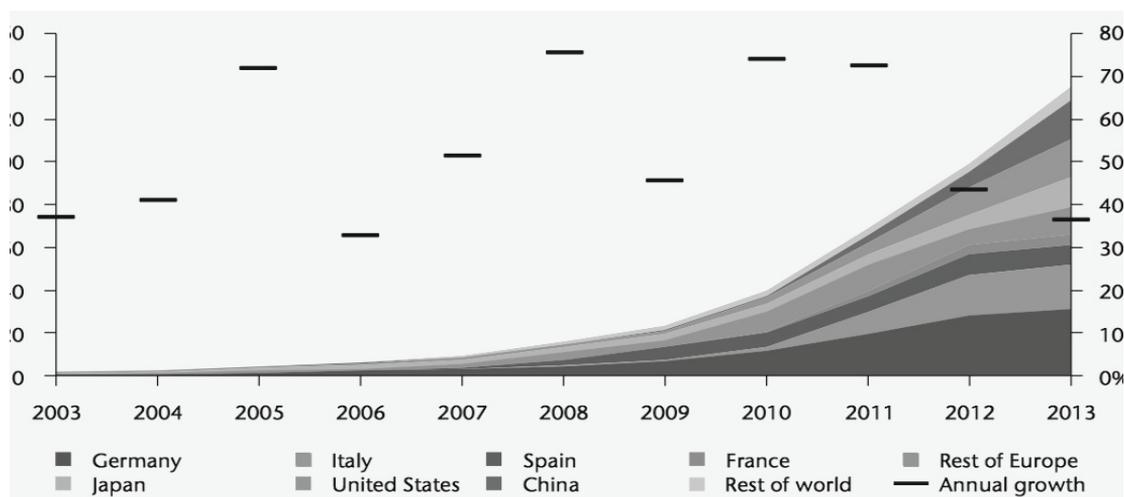


Figura 3.1 Capacidade instalada acumulada de células fotovoltaicas no mundo (GW) e crescimento anual (%).

Fonte: IEA (2014).

A Alemanha, segunda maior produtora mundial, apresenta uma capacidade instalada acumulada de aproximadamente 39,7 GW, que representa cerca de 7,5% de toda eletricidade produzida no país (IEA, 2016). Entretanto, a maior parte do território Alemão apresenta insolação igual ou inferior a 3500 Wh/m² por dia, em contraste com a insolação diária média de 4500 a 6000 Wh/m² do Brasil, cuja participação de energia solar na matriz elétrica não representa nem 0,1% (BRASIL, 2015).

É possível perceber através da análise da Figura 3.2, como o Brasil é privilegiado com elevadas taxas de irradiação solar em todas as regiões, em comparação a países que já consolidaram sua participação no mercado de energia solar. Dessa forma, é razoável esperar para o país um potencial de geração fotovoltaica pelo menos dez vezes superior à capacidade instalada atualmente na Alemanha, o que representaria o crescimento do uso de uma fonte não somente alternativa, mas uma opção viável e promissora para complementar e ampliar sua geração de eletricidade (VILLALVA, 2015).

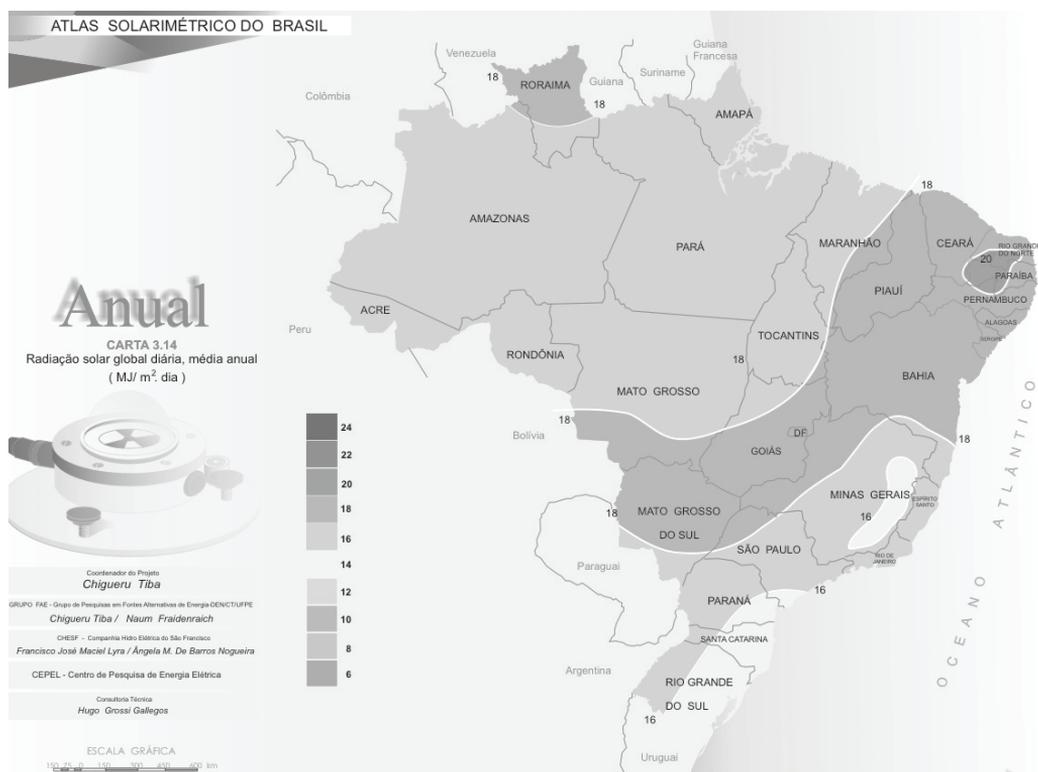


Figura 3.2 Atlas solarimétrico do Brasil.

Fonte: Tiba et al. (2000).

Até um passado recente, a energia solar fotovoltaica era empregada no Brasil apenas em sistemas isolados ou autônomos instalados em locais não alcançados pela rede elétrica, como propriedades rurais, comunidades isoladas, centrais remotas de telecomunicação e sistemas de sinalização (VILLALVA, 2015). Entretanto, a aprovação do uso de sistemas de geração conectados à rede pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), através da resolução nº 482 de 2012, permitiu o avanço recente da quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sendo esperado um aumento significativo no país desses sistemas nos próximos anos.

Entretanto, alguns desafios devem ser superados para que a energia solar possa conquistar seu espaço na matriz elétrica nacional. Considerando que houve pouca iniciativa para impulsionar a inserção de energia fotovoltaica no país até o ano de 2011, a participação dessa fonte de energia em nosso sistema é praticamente desprezível. A ausência de regulamentação e de normas para o setor fotovoltaico até o ano de 2012 inibiu o surgimento de indústrias e mercados voltados para os sistemas de geração distribuída em baixa tensão. Como esses sistemas constituem um importante

nicho de aplicação da energia fotovoltaica, o seu crescimento também foi inibido (VILLALVA, 2015). A ausência de incentivos governamentais também caracteriza outro obstáculo para a implantação de sistemas fotovoltaicos no Brasil, que carece de programas que impulsionem pequenos produtores, pessoas comuns ou pequenas empresas a adquirir mini ou microssistemas de geração fotovoltaica em seus próprios telhados

Tabela 3.1 Maiores potências instaladas em células fotovoltaicas por país.

País	Potência (MW)	% em relação ao total
China	43,53	22,5
Alemanha	39,7	20,6
Japão	34,41	17,8
Estados Unidos	25,62	13,3
Itália	18,92	9,8
Reino Unido	8,78	4,5
França	6,58	3,4
Espanha	5,4	2,8
Austrália	5,07	2,6
Índia	5,05	2,6

Fonte: IEA (2016).

Além disso, o custo da eletricidade de origem fotovoltaica ainda é considerado alto, quando comparado ao de origem hidrelétrica. Porém, o aumento superior a 60% no custo da energia elétrica, experimentado pelo consumidor brasileiro em 2015, fez com que os olhares voltassem novamente para a energia solar fotovoltaica (VILLALVA, 2015).

- *Regulamentação e Normas*

Como citado anteriormente, a resolução normativa nº 482, aprovada pela Aneel em abril de 2012, autorizou a micro e minigeração de energia elétrica partindo de fontes renováveis de energia com sistemas de geração distribuída conectado à redes de baixa tensão. Essa resolução foi alterada em novembro de 2015 pela resolução normativa nº 687, que defini as características de micro e minigeração, estabelece as condições para o acesso de dessas gerações aos sistemas de compensação de créditos

de energia elétrica para autoprodutores de energia, e permite a possibilidade de cada cidadão brasileiro ou empresa de ter em seu telhado uma usina fotovoltaica para a complementação do consumo próprio ou para a exportação de energia (VILLALVA, 2015).

Algumas mudanças trazidas pela nova norma envolvem os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão na rede. Esses custos estão dispensados do cálculo da participação financeira do consumidor, no caso da microgeração distribuída, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada. Além de outras alterações, a norma também modificou quais consumidores podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica. Esses consumidores são aqueles responsáveis por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída; por unidade consumidora integrante de empreendimento de múltiplas unidades; por unidade consumidora caracterizada como geração compartilhada; ou por unidade consumidora caracterizada como autoconsumo remoto. Além das resoluções normativas citadas, também estão vigentes normas da ABNT com relação aos sistemas fotovoltaicos conectados a rede. Essas normas são:

- **ABNT NBR 16.149** – “Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”.
- **ABNT NBR 16.150** – “Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade”.
- **ABNT NBR 16.274** – “Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho”.
- **ABNT NBR 62.116** – “Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica”.

3.1.2 Classificação das placas fotovoltaicas

Os raios de energia solar, tanto diretos como difusos, são transformados em energia elétrica graças às células ou painéis fotovoltaicos. Esses são compostos por materiais semicondutores, como módulos em silício (mono ou policristalino), em filmes finos, com silício amorfo ou telureto de cádmio, ou ainda em material orgânico e de corantes, tecnologias ainda em fase de teste. A comparação entre as eficiências de cada tipo de módulo de acordo com seu material está representada na Tabela 3.2.

Nesse item, será detalhado um pouco sobre os principais tipos de módulos solares. Primeiro, é importante ressaltar que os termos **módulo**, **placa**, ou **painel**

possuem o mesmo significado, sendo utilizados para descrever um conjunto empacotado de células fotovoltaicas disponível comercialmente (VILLALVA, 2015).

Tabela 3.2 Comparação das eficiências de diferentes tecnologias fotovoltaicas.

Material da Célula Fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório (%)	Eficiência da célula comercial (%)	Eficiência do painel comercial (%)
Silício Monocristalino	24,7	18	14
Silício Policristalino	19,8	15	13
Silício Cristalino de Filmes Finos	19,2	9,5	7,9
Silício Amorfo	13	10,5	7,5
Silício Micromorfo	12	10,7	9,1
Célula Híbrida	20,1	17,3	15,2
CIS, CIGS	18,8	14	10
Telureto de Cádmio	16,4	10	9

Fonte: Villalva (2015).

- *Módulo em silício monocristalino*

Os painéis fotovoltaicos de silício monocristalinos são produzidos a partir do processamento de blocos de silício ultrapuro, previamente desoxidado em fornos, purificado e solidificado, de forma que este atinja um nível de pureza de aproximadamente 99,9999% (UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, 2008). Esses blocos são aquecidos em elevadas temperaturas e submetidos a um processo de cristalização que segue o método de Czochralski. O método se consiste na fundição do silício juntamente com uma “semente” (pequeno pedaço de um monocristal de silício) em sua superfície, que serve de ponto de nucleação e dá orientação ao monocristal a ser formado. Através do controle rígido da temperatura do sistema de modo a atingir uma condição de “quase-equilíbrio dinâmico” (obtida com o estabelecimento de uma temperatura levemente superior à do ponto de fusão do silício) e do controle de parâmetros do processo (como a rotação imposta como forma de obter homogeneidade

nos cristais), os monocristais vão lentamente atingindo diâmetros maiores (ANDREETA, 1978; UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UDESC, 2016; UNIVERSITÄT ZU KIEL, 2016). O processo é delicado e envolve a utilização de um ambiente sem impurezas e um operador experiente. O produto resultante é um lingote de silício monocristalino (Figura 3.3a), que constitui-se em uma estrutura cristalina única, com organização molecular homogênea e aspecto uniforme e brilhante. Em seguida, o lingote é cortado de modo a produzir finas bolachas de silício puro, conhecidas com *wafers*, que ainda não possuem propriedades de uma célula fotovoltaica. Para que essas propriedades sejam conferidas, os *wafers* passam por um tratamento químico, recebendo impurezas em ambos os lados, de modo a formar camadas de silício P e N, base do funcionamento de uma célula fotovoltaica. Por fim, a célula recebe uma película metálica em uma face, uma grade metálica na outra, e material antirreflexivo no lado que irá receber os raios de sol (VILLALVA, 2015).

Uma das desvantagens observadas no processo de produção dos lingotes de silício ultrapuro através do método de Czochralski é que esse resulta em grandes lingotes cilíndricos. Para a produção de *wafers* a partir deles, quatro lados devem ser cortados, fazendo com que uma quantidade significativa do silício não seja aproveitada naquela célula, havendo necessidade de reciclagem. Além disso, células de silício monocristalino são frágeis devido a sua rigidez, necessitando de montagem em módulos para o uso, além de serem mais caras que outros modelos (UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, 2008). Essas células, porém, possuem eficiência entre 14% e 21%, sendo a mais alta dentre as tecnologias comercialmente viáveis disponíveis atualmente. Por serem mais eficientes, esses painéis ocupam menos espaço e tendem a funcionar melhor que painéis policristalinos em condições de iluminação pouco favoráveis, apresentando uma vida útil superior a 30 anos.



Figura 3.3a Lingote de silício monocristalino.

Fonte: Portal Solar (sem data).



Figura 3.3b Placa de silício monocristalino.

- *Módulo em silício policristalino*

A produção dos módulos de silício policristalino se dá por um processo menos oneroso e rigoroso que a produção de módulos mono-Si. A diferença básica dos processos reside nas características do lingote de silício utilizado para a fabricação de cada tipo de placa. Os lingotes para a produção de painéis poli-Si são formados através de fundição por aglomerados de pequenos cristais de tamanhos e orientações diferentes (Figura 3.4a). Quando pronto, o lingote passa por um processo semelhante ao descrito anteriormente, sendo serrado e tratado quimicamente para formar as células fotovoltaicas (VILLALVA, 2015).

As células policristalinas são rígidas e quebradiças, devendo ser montadas em módulos para que possam adquirir resistência mecânica. Elas possuem aparência heterogênea, sendo geralmente encontradas na cor azul (Figura 3.4b), mas essa pode variar dependendo do antirreflexivo aplicado. As placas policristalinas possuem eficiência inferior às monocristalinas, apresentando uma faixa de 13 a 15%, devido à maior impureza do polisilício. Entretanto, elas tendem a ser mais baratas, possuem a mesma vida útil e a quantidade de silício residual gerado durante o processo de corte das células é menor em comparação com monocristalino (VILLALVA, 2015).



Figura 3.4a: Lingote de silício policristalino.
Fonte: l'Energeek (2016).



Figura 3.4b: Placa de silício policristalino.

- *Filmes Finos*

Os módulos de filmes finos surgiram mais recentemente em comparação aos cristalinos. Esses dispositivos são produzidos a partir da deposição de finas camadas de materiais sobre uma base rígida ou flexível. Os materiais mais utilizados atualmente são o silício amorfo (aSi), o silício microcristalino (μ Si), o telureto de cádmio (CdTe) e a tecnologia de CIGS (cobre-índio-gálio-selênio). Os dois últimos apresentam maior eficiência, mas ainda estão em fase de desenvolvimento, não tendo ainda conquistado espaço no mercado (VILLALVA, 2015).

A deposição desses materiais pode ocorrer por diferentes métodos, como a vaporização, fazendo com que a quantidade de matéria-prima empregada seja reduzida e evitando o desperdício de material, como foi observado no processo de produção das placas cristalinas. Além disso, os filmes finos consomem menos energia em sua produção, devido à exigência de faixas de temperatura menos elevadas durante o

processo de fabricação. Por conseguinte, a produção desses filmes é bem mais econômica que a das placas cristalinas, fazendo com que seu preço no mercado também seja menor.

Outra vantagem desse tipo de painel é que eles podem ser produzidos em qualquer dimensão, salvo a área da base para a fabricação do módulo. Ele também apresenta o melhor aproveitamento de luz solar para baixos níveis de radiação e para radiação difusa e é menos sensível a altas temperaturas que as outras tecnologias (VILLALVA, 2015). Entretanto, os filmes finos possuem baixa eficiência (7 a 13%), sendo necessária uma área maior para que a energia requerida seja produzida. Além disso, eles sofrem degradação mais rápida que os cristalinos, apresentando vida útil mais curta.

Uma de suas aplicações mais conhecidas popularmente é em calculadoras e relógios, já que requerem baixas quantidades de energia e esses modelos de células funcionam bem com iluminação artificial (NASCIMENTO, 2004).

A seguir, são descritos os principais tipos de placas que se utilizam dessa tecnologia.

(I) Silício amorfo

Resultante da deposição de uma camada fina de silício sobre uma base de vidro ou metal (NASCIMENTO, 2004), foi a primeira tecnologia de filme fino desenvolvida. Possui uma eficiência que varia entre 5 a 8%, o que é bastante baixa se comparada com a eficiência média das células cristalinas, e esta é ainda menor durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento devido à degradação induzida pela luz (VILLALVA, 2015).

Células de silício amorfo apresentam alto grau de desordem na estrutura de seus átomos e absorvem radiação solar na faixa do visível. São hoje uma das principais tecnologias para sistemas fotovoltaicos de baixo custo (UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, 2008).

(II) Silício microcristalino

Unindo as vantagens do silício cristalino às facilidades de produção da tecnologia de filmes finos (incluindo baixo desperdício de matérias-primas e energia e grande quantidade produzida, além de elevada automatização do processo), os modelos de silício microcristalino apresentam eficiência de 8,5%.

Seu processo de produção engloba a deposição de filmes de silício de elevada qualidade em uma determinada base em ambiente com temperaturas que variam na faixa de 900 a 1000°C, gerando estruturas semelhantes à do silício policristalino. Em seguida, em uma fase do processo que envolve menores temperaturas, a célula resultante do primeiro processo (conhecida como cristalina) passam por outro processo de deposição, dessa vez de filme fino, em temperaturas de 200 a 500°C. As películas de silício produzidas têm estruturas microcristalinas de grãos muito finos.

Por ser um “meio termo” entre a tecnologia de silício cristalino e a de filmes finos, possuindo boas qualidades de ambas, os modelos de silício microcristalino são considerados bastante promissores para o futuro das placas fotovoltaicas.

(III) CdTe e CIGS

Segundo Nascimento (2004), as mais recentes tecnologias no mercado fotovoltaico são as placas de CdTe (telureto de cádmio) e CIGS (cobre-índio-gálio-selênio). São as mais eficientes entre todos os modelos de filmes finos, porém, ainda não atingiram os níveis de eficiência dos modelos cristalinos. Além disso, outros problemas são enfrentados por essas tecnologias, entre eles, a toxicidade do cádmio, a baixa disponibilidade do telúrio na natureza e o alto custo de produção das placas CIGS (VILLALVA, 2015).

Uma das maiores vantagens da tecnologia CIGS é a abrangência do substrato da célula, já que, apesar de geralmente ser utilizado o vidro, outros materiais, como polímeros, podem receber a deposição de camadas finas de semicondutor. Módulos desse tipo também apresentam outras camadas além do semicondutor, como uma camada de contato constituída de uma fina camada de Molibdênio (metal de transição) e uma camada neutra, acima da camada de absorção, constituída de sulfeto de cádmio e óxido de zinco (UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, 2008).

(IV) Células híbridas

Compostas por uma célula cristalina combinada com uma célula de filme fino e acrescida de uma fina camada de silício puro (camada intrínseca). Apresentam um baixo custo devido ao pouco consumo de energia e matéria-prima na produção, mas diferentemente da tecnologia de silício amorfo, não sofrem degradação causada pela exposição à luz. Destacam-se pela maior produção em elevadas temperaturas (VILLALVA, 2015).

- *Células Fotovoltaicas Orgânicas (OPV) e de Corantes (DSSC)*

As células solares orgânicas e de corantes são as duas principais tecnologias emergentes hoje no campo da indústria de energia solar. As DSSC (Dye Sensitized Solar Cells) possuem estrutura composta de substrato de vidro, um filme condutor transparente, uma camada composta por dióxido de titânio poroso e embebido em corante com rutênio, um eletrólito, mais um filme condutor transparente, e, por fim, um contato metálico traseiro de platina e vidro. Essa célula não é considerada fotovoltaica, e sim fotoeletroquímica, pois seu dispositivo de funcionamento não é formado por uma junção PN de material semiconductor, mas sim pela absorção de luz em um corante (PINHO; GALDINO, 2014). Embora o seu custo de fabricação seja baixo e sua espessura consideravelmente inferior a da células de silício, as eficiências atingidas pelas placas deverão superar 10% para que elas possam ser inseridas no mercado.

Já as células orgânicas utilizam polímeros orgânicos condutores ou pequenas moléculas orgânicas para absorver a luz e transportar cargas, de modo a produzir eletricidade pelo efeito fotovoltaico. Essa célula foi idealizada como uma tecnologia fotovoltaica flexível, de baixo custo, feita utilizando processos de impressão, máquinas simples e materiais abundantes. Atualmente, não existem muitas empresas que conseguiram levar a produção de células fotovoltaicas (OPV) para uma escala industrial. Além disso, as eficiências atingidas, embora superiores a 10%, ainda são baixas, fazendo com que existam vários estudos em centros de pesquisa, universidades e empresas que realizem estudos que visam a inserção em larga escala das células orgânicas no mercado (PINHO; GALDINO, 2014).

3.1.3 Custos básicos

A definição e estimativa dos investimentos necessários para a instalação de um sistema fotovoltaico podem ser realizadas tomando como base os preços internacionais de módulos e inversores, sendo necessária a adição dos custos de frete, seguro, taxas, tributos e importação, para que seja obtido o preço nacionalizado dos equipamentos. Deve-se considerar também os custos de cabos, materiais extras, projeto e instalação, obtendo como resultado final o “Preço por Watt-pico” instalado. A unidade de medida **Watt-pico (Wp)**, é muito utilizada para painéis fotovoltaicos e corresponde à potência em W fornecida por um painel em condições específicas e reproduzidas em laboratório, sendo a potência máxima que ele pode fornecer em condições ideais.

De acordo com Nakabayashi (2014), as premissas que podem ser adotadas para se estimar o custo nacionalizado dos equipamentos do sistema fotovoltaico são:

- Incidência de Imposto de Importação (II) sobre módulos de 12% e 14% para inversores importados;
- Alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), incidente sobre módulos fotovoltaicos, de 0%;
- Incidência de ICMS para inversores em 12% (desconsiderando a variação estadual da alíquota);
- Incidência de PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) sobre os módulos e inversores;
- Utilização de valores representativos de serviços aduaneiros;

A Tabela 3.3 apresenta os valores da taxa de câmbio e dos preços internacionais adotados, assim como os preços nacionalizados dos equipamentos fotovoltaicos, também de acordo com Nakabayashi (2014). É importante ressaltar que os preços adotados são provenientes do mercado alemão. Caso o mercado chinês fosse adotado como referência, os preços resultantes seriam mais baixos. Além disso, vale lembrar que os custos também podem variar de acordo com o tipo de painel ou inversor considerado. Logo, os valores apresentados na Tabela 3.3 são uma estimativa do valor médio encontrado no mercado. Já na Tabela 3.4, estão representados os preços do Watt-pico instalado, considerando os preços estimados na Tabela 3.3, somados aos custos do cabeamento, do sistema de fixação e dos demais serviços, para sistemas de pequeno (< 5kW) a médio (>10 kW) porte.

Tabela 3.3 Preços nacionalizados de equipamentos fotovoltaicos.

Equipamentos	Painéis	Inversores (< 5 kW)	Inversores (> 10kW)
Preços internacionais dos equipamentos (€ /Wp)	0,56	0,25	0,12
Equipamentos + Frete + Seguro (€/Wp)	0,02	0,02	0,01
Impostos + Taxas + Importação (€/Wp)	0,16	0,2	0,1
Custo nacionalizado (€/Wp)	0,74	0,47	0,3
Taxa de câmbio (BRL/EUR)		3,85	
Preço nacionalizado (R\$/Wp)	2,85	1,81	1,16

Fonte: Adaptado de Nakabayashi (2014).

Tabela 3.4 Preço do Watt-Pico instalado.

Instalação	Até 5 kW	A partir de 10 kW
Cabos e proteções (R\$/Wp)	0,75	0,6
Sistema de fixação (R\$/Wp)	1,25	0,8
Demais custos (conexão e projeto) (R\$/Wp)	1,25	1
Total (R\$/Wp)	7,91	6,41

Fonte: Adaptado de Nakabayashi (2014).

Considerando a atual taxa de câmbio (BRL/EUR) de 3,85, os preços nacionalizados finais estimados são de 7,91 R\$/Wp para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte (até 5kW) e de 6,41 R\$/Wp para sistemas fotovoltaicos de médio porte (a partir de 10kW).

Segundo IPCC (2012), o período de retorno econômico de um sistema fotovoltaico varia de acordo com a intensidade da radiação solar em cada local e com o tipo de material do módulo. Placas de silício monocristalino, em regiões com níveis moderados de radiação solar (cerca de 1.700 kWh/m².ano), apresentam paybacks de 2 a 2,5 anos. Já sistemas conectados à rede, em locais com intervalos de irradiação global entre 1.900 a 1.400 kWh/m².ano, apresentam paybacks que variam de 2 a 5 anos.

3.1.4 Componentes básicos

Segundo Pinho e Galdino (2014), um sistema solar fotovoltaico é composto por três blocos básicos: o bloco gerador, o bloco de condicionamento de potência e, quando necessário, o bloco de armazenamento. Enquanto o primeiro bloco abrange os painéis fotovoltaicos em diferentes arranjos, o cabeamento elétrico e as estruturas de suporte, o segundo pode ser composto por conversores c.c.-c.c., pontos de potência máxima (SPPM), inversores, controladores de carga, entre outros dispositivos de proteção supervisão e controle. Por fim, o terceiro bloco contém as baterias e/ou outras formas de armazenamento. Como será visto posteriormente, esses sistemas podem estar isolados, sem contato com a rede de distribuição de eletricidade das concessionárias, ou conectados à rede. Ambos os sistemas apresentam alguns componentes básicos, que serão apresentados com mais detalhes à seguir.

- *Módulos Fotovoltaicos*

Um módulo fotovoltaico é composto por um arranjo de células fotovoltaicas conectadas de modo a produzir tensão e corrente para a geração de energia. Esse

arranjo pode ser em série e/ou a paralelo, com número variável de células, dependendo da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada. Grande cuidado deve ser tomado durante a seleção das células que serão conectadas para a produção do painel, devido à possibilidade de ocorrer uma incompatibilidade delas, resultando em um painel de baixa qualidade e desempenho (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos que podem ser encontrados no mercado podem ser divididos em duas categorias em função do número de células ligadas em série e de sua faixa de potência: módulos de 60 células, com potências de pico entre 240 W e 250 W, e módulos de 36 células, com potências entre 130 W e 140 W. Os últimos são mais indicados para sistemas fotovoltaicos autônomos, por apresentar tensão de saída reduzida, sendo apropriados para sistemas fotovoltaicos de baixa tensão. Já os módulos de 60 células, por apresentarem valores de tensão mais elevados, são impróprios para aplicação em 12 V (tensão de operação de sistemas autônomos), sendo indicados para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (VILLALVA, 2015).

- *Inversores*

O inversor é o equipamento eletrônico responsável por converter a energia elétrica gerada pelos painéis, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Além disso, ele também é responsável por garantir a segurança do sistema e medir a energia produzida pelos painéis solares.

Considerando que grande parte dos aparelhos eletrodomésticos utilizados diariamente é construída para trabalhar com a rede elétrica residencial de tensão alternada (tensão de 127 ou 220 V, e frequência de 60 Hz), a presença de um inversor CC-CA é essencial para que a energia produzida em corrente contínua por um sistema fotovoltaico autônomo possa ser utilizada. Os inversores ideais para esse tipo de sistema estão disponíveis no mercado em diversas potências e tensões de entrada (12 V, 24 V, ou 48 V), sendo a de 12 V a mais comumente utilizada para pequenos sistemas de até oito módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2015). Entretanto, sistemas de maior potência precisam de níveis mais elevados de tensão, de modo a evitar que as correntes sejam muito grandes. Além disso, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede. O inversor mais indicado nesse caso é o Grid-Tie, feito para se conectar à rede da distribuidora de energia, sincronizando com sua frequência (Hz) e tensão de saída (V), e se desconectar quando esta deixa de fornecer energia, devido a desligamentos para reparo ou falhas.

As características de um inversor levadas em conta na sua escolha para um sistema são:

Tensão de entrada CC – relacionada à tensão nominal de entrada do inversor e consequente potência nominal fornecida por este às cargas CA. Deve ser compatível com as especificações da bateria e controlador de carga do sistema. Alguns inversores possuem a capacidade de desligar-se automaticamente na ocorrência de uma descarga total da bateria que leve a uma diminuição da tensão abaixo do valor mínimo especificado (VERA, 2004).

Tensão de saída CA – é a tensão fornecida em corrente alternada, que pode ter um valor fixo ou ajustável com uma chave seletora. Sua escolha depende da tensão de funcionamento das cargas e é uma decisão do projetista do sistema (VERA, 2004; VILLALVA, 2015).

Regulação de tensão – define a variação relativa, expressa em porcentagens, da amplitude da tensão de saída do inversor durante o consumo de energia. Essa tensão é máxima quando o inversor não fornece nenhuma potência na saída, diminuindo à medida que o inversor forneça potência para um consumidor (VERA, 2004; VILLALVA, 2015).

Inversores de boa qualidade conseguem manter sua tensão de saída aproximadamente constante para uma ampla faixa de cargas e de forma independente ao uso no qual está se prestando, fazendo com que este seja um parâmetro de qualidade do inversor. No mercado, os valores de regulação de tensão de inversores costumam variar entre 0 e 10% (VERA, 2004; VILLALVA, 2015).

Frequência de saída – determina a frequência da tensão de saída do inversor em forma de corrente alternada. Seguindo o padrão nacional, essa frequência deve ser de 60Hz, porém, em alguns países, essa frequência é de 50Hz.

Forma de onda de saída – a forma da onda geralmente caracteriza o tipo de inversor e de tensão alternada que este produz. No mercado, podem ser encontrados modelos que produzem ondas senoidais (pura e modificada) e ondas quadradas (VILLALVA, 2015). É mais um parâmetro que pode ser utilizado para indicar a qualidade do inversor, já que esta depende do método de conversão e filtragem utilizado para eliminar harmônicos indesejáveis na conversão (VERA, 2004). Além disso, é também importante adequar esse parâmetro aos objetivos do sistema: inversores de onda quadrada e de onda modificada, por exemplo, não são indicados para fornecer energia à equipamentos sensíveis, já que apresentam tensões que produzem interferências eletromagnéticas (VILLALVA, 2015).

Potência nominal – é o valor de potencia que o inversor tem capacidade de prover em operação normal, e deve ser pouco superior às necessidades das cargas, de forma a levar em conta um aumento da potencia solicitada, mas também otimizar a eficiência de operação (VERA, 2004; VILLALVA, 2015).

Potência máxima – define a potencia que o inversor fornece em situações de sobrecarga, superior à potencia nominal, por um curto período de tempo. Essa capacidade pode ser útil para sistemas que integram equipamentos como motores, por exemplo, que precisam de uma alta potência para sua partida.

Eficiência – indicada em porcentagem e fornecida pelo fabricante, é a relação entre a potencia de saída e de entrada do inversor e varia com o tipo de carga (VERA, 2004; VILLALVA, 2015). Bons inversores possuem um valor alto de eficiência, geralmente acima de 90% (VILLALVA, 2015), que tende a diminuir quando o inversor está funcionando abaixo de sua potência nominal (VERA, 2004).

Distorção harmônica – mede a pureza da tensão alternada fornecida pelo inversor, tomando como base uma onda senoidal pura. Também é uma medida da qualidade da tensão fornecida pelo inversor e deve ser indicada pelo fornecedor, sendo que é preferível, principalmente para a alimentação de equipamentos sensíveis à presença de interferências eletromagnéticas, um inversor com baixo valor de distorção (VILLALVA, 2015).

Taxa de utilização – número de horas que o inversor pode fornecer energia operando com potência máxima, sem apresentar falhas (VERA, 2004).

Proteção de curto-circuito - impede a danificação dos equipamentos receptores da energia elétrica em caso de curto-circuito. Todos os inversores contam com um fusível que realiza essa função, porém, alguns modelos mais modernos apresentam uma proteção eletrônica que limita a corrente de saída em casos de curto-circuito, evitando danos também a esse fusível (VILLALVA, 2015).

Proteção de reversão de polaridade – presente em alguns modelos de inversor, impede a ocorrência de danos aos equipamentos no evento de uma inversão de polaridade acidental (VILLALVA, 2015).

Assim como acontece com controladores de carga, existem diferentes tipos de inversores que devem ser escolhidos para um sistema de acordo com os objetivos deste, com especial atenção aos aparelhos que serão alimentados pela energia elétrica e as limitações financeiras do projeto. Inversores de onda senoidal modificada, por exemplo, possuem um baixo custo já que produzem tensões de saída com o formato de ondas semi-quadradas. Devido à essa característica, porém, eles não são indicados para a alimentação de equipamentos mais sensíveis (como aparelhos médicos e de telecomunicações), sendo ideal apenas para lâmpadas, eletrodomésticos e outros aparelhos mais simples. Em contrapartida, inversores PWM (*Pulse Width Modulation*) de onda senoidal pura apresentam características opostas às anteriores: têm alto custo, porém, produzem ondas com baixíssima distorção harmônica e podem ser empregados de forma segura e confiável em todos os tipos de aparelhos consumidores. Por fim, é interessante apontar a existência de inversores interativos com a rede, que agem como controladores de carga em sistemas híbridos (que apresentam mais de uma fonte de energia) ou sistemas que empregam a energia fotovoltaica apenas como fonte de energia de emergência (em caso de quedas de energia da rede), realizando o carregamento da bateria no período em que o sistema atua de forma regular e alimentando os consumidores apenas em situações em que ocorra a ausência de outras fontes (VILLALVA, 2015).

- *Controladores de Carga*

Controladores de carga (Figura 3.5), também conhecidos como reguladores de carga, são equipamentos responsáveis por estabelecer a correta conexão entre os módulos fotovoltaicos e as baterias empregadas no sistema, evitando assim sobrecargas e aumentando, conseqüentemente, o tempo de vida útil da bateria. Por ser diretamente relacionado à esta, o controlador de carga deve ter seus parâmetros e método de controle ajustados às especificidades da bateria do sistema (VERA, 2004). São tomados como base os valores de tensão instantâneos nos terminais da bateria, e os limites de aplicação do controlador (temperaturas de operação, correntes de carga, etc.) são dados fornecidos pelo fabricante (VERA, 2004). Um problema observado nesses ajustes é a variação da tensão da bateria de acordo com seu estado de carga (além de fatores como envelhecimento, entre outros), o que torna difícil a definição de um valor único de tensão para regular o controlador (VERA, 2004).

Dependendo de quão sofisticado e moderno for o aparelho escolhido para integrar o sistema, ele pode contar com sensores que emitem um alerta sonoro caso ocorra algum problema ou irregularidade; sensores de temperatura para ajustar os valores dos parâmetros à temperatura a qual o sistema está sendo submetido em determinado

período; capacidade de gerenciamento do carregamento da bateria, de forma a respeitar seu perfil de carga característico; e recursos de rastreamento do ponto de máxima potência do(s) módulo(s) do sistema de forma a maximizar sua eficiência (VERA, 2004; VILLALVA, 2015).



Figura 3.5 Controlador de carga com MPPT.
Fonte: Neosolar (sem data).

Para proteger o sistema de sobrecargas e descargas excessivas, o controlador monitora a tensão nos terminais da bateria e (I) desconecta o(s) módulo(s) do sistema, quando a bateria atinge seu nível máximo; (II) interrompe o consumo do sistema quando a bateria atinge um nível crítico de carga, impedindo que sua vida útil seja comprometida.

A conexão do módulo com a bateria é feita pelo próprio circuito interno do controlador, e de nenhuma forma esta deve ser conectada diretamente às placas fotovoltaicas. Da mesma forma, a conexão dos consumidores (inversor ou diretamente aos aparelhos) também deve ser feita ao controlador, permitindo o funcionamento do sistema de proteção de descargas excessivas. São comumente encontrados no Mercado controladores com capacidade de corrente que variam de 10 a 60 A, e muitas vezes são empregados controladores em paralelo (todos do mesmo fabricante e modelo) quando é desejada a obtenção de correntes maiores (VILLALVA, 2015).

Além dos controladores convencionais (com chave série ou paralela), que executam apenas as funções de ligar e desligar o módulo da bateria (quando esta se encontra completamente carregada) e o(s) consumidor(es) do sistema (quando o nível de carga da bateria se encontra muito baixo), os controladores também podem ser do tipo eletrônico PWM (*Pulse Width Modulation* – modulação de largura de pulso, com transistores e circuitos eletrônicos que permitem um controle mais preciso da abertura

e fechamento das chaves, além de também possuir um microprocessador que atua de forma a carregar a bateria respeitando seu perfil de carga) e do tipo eletrônico com PWM e MPPT (*Maximum Power Point Tracking* – rastreamento do ponto de máxima potência, que além de apresentarem todos os recursos dos modelos anteriores, também possibilita que o módulo fotovoltaico opere sempre em seu ponto de máxima potência, otimizando a geração de energia), sendo estes últimos mais sofisticados (VILLALVA, 2015) e, portanto, mais caros.

- *Baterias*

A bateria é um equipamento eletroquímico para se armazenar energia elétrica na forma de energia química. Uma bateria pode ser constituída por uma ou mais células, e cada uma delas é formada por duas meias células conectadas em série. Uma meia célula contém o ânodo e um eletrólito, enquanto a outra contém o cátodo e um eletrólito. Os eletrólitos podem ser ou sólidos ou líquidos, podendo ser comuns às duas meias células ou separados por uma membrana com permeabilidade seletiva para determinados íons. Quando a bateria é recarregada átomos ativos do ânodo são ionizados e se deslocam para o cátodo através do eletrólito, e os elétrons que são liberados se movimentam em direção ao cátodo por meio de um circuito externo. No cátodo, os íons e elétrons são recombinados através das reações de oxidação-redução. Quando a bateria é descarregada, os íons fazem o caminho inverso, se movimentando em direção ao ânodo, através do eletrólito, enquanto os elétrons seguem para o ânodo através do circuito externo, liberando energia elétrica (DUNLAP, 2015).

Bancos de baterias podem ser agrupados em série ou paralelo no sistema, de acordo com os objetivos pretendidos para o fornecimento de energia. Assim como já descrito anteriormente para a associação de placas fotovoltaicas, o agrupamento de baterias em série permite a obtenção de tensões maiores, já que a tensão resultante da associação é a soma das tensões individuais das baterias. Por sua vez, a associação em paralelo resulta em uma tensão final igual à tensão individual das baterias agrupadas, enquanto a corrente final é a soma das individuais, o que é adequado para sistemas em que correntes maiores são esperadas. Claramente, se o objetivo do sistema for a obtenção tanto de tensões maiores quanto de correntes maiores que aquelas fornecidas por uma bateria individual, é possível a associação conjunta em série e paralelo de baterias (VILLALVA, 2015).

Baterias eletroquímicas, também conhecidas como acumuladores eletroquímicos, podem ser classificadas em duas categorias: baterias primárias e secundárias. Enquanto as primárias são aquelas que devem ser descartadas após seu uso (e conseqüente esgotamento de seus reagentes), as secundárias podem ter uma corrente elétrica

aplicada em seus terminais que, revertendo as reações responsáveis pela geração de energia elétrica, permitem que a bateria seja recarregada, podendo assim ser reutilizada. Sistemas fotovoltaicos se utilizam sempre de baterias secundárias (SEGUEL, 2009).

Dentre os diversos tipos de baterias existentes no mercado, as baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas, devido a sua melhor relação custo-benefício. Essas baterias podem ser de ácido líquido ou em gel, sendo seladas (não requerem adição de água) ou abertas (VILLALVA, 2015). Outras alternativas de baterias são as de níquel-cádmio ou de níquel-metal-hidreto. As baterias de níquel-cádmio podem suportar descargas maiores e possuem maior vida-útil. Entretanto, apresentam alto custo e baixa disponibilidade no mercado, fazendo com que sejam mais recomendadas para sistemas isolados que exigem alta confiabilidade, mas possuem difícil acesso para manutenção. A Tabela 3.5 exibe algumas das propriedades das baterias citadas, com relação à sua composição, voltagem, energia específica, potência específica e vida útil. Além disso, a seguir, são apresentadas características mais detalhadas dos diferentes tipos de baterias.

Tabela 3.5 Propriedades de baterias para sistemas fotovoltaicos.

Composição	Voltagem (V)	Energia específica		Potência específica (W/kg)	Vida útil (número de ciclos)
		(MJ/kg)	Wh/kg		
Pb ácido	2,1	0,13	36	100	600
Ni-Cd	1,2	0,22	56	150	1500
NiMH	3,6	0,28	78	800	1000

Fonte: Adaptado de Dunlap (2015).

Apesar de baterias do tipo chumbo ácido estacionária apresentarem semelhanças com baterias automotivas, estas últimas não devem ser utilizadas para aplicações fotovoltaicas, já que foi projetada para fornecer uma grande intensidade de corrente elétrica por curtos períodos de tempo, se descarregando rapidamente durante o acionamento do motor do automóvel. Para que seja possibilitado o fornecimento dessa alta corrente elétrica, a bateria é constituída por placas finas de chumbo mergulhadas em ácido, de forma a contar com uma grande área superficial, que permite rápidas reações químicas na descarga da bateria. A passagem da corrente por essas placas por um tempo muito prolongado acaba gerando seu deslocamento, danificando a bateria. Por isso, para usos por longos períodos de tempo, assim como é exigido em instalações fotovoltaicas, são indicadas baterias com placas metálicas mais grossas, que fornecem correntes constantes e de intensidades mais baixas por longos períodos de tempo. Essas

baterias, estacionárias, são projetadas para serem descarregadas completamente várias vezes, diferentemente das automotivas, além de possuir uma menor taxa de autodescarga, preservando a carga por mais tempo quando a bateria não está em uso (VILLALVA, 2015).

Outro tipo conhecido de bateria, a de chumbo ácido em gel (também conhecida como VRLA – *Valve Regulated Lead Acid*), é considerada uma versão melhorada da descrita anteriormente. Além de contar com maior vida útil, ela também pode ser empregada em locais pouco ventilados, já que não libera gases durante seu funcionamento normal (na ocorrência de sobrecargas, uma válvula de segurança pode ser utilizada para que ocorra a liberação dos gases). Devido a sua alta sensibilidade à sobrecargas, esse tipo de bateria requer um controlador de cargas eficiente (VILLALVA, 2015).



Figura 3.6 Bateria chumbo-ácido.
Fonte: STA Eletrônica (sem data).

Baterias de NiCd (níquel-cádmio, mostrada na Figura 3.7) e NiMH (níquel-metal-hidreto) são mais caras que as de chumbo ácido, mas com uma maior resistência a variações de temperatura, um menor coeficiente de autodescarga e capacidade de suportar descargas de até 90%; e baterias AGM (*Absorbed Glass Mat*), similares às baterias VRLA de gel, de alto custo e pouco encontrada no mercado, porém com capacidade de permitir ciclos de descarga mais profundos (VILLALVA, 2015).



Figura 3.7 Bateria NiCd (níquel-cádmio).
Fonte: Manutenção e suprimentos (2012).

A vida útil de uma bateria, determinada pelo número de ciclos de carga e descarga que ela pode realizar (dependendo da profundidade da descarga realizada – quanto maior a profundidade, menor é esse número), é bastante influenciada por sua temperatura de operação e armazenamento. Para baterias de chumbo ácido, o tempo de vida é consideravelmente reduzido à medida que é aumentada sua temperatura de utilização. As características de uma bateria, como capacidade de carga e tensão de flutuação são comumente fornecidas pelo fabricante (VILLALVA, 2015).

- *Dispositivos de supervisão/proteção/controlarmazenamento de dados*

Embora tanto os sistemas fotovoltaicos autônomos (SFA) como os conectados à rede (SFC) sejam bem confiáveis, a ocorrência de falhas ou defeitos inesperados pode demorar a ser detectada, pois os SFA operam geralmente em regiões isoladas e os SFC operam em paralelo com a rede, podendo causar queda no desempenho ou até mesmo colapso do sistema (PINHO; GALDINO, 2014). Desse modo, a adoção de dispositivos auxiliares de proteção é essencial para a garantia do bom funcionamento do sistema. Esses dispositivos podem ser disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), sistemas de aterramento, e sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA).

Já os sistemas de supervisão e controle são aplicados geralmente para sistemas fotovoltaicos maiores e mais complexos, muitas vezes em instalações híbridas que contam com grupos geradores com motores a combustão interna. Considerando esse caso, a adoção de uma unidade de supervisão em corrente alternada (USCA) em associação com o grupo gerador, operando em sincronismo com outros dispositivos de

supervisão e controle, como chaves atuadoras e controladores lógicos programáveis (CLP), pode otimizar a operação, ajustar pontos de regulagem e aumentar a eficiência global do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

Os sistemas de aquisição e armazenamento de dados podem assegurar a coleta manual dos dados no local ou estar conectados a sistemas de transmissão remota. Esses sistemas permitam que o operador tenha acesso a informações sobre o desempenho do sistema, mesmo estando longe dele. Dessa forma, situações indesejáveis podem ser detectadas e solucionadas mais rapidamente, evitando eventuais perdas ou colapsos (PINHO; GALDINO, 2014).

3.2 Como se comporta o sol

3.2.1 Radiação e Energia solar

O Sol, estrela mais próxima da Terra, emite uma enorme quantidade de radiação, fruto de reações internas de fusão nuclear. Uma pequena parte desta energia é transmitida através do espaço para nosso planeta na forma de radiação eletromagnética, constituindo um recurso energético de grande interesse. O conhecimento de sua natureza, bem como disponibilidade espacial e temporal, é essencial para aproveitá-lo através da conversão fotovoltaica.

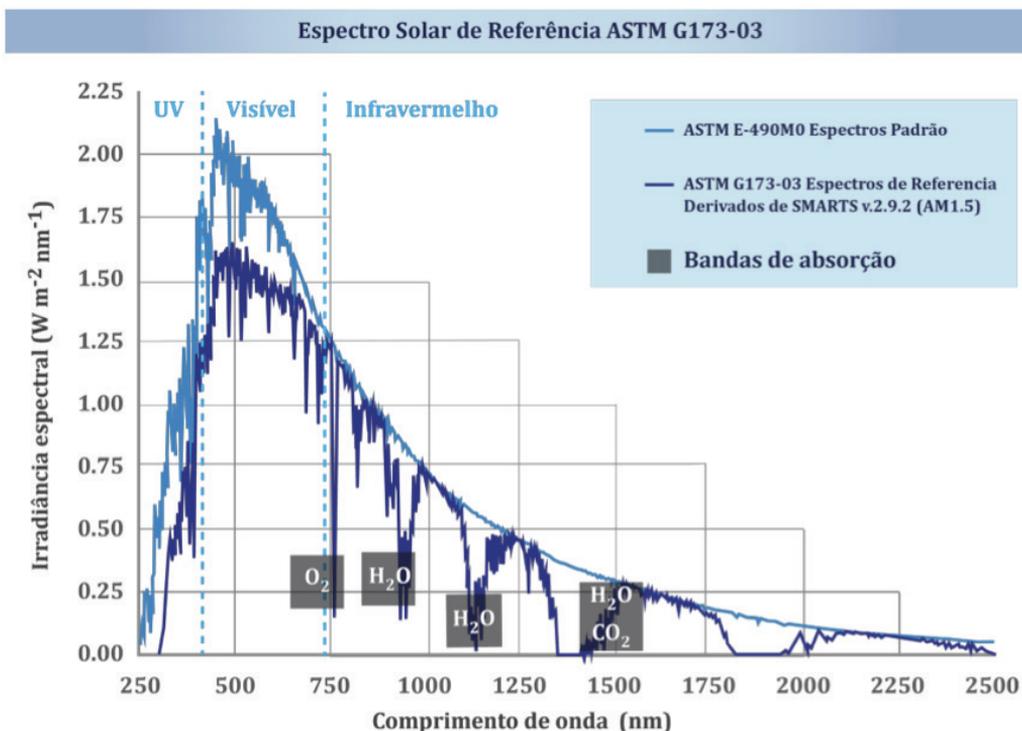
A radiação eletromagnética difere de outros tipos de transferência de energia, pois não precisa de suporte material para sua transmissão, ou seja, pode ser transmitida através do vácuo. Enquanto a energia que uma onda consegue transmitir está diretamente relacionada com sua frequência, o seu comprimento é inversamente proporcional a ela. Logo, quanto maior a frequência da onda, maior a sua energia e menor o seu comprimento (VILLALVA, 2015).

Existem vários conceitos utilizados para definir as características da radiação solar, dependendo do aspecto que se pretenda estudar. O primeiro deles, conhecido como **Irradiância Solar (G)**, é uma medida de potência (energia/tempo) por unidade de área. Assim, a irradiância incidente sobre uma célula solar é expressa em watts por metro quadrado (W/m^2), ou miliwatts por centímetro quadrado (mW/cm^2). Como dito anteriormente, a incidência total de raios solares em nossa atmosfera é de cerca de $1,8 \times 10^{17}$ W. Desse total, aproximadamente metade é transmitida através da atmosfera, resultando em uma insolação de $9,0 \times 10^{16}$ W na superfície terrestre. Consequentemente, a irradiância que chega a nosso planeta proveniente do Sol tem um valor médio aproximado de 1.367 W/m^2 . Já a **Irradiação Solar** pode ser definida como a quantidade de energia solar incidente por unidade de superfície durante um

período definido de tempo (dia, mês ou ano). Esse parâmetro pode ser obtido através da integração da irradiância global neste período, e costuma ser expresso em $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{dia})$, $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{mês})$ ou $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{ano})$ (ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013).

A radiação solar é composta por ondas eletromagnéticas que abrangem uma determinada gama de frequências ou, inversamente, de comprimentos de onda. Porém, praticamente toda sua energia se encontra no intervalo de comprimentos de onda entre $0,2 \mu\text{m}$ e $4 \mu\text{m}$, conhecido como **Espectro Solar**. Fora da atmosfera, esse espectro é correspondente ao de um corpo negro a uma temperatura de $5\,770 \text{ K}$, sendo denominado AM0 (Air Mass 0). Posteriormente, a interação da radiação solar com a atmosfera terrestre faz com que este espectro se modifique. O **Espectro Solar de Referência** adotado para aplicações fotovoltaicas terrestres é o AM1.5G, correspondente a uma massa de ar de 1,5 (ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013). A Figura 3.8 ilustra a distribuição espectral da luz solar.

Conforme o modo no qual a radiação solar chega até a superfície terrestre, depois de ter atravessado a atmosfera, a Irradiância Solar pode ser descomposta em duas diferentes frações: uma conhecida como irradiância direta (G_b), e outra denominada irradiância difusa (G_{diff}), como representado na Figura 3.9. A irradiância direta refere-se à radiação solar incidente que penetra diretamente na superfície da Terra, sem nenhuma interferência, representando somente cerca de 25% da radiação total. Porém, embora a radiação solar incida em linha reta, a presença de gases e aerossóis na atmosfera pode causar seu espalhamento, dispersando-a em todas as direções. Logo, a irradiância difusa é constituída pela radiação solar que é espalhada ou refletida de volta para a Terra. Esta insolação é responsável pela claridade do céu durante o dia e pela iluminação de áreas que não recebem luz direta do sol.



Fonte: Alonso, Garcia e Silva (2013).

Além disso, a superfície da Terra reflete parte da irradiância solar recebida de volta para a atmosfera. Esta fração é conhecida como **albedo** (G_{refl}) e pode variar em quantidade, dependendo das características da superfície receptora. A nossa atmosfera apresenta valores médios de albedo de 30%, sendo que a superfície possui valores médios de 28% e as nuvens de 78%. Dependendo de sua orientação, um dispositivo fotovoltaico ou um sensor de irradiância solar pode receber também parte desta irradiância refletida, influenciando em seu comportamento (ALONSO; GARCIA; SILVA, 2013).

Um dispositivo fotovoltaico “plano”, em funcionamento convencional, pode aproveitar as componentes direta, difusa e refletida da irradiância solar. Portanto, a intensidade da corrente elétrica produzida é diretamente proporcional ao valor da irradiância global. Em contrapartida, os dispositivos de concentração estão desenhados para concentrar e gerar a partir apenas da componente direta.

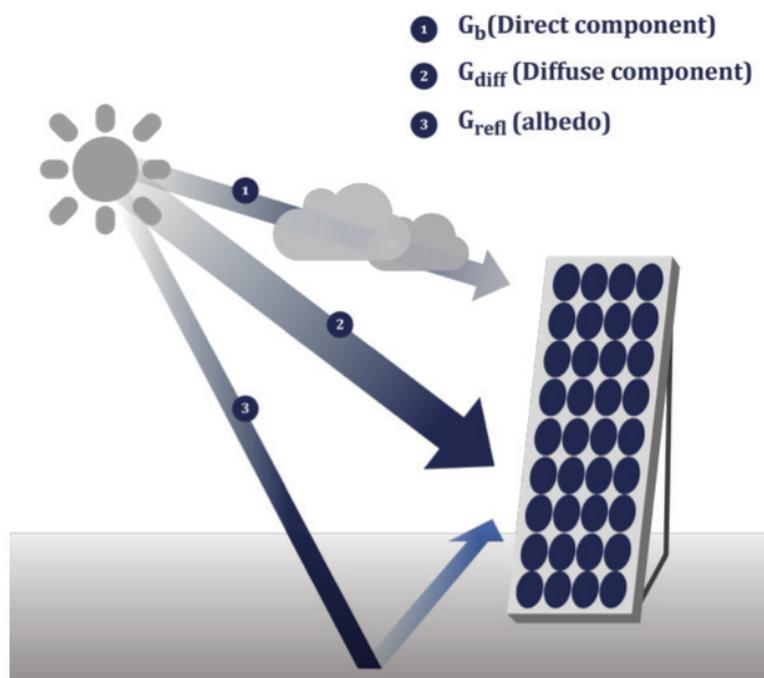


Figura 3.9 Componentes da radiação solar sobre um dispositivo fotovoltaico.

Fonte: Alonso, Garcia e Silva (2013).

3.2.2 Movimentos da Terra

Para que possam ser melhor entendidas as variações na incidência de raios solares sobre a Terra e, mais especificamente, sobre um local onde se planeja a instalação de um sistema fotovoltaico, é importante que primeiramente se conheçam os movimentos executados pela Terra no Espaço e os efeitos destes na chegada de raios solares em determinada região, em um certo período de tempo.

Os dois movimentos hoje bastante conhecidos e caracterizados são a rotação e a translação. Abaixo, são fornecidos detalhes sobre ambos:

– Rotação

De acordo com o site do Instituto de Astronomia e Geofísica da USP, o movimento de rotação da Terra se dá em torno do eixo imaginário que se passa entre os pólos sul e norte geográficos. A duração desse movimento é de cerca de 23h56m04s, sendo mais curto que o período correspondente a um dia solar que é de 24 horas exatas. Esta pequena diferença se deve ao fato de que os movimentos de rotação e translação são simultâneos, ou seja, ao mesmo tempo em que executa uma volta em torno de seu

eixo, a Terra também realiza uma fração de seu movimento de translação ao redor do Sol. O movimento de rotação da Terra é o responsável por gerar a sucessão dos dias e das noites.

– *Translação*

Ainda segundo a mesma fonte, translação é o movimento orbital da Terra em torno do Sol, que tem duração de 365 dias, 6 horas, 9 minutos e 9,5 segundos. Essa pequena diferença entre a duração real da translação e o número de dias do calendário gregoriano (365 dias) explica a necessidade da existência de anos bissextos, que ocorrem a cada quatro anos e possuem 366 dias.

A inclinação do eixo da Terra e suas variações também têm influência sobre a incidência solar em determinada região e será melhor explicada no tópico 3.2d.

3.2.3 Declinação, altura e ângulo solar

Declinação solar é o termo utilizado para se referir ao ângulo existente entre a linha do Equador e as retas que passam pelos centros da Terra e do Sol. Segundo Falcão (2008) e Villalva (2015), esse ângulo (geralmente representado pela letra grega δ) varia como consequência da translação da Terra e da inclinação do eixo de rotação desta, atingindo valores máximos nos solstícios de inverno e verão (21 de junho e 21 de dezembro, respectivamente, no Hemisfério Sul), sendo estes $-23,5^\circ$ e $+23,5^\circ$. Nos equinócios de outono e primavera (que ocorrem de 20 a 21 de março e de 22 a 23 de setembro, respectivamente, no Hemisfério Sul), esse ângulo é nulo, fazendo com que os raios solares incidam perpendicularmente à linha do Equador. A Figura 3.9, retirada de Villalva (2015), mostra esses conceitos de forma gráfica.

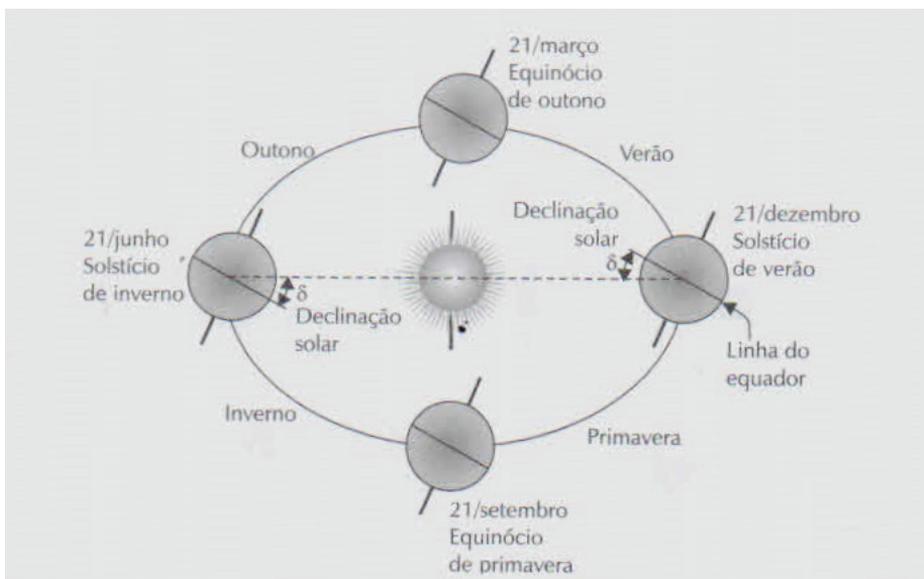


Figura 3.9 Representação gráfica de declinação solar ao longo das estações do ano.

Fonte: Villalva (2015).

Altura solar, por sua vez, é o ângulo de inclinação entre a reta que passa no centro do Sol e o plano horizontal, sob ponto de vista do observador. Sua medida complementar é conhecida como *ângulo zenital* e é medido entre a reta que passa no centro do Sol e o zênite, ponto da esfera celeste exatamente acima do observador (GOMES, 2014; VILLALVA, 2015). A Figura 3.10, extraída de Villalva (2015), mostra a relação entre os ângulos azimutal, zenital e da altura solar, com relação a um observador fixo.

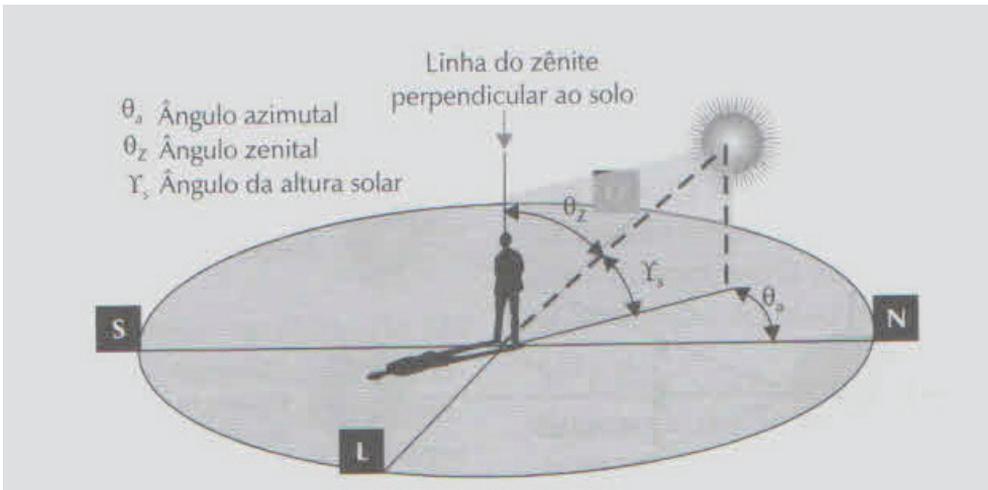


Figura 3.10 Definição de ângulos azimutal, zenital e altura solar para observador fixo.

Fonte: Villalva (2015).

A declinação solar pode ser calculada para qualquer dia do ano através da equação de Cooper (1969), apresentada na Equação 3.1, onde δ é a declinação solar, em graus, e J é o dia juliano, que varia de 1 a 365 (sendo 365 o dia 31 de dezembro).

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left[\frac{360 * (284 + J)}{365} \right]$$

[Equação 3.1]

O ângulo de declinação solar gera uma variação na altura solar ao longo dos dias do ano, sendo esta a mais baixa no inverno (ou seja, o Sol aparenta, para o observador, estar mais próximo do horizonte) e a mais alta no verão (ou seja, o Sol aparenta estar mais distante do horizonte, “mais alto”, para o observador, utilizando como base de comparação o mesmo horário do dia). Além da declinação solar, outro fator influente sobre a altura solar é a localização geográfica do observador: quanto mais distante da linha do Equador este se encontra, menores são as alturas solares observadas em qualquer época do ano.

A altura solar, por sua vez, é fator determinante do ângulo de incidência de raios solares sobre módulos solares instalados em superfícies como telhados de construções. Como o melhor aproveitamento da energia fornecida por esses raios acontece quando esse ângulo é igual a zero, ou seja, quando os raios solares incidem perpendicularmente ao módulo, é vantajoso o conhecimento da altura solar específica para cada dia do ano e o ajuste do módulo à essas variações, gerando uma boa eficiência ao sistema (Villalva, 2015). Caso o ajuste diário do ângulo de inclinação do

painel seja inviável, é recomendado que ele ocorra pelo menos uma vez a cada mudança de estação.

* É importante lembrar que o exato oposto se aplica ao Hemisfério Norte: nessa porção do planeta, o solstício de inverno se inicia no dia 21 de dezembro, enquanto o de verão tem início no dia 21 de junho; da mesma forma, o equinócio de outono ocorre entre os dias 22 e 23 de setembro e o de primavera, entre os dias 20 e 21 de março.

3.2.4 Orientação e espaçamento das placas fotovoltaicas

A geração de energia por uma placa fotovoltaica se inicia pela captação da energia solar através da incidência da radiação solar em sua superfície. Essa radiação pode ser difusa (gerada a partir do efeito da difusão que ocorre sobre os raios que cruzam a atmosfera terrestre) ou direta (sendo considerada, por efeito de simplificação, uma trajetória em linha reta como caminho percorrido por esses raios). A possibilidade de estimar o trajeto desta última permite a potencialização da geração do sistema através do bom planejamento do posicionamento dos módulos, principalmente no que diz respeito à sua inclinação com relação à superfície no qual estão instalados e ao espaçamento imposto entre os módulos.

Como já foi apontado no tópico 3.2a, a inclinação dos módulos é ideal quando é baseada na altura solar específica de determinado dia, de forma com que a radiação direta desse dia alcance a placa perpendicularmente.

Em instalações em que mais de uma fileira de módulos é colocada em sequência (uma atrás da outra), o espaçamento entre os módulos se torna um importante fator já que, se mal projetado, os módulos das fileiras frontais podem acabar gerando um sombreamento naqueles posicionados mais atrás no sistema, reduzindo sua eficiência. Por outro lado, um espaçamento exagerado resulta em um mal aproveitamento da área disponível para a colocação das placas.

O espaçamento entre as fileiras deve refletir a situação da instalação no local: em áreas em que o aproveitamento da área deve ser maximizado (ou seja, em que o espaço é restrito e sua melhor ocupação deve ser priorizada), recomenda-se a utilização da Equação 3.2 para o cálculo do espaçamento D , onde z é a altura da haste de fixação dos módulos; se a eficiência da captação da radiação solar e a prevenção contra o sombreamento forem priorizados, porém, a Equação 3.3 é a mais recomendada.

$$D = 2,25 * L$$

[Equação 3.2]

$$D = 3,5 * z$$

[Equação 3.3]

3.3 Princípios de funcionamento das células fotovoltaicas

Células fotovoltaicas são regidas pelo princípio básico da conversão de energia luminosa (a luz incidente do sol) em energia elétrica. Esse fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico (VILLALVA, 2015), e é talvez o principal aspecto que diferencia células fotovoltaicas de coletores solares, que, apesar de também terem o sol como fonte primária, utilizam a energia térmica proveniente da radiação solar como forma de aquecer a água que circula em seu interior (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ - UFPA, 2009).

A energia elétrica partindo da luz solar é gerada devido à presença de um material semicondutor nas células e à organização estrutural destas. Um semicondutor é um material com características intermédias entre um condutor e um isolante (NASCIMENTO, 2004), que podem ser modificadas pela adição de materiais dopantes ou impurezas (VILLALVA, 2015). Por ser um material bastante barato e abundante, cerca de 95% de todas as células fotovoltaicas fabricadas hoje mundialmente são constituídas por silício. O silício (Figura 3.11) é o segundo elemento mais abundante da Terra, podendo ser encontrado, ainda que em diferentes formas (como óxidos e silicatos) e nunca livre, em argilas, quartzos, granitos, areias, entre outros. Em temperatura ambiente, é encontrado em estado sólido e é um elemento importante para a vida animal e vegetal, sendo parte, inclusive, do esqueleto humano (UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP, 2016).



Figura 3.11 Silício em fase sólida.

Fonte: LIRA (sem data).

Através de um procedimento denominado dopagem, o silício, normalmente em forma de cristais de silício obtidos a partir de areia, é acrescido de outros elementos, como o fósforo e o boro, fazendo com que esses cristais se tornem (respectivamente, seguindo o exemplo) portadores de cargas negativas (ou seja, com elétrons livres) ou de cargas positivas (ou seja, apresentando falta de elétrons). Quando placas desses dois diferentes tipos são colocadas em contato, a diferença de concentração de elétrons nas duas camadas fazem com que os elétrons livres do silício tipo N fluam e ocupem os vazios da camada de silício tipo P, o que gera um campo elétrico dentro de uma zona conhecida como barreira de potencial (NASCIMENTO, 2004; VILLALVA, 2015). Esse contato entre as placas é denominado junção semicondutora. Com a inserção de um condutor externo ligando ambas as placas, uma corrente pode ser gerada. A luz incidente do sol entra no processo devido à necessidade da superação da barreira de potencial criada, que pode ocorrer quando os elétrons da camada N, posicionada na parte superior das placas fotovoltaicas, são excitados pela luz e ganham energia. É interessante notar que, mesmo na ausência de um condutor e consequentemente, na ausência de formação de corrente elétrica, foi averiguada experimentalmente uma

tensão elétrica de aproximadamente 0,6 V existente entre as duas camadas, gerada pelo campo elétrico da barreira de potencial (VILLALVA, 2015).

Produzida a corrente elétrica, esta precisa ser coletada para que possa acontecer seu uso. Para que isso ocorra, as células, obrigatoriamente translúcidas para que a luz possa penetrar seu interior, recebem uma fina grade metálica impressa que funciona como contatos elétricos, captando essa energia. Uma grade metálica de coletores, conectada a um terminal elétrico, é então posicionada sobre a placa, bem como uma base metálica é posicionada sob a placa e também conectada a um terminal elétrico.

Por fim, uma camada de material antirreflexivo costuma ser adicionada na parte superior de uma célula comercial como forma de aumentar a absorção de luz da célula, evitando que esta seja refletida. Essa camada pode ser de nitreto de silício, dióxido de titânio ou outro material menos utilizado (VILLALVA, 2015).

3.3.1 Implicações de variações na temperatura, radiação solar e sombreamento

A **radiação solar** é elemento básico e fundamental no funcionamento de células solares, e sua variação, que pode ocorrer por diversos motivos, causa grandes interferências na geração de energia de um sistema fotovoltaico.

São motivos que causam essas variações, entre outros, interferências existentes no próprio Sol, como pontos quentes e frios e erupções cromosféricas em suas camadas externas (cromosfera e coroa), a reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera terrestre (efeito que pode ser aumentado, por exemplo, em um dia nublado) (UFF, 2008) e interferências presentes no próprio local de posicionamento das placas, como construções bloqueando a passagem de luz, antenas e até mesmo outras placas instaladas incorretamente.

Segundo Villalva (2015), a corrente máxima de um módulo fotovoltaico, especificada em seu catálogo, é atingida em ambientes com irradiância solar de 1000 W/m² e temperatura padrão de 25°C.

Vários são os instrumentos de medição da radiação disponíveis do mercado para que se possa obter um valor numérico referente à radiação solar em determinado local e período de tempo, o que é de grande utilidade no planejamento da instalação de sistemas fotovoltaicos. UFF (2008) cita como exemplos os piranômetros (capazes de mensurar a radiação global de determinado ambiente através da diferença de potencial gerada pela expansão de duas superfícies de cores distintas – uma branca e outra preta), pireliômetros (contendo um sensor que, focando diretamente o Sol e sua região

vizinha, mede sua radiação direta), heliógrafos (que medem a duração do brilho solar com o auxílio de uma esfera que canaliza a radiação solar em uma fita, escurecendo-a) e actinógrafos (capazes de mensurar a radiação global por meio de sensores que analisam a expansão diferencial de um par bimetálico).

A **temperatura**, por sua vez, também tem grande influência sobre o rendimento de sistemas fotovoltaicos, mais especificamente com relação à tensão que o módulo fornece em seus terminais (afetando, portanto, a potência fornecida, já que esta é produto de sua tensão e corrente). Baixas temperaturas resultam em tensões mais altas geradas pelas placas (UFF, 2008; VILLALVA, 2015), sendo esta uma característica conflitante já que a incidência direta do sol sobre uma superfície gera o aumento de sua temperatura.

Como são sistemas dependentes da incidência da luz solar sobre eles, o **sombreamento** de um módulo resulta em um efeito bastante negativo em sua produtividade, sendo este aumentado se o módulo fizer parte de um sistema conectado em série (trataremos com maior detalhe sobre sistemas em série e em paralelo no próximo tópico). O sombreamento, por definição, é o bloqueio da chegada da luz solar na superfície de um módulo, podendo ocorrer devido à presença de obstáculos como folhas de árvores sobre as placas e outros resíduos ou a existência de uma construção localizada no trajeto entre os raios solares e a superfície das placas em determinado período do dia, resultando na chegada de pouca ou nenhuma luz na placa. Em sistemas em série, a corrente elétrica de todo o conjunto é reduzida caso haja sombreamento em um dos módulos, resultando em menor produção de energia de todo o sistema. Esse problema, especificamente em sistemas em série, pode ser resolvido pela adição de diodos de *by-pass* por fabricantes, com seus terminais posicionados em intervalos de um certo número de células, o que permite o desvio da corrente na ocorrência de sombreamento de uma (ou mais) dessas células (VILLALVA, 2015).

3.3.2 Arranjos fotovoltaicos: conexões em série e paralelo

Assim como circuitos elétricos conectando lâmpadas e outros dispositivos, módulos fotovoltaicos podem ser conectados em série, em paralelo ou em série e paralelo.

Módulos em série são aqueles conectados de tal forma que a corrente que circula pelo conjunto é a mesma em todos os módulos. A soma da tensão gerada em cada um dos módulos dá a soma de saída do conjunto (VILLALVA, 2015). A associação de módulos fotovoltaicos em paralelo é interessante quando se deseja obter

com o sistema tensões mais elevadas enquanto é mantida a corrente estipulada pelo fabricante do módulo (CARNEIRO, 2010).

Conjuntos em paralelo, por outro lado, apresentam relação oposta: a tensão de saída do conjunto é igual a tensão fornecida por um módulo individual do conjunto, enquanto a corrente que circula por todo o conjunto é correspondente à soma das correntes desses módulos individuais (VILLALVA, 2015). Assim, da mesma forma, correntes mais elevadas podem ser obtidas enquanto é mantida a tensão estipulada para o tipo do módulo (CARNEIRO, 2010).

Sistemas que se utilizam dessas duas formas de ligação concomitantemente são denominados sistemas em série e paralelo (ou de ligação mista), que, de acordo com Carneiro (2010), resultam em maiores valores de corrente e tensão para o conjunto (em relação a um módulo individual).

É importante apontar que nas associações de módulos fotovoltaicos é vantajoso o uso de módulos de mesmo tipo, minimizando as perdas no sistema (CARNEIRO, 2010).

3.4 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos

3.4.1 Usos e aplicações de sistemas autônomos

Sistemas Fotovoltaicos Autônomos (SFA) são instalações frequentes em regiões isoladas, ou seja, distantes o suficiente da rede de distribuição para que o custo-benefício da conexão com esta não seja suficiente. Dessa forma, podem fornecer eletricidade para residências localizadas em zonas rurais, de praia, de camping, em ilhas, entre outros, além de também ser comumente a fonte de energia utilizada em postes de iluminação pública, na sinalização de estradas e rodovias, na alimentação de sistemas de telecomunicações, em baterias de veículos terrestres e náuticos e em várias outras aplicações, desde pequenos aparelhos portáteis (como calculadoras) até sistemas aeroespaciais (VILLALVA, 2015). São considerados como a melhor opção para geração de energia em alguns casos, já que podem substituir sistemas como aqueles que empregam o diesel para mover geradores, reduzindo problemas ambientais como ruídos e poluição (VILLALVA, 2015).

Possuem como fonte primária de energia apenas aquela gerada pelos painéis fotovoltaicos (IMHOFF, 2007), o que gera por consequência a necessidade de um bom dimensionamento, de forma que o serviço seja confiável e apresente uma baixa probabilidade do usuário ficar sem energia elétrica (denominada probabilidade de

perda de carga, *loss-of-load probability* ou LLP, em inglês) (CARVALHO; JUCÁ; FREIRE, 2003; ZANESCO et al., sem data). Um bom dimensionamento, portanto, é a definição da quantidade ideal de módulos e baterias necessárias para suprir adequadamente a demanda energética do sistema, considerando a radiação solar local (ZANESCO et al., sem data).

De acordo com Seguel (2009), a instalação desses sistemas em comunidades isoladas permite a utilização da energia “como vetor de desenvolvimento social e econômico, facilitando o acesso aos serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento”. Em seu artigo, o autor também reafirma a posição desses sistemas como alternativa economicamente mais interessante quando comparada com os custos que seriam advindos da implantação de linhas de transmissão até essas comunidades.

3.4.2 Componentes principais

Segundo Villalva (2015), são quatro os componentes principais de um sistema autônomo: placas fotovoltaicas (podendo ser apenas uma ou um conjunto de placas), uma bateria, um controlador de carga e descarga das baterias e, dependendo da aplicação do sistema, um inversor de tensões (contínua – CC – para alternada – CA).

A necessidade de baterias está ligada à necessidade de armazenamento da energia do sistema – em residências localizadas em áreas isoladas, por exemplo, essa energia pode ser fornecida a um chuveiro, por exemplo, no período noturno, quando não está mais sendo gerada corrente diretamente pela radiação solar. Deve ser notada a existência, porém, de sistemas que não contam com armazenamento de energia (não possuindo, portanto, baterias). Esses sistemas geralmente têm finalidades que não exigem um fornecimento contínuo de energia, como o bombeamento de água, por exemplo (IMHOFF, 2007).

A seguir, serão detalhadas as características de baterias, controladores e inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos autônomos. As placas fotovoltaicas utilizadas nesses sistemas são aquelas disponíveis comercialmente, que já tiveram suas características descritas nos tópicos anteriores.

– Baterias

Baterias são de grande importância em sistemas em que a disponibilidade constante de energia é um objetivo. A ausência de baterias implica na dependência direta do sistema ao fornecimento de radiação solar, que por sua vez apresenta uma característica intermitente e aleatória ao longo do tempo (VILLALVA, 2015). Isso significa, por exemplo, que em dias chuvosos ou nublados, ou no período noturno, o

fornecimento de energia do sistema seria bastante baixo (ou até mesmo nulo, em alguns períodos), o que impossibilitaria o uso de eletrodomésticos, computadores e outros aparelhos em residências que dependessem de um sistema fotovoltaico autônomo. Em compensação, em dias muito ensolarados, uma quantidade considerável de energia poderia ser desperdiçada caso o consumo na residência fosse muito baixo (o que normalmente ocorre, já que, exatamente devido à luz solar, o uso de lâmpadas não costuma ser necessário, por exemplo, o que representa por si só uma economia de energia).

Além disso, como a tensão saída do módulo fotovoltaico não é constante, a bateria também pode ser utilizada como um acoplador entre o módulo e o restante do sistema, estabilizando a tensão fornecida ao inversor ou diretamente aos aparelhos e impedindo prejuízos que podem ser gerados com o fornecimento de uma tensão não constante a estes (VILLALVA, 2015).

– Controlador de carga

Como já descrito anteriormente, a presença de um controlador de carga é imprescindível para sistemas fotovoltaicos com baterias, já que a produção de energia pelo painel fotovoltaico varia consideravelmente de acordo com a variação da intensidade de luz solar incidente. Por conseguinte, os controladores de carga são colocados entre os painéis e as baterias, de modo a controlar a voltagem de entrada nelas, evitando sobrecargas ou descargas excessivas, além de otimizar e prolongar a sua vida útil (VILLALVA, 2015).

– Inversores CC - CA

Como também já explicado de forma geral, a necessidade da instalação de um inversor (Figura 3.12) em um sistema fotovoltaico está atrelada com os objetivos do sistema: se este pretende atender os aparelhos presentes em uma residência, que geralmente necessitam de corrente alternada, a conversão da corrente contínua gerada pelo sistema é essencial para que seu uso possa ocorrer.



Figura 3.12 Inversor monofásico.
Fonte: Archiproducts (sem data).

3.4.3 Estimativa de produção de energia

É essencial para a elaboração de um bom projeto de sistema fotovoltaico autônomo a estimativa da quantidade de energia produzida por este sistema em um determinado período de tempo. Dessa forma, é possível constatar se o sistema dimensionado é pertinente tendo em vista o consumo do local onde o sistema será empregado, e se alterações devem ser feitas nesse dimensionamento para que a geração de energia se torne adequada.

Antes da realização de quaisquer cálculos a respeito, deve-se ter conhecimento das condições de insolação do local e das características específicas do módulo utilizado (VILLALVA, 2015). A energia da radiação global incidente em uma determinada área, dada em Wh/m²/dia, pode ser encontrada em mapas solarimétricos e bancos de dados de sites na internet, além de outros dados como temperaturas médias diárias e mensais (CARNEIRO, 2010) e a inclinação correta do(s) módulo(s) para cada local (VILLALVA, 2015). É importante se atentar, porém, em casos em que essa energia é fornecida em forma de média de insolação anual: nesses casos, a média fornecida engloba todas as estações do ano, e deve-se considerar que o valor médio de insolação será muito maior no verão e muito menor no inverno (VILLALVA, 2015).

De acordo com Villalva (2015), há dois métodos básicos que podem ser utilizados para a obtenção de um valor numérico estimado da energia produzida diariamente em um sistema: o método da insolação e o método da corrente máxima do módulo.

O método da insolação exige para o cálculo os dados referentes à área total da superfície do módulo e sua eficiência (fornecida pelo fabricante ou calculada com base no valor de potência de pico), além do valor da energia da radiação global para o local,

já explicada anteriormente. O cálculo da energia produzida E_p , em watt-hora (Wh), é simples e deve ser executado pela equação 3.4:

$$E_p = E_s \times A_M \times \eta_M$$

[Equação 3.4]

Sendo E_s a insolação diária local, expressa em Wh/m²/dia, A_M a área da superfície do módulo, em m², e η_M a eficiência do módulo em porcentagem (%).

É importante enfatizar, novamente, que este método só pode ser utilizado para sistemas que dispõem do recurso MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) em seu controlador de carga, já que assume a extração do máximo possível da energia fornecida pelo Sol.

Para sistemas que não contam com essa tecnologia, é possível a realização dos cálculos pelo método da corrente máxima do módulo, descrita pelo mesmo autor. Como o módulo em questão fica impossibilitado de operar em seu ponto de máxima energia, devido à ausência da ferramenta MPPT, sua produção de eletricidade é dependente do ponto de operação imposto pela(s) bateria(s), fazendo com que a tensão desta(s) seja incluída no cálculo. As características do módulo podem ser obtidas em STC (condições padrão de teste) ou NOCT (condições normais de operação), sendo mais ideal a última opção já que fornece resultados mais realistas e apropriados para a utilização do sistema no dia-a-dia.

A potência do módulo P_M , expressa em W, pode ser calculada pela equação 3.6.

$$P_M = I_{SC} \times V_B$$

[Equação 3.6]

Em que I_{SC} é a corrente em curto-circuito do módulo, expressa em A, e V_B é a tensão da(s) bateria(s) em V.

A energia produzida diariamente pelo módulo E_p , em Wh, é dada então pela equação 3.7.

$$E_p = P_M \times H_s$$

[Equação 3.7]

Sendo H_s o número de horas diárias de insolação.

3.5 Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Rede Elétrica

Os sistemas fotovoltaicos integrados à rede elétrica são sistemas que operam em paralelismo com a rede elétrica, em locais já atendidos por energia elétrica (VILLALVA, 2015). Esses sistemas possuem duas configurações diferentes, podendo estar distribuídos ou centralizados (JANNUZI, 2009). Os sistemas distribuídos são de menor porte e possuem como principal objetivo fornecer energia para o local onde foi instalado, sendo que o consumidor pode contar com a rede de distribuição convencional para complementar sua demanda, caso o sistema fotovoltaico não seja suficiente. Além disso, se o sistema produzir mais do que o necessário, o excedente de energia pode ser enviado à rede pública, gerando benefícios econômicos para seu produtor.

Já o sistema centralizado apresenta maior quantidade de painéis fotovoltaicos reunidos em um único local, possuindo conseqüentemente maior capacidade de geração de energia. A eletricidade gerada não está associada à apenas um consumidor particular e a instalação funciona como uma usina de geração de energia, assim como usinas hidrelétricas ou parques eólicos. Estes sistemas são geralmente instalados em terrenos ou campos, localizados a certa distância do ponto de consumo (JANNUZI, 2009).

3.5.1 Classificação de sistemas quanto a sua capacidade de geração

De acordo com a Aneel, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser classificados em três categorias, de acordo com a capacidade de geração. Essas categorias são: **microgeração** (potência instalada de até 100 kW); **minigeração** (potência instalada entre 100 kW e 1 MW); e **usinas de eletricidade** (potência instalada superior a 1 MW). Enquanto os sistemas de micro e minigeração se enquadram na definição de sistemas fotovoltaicos distribuídos, as usinas de eletricidade correspondem aos sistemas centralizados.

O conceito de microgeração é normalmente aplicado à instalações de painéis em telhados residenciais ou comerciais, sendo responsáveis por suprir a demanda da energia do local de instalação. Logo, a energia gerada pelo sistema é injetada e distribuída em sua rede interna, sendo consumida no próprio local, e o excedente, caso houver algum, é mandado para a concessionária de eletricidade. Esse excedente é então transformado em créditos que podem ser posteriormente descontados da conta de

energia elétrica (VILLALVA, 2015). A Figura 3.13 representa um exemplo desse tipo de instalação.



Figura 3.13 Exemplo de microgeração de sistema fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: Portal Solar (sem data).

A minigeração está relacionada às instalações de porte comercial e industrial. Nessa categoria, o sistema fotovoltaico tem como principal objetivo suprir parcial ou completamente a demanda elétrica desses consumidores, de modo a reduzir sua dependência da energia elétrica da rede pública, reduzindo os gastos e garantindo uma maior segurança energética para a produção (VILLALVA, 2015). Além disso, a adoção de sistemas fotovoltaicos garante uma melhora na imagem da empresa frente ao consumidor, por representar o compromisso da instituição com uma produção mais limpa e ambientalmente sustentável. A Figura 3.14 ilustra um exemplo de minigeração.



Figura 3.14 Exemplo de minigeração de sistema fotovoltaico conectado à rede.
Fonte: Portal Solar (sem data).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados também na construção de usinas de geração de energia elétrica conectadas ao sistema elétrico por meio de

transformadores e linhas de transmissão, assim como são construídas outras usinas, como as hidrelétricas e termelétricas. As usinas fotovoltaicas são grandes conjuntos de painéis fotovoltaicos conectados a inversores centrais, que, por sua vez, são conectados a uma ou mais cabinas de transformação, responsáveis por elevar a as tensões dos sistemas fotovoltaicos a níveis que correspondam ao das linhas de transmissão do sistema elétrico (VILLALVA, 2015). A Figura 3.15 ilustra uma usina fotovoltaica americana, que possui capacidade de geração de 66 MW de energia elétrica.



Figura 3.15 Usina fotovoltaica americana com capacidade de 66 MW em Lancaster, California.

Fonte: Business Wire (2013).

3.5.2 Principais componentes e dispositivos

De acordo com Villalva (2015), os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede são: painéis fotovoltaicos, inversores para a conexão à rede elétrica, caixas de strings, quadro de proteção de corrente contínua (CC), quadro de proteção de corrente alternada (CA), e acessórios. A Figura 3.16 ilustra de modo simplificado como alguns desses componentes estão conectados entre si.

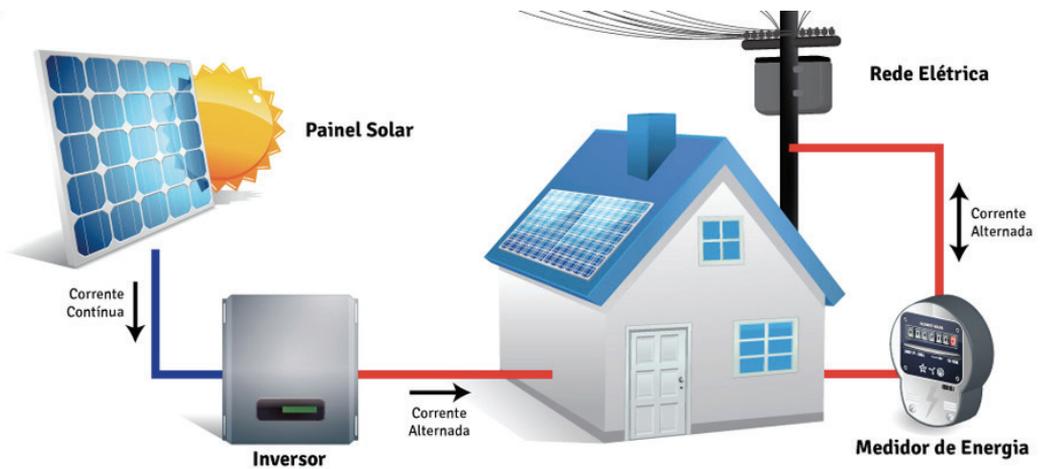


Figura 3.16 Esquema simplificado de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Fonte: Realsolar (2016).

Os **painéis fotovoltaicos**, cujos tipos foram detalhados anteriormente, são os mesmos utilizados em sistemas isolados, diferindo apenas no tamanho e na potência fornecida (VILLALVA, 2015). Geralmente, para os sistemas conectados à rede são utilizados painéis de 60 células em série, com potências de pico entre 240 W e 250 W.

A presença de um **inversor** é essencial para que a interligação do arranjo fotovoltaico com a rede elétrica convencional seja possível, pois ele é responsável por adequar as características da energia disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos (na forma de CC) aos padrões da rede (na forma de CA) (PEREIRA; GONÇALVES, 2008). Além disso, o inversor também tem como função monitorar a operação do sistema como um todo. Em geral, costuma-se subdimensionar o inversor, devido ao fato de que a potencial nominal do gerador fotovoltaico é atingida apenas algumas vezes durante o ano.

Segundo Pereira e Gonçalves (2008), o fator de dimensionamento de inversores (FDI), razão entre a capacidade do inversor e a potência nominal do gerador, deve ser dimensionado em relação a cada local de operação do sistema, levando em conta que regiões com o clima mais quente e com índices de radiação mais elevados costumam exigir mais do aparelho. Para usinas e sistemas de minigeração, são encontrados no mercado **inversores centrais**, que podem ser alimentados por um grande número de painéis fotovoltaicos. Já para sistemas de microgeração, inversores em versões monofásicas, com diversas potências, estão disponíveis comercialmente, sendo geralmente aplicados a sistemas residenciais e comerciais que não ultrapassam 100 kW de potência instalada (VILLALVA, 2015).

As **caixas de strings** são caixas de conexão que ligam os *strings* de um arranjo fotovoltaico e protegem o sistema contra distúrbios elétricos que podem ocorrer entre as séries de painéis fotovoltaicos e o inversor. Essa caixa (ou String Box) concentra os cabos elétricos das várias fileiras em um barramento positivo e outro negativo, sendo que os dois terminais devem estar bem separados e indicados em seu interior, além de conter fusíveis de proteção (VILLALVA, 2015).

O **quadro de proteção de corrente contínua (CC)** pode assumir a função de uma String Box, possuindo os mesmos elementos desta, com adição de uma chave de desconexão CC e de um dispositivo de proteção de surto (DPS). A chave de desconexão é essencial para a manutenção do arranjo fotovoltaico, pois permite que os módulos sejam desconectados durante a manutenção das instalações e inversores, garantindo a segurança do operador. Essa chave deve ser específica para sistemas fotovoltaicos, pois deve suportar o nível de tensão presente no arranjo e ter capacidade de interrupção de arco elétrico em corrente contínua (VILLALVA, 2015). Já o DPS é responsável por proteger o sistema de sobretensões geradas por descargas atmosféricas, descarregando para a terra pulsos de alta-tensão ocasionados pelos raios.

O **quadro de proteção de corrente alternada (CA)** conecta os inversores do sistema fotovoltaico à rede elétrica. Na entrada do quadro há um disjuntor diferencial residual (DDR), ou um disjuntor termomagnético combinado com um interruptor diferencial residual (IDR). Esse quadro deve possuir também um DPS trifásico para que se proteja a instalação e o lado de CA do inversores (VILLALVA, 2015).

Por fim, o sistema fotovoltaico conectado a rede pode ser incrementado por diversos acessórios que podem auxiliar em seu monitoramento e operação. Um deles é a instalação de uma estação meteorológica, que pode englobar aparelhos medidores de temperatura, anemômetros, sensores de direção do vento, etc., responsáveis por analisar o desempenho do sistema diante das condições de operação (VILLALVA, 2015). Outro acessório comum é o **medidor de energia**, responsável por registrar o fluxo de energia bidirecional, essencial para a execução do sistema de compensação de créditos previsto na resolução n. 482/2012 da Aneel. O medidor geralmente empregado em sistemas fotovoltaicos é do tipo bidirecional, registrando o consumo, corresponde ao fluxo tradicional de energia da concessionária para o usuário, e a geração, corresponde à injeção de energia para a rede elétrica, que ocorre quando a geração fotovoltaica supera o consumo do usuário (GAZOLI; VILLALVA; GUERRA, 2012).

3.5.3 Produção de energia e métodos de tarifação

A energia que deseja-se produzir por meio de um sistema fotovoltaico pode ser estimada com base em diferentes critérios. Um deles é a análise do consumo mensal de energia elétrica, cujos dados estão disponíveis mensalmente na conta de eletricidade do consumidor. Além disso, deve-se considerar também o espaço disponível para a instalação dos painéis e o quanto o consumidor está disposto em investir economicamente em um sistema fotovoltaico (VILLALVA, 2015). A energia produzida por cada módulo pode ser estimada de forma semelhante aos sistemas fotovoltaicos autônomos, por meio das equações apresentadas na seção 3.4.

A tarifação dos sistemas fotovoltaicos difere de acordo com as políticas de incentivo à produção energética renovável de cada país e ao porte de cada sistema. Atualmente, os principais métodos de tarifação existentes são: Venda de energia no mercado livre, Tarifação *net metering*, Tarifação *feed in*. Esses métodos serão descritos mais detalhadamente a seguir:

– *Venda no mercado livre*

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem atuar, conforme explicado no item 3.5a, como usinas fotovoltaicas. Segundo Villalva (2015), as regras aplicadas a esse tipo de produção de energia são semelhantes àquelas utilizadas para usinas hidrelétricas e termoeletricas. Logo, a venda de energia é realizada no mercado de comercialização, sendo aplicadas as mesmas tarifas e requisitos técnicos padronizados exigidos para esse tipo de conexão. A usina fotovoltaica é conectada à rede por meio de grandes inversores, que são, por sua vez, conectados a transformadores elevadores, responsáveis por permitir a conexão do sistema a linhas de transmissão de alta tensão, de modo que a energia produzida seja distribuída para o Sistema Interligado Nacional (VILLALVA, 2015).

– *Tarifação net metering*

O *net metering* é um sistema de compensação de energia elétrica que se aplica a arranjos fotovoltaicos de mini e microprodução de energia conectados a rede elétrica. Nesse sistema, a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é utilizada para descontar o consumo energético da unidade do proprietário. Ou seja, o consumidor paga no final do mês apenas a diferença entre o que consumiu e o que gerou. Para que esse valor seja determinado, o sistema fotovoltaico deve possuir um medidor eletrônico que registra a energia que a residência consome da rede elétrica pública e a energia que a unidade geradora produz e, se for o caso, exporta para a rede elétrica (VILLALVA, 2015). Se, durante o ano, o sistema gerou mais do que produziu, o proprietário poderá

receber um pagamento referente ao excedente de energia, no final de determinado período, lembrando que a concessionária de energia elétrica tem o dever de comprar essa energia por um preço semelhante ao adotado para outras fontes.

Esse é o sistema que será instalado no Brasil. Segundo a resolução nº 482/2012 da Aneel, existe um prazo de 36 meses para que o microprodutor possa utilizar os créditos gerados. Ao final desse período, os créditos são perdidos e não remunerados pela concessionária. Além disso, é importante lembrar que o produtor só poderá conectar o seu sistema fotovoltaico à rede, se ele estiver em conformidade com às exigências da concessionária, adequando-se também às certificações e normas nacionais e internacionais vigentes (VILLALVA, 2015).

– Tarifação *feed in*

De acordo com Villalva (2015), o sistema de tarifação *feed in* foi criado na Europa, visando incentivar o uso de energias renováveis. Esse sistema é semelhante ao *net metering*, pois também conta com um medidores eletrônicos para registrar o quanto de energia está sendo consumida da rede e o quanto de energia fotovoltaica está sendo produzida e injetada na rede. A diferença entre os dois sistemas é que no *feed in* o proprietário da instalação fotovoltaica recebe um valor mais alto pela energia que foi injetada na rede que o valor da energia que foi retirada dela. Em outras palavras, o pagamento da energia exportada é superior ao preço da energia consumida da rede pública, fazendo com que a instalação de um sistema fotovoltaico seja vantajosa e rentável (VILLALVA, 2015).

Alguns países encontraram formas de tornar esse método de tarifação ainda mais vantajoso para os produtores e consumidores de energia renovável. Neles, o proprietário do sistema recebe não somente pela energia injetada na rede pública, mas também por toda a energia renovável produzida. Dessa forma, o que o consumidor deve pagar ao final do mês é a tarifa do que foi retirado da rede pública, subtraindo-se a tarifa do que foi produzido pelo sistema fotovoltaico (sendo essa energia consumida ou não no local de geração) e a tarifa do que foi injetado na rede.

3.6 – Análise Crítica

Como visto anteriormente, a energia solar é a única fonte considerada indefinidamente renovável que pode apresentar capacidade de satisfazer completamente a demanda energética mundial. Dentro desse cenário, o Brasil é um país privilegiado com altas taxas de irradiação solar em todas as regiões, sendo

possível esperar que alcancemos um potencial de geração fotovoltaica no mínimo dez vezes maior que a capacidade instalada hoje na Alemanha.

Sistemas fotovoltaicos de aproveitamento da energia solar não geram nenhum tipo de resíduo sólido, líquido ou gasoso durante seu funcionamento. Além disso, a operação desses sistemas não emite ruídos nem requer o uso de nenhuma fonte de energia não-renovável (IPCC, 2012). Entretanto, assim como foi discutido no Capítulo 1, a produção fotovoltaica de energia não está completamente livre de impactos ambientais. Embora não exista literatura extensa sobre os impactos gerados por esse tipo de aproveitamento energético, atualmente as principais preocupações estão relacionadas à geração de poluentes durante todo o ciclo de vida de um módulo fotovoltaico e à possibilidade de reciclagem dos materiais dos painéis ao término do uso dos sistemas de geração (IPCC, 2012).

O ciclo de vida de um módulo fotovoltaico envolve as etapas de extração da matéria-prima, produção dos painéis, uso (instalação, operação, e manutenção) do sistema, e o pós-uso ou destinação final. A análise do ciclo de vida de uma placa fotovoltaica revela que, apesar da isenção de geração de qualquer tipo de resíduo durante a fase de uso, a emissão de gases estufa durante sua produção não pode ser desprezada. Isso pode ser verificado na Tabela 1.4, em que a energia solar é a maior emissora de gases estufa, dentre as energias renováveis analisadas. Essas emissões não-desprezíveis podem ser explicadas pelo fato de que a produção dos módulos fotovoltaicos exige, de modo intensivo, materiais relativamente raros, como o Silício e o Telureto de Cádmio (DUNLAP, 2015). Além disso, muita energia é consumida para que esses materiais sejam extraídos, sendo necessária a mineração de enorme quantidade de matéria-prima para a obtenção de pequena quantidade do componente da placa. Outro ponto a ser considerado, é a necessidade de alta tecnologia para a produção dessas placas e muitas placas para a produção da energia desejada, devido à baixa densidade da energia solar (DUNLAP, 2015).

Com relação ao pós-uso das placas fotovoltaicas, a reciclagem do material dos módulos já é considerada economicamente viável, principalmente para aplicações concentradas e em grande escala (IPCC, 2012). Atualmente, existem projeções de reutilização de 80 a 96% do vidro, do acetato de etileno vinilo, e dos metais (TE, selênio e chumbo). Outros metais, tais como Cd, Te, estanho, níquel, alumínio e cobre, devem ser armazenados ou reciclados por outros métodos (IPCC, 2012).

Além dos impactos ambientais, deve-se considerar também os impactos sociais da geração de energia por painéis fotovoltaicos. Embora essa seja uma fonte renovável com grandes potenciais, ela causa resistência no público consumidor em alguns pontos. Um deles é o impacto estético de uma grande usina solar, que requer grandes áreas para sua instalação. Entretanto, isso pode ser evitado pela escolha de áreas mais

afastadas e com mais densidade populacional, que normalmente já são mais ideais para a implantação dessas usinas (IPCC, 2012). Outra preocupação estética é a descaracterização de prédios históricos através da implementação de painéis, que são considerados uma tecnologia de feição muito moderna. Já o barulho gerado durante a implementação dos módulos, que pode também representar uma preocupação, pode ser controlado durante o processo de escolha do local e através da adoção de boas práticas de trabalho (IPCC, 2012). Para reduzir uma possível resistência das comunidades à instalação de qualquer tipo de sistema de geração renovável, não somente o solar, é importante que essas sejam integradas ao processo de planejamento do sistema, de modo com que tenham mais acesso e conhecimento sobre esses métodos alternativos de geração de energia.

Outra vantagem que deve ser ressaltada sobre os sistemas fotovoltaicos é a sua capacidade de atender comunidades isoladas desconectadas do sistema nacional de distribuição em que, devido a localização, seja impossível explorar outras fontes, como a hidrelétrica ou a eólica. Essa tecnologia tem o potencial de melhorar a qualidade de vida dessas populações, gerando novas oportunidades econômicas, melhores condições de trabalho, e maior acesso à informação (IPCC, 2012).

Referências

ANDREETA, J.P. **Crescimento de monocristais de LiF pelos métodos Bridgmann e Czochralski**. 1978. 164p. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Física e Química de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1978. Disponível em: <<http://www.mtixtl.com/xtlflyers/Czochralski.doc>>. Acesso em: 25 jun. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3.ed. Brasília, 2008.

_____. **Energia solar**. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_solar/3_2.htm>. Acesso em: 25 de junho de 2016.

ALONSO, M.C.; GARCIA, F.S.; SILVA, J.P. **Programa de capacitação em energias renováveis**. Energia solar fotovoltaica. Brasília: ONUDI, 2013.

ARCHIPRODUCTS. **Inversor para instalação fotovoltaica monofásico**. Disponível em: <http://www.archiproducts.com/pt/produtos/abb/inversor-para-instalacao-fotovoltaica-monofasico-uno-2-0-i-outd_46656/>. Acesso em: 03 de junho de 2016.

BRASIL. Ministério De Minas e Energia. Secretária de Energia Elétrica. **Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico brasileiro**: boletim de janeiro 2015. Brasília, 2015.

BUSINESS WIRE. **NRG Solar cuts ribbon on alpine solar generating facility**. 2013. Disponível em: <<http://www.businesswire.com/news/home/20130503005192/en/NRG-Solar-Cuts-Ribbon-Alpine-Solar-Generating>>. Acesso em: 03 de junho de 2016.

CARNEIRO, J. **Electromagnetismo B** – módulos voltaicos: características e associações. Azurém: Universidade do Minho, 2010. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/Módulos_Fotovoltaicos_Caracteristicas_e_Associações.pdf>. Acesso em: 1 jul. 2016.

CARVALHO, P. C. M.; JUCÁ, S. C. S.; FREIRE, C. A. S. **Programa didático de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos**. Congresso Brasileiro de Ensino de Engenharia – COBENGE. Rio de Janeiro, 2003.

COOPER, P.I. **The absorption of solar radiation in solar stills.** Solar Energy, Kidlington, v.12, p.333-346. 1969.

DUNLAP, R.A. **Sustainable energy.** Halifax: Dalhousie University, 2015.

FALCÃO, A.F.O. **Energia solar: movimento e posicionamento relativos Terra-Sol.** Lisboa: Universidade de Lisboa, Instituto Superior Técnico, Departamento de Engenharia Mecânica, 2008. (Recursos Energéticos Renováveis). Disponível em: <[https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779572107293/Texto_Apoio_Mov.Sol-Terra\(01\).pdf](https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779572107293/Texto_Apoio_Mov.Sol-Terra(01).pdf)>. Acesso em: 22 jun. 2016.

GAZOLI, J.R. ; VILLALVA, M.G. ; GUERRA, J. Energia solar fotovoltaica - sistemas conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções. **O Setor Elétrico**, v. 7, p. 34-42, 2012.

GOMES, F. **MA092 – Geometria plana e analítica – segundo projeto: levantamento topográfico.** 2014. Disponível em: <http://www.ime.unicamp.br/~chico/ma092/ma092_topografia.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology roadmap: solar photovoltaic energy.** France: IEA, 2014. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2016.

_____. **2015 A Snapshot of global photovoltaic markets.** France: IEA, 2016. (Photovoltaic Power Systems Programme – Report IEA PVPS T1-29:2016). Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/PICS/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2015_-_Final_2_02.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2016.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Renewable energy sources and climate change mitigation: special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** New York: Cambridge University Press, 2012.

IMHOFF, J. **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. Dissertação Mestrado. Santa Maria: UFSM, 2007.

JANNUZZI, G.M. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: panorama da atual legislação**. Campinas: Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2009. n.1, p.1-53.

LIRA, J. C. L. **Silício**. Disponível em: <<http://www.infoescola.com/elementos-quimicos/silicio/>>. Acesso em: 26 de junho de 2016.

L'ENERGEEK. **Energie solaire: vers une nouvelle méthode de production du silicium?**. 2016. Disponível em: <<https://lenergeek.com/2016/03/02/energie-solaire-vers-une-nouvelle-methode-de-production-du-silicium/>>. Acesso em: 03 de junho de 2016.

MANUTENÇÃO E SUPRIMENTOS. **Uso de uma bateria de NiCd**. 2012 Disponível em: <<http://www.manutencaoesuprimentos.com.br/conteudo/5683-uso-de-uma-bateria-de-nicd/>>. Acesso em: 03 de junho de 2016.

NAKABAYASHI, R.K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 107p. Dissertação Mestrado - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/>>. Acesso em: 18 jun. 2016.

NASCIMENTO, C.A. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. 2004. 21p. Monografia (Latu-Sensu) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2004. Disponível em: <http://www.solenerg.com.br/files/monografia_cassio.pdf>. Acesso em: 19 jun. 2016.

NEOSOLAR. **Controlador de carga MPPT Epsolar Tracer – 4210a 12/24V**. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/controlador-de-carga-mppt-epsolar-tracer-4210a-40a-12-24v.html>>. Acesso em: 03 de junho de 2016.

OLIVEIRA FILHO, K.S.; SARAIVA, M.F.O. **Sistemas de coordenadas**. 2012. Disponível em: <<http://astro.if.ufrgs.br/coord.htm>>. Acesso em: 22 jun. 2016.

PEREIRA, O.L.; GONÇALVES, F.F. Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conestados à rede elétrica: estudo de caso do sistema de Tubarão-SC. **Revista Brasileira de Energia**, v.14, n.1, p.25-45, 2008.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Ed.rev.e atual. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL, CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Tipos de painel solar fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em 03 de junho de 2016.

REAL SOLAR. **Energia renovável do Brasil**. Natal. Disponível em:<<http://real-solar.com/como-funciona.php>>. Acesso em: 03 jul. 2016.

SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. Dissertação Mestrado. Belo Horizonte: UFMG, 2009.

SOLAR ENERGY DO BRASIL. Disponível em: <<http://solarenergy.com.br>>. Acesso em: 27 jun. 2016.

STA ELETRÔNICA. **Vantagens e limitações das baterias chumbo-ácido**. Disponível em: <<http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-chumbo-acido>>. Acesso em: 03 de junho de 2016.

TIBA,C. et al. **Atlas solarimétrico do Brasil**: banco de dados terrestres. Recife: Ed.Universitária da UFPE, 2000.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ (UFPA). **Qualidade em instalações de aquecimento solar – boas práticas**. 2009. Disponível em: <<http://www.ufpa.br/inct-ereea/Aquecimento%20Solar.pdf>>. Acesso em: 24 de junho de 2016.

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA. **Processos de obtenção de semicondutores**. Joinville: UDESC. Notas de aula. Disponível em: <http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/fragalli/materiais/Aula_22_23_Processos_de_Obtencao_de_Semicondutores.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2016.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA (UNESP). **Silício**. 2016. Disponível em: <http://www2.fc.unesp.br/lvq/LVQ_tabela/014_silicio.html>. Acesso em: 24 de junho de 2016.

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE. Engenharia de Telecomunicações. Programa de Educação Tutorial. **Tutorial de célula solar**. Rio de Janeiro: UFF, 2008. Disponível em: <<https://www.telecom.uff.br/pet/petws/downloads/tutoriais/energias/TutPetTeleCelSol.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2016.

UNIVERSITÄT ZU KIEL. **Czochralski Crystal Growth Process**. 2016. Disponível em: <http://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/elmat_en/kap_6/illustr/i6_1_1.html>. Acesso em: 25 de junho de 2016.

USC. **Solar basics**. Disponível em: <<http://www.usc.edu/dept-00/dept/architecture/mbs/tools/thermal/solarbasic.html>>. Acesso em: 19 jun. 2016.

VERA, L. H. **Programa computacional para dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos autônomos**. Dissertação Mestrado. Porto Alegre: UFRS, 2004.

VIANELLO, R.L.; ALVES, A.R. Radiação solar e terrestre. In: _____. **Meteorologia básica e aplicações**. Viçosa: UFV, 2000. Disponível em: <<http://www.ufvjm.edu.br/disciplinas/agr049/files/2014/04/RADIAÇÃO-SOLAR-E-TERRESTRE-1-2-2014-.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2016.

VILLALVA, M.G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 3.ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZANESCO, I. et al. **Implementação e análise de sistemas fotovoltaicos autônomos**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais. Porto Alegre: PUCRS.



Capítulo 4 – Energia Eólica

4.1 Generalidades / Introdução

O aproveitamento da energia eólica pelo homem é milenar. Desde antes de 3000 a.C, veleiros já contavam com o impulso do vento para se mover. Ao longo de sua história de utilização, além de força motriz, o vento também desempenhou importantes aplicações mecânicas, como a moagem de grãos, bombeamento de água e movimentação de máquinas fabris, sendo manejado primeiramente por dispositivos de eixo vertical e, posteriormente, por turbinas de eixo horizontal (IPCC, 2012).

Segundo Hindrichs, Kleinbach e Dos Reis (2010), existem indícios da presença de moinhos de vento na China e na Babilônia entre 2000 e 1700 a.C., utilizados para bombear água e moer grãos. No século XI, comerciantes e cruzados, ao retornarem de suas missões, difundiram na Europa a tecnologia desses moinhos, que eram utilizados até então na produção de alimentos no Oriente Médio. Já os holandeses foram os responsáveis por adaptá-la ainda mais a aplicações industriais, como a serragem de madeira, a fabricação de papel e a drenagem de lagos e pântanos (IPCC, 2012). Em 1750, a Holanda já contava com cerca de 8 mil moinhos de vento, e a Inglaterra 10 mil (HINRICHS; KLEINBACH; DOS REIS, 2010). A colonização de novas terras pelos europeus difundiu então o uso de moinhos de vento para o Novo Mundo. No fim do século XIX, o moinhos também começaram a ser utilizados no bombeamento de água para fazendas e ranchos, principalmente em aplicações de maior escala. Entretanto, essa tecnologia sofreu um declínio em seu uso com o advento do motor a vapor e consequente industrialização, seguido pela eletrificação da zona rural (IPCC, 2012).

O último século presenciou a aplicação da energia eólica em um novo tipo de aproveitamento: a geração de energia elétrica, que será mais detalhada nesse capítulo. De acordo com o IPCC (2012), os primeiros experimentos que obtiveram sucesso na utilização do vento para a geração de eletricidade são geralmente creditados a James Blyth (1887), Escova Charles (1887), e Poul la Cour (1891). Contudo, essa aplicação só alcançou escala comercial viável na década de 1970, devido a avanços técnicos e apoios governamentais, em países como a Dinamarca, Estados Unidos, Alemanha e Espanha (IPCC, 2012). Já o Brasil apresentou aumento em 114% na produção de energia elétrica de fonte eólica no primeiro semestre de 2015, quando comparado com o mesmo período do ano anterior. Em 2014, essa matriz era responsável por apenas 1,4% do total gerado de energia anualmente no Sistema Interligado Nacional (SIN). Atualmente, essa participação aumentou, e ela representa 3% de toda a energia produzida no país.

4.1.1 Energia Eólica no Brasil e no Mundo

Assim como a energia solar, a energia eólica pode ser considerada de longevidade praticamente infinita (DUNLAP, 2015). Entretanto, para determinar se seu aproveitamento é ou não viável, é imperativo que se considere a densidade de energia eólica disponível em cada região.

O recurso “vento” não está distribuído uniformemente ao longo do planeta, como pode ser notado na Figura 4.1. Entretanto, uma variedade de outros fatores regionais pode restringir o crescimento desse tipo de aproveitamento, bem antes de quaisquer limites de recursos técnicos globais absolutos (IPCC, 2012). Como resultado, a energia eólica não contribuirá percentualmente da mesma forma na matriz energética de cada país.

Considerando que as condições do vento em todas as localizações é de certa forma difícil de se prever em um horizonte de tempo que ultrapasse alguns dias, essa fonte de energia apresenta considerável dificuldade de fornecer uma base estável de eletricidade para o sistema elétrico (DUNLAP, 2015). Logo, para que o fornecimento elétrico seja constante e atenda às necessidades dos consumidores, deve-se combinar a produção de energia eólica com a de outras fontes renováveis, como a solar e a hidráulica.

O potencial teórico para a energia eólica, como estimado pelo fluxo anual global, é de 6.000 EJ/ano (ROGNER et al., 2000). Contudo, o potencial técnico global de energia eólica não é fixo, por estar relacionado ao estado da tecnologia disponível, entre outras restrições ligadas ao aproveitamento da energia. Apesar disso, um número

crescente de avaliações de recursos eólicos globais demonstram que o potencial técnico do mundo para esse tipo de energia ultrapassa a produção global de eletricidade atual (IPCC, 2012).

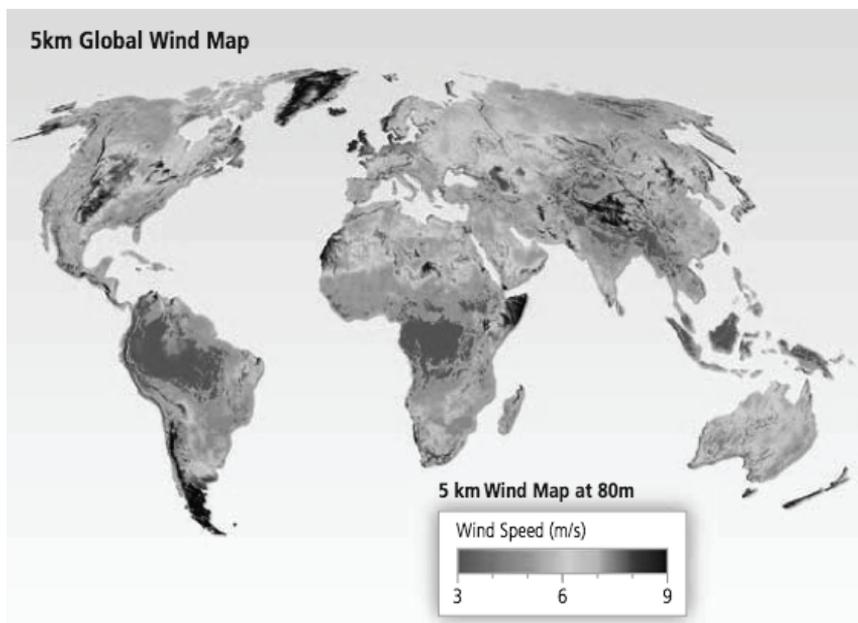


Figura 4.1 Exemplo de distribuição global do recurso eólico.
Fonte: IPCC (2012).

De acordo com Dunlap (2015), poucos são os países que investiram seriamente no aproveitamento de seu potencial eólico, sendo a Alemanha e Espanha notáveis nesse aspecto. A Dinamarca, por outro lado, apresenta grande destaque em uma base per-capta de produção, possuindo atualmente participação eólica de cerca de 20% na sua matriz elétrica. O país desenvolveu significativamente o aproveitamento eólico offshore, que é capaz de usufruir dos grandes potenciais eólicos que as regiões além-mar dispõem e talvez reduzam algumas das preocupações ambientais que a tecnologia apresenta (DUNLAP, 2015). A Tabela 4.1 contém informações sobre a situação atual do aproveitamento global da energia eólica.

No Brasil, o aproveitamento da energia eólica cresceu consideravelmente nos últimos anos. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), o aproveitamento eólico no país iniciou-se em 1992 com a operação comercial do primeiro aerogerador instalado em solo brasileiro. Esse projeto resultou de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), com financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês

Folkecenter. Essa turbina eólica, com potência de 225 kW instalada em Fernando de Noronha (PE), foi a primeira a entrar em operação comercial na América do Sul. Contudo, na década seguinte, não houve muitos avanços na consolidação da energia eólica como alternativa de geração de energia elétrica no país, devido a fatores já discutidos nos Capítulos 1 e 3, como a falta de políticas, e principalmente o alto custo da tecnologia.

Tabela 4.1 Potências eólicas instaladas em diferentes países em 2007.

País	Potência (MW)	Capacidade per capita (MW)
Alemanha	22247	270,6
Estados Unidos	16818	55
Espanha	15145	328,5
Índia	8000	7
China	6050	4,6
Dinamarca	3129	568,9
Itália	2726	45,7
França	2454	38,1
Reino Unido	2389	39
Portugal	2150	202,8

Fonte: Adaptado de Dunlap (2015).

Com a ocorrência da crise energética de 2001, o governo brasileiro buscou incentivar a contratação de empreendimentos de geração de energia eólica. Por conseguinte, o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA foi criado, visando a contratação de 1.050 MW de projetos de energia eólica até dezembro de 2003. Ainda segundo a ABEEólica, a complementaridade sazonal do regime de ventos com os fluxos hidrológicos nos reservatórios hidrelétricos já era discutida na época. Entretanto, o programa não obteve resultados, sendo então substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA.

Como já mencionado, o PROINFA incentivou o desenvolvimento das fontes renováveis na matriz energética brasileira. Além disso, ele abriu caminho para a fixação da indústria de componentes e turbinas eólicas no país. Como resultado desse Programa, dos leilões de energia realizados e do mercado livre, em 2012, o Brasil possuía 108 parques eólicos que totalizam 2,5 GW de capacidade instalada. Para o

final de 2017, espera-se a que 8,7 GW de energia eólica estejam em operação, sendo a participação atual correspondente a cerca de 5% de nossa oferta interna de energia elétrica. O Estado Rio Grande do Norte possui liderança na capacidade instalada dessa fonte, com 2.243 MW, seguido por Ceará (1.233 MW), Rio Grande do Sul (1.300 MW) e Bahia (959 MW). Além disso, a Região Nordeste é a que mais destaca-se com relação a potencial eólico, sendo seguida pelas Regiões Sudeste e Sul, como pode ser observado na Figura 4.2.

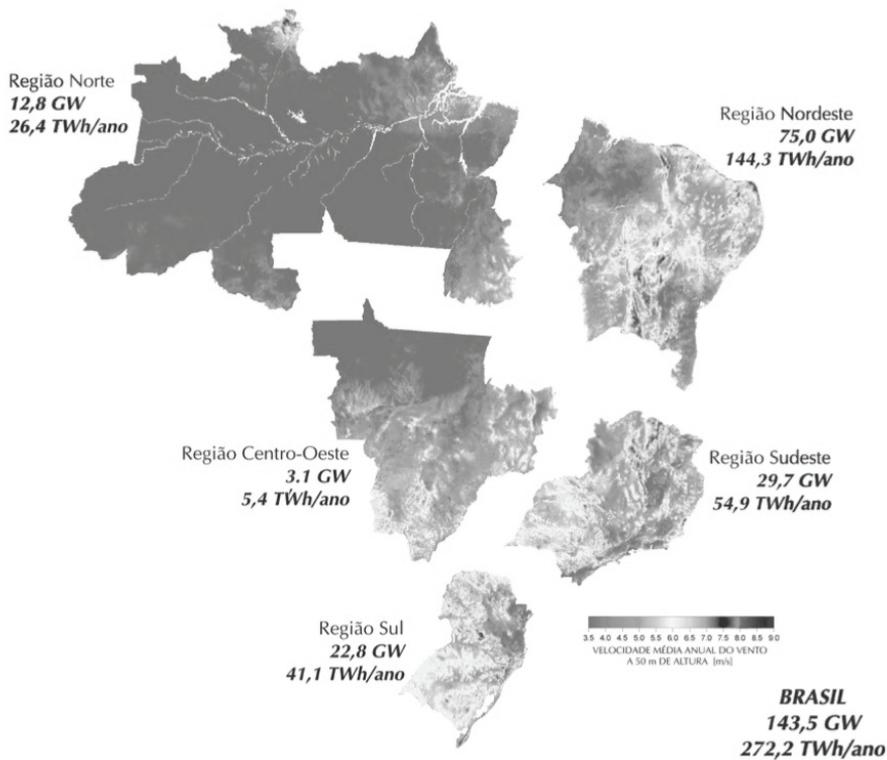


Figura 4.2: Potencial eólico estimado p/ vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s.

Fonte: Amarante, Brower e Zack (2001).

4.1.2 Custos básicos

Segundo a presidente da ABEEólica, o custo médio de instalação de uma usina eólica é de aproximadamente R\$ 4,5 milhões por megawatt (MW) instalado, incluindo o aerogerador, e a infraestrutura civil e elétrica. Logo, a fonte eólica está entre as mais competitivas fontes alternativas no mercado brasileiro, perdendo somente para as

grandes usinas hidrelétricas. As usinas eólicas podem ser consideradas tão competitivas quanto as PCHs, que possuem custos típicos totais aproximados de 800 a 1600 R\$/kW. Deve-se considerar também que a operação de usinas eólicas é menos onerosa que a operação das PCHs, levando em conta que existem normas de uso compartilhado da água que não se aplicam ao caso do vento.

Entretanto, no Brasil, o custo de instalação dessa energia ainda é superior ao considerado competitivo no mercado. Segundo Dantas e Leite (2009), isso pode ser atribuído aos maiores custos logísticos de implementação dos projetos, tendo como exemplo a precariedade das estradas da região Nordeste, que possui o maior potencial elétrico nacional (Figura 4.2), além do restrito número de ofertantes brasileiros de aerogeradores, combinado às restrições relacionadas à importação desse tipo de equipamento.

Segundo as pesquisas de Lima et. al. (2013), os equipamentos são os responsáveis por cerca de três quartos do preço de instalação. As variáveis que compõem o preço da energia eólica estão representadas na Tabela 4.2, sendo que os valores de cada variável foram coletados pela Vale... (2012), para um investimento de R\$ 650 milhões, e a participação nos custos foram estimadas por Salles (2004).

Apesar dos custos de instalação mais altos, a geração de energia por parques eólicos está se tornando muito competitiva. De acordo com a ABEEólica no último leilão de energia elétrica, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em novembro de 2014, essa energia foi comercializada pelo preço médio de R\$ 136/MWh. O valor comercial médio da energia das PCHs ficou em R\$ 162/MWh, enquanto os preços médios do MWh foram de R\$ 202 para o carvão mineral, R\$ 206 para o gás natural e de R\$ 207 para a biomassa.

A Associação Americana de Energia Eólica afirma que o custo médio da fonte se equipara ao do gás natural e perde somente para os da energia nuclear e hidrelétrica. Além disso, é importante considerar também o tempo de construção de cada usina, sendo o das usinas eólicas consideravelmente mais rápido em relação a outros projetos de produção de energia elétrica, tanto alternativos quanto convencionais.

Tabela 4.2 Variáveis que compõem o preço da energia eólica.

Variáveis	Participação nos Custos	Valor em R\$ (milhões)	Status de participação	Participação no Preço
Equipamentos	75%	478,5	Agrega ao preço	56,25%
Local de instalação	8%	52	Agrega ao preço	6%
Manutenção e Operação (incluindo administração)	5%	32,5	Agrega ao preço	3,75%
Tarifas (incluindo deduções fiscais)	5%	32,5	Agrega ao preço	3,75%
Interconexão Elétrica	4%	26	Agrega ao preço	3%
Custos adicionais	3%	19,5	Agrega ao preço	2,25%
Incentivos governamentais (subsídios, financiamentos e apoios por responsabilidade ambiental)	Não se aplica	-	Reduz o preço	12,50%
Leilões (competição)	Não se aplica	-	Reduz o preço	12,50%
TOTAL	100%	650	-	100%

Fonte: Adaptado de Lima et al. (2013).

4.1.3 Componentes Básicos

Os principais componentes de um sistema de energia eólica são: turbinas eólicas e aerogeradores, banco de baterias, controlador de carga, e inversor. O sistema de energia eólica residencial padrão está ilustrado na Figura 4.3.

- *Turbina Eólica e Aerogerador*

As turbinas eólicas são compostas por um rotor e um gerador erguidos em uma torre. A pressão do vento é responsável por girar o rotor, que pode ser composto por um número variável de lâminas ou pás. Esse rotor está conectado a um eixo, que conecta-se por sua vez a um gerador elétrico, por meio de várias engrenagens (HINRICHS; KLEINBACH; DOS REIS, 2010). Segundo Arribas (2013), a maioria dos geradores de pequena potência usam conexão direta entre o rotor do aerogerador e o gerador elétrico, sem existência de caixa de multiplicação.

- *Banco de Baterias*

Sistemas menores ou residenciais podem utilizar baterias para armazenar a saída de corrente contínua do gerador. Como já discutido no Capítulo 3, o banco de baterias é essencial para garantir o fornecimento contínuo de energia, mesmo quando não há vento suficiente para sustentar essa geração, considerando que, como a energia solar, essa não é uma fonte constante durante diferentes horizontes de tempo. O banco de baterias é normalmente composto por uma ou mais baterias, sendo geralmente baterias Chumbo-ácido 12V seladas.

- *Controlador de Carga*

Conforme visto no Capítulo 3, o controlador de carga é também imprescindível para sistemas eólicos com baterias. A produção de energia pela turbina eólica varia consideravelmente de acordo com a variação da velocidade do vento. Por conseguinte, os controladores de carga são colocados entre as turbinas e as baterias, de modo a controlar a voltagem de entrada nelas, evitando sobrecargas ou descargas excessivas, além de otimizar e prolongar a sua vida útil.

- *Inversor*

A turbina eólica, assim como os painéis solares, produz energia elétrica em corrente contínua. Dessa forma, os inversores são essenciais para a conversão da corrente em corrente alternada, para que o sistema possa ser conectado para operação em paralelo com a rede elétrica residencial de tensão alternada (tensão de 127 ou 220 V, e frequência de 60 Hz). Embora a corrente alternada seja a utilizada pela maioria dos eletrodomésticos, vale lembrar que alguns sistemas pequenos não empregam inversores por utilizarem aquecimento resistivo, como lâmpadas e torradeiras, sendo alimentados diretamente por corrente contínua.

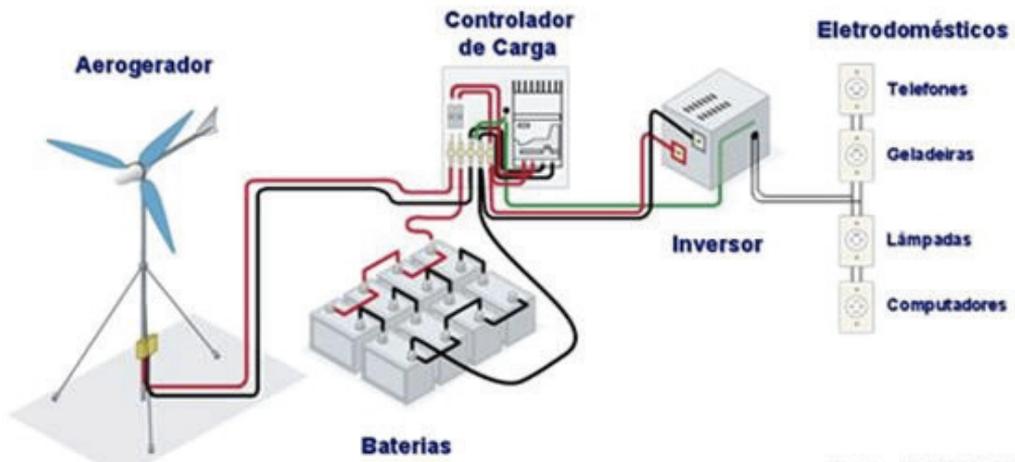


Figura 4.3 Sistema residencial de energia eólica.
Fonte: Portal-Energia (2016).

4.2 Como se comportam os ventos

4.2.1 Escala de movimentos do ar

Segundo Arribas (2013), os ventos são correntes de ar impulsionadas pelo aquecimento desigual da atmosfera devido à radiação solar incidente. Regiões com diferentes temperaturas de ar geram zonas com diferentes pressões atmosféricas. Por conseguinte, essa diferença de pressões produz um movimento das massas de ar, das zonas de alta pressão em direção às zonas de baixa pressão. Associado a esse movimento, há uma energia (energia cinética), dependente de sua massa e sua velocidade (ARRIBAS, 2013).

A escala de fenômenos meteorológicos referencia suas dimensões espaço/temporal "típicas". O vento, considerado pelo aproveitamento eólico como um recurso energético, é uma fonte que apresenta grandes variações temporais, tanto em pequena quanto em grande escala de tempo, bem como espaciais, tanto em superfície quanto em altura (ARRIBAS, 2013). Dessa forma, encontram-se grandes variações de um dia para o outro e também de um local para outro não muito distante.

Entretanto, é possível dividir os fenômenos atmosféricos em três grandes categorias, de acordo com sua abrangência física e temporal:

A **Macro Escala** refere-se dos fenômenos em escala regional ou geográfica, que são responsáveis pela determinação das características climáticas e sazonais de

grandes áreas, nas diversas regiões do globo. Esses sistemas apresentam dimensões superiores a algumas centenas de quilômetros e duração que pode variar de um dia a meses. Nessa categoria enquadram-se furacões, frentes frias, ciclones e anticiclones, e ondas longas relacionadas a ventos de oeste. O estudo das características dos movimentos de ar nessa categoria é muito importante para a avaliação do vento como potencial fonte energética.

Já a **Meso Escala** relaciona-se a fenômenos que ocorrem em escala local, em que a topografia é responsável por condicionar o topo ou meso-clima, através das condições de relevo local. Esse clima local é determinado pela exposição do local (definida pelas coordenadas celestes: E, S, E ou W), pela configuração (vale, espigão, encosta) e pela inclinação do terreno (SOUZA, 2013). Os fenômenos que ocorrem nessa escala apresentam dimensões espaciais de 1 km a 100 Km e duração característica da ordem de 1 hora a 1 dia. Enquadram-se nessa categoria tornados, tempestades isoladas, linhas de instabilidade, conjuntos ou sistemas de nuvens, "ilhas de calor", e a brisa marítima-terrestre e de vale-montanha. O estudo das características dos movimentos de ar nessa categoria é muito importante para a avaliação do local mais adequado para o aproveitamento da energia eólica disponível.

Por fim, a **Micro Escala** refere-se ao clima em pequena escala, ou microclima, sendo condicionada pelo tipo de cobertura do terreno (solo nu, gramado, floresta, cultura rasteira, represa, etc.) e determinando o balanço local de energia (SOUZA, 2013). Os fenômenos classificados nessa categoria apresentam dimensões espaciais de 1 metro a 1 Km, e duração de 1 segundo até 1 hora. Como exemplo, têm-se os fenômenos de "turbulência", muito influenciados pelas características da superfície, como as trocas de calor e umidade entre o solo e os primeiros metros da atmosfera. O estudo das características dos movimentos de ar nessa categoria é muito importante para a determinação do design da turbina eólica.

Portanto, a grande variabilidade do vento torna complexa a avaliação do recurso eólico de um local. Conseqüentemente, uma avaliação adequada demanda extensas campanhas de medição com coleta de dados do vento e períodos de medida longos (ARRIBAS, 2013).

4.2.2 Agentes causadores das massas de ar

As massas de ar podem ser definidas como uma grande porção unitária de ar atmosférico que permaneceu em repouso sobre determinada região (continental ou marítima), adquirindo características termodinâmicas próprias e aproximadamente uniformes, no plano horizontal, de temperatura, umidade e pressão atmosférica

(STEINKE, 2012). Para que essas propriedades uniformes sejam adquiridas, é necessário que a massa permaneça durante certo número de dias sobre uma grande região, cuja superfície também possua características uniformes. Essas regiões homogêneas podem ser superfícies polares recobertas de gelo, grandes áreas marinhas quentes ou frias, superfícies desérticas, florestas tropicais, entre outras. Essas regiões são denominadas regiões de origem da massa de ar. Sobre elas, ocorre a formação dos grandes centros de pressão ao nível do mar alta e baixa, associados às massas de ar e influenciados pelas características da superfície (STEINKE, 2012).

Ainda segundo Steinke (2012), as massas de ar são formadas nos grandes centros de alta pressão atmosférica, ou zonas anticiclônicas, presentes tanto nos polos, quanto nas regiões subtropicais da Terra. Nessas regiões, principais áreas-fonte de massas de ar, o tempo é geralmente estável e sem chuvas. Já sobre os centros de baixa pressão ao nível do mar, ou zonas ciclônicas, existe grande tendência de formação de frentes. Essas zonas, comuns nas regiões equatoriais e subpolares, são zonas de atração das massas de ar. Portanto, em outras palavras, as massas de ar são formadas nos centros de alta pressão atmosférica e são atraídas pelos centros de baixa pressão atmosférica. Esse comportamento está ilustrado na Figura 4.4.

Dois principais características termodinâmicas definem uma massa de ar: sua temperatura e sua umidade. Essas propriedades são determinadas pela posição geográfica e pela natureza da superfície na qual a massa de ar se origina, podendo esta ser quente e úmida, quente e seca, fria e úmida, ou fria e seca. Entretanto, a massa modifica-se gradualmente ao longo de seu trajeto, conforme mudam as características da superfície em que ela se desloca. Quando uma massa de ar passa por uma superfície mais quente, ela é aquecida por baixo, gerando instabilidade térmica nos níveis mais baixos. A parcela de ar de temperatura mais elevada possui menor densidade que as outras parcelas e desloca-se para cima. De maneira oposta, ao deslocar-se sobre uma superfície mais fria, a massa de ar perde calor nos níveis baixos e torna-se estável.

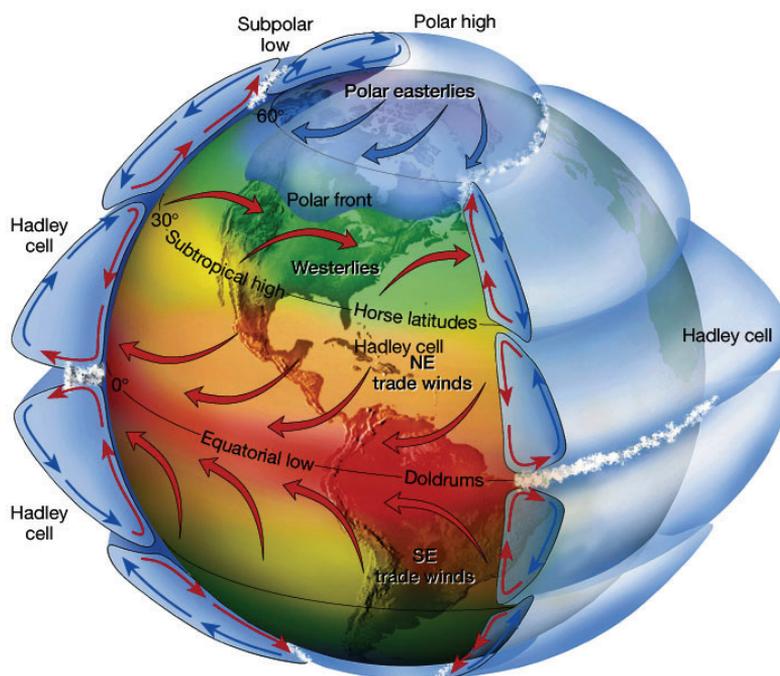


Figura 4.4 Movimentação global das massas de ar.

Fonte: Ferreira (2016).

Quando a massa de ar segue trajeto sobre a água, sua umidade tende a aumentar, devido à incorporação do vapor de água emitido pela superfície. A convecção transporta o vapor para níveis mais altos, onde se condensa formando nuvens. Já quando a massa de ar se desloca sobre o continente, absorve menos umidade, e a formação de nuvens convectivas pode ser retardada até que o aquecimento na base estenda a instabilidade a altitudes maiores (SILVA; CHAVES; LIMA, 2009).

4.2.3 A Força de Coriolis

A chamada força de Coriolis, descrita por Gaspard Gustave de Coriolis (matemático, professor e engenheiro hidráulico francês nascido no século XVIII), é uma força “fictícia” gerada pelas leis de Newton do movimento (válidas para sistemas de referência inerciais) aplicadas à superfície em rotação da Terra. Esta força pode ser facilmente explicada com um exemplo de um satélite sendo lançado do pólo norte ao pólo sul da Terra: caso o planeta estivesse em repouso, o satélite poderia ser orientado no lançamento de forma a seguir uma órbita sobre um determinado meridiano terrestre

durante todo o trajeto, sendo este o caminho mais curto até o outro pólo. Porém, como a Terra está em movimento de rotação de oeste para leste, a trajetória deste mesmo satélite pode ser observada e interpretada de duas maneiras distintas, dependendo da posição do observador no sistema: para um observador externo (assistindo ao deslocamento do satélite de um ponto fixo no espaço), ficaria claro que o satélite se deslocou em uma trajetória reta, sem curvas, enquanto a Terra (juntamente com seu sistema de meridianos) se deslocou rotacionalmente em torno de si mesma em uma certa quantidade de graus (dependendo do tempo do deslocamento do satélite); por outro lado, um observador posicionado na Terra pensaria, a partir de seu ponto de vista, que esse mesmo satélite teve um deslocamento em curva, já que não chegou ao seu destino final orbitando sobre o mesmo meridiano que orbitava no início do percurso (FORÇA..., 2016; GRIMM, 1999). A Figura 4.5, retirada do texto de Grimm (1999), representa graficamente este efeito.

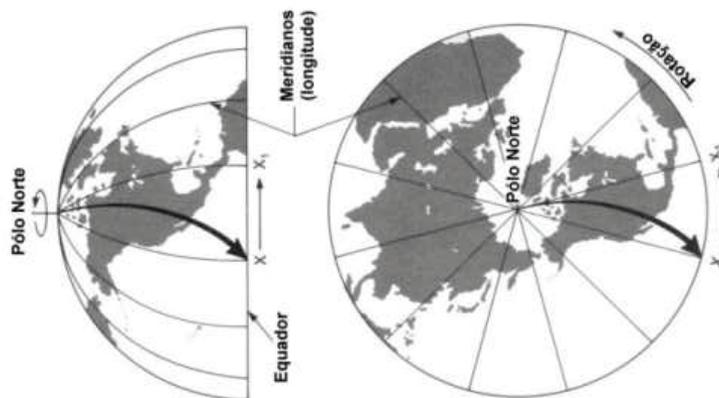


Figura 4.5 Representação gráfica da força de Coriolis sobre o deslocamento de um corpo lançado do pólo norte em direção ao pólo sul.

Fonte: Grimm (1999).

O exemplo do deslocamento de um satélite torna mais fácil a compreensão do fenômeno, contudo, é para a descrição da trajetória de massas de ar na atmosfera terrestre que a força de Coriolis é mais frequentemente citada. Massas de ar movendo-se do pólo norte em direção ao Equador, portanto, tendem a deslocar-se para a direita, sendo este deslocamento mais expressivo à medida em que aumenta a velocidade na qual estas massas se movem. No Hemisfério Sul, o oposto ocorre: massas de ar em movimento na direção polo sul – Equador deslocam-se para a esquerda (PEREIRA FILHO, 2013).

Na horizontal, a intensidade da influência da força de Coriolis depende da latitude: nos pólos, onde a superfície é perpendicular ao eixo de rotação da Terra, essa influência é máxima; enquanto no Equador, onde a superfície é paralela a este eixo, a influência é nula no sentido horizontal (GRIMM, 1999).

Quando existe um centro de baixa pressão em certa região da atmosfera (tomando como base a pressão atmosférica padrão naquela região), o ar da vizinhança flui para este centro e a força de Coriolis desloca a velocidade dessas moléculas do ar em movimento para a esquerda (no caso de ocorrer no Hemisfério Sul) ou para a direita (no Hemisfério Norte). Este deslocamento pode acabar gerando redemoinhos (conhecidos como ciclones) que, dependendo da velocidade dos ventos, causam resultados catastróficos em cidades (FORÇA..., 2016).

4.2.4 Ventos Geostróficos

A partir do entendimento da força de Coriolis e seus efeitos percebidos na atmosfera terrestre, torna-se possível o entendimento também de um fenômeno resultante, em parte, desta força: o surgimento de *ventos geostróficos*.

Ventos geostróficos são caracterizados como um fluxo horizontal e hidrostático de massas de ar, resultante do balanço entre a força de gradiente horizontal de pressão (FGHP) e a força de Coriolis (FC), conhecido como balanço geostrófico (PEREIRA FILHO, 2013; MOHANAKUMAR, 2008). O processo que ocorre para que este balanço seja atingido foi explicado por Grimm (1999) e é de simples compreensão:

1. Uma parcela de ar, em repouso, tende a se acelerar seguindo um fluxo da área de maior pressão para a de menor, de forma a seguir, portanto, uma trajetória perpendicular às isóbaras (ou seja, linhas imaginárias que conectam pontos de mesma pressão no mapa de um terreno);
2. A força de Coriolis, como detalhado anteriormente, é responsável pela geração de um desvio neste fluxo, e aumenta sua influência à medida que aumenta também a velocidade da parcela;
3. Eventualmente, a força de Coriolis passa a atuar em um sentido exatamente oposto ao do gradiente horizontal de pressão, atingindo um equilíbrio, o que faz com que o vento sopre paralelamente às isóbaras - logo, foi atingido o balanço geostrófico.

A Figura 4.6, retirada de Grimm (1999), este processo, mostrando a atuação da força de Coriolis e a FGHP na trajetória do vento.



Figura 4.6 Surgimento dos ventos geostróficos pelo balanço das forças de Coriolis e do Gradiente de Pressão.

Fonte: Grimm (1999).

É importante ressaltar que este equilíbrio só é possível acima da camada turbulenta (ou seja, acima de um quilômetro de altitude), já que o efeito do atrito deve ser omissível, e para movimentos horizontais de grande escala sem aceleração (GRIMM, 1999; MOHANAKUMAR, 2008; PEREIRA FILHO, 2013). Assim como visto no tópico anterior, se este processo ocorre no Hemisfério Norte, a parcela de ar será desviada para a direita do movimento, enquanto o oposto ocorre no Hemisfério Sul (PEREIRA FILHO, 2013).

Na prática, é bastante raro que ventos sejam exatamente geostróficos, já que as condições detalhadas acima implicam na ausência de quaisquer outras forças interferindo no movimento das massas de ar (GEOSTROPHIC..., 2010). Logo, é comum que os ventos na parte superior da troposfera sejam apenas aproximadamente geostróficos (UNIVERSITY OF CALIFORNIA, 2008). Além disso, é importante lembrar que a validade das condições aproximadas aqui apresentadas é inteiramente dependente da influência da força de Coriolis no local estudado, sendo inválidas, portanto, no Equador (MOHANAKUMAR, 2008). Ainda assim, o conhecimento sobre a origem e formação destes ventos é extremamente útil já que, com a realização de medidas do campo de pressão em ar superior, meteorologistas podem determinar a direção e velocidade aproximadas do vento (a partir das isóbaras e o espaçamento entre essas "linhas", respectivamente), além de possibilidade de realizar o cálculo inverso (obtenção da distribuição da pressão a partir de medidas do vento), aumentando a

confiabilidade das cartas de ar superior e diminuindo a necessidade de inúmeras observações diretas (GRIMM, 1999).

4.2.5 Ventos de Gradiente

São denominados ventos de gradiente os movimentos de massas de ar que ocorrem em áreas (de altitude onde a força de atrito pode ser considerada omissível) onde as isóbaras têm formato curvilíneo - ou seja, fogem das características especificadas no tópico anterior para o surgimento dos ventos geostróficos - e resultam do balanço triplo entre as forças de Coriolis, centrífuga e de gradiente de pressão. Estes ventos são gerados, portanto, em torno de centros de alta (anticiclone) ou baixa (ciclone) pressão (MOHANAKUMAR, 2008).

Nos ventos de gradiente, a aceleração centrífuga relacionada à curvatura das isóbaras é muito maior do que a relacionada à aceleração ou desaceleração das massas de ar (MOHANAKUMAR, 2008). Quando esses ventos ocorrem ao redor de centros de baixa pressão (ciclones), a força do gradiente de pressão é direcionada ao centro, enquanto as forças de Coriolis e centrífuga dirigem-se para fora do círculo. Assim, o fluxo gerado, denominado fluxo ciclônico, tem sentido anti-horário no Hemisfério Norte e horário no Hemisfério Sul e o balanço é gerado entre a força do gradiente de pressão e a soma das outras duas forças. O oposto ocorre quando o centro é de alta pressão: denominado fluxo anticiclônico, é gerado entre a força de Coriolis, dirigida para o centro, e a soma das forças de gradiente de pressão e centrífuga, dirigidas para fora do círculo (GRIMM, 1999). A Figura 4.7, retirada de Grimm (1999), mostra estes dois casos ocorrendo no Hemisfério Sul.

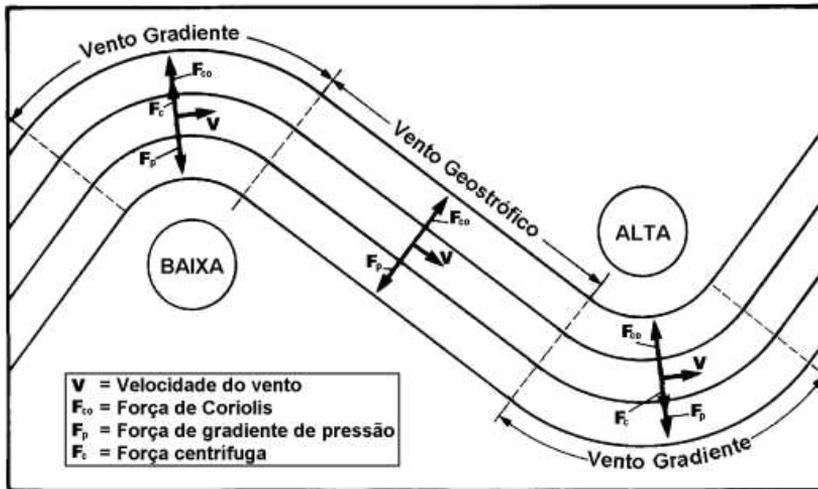


Figura 4.7 Balanço de forças para a geração de vento gradiente no Hemisfério Sul, com representação das isóbaras.

Fonte: Grimm (1999).

Para uma mesma força de gradiente de pressão constante, fluxos gradientes em sistemas de alta pressão são mais rápidos do que fluxos geostróficos. Em sistemas de baixa pressão, porém, o oposto é verdadeiro (MOHANAKUMAR, 2008).

4.2.6 A Circulação do Vento

Reunindo as informações dos itens anteriores de forma a tentar propor um modelo para a circulação dos ventos em escala mundial (ou seja, a circulação global atmosférica), é plausível o entendimento da linha de sucessão que originou o modelo que hoje acredita-se ser o que descreve de forma mais realista estes movimentos.

Em 1 de janeiro de 1735, o meteorologista londrino George Hadley publicou na revista *Philosophical Transactions* seu artigo denominado "Concerning the Cause of the General Trade-Winds" (em tradução livre, "A respeito da causa dos ventos alísios gerais"). No artigo, Hadley explica a movimentação das massas de ar na Terra baseando-se nas diferenças de pressão geradas pelo maior aquecimento da superfície terrestre na região do Equador (e menor aquecimento apresentado nos pólos), fato este que seria responsável, então, pela existência de duas células de circulação, uma no Hemisfério Norte e outra no Hemisfério Sul. Nestas células, as massas de ar iriam das regiões polares, de maior pressão, para a região do Equador, onde sofreriam um aquecimento que as tornariam mais leves, ascendendo para regiões de maior altitude da atmosfera e dirigindo-se novamente para os pólos, recomeçando o ciclo. A ocorrência

de frequentes ventos na direção nordeste, no Hemisfério Norte, e sudeste, no Hemisfério Sul, é explicada no artigo como consequência de uma diferença de velocidades de movimentação das massas de ar gerada pelo gradual aumento da circunferência da Terra na direção dos pólos ao Equador (ou seja, segundo o autor, os ventos soprariam com maior velocidade no Equador por ser a região da Terra com maior circunferência, em milhas, em relação aos pólos) combinada com o efeito do que o autor chama de movimentação diurna da Terra (com suas consequentes diferenças de incidência solar). Uma representação gráfica simplificada deste modelo é apresentada na Figura 4.8.

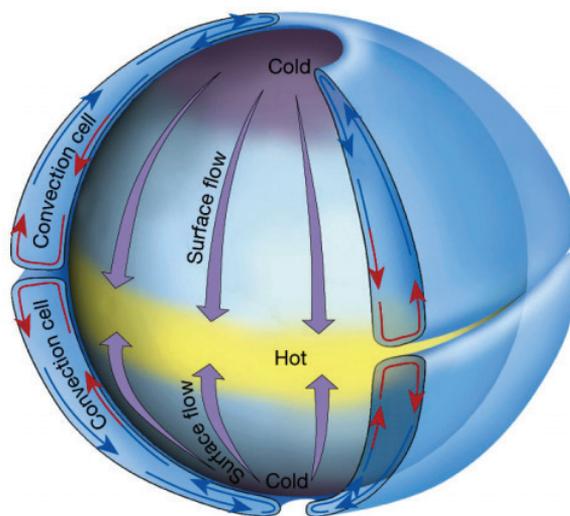


Figura 4.8 Modelo de circulação de massas de ar inspirado na proposição de Hadley, publicada em 1735.
Fonte: Ferreira (2016).

Apesar do pioneirismo de Hadley na busca por explicações científicas e um modelo para a circulação atmosférica, o artigo em questão foi logo refutado por não considerar elementos fundamentais neste sistema, como a força fictícia de desvio diagonal causada pela rotação da Terra (definida apenas no século seguinte por Gustave-Garpard Coriolis), a inclinação do eixo de rotação da Terra (responsável pelas estações do ano, ou seja, pelas diferenças observadas de radiação solar em uma mesma região ao longo do ano) e as diferenças de temperatura entre o continente e os oceanos (já que os continentes se aquecem mais rapidamente sob mesma intensidade de radiação solar) (YNOUE, 2016). Além disso, a teoria foi constatada impossível já que, se fosse verdadeira, os ventos próximos à superfície soprariam de leste para oeste, enquanto os de altos níveis teriam um fluxo na direção contrária (de oeste para leste), o

que "frearia" a rotação da Terra (POTIER et al., 2010), e edições atuais de pressão ao redor da Terra mostram uma distribuição de centros de pressões altas e baixas diferentes daquela baseada no modelo de Hadley (GRIMM, 1999).

4.3 Princípios de Funcionamento das Turbinas Eólicas

4.3.1 A potência do vento

A potência disponível no vento (P), em Watts, pode ser calculada com o valor obtido de E através da Equação 1, onde t é o tempo (em segundos) e \dot{m} é a taxa de variação da massa.

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2$$

[Equação 4.1]

A taxa de variação da massa, por sua vez, é relacionada com a densidade do ar ($\rho = 1225 \text{ kg/m}^3$ ao nível do mar) e a área de varredura (A , em m^2). Essa relação é apresentada na Equação 2.

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v$$

[Equação 4.2]

Substituindo a Equação 2 na Equação 1, é obtida a Equação 3, sendo esta uma fórmula simples para o cálculo da potência do vento a partir de sua densidade, da área de varredura e da velocidade apresentada.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

[Equação 4.3]

Da Equação 3, percebe-se que a potência fornecida pelo vento é diretamente proporcional não só à velocidade do vento em si, como também à área de varredura das pás e à densidade do vento no local. Assim, em teoria e baseando-se na relação apresentada na Equação, é possível afirmar que, quanto maiores as dimensões das pás, maior será a potência fornecida pelos ventos que sopram sobre elas. Além disso, também é clara a influência da altitude em que estas pás são posicionadas, já que a

densidade do ar é função da temperatura e da pressão atmosférica, que, por sua vez, são função da altitude.

4.3.2 A velocidade do vento

Assim como a água para pequenas centrais hidrelétricas e a radiação solar para sistemas fotovoltaicos, o vento é a fonte de energia básica para turbinas eólicas, movimentando as pás dos sistemas e gerando, com isso, energia cinética. Santos et al. (2006 *apud* MATTE, 2014) mencionam a superfície terrestre como fator de significativa influencia na intensidade dos ventos, especificamente aqueles que se encontram a aproximadamente 100 metros de altura do solo. Obstáculos como árvores, prédios e montanhas geram uma redução nessa intensidade, sendo possível afirmar, dessa forma, que áreas mais abertas (ou seja, com menor incidência de “obstáculos”) são mais propícias a ventos de maiores intensidades, como é mostrado na Tabela 4.3, retirada de Farret (2010 *apud* MATTE, 2014), que especifica os diferentes coeficientes de atrito (α) de acordo com as características do terreno.

Ainda que, de acordo com Jervell (2009), os ventos mais intensos da atmosfera sejam observados a aproximadamente 10 km da superfície da Terra, os valores apresentados na Tabela T são de grande importância para cálculos de projeto e dimensionamento de sistemas eólicos, já que o espaço de interesse destes restringe-se a apenas algumas dezenas de metros de altura com relação ao solo, sendo inviável a implantação de aerogeradores a maiores alturas.

Tabela 4.3 Coeficientes de atrito sobre o vento de acordo com as características do terreno.

Características do terreno	Coefficiente de atrito (α)
Terreno firme, águas calmas	0,10
Gramma alta em terreno plano	0,15
Plantações e arbustos altos	0,20
Florestas e muitas árvores	0,25
Vilas com árvores e arbustos	0,30
Grandes cidades com edificios altos	0,40

Fonte: Adaptado de Farret (2010 *apud* MATTE, 2014).

Os coeficientes α apresentados na Tabela T podem ser utilizados, por exemplo, para estimar a velocidade dos ventos em uma determinada altura H qualquer a partir da superfície, desde que seja conhecida essa velocidade (v_o) em uma altura h_o . Essa relação é mostrada na Equação 4, retirada de Matte (2014).

$$v = v_o \left(\frac{h}{h_o} \right)^\alpha$$

[Equação 4.4]

Segundo Marques (2004), a energia disponível no vento para uma turbina está associada ao deslocamento em velocidade uniforme e constante de uma coluna de ar. Essa energia cinética pode ser calculada através da Equação 5, onde E é a energia cinética em joules, m, a massa do ar, medida em quilos, e v é a velocidade do vento, em m/s.

$$E = \frac{1}{2}mv^2$$

[Equação 4.5]

A viabilidade de instalações eólicas em decorrência da velocidade dos ventos comumente registradas em determinada região pode ser avaliada segundo a escala de Beaufort (MATTE, 2014). Esta escala, apresentada na Tabela 4.4, divide diferentes intervalos de velocidade dos ventos e suas classificações em graus de efeitos causados na natureza, que variam do estado de calmaria à ocorrência de furacões. Ventos muito fortes são indesejáveis para sistemas eólicos, já que a turbulência associada prejudica o aproveitamento, sendo necessária, em alguns casos, a redução da rotação das pás (através do sistema automático de proteção) e a desconexão do sistema elétrico do gerador (AMARANTE; BROWER; ZACK, 2001).

É importante também que sejam conhecidos os diferentes tipos de alterações temporais da velocidade dos ventos em certo local. São eles:

- Variações anuais: em função de alterações climáticas. Para que uma análise possua uma confiabilidade razoável, é ideal que se disponha de dados referentes a vários anos, o que permite que sejam levantadas características locais do regime de ventos (ROSA; FILHO, 2007);
- Variações sazonais: é referente às diferentes estações do ano (ROSSI, 2016). Como pequenas variações na velocidade implicam em grandes variações na potencia teórica obtida (o que foi mostrado na Equação 3, no tópico 4.3.1), é mais seguro, para fins de dimensionamento, a utilização de médias anuais;

- Variações horárias: referente à mudanças ocorridas no mesmo dia, como as brisas terrestres e marítimas, por exemplo;
- Variações de curta duração: como rajadas de vento.

Tabela 4.4 Escala Beaufort

Grau	Classificação	Efeito do vento na natureza	Velocidade (m/s)
0	Calmaria	Tudo parado. A fumaça sobe verticalmente.	0,00 – 0,30
1	Quase calmaria	A fumaça se dispersa. Cata-vento parado. Não se sente o vento no rosto.	0,30 – 1,40
2	Brisa	Sente-se o vento no rosto. Ouve-se o ruído das folhas, cata-vento move-se.	1,40 – 3,00
3	Vento fresco	As folhas e os pequenos ramos das árvores agitam-se constantemente. Bandeiras esticam-se.	3,00 – 5,50
4	Vento moderado	O vento levanta poeira/papel do chão. Pequenos galhos agitam-se.	5,50 – 8,00
5	Vento regular	Pequenas árvores com folhas começam a balançar.	8,00 – 11,00
6	Vento meio forte	Grandes galhos movem-se, fios de eletricidade assobiam. Começa a ficar difícil andar contra o vento.	11,00 – 14,00
7	Vento forte	Árvores inteiras agitam-se. Fica difícil andar contra o vento.	14,00 – 17,00
8	Vento muito forte	Galhos de árvores são arrancados. É preciso grande esforço para andar.	17,00 – 21,00
9	Ventania	Há destelhamento.	21,00 – 25,00
10	Vendaval	Árvores são derrubadas. Há danos em construções.	25,00 – 28,00
11	Tempestade	O vento assume características de um furacão (raramente acontece longe das costas).	28,00 – 33,00
12	Furacão	O ar fica cheio de espuma e gotas d'água. O mar se torna inteiramente esbranquiçado.	33,00 – 36,00

Adaptado de: Ferrat (2010 *apud* MATTE, 2014).

A medição da velocidade do vento para a definição do local exato de instalação das turbinas deve ser executada com precisão e, para isso, recorre-se comumente ao uso de sensores, também conhecidos como anemômetros. Segundo Pinto (2006), os sensores mais utilizados são os de rotor (que se baseiam na medição da velocidade angular de um rotor) (Figura 4.9), os de fio quente (que determinam a velocidade do vento através da quantidade de calor retirada de um sensor, funcionando, por sua vez, por convecção forçada), e os ultra-sônicos (através dos quais a velocidade do vento é determinada pela propagação de ondas ultra-sônicas).



Figura 4.9 Anemômetro de rotor modelo LCA 501 Airflow do fabricante Vecweb.
Fonte: VECWEB Instrumentos de Medição e Controle.

4.3.3 Comportamento e direção do vento

Como já descrito anteriormente na seção 4.2, a energia eólica terrestre é na verdade proveniente da energia solar, já que a formação de ventos está ligada ao aquecimento não uniforme da atmosfera que envolve o planeta (ROSA; FILHO, 2007). A irregularidade na formação estrutural da Terra é o principal motivo desta não uniformidade, e está diretamente ligada à direção dos ventos em cada região em um específico período de tempo. Em pequena escala, também tem grande influência aspectos como a altura da superfície, sua rugosidade, obstáculos que podem estar presentes e o relevo que a região apresenta (ROSA; FILHO, 2007).

Em alguns lugares específicos no globo, ocorrem os chamados “ventos planetários”, que sopram constantemente em uma mesma direção. São eles:

- Ventos alísios: sopram em baixas altitudes, na direção dos trópicos para o Equador;
- Ventos contra-alísios: assim como o nome indica, têm características opostas aos alísios – sopram em altas altitudes, na direção do Equador para os pólos;

- Ventos do oeste: sopram na direção dos trópicos para os pólos;
- Ventos polares: caracteristicamente frios, sopram na direção dos pólos para as zonas temperadas.

A determinação da direção do vento na região em que será instalado um parque eólico é fundamental para que seja definida a localização das turbinas. Além disso, mudanças muito frequentes de direção podem indicar situações de rajadas de vento.

Atualmente, alguns parques eólicos já contam com sistemas sofisticados de controle SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*, do inglês, com tradução livre “Controle de supervisão e aquisição de dados”), que têm como objetivo a otimização da performance das turbinas. O sistema em questão trabalha com uma grande quantidade de informações, adquiridas de fontes remotas como válvulas e transmissores, e permite o controle remoto das turbinas a partir de uma plataforma própria (SCHNEIDER ELECTRIC). Estas informações podem ser relativas a detalhes do fluxo de vento e condições meteorológicas atualizadas, ao alinhamento da turbina com relação ao vento, à conversão da energia cinética do vento, à situação da turbina e do sistema em geral com vibrações, entre outras. É um sistema sofisticado e seu estudo e implantação permeiam as áreas de engenharia, física, estatística e ciências da computação, mas seu desenvolvimento tem se mostrado necessário para sistemas eólicos modernos (CASTELLANI et al., 2015).

4.4 Turbinas Eólicas e Aerogeradores

Turbinas eólicas se consistem, de forma simplificada, em equipamentos cujas função principal é a extração da energia cinética do vento, tendo como base de funcionamento as teorias da mecânica dos fluidos e da aerodinâmica. Esta extração de energia se inicia pela passagem dos ventos pelas hélices do rotor do sistema, o que faz com que este gire através das forças aerodinâmicas atuando sobre as pás. O eixo da turbina, por sua vez, alcança altas rotações, o que transfere energia ao sistema através de um gerador de potência acoplado (DA SILVA, 2013). Este eixo pode se encontrar na posição horizontal, mais comum, ou na posição vertical, o que será tratado com mais detalhes no tópico 4.4c.

Considerando um cenário ideal para facilitar o entendimento do processo de rotação das pás e geração de energia, assume-se que a presença de uma turbina eólica em determinado local com uma massa de ar em deslocamento afeta apenas a fração dessa massa que passa pelo disco de seu rotor, e que esta fração se encontra

separada do todo, gerando assim uma região de contorno (DA SILVA, 2013). O ar presente no interior dessa região sofre uma desaceleração ao passar pelo disco, já que a energia cinética que o faz estar em movimento é parcialmente transferida para as pás, que se movimentam. Também ocorre certa desaceleração do ar que chega ao volume de controle no ponto de montante da turbina, já que a própria presença da turbina faz com que a velocidade do ar que chega até ela seja menor do que a velocidade da corrente livre. Essas desacelerações são responsáveis por uma expansão do volume de controle, principalmente a jusante da turbina. A pressão estática, por sua vez, devido a variações que ocorrem na energia cinética, se eleva na região de montante e sobre uma queda na passagem pelo rotor, atingindo o equilíbrio novamente mais à frente (DA SILVA, 2013).

4.4.1 Turbina de arraste

Segundo Marques (2004) e Nunes Junior (2008), a força de arrasto é aquela que atua sobre determinada área perpendicular à direção do vento, sendo, desta forma, sempre normal a corda do perfil (ou seja, a linha reta imaginária que passa entre o bordo de ataque da pá até o bordo de fuga, conhecida também como comprimento característico da pá). É uma força bastante importante para sistemas eólicos como o moinho de vento do tipo Pérsia.

A força de arrasto (D) sobre um perfil pode ser calculada através da Equação 6 (MARQUES, 2004), onde ρ representa a densidade do ar na região onde a turbina se encontra (em kg/m^3), A representa a área de varredura do sistema (em m^2) e v , a velocidade do vento (em m/s). A variável c_D , por sua vez, é o coeficiente de arrasto, sendo esta uma constante de proporcionalidade dependente da geometria da pá, responsável por descrever o desempenho aerodinâmico da turbina (MARQUES, 2004).

$$D = c_D \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v^2$$

[Equação 4.6]

Os valores do coeficiente c_D para alguns dos diferentes tipos de pás existentes no mercado são apresentados na Tabela 4.5, a seguir.

Tabela 4.5 Valores de C_d para diferentes tipos de pás.

Geometria da pá	C_D
Plano circular	1,11
Plano quadrado	1,10
Semi-esfera (côncava)	0,34
Semi-esfera (convexa)	1,33

Fonte: Adaptado de Marques (2004).

4.4.2 Força de sustentação

Considerando como velocidade relativa aquela componente que representa a soma vetorial da velocidade do vento com a velocidade das pás, temos também, em perfis aerodinâmicos, a presença da força de sustentação (L). Esta é mais uma força resultante da interação do vento com o rotor e sua componente é perpendicular à velocidade relativa do vento (MARQUES, 2004). O valor numérico da força de sustentação pode ser encontrado por meio da Equação C, na qual c_L representa o coeficiente de sustentação. As variáveis ρ , A e v são as mesmas definidas na Equação 7 (MARQUES, 2004).

$$L = c_L \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v^2$$

[Equação 4.7]

Como a força de sustentação é proporcional ao ângulo α de ataque em situações em que o perfil não atingiu a região de perda aerodinâmica, pode-se afirmar também que o coeficiente c_L varia linearmente com α , desde que este varie entre 0 e 10° (MARQUES, 2004). Quando o valor deste ângulo excede este intervalo, o perfil entra na região de perda aerodinâmica, sendo o fluxo sobre este turbulento. A Figura 4.10 fornece uma representação esquemática destas componentes e o ângulo α (MARQUES, 2004).

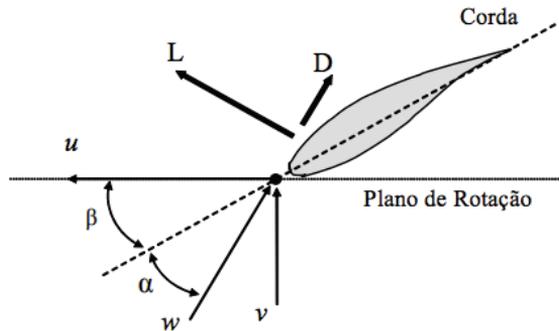


Figura 4.10 Esquema de forças sobre a pá de um rotor.
Fonte: MARQUES (2004).

4.4.3 Orientação do eixo

De instrumentos antigos, como os moinhos de vento, aos aparelhos mais modernos, diversos são os tipos de turbinas eólicas encontradas em diferentes regiões do planeta (DA SILVA, 2013). Estas podem ser classificadas, por exemplo, de acordo com a capacidade de geração de potência, podendo ser de pequeno porte (se produzem até cerca de 20kW), ideais para uso residencial e aplicações em áreas remotas; de médio porte (se apresentam potência entre 20 e 250kW), adequadas para aplicações conectadas ou não a uma rede central de energia; ou de grande porte (se possuem mais de 250kW de potencia), usadas para geração distribuída de energia (DA SILVA, 2013).

Uma classificação bastante usada para turbinas modernas baseia-se na posição do seu eixo de rotação com respeito à direção do fluxo dos ventos (NUNES JUNIOR, 2008). Assim, as máquinas eólicas podem ser classificadas como de eixo horizontal, mais comuns, e de eixo vertical.

- *Turbinas de eixo horizontal*

Turbinas de eixo horizontal possuem quase todos os seus componentes no interior da nacela, com exceção do motor de guinada (NUNES JUNIOR, 2008).

O formato e o ângulo no qual estão posicionadas as pás do rotor com relação à direção predominante do vento são projetados, em grande parte, baseando-se no conhecimento existente da aerodinâmica das asas de aviões, que possuem embasamento teórico semelhante (CASTRO, 2005). Com relação ao número de pás, a configuração mais comum entre as turbinas de eixo horizontal atualmente em operação

é aquela que conta com três pás no rotor. O motivo desta preferência é uma maior eficiência desse tipo de configuração: em comparação com os rotores de 2 pás, há um acréscimo de cerca de 3 a 5% na energia capturada com ventos de mesmas características, já que diminuem perdas de extremidade (CASTRO, 2005). O acréscimo de mais pás, porém, não se mostra como uma proposta muito vantajosa, já que o aumento da eficiência na captura da energia do vento é progressivamente menor a cada pá adicionada. Os fatores peso e custo de todas as pás dimensionadas para um sistema também devem ser levados em consideração na fase de projeto (CASTRO, 2005). É também importante para um projeto que o rotor seja posicionado em um ângulo de inclinação (com relação ao eixo vertical) de forma a compensar os desequilíbrios resultantes da rotação das pás em frente às torres e que seja escolhido material de construção das pás e do rotor que garanta uma boa relação de custo-benefício (principalmente considerando a vida útil do material) para o sistema (CASTRO, 2005). A razão entre a área total das pás e a área circular varrida pelas mesmas quando o sistema se encontra em funcionamento é uma importante variável para o estudo do rendimento de um sistema, e é conhecida como solidez (CASTRO, 2005).

Também deve-se considerar, em turbinas de eixo horizontal, a altura da torre, já que é desejável um escoamento de vento de corrente livre laminar e bem desenvolvido, o que é encontrado apenas acima da camada limite (DA SILVA, 2013).

Dois configurações são possíveis quanto ao posicionamento do rotor com relação à torre em turbinas horizontais: a opção upwind diz respeito à colocação do rotor a montante da torre, de forma com que o vento atinja as pás pelo lado da frente do sistema (sendo esta a configuração mais generalizada, já que o vento incidente não é, desta forma, perturbado pela presença da torre); já a opção downwind é aquela em que o rotor é posicionado a jusante da torre, o que faz com que o vento incidente ataque as pás pelo lado de trás, tendo como vantagem o auto alinhamento do rotor na direção do vento (CASTRO, 2005).

- *Turbinas de eixo vertical*

Assim como o nome sugere, esse modelo de turbina possui um eixo central, de orientação vertical, sobre o qual se apoia uma superfície em forma de S com rotação, também de orientação vertical (Figura 4.11). São menos comuns no mercado e geralmente utilizadas para aplicações de baixa potência, já que possuem, de forma geral, capacidades e eficiências menores do que aquelas apresentadas por turbinas semelhantes de eixo horizontal (DA SILVA, 2013).



Figura 4.11 Turbina eólica de eixo vertical.

Fonte: Vertical Wind, 2016

Sua manutenção é simples devido ao posicionamento de sua caixa multiplicadora e gerador, que se encontram na base da torre, dispensando a necessidade de um operador subir até o topo da turbina. Apesar da configuração interna complexa, os componentes de ambas configurações de turbinas são similares (DA SILVA, 2013).

Problemas de estabilidade são mais comuns em turbinas de eixo vertical, já que possuem limitações de altura da torre, o que gera uma maior sensibilidade do sistema para trabalhar fora do ponto de projeto e uma necessidade de operação em velocidades de vento mais baixas (DA SILVA, 2013). Sua análise dinâmica é complexa, tornando seus métodos de projeto bastante empíricos (DA SILVA, 2013).

Apesar disso, são equipamentos confiáveis e usados frequentemente em locais como faróis e outros em que o acesso à rede elétrica é difícil ou inexistente (DA SILVA, 2013).

4.4.4 Potência de uma turbina

A potência de uma turbina pode ser calculada através da análise da quantidade de energia que uma parcela de ar em movimento contém. Considerando que essa parcela possui um formato cúbico, ela apresentará massa igual a sua densidade multiplicada pelo seu comprimento cubo (ρL^3). Logo, a energia cinética da parcela em movimento, com uma velocidade v , pode ser calculada como:

$$E = \frac{1}{2} mv^2 = \frac{1}{2} \rho L^3 v^2$$

[Equação 4.8]

Em que:

E: energia cinética [J];

m: massa [kg] ;
 ρ: densidade [kg/m³];
 L: comprimento da parcela cúbica de ar [m].

Se essa parcela de ar passar por um plano, o tempo para que ela complete sua passagem será correspondente à a seu comprimento dividido pela sua velocidade ($t = L/v$). Dessa forma, sua potência pode ser escrita como:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho L^2 v^3$$

[Equação 4.9]

Em que:

P: potência da turbina [W];
 t: tempo [s] ;

Considerando que a área da parcela de ar corresponde à área percorrida pelas lâminas da turbina ($L^2 = A$), temos que:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

[Equação 4.10]

Em que A representa a área de captação da turbina, em m², que também pode ser escrita em função do diâmetro do rotor (D), também em [m], de acordo com a seguinte equação:

$$P = \frac{1}{2} \rho \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) v^3 = \frac{1}{8} \rho \pi D^2 v^3$$

[Equação 4.11]

O objetivo de uma turbina eólica é converter a maior quantidade possível de energia cinética da parcela de ar em movimento em energia mecânica, que depois é convertida em energia elétrica pelo gerador. Segundo Dunlap (2015), para extrair toda a energia, seria necessário parar por completo a parcela de ar, o que requereria um turbina que não permitisse a passagem de qualquer quantidade de ar para o outro lado. Entretanto, se a turbina bloqueasse completamente a passagem de ar, esse tenderia a fluir ao redor dela, o que não seria uma situação ideal. Se a turbina reduzisse apenas

um pouco a velocidade do ar, por outro lado, reduzida quantidade de energia elétrica seria produzida (DUNLAP, 2015).

O melhor cenário estaria entre esses dois casos, sendo que a eficiência teórica máxima de uma turbina eólica, conhecida como Coeficiente de Betz, é de 59,3%. Esse coeficiente é referente à velocidade do vento na saída do rotor eólico que não pode ser inferior a 1/3 da velocidade do vento incidente. Dessa forma, o rotor absorve a energia equivalente a 2/3 da energia disponível no vento livre antes da turbina (CUSTÓDIO, 2013).

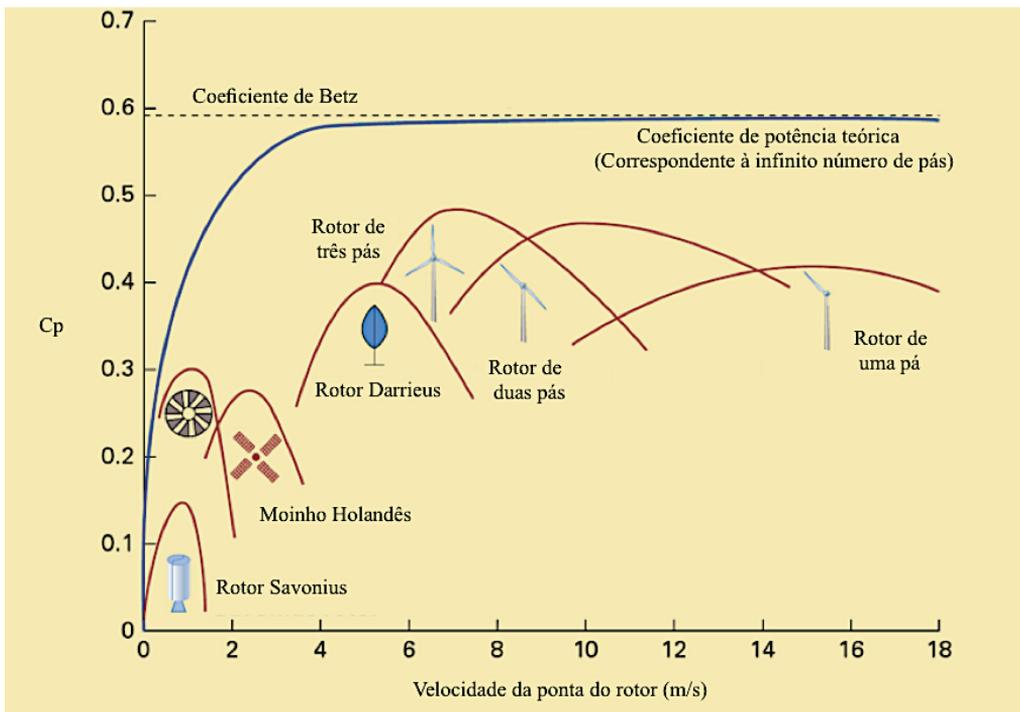


Figura 4.12 Coeficiente de potência de diferentes tipos de aerogerador, em função da velocidade da ponta do rotor

Fonte: Adaptado de Dunlap (2015).

Embora o Coeficiente de Betz corresponda ao maior coeficiente de capacidade (C_p) que um aerogerador pode apresentar, cada tipo de turbina eólica, dependendo de sua estrutura e da velocidade do vento, apresenta um coeficiente de capacidade típico, como pode ser observado na Figura 4.12. As melhores eficiências para turbinas de alta velocidade de duas pás estão atualmente na faixa de 45% ($C_p = 0,45$). Já os aerogeradores modernos de três pás apresentam aproveitamento geralmente em torno

de 40-42% ($C_p = 0,40$ à $0,42$). Logo, a potência efetiva de um aerogerador é dada pela seguinte equação:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A v^3$$

[Equação 4.12]

Exemplo 4.1: Um aerogerador de alta velocidade de três pás possui diâmetro de 124 m. Considerando um fluxo de vento com velocidade de 15 m/s e um coeficiente de capacidade da turbina de 0,4, calcule a resultante potência da turbina eólica. Dados: $\rho_{ar} = 1,204 \text{ kg/m}^3$.

Solução:

Da Equação 4.12 temos que:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A v^3$$

Sabendo que:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 * (124)^2}{4} = 12.070,16 \text{ m}^2$$

A potência do aerogerador equivale à:

$$P = \frac{1}{2} (1,204) * (0,4) * (12.070,16) * (15)^3 = 9.809.419 \text{ W}$$

$$P \cong 9,81 \text{ MW}$$

Dessa forma, a potência de um aerogerador varia com o diâmetro de seu rotor e com o cubo da velocidade do vento. Entretanto, a potência real de uma turbina eólica desvia-se consideravelmente da análise simples realizada no Exemplo 4.1, estando isso representado em forma gráfica na Figura 4.13. Essa figura ilustra a curva típica de potência de uma turbina em função da velocidade do fluxo de vento.

Como pode ser observado na Figura 4.13, a potência da turbina aumenta com o aumento da velocidade do vento, como previsto pela Equação 4.12, começando a ser significativa a partir de V_p , conhecida como velocidade de partida da turbina, que representa a velocidade mínima para que se dê início à conversão de energia. Quando a potência produzida atinge o valor da Potência Nominal, ela para de aumentar com a velocidade e torna-se constante. A velocidade do vento que dá início a essa estabilização é conhecida como velocidade nominal (V_n), sendo determinada pela capacidade do gerador elétrico. A partir de V_n , o controle de velocidade da turbina

mantém a potência o mais constante possível (CUSTÓDIO, 2013). Entretanto, quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade de corte (V_c), começa a haver riscos de dano às pás ou ao mecanismo do gerador, resultantes da velocidade excessivamente alta, fazendo necessário o desligamento da turbina.

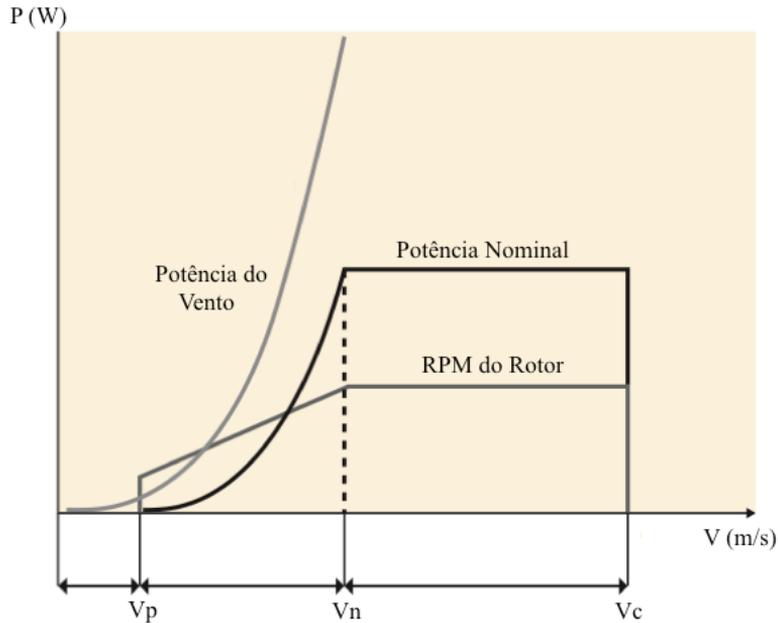


Figura 4.13 Curva de potência de uma turbina eólica.

Fonte: Adaptado de IPCC (2012).

4.4.5 Espaçamento entre turbinas

O espaçamento entre turbinas é de grande relevância, principalmente para instalações eólicas que possuem um elevado número delas. Essas instalações são também conhecidas como fazendas eólicas ou *wind farms*. Quando as turbinas estão muito afastadas, a instalação ocupará uma área bem maior do que a necessária, o que pode apresentar um problema ao projeto, principalmente considerando a disponibilidade e o preço das terras. Entretanto, se as turbinas estiverem muito próximas, seu desempenho individual será prejudicado, pois uma turbina passará a intervir de forma significativa na velocidade do ar que chega à outra (DUNLAP, 2015), além de ocasionar a redução na vida útil da fazenda eólica, devido a maior turbulência na esteira de turbinas.

O espaçamento ótimo das turbinas é função do diâmetro do rotor. Segundo Dunlap (2015), a distância entre duas turbinas adjacentes paralelas à direção do vento predominante deve ser de 2 a 4 vezes o diâmetro do rotor da turbina. Já a distância entre duas fileiras adjacentes perpendiculares à direção do vento predominante deve ser de 8 a 12 vezes o diâmetro do rotor da turbina. Esse esquema de espaçamento está representado na Figura 4.14.

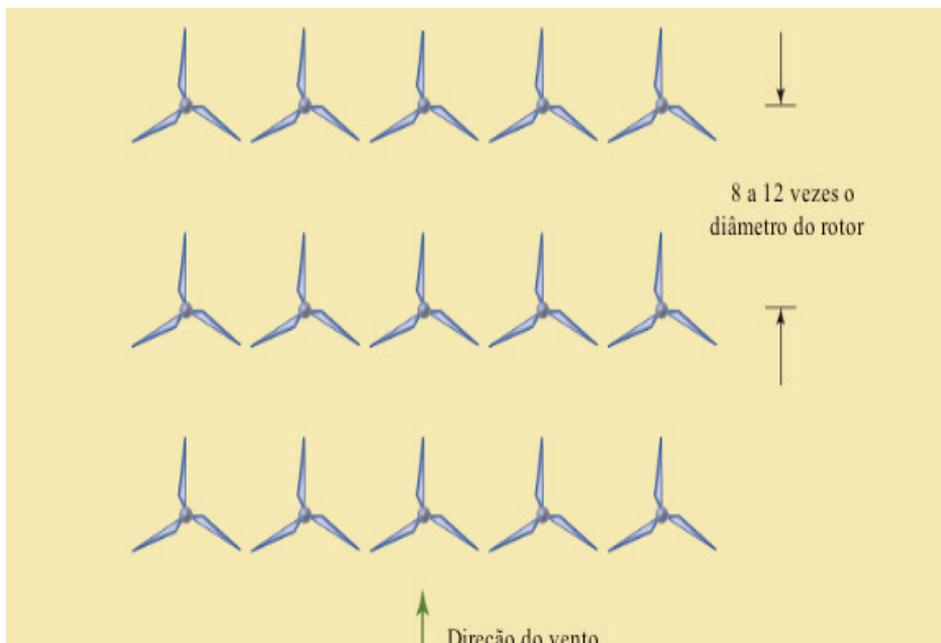


Figura 4.14 Espaçamento ótimo entre turbinas em uma fazenda eólica.

Fonte: Adaptado de Dunlap (2015).

4.4.6 Componentes de um aerogerador

Um aerogerador é geralmente constituído por um rotor, em que estão acopladas as pás, uma torre de suporte, e uma nacelle, que contém o gerador e outros dispositivos, como pode ser observado na Figura 4.15.

Além desses componentes, os aerogeradores também possuem um sensor de direção, que tem como principal função girar as hélices no sentido em que o vento seja interceptado pela frente, obtendo, assim, rendimento máximo. De modo que o sensor de direção funcione corretamente, dois outros dispositivos são necessários: um anemômetro e um medidor de direção, responsáveis respectivamente por medir a velocidade e a direção do vento.

Dentro da narcele, encontram-se dois eixos: o principal e do gerador. Enquanto o primeiro está conectado ao rotor, o segundo está acoplado ao gerador, responsável pela conversão da energia mecânica à energia elétrica. Entre esses eixos existe um conjunto de engrenagens denominado multiplicador.

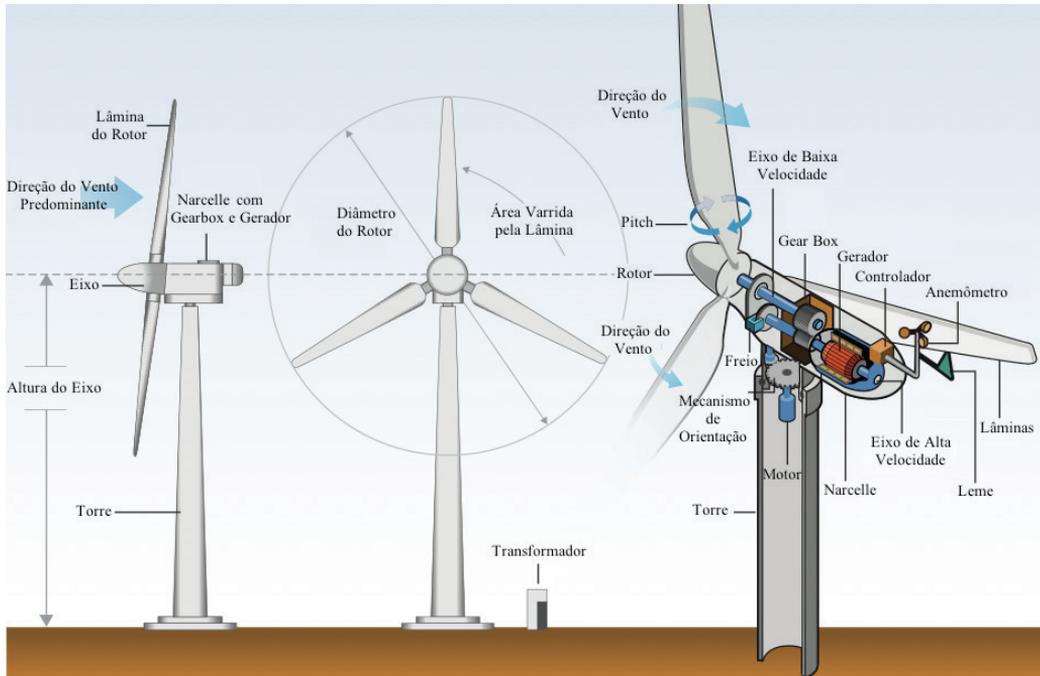


Figura 4.15 Principais componentes de um aerogerador.

Fonte: Adaptado de IPCC (2012).

O aerogerador apresenta também um sistema de frenagem junto ao eixo principal, que tem como função controlar a velocidade de movimento das pás. Esse sistema evita que a rotação ultrapasse a velocidade de corte (V_c), acima da qual começa a haver riscos de dano às pás ou ao mecanismo do gerador. Segundo Arribas (2013), nos aerogeradores que possuem um sistema de frenagem único, ele normalmente funciona por meio de um curto-circuito do gerador elétrico. Entretanto, quando dois sistemas de frenagem são utilizados, em geral, o primeiro deles é o freio mecânico, ou por meio de posicionamento das pás na posição de “bandeira”. Já o segundo sistema utiliza o freio mecânico, ou o curto-circuito do gerador elétrico, de acordo com a solução utilizada no primeiro sistema de frenagem (ARRIBAS, 2013).

Por fim, o aerogerador contém ainda um computador no interior de cada narcele, conhecido como controlador eletrônico, que é responsável pelo

funcionamento do gerador, pelo sistema aerodinâmico, entre outros dispositivos. A seguir, alguns dos principais componentes encontram-se descritos com mais detalhes.

- *Rotor*

O rotor de um aerogerador corresponde simplificada e às pás, ou lâminas, e à estrutura cúbica em que estão fixadas. O tipo comercial de grande porte mais comum no mercado apresenta três pás por aerogerador, devido a seu melhor comportamento dinâmico e maior rendimento. As turbinas de aerogeradores de eixo horizontal podem operar na configuração de barlavento (rotor está à frente da torre) ou sota-vento (o rotor está atrás da torre), sendo que a maioria dos aerogeradores comerciais apresentam eixo horizontal a barlavento (ARRIBAS, 2013).

Segundo ABDI (2014), as pás, elementos que interagem diretamente com o vento, são perfis aerodinâmicos de 30 a 70 metros de comprimento (fazendas de instalação Onshore) fabricados em material compósito. Esse material é composto por uma resina epóxi ou poliéster reforçada com fibra de vidro e/ou carbono. Em geral, as pás também recebem um acabamento superficial à base de gel-coat e/ou revestimentos poliuretânicos de modo a proteger o compósito das intempéries. A superfície das pás que está em contato diretamente com o vento, chuva e particulados em altas velocidades, corresponde à região mais passível de desgaste por erosão (ABDI, 2014).

Em um rotor, as pás estão conectadas a uma estrutura metálica à frente do aerogerador. Conhecida como cubo, essa estrutura é composta por uma peça única de ferro fundido, de alta precisão de fundição e usinagem, construída com liga de alta resistência. Dentro do cubo, encontram-se os rolamentos para fixação das pás e os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque destas, denominado “sistema de passo” ou “pitch” (ABDI, 2014). O sistema pás e cubo é responsável por cerca de 10 a 14% do peso e por 20 a 30% do custo de um aerogerador (ANCONA; McVEIGH, 2001).

- *Nacele*

Como pode ser observado na Figura 4.16, a nacele corresponde à estrutura montada sobre a torre que, com tamanho e formato que podem variar de acordo com os componentes e subcomponentes que contém e como eles estão dispostos em seu interior (CUSTÓDIO, 2013). As maiores variações que podem ser observadas em uma nacele são entre turbinas eólicas que utilizam caixa de engrenagem e aquelas que não utilizam, apresentando com acoplamento direto (ABDI, 2014).

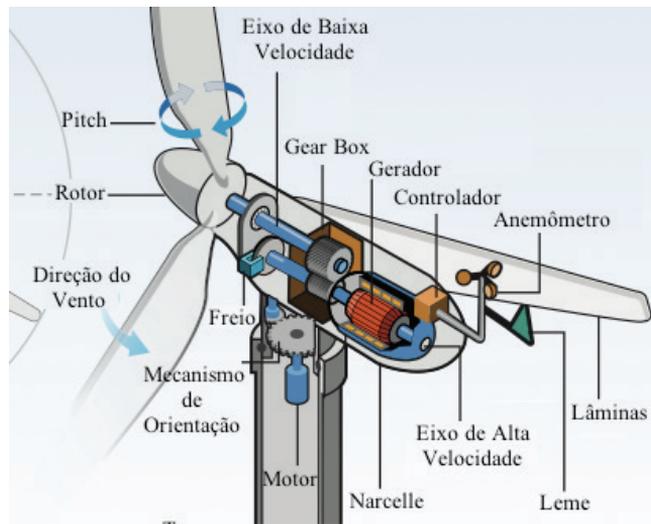


Figura 4.16 Principais componentes de uma nacelle.

Fonte: Adaptado de IPCC (2012).

Dentro da nacelle, encontra-se o eixo principal ou eixo de alta velocidade, como pode ser observado na Figura h. Esse eixo, construído em aço ou liga metálica de alta resistência, aciona o gerador, transferindo a energia mecânica da turbina para conversão em energia elétrica. De acordo com ABDI (2014), de modo a controlar a onda de saída, várias tecnologias de gerador requerem o uso de conversores de frequência, compostos por um retificador e um inversor. O transformador é responsável por elevar a tensão de geração ao valor da rede elétrica à qual o aerogerador está conectado, podendo ser instalado no interior da nacelle, no interior da torre ou estar acoplado externamente à torre ou no chão (ABDI, 2014).

A nacelle também contém o Sistema de Yaw e a caixa multiplicadora. Segundo Custódio (2013), o Sistema de Yaw, que tem como função alinhar a turbina com o vento, é composto por um motor elétrico, que gira a nacelle sobre a torre com auxílio de um rolamento (rolamento do Yaw), e por engrenagens para o ajuste da velocidade de giro (CUSTÓDIO, 2013). Já a caixa multiplicadora encontra-se entre o rotor e o gerador, sendo responsável por adaptar a baixa velocidade do rotor à elevada rotação da maioria dos geradores (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA - CRESEB, 2008). Essa caixa, quando presente, contribui com grande fração do custo da nacelle (cerca de 13%), sendo um item que requer manutenção intensiva e que representa uma possível fonte falhas (ABDI, 2014). Quando o aerogerador não apresenta caixa multiplicadora, o gerador geralmente utilizado é o de polos salientes com o estator em forma de anel (CUSTÓDIO, 2013).

- *Torre de Suporte*

De acordo com ABDI (2014), as torres de suporte são as estruturas responsáveis por sustentar e posicionar o conjunto rotor–nacele a uma altura de funcionamento conveniente. Essas torres podem ser cônicas ou treliçadas, sendo construídas a partir de diferentes materiais. Enquanto as torres cônicas podem ser encontradas em aço laminado ou concreto protendido, as torres treliçadas utilizam aço galvanizado. Também é possível encontrar no mercado “torres híbridas”, constituídas por concreto na parte de baixo e por aço na parte de cima, ambas acopladas através de um anel de transição. As torres de suporte representam de 20 a 25% do custo do aerogerador, sendo que cerca de 90% desses custos são atribuídos aos componentes estruturais, e o restante correspondente a uma série de componentes internos como: escadas, elevadores, plataformas, suportes, e guard-rails (ABDI, 2014).

A escolha do tipo de torre e do material utilizado depende de fatores como custo, altura do aerogerador, facilidade de transporte, montagem, manutenção e questões ambientais. As torres de aço cônicas são normalmente mais utilizadas em alturas menores, na faixa de 80 a 100 metros (ABDI, 2014). Além disso, o uso dessas torres elimina os poleiros que atraem pássaros, diminuindo o risco de colisão de aves com o aerogerador (HINRICHS; KLEINBACH; DOS REIS, 2010). Já as torres de concreto, híbridas ou as treliçadas, são mais empregadas em alturas maiores (acima de 100 metros). As torres treliçadas são empregadas geralmente em situações que requerem logística simplificada, como ocorre em instalações em locais de difícil acesso. No Brasil, os parques eólicos instalados geralmente apresentam torres cônicas de aço ou híbridas (ABDI, 2014).

4.4.7 Desempenho de um aerogerador

O desempenho de uma turbina eólica está fortemente relacionado a seu tamanho e formato, além das feições do ambiente em que ela foi instalada e das características do vento.

Uma análise rápida da Figura 4.17 pode sugerir que uma fazenda eólica composta por vários aerogeradores produziria a mesma quantia de energia que um único aerogerador de maior tamanho, contanto que a área total varrida pelos rotores seja igual. Entretanto, segundo Dunlap (2015), a turbina única é considerada mais vantajosa por duas razões básicas. A primeira é que turbinas maiores são consequentemente mais altas. Considerando que a potencia do vento aumenta, até certo ponto, com o aumento da altura, turbinas mais altas são capazes de aproveitar

potências mais elevadas de vento. A segunda razão está relacionada ao custo de operação e manutenção de ambos os sistemas. No sistema de turbina única, os custos relacionados aos sistemas de controle e à conexão da rede são minimizados, assim como os de sua manutenção (DUNLAP, 2015).

Contudo, o aumento no tamanho dos aerogeradores de eixo horizontal enfrenta limitações não somente técnicas e construtivas, como também logísticas. De acordo com IPCC (2012), quanto maior a capacidade de uma turbina, maior é a sua altura e o peso da sua narcele, o que requer que a torre seja mais alta e mais resistente ao peso que ela terá de sustentar. Por conseguinte, mais materiais devem ser empregados na construção, além do aumento no custo e na dificuldade de se transportar grandes torres, pás e narcele até o local da fazenda eólica. Uma solução para esses problemas está relacionada à melhoria do design das turbinas através da produção de aerogeradores maiores que utilizem menos materiais e tenham componentes mais leves, porém mais resistentes, o que reduziria o custo da turbina e facilitaria seu transporte e instalação (IPCC, 2012).

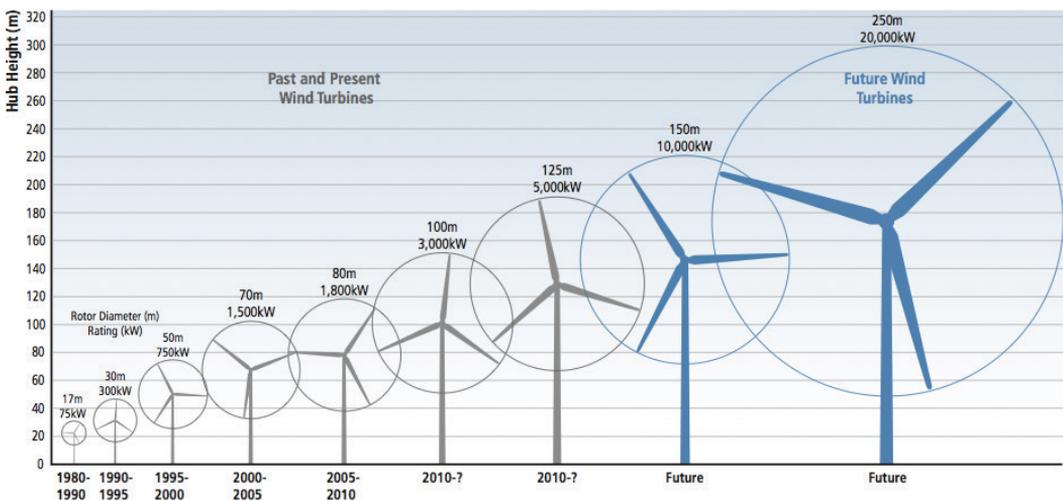


Figura 4.17 Tamanho e capacidade de um aerogerador com relação ao tempo.

Fonte: IPCC (2012).

Além do tamanho, o formato de uma turbina eólica tem grande influência em sua performance devido à variação no seu coeficiente de potência. Como pode ser observado na Figura 4.11, diferentes tipos de aerogerador apresentam diferentes coeficientes de potência, o que afeta diretamente, como já foi visto anteriormente na Equação 4.12, a potência elétrica gerada pela turbina. Enquanto rotores horizontais de uma ou duas pás apresentam melhor desempenho em ventos com elevadas velocidades

(superior a 8 m/s), o rotor Darrieus (eixo vertical) apresenta melhor performance em velocidade de vento entre 4 a 6 m/s. Já o design mais comum, o de três pás, é aquele que pode atingir maior coeficiente de potência, apresentando boa performance em ventos com velocidade de cerca de 5 a 12 m/s.

4.5 Análise Crítica

O aproveitamento da energia eólica tem um potencial significativo para reduzir as emissões de gases estufa, juntamente com as emissões de outros poluentes do ar, ao substituir a geração de eletricidade baseada em combustíveis fósseis (IPCC, 2012). Segundo a ANEEL (2002), enquanto as pequenas centrais são capazes de suprir pequenas localidades distantes da rede, contribuindo para o processo de universalização do atendimento, as centrais de grande porte têm potencial para atender uma significativa parcela do Sistema Interligado Nacional (SIN). Logo, no âmbito brasileiro, essa participação gera importantes benefícios ambientais e sociais, como a redução da emissão de poluentes atmosféricos, pelas usinas térmicas; redução da necessidade de construção de grandes reservatórios; e diminuição do risco de falta de energia gerado pela sazonalidade hidrológica, devido a complementaridade dos dois sistemas (ANEEL, 2002).

Devido à disponibilidade comercial e ao custo da tecnologia, esse tipo de aproveitamento pode ser imediatamente implantado em grande escala (IPCC, 2012). Contudo, semelhante a outros tipos de energia, a produção de energia eólica também é responsável por causar impactos sociais e ambientais negativos. Dessa forma, muitos governos locais e nacionais estabeleceram requisitos de planejamento, permissão e implantação para reduzir esses impactos. A preocupação com esses potenciais impactos é imprescindível, de modo a assegurar uma visão equilibrada das vantagens e desvantagens da energia eólica, especialmente se ela se expandir em grande escala (IPCC, 2012).

As usinas eólicas podem causar diferentes impactos ecológicos, dependendo de sua localização. Os principais impactos ecológicos potenciais relacionados a usinas eólicas onshore incluem as mortes de pássaros e morcegos, devido a colisões, e as modificações mais indiretas do habitat e do ecossistema. Esses impactos também são observados nas usinas eólicas offshore, além de implicações para os recursos bentônicos, pescas e vida marinha em geral. Além disso, os possíveis impactos da energia eólica sobre o clima local têm recebido atenção (IPCC, 2012).

As mortes de aves e morcegos devido a colisões com turbinas eólicas estão entre as preocupações ambientais mais divulgadas associadas às usinas eólicas.

Segundo IPCC (2012), embora muito permaneça desconhecido sobre a natureza e as implicações a nível de população destes impactos, as taxas de fatalidade aviária são específicas para diferentes tipos de usinas e diferentes tipos de espécie, podendo variar com a região, as características do local, a estação, o clima, o tamanho, altura e design da turbina, entre outros fatores (IPCC, 2012). Entretanto, quando a magnitude e as consequências populacionais dessas colisões são vistas no contexto de outras mortes causadas por atividades humanas, a produção de energia eólica não apresenta posição de destaque. O número de mortes de aves nas centrais eólicas existentes apresenta ordens de grandeza inferiores a outras causas antropogênicas, como, por exemplo: choques com veículos, edifícios e janelas, linhas de transmissão, e torres de comunicações; predação por gatos domésticos; e poluição do ambiente (ERICKSON et. al., 2005).

O possível impacto das usinas eólicas no clima local também tem sido o foco de algumas pesquisas. As usinas de energia eólica extraem o impulso do fluxo de ar e, dessa forma, reduzem a velocidade do vento por trás das turbinas, além de aumentar a mistura vertical ao introduzir turbulência em diversas escalas de comprimento (BAIDYA; TRAITÉUR, 2010). Embora intuitivamente a passagem do ar pela turbina possa aumentar a mistura vertical da camada de próxima a superfície e, portanto, aumentar a atmosfera de troca de superfície de calor, vapor de água e outros parâmetros, a magnitude do efeito permanece incerto (IPCC, 2012). Outros estudos indicam que esses efeitos locais também podem afetar as chuvas, a radiação, as nuvens, a direção do vento e outras variáveis climáticas. Embora o impacto médio global dessas mudanças locais seja pouco pronunciado, as mudanças locais podem ter implicações para os ecossistemas e as atividades humanas (IPCC, 2012). Entretanto, devido a quantidade atual insuficiente de literatura sobre esses fenômenos, o impacto da energia eólica nos climas locais permanece incerto.

Com relação aos impactos sociais causados pela produção de energia eólica, destacam-se os sonoros e os visuais. Os impactos sonoros são resultantes do ruído dos rotores e variam de acordo com os equipamentos. De acordo com ANEEL (2002), as turbinas de múltiplas pás possuem menor eficiência e geram mais ruído que os aerogeradores de hélices de alta velocidade. Logo, de modo a evitar transtornos à população vizinha, o nível de poluição sonora emitido pelas turbinas deve atender à legislação vigente. Já os impactos visuais são consequência do agrupamento de torres e aerogeradores, em especial no caso de fazendas eólicas com significativo número de turbinas. Portanto, os impactos variam de acordo com o local das instalações, o arranjo das torres e as especificações das turbinas.

Considerado o acentuado desenvolvimento atual da produção de energia eólica e o crescente número de novas usinas eólicas no Brasil, é possível que as preocupações

existentes possam se agravar e que novas preocupações possam surgir. Entretanto, independentemente do tipo e grau de impactos sociais e ambientais, abordá-los diretamente é parte essencial de qualquer planejamento bem-sucedido de usinas eólicas (IPCC, 2012). Para isso, é imperativo que a comunidade local esteja envolvida no planejamento e implantação destas, permitindo, por exemplo, que a ela opine sobre locais alternativos para o empreendimento e suas turbinas. Além disso, melhorar a educação e familiarizar a população vizinha com relação ao funcionamento da usina é essencial para evitar atritos embasados no desconhecimento. Isso pode ser promovido através da realização de visitas a usinas eólicas existentes. Pesquisas comprovam que a reação do público a um empreendimento eólico melhorou significativamente quando o processo de desenvolvimento foi realizado e percebido como transparente (WOLSINK, 2000). Além disso, o pertencimento das usinas eólicas à comunidade local, entre outros mecanismos de compartilhamento de benefícios, podem melhorar as atitudes públicas com relação ao desenvolvimento desse tipo de energia (IPCC, 2012).

Referências

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. **Mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil**. 2014. Disponível em: <<http://investimentos.mdic.gov.br/public/arquivo/arq1410360044.pdf>>. Acesso em: 1 fev. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2.ed. Brasília, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br>>. Acesso em: 5 set. 2016.

ALONSO, M.C.; GARCIA, F.S.; SILVA, J.P. **Programa de capacitação em energias renováveis**. Energia solar fotovoltaica. Brasília: ONUDI, 2013.

AMARANTE, O.A.C.; BROWER, M.; ZACK, J. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: MME / ELETROBRÁS / CEPEL, 2001.

ANCONA, D.; McVEIGH, J. **Wind turbine**: materials and manufacturing fact sheet. Rockville: Office of Industrial Technologies, US Department of Energy.Princeton Energy Resources International, LLC, 2001.

ANTHROPOCENE MAGAZINE. Disponível em: <<http://www.anthropocenemagazine.org/>>. Acesso em 4 jan. 2017.

ARRIBAS, L. **Programa de capacitação em energias renováveis**: energia mini-eólica. Brasília: ONUDI, 2013.

BAIDYA ROY, S.; TRAITÉUR, J.J. Impacts of wind farms on surface air temperatures. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v.107,n.42, p.17899-17904, Oct. 2010.

BARRY, R.G.; CHORLEY, R.J. **Atmosfera, tempo e clima**. Tradução Ronaldo Cataldo Costa. 9.ed. Porto Alegre: Bookman, 2013.

CASTELLANI, F.; D'ELIA, G.; ASTOLFI, D.; MUCCHI, E.; GIORGIO, D.; TERZI, L. **Analyzing wind turbine flow interaction through vibration data**. In Journal of Physics: Conference Series (Vol. 753, No. 11, p. 112008). IOP Publishing, 2015.

CASTRO, R.M.G. **Energias renováveis e produção descentralizada – introdução à energia eólica**. Lisboa: Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, 2005.

Disponível em:<http://www.esa.ipb.pt/~jpmc/ArquivoEA/Eolica_ed2p1.pdf>. Acesso em: 1 fev. 2017.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. **Tutorial energia eólica**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=tutorial_eolica>. Acesso em: 2 fev. 2017.

CHRISTOPHERSON, R.W. **Geossistemas**: uma introdução à geografia física. Tradução Francisco Eliseu Aquino et al. 7.ed. Porto Alegre: Bookman, 2012.

CUSTÓDIO, R.S. **Energia eólica para a produção de energia elétrica**. 2.ed. Porto Alegre: Synergia, 2013.

DA SILVA, A.B. **Projeto aerodinâmico de turbinas eólicas**. 2013. 76p. Monografia (TCC) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em:<<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005359.pdf>>. Acesso em: 2 fev. 2017.

DANTAS, G.A.; LEITE, A.L.S. **Os Custos da energia eólica brasileira**. Rio de Janeiro: Grupo de estudos do setor elétrico/UFRJ, Agência Canal Energia, 2009.

DINÂMICA planetária de tempo e clima. Disponível em:<<http://www.iag.usp.br/siae98/meteorologia/dinamica.htm>>. Acesso em: 28 ago. 2016.

DUNLAP, R.A. **Sustainable energy**. Halifax: Dalhousie University, 2015.

DUTRA, R. Energia eólica: princípios e tecnologias. Rio de Janeiro: CRESESB; CEPEL; Eletrobrás, 2008. Disponível em:<http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>. Acesso em: 1 fev. 2017.

ERICKSON, W.P.; JOHNSON, G.D.; YOUNG, .D.P. **A Summary and comparison of bird mortality from anthropogenic causes with an emphasis on collisions**. Washington: United States Forest Service, 2005. (General Technical Report).

FERREIRA, C.C. **INPE**: adversidades climáticas geradoras de eventos de inundação. Disponível em:<<http://www.inpe.br/crs/crectalc/pdf/camila.pdf>>. Acesso em: 5 set. 2016.

FORÇA de coriolis. Disponível em:<<http://coral.ufsm.br/gef/MCU/mcu08.pdf>>. Acesso em: 28 ago. 2016.

A FORÇA de coriolis no planeta Terra. Disponível em:<<http://www.seara.ufc.br/tintim/fisica/coriolis/coriolis3.htm>>. Acesso em: 28 ago. 2016.

GEOSTROPHIC wind. Illinois: University of Illinois, 2010. Disponível em:<[http://ww2010.atmos.uiuc.edu/\(Gh\)/guides/mtr/fw/geos.rxml](http://ww2010.atmos.uiuc.edu/(Gh)/guides/mtr/fw/geos.rxml)>. Acesso em: 5 Sept. 2016.

GRIMM, A.M. **Meteorologia básica**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 1999. Notas de aula. Disponível em:<<http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/index.html>>. Acesso em: 5 set. 2016.

HINRICHS, R.A.; KLEINBACH, M.; REIS, L.B. **Energia e meio ambiente**. São Paulo: Cengage Learning, 2010.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Renewable energy sources and climate change mitigation**: special report of the intergovernmental panel on climate change. Nova York: Cambridge University Press, 2012.

JERVELL, J. T.. **Estudo da Influência das características do vento no desempenho de aerogeradores**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto, Porto, Portugal, 2008.

LIMA, N.C. et al. A Formação de preço da energia eólica no estado do Rio Grande do Norte como processo de gestão da inovação. In: CONGRESSO NACIONAL DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 9., 2013, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Escola de Engenharia da universidade Federal Fluminense, 2013.

MANAHAN, S.E. **Química ambiental**. Tradução Félix Nonnenmacher. 9.ed. Porto Alegre: Bookman, 2013.

MARQUES, J. **Turbinas eólicas**: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação. 2004. 158p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004. Disponível em:<http://cascavel.cpd.ufsm.br/tede/tde_arquivos/7/TDE-2008-01-04T185458Z-1224/Publico/JEFERSON%20MARQUES.pdf>. Acesso em: 22 dez. 2016.

MOHANAKUMAR, K. **Stratosphere troposphere interactions**: an introduction. Berlin: Springer, 2008.

MATTE, E. K. **Dimensionamento e simulação de um perfil de aerodinâmico para um aerogerador de eixo vertical**. Faculdade Horizontina, Horizontina, 2014.

NUNES JUNIOR, E.R. **Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte**. 2008. 190p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://www.ppgem.eng.uerj.br/trabalhosconclusao/EdenRodrigues-Final.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2016.

PINTO, M. S. P. **Especificações de projeto para medição de velocidade de vento utilizando anemômetro ultra-sônico com o método de diferença de fase**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Maranhão, 2006.

PEREIRA FILHO, A.J.P. **ACA 115 Introdução às ciências atmosféricas: os movimentos da atmosfera - aula 2**. São Paulo: IAG/USP, 2013. Notas de aula. Disponível em: <<http://www.dca.iag.usp.br/www/material/apereira/aca115/aulas/AULA2.pdf>>. Acesso em: 5 set. 2016.

PORTAL-ENERGIA. Energias Renováveis. Disponível em: < <http://www.portal-energia.com/>>. Acesso em: 20 nov. 2016.

POTIER, G.C. et al. **Física dos raios & engenharia de proteção**. 2.ed. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2010.

ROGNER, H. H.; BARTHEL, F.; CABRERA, M.; FAAIJ, A.; GIROUX, M.; HALL, D., KAGRAMANIAN, V.; KONONOV, S., LEFEVRE, T., NÖTSTALLER, R., ODELL, P.; TAYLOR, M. **Energy resources**. In: Goldemberg. J. (Ed), World Energy Assessment, United Nations Development programme, New York, 2000.

SALLES, A.C.N. **Metodologias de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica**. 2004. 83p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SILVA, F.M.; CHAVES, M.S.; LIMA, Z.M.C. **Massas de ar e circulação da atmosfera**. Natal: EDUFRRN, 2009.

SOUZA, A. **Meteorologia e climatologia agrícola**. Barra da Estiva: Instituto Formação – cursos técnicos profissionalizantes, 2013.

STEINKE, E. T. **Climatologia facil**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

UNIVERSITY OF CALIFORNIA. **Geostrophic winds**. Santa Barbara: Santa Barbara Geography, 2008. Disponível em:<http://www.geog.ucsb.edu/~joel/g110_w08/lecture_notes/geostrophic_winds/geostrophic_winds.html>. Acesso em: 5 Sept. 2016.

VALE e Pacific Hydro formam joint venture em energia eólica. São Paulo: Pacific Hydro Energia do Brasil Ltda, 2012. Disponível em:<<http://pacifichydro.com.br/2012/06/22/vale-e-pacific-hydro-formam-joint-venture-em-energia-eolica/>>. Acesso em: 17 nov. 2016.

VECWEB Instrumentos de Medição e Controle. Disponível em:<<http://www.vecweb.com.br/index.html>>. Acesso em: 17 nov. 2016.

WOLSINK, M. Wind power and the NIMBY-myth: institutional capacity and the limited significance of public support. **Renewable Energy**, v.21, p.49-64, 2000.

YNOUE, R.Y. **Circulação geral**. São Paulo: USP, 2016. e-Aulas: portal de videoaulas - disciplina PLC0009-1 – meteorologia. Disponível em:<<http://eaulas.usp.br/portal/video.action?idItem=287>>. Acesso em: 5 set. 2016.



Capítulo 5 – Biomassa e Biocombustíveis

5.1 Generalidades / Introdução

5.1.1 A energia da biomassa no Brasil e no Mundo

A obtenção de energia através de biomassa pode ser explicada de forma simplificada como a conversão de uma matéria-prima orgânica, como a cana-de-açúcar ou madeira, em um produto intermediário que, por sua vez, pode ser transformado em energia mecânica através de uma máquina específica. A energia mecânica produzida é responsável por acionar um gerador que, por fim, tem como produto final a energia elétrica desejada (ANEEL, 2008). Essa matéria orgânica utilizada pode ser já existente na natureza, de origem animal ou de origem antrópica (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007). Neste último caso, destacam-se os rejeitos urbanos e industriais, podendo estes ser sólidos, líquidos ou gasosos (ANEEL, 2008). O WEC (sigla em inglês para World Energy Council, ou Conselho Mundial de Energia, que se consiste em uma rede internacional de líderes e profissionais da área de energia) define que a “bioenergia”, ou seja, a energia proveniente da biomassa, pode ser gerada por quaisquer material de origem biológica que não faz parte de formações geológicas, ou seja, que não se encontram fossilizados. É também importante lembrar que toda biomassa tem sua origem na energia solar, sendo esta então fundamental para o início de todo o processo energético (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007).

Mundialmente, a biomassa é considerada uma das fontes de energia com maior potencial de crescimento de utilização no futuro (ANEEL, 2008), já que é possível o aproveitamento de vários tipos diferentes de matéria orgânica para fins energéticos

(fato que será tratado em detalhes adiante no tópico 5.1b), o que permite consequentemente a utilização até mesmo de alguns rejeitos como matéria-prima.

Atualmente, seu maior uso em âmbito internacional se dá na forma de calefação residencial em áreas rurais de países em desenvolvimento, principalmente tendo a madeira (lenha) como fonte (WEC, 2005). Ainda segundo o WEC, em um estudo desenvolvido em 2005, é apontado que com relação ao consumo de biomassa, a Ásia se mostrava como líder mundial, com 8.393 pentajoules de energia extraídos da madeira. Esta posição era seguida pela continente africano, com 6.354 PJ consumidos. A Tabela 5.1 mostra esses resultados. Já com relação à geração de energia elétrica, os Estados Unidos se mostrou como líder mundial no estudo, produzindo 30,7% do total mundial de energia extraída da biomassa, o equivalente a 56,7 terawatts-hora. A Alemanha e o Brasil ocupavam empatados a segunda posição, ambos com 7,3% de participação no mercado (equivalente a 13,4 TWh).

Tabela 5.1 Ranking do consumo mundial de biomassa (madeira) em 2005.

País	Lenha	Carvão vegetal	Licor negro	Total
África	5.633	688	33	6.354
América do Norte	852	40	1.284	2.176
Países da América Latina e Caribe	2.378	485	288	3.150
Ásia	7.795	135	463	8.393
Europa	1.173	14	644	1.831
Oceania	90	1	22	113
Total	17.921	1.361	2.734	22.017

Fonte: WEC (2005).

Historicamente, porém, a biomassa aparece de forma pouco expressiva na matriz energética mundial, o que se deve principalmente à difícil contabilização de sua produção (ou extração) e consumo (ANEEL, 2008). Pequenas propriedades rurais que utilizam lenha como fonte de calor, por exemplo, muitas vezes não são contabilizadas devido ao seu isolamento e dispersão de grandes centros (ANEEL, 2008).

O uso da biomassa como fonte de geração de energia no Brasil apresenta um grande potencial de crescimento, como apontam os dados do Ministério de Minas e Energia (MME) em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (publicado em 2014). Até 2023, segundo estes dados, o potencial técnico de produção de energia

elétrica a partir da biomassa apenas da cana-de-açúcar permitiria ofertar cerca de 7,7 GW para o SIN (Sistema Interligado Nacional), principalmente considerando o potencial de produção sucroalcooleira dos estados de SP, MG, GO, PR e MS. Já em 2011, esse potencial já foi apontado no Portal Brasil (endereço eletrônico do governo brasileiro), juntamente com a informação de que esta fonte energética é considerada uma alternativa viável para a substituição do uso de combustíveis fósseis como carvão e petróleo. ANEEL (2008) cita que, em 2007, apesar de não apresentar valor expressivo (cerca de 3,7%), a biomassa como fonte de energia elétrica de origem interna só foi superada em oferta total pela hidreletricidade, principal fonte nacional.

Segundo Barata (2015), em 2015, as fontes térmicas representavam cerca de 30% da capacidade instalada de geração de energia no Brasil, sendo a biomassa responsável por 31% desta parcela. Estes valores são mostrados nos gráficos da Figura 5.1. A mesma fonte também mostra a biomassa como uma das alternativas para expansão do setor energético brasileiro e afirma que, no ano de publicação dos dados, o potencial da biomassa era equivalente à capacidade prevista para a Usina Hidrelétrica de Belo Monte.

Goldemberg e Lucon (2007) apontam que a aplicação das tecnologias de energia de biomassa e o desenvolvimento das indústrias em grande escala, como a de etanol gerado da cana-de-açúcar e a de carvão vegetal resultante de plantações de eucalipto, constituem uma característica particular brasileira, já que o país reúne fatores favoráveis a essa aplicação e desenvolvimento, como disponibilidade de recursos e contratação de mão-de-obra convidativos economicamente, avanços rápidos industrialização e urbanização e uma experiência histórica positiva no uso desse tipo de energia para aplicações industriais. Essa característica aliada à reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional em 2004 fez com que a participação da biomassa neste segmento aumentasse a partir dessa época (BRASIL, 2014).

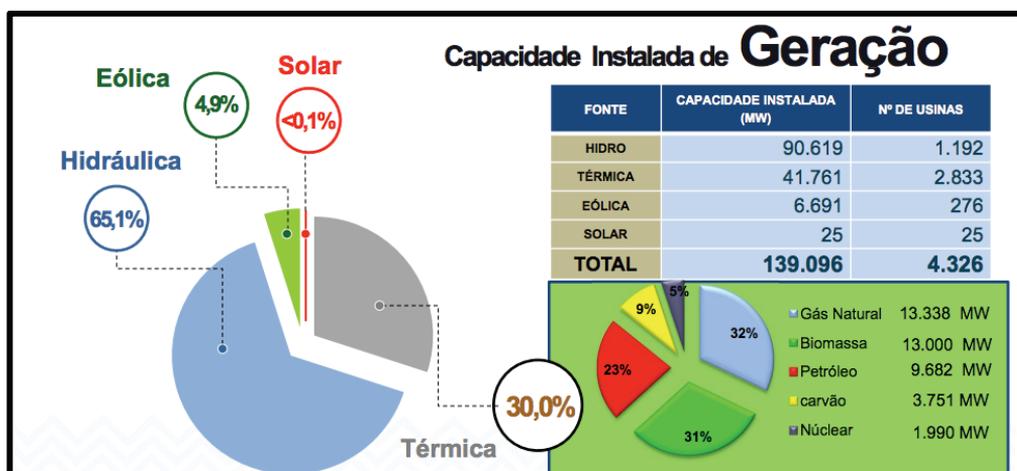


Figura 5.1 Capacidade instalada de geração de energia no Brasil em 2015.

Fonte: Barata (2015).

Além da potencial considerável apresentado pelo Brasil para o uso da biomassa como fonte energética, o país também se destaca na produção de etanol. No Atlas da ANEEL publicado em 2008, é afirmado que o país se posicionava como segundo maior produtor mundial de etanol, sendo que o produto nacional, por ser produzido a partir da cana-de-açúcar, apresentava potencial energético similar e custos muito menores do que o etanol produzido em regiões desenvolvidas como os Estados Unidos e a União Europeia como um todo.

No contexto de grande produtor de cana-de-açúcar, a utilização do bagaço, principal biomassa residual gerada no processamento industrial desta cultura, se mostra cada vez mais como uma alternativa competitiva no mercado de eletricidade, aumentando com isso a receita do setor sucroalcooleiro. Com isso, o Governo Federal tem adotado uma série de incentivos com o objetivo de expandir a participação da bioeletricidade na economia nacional, realizando, por exemplo, leilões de energia focados nas fontes renováveis (BRASIL, 2014). Um dos programas que estimula a atividade sucroalcooleira no país é o PNPB (Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel), implantado em 2003 (ANEEL, 2008). Além de ser comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), principalmente através destes incentivos, a energia elétrica proveniente do setor sucroalcooleiro também tem participação no Ambiente de Contratação Livre (ACL), segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.

A Tabela 5.2 mostra uma projeção para a oferta de biomassa nos próximos anos, considerando o bagaço, a palha e a ponta da cana a partir da estimativa da quantidade de cana-de-açúcar que deverá ser processada para atender a demanda de

etanol e açúcar. Os valores são dados em milhões de toneladas (Mt) e as variações, em percentual.

Tabela 5.2 Estimativa da produção de cana-de-açúcar e geração de biomassa dessa cultura (bagaço, palhas e pontas) para os próximos anos, em milhões de toneladas.

Ano	Cana de Açúcar (Mt)	Bagaço (Mt)	Palha e Ponta (Mt)
2013	652,1	176,1	101,1
2014	648,4	175,1	100,5
2015	685,8	185,2	106,3
2016	722,1	195,0	111,9
2017	747,3	201,8	115,8
2018	775,7	209,4	120,2
2019	800,3	216,1	124,0
2020	827,8	223,5	128,3
2021	856,9	231,4	132,0
2022	878,0	237,1	136,1
2023	897,3	242,3	139,1
Acréscimo (Mt)			
2013 - 2023	245,17	66,19	38,00
Varição (% ao ano)			
2013 - 2018		3,5	
2018 - 2023		3,0	
2013 - 2023		3,2	

Fonte: Brasil (2014).

Por fim, com relação ao setor sucroalcooleiro, é apontado também por Brasil (2014) que não somente o aumento da oferta de biomassa residual de cana pode ser o responsável por uma possível expansão na participação da biomassa no cenário energético nacional, como também a modernização das usinas sucroalcooleiras, pelo menos na área de produção de energia elétrica.

5.1.2 Fontes de biomassa

Como já anteriormente apontado, é considerada biomassa toda matéria orgânica (ou seja, de origem animal ou vegetal), pré-existente na natureza ou gerada como consequência de uma ação antrópica, que não se encontra em estado fossilizado.

Assim sendo, são inúmeros os materiais que se englobam nestas características e que podem ser utilizados como fonte de energia. O que determina a utilização de determinado material orgânico como matéria-prima para a geração de energia é, entre outros, seu custo-benefício, ou seja, o quanto deve ser investido para que ocorra a exploração do potencial energético do material *versus* suas próprias características energéticas (o quanto de energia é possível obter).

A seguir, são apresentadas as principais fontes de biomassa utilizadas atualmente.

- Cana-de-açúcar: Bagaço, palhas e pontas

Como já foi bastante mencionado no tópico 5.1a, o bagaço da cana-de-açúcar é considerado uma das principais fontes de biomassa para geração de energia no Brasil, devido à grande participação desta cultura na economia agrária do país. Segundo ANEEL (2008), essa fonte de energia não só é importante para a diversificação da matriz elétrica brasileira, como também é de grande interesse para auxiliar a preservação do nível de água nos reservatórios das UHEs dos estados que fazem parte das regiões Sudeste e Centro-Oeste, já que a safra da cana coincide com o período de estiagem nestas áreas. É também na região Sudeste que encontra-se o maior potencial de produção de eletricidade neste setor, assim como é apontado pelo Atlas da ANEEL (2008): no estado de São Paulo, este potencial é estimado em 609,4 milhões de gigajoules por ano.

Apesar do uso da biomassa como fonte de energia ser tradicionalmente associado ao desmatamento e a danos ambientais de forma geral, o aproveitamento dos resíduos de plantações de cana-de-açúcar traz, na verdade, benefícios para aspectos ambientais da fase de colheita. Atribuindo valor econômico ao bagaço e à palha da cana, é cada vez mais atraente aos produtores o abandono do método tradicional de colheita, que envolve a queima da palha, e a adoção da colheita mecânica, que não só visa o aumento da produtividade da cultura, como também dispensa as queimadas e fornece mais insumos para a geração de energia na empresa (ANEEL, 2008). Brasil (2014) afirma que, através de legislação específica (federal e estaduais), essa colheita manual deverá deixar de acontecer em todas as usinas de âmbito nacional, o que fará com que grande quantidade de palhas e pontas, resíduos secundários da cana que também podem ser usados para queima, se tornem disponíveis para uso energético. A mesma fonte ressalta a vantagem econômica que a produção energética confere para as indústrias da cana, já que a cana-de-açúcar em si possui uma sazonalidade de produção, enquanto a comercialização da energia produzida com os resíduos gerados internamente garantiria um aporte financeiro constante.

Em contrapartida com os aspectos positivos do uso desta fonte de biomassa, são também mencionados em ANEEL (2008) aspectos ambientais negativos da cultura da cana em si como a interferência no tipo natural do solo e a formação de monoculturas em uma ampla faixa de terras, o que gera uma competição com outras culturas, como as de produção de alimentos. Técnicas que aumentam a produtividade da biomassa, porém, reduzem esses impactos, já que diminuem o tamanho necessário da área plantada (ANEEL, 2008).

O processo de transformação destes resíduos (bagaço, palha e ponta) em energia elétrica em uma usina é de simples explicação e se consiste em um sistema de cogeração, no qual os rejeitos são queimados em uma fornalha e o vapor produzido por essa queima é responsável por girar uma turbina ligada ao eixo de um gerador. Quando o gerador entra em movimento, em decorrência do processo, é produzida energia elétrica (CARDOSO, 2011).

- Lenha

A lenha não só é hoje a mais comum forma de energia, adquirindo uso principalmente doméstico (como já mencionado no tópico anterior), como também foi a primeira fonte de energia da humanidade, oferecendo aquecimento e iluminação para as cavernas de homens primitivos (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007). Em um passado mais recente, também foi a base energética para atividades de grande importância cultural como a cerâmica, a fabricação de artigos de vidro e a fundição de metais (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007).

A lenha, assim como o bagaço da cana-de-açúcar, também é uma fonte de biomassa com participação bastante significativa no Brasil, o que talvez possa ser atribuído à disponibilidade de madeira no país e a facilidade de sua utilização doméstica. A praticidade e baixo custo da lenha como fonte de energia para residências, especialmente aquelas localizadas em regiões rurais e distantes de grandes centros, foram alguns dos principais motivos para a criação de aparelhos como o fogão a lenha “*BMG Lux*”, que além de realizar o cozimento de alimentos, sua função principal, também é capaz de gerar energia elétrica para a residência na qual está instalado através da transformação do calor produzido na queima. Inventos como o *BMG Lux* são inovadores, mas são de abrangência local ou residencial, não possibilitando a geração de energia para rede regional ou nacional (MOREIRA, 2009; PEIXOTO, 2011)

Para suprimentos em maior escala, é necessário o desenvolvimento de tecnologias adequadas para a conversão da energia térmica, gerada diretamente da queima da madeira, para energia elétrica. Segundo Müller (2005), a Finlândia é uma

nação de destaque nesse ramo por ter tido papel pioneiro na utilização da bioenergia de forma geral no contexto mundial e por 11% da eletricidade usada pela população ser suprida por combustíveis derivados da madeira. Ainda de acordo com o mesmo autor, um dos fatores mais importantes na escolha dessa fonte para insumo energético é o custo de coleta e transporte da matéria-prima, já que é baixa sua densidade energética por unidade espacial. Aliado à necessidade do avanço de tecnologias de conversão, esse fator se apresenta como um dos maiores obstáculos para a expansão do uso da madeira como fonte de energia elétrica em maiores escalas.

Ainda é importante apontar, é claro, que uma expansão do mercado da madeira para fins energéticos aumenta também os riscos ambientais atrelados à esse mercado. Salomom e Tiago Filho (2007) comentam as consequências negativas notáveis que podem ocorrer ao meio em que é feita a extração da madeira caso esta ocorra sem que sejam adotados cuidados específicos para impedir o desequilíbrio do ecossistema local. São citados como fatores para este desequilíbrio, por exemplo, a destruição de habitats de espécies diversas da fauna e flora e mudanças climáticas. O plantio adequado de espécies em área de reflorestamento específicas para produção de lenha é uma solução apontada por Salomom e Tiago Filho (2007) para as áreas em que esta exploração já ocorre, sendo o pinheiro a espécie mais adequada já que possui baixa quantidade de água em sua composição, o que aumenta sua capacidade de geração de calor.

- *Carvão vegetal*

O carvão vegetal tem sua origem na queima parcial da madeira, o que resulta em um produto final com aspecto escurecido e friável (SANTOS; HATAKEYAMA, 2012), produzido em fornos especiais de alvenaria que operam a uma temperatura média de 500°C (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007). O processo faz com que o calor gerado pela queima do produto final seja mais controlável do que aquele produzido pela queima da lenha, já que, no caso do carvão, não há a obtenção de chama e de grandes quantidades de fumaça (SANTOS; HATAKEYAMA, 2012). É recomendável, para a produção, o uso da espécie eucalipto, já que esta possui características – como a forma de seus troncos e a massa específica da madeira em si – desejáveis para o carvão gerado (SANTOS; HATAKEYAMA, 2012).

De forma semelhante à lenha, porém, a descoberta e uso do carvão vegetal data dos primórdios da humanidade, em que o homem primitivo aproveitava o calor gerado pela queima destes para a cocção de alimentos, a confecção de armas e utensílios e a geração de luz e calor (SANTOS; HATAKEYAMA, 2012).

O Brasil é hoje responsável pela produção de cerca de 1/3 de todo o carvão produzido mundialmente, sendo que grande parte deste material é destinado à produção

nacional de ferro e aço (SANTOS; HATAKEYAMA, 2012). Uma fração do restante, por sua vez, é adquirido para uso em residências e comércios, como churrascarias, padarias e pizzarias (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007).

Assim como quaisquer outros processos de produção que têm como matéria-prima um bem natural, é essencial que a exploração da madeira para produção de carvão vegetal ocorra de forma responsável e racional (SANTOS; HATAKEYAMA, 2012), obedecendo a legislação ambiental e utilizando métodos que gerem aspectos ambientais negativos em quantidades e intensidades mínimas. Segundo Salomom e Tiago Filho (2007), apenas uma pequena parte do carvão obtido atualmente é, porém, originado de áreas de reflorestamento – a maior parte deste insumo é proveniente do desmatamento de extensas áreas do cerrado brasileiro, particularmente da região norte do estado de Minas Gerais, do sul da Bahia, de Carajás, região do Pará, e do Maranhão. Ainda, são apontadas por Santos e Hatakeyama (2012) como características do setor carvoeiro brasileiro, além do já citado desmatamento de áreas nativas, a exploração de trabalhadores de forma análoga à condição de trabalho escravo e a poluição do ar resultante da utilização dos fornos de alvenaria, considerado primitivos pelos autores.

- Óleos vegetais

O termo “óleo vegetal” pode ser utilizado para definir quaisquer substância oleosa extraída das folhas, do caule ou das sementes de algumas espécies vegetais (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007; FARIA et al., 2010). Há uma grande diversidade dessas espécies no território brasileiro, podendo ser citados como exemplos o dendê, o buriti, o babaçu, o amendoim, a soja e a mamona, possuindo algumas destas ciclo longo (ou perene) e outras, ciclo curto de cultivo (FARIA et al., 2010). A Tabela 5.3 mostra a produtividade (em toneladas por hectare) e o rendimento em óleo (em porcentagem) para diversas espécies brasileiras.

O processo de obtenção do óleo a partir de sementes, por exemplo, envolve etapas como a quebra mecânica destas, a aplicação de hexano para a separação do óleo e o posterior refino deste (SALOMOM; TIAGO FILHO, 2007).

O uso mais popular hoje dos óleos vegetais está na substituição do óleo diesel em motores de combustão interna, visando ganhos socioambientais devido ao aspecto renovável destes primeiros e a possibilidade de desenvolvimento sustentável de comunidades rurais carentes (MORET, 2006; FARIA et al., 2010). Para estas últimas, segundo Moret (2006), o grande desafio atual é a utilização do óleo *in natura* (ou seja, sem que tenha passado por qualquer processo de modificação e refino), o que tornaria sua produção mais simples e menos dispendiosa. A mesma fonte também aponta que

um dos fatores de grande influência na performance de óleos vegetais em motores a diesel é a viscosidade do óleo utilizado.

Tabela 5.3 Algumas das espécies brasileiras oleaginosas com suas respectivas produtividades e seu rendimento (em condições favoráveis) em óleo.

Espécie (nome popular)	Produtividade	Rendimento óleo (%)
Açaí do Pará	15 t/ha	8 – 10
Amendoim	2.235 – 2.677 kg/ha/ano	45 - 50
Andiroba	180 – 200 kg/un/ano	50 (semente)
Babaçu	50 – 200 kg/árvore/ano	66
Bacaba	~ 20 kg/árvore/ano	5 – 8 (inteiro) 1 (amêndoas)
Buriti	10 – 20 t/ha/ano	31
Cacau	4.000 kg/ha/ano	46
Caiaué/Dendê	35 t/ha/ano	35
Castanha-de-cutia	200 kg/árvore/ano	73
Castanha-do-Brasil	200 – 400 un/árvore/ano	63 - 69
Cupuaçu	700 un/ha/ano	48
Mamona	500 – 4.000 kg/ha/ano	47
Pupunha	25 t/ha/ano	62

Fonte: Adaptado de Moret (2006).

Produção mundial de óleos e gorduras

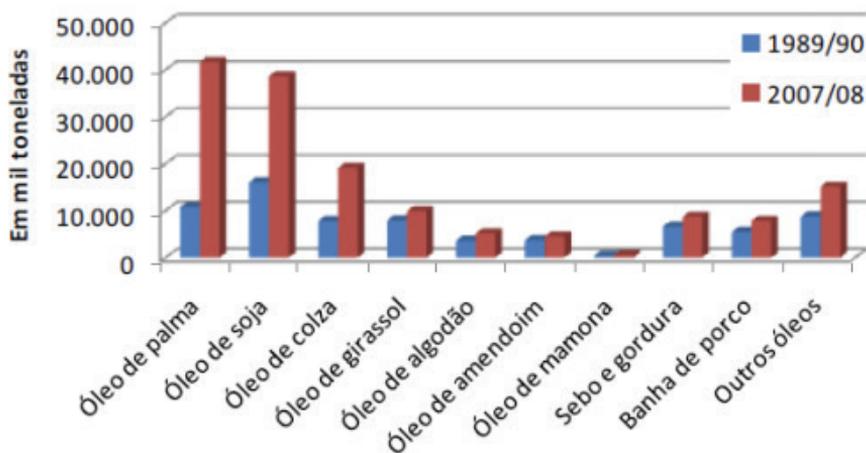


Figura 5.2 Produção mundial de óleos e gorduras nos períodos de 1989-1990 e 2007-2008.

Fonte: Faria et. al (2010).

Segundo Faria et al. (2010), no mundo, o óleo de soja ocupava no período de 1989 a 1990 uma posição de destaque no cenário mundial de produção de óleos e gorduras, tendo sua liderança revogada pelo óleo de palma no período de 2007 a 2008, mas ainda se mostrando como um produto de grande importância para o mercado mundial. A Figura 5.2 mostra estes e outros dados relativos à produção mundial de óleos e gorduras nestes períodos.

Também é interessante apontar, por fim, que existem estudos para o uso de óleos vegetais para a geração direta de energia elétrica. Cavaliero e Silva (2000) por exemplo, estudaram a viabilidade da introdução desta fonte energética em comunidades de regiões isoladas, concluindo que esta é uma opção possível em regiões de difícil acesso e baixa demanda de energia elétrica, apesar de não ser uma solução compatível para adoção em sistemas elétricos de grande abrangência.

- Resíduos sólidos de origem urbana ou agrícola

A Política Nacional dos Resíduos Sólidos, Lei nº12.305 de 2 de agosto de 2010, define resíduos sólidos como “material, substância, objeto ou bem descartado resultante de atividades humanas em sociedade, cuja destinação final se procede, se propõe proceder ou se está obrigado a proceder, nos estados sólido ou semissólido, bem como gases contidos em recipientes e líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou em corpos d’água, ou exijam para isso soluções técnica ou economicamente inviáveis em face da melhor tecnologia disponível”. Segundo Salomom e Tiago Filho (2007), na área agrícola, os resíduos são “resultantes da criação e abate de animais e do processamento da produção das plantações e cultivos”.

O aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos (ou seja, especificamente aqueles resultantes do pós-uso dos produtos originários de algum processo produtivo e/ou industrial), por exemplo, ocorre frequentemente em municípios por meio da digestão anaeróbia em aterros sanitários ou por incineração (PAVAN, 2010).

A digestão anaeróbia tem como base de preferência de adoção a estabilidade técnica do processo (já que é um processo conhecido e utilizado há muitos anos, tendo sido tema frequente de pesquisas); a abrangência de sua aplicação, já que apresenta bons resultados para resíduos orgânicos úmidos homogêneos e heterogêneos; o funcionamento em aterros sanitários, altamente difundidos nacionalmente; e vantagens econômicas e técnicas para a mitigação de gases de efeito estufa (PAVAN, 2010). De forma simplificada, o processo de digestão anaeróbia pode ser explicado como o resultado de atividades de várias comunidades bacterianas diferentes que convertem

gases formados na decomposição dos resíduos em uma mistura rica em metano, que por sua vez pode ser coletada e utilizada como fonte de energia (PAVAN, 2010). Mais detalhes sobre a utilização desta e outras misturas gasosas como fonte de energia serão fornecidos no próximo tópico (5.1.6b – Biogás).

A incineração, assim como a digestão anaeróbia, também tem utilização frequente devido à estabilidade da tecnologia e do conhecimento necessários para sua correta aplicação. Além disso, é um método de alta eficiência no tratamento de resíduos, já que não apenas é utilizado como fonte de energia, como também apresenta a vantagem da redução de volume dos resíduos (PAVAN, 2010). Apresentando base histórica que data de 1854 (quando o primeiro incinerador da era moderna foi construído em Nottingham, na Inglaterra), o conceito de incineração de resíduos passou por várias evoluções tecnológicas (que visavam benefícios como o aumento da eficiência da combustão, um tratamento dos gases gerados mais seguro e interessante economicamente, entre outros), sendo hoje um método em ascensão em vários países da Europa (PAVAN, 2010). Em países como a Alemanha, foi proibida desde 2005 a destinação final da matéria biodegradável a aterros sanitários (mesmo aqueles que utilizam a decomposição anaeróbia para fins energéticos), sendo adotadas, no lugar desta, tecnologias de tratamento térmico, já que apesar de seu alto custo, está é considerada mais adequada ambientalmente (RIBEIRO, 2010). A recuperação energética em incineradores se dá pela produção de vapor a partir da troca de calor (com as paredes do incinerador e trocadores de calor específicos) dos gases de combustão a alta temperatura gerados. O vapor, por sua vez, pode passar por um processo de expansão em uma turbina, gerando energia elétrica, ou ser utilizado em um processo de cogeração (neste caso, geração simultânea de energia elétrica e vapor) para aquecimento em processos industriais (PAVAN, 2010).

Lopes (2015) discute também a digestão anaeróbia de resíduos gerados em regiões portuárias, o que inclui de forma geral resíduos de embarcações (resultantes de varreduras, de atividades da cozinha e refeitório, de serviços de bordo, de operações de manutenção do navio e até provenientes da mistura de água de condensação com óleo combustível) e resíduos da área portuária em si, podendo estes ser desde sucatas e entulhos até materiais resultantes do embarque e desembarque de cargas como grãos e muitas outras. Dentre estes citados, a fração orgânica pode passar por processos de digestão anaeróbia em digestores localizados em áreas próximas e até mesmo na própria área do porto, já que, para este, a instalação de um digestor pode se tratar de um bom investimento. O biogás gerado pode ser utilizado para geração de energia elétrica aproveitada no próprio porto, o que representaria para o local simultaneamente uma solução para a fração orgânica dos resíduos gerados na área e uma redução nos gastos de consumo de energia elétrica (LOPES, 2015).

Alguns dos resíduos agrícolas que podem ser utilizados para gerar energia elétrica (ou outras formas de energia) já foram mencionados em tópicos anteriores, como aqueles resultantes da indústria sucroalcooleira. Outra técnica bastante utilizada no meio rural como forma de aproveitamento da biomassa residual de culturas (serragem, cascas de arroz, algodão ou café, e até o próprio bagaço da cana, entre outras) é a briquetagem e peletização, o que consiste na transformação desta matéria-prima em blocos compactos (Figura 5.3), com a utilização de infraestrutura que inclui o próprio equipamento de compactação (como uma briquetadeira) e silos de armazenagem, picadores, moinhos e secadores (EMBRAPA, 2012). Os briquetes e péletes (que têm como diferenças entre si apenas características como densidade, diâmetro e comprimento) são utilizados para a queima em fornos, caldeiras, lareiras e fogões, sendo as pizzarias o principal mercado destes materiais no Brasil. No exterior, a Europa e os Estados Unidos são grandes consumidores potenciais (EMBRAPA, 2012). Tanto para venda externa quanto para autoconsumo, o produtor rural que fabrica briquetes com seus resíduos se beneficia economicamente com materiais que antes seriam descartados, agregando valor a estes. A compactação dos resíduos não apenas gera o aumento de sua concentração energética, como também facilita seu armazenamento e transporte, garante a uniformidade de tamanho e formato dos produtos e proporciona maior segurança contra incêndios (EMBRAPA, 2012).



Figura 5.3 Briquetes (foto à esquerda) e péletes (foto à direita).

Fontes: Wood First e SoloStocks.

- Biogás

O biogás é uma mistura gasosa incolor e frequentemente inodora, insolúvel e de fraca densidade, geralmente obtida através da ação de bactérias anaeróbias decompositoras de dejetos orgânicos. Essa mistura se consiste principalmente de metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), além de traços de outros gases (ANEEL, 2008; MAFACIOLLI, 2012). Os dejetos orgânicos que resultam na produção de biogás

por decomposição anaeróbia são diversos, assim como os serviços de energia que podem ser obtidos com este gás (MAFACIOLLI, 2012). Tratamentos de compostos orgânicos por processos anaeróbios são conhecidos desde o século XVII, mas começaram a ser aplicados em escala industrial apenas no século XX. A partir de então, pesquisas a respeito da digestão anaeróbia têm crescido a cada ano, tanto a respeito de seus aspectos microbiológicos quanto a seus aspectos químicos, devido às latentes questões ambientais e a necessidade do desenvolvimento de energias consideradas renováveis (UNIDO, 2017).

Um aterro sanitário com aproveitamento de biogás pode ser considerado um reator biológico, sendo então a água e os resíduos suas principais entradas e os gases e o chorume suas saídas. Em aterros, a decomposição da matéria orgânica ocorre em duas etapas, sendo a decomposição anaeróbia (geradora do biogás) a segunda destas, ocorrendo após a decomposição aeróbia dos resíduos (BRASIL, 2017).

Os benefícios do uso do biogás incluem o valor econômico agregado aos rejeitos pela produção de energia (e a consequente redução na compra de eletricidade pelo produtor), a redução da emissão de gases de efeito estufa (e outros como os óxidos de nitrogênio e hidrocarbonetos) e a diminuição do potencial poluente das emissões dos resíduos orgânicos em si, entre outros (MAFACIOLLI, 2012). A produção de biogás de matéria orgânica agrícola, por exemplo, não só traz as vantagens acima mencionadas como também pode apoiar o desenvolvimento de pequenas comunidades rurais garantindo-as sustentabilidade financeira (UNIDO, [s.d.]). São necessários, porém, cuidados ao lidar com o biogás, já que este possui um forte efeito corrosivo. Além disso, misturas com teor de monóxido de carbono acima de 1% são tóxicas e mortais, e é necessária a purificação do biogás para sua utilização como fonte energética (MAFACIOLLI, 2012). Esta purificação deve ocorrer para a retirada de substâncias não combustíveis que podem estar presentes no biogás, como a água (umidade), o gás sulfídrico e o dióxido de carbono (MAFACIOLLI, 2012).

O potencial energético de certo volume de biogás está relacionado com seu valor calórico, por sua vez dependente da quantidade de metano presente neste volume (MAFACIOLLI, 2012). A composição da mistura gasosa com relação à concentração de metano e dióxido de carbono pode ser, em partes, controlada com a aplicação de métodos como a adição de compostos de hidrocarboneto de cadeia longa; o aumento do tempo de exposição dos resíduos; o aumento da uniformidade e homogeneidade do material do biodigestor e o controle da temperatura em que o processo de fermentação ocorre (MAFACIOLLI, 2012). A importância do controle sobre o processo de digestão anaeróbia para sua correta operação também é mencionada em UNIDO (2017), que lembra que o processo em questão é complexo e sensível.

A Tabela 5.4 mostra a equivalência entre a energia fornecida por 1 m³ de biogás e outros combustíveis comuns, como a gasolina e o óleo diesel.

Tabela 5.4 Volume equivalente de combustíveis comuns a 1 m³ de biogás.

Combustível	Volume equivalente a 1 m ³ de biogás
Querosene	0,342 L
Lenha	1,450 kg
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	0,396 L
Óleo diesel	0,358 L
Gasolina	0,312 L

Fonte: Mafaciolli (2012).

A conversão energética do biogás se baseia na transformação da energia química contida em suas moléculas em energia mecânica. Esta transformação ocorre através de um processo controlado de combustão, em que, assim como em outros processos de queima, é ativado um gerador que converte a energia mecânica da movimentação de uma turbina por expansão em energia elétrica (MAFACIOLLI, 2012).

5.1.3 Custos básicos da geração de energia

São variadas as fontes de biomassa atualmente utilizadas pelo mundo e tão variadas quanto são suas formas de aproveitamento energético e a abrangência de consumo de cada uma delas. Esta característica torna difícil a avaliação de custos da fonte (“biomassa”) como um todo de forma generalizada, já que os custos de geração elétrica de um aterro sanitário com o biogás produzido por seus resíduos são diferentes daqueles de uma usina sucroalcooleira que produz energia a partir dos resíduos da cana, por exemplo.

Assim, para tornar esta análise mais simplificada, é dado um maior foco nos custos relacionados com a implantação de termoeletricas, devido à grande abrangência que estas costumam apresentar.

Braciani (2011) identifica as termoeletricas de forma geral (o que inclui aquelas que utilizam biomassa como “combustível”) como uma “saída de curto prazo para o acréscimo na capacidade de geração instalada no Brasil”, o que em partes é devido às características econômicas deste tipo de empreendimento. Em comparação com hidrelétricas, o estudo do autor revelou que os custos de instalação de usinas termoeletricas são mais baixos, do que é possível concluir que são empreendimentos

que exigem, portanto, um menor custo inicial. Todavia, se inclusos os demais custos envolvidos (como aqueles de operação e manutenção, os de combustíveis e controle de emissões de poluentes), o custo total das termoeletricas se mostra maior do que aquele das hidrelétricas. É claro que todos estes custos - principalmente aqueles que se estendem a longo prazo (como os de combustíveis e operação) – são diretamente relacionados com o projeto e a administração do empreendimento: a escolha do combustível com relação à quantidade e a distância de geração deste, por exemplo, é um ponto decisivo nesta avaliação econômica.

A Tabela 5.5 mostra a participação percentual de várias partes do projeto no custo total de uma usina termoeletrica genérica. Novamente, como a classificação “usina termoeletrica” abrange diversos tipos de combustíveis e podem apresentar aspectos tecnológicos variáveis, não se pode levar à risca todos os valores apresentados. Porém, eles fornecem uma boa visão aproximada dos aspectos que mais se mostram onerosos em um projeto de usina envolvendo o aproveitamento de biomassa, que é a intenção principal deste tópico.

Tabela 5.5 Participação das diferentes partes envolvidas no projeto e implantação de uma usina termoeletrica.

Custos	Participação no custo total (%)
Projeto	5
Infraestrutura	15
Equipamentos	60
Financeiro	10
Ambientais	5
Transmissão	5
Total	100

Fonte: Adaptado de Braciani (2011).

Os dados da tabela revelam uma enorme disparidade dos custos com equipamentos com relação a todos os outros analisados. Ainda é afirmado no estudo de Braciani (2011) que, dentro desse custo, àqueles integrados à caldeira, turbina e geradores são os mais proeminentes. Também fazem parte dos equipamentos comumente necessários ao funcionamento de uma termoeletrica: motores à combustão, transformadores, disjuntores, proteção, entre outros.

Esta participação dos equipamentos nos custos deve ser analisada com algumas considerações (BRACIANI, 2011):

- A maioria dos equipamentos utilizados atualmente no Brasil são importados; logo, o gasto total com equipamentos em um empreendimento é diretamente ligado às variações cambiais do período em que se pretende realizar a compra destes;
- É importante que os equipamentos adquiridos sejam de boa qualidade e apresentem eficiências satisfatórias, de forma coerente com os objetivos que se pretende alcançar com o empreendimento. Diferentes objetivos podem resultar em diferentes gastos com equipamentos em uma comparação entre dois ou mais projetos de termoeletricas;
- O conhecimento a respeito do modo de instalação, faixas de operação, dimensões e detalhes construtivos do equipamento a ser adquirido e instalado é essencial tanto nas fases de projeto e instalação da obra, quanto nos cálculos dos custos.
- Para estimativas de custos mais precisas para um determinado empreendimento, é recomendável que ocorra consultas diretamente com o fabricante dos equipamentos a ser adquiridos, especialmente para empreendimentos de grande porte, o que pode evitar falhas de cálculo.

Apesar da pequena participação em termos monetários, a fase de projeto (5%) é de extrema importância para todo o decorrer do empreendimento, já que é nela que são decididos aspectos que têm influencia direta no custo total do empreendimento (BRACIANI, 2011). O mau dimensionamento do empreendimento e outras falhas de projetos podem acarretar em mudanças drásticas nos valores de participação apresentados na Tabela 5.5, custos desnecessários e/ou imprevistos e até mesmo na inviabilização do empreendimento a longo prazo.

A participação não muito significativa da infraestrutura nos custos totais de um empreendimento termoeletrico pode ser explicada simplesmente pela construção simples e rápida que costuma envolver estes projetos (BRACIANI, 2011). Estas obras podem ser instaladas em local estratégico, de forma a evitar grandes despesas com linhas de transmissão e não exigem técnicas ou aparatos de construção civil de alto custo. Mais uma vez, é ressaltado aqui que esta previsão é feita com base na suposição de que o projeto é bem executado e não possui falhas no seu dimensionamento ou na implantação em si.

Os custos financeiros apresentados na tabela são relativos às taxas envolvidas na implantação de qualquer sistema elétrico. São elas, principalmente: taxa de juros de longo prazo; *spread* básico e *spread* de risco (BRACIANI, 2011). Considera-se que os detalhes relativos à estas taxas não estão inclusos no escopo desta publicação e, por isso, não são aqui descritos.

Por fim, os custos ambientais e de transmissão são bastante dependentes do tipo de tecnologia usada e da proximidade da usina térmica com o local em que a energia é consumida (BRACIANI, 2011). Estes fatores também necessitam de análise cuidadosa no projeto do empreendimento e detalhes destes devem ser considerados nas estimativas de custo, tais como as influências do combustível empregado nos custos ambientais e a possível necessidade de ampliação futura das linhas de transmissão.

Indústria brasileira sucroalcooleira

Filho (2009) analisou os custos envolvidos na implantação de sistemas de geração de energia elétrica na indústria sucroalcooleira, através do bagaço da cana. De acordo com o autor, investidores de todos os mercados atuais se utilizam cada vez mais de estudos de viabilidade para quaisquer projetos de expansão ou de surgimentos de novos negócios, evitando riscos desnecessários aos lucros da empresa envolvida. Ainda assim, as empresas têm investido cada vez mais em sistemas de maior eficiência já que hoje esse investimento combina a preocupação com as questões ambientais – o que tem ganhado cada vez atenção da população e a exigência dos órgãos públicos – e as vantagens financeiras da geração de energia. Com isso, quase todas as usinas brasileiras do setor são autossuficientes em energia elétrica.

Com relação ao aproveitamento do bagaço de cana, Filho (2009) descobriu que, ao longo dos anos, os preços dos equipamentos de conversão para geração de energia apresentam a tendência de aumentar, acompanhando o aumento da demanda e a evolução tecnológica destes equipamentos. Porém, essa mesma evolução tecnológica também é responsável pelo aumento da eficiência dos equipamentos, o que resulta em melhores resultados operacionais da usina e, desta forma, um menor gasto ou até mesmo um lucro sobre a energia elétrica gerada. Assim, nos empreendimentos avaliados pelo autor, foi concluído que a implantação do sistema de cogeração foi viável economicamente.

Resíduos agrícolas e florestais nos Estados Unidos

De acordo com ANEEL (2005), plantas de cogeração com biomassa de resíduos agrícolas e florestais nos Estados Unidos têm se mostrado economicamente competitivas, apesar da eficiência termodinâmica relativamente baixa que apresenta. Os custos destas foram avaliados em aproximadamente US\$ 1400,00 por kW instalado e se localizam em uma faixa de US\$65,00 a US\$80,00 por kW gerado. A mesma fonte cita que o Departamento Americano de Energia possui metas de crescimento da capacidade instalada de geração de energia por biomassa e estima que os custos de instalação dos novos empreendimentos por kW deverão se situar na faixa de US\$770,00 a US\$900,00 e os custos de geração, na faixa de US\$40,00 a US\$50,00 por MWh.

5.2 Processamento Industrial da Cana-de-Açúcar

A cultura da cana-de-açúcar está ligada de modo intrínseco à história e ao desenvolvimento do Brasil. Desde do início de seu cultivo na época da Colonização, a cultura da cana vem experimentando um grande desenvolvimento agrônomico e industrial. Atualmente, o nosso complexo sucroalcooleiro é considerado o mais moderno do mundo, sendo o setor responsável por significativa parcela na formação do PIB do país. Segundo Wilkinson (2015), na safra 2013/14, o PIB desse setor somou US\$ 43,4 bilhões, apresentando um aumento de 44% em relação à safra de 2008/9. O valor supera o PIB de mais de 100 países, segundo ranking do Fundo Monetário Internacional de 2013.

Além disso, a produção brasileira de etanol, quase exclusivamente da cana, constitui parte integral da matriz nacional de energia e transporte. Por conseguinte, a responsabilidade ministerial do setor é assumida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e não pelo Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA). Ao mesmo tempo, o país é considerado o maior produtor mundial (cerca de 25% do total) e exportador (cerca de 40% do volátil mercado mundial) de açúcar e também da cana (WILKINSON, 2015).

5.2.1 A cana como fonte de energia

A biomassa da cana-de-açúcar pode ser transformada quase completamente em energia aproveitável por meio de processos industriais. Esses processos possuem geralmente tecnologia já consolidada, apresentando alto índice de rendimento dos subprodutos. O aproveitamento da cana-de-açúcar pode ser dividido em três partes: caldo, bagaço e palha, sendo que cada uma representa um terço do potencial energético da planta (SANTOS, 2012).

O processo de fermentação e destilação do alto teor de açúcar contido no caldo leva a produção de etanol, conhecido também por álcool etílico. O Brasil apresenta uma das maiores produções mundiais de etanol, ficando atrás apenas dos Estados Unidos, que utiliza o milho como principal matéria-prima. Segundo Brasil (2008), o interesse brasileiro na produção desse álcool teve início em 1975, com a criação do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), que tinha como finalidade reduzir a dependência nacional do petróleo importado e criar um mercado adicional para os produtores de açúcar. Além disso, o programa visava incentivar também a indústria automobilística no desenvolvimento e fabricação de carros movidos exclusivamente a álcool (BRASIL, 2008).

A produção de etanol está fortemente ligada à produção de açúcar. Como uma usina sucroalcooleira pode produzir ambos, aquele que está mais em alta no mercado recebe prioridade na produção. Em 1990, houve um significativo crescimento na demanda mundial por açúcar, aumentando substancialmente as exportações do produto. Por conseguinte, a produção de etanol foi afetada e a escassez e racionamento no mercado nacional comprometeu os objetivos originais do programa, estendendo o declínio do uso de álcool como combustível até 2003. Entretanto, neste ano, o veículo flex-fuel ou bicomcombustível foi introduzido no mercado nacional, permitindo o uso de álcool hidratado ou gasolina, em qualquer proporção de mistura, possibilitando ao consumidor final a escolha do energético para abastecer o seu automóvel (BRASIL, 2008).

Atualmente, de acordo com Ramos e Nachiluk (2015), o setor sucroenergético brasileiro, na safra 2014/15, foi responsável por movimentar mais de R\$70 bilhões com a produção de cana-de-açúcar, etanol, açúcar e bioeletricidade, contribuindo com 1,3% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional e gerando mais de 4,5 milhões de empregos diretos e indiretos. Nesta safra, as indústrias sucroalcooleiras brasileiras processaram 638 milhões de toneladas de cana, produzindo 36 milhões de toneladas de açúcar e 30 bilhões de litros de etanol, além de comercializar 19.400 GW/h excedentes de bioeletricidade. Para isso, a produção de cana de açúcar ocupou uma área plantada de

10 milhões de hectares, correspondendo a 4,5% da área agricultável do país (RAMOS; NACHILUK, 2015).

Como já comentado, o etanol pode ser utilizado em sua forma pura como combustível em um motor de combustão interna, ou ele pode ser misturado na gasolina em diversas proporções (DUNLAP, 2015). O etanol é um líquido leve e volátil, que possui alta inflamabilidade, podendo entrar em combustão, se submetido a uma fonte de calor, a partir de 13 °C. O poder calorífico do etanol combustível, ou etanol hidratado, é de cerca de 27 MJ/L, equivalendo a cerca de 70% do poder calorífico da gasolina e do diesel (43 MJ/L). Isso significa que o etanol gera menos energia com a combustão e rende menos quilometragem por litros quando comparado com os equivalentes combustíveis fósseis. Entretanto, segundo Nogueira (2008), em função das características de sua produção, o etanol produzido através da cana de açúcar pode reduzir até 90% do volume de carbono emitido pela gasolina, alternativamente consumida em seu lugar. Estima-se que cerca de 7.773 kg de carbono são emitidos para a atmosfera em consequência das atividades necessárias à produção e ao consumo de mil litros de etanol. Desse total, cerca de 7.464 kg, ou 96% das emissões são absorvidos novamente pelo processo de fotossíntese, que ocorre na safra seguinte, durante o período de crescimento vegetativo da cana (NOGUEIRA, 2008).

Dessa forma, o etanol pode ser considerado como uma solução menos impactante para a movimentação da significativa e crescente frota de veículos movidos a combustíveis fósseis existente atualmente no mundo. Além disso, o etanol é uma interessante alternativa às fontes de energia não renováveis, como o petróleo e o óleo diesel, cujas reservas já demonstram horizontes não tão longínquos de exaustão. Porém não se deve assumir que esse biocombustível não apresenta nenhum impacto significativo para o meio ambiente. Apesar das emissões de sua combustão serem amortizadas pelo crescimento da cana, é importante lembrar que a realização em grande escala dessa agricultura apresenta diversos impactos de cunho social e ambiental, como: ocupação de áreas que poderiam ser usadas para cultivo de alimentos; destruição de habitats para a expansão da área cultivável; usos de insumos agrícolas; prática da queima da palha da cana, ainda não completamente extinta no Brasil; entre diversas outras questões que devem ser consideradas com muita atenção.

Além do etanol, obtido através da fermentação do caldo, a chamada “bioeletricidade” pode ser aproveitada através da queima em caldeiras do bagaço e da palha da cana-de-açúcar. A União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA, 2010) estima que cada tonelada de cana moída na fabricação de açúcar e etanol gera cerca 250kg de bagaço e 200kg de palha e pontas. Esses resíduos apresentam alto teor de fibras, sendo já uma prática tradicional a utilização do bagaço na produção de vapor e energia elétrica para a fabricação de açúcar e etanol, o que garante a autossuficiência

energética das usinas durante o período da safra (UNICA, 2010). Anteriormente queimada nos campos agrícolas, gerando diversos impactos ambientais, a palha também pode ser utilizada como combustível para as caldeiras, apresentando poder calorífico quase duas vezes superior ao do bagaço, como pode ser observado na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 Aproveitamento energético da cana-de-açúcar.

Aproveitamento da Cana-de-açúcar	Biocombustível produzido	Poder Calorífico Superior (PCS)	Unidade	Fonte Consultada
Caldo	Etanol	7.302	kcal/kg	UNICA (2010)
Bagaço	Biomassa	4.445 a 4.665	kcal/kg	Atchison (1977)
Palha	Biomassa	7.556 a 7930	kcal/kg	UNICA (2010)

O melhor aproveitamento do bagaço e da palha nas caldeiras se dá pela utilização de um sistema de cogeração. Nesse sistema, a energia química da biomassa queimada na caldeira é transformada em energia térmica, através da transferência do calor liberado na combustão para a água, que muda de estado e forma vapor em alta pressão e temperatura. Essa vazão de vapor segue então para uma turbina, responsável por transformar a energia térmica em energia mecânica. Essa energia é então transformada em energia elétrica, por meio de um gerador. Enquanto a eletricidade é destinada para o funcionamento de equipamentos elétricos e iluminação da indústria, o excedente elétrico é encaminhado para a rede interligada de energia. Já o vapor que deixa a turbina encontra-se em temperatura e pressão mais baixas, mais ainda ideais para a utilização nos equipamentos de troca de calor do processo industrial. Logo, após a passagem pela turbina, o vapor, que ainda contém energia não aproveitada, é encaminhado para a indústria.

5.2.2 Processo industrial de usinas e destilarias

O processamento da cana-de-açúcar é muito semelhante do ponto de vista de processos em todas as usinas brasileiras, estando representado na Figura 5.4. Esse processo produtivo pode ser dividido em quatro diferentes seções:

recepção/preparo/moagem, tratamento do caldo, fábrica de açúcar e destilaria de etanol (ANDRADE; DINIZ, 2007).

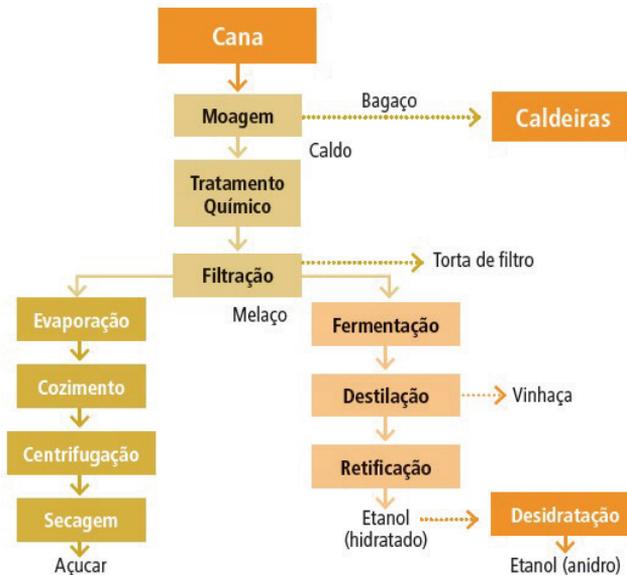


Figura 5.4 Fluxograma de processo de produção sucroalcooleira.

Fonte: Seabra (2008).

A cana produzida na indústria, ou comprada de produtores rurais, passa primeiramente pela etapa de “Recepção, preparo e moagem”, onde é condicionada, através da limpeza e abertura das células. Quando a cana chega à indústria em sua forma pura, ela é lavada de modo a retirar sua poeira, terra, areia, entre outras impurezas. Após a lavagem, ela é picada e passada por um eletroímã, responsável por retirar materiais metálicos do produto, que segue para a moagem. Nessa etapa, rolos trituradores produzem um líquido chamado melado, ou caldo.

Enquanto aproximadamente 70% da cana triturada viram esse caldo, que continua no processo produtivo para a produção do açúcar ou álcool, os 30% da parte sólida restante se transformam em bagaço, que pode ser aproveitado como combustível nas caldeiras para geração de energia (ANDRADE; DINIZ, 2007). O bagaço geralmente constitui em um dos únicos combustíveis utilizados nas caldeiras a vapor, sendo ele responsável por gerar energia para o processamento de cana.

Já na etapa de “Tratamento do caldo”, esse passa por um processo de redução de impurezas, de modo a alcançar a qualidade adequada para processamento na fábrica de açúcar e na destilaria. Segundo Seabra (2008), a primeira fase do tratamento visa

remover, por meio de peneiras, sólidos insolúveis, como restos de bagaço, enquanto a segunda consiste-se no tratamento químico, que objetiva remover as impurezas coloidais e solúveis. Nesse tratamento realiza-se a coagulação, floculação e precipitação das impurezas, eliminadas por sedimentação (SEABRA, 2008).

O melaço, resultante do processo de tratamento, pode então seguir por dois caminhos diferentes dentro da indústria, dependendo de qual produto deseja-se obter. Se ele for fervido, o excesso de água evapora e obtém-se como produto final o açúcar. Se ele for fermentado, obtém-se o álcool. Já as impurezas retiradas do caldo pelo tratamento químico formam um resíduo conhecido como torta de filtro, que pode ser empregado nos canaviais, como composto orgânico.

Segundo Andrade e Diniz (2007), na “Fábrica de Açúcar”, ocorrem as etapas de evaporação (concentração), cozimento, centrifugação e secagem. Como resultado do processo, obtém-se o mel pobre ou de primeira, que contém açúcar e deve retornar a uma nova etapa de cozimento, seguida de centrifugação, visando maximizar a produção de açúcar. Como as usinas geralmente também produzem álcool, é prática comum a extração até o açúcar de segunda e direcionamento do mel pobre para a produção de álcool, na etapa de fermentação, juntamente com uma parte do xarope produzido na evaporação (ANDRADE; DINIZ, 2007).

Já na seção de “Destilaria de Etanol”, são adicionadas leveduras ao melaço, ou ao mel residual e xarope, gerados na produção do açúcar. A mistura, ou mosto, é então armazenada nas dornas (tanques), para fermentação, cujo processo enzimático quebra as moléculas de glicose e produz gás carbônico, calor e o vinho. O vinho, também conhecido como vinho fermentado, é composto por leveduras, açúcar não fermentado e cerca de 10% de etanol (ANDRADE; DINIZ, 2007).

Por fim, ocorrem a destilação e o armazenamento do produto final. Como deseja-se fabricar etanol, esse deve ser separado do vinho fermentado. Para isso, coloca-se a mistura em colunas de destilação, em que a solução é aquecida até evaporar. Como o etanol possui um ponto de condensação diferente do restante da mistura, o processo de evaporação seguido de condensação faz com que seja possível a sua separação do vinho fermentado. Da destilação, obtém-se o álcool anidro ou hidratado, usado como etanol combustível. O processo gera também como resíduo a vinhaça, cuja disposição final será mais detalhada a diante nesse capítulo.

5.2.3 Custos básicos da geração de energia

Os custos da produção de etanol estão intimamente ligados a diversos fatores, como a eficiência da produção agrícola e industrial, o cenário econômico mundial, o

valor da mão-de-obra, e a demanda de açúcar. Segundo Bigaton et. al. (2015), um aumento na produtividade do canavial leva ao aumento da oferta de matéria-prima, causando elevação no nível de utilização da capacidade instalada. Esse aumento implica, por sua vez, em uma maior diluição dos custos industriais, administrativos e de custos fixos agrícolas (BIGATON et al., 2015).

Uma avaliação dos custos de produção de etanol no Centro-Sul, realizada por Borges (2001), determinou o custo considerado economicamente sustentável para a produção do combustível. Nessa avaliação, foram consideradas usinas com diferentes capacidades, características de gestão, localização e qualidade de terras. Além disso, considerou-se também as diferenças provenientes de diversos conceitos de custo, variações na produtividade agrícola, nos preços dos fatores de produção, entre outros, de modo a estimar quais seriam os custos de produção de etanol sustentáveis economicamente para os próximos anos (BORGES, 2001). As principais hipóteses adotadas e os custos avaliados resultantes estão representados na Tabela 5.7, para os dois cenários considerados: usinas eficientes e usinas em perspectiva futura de evolução tecnológica.

Tabela 5.7 Custos de produção de cana e processamento para etanol.

Parâmetros e custos	Unidades	Cenários	
		Usinas eficientes	Usinas Prospectivas
Produtividade agrícola	t cana/ha	85	90
Qualidade da cana	%pol/can	14,5	15
Produtividade industrial	L etanol/t cana	85	90
Eficiência industrial na produção de etanol	%	88 a 89	90
Custo médio da cana (posta na usina)	R\$/t cana	23,5	22,6
Custo de processamento industrial	R\$/t cana	15,1	15,1
Custo de etanol	R\$/t cana	38,6	37,7

Fonte: Adaptado de Macedo e Nogueira (2004).

Empregando índices que buscassem refletir a realidade dos vários segmentos considerados (mão de obra, máquinas e equipamentos, combustíveis, serviços de terceiros, etc.), Macedo e Nogueira (2004), realizaram uma correção de 15,10% nos resultados, de modo a trazê-los para uma realidade mais recente. Dessa forma, os custos de produção de etanol que seriam considerados economicamente sustentáveis ficariam entre 0,482 a 0,523 BRL/l (MACEDO; NOGUEIRA, 2004). Adaptados ao câmbio atual do dólar (1USD = 3,1 BRL), esses valores estariam entre 0,155 a 0,169

USD/l. Segundo Macedo e Nogueira (2004), os custos alcançados para a produção do etanol são considerados competitivos com os combustíveis derivados de petróleo, cujos preços no “rack” das refinarias situam-se tradicionalmente acima de 0,20 USD/l.

Já com relação aos custos de produção de bioeletricidade, uma recente pesquisa foi apresentada por Bigaton et. al (2015) para avaliar o desempenho da safra de 2013/14. Segundo a metodologia adotada, as usinas modelo da região Centro-Sul Tradicional (SP e PR) e da Centro-Sul Expansão (MG, GO, MS e MT) foram classificadas com tecnologia retrofit de cogeração, apresentando produtividade elétrica entre 40 kWh e 80 kWh por tonelada de cana processada. Essas usinas não só abastecem sua demanda energética, como também visam à comercialização do excedente da energia produzida. Os custos obtidos para a produção de bioeletricidade na região Tradicional foram menores que os da região de Expansão, o que pode ser justificado pela adoção de tecnologia mais atualizada pela primeira. O uso de tecnologias mais eficientes também se refletiu nos custos de geração de bioeletricidade, sendo que a região Tradicional apresentou custos de R\$ 4,45 por tonelada de cana processada, enquanto a região Expansão apresentou custos de R\$ 4,81/t. Entretanto, considerando o cenário de rentabilidade analisado para o açúcar e o etanol, a rentabilidade obtida pelas usinas exportadoras de bioeletricidade contribuiu de forma efetiva para aliviar seus respectivos custos (BIGATON et al., 2015).

5.2.4 Impactos ambientais e resíduos do processo produtivo

Ainda que o incremento da produção sucroalcooleira no país traga impactos positivos sobre a economia, diversos impactos negativos também devem ser levados em consideração. No âmbito ambiental, estes incluem a prática disseminada de queimadas na época da colheita, contaminação dos solos e águas, problemas decorrentes tanto do manejo agrícola como do processo industrial, o risco de novos desmatamentos, e a demanda por novas áreas. De forma semelhante, a expansão das plantações de cana-de-açúcar sobre áreas ocupadas por outras culturas, ou mesmo sobre áreas ainda intactas, certamente têm reflexos sobre a estrutura agrária e social do país (SEABRA, 2008).

Além dos impactos relacionados ao cultivo da matéria-prima, a indústria sucroalcooleira também pode ser responsável por aspectos ambientais negativos. Enquanto o processo produtivo do álcool e açúcar geram diversos resíduos que devem receber destinação final ambientalmente adequada, ele também apresenta elevado consumo de recursos naturais e grande demanda energética.

Considerando os impactos potenciais inerentes às usinas sucroalcooleiras, ações mitigadoras são de grande importância para reduzir a degradação do meio ambiente por esse setor. Entre essas medidas está a aplicação da vinhaça, resultante do processo de destilação do álcool, como fonte de nutrientes na lavoura, visando reduzir o custo da produção agrícola ao substituir total ou parcialmente a adubação mineral da cultura canavieira, economizando com fertilizantes e aumentando os ganhos de produtividade, devido à melhoria da fertilidade do solo (ANDRADE; DINIZ, 2007).

Além da vinhaça, o processo industrial sucroalcooleiro apresenta também como resíduos a palha, o bagaço, e a torta de filtro. Essa última, assim como a vinhaça, também pode ser empregada nos canaviais como composto orgânico. Já o bagaço e a palha apresentam grande poder de calorífico, conforme visto anteriormente, e podem ser aproveitados como biocombustível pelas caldeiras. A eletricidade produzida pela sua queima pode abastecer a demanda da própria usina e seu excedente pode ser vendido ao sistema elétrico brasileiro. Já o vapor de alta temperatura e baixa pressão que deixa as turbinas de geração elétrica pode ser reaproveitado no processo produtivo, através de um sistema de cogeração.

Além disso, é possível citar diversas outras medidas mitigadoras que podem ser aplicadas a esse processo produtivo, como a coleta, acondicionamento, armazenamento e disposição final adequados dos resíduos sólidos, utilização e manutenção de lavadores de gases e filtros de material particulado nas caldeiras para reduzir as emissões atmosféricas, e diminuição dos níveis de ruído na fonte (ANDRADE; DINIZ, 2007).

- *Vinhaça*

Conforme visto, a destinação da vinhaça para a fertirrigação (Figura 5.5), é uma prática amplamente difundida na indústria sucroalcooleira nacional por se tratar de um processo simples, econômico, e já bem consolidado, sendo também amparado pela legislação ambiental. Além da fertirrigação, a vinhaça também pode ser incinerada, encaminhada para tratamento físico-químico, ou encaminhada para tratamento biológico (anaeróbio ou aeróbio).



Figura 5.5 Fertirrigação da vinhaça na plantação de cana.
Fonte: Estiva (2016).

Entretanto, embora a fertirrigação seja uma solução comumente aplicada, o processo realizado atualmente apresenta diversas consequências ambientais negativas. Primeiramente, a composição do efluente não é padronizada de acordo com o uso do solo, o que representa uma preocupação ambiental devido a grande variação da caracterização da vinhaça de acordo com cada usina de processamento de cana (MORAES et al., 2014).

Segundo Moraes et al. (2014), parte da matéria orgânica contida na vinhaça aplicada na fertilização pode ser utilizada no solo como doadora de elétrons para a desnitrificação heterotrófica. Essa ocorrência foi evidenciada pela detecção de emissões de NO_2 , um produto intermediário da desnitrificação, nas áreas de aplicação. Essas emissões apresentam possibilidade de impacto ambiental significativo, pois o potencial de aquecimento global do NO_2 emitido é 296 maior que o do próprio gás carbônico. Além disso, práticas de fertirrigação contínua podem também causar impactos no solo e na água subterrânea, como contaminação por sais, potencialização da percolação de metais pesados (chumbo, zinco e cobre), e contaminação da água subterrânea (MORAES et al., 2014).

Já Ferraz Júnior et al. (2016) aponta como principais impactos ambientais da fertirrigação direta da vinhaça: (i) contaminação do solo e águas subterrâneas, (ii) lixiviação e salinização, (iii) inibição de germinação de sementes e (iv) a proliferação da "Mosca dos Estábulos" (*Stomoxys calcitrans*), sendo esse último efeito um

problema local que altera o comportamento de bovinos e equinos, incluindo reduções no ganho de peso e na produção de leite (FERRAZ JÚNIOR et al., 2016).

Para que o processo de fertirrigação se torne menos impactante, uma alternativa é a biodigestão da vinhaça antes de sua aplicação no solo. Com esse tratamento, o seu conteúdo orgânico é reduzido, sem que a concentração dos nutrientes seja significativamente afetada. Além disso, o tratamento tem como subproduto a produção de biogás, que também é de grande interesse energético para a indústria. A biodigestão da vinhaça será tratada com mais detalhes no item 5.4.

5.3 Biodiesel

A demanda brasileira de óleo diesel aumentou de pouco mais de 30 milhões para quase 60 milhões de metros cúbicos anuais no período de 2000 a 2012, sendo o combustível veicular mais demandado pela população em comparação com outros como gasolina comum, gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene de aviação (QAV) e etanol. O crescimento acelerado do consumo do diesel não se restringe, porém, ao intervalo de tempo aqui apresentado: o Gráfico D mostra esta evolução com início na década de 1970, época em que menos de 10 milhões de metros cúbicos do combustível eram consumidos ao ano (RODRIGUES; LOSEKANN, 2015).

O modelo rodoviário adotado pelo governo no século XIX para o transporte de cargas em âmbito nacional (RODRIGUES, 2011) é considerado um dos motivos para que hoje o modal rodoviário possua a maior representatividade entre todos os modais existentes, segundo dado do Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil. Ainda de acordo com dados deste Ministério, existem mais de 119 mil quilômetros de rodovias federais que atravessam o país, integrando todos os estados. Esse mesmo modelo de transporte resulta em uma enorme frota nacional de caminhões para o transporte dos mais diversos bens de consumo, o que, por sua vez, implica no alto consumo de diesel aqui observado.

Este aumento na demanda por diesel, aliado às crescentes preocupações ambientais emergentes no século atual, têm provocado uma busca por alternativas que consigam, simultaneamente, suprir esta demanda e minimizar os impactos ambientais causados pelo uso do combustível, além de possuir a característica de renováveis.

É por meio desta busca que o biodiesel desponta como uma alternativa que merece ser estudada para substituição do óleo diesel em motores. O biodiesel, segundo Santos e Pinto (2008), se constitui de “ésteres metílicos ou etílicos de ácidos graxos, obtidos a partir da reação de transesterificação de triglicerídios”. Em linguagem menos

técnica, pode-se afirmar que se trata de um combustível substituto ao óleo diesel, obtido a partir de matérias-primas vegetais (como óleo de soja, de mamona, de palma, de girassol, de amendoim, entre outros) ou animais (o que inclui sebo suíno, bovino e de aves), além daquelas originárias de óleo de cocção (SEBRAE, 2017).

Segundo SEBRAE (2017), a substituição do óleo diesel pelo biodiesel no Brasil está se processando de forma crescente, com percentuais a partir de 2%. A prospecção da finitude das reservas de petróleo e as flutuações nos preços do barril desse combustível fóssil é apontado como alguns dos principais motivos para esse crescimento na procura por biodiesel.

Próximo à época em que o Brasil se tornava pioneiro na América Latina no uso de biocombustíveis, através da instituição do Proálcool (Programa Nacional do Álcool) em 1975 (que tinha como objetivo a substituição de parte da gasolina destinada a frota nacional de veículos por álcool hidratado e utilizar o álcool anidro como aditivo à gasolina), surgia também as primeiras experiências voltadas para a produção do que hoje é conhecido como biodiesel, com resultados positivos surgindo alguns anos à frente na Alemanha (produção de biodiesel com a mistura de óleo diesel com óleo de canola) (SEBRAE, 2017).

Hoje, o biodiesel já é comercializado em diversas nações mundialmente, incluindo os países da União Européia e os Estados Unidos. No Brasil, as experiências envolvendo o biodiesel tiveram início nos anos 90 e foram intensificadas nos primeiros anos do século XXI (SEBRAE, 2017). Em 2003, foi instituído por meio de decreto o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), organizando a cadeia produtiva deste combustível, definindo as linhas de financiamento necessárias, estruturando a base tecnológica e editando seu marco regulatório (BRASIL, 2004).

Brasil (2004) aponta como principais diretrizes do Programa:

1. Implantar um programa sustentável, promovendo a inclusão social;
2. Garantir preços competitivos, qualidade e suprimento;
3. Produzir o biodiesel a partir de diferentes fontes oleaginosas e em regiões diversas.

De acordo com Embrapa, os órgãos que atualmente regulam o seguimento do biodiesel em cadeia nacional são o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), a Secretaria Especial de Agricultura Familiar e do Desenvolvimento Agrário (SEAD) e o Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA).

Já a Lei 11.097, publicada em 2005, determina percentuais mínimos gradativos de incorporação do biodiesel ao óleo diesel comum e monitora a inserção deste combustível ao mercado brasileiro. Pela lei, ao menos 2% do combustível renovável deveria ser incorporada de forma autorizativa ao diesel comum no período de 2005 a 2007, passando a ser obrigatória essa porcentagem no período de 2008 a 2012 (formando o composto conhecido popularmente como B2). A partir de 2013, se tornou obrigatória a incorporação de 5% de biodiesel ao diesel (formando o composto conhecido como B5).

Em 2006, o mercado do biodiesel já contava com uma produção de 1934 milhões de toneladas na Europa e 87,5 milhões de litros nos Estados Unidos (OLIVEIRA; SUAREZ; SANTOS, 2008). Para SEBRAE (2017), as projeções mundiais que apontam uma crescente substituição de fontes fósseis de energia para as renováveis são motivos para prever um aumento na produção, comercialização e consumo do biodiesel mundialmente. Além dos países que já utilizam o biodiesel comercialmente, outras nações como a Argentina, o Canadá, a Austrália e o Japão (entre muitos outros) estimulam o uso e a produção desse combustível em seus territórios. Já no Brasil, o aumento exponencial da produção que ocorreu no início do século dá margens a previsões de continuidade de crescimento, sempre considerando fatores como garantia de investimentos para plantas industriais, recursos para pesquisas de novas tecnologias de processos e possíveis oleaginosas adequadas, avanços na oferta de motores automotivos que operem de forma satisfatória com grandes porcentagens de biocombustíveis, entre outros (SEBRAE, 2017).

Por fim, destaca-se que as matérias-primas mais usadas hoje para a produção do biocombustível são o algodão, nos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Bahia e Maranhão; o amendoim, no estado de São Paulo; o dendê, nos estados da Bahia e do Pará; o Girassol, nos estados de Goiás, Mato Grosso, São Paulo, Rio Grande do Sul e Paraná; a mamona, na região Nordeste; o pinhão manso, também na região Nordeste e em Minas Gerais, e a soja, no Mato Grosso, Paraná, Rio Grande do Sul, São Paulo, Goiás, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais (SEBRAE, 2017).

5.4 Biogás

Biogás é um termo utilizado de forma genérica para se referir aos gases produzidos pela degradação anaeróbica ou biometanização de resíduos orgânicos, independentemente da matéria prima ou técnica utilizada (CARREAS, 2013). Esse gás é composto principalmente por gás metano (CH_4) e dióxido de carbono (CO_2), sendo que a composição afeta seu potencial calorífico e suas possibilidades de

aproveitamento. Logo, é muito importante levar em consideração que a concentração elevada de alguns componentes pode fazer com que o biogás seja corrosivo, inviabilizando seu aproveitamento energético, principalmente em motores (PELLECUER, 2015).

5.4.1 Usos e Características

Segundo Pellecuer (2015), a composição do biogás apresenta teor de metano que pode variar de 50 a 90%, apresentando geralmente cerca de 60% desse gás. Já com relação ao dióxido de carbono, os teores pode variar entre cerca de 14 a 40%. Mais detalhes sobre outros componentes do biogás estão representados na Tabela 5.8, de acordo com cada substrato utilizado. Esse gás pode ser tóxico e corrosivo, de modo que é essencial garantir a segurança de quem fará o seu manejo e evitar o desgaste prematuro do motor que realizará a sua combustão (PELLECUER, 2015). De acordo com Castañón (2002), o poder calorífico e a grau de pureza do biogás estão ligados à variação do teor de metano na sua composição, sendo que uma alta concentração geralmente caracteriza um ótimo gás.

De acordo com a finalidade do uso, o biogás deve ser acondicionado antes de qualquer aplicação energética, para isso existem diversas técnicas de acondicionamento e tratamento, como pode ser observado na Figura 5.6. Essas técnicas estão ligadas ao aumento no seu teor de metano e redução na participação de outros componentes, como ácido sulfídrico (H_2S), água, e dióxido de carbono.

A dessulfurização é geralmente realizada pela injeção de pequenos volumes de oxigênio no interior do digestor, possibilitando a fixação biológica do enxofre (PELLECUER, 2015). Como resultado, um pó amarelo de enxofre é depositado sobre a superfície da biomassa e nas paredes interiores do digestor, podendo ser retirado e utilizado como fertilizante (CARREAS, 2013). Os teores de dióxido de carbono são normalmente reduzidos quando requer-se um biogás de melhor qualidade e poder calorífico. Para isso realiza-se a absorção do gás na água de cal ou em outro elemento fortemente alcalino, como os efluentes de cultivos de micro algas (CARREAS, 2013). Já a água pode ser eliminada através da condensação (PELLECUER, 2015).

Tabela 5.8 Composição do biogás em função do substrato utilizado.

Composição do Biogás	Resíduos Agrícolas	Lodos de Depuradora	Resíduos Industriais	Gás de Aterro
Metano	50 a 80%	50 a 80%	50 a 70%	45 a 60%
Dióxido de Carbono	30 a 50%	20 a 50%	30 a 50%	40 a 60%
Água	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado
Hidrogênio	0 a 2%	0 a 5%	0 a 2%	0 a 0,2%
Ácido Sulfídrico	100 a 700 ppm	0 a 1%	0 a 8%	0 a 1%
Amoníaco	Vestígios	Vestígios	Vestígios	0,1 a 1%
Monóxido de Carbono	0 a 1%	0 a 1%	0 a 1%	0 a 0,2%
Nitrogênio	0 a 1%	0 a 3%	0 a 1%	2 a 5%
Oxigênio	0 a 1%	0 a 1%	0 a 1%	0,1 a 1%
Compostos Inorgânicos	Vestígios	Vestígios	Vestígios	0,01-0,6% NMOCs

Fonte: Adaptado de Carreas (2013).

Como já comentado, o poder calorífico do biogás pode ser determinado pelo teor de metano (8.500 Kcal/m^3) nele presente. Em geral, o biogás possui um poder calorífico de cerca de 4.500 a 5.600 Kcal/m^3 , sendo que esses valores podem aumentar com a eliminação de parte do CO_2 presente. Já o poder calorífico inferior do biogás é de aproximadamente 5.250 Kcal/m^3 , para uma riqueza em metano de 60% (CARREAS, 2013). Dessa forma, um metro cúbico de biogás corresponde a aproximadamente 1,06 L de petróleo bruto, 1,11 L de gasolina, $0,94 \text{ m}^3$ de gás natural ou 1,3 kg de carvão (PELLECUER, 2015).

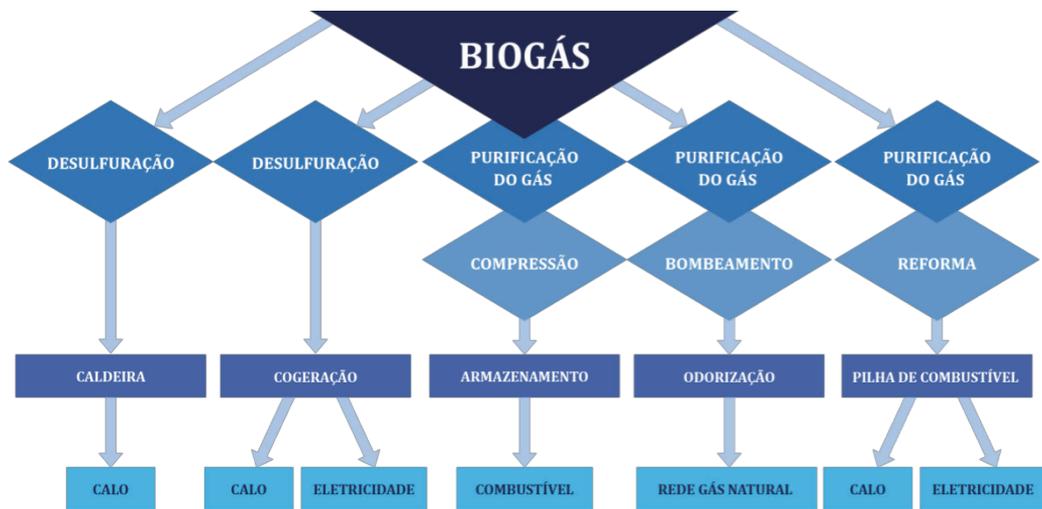


Figura 5.6 Tratamento necessário ao biogás em função de sua utilização.

Fonte: Carreas (2013).

O biogás, ou biometano, apresenta diversas aplicações energéticas (Figura 5.7), normalmente correspondentes às do gás natural, como a geração de calor por combustão direta, a geração de eletricidade através de turbinas à vapor, o aproveitamento em sistema de cogeração (calor e eletricidade), como combustível de veículos motorizados adaptados, ou injetado na rede de gás natural. Dentre essas aplicações, as mais comuns são a combustão direta para a produção de calor e a geração de energia elétrica com motores de cogeração, embora exista interesse crescente no seu aproveitamento como combustível de automação e integração na rede de gás natural (CARREAS, 2013).

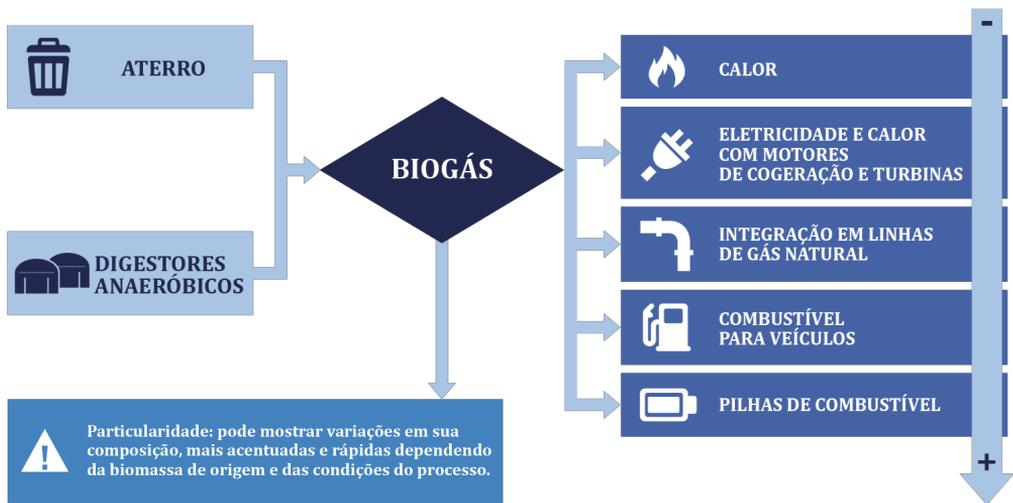


Figura 5.7 Principais aplicações atuais do biogás e grau de refinamento necessário.

Fonte: Carreas (2013).

5.4.2 Digestão Anaeróbia

A degradação biológica da matéria orgânica ocorre naturalmente através do metabolismo de diversos microrganismos, responsáveis por quebrar as cadeias orgânicas do substrato degradável em produtos com estruturas mais simples. Esse metabolismo pode ocorrer ou não na presença de oxigênio, o que faz com que seja possível classificar os microrganismos em aeróbios, anaeróbios ou facultativos. Enquanto os microrganismos aeróbios requerem oxigênio para sua sobrevivência, os anaeróbios se desenvolvem na ausência de oxigênio. Já os microrganismos facultativos sobrevivem nos dois tipos de ambiente.

A aplicação desses processos naturais no tratamento de efluentes ou resíduos sólidos pode ser realizada através de diversas técnicas que permitem reduzir a carga orgânica contaminante dos resíduos. Atualmente, a digestão anaeróbica, ou biometanização, é considerada como um dos tratamentos mais utilizados para esse fim (CARREAS, 2013). A Figura 5.8 ilustra uma unidade de biometanização instalada em uma fazenda na Europa.



Figura 5.8 Unidade de biometanização instalada em uma fazenda na Europa.

Fonte: Pellecuer (2015).

A biodigestão anaeróbia pode ser definida como um processo de decomposição por meio do qual bactérias convertem material orgânico em gases metano e dióxido de carbono na ausência de oxigênio (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2010). A utilização desse processo no tratamento de efluentes e resíduos sólidos é de grande interesse, pois, além de proporcionar a redução da carga orgânica poluente, ele resulta na produção de biogás, que pode ser aproveitado em diversos usos, como já visto.

Quando comparada a tratamentos aeróbios, a biodigestão anaeróbia apresenta as vantagens de ser energeticamente mais econômica (não demanda aeração dos tanques), de apresentar baixos custos de implantação, operação e manutenção, e de possibilitar o uso energético do biogás. Além disso, esse processo de tratamento apresenta boa tolerância a afluentes com alta concentração de matéria orgânica e resulta em baixíssima produção de lodo (SPERLING, 2005). Entretanto, a velocidade de degradação dos compostos orgânicos é baixa quando comparada aos tratamentos aeróbicos, fazendo com que sejam necessários tempos de retenção elevados e reatores maiores. Além disso, biodigestores anaeróbios são relativamente mais sensíveis a variações de carga e compostos tóxicos (SPERLING, 2005), o que requer atenção para um bom funcionamento do biodigestor.

- *Principais tecnologias*

A biodigestão ocorre em um tanque fechado, conhecido por reator, digestor ou fermentador. Como as reações bioquímicas envolvidas no processo de degradação anaeróbia são endotérmicas (absorvem calor), é necessário que os digestores sejam aquecidos, o que corresponde ao consumo de cerca de 10% a 15% da energia produzida pelo biogás gerado (PELLECUER, 2015). Embora existam diversas tecnologias e tipos de reatores que realizam o processo de biodigestão, elas podem ser categorizadas de acordo com o teor de sólidos do substrato, com as temperaturas ideais de reação, ou com o tipo de alimentação e retirada do composto orgânico.

Com relação ao teor de sólidos do substrato, existem dois tipos de tecnologia: os processos por **via seca** e os processos por **via úmida**. Segundo Pellecuer (2015), a biodigestão por via seca corresponde à digestão de resíduos sólidos que apresentam de 15 a 40% de teor de sólidos. Nesse tipo de metanização, o fluxo de matéria é limitado e o digestor tem tamanho reduzido, mas o processo apresenta condições menos favoráveis de matéria e calor. Já a biodigestão por via úmida corresponde à digestão de substratos que apresentam teor de sólidos inferior a 15%. Para que ocorra a digestão de resíduos sólidos por essa via, eles devem ser diluídos. Nessa via, o fluxo de matéria é contínuo (mistura completa), permitindo boa homogeneização do substrato e otimização da transferência de matéria e calor, além de apresentar maior produção de biogás. Entretanto, o digestor tem tamanho significativo, o fluxo de matéria é elevado e o composto orgânico deve ser acondicionado antes de encaminhado para sua destinação final (PELLECUER, 2015).

Já com relação às temperaturas ideais de reação, a biodigestão pode ser **mesofílica** ou **termofílica**. Enquanto as reações mesofílicas ocorrem em temperaturas ideais entre 30 a 40°C, as reações termofílicas ocorrem em uma faixa de 50 a 70°C (CARREAS, 2013). Segundo Pellecuer (2015), a biodigestão mesofílica é relativamente mais fácil de se controlar, por ser mais estável, além de consumir menos energia (cerca 20% da energia resultante do biogás produzido) do que a biodigestão termofílica (30%). Entretanto as reações que ocorrem em temperatura mais baixa são mais lentas e apresentam rendimento mediano (PELLECUER, 2015).

O processo de biodigestão também pode ser classificado entre reatores em **batelada** ou em **fluxo contínuo**, que diz respeito ao tipo de alimentação e retirada do composto orgânico de cada reator. Nos reatores em batelada, os reagentes são introduzidos de uma só vez, de forma descontínua, não havendo nem entrada nem saída de reagentes ou produtos enquanto a reação se processa. Esses reatores são mais adequados à biodigestão por via seca, com substrato de alto teor de sólidos. Entretanto, para que a coleta do biogás seja realizada de modo contínuo, deve-se instalar uma série

de reatores em bateria (PELLECUER, 2015). Já os reatores em fluxo contínuo são mais adaptados ao tratamento de efluentes líquidos, apresentando um bom resultado na degradação do substrato e produção de biogás. Entretanto, apesar de apresentar uma operação mais simples, a biodigestão em fluxo contínuo consome mais energia.

- *Etapas do processo anaeróbio*

O processo de digestão anaeróbia da biomassa ocorre em quatro etapas diferentes: Hidrólise, Acidogênese, Acetogênese, e Metanogênese. Como resultado desse processo de transformação, a biomassa é convertida em Biogás ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2$) e composto (água, matéria orgânica não degradável, minerais dissolvidos), que geralmente pode ser aplicado na agricultura, necessitando ou não de condicionamento prévio, de acordo com as características do substrato. Esse processo está representado no diagrama da Figura 5.9.

Na primeira etapa, a **Hidrólise**, a biomassa é degradada em moléculas mais simples, como açúcares e ácidos graxos. Para que isso ocorra, bactérias hidrolíticas liberam enzimas extracelulares que degradam os compostos orgânicos complexos (carboidratos, proteínas, lipídeos, etc.) em compostos orgânicos simples (açúcares, aminoácidos, peptídeos, glicerina e ácidos graxos), que podem então ser transportados para dentro das células dos microorganismos e metabolizadas (OLIVEIRA, 2004). Essa etapa é a responsável por proporcionar substratos orgânicos para as seguintes etapas do processo anaeróbio, sendo considerada como limitante da sua velocidade global (CARREAS, 2013).

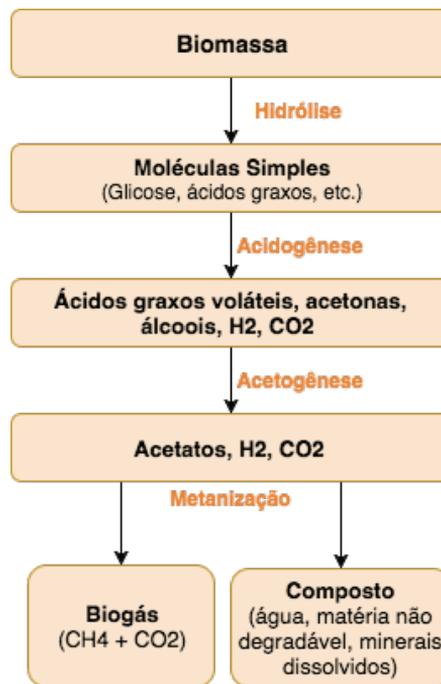


Figura 5.9 As quatro etapas da biodigestão anaeróbia.

Fonte: Adaptado de Pellecuer (2015).

A segunda etapa, conhecida por **Acidogênese**, é realizada por microrganismos facultativos fermentativos. Nela, ocorre a transformação das moléculas orgânicas solúveis, resultantes da hidrólise, em ácidos graxos voláteis, álcoois, acetonas, hidrogênio e dióxido de carbono, através da fermentação. Segundo Scherer (1995), a pressão parcial do hidrogênio, relativa a sua concentração no meio, é um fator determinante para os tipos de produtos a serem gerados durante a acidogênese. Quanto maior a concentração de H₂, maior sua pressão parcial, e menor a quantidade de ácido acético e hidrogênio formados, em favorecimento da geração de ácidos orgânicos de cadeia longa (SCHERER, 1995).

Na terceira etapa, a **Acetogênese**, ocorre a transformação dos produtos da Acidogênese em acetatos, hidrogênio e dióxido de carbono, por bactérias estritamente anaeróbias que vivem em simbiose com as bactérias metanogênicas (BRYANT et al., 1967). A reação envolvida nessa transformação é muito influenciada pela concentração de hidrogênio presente no ambiente. Altas concentrações fazem com que as condições do ambiente fiquem inadequadas para que as bactérias acetogênicas possam converter os ácidos orgânicos gerados na etapa anterior. Conseqüentemente, o acúmulo cada vez maior de ácidos orgânicos não convertidos inibe a ação das bactérias metanogênicas e compromete a geração de biogás (CARREAS, 2013).

Por fim, ocorre a última etapa do processo de biodigestão anaeróbia, a **Metanogênese**. Nessa etapa, o ácido acético, o hidrogênio e dióxido de carbono são convertidos em metano e gás carbônico, por meio do metabolismo de microrganismos metanogênicos classificados dentro do domínio das Archea. Esses organismos possuem características particulares que fazem com que eles possam sobreviver em ambientes específicos, em que aceptores de elétrons mais comuns (oxigênio e nitrato) existem em baixas concentrações, ou não estão presentes (BAUER, et al., 2008). Dessa forma, pode-se considerar que a metanogênese é uma respiração anaeróbia em que o acceptor de elétrons é o gás carbônico ou carbono do grupo metil do acetato.

Os microrganismos metanogênicos podem ser divididos em dois grupos principais, em função da sua fisiologia: Metanogênicos acetoclásticos e as Metanogênicos hidrogenotróficos. Enquanto os primeiros produzem metano a partir de do ácido acético e metanol, apresentando crescimento lento e não sendo afetados pela concentração de hidrogênio no biogás, os segundos produzem metano a partir de hidrogênio e CO₂ (CARREAS, 2013).

Nos digestores anaeróbios, além dos microrganismos descritos, existe também um outro grupo que merece atenção, as bactérias sulforedutoras, especialmente na presença de sulfatos. Segundo Hidalgo e García (2001), esses organismos, que podem reduzir os sulfatos a sulfeto de hidrogênio (H₂S), são de grande importância, pois competem com as metanogênicas por acetato e hidrogênio, reduzindo a formação de metano e alterando as rotas metabólicas de um biodigestor anaeróbio.

Dessa forma, é essencial que ocorra o controle da presença de sulfatos no biodigestor, considerando que, além de afetar a produção do biogás, as bactérias sulforedutoras alteram também sua qualidade. Ao aumentar a concentração de ácido sulfídrico no combustível, essas bactérias afetam seu aproveitamento energético, pois aumentam o poder corrosivo do biogás (HIDALGO; GARCÍA, 2001).

5.4.3 Gás de Resíduos Pecuários

Segundo IPEA (2012), a participação do Brasil no comércio internacional de proteína animal cresce cada vez mais, destacando-se na produção de carne bovina, suína e de frango. Até 2020, espera-se que a produção nacional de carne bovina suprirá 44,5% do mercado mundial, a carne de frango, 48,1%, e a carne suína, 14,2% (IPEA, 2012). Em 2010, o setor pecuário foi responsável por contribuir para a economia brasileira com cerca de R\$ 242,7 bilhões, correspondendo a 6,6% do PIB nacional (CENTRO DE ESTUDOS AVANÇADOS EM ECONOMIA APLICADA – CEPEA, 2010).

Embora este setor tenha papel essencial na economia do país, a pecuária é responsável também por gerar diversos resíduos que podem causar severos impactos ambientais. Um dos principais resíduos desse setor é a produção de dejetos animais, inerente ao processo de criação. Pode-se observar na Tabela 5.9 a significativa magnitude da produção média de dejetos, de acordo com cada espécie animal.

Considerando que a produção pecuária brasileira apresenta indícios de significativa expansão, é essencial que grande atenção seja dada às consequências ambientais desse crescimento. Logo, o desenvolvimento de medidas e soluções que mitiguem esses impactos é imperativo para que a expansão do setor pecuário ocorra de modo sustentável, em sintonia com o ambiente em que está inserida.

Tabela 5.9 Produção diária de dejetos por tipo de animal

Tipo de Animal	Média de produção de dejetos (kg/dia)
Bovinos	10,00
Suínos	2,25
Equinos	10,00
Aviários	0,18

Fonte: Adaptado de Sganzerla (1983).

Uma alternativa interessante para a gestão dos resíduos agropecuários, principalmente no que diz respeito aos dejetos animais, é o seu tratamento através do processo de biodigestão anaeróbia. Além de gerar biogás, contribuindo para a redução de gastos elétricos ou mesmo autossuficiência da indústria, a biodigestão dos dejetos resulta também, como já visto, na produção de composto orgânico. Esse composto, rico em minerais e matéria orgânica não degradável, pode ser aplicado na produção agrícola, aumentando sua produtividade e reduzindo a necessidade de consumo de fertilizantes químicos. Dessa forma, a utilização de biodigestores pode contribuir não somente com a sustentabilidade da produção pecuária, como também pode ajudar na redução dos impactos da produção agrícola.

Tabela 5.10 Potência de produção de biogás de diversos dejetos.

Tipos de dejeço	Produção de biogás (m ³ /t de matéria seca)	Teor de Metano no biogás (%)
Bovinos	270	55
Suínos	560	50
Equinos	260	Variável
Ovinos	250	50
Aves	285	Variável

Fonte: Adaptado de Sganzerla (1983).

O potencial de produção de biogás varia de acordo com os dejetos utilizados. Pode-se perceber através da análise da Tabela 5.10, que os dejetos suínos apresentam melhor desempenho na produção de biogás, com alto percentual de gás metano de 50%. Entretanto, é importante notar que a produção de CH₄ pode variar também entre membros da mesma espécie, devido a diferentes regimes de alimentação, considerando que animais em confinamento produzem geralmente quantidades maiores de biogás (SGANZERLA, 1983).

5.4.4 Gás de Aterro Sanitário

Resíduos sólidos são definidos pela norma NBR 10004:2004 como resíduos nos estados sólido e semi-sólido, que resultam de atividades de origem industrial, doméstica, hospitalar, comercial, de serviços e de varrição. De acordo com a mesma norma, os resíduos sólidos podem ser classificados em Resíduos Perigosos (Classe I), quando apresentam pelo menos um dos critérios de periculosidade (inflamável, corrosivo, reativo, tóxico, patogênico, carcinogênico, teratogênico, ou mutagênico). Já os Resíduos Não Perigosos (Classe 2) podem ser divididos entre Não Inertes (Classe II A) ou Inertes (Classe 2 B). Os resíduos não inertes são aqueles que não são perigosos, mas podem apresentar características como biodegradabilidade, combustibilidade, ou solubilidade em água.

Segundo a Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (ABRELPE, 2016), foram gerados no Brasil no ano de 2015 um total anual de 79,9 milhões de toneladas de resíduos sólidos, o que corresponde a uma produção de quase 220.000 t/dia de resíduos sólidos. No total, cerca de 90,8% desses resíduos foram coletados, o que leva a cerca de 7,3 milhões de toneladas de resíduos sem coleta

no país. Com relação a disposição final, cerca de 58,7% dos resíduos sólidos coletados seguiram para aterros sanitários, enquanto o restante seguiu para locais impróprios de disposição, como aterros controlados (24,1%) e lixões (17,2%). A prática da disposição final inadequada de desses resíduos ainda é ocorrente em todas as regiões e estados brasileiros, sendo que 3.326 municípios ainda fazem uso desses locais impróprios de disposição (ABRELPE, 2016).

O aterro sanitário pode ser definido como uma forma de disposição final de resíduos sólidos urbanos no solo, respeitando os critérios de engenharia e normal operacionais específicas, de modo a proporcionar o confinamento seguro dos resíduos, evitando danos ou riscos à saúde pública e minimizando os impactos ambientais (BIDONE; POVINELLI, 2010). Como pode ser observado na Figura 5.10, no ano de 2015, cerca de 2.244 municípios brasileiros realizavam a disposição final de seus resíduos em aterros sanitários, totalizando um volume de mais de 72 milhões de toneladas de resíduos sólidos recebera destinação ambientalmente adequada.

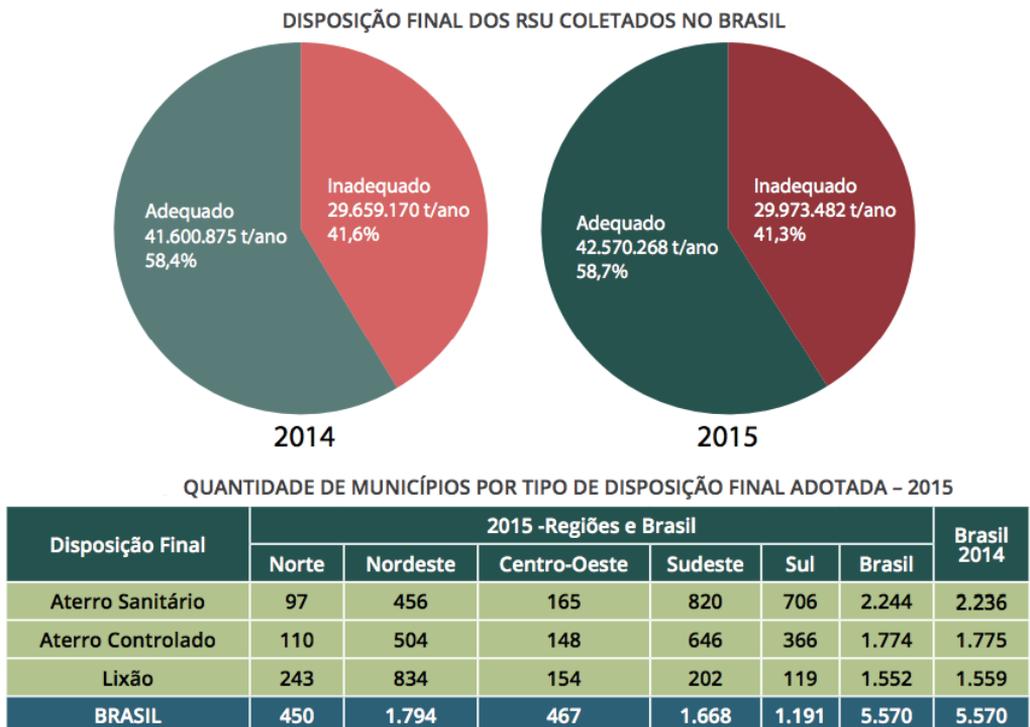


Figura 5.10 Disposição final dos resíduos sólidos no Brasil em 2015.

Fonte: ABRELPE (2016).

A partir do momento que os resíduos sólidos são enterrados, independentemente de sua composição, as populações de microrganismos neles presentes começam, em condições ambientais favoráveis, a multiplicar-se no ambiente do aterro, fazendo com que ele passe a atuar como um reator biológico onde as principais entradas são os resíduos e a água e as principais saídas são os gases e o chorume (BIDONE; POVINELLI, 2010). A decomposição da matéria orgânica passa a ocorrer então por dois processos, sendo o primeiro de decomposição aeróbia, que ocorre normalmente no início da degradação quando os resíduos estão sendo enterrados, e o segundo de decomposição anaeróbia, que passa a ocorrer devido à redução do O_2 presente no ambiente. Esses processos podem ser divididos em cinco diferentes fases, separadas de acordo com a concentração de O_2 , CO_2 , CH_4 , H_2 e N_2 no meio (CARREAS, 2013), como pode ser observado na Figura 5.11.

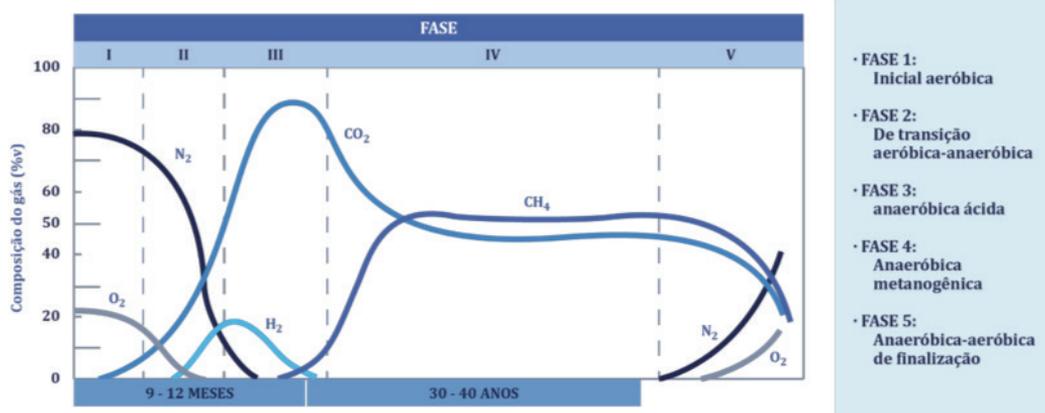


Figura 5.11 Processo de formação de gases em um aterro.
Fonte: Carreas (2013).

Assim como o biogás, o gás de aterro é composto por diversos gases, com significativos teores de metano e o dióxido de carbono, sendo que a distribuição percentual exata da composição varia de acordo com a antiguidade do aterro. Além da composição, a produção de gás varia de aterro para aterro, dependendo dos resíduos recebidos e das condições naturais e humanas do ambiente a que ele foi exposto. Entretanto, Ham e Barlaz (1989) registraram uma produção de cerca de 0,05 e 0,40 m^3 de gás de aterro por quilograma de resíduo sólido instalado e colocado, através de estudos realizados em aterros de grande porte.

Considerando a quantidade total de resíduos sólidos encaminhados para aterros sanitários no Brasil (Tabela 5.11), é possível realizar uma análise simplificada do potencial de aproveitamento do gás de aterro no país. Sabendo que a geração de gás de

aterro é de 0,05 a 0,40 m³ por quilograma de resíduo depositado (HAM; BARLAZ, 1989), adotou-se um valor médio de 0,225 m³/kg de resíduo sólido. Levando em consideração que as concentrações de metano nesse gás variam de 50 a 60%, adotou-se um valor médio de 55% de teor de CH₄, que possui poder calorífico de cerca de 8.500 kcal/m³. Com a hipótese que esse gás seria utilizado em caldeiras termelétricas a vapor, que apresentam eficiência de cerca de 42% a 44% (TOLMASQUIM, 2016a), assumiu-se uma eficiência média de 43% para a geração de energia elétrica a partir do gás de aterro. Segundo Brasil (2013), a média de consumo brasileiro de eletricidade por habitante é de cerca de 2.545 kWh/hab.ano. Considerando a população do País no ano de 2015 e sua consequente geração de resíduos, foi possível estimar o percentual da população de cada região administrativa que seria abastecido com a energia produzida pelo aproveitamento do gás de aterro gerado pela decomposição de seus próprios resíduos sólidos. Os resultados dessa análise simplificada estão representados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 Percentagens de abastecimento de energia elétrica a partir do gás de aterro.

Regiões	Resíduos Sólidos Coletados* (10 ⁶ t/ano)	Destinação para aterros sanitários* (%)	Volume de gás de aterro gerado (10 ⁶ m ³ /ano)	Energia gerada (TWh/ ano)	População Abastecida pela energia gerada (habitantes)	Porcentagem em da População (%)
Norte	4,6	35,8	205,2	871,8	342.562	2,02
Nordeste	16,0	35,7	707,8	3.006,7	1.181.407	2,09
Centro-oeste	5,9	30,5	223,4	949,0	372.903	2,41
Sudeste	38,2	73	3.450,0	14.655,4	5.758.498	7,17
Sul	7,8	70,9	682,6	2.899,8	1.139.405	3,90
Brasil	72,6	58,7	5.269,7	22.385,1	8.795.717	4,43

*Fonte: ABRELPE (2016).

Por meio da análise da Tabela 5.11, é possível perceber que a Região Sudeste apresenta o maior potencial de geração de gás de aterro. A energia produzida através do aproveitamento em termelétrica a vapor do gás de aterro gerado a partir dos resíduos sólidos coletados na Região Sudeste seria capaz de abastecer mais de 7% da demanda elétrica da região. O alto índice de geração apresentado no Sudeste é explicado pelo fato de que a região, além de possuir maior número de habitantes e consequente maior volume de resíduos, apresenta também a maior taxa de destinação dos resíduos sólidos coletados a aterros sanitários. Além disso, seu maior

desenvolvimento econômico gera maior consumo, o que também leva a um aumento na taxa de produção de resíduos sólidos por habitante. Com relação à média nacional, se todo o gás produzido nos aterros do país em 2015 tivesse sido coletado e utilizado para geração de eletricidade, cerca de 22 mil TWh de energia elétrica teriam sido produzidos, o que abasteceria quase 4,5% da população do país.

5.4.5 Gás da Biodigestão da Vinhaça

Conforme visto anteriormente, o Brasil possui grande potencial de produção de álcool combustível, que chegou a atingir em 2015 um recorde de geração de cerca de 30 bilhões de litros de etanol. Considerando que, para cada litro de álcool produzido, são gerados de 10 a 15 litros de vinhaça, cerca de 375 bilhões de litros de vinhaça foram gerados em 2015. Esse resíduo é um efluente altamente poluente, sendo essencial o seu tratamento antes da disposição final.

A digestão anaeróbia pode ser aplicada no tratamento da vinhaça, reduzindo seu conteúdo orgânico, porém mantendo a maioria de seus nutrientes, como o potássio, o nitrogênio e o fósforo (removidos levemente pelo metabolismo dos microrganismos). Dessa forma, a vinhaça ainda pode ser utilizada para a fertirrigação após a biodigestão, evitando, contudo, a maioria dos problemas relacionados a sua aplicação no solo (MORAES et al., 2014).

Como resultado do processo de digestão anaeróbia da vinhaça, há formação de biogás, rico em CH_4 (Metano). Esse gás pode ser aproveitado como combustível em uma usina termoelétrica, podendo ser utilizado tanto para a produção de calor, como para produção de energia elétrica, ou para ambos (cogeração).

O tratamento biológico da vinhaça pode ser realizado tradicionalmente através de reatores UASB, que apresentam como subproduto a geração de um biogás combustível (CH_4). Entretanto, segundo Ferraz Júnior et al. (2016), estudos demonstram que reatores anaeróbios de leito empacotado de fluxo ascendente (APBR) podem ser usados com sucesso na produção contínua de hidrogênio termófilo, através do aproveitamento da vinhaça de cana-de-açúcar como substrato. Nesses estudos, determinou-se uma taxa de carga orgânica ótima (OLR) de $84,2 \text{ kgCOD m}^{-3}\text{d}^{-1}$, resultando em valores máximos de produção de hidrogênio e rendimento de $5.252,6 \text{ NmL-H}_2\text{.d}^{-1}$ (FERRAZ JÚNIOR et al., 2016).

A potência gerada através da biodigestão anaeróbia da vinhaça pode ser calculada a partir da seguinte equação, de acordo com Moraes et al. (2014):

$$P = \left(\frac{LHV_b}{f_v} \right) * (E_{COD} Q_v C_{COD_v}) * \Omega_{CH_4}$$

[Equação 5.1]

Em que:

P: Potência [kJ/h];

LHV_b: Poder calorífico inferior;

f_v: Fração volumétrica de metano no biogás;

E_{COD}: Eficiência de remoção de DQO;

Q_v: Vazão volumétrica de vinhaça [m³/h];

C_{COD_v}: Teor de DQO na vinhaça [kg/m³];

Ω_{CH₄}: Produção de CH₄ por DQO removida [Nm³/kg].

Segundo Moraes et al. (2014), a quantidade de energia elétrica que poderia ser produzida por uma usina alcooleira (165.800 m³_{etanol}/safra), através da biodigestão da vinhaça, é de cerca de 5.000 MWh por mês, o que corresponde ao consumo elétrico de uma cidade de 130.000 habitantes. Já considerando um sistema de cogeração, a quantidade de energia elétrica produzida seria de 4.000 MWh por mês, correspondendo a uma cidade de 100.000 habitantes. Além disso, o uso do biogás nas caldeiras da usina reduziria o volume de bagaço consumido por ela, liberando-o para outros usos, como venda ou aplicação na produção de etanol de segunda geração (MORAES et al., 2014).

- *Biodegestores utilizados*

A biodigestão termofílica da vinhaça é realizada tradicionalmente através de reatores UASB, representado na Figura 5.12. Segundo Sperling (2005), nesses reatores, também chamados de Reatores Anaeróbios de Fluxo Ascendente e de Manta de Lodo (RAFA), a biomassa cresce dispersa no meio, não estando aderida a um meio suporte especialmente incluído. Quando ela cresce, a própria biomassa pode acabar formando pequenos grânulos devido à aglutinação das várias espécies microbianas, que tendem a servir de meio suporte para outras bactérias. Dentro do reator, a concentração de biomassa é muito elevada, fazendo com que o volume requerido seja bem reduzido quando comparado a outros sistemas de tratamento. O líquido flui de forma ascendente dentro do reator, entrando pelo fundo e se encontrando com o leito de lodo, o que leva à adsorção de grande parte da matéria orgânica. A formação de gases, como metano e gás carbônico, é resultante da atividade anaeróbia dentro do reator. De modo a separar

e acumular esses gases e a reter e retornar a biomassa para dentro do reator, sua parte superior apresenta uma estrutura conhecida como separador trifásico, que apresenta formato de cone invertido e separa líquidos, sólidos e gases. O gás é direcionado para a parte superior, de onde pode ser coletado e reaproveitado (SPERLING, 2005).

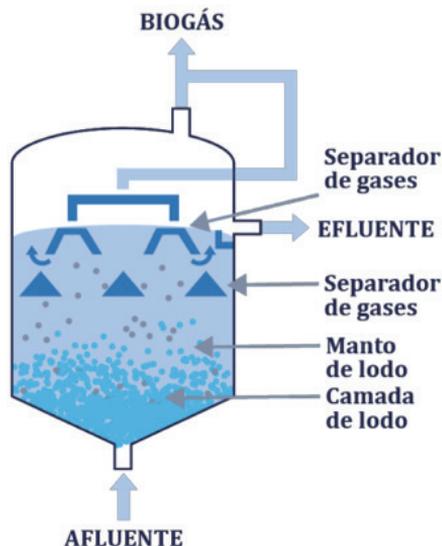


Figura 5.12 Esquema de um reator UASB.
Fonte: Carreas (2013).

Enquanto o UASB apresenta tecnologia já consolidada para a geração de metano, os reatores de leito empacotado (APBR) são considerados uma boa alternativa para a produção de hidrogênio, pois apresentam configuração simples e não requerem nem agitação mecânica, nem aparatos de recirculação, o que faz com que o sistema seja pouco oneroso de simples operação. A produção do biogás pode ser realizada tanto por um reator UASB de uma fase, como pela combinação APBR-UASB (FERRAZ JÚNIOR, 2013).

Estudos realizados por Ferraz Júnior et al. (2016) apontam que a combinação APBR-UASB, em que o reator UASB recebe o efluente acidificado do reator APBR, apresenta desempenho superior ao UASB, tanto na produção de metano, quanto na produção de hidrogênio. O sistema APBR-UASB aumenta a biodegradabilidade anaeróbia da vinhaça em mais de 20% e isso reflete na extração energética do sistema. Enquanto um litro de vinhaça no UASB gera uma potência de cerca de 36,2 W de metano, o sistema APBR-UASB gera 45,5 W, dos quais 1,5 W corresponde à produção de hidrogênio e 42,0 W à produção de metano na segunda fase. Além disso, enquanto o

UASB é responsável por remover cerca de 70% da DQO da vinhaça, o sistema APBR-UASB pode apresentar eficiências de remoção de DQO superiores a 90% (FERRAZ JÚNIOR et al., 2016).

Sem contar que a separação de processos permite a seleção e o enriquecimento de diferentes microrganismos em cada reator e aumenta a estabilidade do processo como um todo. Essa combinação permite o controle da fase de acidificação no primeiro reator, evitando, assim, a sobrecarga e/ou a inibição dos microrganismos metanogênicos no segundo reator (ZAIAT et al., 2016). Entretanto, é importante lembrar que o potencial poluidor da vinhaça não é resolvido no estágio de produção de hidrogênio (reator APBR), considerando que a redução da matéria orgânica no processo acidogênico é limitada (20% a 30%), sendo a fase metanogênica (reator UASB) necessária para concluir o tratamento anaeróbio (FERRAZ JÚNIOR, 2013).

Segundo Zaiat et al. (2016), no reator acidogênico de primeira fase, o hidrogênio produzido na etapa fermentativa é transferido para a fase gasosa e recuperado como fonte de energia. A inclusão do reator de segunda etapa (metanogênico) em série é um aspecto importante quando se trata da utilização da tecnologia anaeróbia para produção de hidrogênio e subsequente produção de metano, para remover fração considerável da matéria orgânica. É possível averiguar a estequiometria da metanogênese, a partir da glicose, que apenas 30% da matéria orgânica inicial podem ser removidos do meio líquido quando há produção de hidrogênio. Dessa forma, a maior parte da fração orgânica presente na corrente afluenta permanece como produto solúvel após a fermentação. Por conseguinte, é necessário um estágio complementar, após a produção do hidrogênio, para a degradação dessa matéria orgânica (ZAIAT et al., 2016).

- Desafios para a implementação da tecnologia

Segundo Moraes et al (2014), em 2008, considerando a matriz elétrica brasileira, a capacidade instalada de energia de biogás foi de 45 MW. Comparado com a energia mensal gerada pela eletricidade no cenário presente (181,9 MW), a capacidade instalada de energia a partir do biogás poderia ser aumentada em aproximadamente quatro vezes se toda a vinhaça gerada no Brasil na safra 2009/2010 fosse biodigerida antes da aplicação do solo. Apesar desse grande potencial, o biogás encontra-se atualmente desvalorizado como combustível alternativo, enquanto a técnica de fertirrigação está amplamente consolidada, sem estar sujeita a controle ambiental adequado (MORAES et al., 2014).

Outro desafio encontrado para a consolidação desse aproveitamento é a ausência de extensa literatura relacionada a tecnologia, o que dificulta a clara

compreensão do processo utilizado. Além do mais, considerando que as biorefinarias operam por cerca de 200 dias por ano, pausando no período entre safras, faltam estudos que examinem o re-start bem sucedido da planta de tratamento termofílico, o papel da comunidade microbiana na digestão anaeróbica da vinhaça, e a persistência dessas comunidades dentro dos reatores durante o período em que a planta permanece parada (FERRAZ JÚNIOR et al., 2016).

Logo, para que a implementação no mercado da geração de biogás a partir da biodigestão da vinhaça seja bem sucedida, é imperativo o trabalho conjunto de incentivos governamentais, esforços da comunidade científica, e atuação das agências ambientais (MORAES et al., 2014).

5.5 – Análise Crítica

O termo “biomassa” é amplo e se refere, de forma generalizada, a diferentes materiais orgânicos que podem de alguma forma ser utilizados para gerar energia, seja para uma pequena residência ou para incorporação no Sistema Interligado Nacional. O aproveitamento da biomassa é considerado hoje uma das fontes com maior potencial de crescimento para o suprimento energético mundial no futuro (ANEEL, 2008), não só por ser considerada renovável (em detrimento de fontes como os combustíveis fósseis), mas também por, em muitos casos, aproveitar materiais que antes seriam descartados como resíduos.

As formas de aproveitamento da biomassa são inúmeras, o que torna as pesquisas relacionadas a esta fonte diversas – da cana-de-açúcar, por exemplo, pode ser gerado o etanol, combustível com consumo crescente em substituição a derivados de petróleo (ANEEL, 2008), e energia elétrica através de seus resíduos, como o bagaço e as cascas. Apesar de ser inegável a diversidade de rotas tecnológicas para a geração de energia através da biomassa, também deve ser constatado que todas possuem como base a transformação da biomassa em um produto intermediário por meio de processos que podem ser termoquímicos, bioquímicos ou físico-químicos. É este produto intermediário que será usado, por fim, para a geração de energia (CARDOSO, 2012).

As principais vantagens da utilização da biomassa como fonte de energia se consistem da característica renovável deste insumo; a redução de impactos socioambientais; a possibilidade de diversificação da matriz energética brasileira; a agregação de valor às cadeias produtivas de base rural; o aproveitamento de resíduos urbanos e rurais, transformando em insumo e possibilidade de complementação de renda o que antes era visto como um problema a ser resolvido; a potencial redução no

consumo de combustíveis fósseis e a enorme disponibilidade de resíduos do cultivo de cana em âmbito nacional, devido ao enorme mercado doméstico e internacional que esta cultura possui (TOLMASQUIM, 2016b).

No Brasil, esta fonte de energia se apresenta hoje como a terceira mais utilizada, de acordo com o número de empreendimentos em operação e a participação destes na matriz nacional (CARDOSO, 2012). Os incentivos fornecidos pelo governo, alguns implantados desde a primeira metade da década passada, o que inclui os leilões de energia dedicados às fontes renováveis, intensificam ainda mais a participação da biomassa no segmento. A reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional, com vistas a adoção de um mercado competitivo descentralizado e a exigência do uso mais racional da energia também abre portas para o aumento do potencial desta fonte (BRASIL, 2004).

Ainda é necessário considerar a participação do biodiesel na cadeia nacional de combustíveis, que hoje já compõe, através da Lei 11.097 publicada em 2005, 5% do diesel comercializado em todo o Brasil. A grande variedade de espécies oleaginosas no território nacional e a existência de incentivos governamentais como o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) são alguns dos motivos para que se perceba um aumento exponencial da produção do combustível nos últimos anos, o que se mostra como tendência também para o futuro. Essa tendência se mostra verdadeira mundialmente, já que há um estímulo dos governos de muitos países (como Canadá, Argentina e Japão) para um aumento no uso e produção desse combustível (SEBRAE, 2017).

Apesar das vantagens e do potencial crescente do aumento do uso da biomassa para geração de energia, ainda há alguns desafios que devem ser vencidos no segmento. Devido à ainda bastante significativa participação da madeira no mercado mundial de consumo de biomassa como fonte energética, muitas pessoas associam a utilização da biomassa com o desflorestamento e à desertificação de áreas, problema que, segundo o Atlas da ANEEL (2008), está hoje bastante atenuado em comparação com cenários passados. Com relação ao setor sucroalcooleiro, são identificados como desafios a falta de experiência ainda frequente com os métodos de aproveitamento energético com rejeitos e os custos elevados das tecnologias mais eficientes (TOLMASQUIM, 2016b). Para o aproveitamento de biomassa energética proveniente de resíduos sólidos, é considerado um desafio os investimentos de magnitudes diferenciadas necessários para o preparo inicial da biomassa (como secagem ou adequação granulométrica, por exemplo), além de ser fundamental que haja um desenvolvimento técnico e comercial em larga-escala de plantas com alta eficiência de aproveitamento (TOLMASQUIM, 2016b). Por fim, deve-se ainda mencionar a pulverização do consumo da biomassa, já que esta é bastante utilizada em localidades

isoladas e pequenos núcleos rurais, o que torna difícil a estimativa precisa do seu consumo (ANEEL, 2008).

Caso sejam vencidos os desafios, porém, a maior diversificação na matriz energética brasileira trazida pelo aumento da participação da biomassa no setor traria vantagens econômicas, sociais e ambientais para o país. E apesar dos obstáculos ainda existirem, essa diversificação, com o notável aumento da produção através de fontes renováveis, já está sendo percebida através de estudos ao longo do tempo (TOLMASQUIM; GUERREIRO; GORINI, 2007).

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas da energia elétrica**. 2.ed. Brasília, 2005.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3.ed. Brasília, 2008.

ANDRADE, J.M.F; DINIZ, K.M. **Impactos ambientais da agroindústria da cana-de-açúcar**: subsídios para a gestão. 2007. 131f. Monografia (Especialização) - Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE EMPRESAS DE LIMPEZA PÚBLICA E RESÍDUOS ESPECIAIS. **Panorama dos resíduos sólidos no Brasil 2016**. 11.ed. São Paulo, 2016.

ATCHISON, J.E. Making the bagasse available for pulp, paper, board, fiber board, particle board and others industrial products at what price equivalent fuel values of bagasse and other fibrous row materials as compared to fossil fuels. In: CONGRESS OF INTERNATIONAL SOCIETY OF SUGAR CANE TECHNOLOGISTS, 16., São Paulo, 1977. **Proceedings...** São Paulo: Executive Committee of ISSCT, 1977. v.2, p.3129-3144.

BARATA, L.D. **Panorama setorial** - avaliação do suprimento de energia elétrica no Brasil e perspectivas da política energética para o futuro do país. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2015.

BAUER, C. et al. Methanogens in biogas production from renewable resources – a novel molecular population analysis approach. **Water Science and Technology**, v.58, n.7, p.1433-1439, 2008.

BIDONE, F.R.A; POVINELLI, J. **Conceitos básicos de resíduos sólidos REENGE**. São Carlos: EESC/USP, 2010.

BIGATON, A. et al. Indicadores técnicos e custos de produção de cana-de-açúcar, açúcar e etanol no Brasil: fechamento de safra 2013/14. **Revista iPECEDE**, v.1, n.1, p.103-107, 2015. DOI: 10.22167/r.ipecege.2015.1.103.

BLEY JÚNIOR, C. et al. **Agroenergia da biomassa residual**: perspectivas energéticas, socioeconômicas e ambientais. 2.ed. Foz do Iguaçu: Itaipu Binacional; Brasília: Organização das Nações Unidas para Agricultura e Alimentação, 2009.

BORGES, J.M.M. **Alternativas para o desenvolvimento do setor sucroalcooleiro**. São Paulo: UNICA, FIPE – M B Associados, 2001 .

BRACIANI, U. **Estrutura de custos para implantação das usinas de geração de energia elétrica no Brasil**. 2011. 85p. Monografia (TCC) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

BRASIL. Lei nº11.097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as lei nº9.478, de 6 de agosto de 1997, nº9.847, de 26 de outubro de 1999 e nº10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Seção 1, 14 jan. 2005, p.8.

BRASIL. Lei nº12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a política nacional de resíduos sólidos, altera a lei nº9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Seção 1, 3 ago. 2010, p.3.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Biodiesel**. O novo combustível do Brasil: programa nacional de produção e uso do biodiesel. Brasília, 2004. Disponível em:<http://www.mme.gov.br/programas/biodiesel/galerias/arquivos/biodiesel/Apres_MinistraME_06-12-04.pdf>. Acesso em:14 fev. 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de expansão de energia 2023**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em:<<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>>. Acesso em: 19 nov. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Perspectivas para o etanol no Brasil**. Cadernos de Energia da EPE. Brasília: MME; Rio de Janeiro:EPE, 2008. Disponível em:<http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos_28/Cadernos%20de%20Energia%20-%20Perspectiva%20para%20o%20etanol%20no%20Brasil.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário estatístico de energia elétrica**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: EPE, 2013. Disponível em:<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em: 29 de nov. 2015.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Aproveitamento energético do biogás de aterro sanitário**. Brasília, 2017. Disponível em:<<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/residuos-solidos/politica-nacional-de-residuos-solidos/aproveitamento-energetico-do-biogas-de-aterro-sanitario>>. Acesso em: 13 fev. 2017.

BRYANT, M.P. et al. Methanobacillus omelianski, a symbiotic association of two species bacteria. **Archives of Microbiology**, v.59, n.1/3, p.20-31, 1967.

CARDOSO, B.M. **Uso da biomassa como alternativa energética**. 2012. 112p. Monografia (TCC) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

CARDOSO, T.F. **Cogeração de energia através do bagaço de cana-de-açúcar: revisão de literatura**. 2011. 23p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de São Carlos, Sertãozinho, 2011.

CARREAS, N. **Programa de capacitação em energias renováveis: o biogás**. Brasília: ONUDI, 2013.

CASTAÑÓN, N.J.B. **Biogás, originado a partir dos rejeitos rurais**. São Paulo, 2002. Trabalho apresentado na disciplina biomassa como fonte de energia – conversão e utilização, na USP em 2002.

CAVALIERO, C.K.N.; SILVA, E.P. Estudo de viabilidade da introdução do uso de óleos vegetais na geração de energia elétrica nos sistemas isolados. In: ENCONTRO DE ENERGIA DO MEIO RURAL, 3., 2000, Campinas. **Anais online...** Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000022000000200044&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 11 fev. 2017.

CENTRO DE ESTUDOS AVANÇADOS EM ECONOMIA APLICADA. **PIB do agronegócio**. 2010. Disponível em: <<http://www.cepea.esalq.usp.br/pib/>>. Acesso em: 10 fev. 2017.

DANTAS FILHO, P.L. **Análise de custos na geração de energia com bagaço de cana-de-açúcar: um estudo de caso em quatro usinas de São Paulo**. 2009. 175p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia, Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

DUNLAP, R.A. **Sustainable energy**. Halifax: Dalhousie University, 2015.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISAS AGROPECUÁRIAS. **Briquetagem e peletização de resíduos agrícolas e florestais**. Brasília, 2012. Disponível em: <<https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/bitstream/doc/932713/1/FOLDERBriquetagem22012.pdf>>. Acesso em: 13 fev. 2017.

ESTIVA Bioenergia. Disponível em: <<http://estiva.com.br/>>. Acesso em: 10 fev. 2017.

FARIA, I.D. et al. **A Utilização de óleo vegetal refinado como combustível - aspectos legais, técnicos, econômicos, ambientais e tributários.** Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado, 2010. (Textos para Discussão, 73).

FERRAZ JÚNIOR, A.D.N. **Digestão anaeróbia da vinhaça da cana de açúcar em reator acidogênico de leito fixo seguido de reator metanogênico de manta de lodo.** 2013. 164p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidad de São Paulo, São Carlos, 2013. DOI:10.11606/T.18.2013.tde-27082014-092345.

FERRAZ JÚNIOR, A.D.N. et al. Thermophilic anaerobic digestion of raw sugarcane vinasse. **Renewable Energy**, v.89, p.245–252, Apr. 2016.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energia e meio ambiente no Brasil. **Estudos Avançados**, v.21, n.59, 2007.

HAM, R.K.; BARLAZ, M.A. Measurement and prediction of landfill gas quality and quantity. In: CHRISTENSEN, T.H.; COSSU, R.; STEGMANN, R. (Ed.). **Sanitary landfilling: process, technology and environmental impact.** New York: Academic Press, 1989. p.155-156.

HIDALGO, M.D.; GARCÍA P.A. Influencia del sulfato en la degradación anaerobia de materia orgánica. **Ingeniería Química**, n.383, p.183-191, 2001.

HINRICHS, R.A.; KLEINBACH, M.; REIS, L.B. **Energia e meio ambiente.** São Paulo: Cengage Learning, 2010.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Diagnóstico dos resíduos orgânicos do setor agrossilvopastoril e agroindústrias associadas.** Brasília: IPEA, 2012. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/>>. Acesso em: 10 fev. 2017.

LAMO, P.D. **Sistema produtor de gás metano através de tratamento de efluentes industriais.** Piracicaba: METHAX/BIOPAQ – CODISTIL, 1991.

LOPES, A.O.F. **Geração de energia elétrica a partir dos resíduos sólidos orgânicos portuários.** 2015. 93p. Dissertação (Mestrado) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

MACEDO, I.C.; NOGUEIRA, L.A.H. **Avaliação da expansão da produção de etanol no Brasil.** Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2004.

MAFACIOLLI, D. **Produção de biogás através do processo de digestão anaeróbia utilizando dejetos de aves de postura com suplementação de glicerina bruta.** 2012. 73p. Monografia (TCC) - Centro Universitário UNIVATES, Lajeado, 2012.

MORAES, B.S.; ZAIAT, M.; BONOMI, A. **Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.44, p.888-903, Apr. 2015.

MORAES, B. S.; JUNQUEIRA, T. L.; PAVANELLO, L. G.; CAVALETT, O.; MANTELLATO, P. E.; BONOMI, A.; ZAIAT, M. **Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: Profit or expense?.** Applied Energy, v. 113, p. 825-835, 2014.

MOREIRA, I. Dos Bilhões para o fogão a lenha. **Estadão Economia & Negócios,** 2009. Disponível em:<<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,dos-bilhoes-para-o-fogao-a-lenha,398280>>. Acesso em: 14 fev. 2017.

MORET, A.S. **Óleo vegetal como combustível para energia elétrica em pequenos aglomerados de Rondônia como forma de geração de renda.** Grupo de Pesquisa Energia Renovável Sustentável (GPERS). Fundação Universidade Federal de Rondônia. 2006.

MÜLLER, M.D. **Produção de madeira para a geração de energia elétrica numa plantação clonal de eucalipto em Itamarandiba, MG.** 2005. 108p. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2005.

NOGUEIRA, L.A.H. **Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável.** Rio de Janeiro: BNDES; CGEE, 2008. Disponível em:<<http://www.bioetanoldecana.org/>>. Acesso em: 11 fev. 2017.

OLIVEIRA, F.C.C.; SUAREZ, P.A.Z.; SANTOS, W.L.P. Biodiesel: possibilidades e desafios. **Química Nova na Escola,** v.28, maio 2008. Disponível em:<<http://qnesc.sbq.org.br/online/qnesc28/02-QS-1707.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2017.

OLIVEIRA, P.A.V. Produção e aproveitamento do biogás. In: OLIVEIRA, P.A.V. (Coord.). **Tecnologias para o manejo de resíduos na produção de suínos: manual de boas práticas.** Concórdia: Gestão Integrada de Ativos Ambientais, 2004. Cap. 4, p.42-55.

PAVAN, M.C.O. **Geração de energia a partir de resíduos sólidos urbanos: avaliação e diretrizes para tecnologias potencialmente aplicáveis no Brasil.** 2010. 187p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica, Faculdade de Economia e

Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia, Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

PEIXOTO, P. Engenheiro inventa fogão que cozinha e gera energia. **Folha de São Paulo**, 30 ago. 2011. Disponível em:<<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/mercado/me3008201110.htm>>. Acesso em: 14 fev. 2017.

PELLECUER, B. **Énergies renouvelables et agriculture: la transition énergétique**. 2^{ème}éd. Paris: France Agricole, 2015.

PORTAL BRASIL. **Brasil é destaque global no uso de biomassa: biocombustível – cresce no país número de usinas termelétricas desse gênero**. 2011. Disponível em:<<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/brasil-e-destaque-global-no-uso-de-biomassa>>. Acesso em: 13 fev. 2017.

RAMOS, R.C.; NACHILUK, K. **Diagnóstico do setor sucroenergético em 2014**. São Paulo: IEA, 2015. Disponível em:<<http://www.iea.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=13797>>. Acesso em: 11 fev. 2017.

RIBEIRO, S.G. **Geração de energia elétrica com resíduos sólidos urbanos - usinas “Waste-To-Energy” (WTE)**. 2010. Disponível em:<http://www.wtert.com.br/home2010/arquivo/publicacoes/usinas_lixo_energia_no_brasill.pdf>. Acesso em: 13 fev. 2017.

RODRIGUES, M.S. **Civilização do automóvel: a BR 319 e a opção rodoviarista brasileira**. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Ciências Humanas e Letras, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2011.

RODRIGUES, N.; LOSEKANN, L.D. Análise da demanda por óleo diesel no Brasil. In: LATIN AMERICAN ENERGY ECONOMICS MEETING, 5., 2015, Medellin. **Anais...** Medellin: ELADEE, 2015.

SALOMOM, K.R.; TIAGO FILHO, G.L. **Biomassa**. Itajubá: FAPEPE; CERPCH, 2007. (Série Energias Renováveis).

SANTOS, A.P.B.; PINTO, A.C. Biodiesel: uma alternativa de combustível limpo. **Química Nova na Escola** vol.31, no.1, 2009. Disponível em:<http://qnesc.sbq.org.br/online/qnesc31_1/11-EEQ-3707.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2017.

SANTOS, F.A. **Análise da aplicação da biomassa da cana como fonte de energia elétrica**: usina de açúcar, etanol e bioeletricidade. 2012. 127p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. DOI:10.11606/D.3.2012.tde-05102012-105550.

SANTOS, S.F.O.M.; HATAKEYAMA, K. Processo sustentável de produção de carvão vegetal quanto aos aspectos ambiental, econômico, social e cultural. **Produção**, v.22, n.2, p.309-321, 2012.

SCHERER, P.A. Vergärung. In: THOMÉ-KOZMIENSKY, K.J. (Hrsg.). **Biologische abfallbehandlung** – enzyklopädie der kreislaufwirtschaft. Berlin: EF-Verlag für Energie- und Umwelttechnik, 1995. p.359-372.

SEABRA, J.E.A. **Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil**. 2008. 298p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2008.

SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS. **Biodiesel**. Brasília. Disponível em:<https://www.agencia.cnptia.embrapa.br/Repositorio/NT00035116_000gihb7tn102wx5ok05vadr1szzvy3n.pdf>. Acesso em: 14 fev. 2017.

SGANZERLA, E. **Biodigestores**: uma solução. Porto Alegre: Agropecuária, 1983.

SPERLING, M.V. **Introdução à qualidade das águas e ao tratamento de esgotos**. 3.ed. Belo Horizonte: Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental; Universidade Federal de Minas Gerais, 2005.

TOLMASQUIM, M.T. **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016a.

_____. **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro: EPE, 2016b.

TOLMASQUIM, M.T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R. Matriz energética brasileira - uma perspectiva. **Novos Estudos** - CEBRAP, n.79, p.47-69, nov. 2007.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR. **Etanol e bioeletricidade**: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação, 2010.

UNIDO. Observatory for renewable energy in latin america and the caribbean. **Capacity building programme on renewable energy**. Disponível

em:<<http://www.renenergyobservatory.org/capacity-building-programme.html>>.
Acesso em: 13 Feb. 2017.

WILKINSON, J. **O Setor sucroalcooleiro brasileiro na atual conjuntura nacional e internacional**. Rio de Janeiro: ActionAid, 2015.

WORLD ENERGY COUNCIL. **Energy resources: biomass**. 2005. Disponível em:<<https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/biomass/>>. Acesso em: 13 Feb. 2017.

ZAIAT, M. et al. **Projeto temático** – aplicação do conceito de biorrefinaria a estações de tratamento de águas residuárias. São Carlos: EESC, 2016. (Projeto FAPESP 15/06246-7).



Impressão e Acabamento
Serviço de Apoio à Publicações

