



ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS UMA VISÃO CEMIG

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS:
UMA VISÃO CEMIG

BELO HORIZONTE

CEMIG

2012

ISBN: 978-85-87-929-51-8

Copyright: Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig

Presidência: Djalma Bastos de Moraes

Vice Presidente: Arlindo Porto Neto

Superintendência de Tecnologia e Alternativas Energéticas: Alexandre Francisco M. Bueno

Gerência de Alternativas Energéticas: Marco Aurélio Dumont Porto

Coordenação Geral:

Cláudio Homero Ferreira da Silva (Cemig)

Equipe Técnica:

Especialista em Alternativas Energéticas: Cláudio Homero Ferreira da Silva

Especialista em Biomassa e Hidrogênio: Alaíse Júnia Vieira Madureira

Especialista em Energia Eólica e Solar: Bruno Marciano Lopes

Especialista em Balanço e Planejamento Energético: Júlio César Ezequiel da Costa

Especialista em Veículo Elétrico: Elson Lima Bortolini da Silva

Especialista em Geração Distribuída: Vanessa Aparecida Dias Coelho

Estagiários:

Adriana Araújo Dutra Rodrigues

Carolina Fialho Prates

Filipe Barone Amaral

Projeto e Edição Gráfica:

Cláudio Homero Ferreira da Silva

Ilustrações:

Equipe Técnica

Capa:

Luiz Renato Gomes

Marco Aurélio Dumont Porto

Revisão de texto:

Alexandre Francisco Maia Bueno

Ophicina de Arte & Prosa (Raquel Kopit Cunha)

Edição e Produção:

Gerência de Alternativas Energéticas

Companhia Energética de Minas Gerais.

Alternativas Energéticas: uma visão Cemig. Belo

Horizonte:

Cemig, 2012.

357: ilust.

1. Fonte alternativa de energia. 2. Energia. 3. Energia Solar

I. Companhia Energética de Minas Gerais. II. Título

CDU: 620.92/.98

620.91

621.47

Disponível também em:

<<http://www.cemig.com.br/Inovacao/AlternativasEnergeticas>>

<<http://cemig20/Inovacao/AlternativasEnergeticas>>

MENSAGEM DA SUPERINTENDÊNCIA

Este livro, que prefiro chamar neste momento de “compilação de conhecimento”, surgiu de diversas conversas com amigos e colegas que nos perguntavam sobre a disponibilidade de tecnologia e recursos para a exploração de fontes alternativas de energia. Na condição de Superintendente de Alternativas Energéticas, seria uma obrigação ter de pronto as respostas para tais questões.

Começamos com uma discussão conceitual sobre “Alternativas Energéticas” e “Energia Alternativa”. Decidimos que “Energia Alternativa” seria apenas aquelas alternativas baseadas em Energia Renovável e derivadas do ambiente natural. Não queríamos este tipo de restrição, pois entendemos que cabe uma avaliação de todas as opções oferecidas pelas fontes primárias. Queremos considerar, entre as Alternativas, os combustíveis fósseis em geral e a energia nuclear.

Também discutimos a “Energia Renovável” no Brasil e no mundo. Na Europa, o termo “renovável” aplica-se quase exclusivamente à energia eólica, solar e de pequenas centrais hidroelétricas – PCH. Este conceito é de tal forma claro e estabelecido, que se utiliza “renovável” como sinônimo de “variável” (ou energia com variabilidade) – que, na verdade, é característica de fontes eólicas e solares apenas – uma metonímia!

No Brasil, se falarmos de energia elétrica, quase tudo é renovável – no momento da elaboração deste trabalho – 92% da energia elétrica consumida é renovável (85% hidráulica e 7% de biomassa), caracterizando o país que mais uso faz de energia “renovável” no mundo. A presença da energia eólica se mostra crescente, e a energia solar possui um grande potencial, que ainda é muito pouco significativa em nossa matriz energética.

Toda essa reflexão se transformou em uma oportunidade de se estabelecer um conceito próprio para Alternativas Energéticas, aderente aos propósitos da Empresa e da Superintendência. Como premissa, definimos que Alternativas energéticas são todas as fontes energéticas primárias, tecnologias de transformação e conversão, objetivando a produção e uso final de eletricidade, calor ou movimento, além das tecnologias associadas de armazenamento, automação e controle e eficiência energética. Neste conceito, carvão e energia nuclear são, sim, alternativas à produção de energia a partir, por exemplo, de hidroelétricas ou biomassa.

Para estar presente nesta compilação, não consideramos a origem da energia (renovável ou não) nem sua característica de sustentabilidade (poluente, de risco, etc). Basta que esteja associado a uma fonte de energia. Procuramos, naturalmente,

classificá-las em renováveis ou não, e ainda em sustentáveis ou não. Neste conceito, por exemplo, a energia nuclear é sustentável – não produz emissões e não contribui para o “efeito estufa” – mas não é renovável, pois o urânio, fonte primária desse tipo de energia, é esgotável.

Também nos permitimos, em alguns momentos, escrever “energias”, no plural, outra metonímia. Assim, cada “energia” seria, na verdade, a representação de sua fonte primária. Só trabalhamos as fontes primárias, não abordando, neste trabalho, os vetores energéticos, isto é, elementos ou moléculas capazes de “armazenar, transportar e fornecer” energia sem, contudo, ser fonte de energia. O hidrogênio é um bom exemplo. Não é fonte primária, mas vetor energético.

Este é o resultado de um trabalho de uma grande equipe, com uma coordenação única e um estímulo permanente. Terminamos por produzir um infográfico de fontes e uso de energia, que está também na nossa página da intranet. Este infográfico é muito interessante do ponto de vista do Planejamento Estratégico da Empresa, pois mostra claramente a origem e a característica do energético, a cadeia de transformação associada e nos permite ver, com clareza absoluta, onde a empresa quer atuar e onde não quer. Assim, o carvão mineral, por exemplo, não é considerada alternativa viável para o crescimento da empresa, pois viola a premissa de “liderança mundial em sustentabilidade”, presente na visão da empresa. Mas deve ficar claro que o carvão não é uma alternativa energética viável apenas enquanto as tecnologias de captura de carbono estiverem indisponíveis em escala comercial.

A preparação deste livro foi trabalhosa, mas muito prazerosa. Lembro que muito do que vai aqui pode ser encontrado também em pesquisas na internet – não há ineditismo – mas ressalto o mérito do trabalho em compilar, de forma estrutural e com foco empresarial e estratégico, as principais informações de interesse sobre energia.

Espero que a leitura seja agradável para aqueles que querem compreender um pouco mais do assunto, sobretudo das tecnologias de exploração e transformação.



Alexandre Francisco Maia Bueno – TE

Superintendente de Tecnologia e Alternativas Energéticas

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO	13
PARTE 1 – FONTES DE ENERGIA.....	15
1 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS.....	16
2 PETRÓLEO.....	20
2.1 Situação no Brasil	21
2.2 Mercado	22
2.3 Produção de energia	24
2.3.1 Produção de energia elétrica	25
2.3.2 Custos.....	26
2.4 Impactos ambientais.....	27
2.5 Riscos.....	28
2.6 Pesquisa e tendência futura	28
2.7 Considerações finais	29
2.8 Referências.....	30
3 CARVÃO MINERAL	32
3.1 Situação no Brasil	33
3.2 Mercado	33
3.3 Produção de energia elétrica	35
3.3.1 Custos.....	36
3.4 Impactos ambientais.....	37
3.5 Riscos.....	37
3.6 Pesquisa e tendências futuras	38
3.7 Considerações finais	38
3.8 Referências.....	39
4 GÁS NATURAL	40
4.1 Situação no Brasil	41
4.2 Produção de energia	41
4.3 Custos.....	43
4.4 Considerações técnicas sobre o gás de síntese	43
4.4.1 Custos.....	44
4.5 Impactos ambientais.....	45
4.6 Riscos.....	46
4.7 Pesquisa e tendência futura	46
4.8 Considerações finais	47
4.9 Referências.....	47
5 ENERGIA NUCLEAR.....	49

5.1 Situação no Brasil	50
5.2 Mercado	51
5.3 Produção de energia	52
5.4 Impactos ambientais.....	53
5.5 Riscos.....	54
5.6 Pesquisa e tendência futura	55
5.7 Considerações finais	56
5.8 Referências.....	56
6 ENERGIA GEOTÉRMICA.....	58
6.1 Situação no Brasil	60
6.2 Mercado	61
6.3. Exploração e perfuração de poços.....	61
6.4 Produção de energia	63
6.5 Bombas de calor geotérmico	63
6.6 Impactos e riscos	64
6.7 Pesquisa e tendência futura	64
6.8 Considerações finais	65
6.9 Referências.....	65
7 ENERGIA DOS OCEANOS	67
7.1 Mercado	70
7.2. Energia maré-motriz	70
7.3 Energia das correntes marítimas	71
7.4 Energia das ondas.....	73
7.5 Energia térmica oceânica	75
7.6 Energia osmótica.....	76
7.7 Custos.....	77
7.8 Impactos e riscos	78
7.9 Pesquisa e tendência futura	78
7.10 Considerações finais	79
7.11. Referências.....	79
8 ENERGIA EÓLICA	82
8.1 Situação no Brasil	84
8.2 Produção de energia	85
8.3 Custos.....	88
8.4 Impactos ambientais e sociais	89
8.5 Legislação e incentivos governamentais	90
8.6 Perspectivas e tendência futura	91
8.7 Considerações finais	95

8.8 Referências.....	95
9 ENERGIA SOLAR.....	97
9.1 Situação no Brasil	98
9.1.1 Energia solar térmica: aquecimento solar e concentração	99
9.1.2 Energia Solar Fotovoltaica	100
9.2 Aquecimento solar	101
9.3 Produção de energia	102
9.3.1 Solar termelétrica	102
9.3.2 Solar fotovoltaica	109
9.4 Custos.....	117
9.4.1 Coletores solares residenciais	117
9.4.2 Solar Termelétrica.....	117
9.4.3 Solar Fotovoltaica	119
9.5 Impactos ambientais.....	123
9.6 Pesquisa e tendência futura	125
9.7 Considerações finais	136
9.8 Referências.....	137
10 ENERGIA DA BIOMASSA	138
10.1 Etanol	138
10.2 Biodiesel	140
10.3 Biobutanol.....	143
10.4 Mercado	144
10.4.1 Etanol	144
10.4.2 Biodiesel	147
10.4.3 Biobutanol.....	148
10.5 Aspectos técnicos relacionados produção de energéticos	149
10.5.1. Etanol	149
10.5.2. Biodiesel	151
10.5.3 Biobutanol.....	152
10.6 Impactos ambientais e riscos.....	152
10.7 Pesquisa e perspectiva futura	153
10.8 Considerações finais	153
10.9 Referências.....	154
PARTE 2 – TECNOLOGIAS EMERGENTES E CONCEITUAIS PARA O SETOR ELÉTRICO	159
11 DIGESTÃO ANAERÓBIA	160
11.1. Situação no Brasil	160
11.2 Considerações técnicas sobre a biodigestão.....	161
11.3 Custos.....	164

11.4	Impactos ambientais e riscos.....	165
11.5	Pesquisa e perspectiva futura	165
11.6	Referências.....	165
12	GASEIFICAÇÃO.....	167
12.1	Situação no Brasil	168
12.2	Mercado	169
12.3	Considerações técnicas sobre a produção de energia	169
12.4	Produção de energia elétrica	171
12.5	Liquefação.....	174
12.6	Custos.....	174
12.7	Impactos ambientais e riscos.....	175
12.8	Pesquisa e perspectiva futura	176
12.9	Referências.....	176
13	PIRÓLISE E QUEIMA DIRETA	179
13.1	Situação no Brasil	180
13.2	Mercado	181
13.3	Considerações técnicas sobre o processo de pirólise	182
13.4	Pirólise rápida	182
13.5	Impactos ambientais e riscos.....	185
13.6	Pesquisa e perspectivas futuras	185
13.7	Referências.....	186
14	HIDROGÊNIO E SUAS TECNOLOGIAS	188
14.1	Mercado	190
14.2	Considerações técnicas sobre produção de energia usando hidrogênio	193
14.3	Impactos e riscos.....	195
14.4	Pesquisa e perspectiva futura	196
14.5	Considerações finais	196
14.6	Referências.....	196
15	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	198
15.1	Tecnologias de Geração Distribuída	199
15.1.1	Pequenas centrais Hidrelétricas (PCH)	200
15.1.2	Microturbinas	200
15.1.3	Motores Stirling	201
15.2	Tecnologias de armazenamento de energia elétrica	203
15.2.1	Baterias químicas	203
15.2.2	Super capacitores	203
15.2.3	Volantes de inércia.....	204
15.3	Impactos da Geração Distribuída no Sistema Elétrico	204

15.4	Principais aplicações e desafios para a GD	205
15.5	Situação mundial.....	206
15.6	Situação no Brasil	207
15.7	Potenciais de recursos para GD em Minas Gerais.....	208
15.8	Cogeração e trigeração	208
15.9	Impactos Ambientais.....	210
15.10	Legislação e marcos regulatórios brasileiros ¹⁴	210
15.11	Principais custos.....	212
15.12	Referências.....	212
16	SMART GRID	214
16.1	Smart grid e a questão ambiental	215
16.2	Integração de Veículos Elétricos à rede	216
16.3	Smart grid no mundo.....	216
16.4	Referências.....	218
17	VEÍCULO ELÉTRICO	220
17.1	Tipos de Veículos Elétricos	220
17.1.1	Veículos Elétricos a Bateria	220
17.1.2	Veículos Elétricos Híbridos	221
17.1.3	Veículos Elétricos com Células a Combustível.....	222
17.1.4	Veículos Elétricos Interligados à Rede Elétrica	222
17.1.5	Veículos Elétricos Solares.....	222
17.1.6	Veículos elétricos que utilizam supercapacitores ou volantes de inércia.	223
17.2	Baterias	223
17.3	Principais tipos de Baterias	224
17.3.1	Baterias chumbo-ácido.....	224
17.3.2	Baterias Níquel-Cádmio (NiCad):.....	225
17.3.3	Baterias Níquel Metal Hidreto (NiMH):	225
17.3.4	Baterias Cloreto de Sódio – Níquel (ZEBRA)	226
17.3.5	Baterias de Lítio:.....	227
17.3.6	Baterias Ar-Metal:.....	227
17.4	Custo de Baterias	228
17.5	Impactos ambientais.....	228
17.6	Principais montadoras e fabricantes de bateria	229
17.7	Panorama mundial para Veículos Elétricos.....	229
17.8	Veículos Elétricos no Brasil.....	230
17.9	Referências.....	231
PARTE 3 – ASPECTOS ESTRATÉGICOS ASSOCIADOS COM AS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS.....		233
18	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	234

18.1	Conversão de energia e as Leis da Termodinâmica	235
18.2	Eficiência na geração e no uso final	237
18.3	Cogeração	237
18.4.	Medidas de Eficiência Energética (MEE)	238
18.4.1	Motores Elétricos	239
18.4.2	Bombas e Ventiladores	239
18.4.3	Compressores de ar	241
18.4.4	Sistemas de refrigeração	243
18.4.5	Calor de processo	244
18.4.6	Aquecimento Direto	244
18.4.7	Iluminação.....	245
18.5	Auditoria ou Gerenciamento Energético.....	245
18.6	Principais Barreiras e Dificuldades à Eficiência Energética	247
18.7	Eficiência Energética no Mundo	247
18.8	Eficiência Energética no Brasil.....	248
18.9	Referências.....	250
19	GASES DE EFEITO ESTUFA	251
19.1	Alternativas energéticas e suas emissões de CO ₂	252
19.2.	As empresas participantes do Dow Jones e suas emissões.....	253
19.3	O planejamento de energia do Brasil	257
19.4.	Considerações finais	258
19.5	Referências.....	258
20	LEGISLAÇÃO E ASPECTOS REGULATÓRIOS EM ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS ..	260
20.1	Legislação brasileira	263
20.2	Biocombustíveis.....	264
20.3	Legislação na América Latina.....	266
20.3.1	Argentina.....	266
20.3.2	Porto Rico	267
20.3.3	Chile.....	267
20.3.4	Colômbia.....	267
20.3.5	Costa Rica	268
20.3.6	Equador	268
20.3.7	México	268
20.3.8	Nicarágua	269
20.3.9	Panamá	269
20.3.10	República Dominicana	269
20.3.11	Uruguai	269
20.3.12	Venezuela.....	270

20.4. Legislação em outras partes do mundo	270
20.4.1 EUA	270
20.4.2 Inglaterra	270
20.4.3 Alemanha	271
20.4.4 França.....	272
20.4.5. Espanha	274
20.4.6 Austrália:.....	276
20.4.7 China	276
20.4.8. Índia	277
20.4.9. Japão	277
20.4.10 Rússia	278
20.5 Referências.....	278
21 MATRIZ E PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DOS PAÍSES DA AMÉRICA LATINA	281
21.1 Matriz e Planejamento Energético na América Latina	281
21.1.1 Argentina.....	282
21.1.2 Bolívia.....	283
21.1.3 Brasil	285
21.1.4. Chile	291
21.1.5 Colômbia.....	292
21.1.6 Costa Rica	294
21.1.7 Cuba	297
21.1.8 El Salvador.....	299
21.1.9 Equador	300
21.1.10 Guatemala	302
21.1.11 Haiti.....	304
21.1.12. Honduras	304
21.1.13. México	305
21.1.14 Nicarágua	306
21.1.15 Panamá	309
21.1.16 Paraguai.....	310
21.1.17 Peru	311
21.1.18 República Dominicana	312
21.1.19 Uruguai	314
21.1.20. Venezuela.....	316
21.2 Considerações finais	316
21.3 Referências.....	317
22 GRANDES EMPRESAS DO SETOR ENERGÉTICO NACIONAL E MUNDIAL	319
22.1 Empresas energéticas nacionais	319

22.1.1	PETROBRÁS.....	319
22.1.1.1	Fontes Alternativas de Energia	319
22.1.1.2	Estratégia Corporativa/Plano de negócios 2010-2014 em Alternativas Energéticas	322
22.1.2	CPFL	324
22.1.3	COPEL	325
22.1.4	Eletrobrás	326
22.1.5	COELBA e CELPE (grupo Neoenergia).....	328
22.1.6	EDP Brasil	328
22.1.7	Tractebel	329
22.2	GRANDES EMPRESAS INTERNACIONAIS	330
22.2.1	AGL Company	330
22.2.2	Centrica PLC.....	330
22.2.3	E.ON AG.....	330
22.2.4	EDP	331
22.2.5	Enagas S.A.	331
22.2.6	Endesa S.A.	331
22.2.7	Enel	332
22.2.8	Entergy Corp.	333
22.2.9	Fortum Oyj	333
22.2.10	Gas Natural SDG S.A.	333
22.2.11	Iberdrola	334
22.2.12	PG&E Corp.	335
22.2.13	Red Electrica Corp. S.A.	335
22.2.14	RWE AG	336
22.2.15	Snam Rete Gas Spa	337
22.2.16	TERNA Spa	338
22.2.17	Veolia Environnement S.A.	338
22.3	Análise das principais concorrentes	338
22.4	Referências.....	343
23	PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS	346
23.1	Comparativo: Cemig e demais empresas de energia elétrica	346
23.2	Outras estatísticas nacionais.....	349
23.3	Estatísticas internacionais	351
23.4	Considerações Finais.....	357
23.5	Referências.....	357

SUMÁRIO EXECUTIVO

Cláudio Homero Ferreira da Silva, DSc.
Engenheiro de Tecnologia e Normalização

O insumo que possibilitou todo o desenvolvimento da sociedade ao estágio em que ela se encontra hoje é a energia. No entanto, esta relação de dependência, sociedade-energia, traz grandes preocupações quanto ao futuro da humanidade. O modelo de desenvolvimento atual implica, necessariamente, em aumentar o consumo de energia. Existe ainda uma parcela significativa da população ávida por se desenvolver. Neste contexto, o esgotamento das fontes de energia tradicionais, os impactos ambientais decorrentes do uso das fontes fósseis e o crescimento vegetativo da população colocam em xeque a segurança energética das nações, podendo criar ou acirrar conflitos geopolíticos. Algumas opções se apresentam como possíveis soluções paliativas para o futuro da energia, sem passar por uma mudança no modelo de desenvolvimento, por exemplo:

1. Maior uso de fontes renováveis;
2. Aplicação de eficiência energética nos processos;
3. Desenvolvimento tecnológico, principalmente baseado em tecnologias de ruptura;
4. Energia nuclear;
5. Captura, sequestro ou estocagem de carbono

As grandes questões que ficam são: quando e como.

Todas as empresas de energia, de uma forma mais ou menos estruturada, acompanham o desenrolar dos temas associados com a energia, a fim de se posicionar, neste que se mostra um mercado bastante competitivo. Na Cemig, foi criada, em 2007, a Gerência de Alternativas Energéticas (TE/AE), dentro da Superintendência de Tecnologia e Alternativas Energéticas (TE) para tratar e direcionar o assunto na empresa. Cabe ressaltar que, desde 1980, a Cemig já possuía iniciativas nessa linha.

O trabalho da TE/AE está baseado nas seguintes ações:

- Desenvolver projetos de pesquisa e desenvolvimento no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico (P&D) Cemig/Aneel, de cunho estratégico ou associado com energias renováveis;
- Elaborar o balanço energético do Estado de Minas Gerais, um importante instrumento para se pensar o futuro da energia, pois traz um retrato de como é a produção e consumo energético no estado;
- Definir políticas e diretrizes para o grupo Cemig relacionadas com alternativas energéticas;
- Elaborar cenários prospectivos em energia. Neste caso, não se trata apenas de um planejamento, mas de criar uma imagem desejável de um futuro, onde haja um grande ganho ambiental, social ou econômico da sociedade, traçando ações de direcionamento político, tecnológico para que esse futuro se concretize.

É importante observar que o trabalho da gerência vai além das energias renováveis. Neste caso, devem ser investigadas as fontes, as transformações e os usos nos processos energéticos. Esse trabalho é bastante complexo e com facetas multidisciplinares. No desenvolvimento de suas atribuições, percebeu-se a necessidade de se criar uma base teórica e conceitual sobre o tema.

Dessa forma, a origem deste trabalho foi a realização de estudos temáticos e dirigidos. Houve a oportunidade de envolver a equipe em reuniões com discussão sobre as informações levantadas e estruturadas pelos estagiários, sendo a equipe composta por: engenheiros (civil, energia, eletricitista, químico) e químicos, tendo como produto 16 cadernos temáticos nos mais variados assuntos relacionados com as alternativas energéticas.

De fato, o desenvolvimento deste trabalho buscou ser informativo e sintético. Não há a criação de nada de novo, mas a reunião de informações específicas disponíveis sobre o assunto. Considerando-se a grande disponibilidade de informação, principalmente disponibilizado pela Internet, foi elaborado um roteiro de questões comuns que deveriam ser abordadas, pesquisadas, processadas e consolidadas, se possível por várias fontes. A intenção foi a de criar um texto a ser divulgado internamente na Cemig a fim de orientar sobre as alternativas energéticas, divulgar os conceitos em treinamentos e seminários e instigar a liderança da Empresa a refletir sobre o tema. As questões a seguir, aplicadas a cada tema, foram os balizadores para este trabalho:

- Descritivo básico;
- Histórico, situação atual e estado da arte;
- Tendências para o futuro;
- Principais aplicações;
- Principais dificuldades;
- Situação no Mundo, nas Américas, no Brasil e em Minas Gerais;
- Principais instalações;
- Quais os riscos de acidentes? Como a engenharia evita ou minimiza tais riscos? Quais os principais registros?
- Principais empresas/países e segmentos de atuação;
- Principais custos;
- Custo da energia gerada;
- Fator de capacidade típico
- Opera na base ou modulando?
- Quais os principais impactos ambientais (positivos e negativos)?
- Existe perspectiva de ruptura tecnológica? Qual é o gargalo? Quais as direções de pesquisa? Quem está pesquisando e o que está pesquisando para desenvolver a tecnologia?
- Qual a participação na matriz energética mundial? Quais as previsões para o futuro desta tecnologia nas matrizes energéticas?
- Existe potencial para cogeração e trigeração? São feitas em algum lugar?
- Como é escolhido o local?
- Como é feito o dimensionamento do sistema?

Este trabalho não é um fim em si próprio. Trata-se de uma primeira iniciativa, visando colocar em discussão os mais variados temas associados com a energia e com o futuro, pois somente dessa forma é possível sensibilizar para o novo, para se discutirem e se criarem novos conhecimentos, projetos e ações para um futuro energético sustentável. Assim, cumprimos o nosso papel, como gerência e estaremos contribuindo para que a Cemig atinja a sua Missão/Visão.

Palavras-Chave: Alternativas Energéticas, Energia, Pesquisa e Desenvolvimento, Tecnologia.

PARTE 1 – FONTES DE ENERGIA

1 ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

Alternativas energéticas são todas as fontes energéticas primárias, tecnologias de transformação e conversão, objetivando a produção e uso final de eletricidade, calor ou movimento, além das tecnologias associadas ao armazenamento, automação e controle e eficiência energética. Este conceito se difere de energia alternativa. Por energia alternativa, fica subentendida uma opção, um uso que substitui outra fonte. De maneira geral, a energia alternativa se apresenta mais adequada a um conceito particular, à visão de um consumidor. Quando se pensa em planejamentos nacionais e/ou empresariais o conceito mais adequado é o de alternativas energéticas, pois, nesse contexto, todas as opções são aplicáveis, visando explorar o melhor potencial de cada uma.

O contexto das alternativas energéticas, sob o ponto de vista da TE/AE pode ser sintetizado na Figura 1.1. O que pode ser visto é que não são apenas as fontes alternativas que terão um importante papel no futuro, mas também os processos alternativos em transformação, usos finais e o encadeamento de conceitos e tecnologias. Perceba que fontes e tecnologias alternativas, em geral, são aplicáveis em uma menor escala. Tal escala é aderente às propostas da chamada geração distribuída, realizada próxima ao local de consumo. A geração distribuída é um caminho para as redes inteligentes, que, por sua vez, têm, como um dos pilares, o veículo elétrico. Um importante pilar para a eficiência energética – trata-se da modificação do processo de mobilidade, pelo uso de uma tecnologia que, em seu balanço global, demonstra um maior aproveitamento energético, como é o caso dos veículos elétricos. Note que a eficiência energética é maior que este conceito. É possível também aplicá-la em fontes e processos tradicionais. Tudo isso leva à busca e à realização de uma matriz energética futura possível e sustentável. Em suma: tudo isto – fontes, processos, transformações e usos constituem as Alternativas Energéticas.

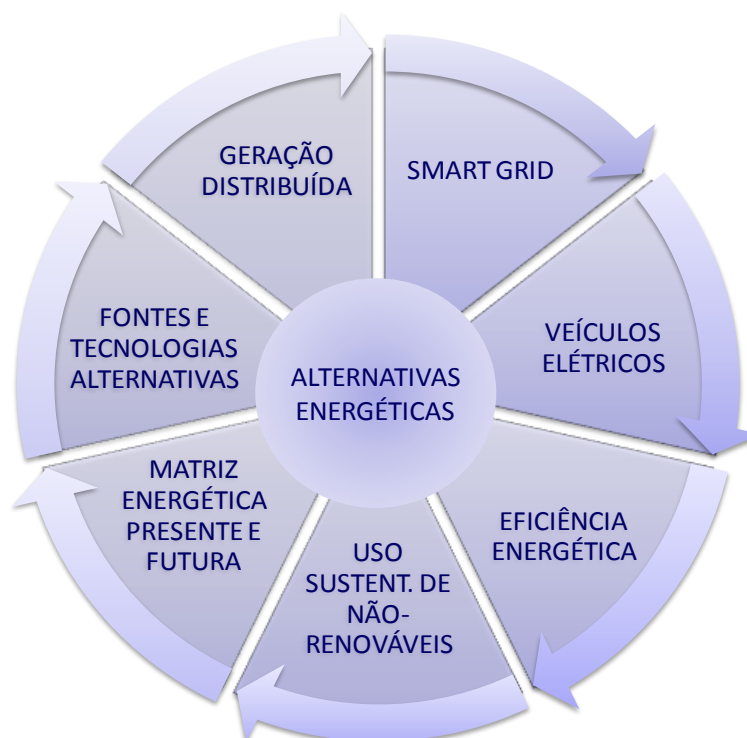


Figura 1.1: Alternativas energéticas – Visão Cemig.

O encaminhamento futuro da energia depende de inúmeros fatores, o que torna a questão energética bastante ampla e complexa. A solução não se trata de uma única ação, mas de um conjunto de ações por parte de governos, academias, empresas e sociedade em geral. Todas as fontes de energia terão o seu papel, onde for mais adequado. E não se pode prescindir de nenhuma forma ou fonte. Por outro lado, as pessoas necessitarão participar, ativamente, da construção da sociedade e dos sistemas energéticos do futuro, deixando a passividade de apenas consumidores.

A tecnologia terá um papel preponderante na construção de novos sistemas, modelos e aproveitamentos. Os reflexos e resultados do desenvolvimentos de redes inteligentes, reatores nucleares de quarta geração, captura e sequestro de carbono, veículos elétricos, certamente irão modificar o modo de vida da sociedade. Na Figura 1.2, é apresentada uma visão de um cenário para o *Smart Grid*, que se mostra como uma grande expectativa de novidade para o setor elétrico.

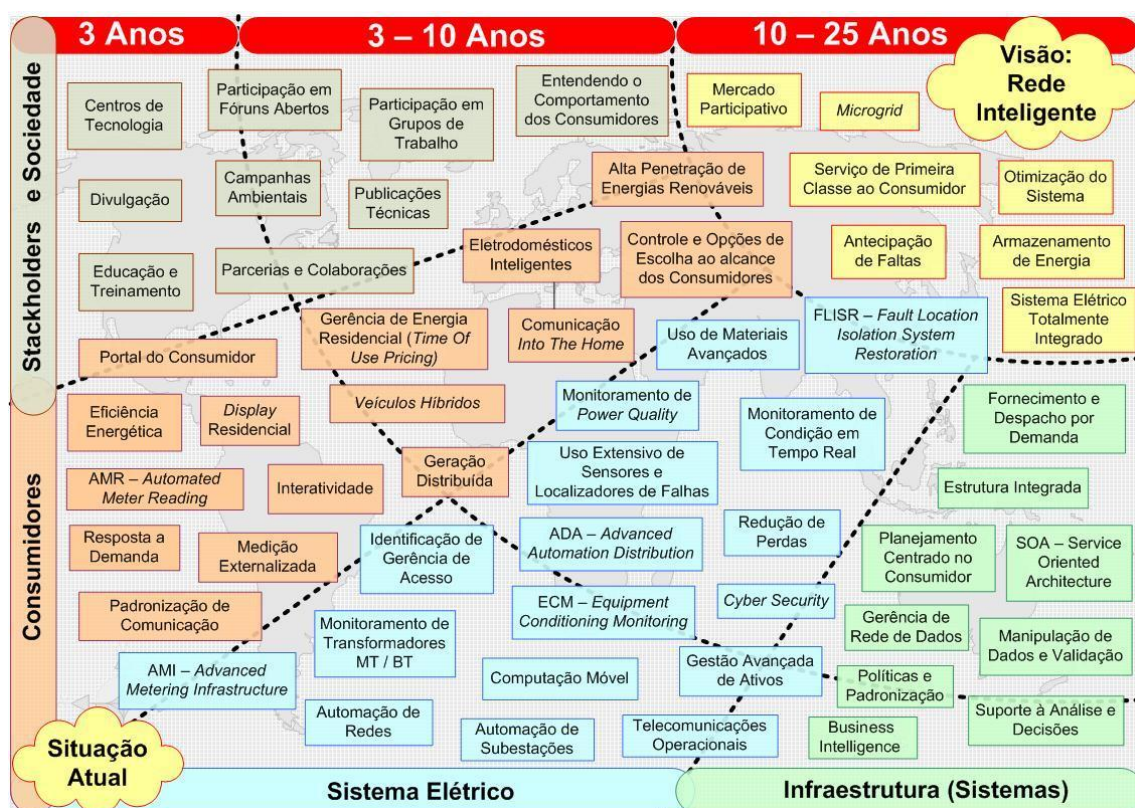


Figura 1.2: *Smart grid* – um cenário adaptado dentro da Superintendência de Tecnologia da Cemig, baseado em relatos e experiências técnicas e na direção indicada pela literatura científica sobre o assunto.

Os estudos dirigidos, executados em cada capítulo, possibilitaram a formação de uma base conceitual e as informações necessárias para mapear as rotas tecnológicas de transformação da energia. A Figura 1.3 representa o mapeamento, apresentando uma visão presente e de futuro esperado para as tecnologias e sistemas energéticos. Na Figura 1.4 é indicado o mapeamento das tecnologias disponíveis no presente, indicando ainda, a presença dos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) no âmbito do Programa Cemig/Aneel.

O Brasil possui potencial para se tornar, no futuro, uma grande potência energética e mundial e deve aproveitar esta oportunidade para crescer não só econômica e tecnologicamente, como também socialmente, agregando qualidade de vida e conforto para a sua população, decorrentes do uso e exploração dos energéticos, pois a finalidade dos recursos naturais, de fato, é servir à sociedade.

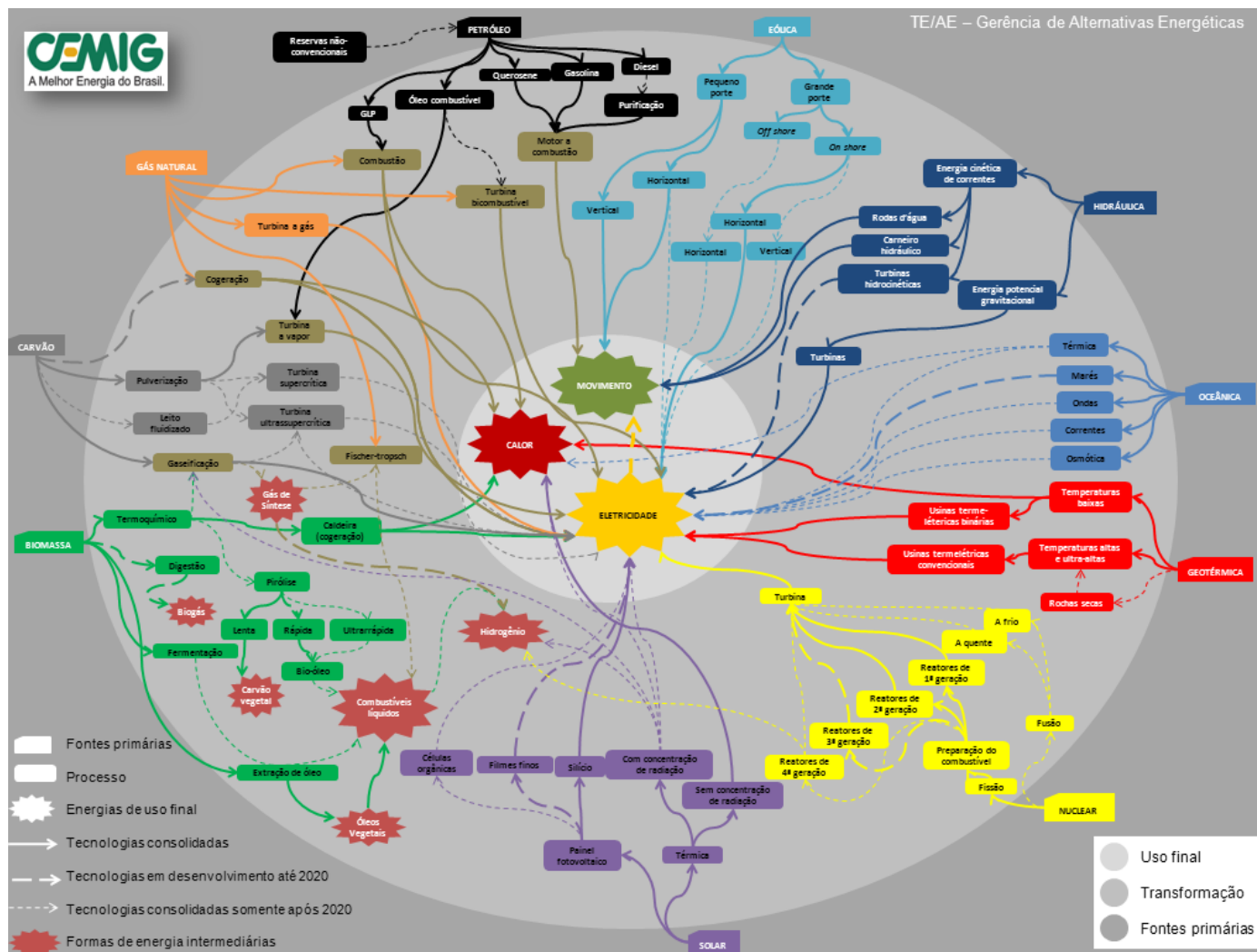


Figura 1.3: Mapeamento de tecnologias em energia: presente e futuro.

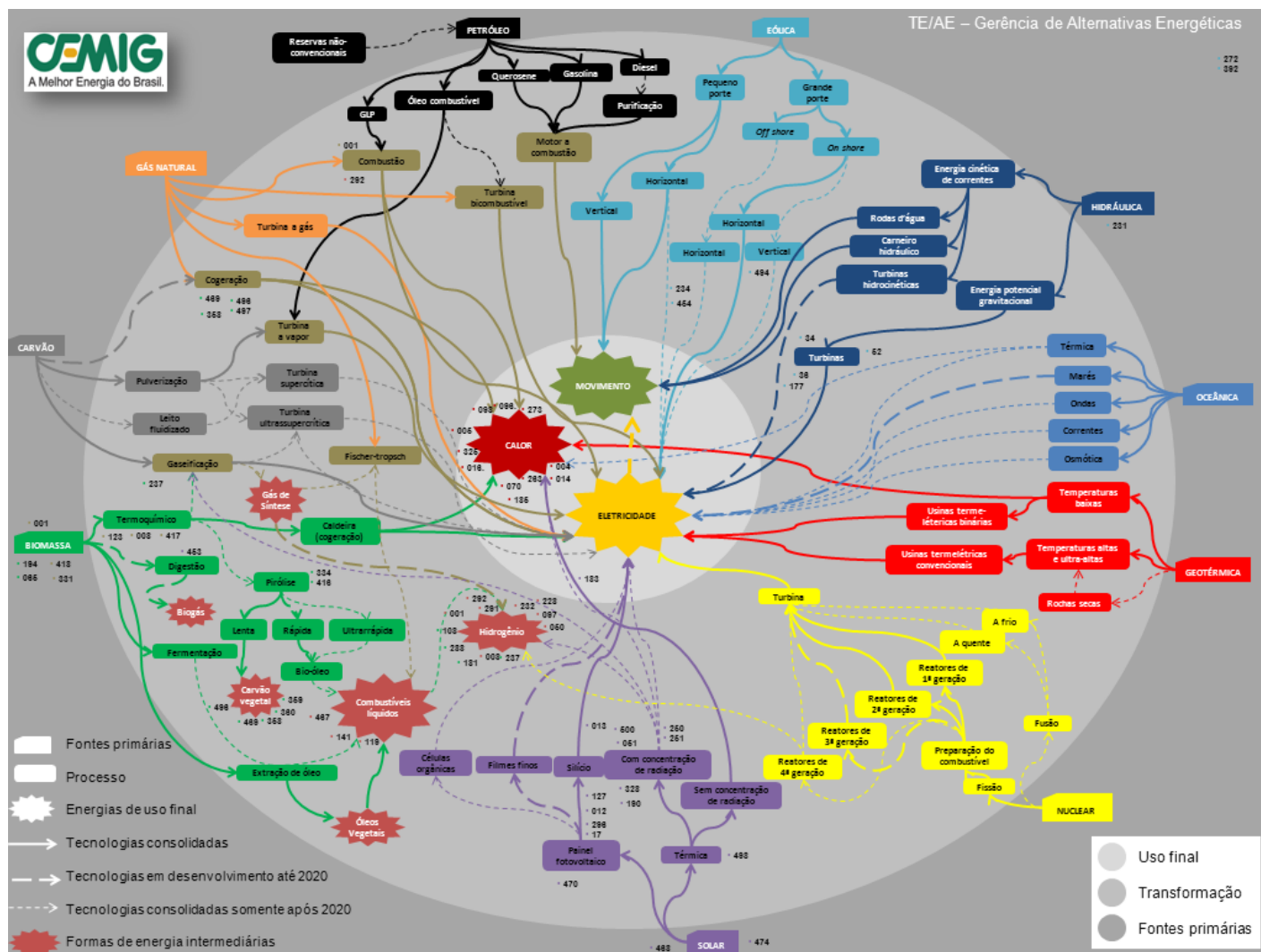


Figura 1.4: Mapeamento de tecnologias em energia, um cenário com os Projetos de P&D da Cemig.

2 PETRÓLEO

O petróleo é um líquido oleoso composto de vários hidrocarbonetos, de cor variável entre o preto e o âmbar, capaz de gerar, por seu refino, uma série de compostos de interesse para a humanidade. Pode ser encontrado em várias profundidades, em muitos países do mundo, possuindo, à temperatura ambiente, componentes sólidos (ex.: asfalto), líquidos (ex.: óleo cru) e gasosos (ex.: gás natural). É uma fonte energética importante e fornece matéria-prima para muitas cadeias produtivas, por exemplo para a indústria polimérica.

Este energético é conhecido pelo homem desde a Antiguidade. Afloramentos naturais permitiram que o betume fosse recolhido e utilizado em aquecimento, iluminação, calafetação de construções, entre outros usos.¹ Em 1271, o Azerbaijão já produzia petróleo em escala comercial, como observado por Marco Polo em suas viagens², mas a indústria petrolífera surgiria bem mais tarde, em meados do século XIX, com a descoberta de um poço produtor de petróleo na Pensilvânia, em 1859.³ Após essa descoberta, os Estados Unidos foram os líderes mundiais de comércio de petróleo por muito tempo, até as descobertas das grandes reservas do Oriente Médio. A expansão do uso do diesel e da gasolina como combustíveis tornou a supremacia no controle da produção e comercialização de petróleo uma questão estratégica importantíssima.

Em 1960, foi criado um dos cartéis mais influentes da economia global, a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), destinada a defender os interesses desses países no mercado mundial. Em 1973, a OPEP declararia um embargo ao ocidente por seu apoio a Israel, o que levou o mundo a uma crise econômica de grandes proporções⁴. Atualmente, a OPEP é formada pelos maiores exportadores de petróleo do mundo, fora os Estados Unidos: Argélia, Angola, Equador, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela.

As maiores reservas de petróleo conhecidas estão nos países do Oriente Médio que, sozinhos, possuem mais petróleo do que todo o resto do mundo. Desses, a Arábia Saudita é que tem a maior reserva com o equivalente a 21% de todo o petróleo do mundo. Fora o Oriente Médio, há grandes reservas na América do Norte, na antiga União Soviética, em alguns países da África, na China, na Venezuela e no Brasil. A Figura 2.1 indica a distribuição de reservas de petróleo no mundo.

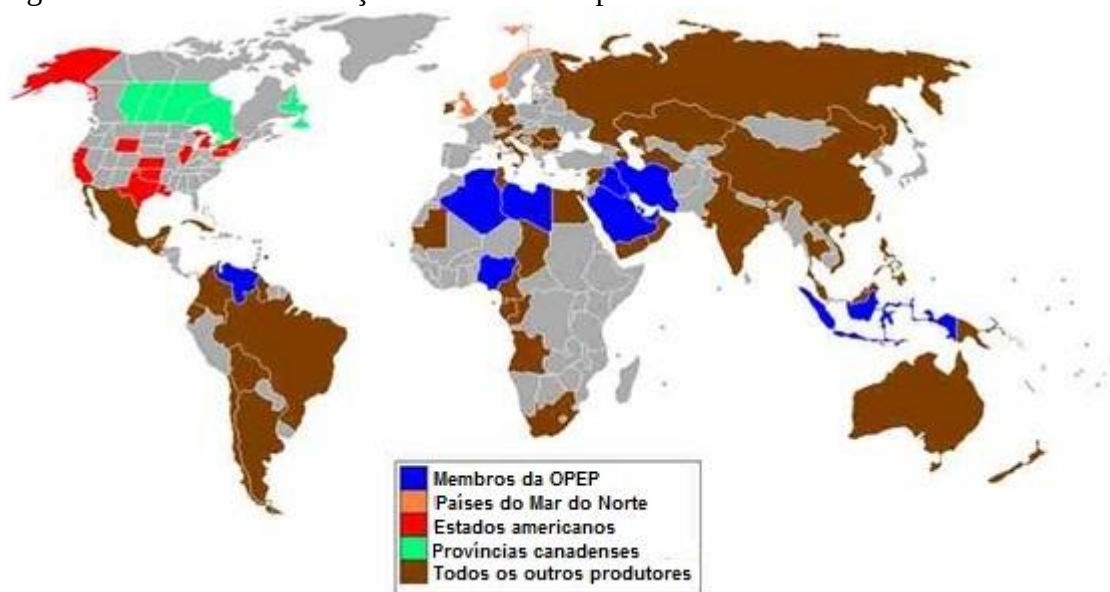


Figura 2.1: Distribuição das reservas mundiais de petróleo por região.⁵

Em uma rápida análise da Tabela 2.1, nota-se que atualmente a Ásia é o maior consumidor de petróleo, graças ao rápido desenvolvimento da China e do Japão. Abaixo deles, tem-se o grupo dos países desenvolvidos, na América do Norte e Europa. É notável que o consumo da África inteira seja da mesma ordem de grandeza do consumo do Brasil, apenas.

Tabela 2.1: Consumo de petróleo por região do mundo em 2008.⁶

Consumo de Petróleo 2008 (milhões de barris por dia)		
		Percentual de 2008
América do Norte	23753	27.4%
América do Sul e Central	5901	6.9%
Europa e Eurásia	20158	24.3%
Oriente Médio	6423	7.8%
África	2881	3.4%
Ásia Pacífica	25339	30.1%
Total do mundo	84455	100.0%
Brasil	2397	2.7%

O xisto betuminoso, também conhecido como folhelho ou xisto argiloso, é uma fonte de combustível. Quando submetido a altas temperaturas, produz um óleo de composição semelhante à do petróleo do qual se extraem nafta, óleo combustível, gás liquefeito, óleo diesel e gasolina. Estados Unidos e Brasil são os países com as maiores reservas mundiais de xisto. A Petrobrás desenvolveu um processo para produção de óleo de Xisto em larga escala⁷.

2.1 Situação no Brasil

Embora já houvesse concessões de exploração de betume no século XIX, houve uma época em que parecia impensável a possibilidade de haver petróleo no Brasil, especialmente depois do malogro da primeira escavação profunda no país, realizada em Bofete/SP⁸.

Um dos grandes defensores da exploração de petróleo no Brasil foi o escritor Monteiro Lobato. Um engenheiro agrônomo chamado Manoel Inácio Bastos suspeitou de sua existência na Bahia, onde uma “lama preta” era usada como combustível de lampião, e descobriu que a região era rica em petróleo, mas não conseguiu convencer ninguém influente sobre suas descobertas. Apesar de não haver nenhuma descoberta oficial de petróleo até a data, em 1938, toda a atividade petrolífera foi nacionalizada por lei e criou-se o CNP – Conselho Nacional do Petróleo. Em 1941, foi descoberto, no Recôncavo Baiano, o primeiro poço de petróleo de exploração comercialmente viável. A sociedade fez pressão pela soberania brasileira na exploração da riqueza recém-descoberta, usando o bordão de Monteiro Lobato: “O petróleo é nosso!”.

Em 1953, o presidente Vargas assinou uma lei regulamentando a situação do petróleo no Brasil e, no mesmo ato, foi fundada a Petróleo Brasileiro S.A., estatal que detinha o monopólio da exploração do novo recurso. Apenas em 1963, ela deteria o monopólio integral da cadeia produtiva do petróleo, tornando-se a única empresa a importá-lo e exportá-lo.

A exploração prosseguiu apenas no Recôncavo Baiano até 1967, com a descoberta dos campos de Guaricema, em Sergipe. Em 1974, foi descoberto o petróleo da bacia de Campos, a maior reserva do país. Em 1997, o monopólio da Petrobrás na exploração do óleo foi extinto pela Lei No. 9.478, conhecida como Lei do Petróleo.

Em 2003, a descoberta de mais bacias levou a uma produção capaz de cobrir cerca de 90% da demanda brasileira pelo petróleo. Em 2006, a autossuficiência nesse recurso foi alcançada pela primeira vez. Em 2007 foram descobertas as enormes reservas do pré-sal¹⁰. Em 2008, de acordo com o anuário da BP (*British Petroleum*), o Brasil possuía 12,6 bilhões de barris de petróleo em reservas provadas. É a segunda maior reserva da América Latina, perdendo apenas para a Venezuela, com 99,4 bilhões de barris. É o 16º país em reserva de petróleo do mundo, depois da descoberta do pré-sal.³

Figura 2.2: Bacias sedimentares brasileiras, com destaque para as províncias produtoras de petróleo.¹¹

2.2 Mercado

22

O preço do barril é bastante dependente de questões geopolíticas e conflitos nas maiores áreas produtoras, tendo atingido preço recorde em 11 de julho de 2008¹², de US\$ 147,27, conforme se observa na Figura 2.3, tendo como causa a alta que já vinha acontecendo nos últimos anos e questões geopolíticas entre os países do ocidente e o mundo árabe¹³. Na Figura 2.4 encontram-se os valores estimados para o barril do petróleo, dependendo de sua origem e da tecnologia a ser utilizada. Na Figura 2.5 podem ser observados os principais fluxos energéticos associados ao petróleo.

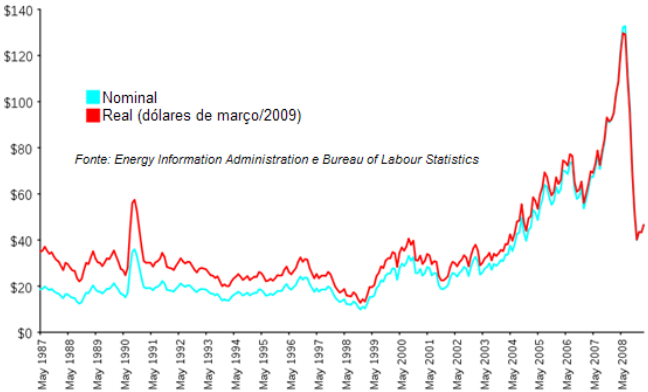


Figura 2.3: Série histórica do preço do petróleo desde 1987.¹²

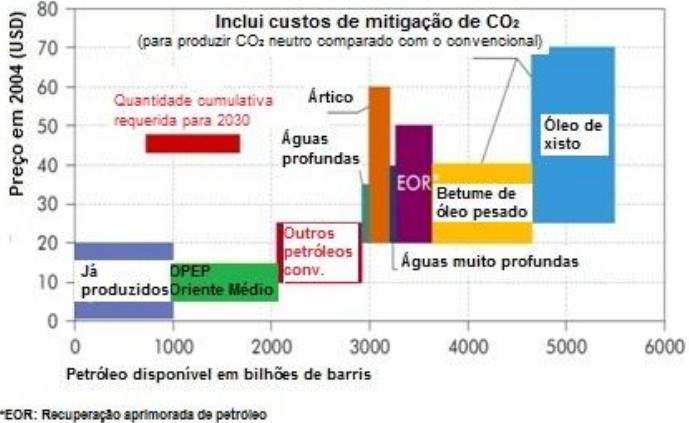


Figura 2.4: Preço do petróleo por fonte (\$ por barril).¹⁴

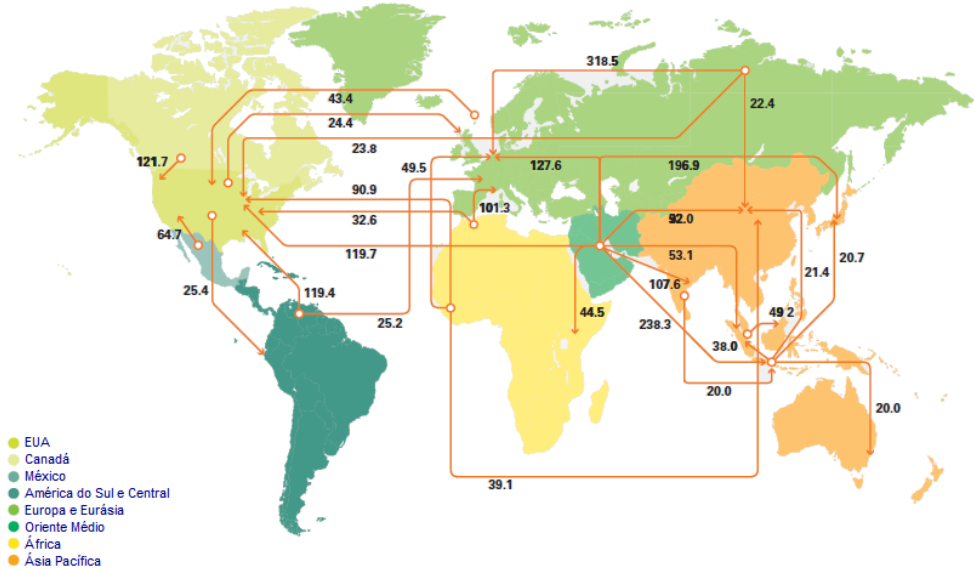


Figura 2.5: Principais movimentações financeiras de petróleo em 2008, em milhões de toneladas.⁶

Pela Tabela 2.2, é possível observar o foco de exportações e de importação em países subdesenvolvidos.

Tabela 2.2: Importações e exportações de petróleo em 2008.⁶

		Porcentagem do total
Importações (em milhares de barris por dia)		
EUA	12872	23,6%
Europa	13751	25,2%
Japão	4925	9,0%
Resto do Mundo*	23078	42,2%
Total do Mundo	54626	100,0%
Exportações (em milhares de barris por dia)		
EUA	1967	3,6%
Canadá	2498	4,6%
México	1609	2,9%
América do Sul e América Central	3616	6,6%
Europa	2023	3,7%
Antiga União Soviética	8184	15,0%
Oriente Médio	20128	36,8%
África do Norte	3260	6,0%
África Ocidental	4587	8,4%
Ásia Pacífica‡	5392	9,9%
Resto do Mundo*	1363	2,5%
Total do Mundo	54626	100,0%

*Inclui comércio não identificado. ‡ Exclui o Japão

Além das empresas dos países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), as maiores do setor do petróleo, a liderança na área é exercida pelas chamadas *Big Five* ou *Big Oil*: Chevron, Exxon/Mobil, Royal Dutch Shell, BP e Conoco-Phillips. No Brasil, a líder é a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás), uma das maiores empresas do mundo. O traço em comum entre as empresas citadas, excetuando-se as da OPEP, é que todas investem em alternativas energéticas e energias renováveis, prevendo, talvez, as dificuldades que terão no futuro, com o esgotamento das reservas que exploram, e com a dominância cada vez maior do Oriente Médio no mercado de petróleo.

2.3 Produção de energia

Como fonte energética, o petróleo é importante, principalmente, por fornecer gasolina, diesel e querosene. A produção de energia por meio do petróleo é feita principalmente por motores.

O *Motor* é um dispositivo que converte um determinado tipo de energia em movimento mecânico. Nos últimos cem anos, ainda que o princípio de funcionamento tenha se mantido o mesmo, a tecnologia dos motores desenvolveu-se de forma impressionante, principalmente em relação aos materiais e uso de gerenciamento eletrônico. Existem vários tipos de motores, cada um deles adequado a um tipo de

combustível, podendo ser: a vapor, de combustão interna, combustão externa, elétrico, a ar comprimido e híbrido. Cada tipo possui diferentes modelos e configurações.

Existem dois tipos de motores de combustão interna: motores de quatro tempos e motores de dois tempos.

Um motor de quatro tempos com funcionamento baseado no Ciclo Otto possui a a sequência descrita a seguir. Na primeira etapa, o pistão baixa, e uma mistura de ar e combustível preenche a câmara de combustão. No segundo tempo, o pistão comprime a mistura, e uma faísca é gerada, o que causa uma explosão. Essa explosão abaixa o pistão, na terceira etapa, e assim produz energia útil. Na quarta etapa, o pistão sobe e expulsa o gás gerado na explosão.¹⁵ Esse funcionamento pode ser visto na Figura 2.6.

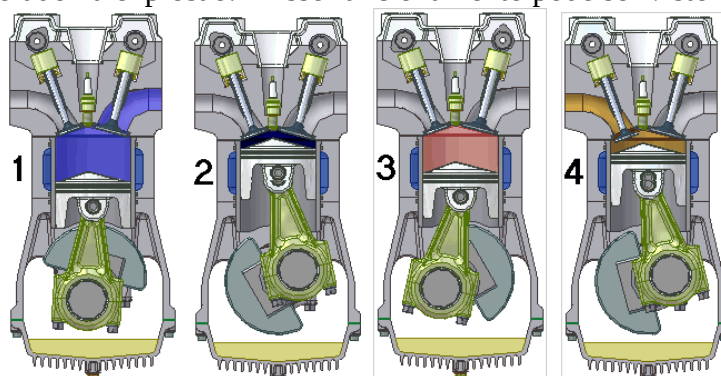


Figura 2.6: Funcionamento de um motor de quatro tempos.¹⁶

O motor de quatro tempos também pode operar no ciclo Diesel. A diferença entre os dois é que, na primeira etapa, apenas ar é aspirado. O combustível é injetado no momento em que o ar atinge sua maior compressão e encontra-se aquecido. Isso causa a explosão. O motor de ciclo Diesel é mais eficiente que o motor de ciclo Otto, mas é mais pesado. Geralmente é usado para veículos de baixa velocidade e aplicações estacionárias.

Já no motor de dois tempos, as etapas não são tão bem demarcadas. No primeiro tempo, a mistura ar e combustível entra na câmara de combustão enquanto os gases resultantes da explosão anterior ainda estão sendo expelidos. No segundo tempo, a mistura é comprimida ao mesmo tempo em que mais mistura é admitida no motor. Isso leva a uma maior potência, já que a energia é gerada duas vezes mais rápido que no motor de quatro tempos, mas a eficiência térmica do ciclo é menor. A Figura 2.7 apresenta uma ilustração do funcionamento desse motor.

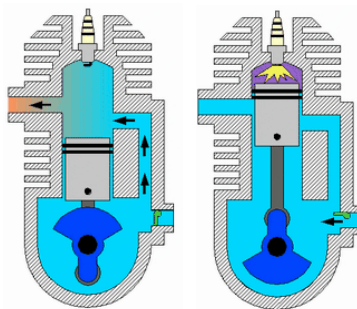


Figura 2.7: Funcionamento do motor a combustão interna de dois tempos.¹⁶

2.3.1 Produção de energia elétrica

O petróleo se inclui na produção de energia elétrica por seu uso nas usinas termelétricas, embora haja uma tendência de substituição do petróleo por gás natural. A energia da queima do combustível, na forma de energia térmica, realiza o trabalho de

expansão em uma turbina Esta, por sua vez, converte a energia térmica em energia mecânica no eixo que, por sua vez, tem convertida esta energia em eletricidade em um gerador. A máquina motriz, neste caso, pode ser uma turbina a vapor ou uma turbina a gás.

Com o uso de turbina a vapor, o combustível é queimado para aquecer água e produzir vapor, que gira o rotor da turbina, que fica acoplado ao gerador. Esse rotor pode funcionar por impulso ou por reação, sendo que turbinas a vapor podem usar uma combinação de ambos. Outra forma de produzir energia é por meio das turbinas a gás. Elas utilizam diretamente os gases provenientes da combustão para mover o rotor. Geralmente são utilizados: propano, querosene, gás natural ou combustível de avião, enquanto as turbinas a vapor funcionam com qualquer combustível derivado do petróleo.¹⁷ É possível também operar instalações que possuem os dois tipos de turbina em uma configuração complementar, chamada de ciclo combinado, cujo maior efeito é elevar significativamente a eficiência do processo.

2.3.2 Custos

Periodicamente, o Governo realiza leilões de energia nova, que licenciam os novos empreendimentos que irão complementar o abastecimento do país nos próximos cinco anos. O critério determinante para a aprovação do empreendimento é o custo-benefício. Os que tiverem o custo mais baixo serão os contratados. O índice custo-benefício (ICB) é calculado segundo a metodologia da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), como apresenta a Eq. (2.1). A primeira parcela reflete o custo de implantação, enquanto a segunda, o custo de operação. Para comparar o custo médio dos empreendimentos licitados por combustível, foi construída a Tabela 2.3.

$$ICB = \frac{RF}{Qc.8760} + \frac{COP+CEC}{GF.8760} \quad (2.1)$$

Onde:

CEC – Custo esperado da exposição no mercado de curto prazo, expresso em reais por ano;

COP – Custo esperado da operação do empreendimento (combustível), expresso em reais por ano;

GF - Garantia física do empreendimento, calculado pela EPE, expresso em megawatt médio;

Qc – Quantidade de energia ofertada no leilão, expresso em megawatt médio;

RF – Receita Fixa requerida pelo empreendedor para construção em manutenção do empreendimento, expresso em reais por ano;

Tabela 2.3: Custo médio de implantação e operação das usinas termelétricas que negociaram no 1º leilão de energia nova.¹⁸

Combustível	Média RF/Qc [R\$/MWh]	Média (COP+CEC)/GF [R\$/MWh]	ICB [R\$/MWh]
Biomassa	104,31	18,12	0,01398
Carvão Mineral	129,76	-2,78	0,01450
Gás Natural	53,71	71,17	0,01426
Óleo Combustível	40,96	96,78	0,01572
Óleo Diesel	36,3	102,31	0,01582

Os empreendimentos com derivados de petróleo são os que têm menor custo de implantação, mas têm os mais altos custos de operação e manutenção. Esse é um reflexo do preço da matéria-prima e do fato de o Brasil importar a maior parte do óleo diesel

que usa. Essa é a grande justificativa para a restrição de uso do óleo diesel em veículos. A partir de 2009, esse custo tende a aumentar, ainda mais, já que o Governo Federal passou a exigir a incorporação do custo ambiental à análise do ICB¹⁹. Porém, há um fator que torna essas usinas interessantes, em comparação às de biomassa e as de geração hidrelétrica, o fato de não estarem subordinadas a ciclos de seca e de cheia.

As usinas de carvão mineral têm o segundo menor custo-benefício, mas as usinas tradicionais têm maiores impactos ambientais que as de derivados de petróleo. As melhores opções pareceriam ser as usinas de biomassa e de gás natural, mas a biomassa também escasseia no período de seca, e o gás natural em grande escala é importado. À luz desses fatores, as usinas de derivados de petróleo acabam apresentando vantagens, mesmo com o maior custo de operação.

2.4 Impactos ambientais

Como todo empreendimento de produção de energia, a construção de termelétricas tem como impactos positivos o aumento da disponibilidade de energia ao consumidor, com modicidade tarifária, geração impostos e empregos. Os impactos negativos ao ambiente, no contexto atual, estão associados principalmente ao aquecimento global decorrente da emissão de gases de efeito estufa. No caso do petróleo, a IAEA (*International Atomic Energy Agency*) determinou que o fator de emissão de gases-estufa pelo petróleo em sua cadeia total de produção é de 690-890 g CO₂equiv/kWh(e)h⁻¹. É um valor só mais baixo que o do carvão, de 940-1340 g CO₂equiv/kWh(e)h⁻¹. Entre os derivados do petróleo, esses níveis de emissão podem variar de um combustível para outro. Um exemplo disso pode ser visto na Tabela 2.4, que mostra a diferença entre as emissões do óleo diesel e da gasolina.

Tabela 2.4: Fatores de emissão para motores a gasolina e a diesel (lb/1000 gal de combustível).²⁰

Poluentes	Motores a gasolina	Motores a diesel
Particulados	11	110
Óxidos de enxofre	9	40
Óxidos de nitrogênio	113	222
Monóxido de carbono	2910	60
Hidrocarbonetos	524	180
Aldeídos	4	10
Ácidos orgânicos	4	31
Amônia	2	-----
Benzopireno	0.3 g/1000 gal	0.4 g/1000 gal

Os fatores que determinam a maior ou menor quantidade dessas emissões estão relacionadas às características do combustível, a localização e forma de extração do petróleo, a eficiência de conversão da energia da queima em energia elétrica, além das emissões relacionadas ao suprimento de combustível e à construção/desativação da planta. A avaliação dos impactos dos diferentes empreendimentos pode ser realizada pela metodologia chamada Análise de Ciclo de Vida (ACV), conforme definida a seguir:

Análise do ciclo de vida (ACV) ou "análise ambiental do ciclo de vida" é uma ferramenta que permite a quantificação das emissões ambientais ou a análise do impacto ambiental de um produto, sistema, ou processo. Essa análise é feita sobre toda a "vida" do produto ou processo, desde o seu início (por exemplo, desde a extração das matérias-primas no caso de um produto) até o final da vida (quando o produto deixa de ter uso e é descartado como

resíduo), passando por todas as etapas intermediárias (manufatura, transporte, uso). Por essa razão, esta análise é também chamada de "análise do berço à cova".²¹

2.5 Riscos

Além dos impactos ambientais que não podem ser evitados na produção de energia, expostos no item anterior, a exploração, o transporte e a utilização do petróleo trazem riscos ambientais e ocupacionais. Os riscos à saúde encontram-se associados a manipulação e variam de um derivado do petróleo para outro, mas estão, de modo geral, ligados a danos à pele e ao trato respiratório. O uso de EPI's (Equipamento de Proteção Individual) ou a higienização das mãos e ventilação do local são o suficiente para mitigar muitos desses riscos.

O risco ambiental mais sério relacionado ao petróleo é o derramamento, também conhecido como "maré negra", quando acontece no mar. Danos em navios, trens, caminhões ou tubulações transportando petróleo e derivados podem levar a grandes desastres ambientais, com contaminação de solos e águas e morte de seres vivos, e sérios riscos de incêndio e explosão.

Os trabalhos mais importantes para diminuir esses riscos estão em tornar os sistemas de transporte mais robustos. Naturalmente, sempre haverá a chance que algum desastre aconteça, então, vários métodos de limpeza de derramamentos são pesquisados. Alguns métodos usam a digestão do petróleo por micro-organismos. Outros buscam uma reação química que imobilize o óleo, ou usam métodos físicos para evitar a formação do filme e facilitar a biodegradação dos resíduos lançados na água. A engenharia de segurança industrial possui um importante papel no desenvolvimento de sistemas intrinsecamente seguros e na regulação e normalização sobre o assunto de maneira a prevenir e mitigar acidentes.

Um tipo diferente de risco de empreendimentos a base de petróleo é o risco econômico. Mudanças sociopolítico-econômicas no mundo todo podem afetar drasticamente o preço do barril de petróleo, interferindo, de forma positiva ou negativa, na viabilidade do empreendimento. Como já mencionado, a crise de 1973, causada pelo embargo da OPEP ao ocidente, afetou todo o mundo e chamou a atenção, pela primeira vez, para o fato de que a maior parte das reservas petrolíferas mundiais estão localizadas em países instáveis politicamente.

2.6 Pesquisa e tendência futura

Dois fatores importantes fizeram com que uma demanda fosse criada por motores mais limpos e eficientes: um foi o debate, cada vez mais sério, a respeito do aquecimento global e da importância das emissões de CO₂ nesse processo; outro, as teorias que preveem o esgotamento próximo das reservas de petróleo conhecidas, como a teoria de Hubbert²².

Essa teoria postula que, sendo o petróleo um recurso finito, dada uma determinada área geográfica, a produção seguirá uma curva em forma de sino. O ano em que acontece a máxima produção foi batizado de "pico do petróleo" (*peak oil*). A partir daí, a produção irá declinar rapidamente. Como se pode ver na Figura 2.8, M. King Hubbert previu que o pico do petróleo dos EUA continentais deveria ocorrer entre 1965 e 1970, o que de fato foi observado. De acordo com ele, o pico mundial ocorreria "cerca de meio século mais tarde".

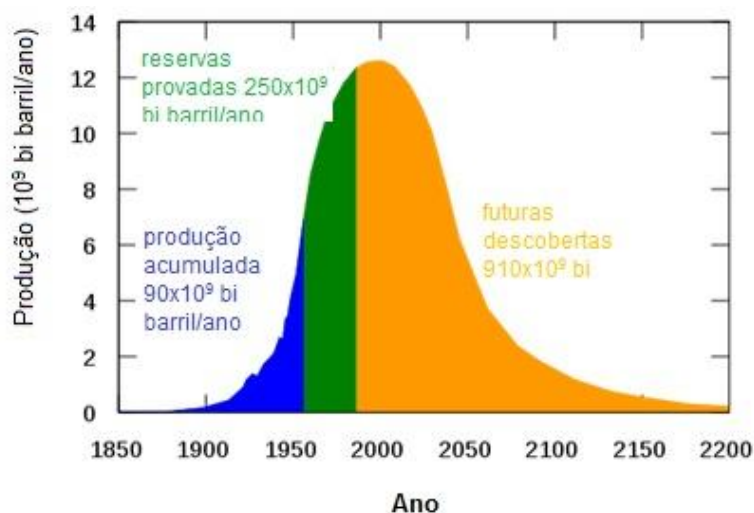


Figura 2.8: Previsão original de Hubbert, em 1956.²²

Apesar das críticas ao trabalho de Hubbert²³, a simplicidade de seu modelo e a possibilidade de se fazer uma previsão, ainda que aproximada, do pico de produção não só do petróleo, mas de outros recursos não renováveis, faz com que seu método ainda seja utilizado em análises prospectivas da exploração desses recursos.

Nesse contexto de preocupação ambiental e com as reservas disponíveis de petróleo, os programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desta fonte energética geralmente são voltados à pesquisa e extração, e ao aperfeiçoamento dos motores atuais. O desenvolvimento de novos motores bicom bustíveis, que reduzam o uso da gasolina ou do diesel, também é visto com bons olhos, uma vez que o combustível complementar ao petróleo geralmente é renovável.

Outra tendência é a produção de combustíveis mais limpos, como o “diesel limpo”, contendo um teor de enxofre dez vezes menor que o normal ou menor ainda.

O fato é que o petróleo é e ainda continuará sendo um importante energético para a humanidade, tendo o seu uso reduzido na medida em que outras fontes e formas de energia se apresentem competitivas sob os aspectos social, econômico e ambiental. Em eventos da área de energia, percebe-se, nas apresentações e discussões de especialistas em petróleo, que é possível que o petróleo seja substituído antes de seu completo esgotamento. Há que se considerar que existem ainda reservas a serem descobertas, reservas que, no passado, eram economicamente inviáveis, mas que, pela situação atual, obtiveram as condições de viabilidade, assim como a aplicação de métodos de extração residual, utilizando, por exemplo, injeção de vapor e de dióxido de carbono.

2.7 Considerações finais

O petróleo é e continuará sendo de grande importância para a sociedade. Apesar dos impactos ambientais e do esforço para se reduzir o seu consumo, não é possível concluir que haverá tal redução nos próximos anos.

É possível que este energético, por desenvolvimento tecnológico, seja substituído no futuro por outra fonte, com condições econômicas, ambientais e sociais favoráveis. Dessa forma, acompanhar o desenvolvimento das tecnologias pode contribuir na detecção de oportunidades de empreendimentos.

Ser uma grande empresa e estar entre as grandes empresas mundiais em energia implica, necessariamente, ter alguma atuação no segmento de petróleo.

2.8 Referências

- 1 CÚNEO, R. G, **Petróleo**. Disponível em: <<http://www.algosobre.com.br/quimica/petroleo.html>>. Acesso em: 30 de mai. 2010.
- 2 WIKIPEDIA. **Petróleo**. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>. Acesso em: 17 de mai. 2010.
- 3 MARQUES, G. DA C., **História-Petróleo**. Disponível em:<<http://cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo1A/historia.html>>. Acesso em: 30 de mai. 2010.
- 4 HENRIQUES, J. **A História do Petróleo**. Disponível em <http://www.clubeinvest.com/bolsa/show_futures_technical_analysis.php?id=148>. Acesso em 31 de mai. 2010.
- 5 SOLAR NAVIGATOR. **Petroleum**. Disponível em: <<http://www.solarnavigator.net/petroleum.htm>>. Acesso em: 6 de jul. 2010.
- 6 BP STATISTICAL REVIEW. **BP Statistical Review of World Energy 2009**. Disponível em <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf>. Acesso em: 6 de jun. 2010.
- 7 WIKIPEDIA. **Xisto**. Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Xisto>>. Acesso em 09 de jan. 2012.
- 8 SECRETARIA DE IMPRENSA. **O Petróleo no Brasil**. Disponível em: <<http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil/>>. Acesso em: 01 de jun. 2010.
- 9 BERGIN, T. **BP de olho em oportunidade para exploração no Brasil**. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/mat/2010/02/04/bp-de-olho-em-oportunidade-para-exploracao-no-brasil-915781742.asp>>. Acesso em: 15 de jun. 2010.
- 10 HARGREVES, S. **Brazil dances with OPEC: The country, likely to become a major exporter of crude, is serious about joining the cartel which - in the long term - could push up prices**. Disponível em: <http://money.cnn.com/2008/02/22/news/international/brazil_opec/index.htm>. Acesso em 27 de mai. 2010.
- 11 PORTAL SÃO FRANCISCO. **Petróleo**. Disponível em: <<http://www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/meio-ambiente-petroleo/petroleo-4.php>>. Acesso em: 28 de mai. 2010.
- 12 MANGUEIRA, C. **Petróleo sobe a US\$ 78,21 após estoques dos EUA**. Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/not_5488.htm>. Acesso em 29 de mai. 2010.
- 13 GALITO, M. S. **Geopolítica do Mundo Árabe**. Disponível em: <http://www.ci-cpri.com/wp-content/uploads/2011/04/Geopolitica-Arabe.pdf> . Acesso em: 13 de mai. 2010.
- 14 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2003**. Disponível em: <<http://www.iea.org/weo/docs/weo2003.pdf>>. Acesso em: 25 de mai. 2010.
- 15 DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA – UFMG. **Conheça o funcionamento do motor Diesel**. Disponível em: <<http://www.demec.ufmg.br/disciplinas/ema003/liquidos/diesel/motor.htm>>. Acesso em 28 de mai. 2010.

- 16 WIKIPÉDIA. **Engine**. Disponível em: <<http://en.wikipedia.org/wiki/Engine>>. Acesso em: 29 de mai. 2010.
- 17 BRAIN, M. **How gas turbine engines woks**. Disponível em: <<http://science.howstuffworks.com/turbine1.htm>>. Acesso em: 02 de jun. 2010.
- 18 SOARES, F. H. N., RAMOS, D. S. **Impactos da Operação de Usinas Termelétricas Contratadas por Disponibilidade no Custo da Energia Adquirida em Leilões de Energia Nova** . Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C5/C5-06.pdf>>. Acesso em 03 de jun. 2010.
- 19 STAMM, H. R. **Método para Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) em Projetos de Grande Porte: Estudo de Caso de uma Usina Termelétrica**. Disponível em: <<http://www.universoambiental.com.br/Arquivos/impactoambiental.pdf>>. Acesso em: 15 de jun. 2010.
- 20 U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY **Oil: Eletricity from Oil**. Disponível em <<http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/oil.html>>. Acesso em: 16 de jun. 2010.
- 21 WIKIPEDIA. **Análise do Ciclo de Vida**. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lise_do_ciclo_de_vida>. Acesso em: 17 de jun. 2010.
- 22 WIKIPEDIA. **Hubbert peak theory**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Hubbert_peak_theory>. Acesso em: 18 de jun. 2010.
- 23 ANFAVEA. **Autoveículos: produção, vendas internas e importação**. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/anuario2008/capitulo2a.pdf>>. Acesso em: 15 de mai. 2010.

3 CARVÃO MINERAL

O carvão é um mineral combustível preto ou marrom, constituído principalmente de carbono. Tem origem fóssil, de florestas do período carbonífero. O carvão foi o combustível da revolução industrial, gerando o vapor que movia as máquinas da época, movendo locomotivas e aquecendo casas. A intensa queima de carvão associada a fatores climáticos particulares foi a principal causa de um episódio conhecido como “O Grande Nevoeiro de 1952”, um desastre ambiental acontecido em Londres, que matou pelo menos quatro mil pessoas¹ e deixou um número ainda maior de adoentados.²

Atualmente, os principais usos do carvão são a geração de calor e eletricidade. Termelétricas a carvão mineral são ainda a principal forma de produção de energia no mundo, representando 41% da matriz elétrica mundial⁴. Ele também é usado na produção de aço, em refinarias de alumina, em manufaturas de papel e nas indústrias químicas e farmacêuticas.³ As reservas provadas de carvão em 2008 se distribuíam de acordo com a Figura 3.1.

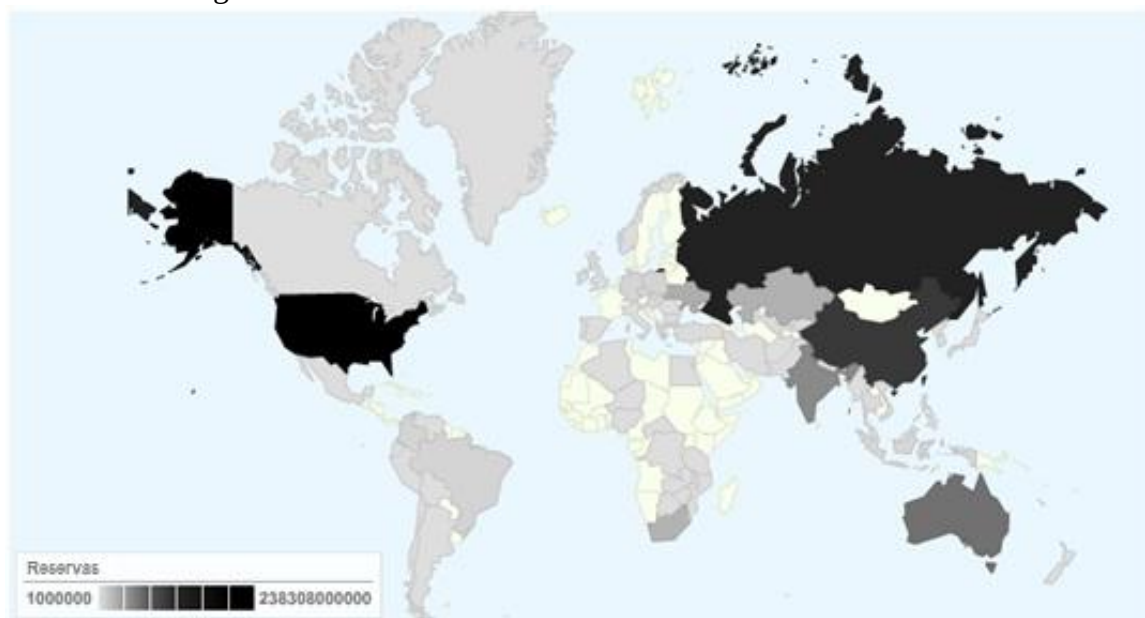


Figura 3.1: Distribuição espacial e quantitativa das reservas mundiais de carvão.⁵

A produção e o consumo de carvão por região são mostrados nas Tabelas 3.1 e 3.2.

Tabela 3.1: Produção de carvão por região do mundo em 2008.⁶

Produção (em milhões de tEP)		
		Porcentagem do total
América do Norte	638.4	19.2%
América do Sul e Central	55.5	1.7%
Europa e Eurásia	456.4	13.7%
Oriente Médio	0.5	-
África	143.4	4.3%
Ásia Pacífica	2030.7	61.1%
Total do mundo	3324.9	100.0%
Brasil	2.4	0.1%

Tabela 3.2: Consumo de carvão por região do mundo em 2008.⁶

Consumo (em milhões de tEP)		
		Porcentagem do total
América do Norte	606.9	18.4%
América do Sul e Central	23.3	0.7%
Europa e Eurásia	522.7	15.8%
Oriente Médio	9.4	0.3%
África	110.3	3.3%
Ásia Pacífica	2031.2	61.5%
Total do mundo	3303.7	100.0%
Brasil	14.6	0.4%

Os maiores produtores são as regiões onde estão os países de maiores reservas, EUA, Rússia e China. Os maiores consumidores são a China, os EUA e a Índia. A Europa Ocidental é uma grande consumidora de carvão, particularmente a Rússia e a Alemanha. Na Ásia, os grandes consumidores são a China, a Índia e o Japão. Na África, destaca-se a África do Sul.

3.1 Situação no Brasil

O carvão no Brasil encontra-se, principalmente, na região Sul do país, onde foi descoberto, em 1795, no Rio Grande do Sul, e intensamente explorado por britânicos ao longo do século XIX e início do século XX. Foi com o advento da Primeira Guerra Mundial que o consumo de carvão aumentou em âmbito nacional, devido a escassez do produto estrangeiro. A primeira termelétrica a carvão do Brasil foi construída no pós-guerra e, em 1928, já iluminava a cidade de Porto Alegre⁷. As medidas protecionistas do Governo e a Segunda Guerra consolidaram a produção nacional, especialmente como insumo para a siderurgia. As crises do petróleo de 1973 e 1979 fizeram com que o carvão nacional voltasse a ter destaque como fonte energética, sua principal utilização atual. O Rio Grande do Sul possui 89,2% das reservas nacionais de carvão, seguido por Santa Catarina e Paraná, além de pequenas reservas no sul de São Paulo.

Como um todo, o Brasil é responsável por 0,9% da produção mundial de carvão. É o maior consumo da América do Sul, mas não a maior produção. Essa fica a cargo da Colômbia, com 1,4% da produção mundial.⁶

3.2 Mercado

O comércio de carvão abrange apenas 17% de todo o carvão produzido no mundo⁸. Os preços variam muito, de região para região. A Tabela 3.3 mostra a evolução temporal do preço do carvão para a produção de energia, de 2000 a 2008, em vários países. É possível notar como ele pode variar de 32,2 dólares por tonelada métrica a 143,5 dólares por tonelada métrica. A Austrália é o maior exportador mundial de carvão, e o Japão, o maior importador. Na Tabela 3.4, são apresentados os sete maiores exportadores e importadores do insumo.

Tabela 3.3: Preços do carvão para produção de energia elétrica no período de 2000 a 2008.⁹

País	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Áustria	53.8	45.7	52.7	64.5	81.3	87.5	92.7	96.2	124.1
Bélgica	32.8	37.7	34.5	35.9	72.5	80.3	63.2	75.5	130.5
Canadá	17.9	18.5	19.2	21.0	20.3	24.5	26.3	NA	NA
Taiwan	29.67	31.29	31.43	31.18	47.75	57.70	54.68	70.17	118.49
Finlândia	38.6	46.7	44.0	48.3	67.0	72.1	74.3	83.7	143.5
França	37.2	45.3	42.9	42.4	63.6	75.0	73.0	83.2	NA
Alemanha	42.4	51.9	45.7	50.0	70.0	79.7	78.0	90.3	NA
Índia	16.49	17.11	16.61	17.74	19.54	21.34	20.77	22.92	NA
Indonésia	18.26	NA	23.60	26.91	NA	25.92	36.66	NA	NA
Irlanda	30.3	35.4	37.5	35.5	67.2	70.1	61.3	83.4	99.5
Japão	40.9	42.7	39.6	NA	NA	NA	NA	NA	NA
México ¹	31.8	33.9	33.7	32.1	37.1	41.0	42.3	45.9	52.4
Polônia	28.2	31.4	32.2	36.2	40.0	47.5	51.4	57.7	78.9
Portugal	30.2	38.6	32.3	38.4	57.5	67.6	58.3	76.4	138.1
África do Sul	6.51	5.81	4.97	7.59	8.50	10.34	NA	NA	NA
Turquia ¹	14.4	10.3	15.2	19.0	25.9	25.2	24.8	27.7	32.3
Reino Unido	44.4	46.5	44.5	45.9	59.7	65.6	70.1	82.3	NA
EUA	27.5	28.2	28.7	29.1	30.9	35.3	38.8	40.6	47.0

Em dólares por tonelada métrica. / ¹ - Preço do carvão marrom. / NA – Não disponível

Tabela 3.4: Importações e exportações de carvão mineral em 2008.⁶

Maiores exportadores de carvão em milhões de toneladas	
Austrália	244
Indonésia	202
Rússia	100
Colômbia	67
África do Sul	67
China	54
EUA	53
Maiores importadores de carvão em milhões de toneladas	
Japão	182
Coreia	88
Taipei Chinês	69
Índia	54
Reino Unido	50
China	48
Alemanha	46

O mercado do carvão é dominado pelos EUA. As maiores empresas desse país, em analogia ao termo *Big Oil* das grandes empresas petrolíferas, ficaram conhecidas como *Big Coal*. Elas são a Peabody Energy – maior empresa do setor privado de carvão, que responde por 10% da energia dos EUA e 2% da energia mundial, a Arch Coal, a Rio Tinto e a Ohio Coal Association. Na Rússia, outro grande produtor de carvão, tem-se a empresa Yuzhkuzbassugol, como exemplo, e a China é liderada pela empresa China Huaneng Group.

O fluxo de importações/exportações, em 2006, é esquematizado na Figura 3.2.

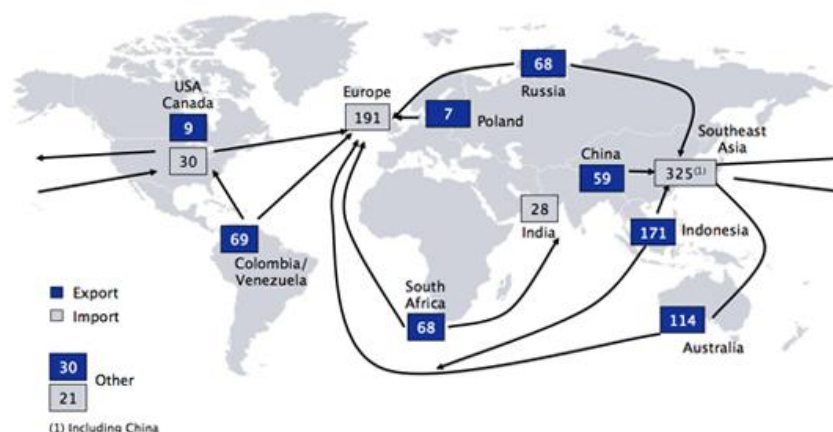


Figura 3.2: Principais importações e exportações de carvão em 2006, em milhões de toneladas¹⁰.

3.3 Produção de energia elétrica

Na produção de energia elétrica, o carvão é usado para gerar vapor, que faz girar as turbinas das termelétricas. Em busca de maior eficiência para esse processo, as turbinas tradicionais foram melhoradas ao longo do tempo, podendo funcionar em ciclo combinado (com recolhimento de vapores quentes) ou em usinas de cogeração, que produzem calor e eletricidade. No caso específico do carvão, há quatro tecnologias de utilização do combustível: carvão pulverizado (ou PCC, do inglês *pulverized coal combustion*); usinas supercríticas e ultrascríticas; combustão em leito fluidizado (FBC, de *fluidized bed combustion*) e gaseificação integrada com ciclo combinado (ou IGCC, de *integrated gasification combined cycle*), conforme breve descrição apresentada a seguir:

- Carvão Pulverizado (PCC): antes de ser queimado, o carvão é processado em moinhos até ser pulverizado. Esse pó será misturado ao ar e queimado na câmara de combustão, que pode alcançar temperaturas na faixa de 1300 a 1700°C.
- Ciclo supercrítico e ultrascrítico: são usinas PCC que operam em temperaturas e pressões maiores que as tradicionais, em busca de mais eficiência. Uma comparação entre elas e as usinas tradicionais (ou subcríticas) pode ser vista na Tabela 3.5. Os maiores problemas dessa tecnologia estão nos altos níveis de poluentes (NO_x) e no fato de que não funcionam bem com carvão de baixa qualidade, como o do Brasil.

Tabela 3.5: Eficiência média de várias plantas, usando a tecnologia PCC.¹¹

Plantas	Níveis médios de eficiência
Baixa Eficiência	29%
Alta Eficiência	39%
Supercrítico	Até 46%
Ultrascrítico	50 - 55%

- Combustão em leito fluidizado (FBC): é uma tecnologia bastante versátil, sendo usada também para queima de biomassa e resíduos sólidos. Pode operar à pressão atmosférica (AFBC) ou com pressurização (PFBC), assim como usando baixas velocidades de fluidização (leitos borbulhantes) ou altas velocidades (leitos circulantes). Nessa tecnologia, o leito sólido é constituído de partículas inertes, geralmente calcário, cujo objetivo é acelerar a transferência da troca térmica no processo.

d) Gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC): a gaseificação do carvão é uma alternativa considerada atraente para um uso mais limpo. Consiste em aquecer o carvão em um gaseificador, conduzi-lo a um reator que gerará gás carbônico, hidrogênio, monóxido de carbono e metano. Após gerar esse gás, ele deve ser purificado, podendo-se utilizá-lo na produção de energia. Na IGCC, são preferíveis carvões com baixo teor de cinzas (diferentes do carvão brasileiro), embora, a princípio, todos possam ser queimados. Esse gás é queimado em ciclo combinado, como o gás natural. As usinas IGCC são a forma mais limpa de utilização de carvão, mas são caras e complexas de se implantar. Esse obstáculo faz com que ainda seja pequena sua disseminação pelo mundo. Uma forma diferente de gaseificação é a queima subterrânea de carvão (UGC, *underground gasification combustion*), em que o carvão é gaseificado antes de ser minerado. Mas esse processo é utilizado apenas em pequena escala.

A captura e sequestro de carbono (CCS) consiste em práticas integradas entre si, visando evitar a emissão do gás carbônico gerado em plantas termelétricas que usam combustíveis fósseis para a atmosfera, captando-o e dispondo-o no subsolo. A CCS compreende três etapas fundamentais, integradas entre si, cada qual com seu próprio desafio: a captura, o transporte e o sequestro (estocagem ou armazenamento). Individualmente, as tecnologias de cada uma dessas práticas já estão desenvolvidas, uma vez que são processos industriais existentes e dominados. O grande desafio da CCS é integrá-las em uma cadeia capaz de estocar o CO₂ em larga escala, de forma viável.

O custo típico de implantação de CCS em uma usina fica entre US\$30 e 90 por tonelada de CO₂, dependendo de algumas condições. A etapa de captura responde por cerca de US\$20-80/t, a de transporte, por US\$1-10/t por 100 km, a de armazenamento e monitoramento por \$ 2-5/t. O impacto dessa implantação no custo de eletricidade é da ordem de 2-3 cents/kWh. Com o desenvolvimento das tecnologias e consequente barateamento delas, o custo projetado para 2030 é de US\$25/tCO₂, com impacto de 1-2 cents/kWh na eletricidade produzida. Em plantas que separam o CO₂ do gás natural, o custo dessa separação é de US\$5-15/t CO₂.¹²

3.3.1 Custos

As usinas de carvão tradicionais (PCC) são relativamente baratas de serem construídas, embora não tanto quanto as de gás natural. A Tabela 3.6 mostra claramente o impacto que a tecnologia de sequestro de carbono pode ter sobre o custo da energia advinda do carvão, que fica, então, mais cara do que a energia nuclear.

Tabela 3.6: Comparação entre os custos de diversas termelétricas.¹³

	Custo capital da usina overnight (2008 USD/kW)	Custo da eletricidade (¢/kWh)
Nuclear	4038	8.34
Carvão supercrítico	2214	8.65
Carvão supercrítico +CCS	4037	14.19
IGCC (gaseificação de carvão)	2567	9.22
IGCC + CCS	3387	12.45
Gás com ciclo combinado	869	7.60
Gás com ciclo combinado + CCS	1558	10.31

3.4 Impactos ambientais

Os principais impactos ambientais estão associados a emissão de dióxido de carbono e de material particulado, metais pesados, compostos de enxofre (SO_x) e nitrogênio (NO_x). Tais emissões são responsáveis por chuva ácida e gases do efeito estufa. A comparação de emissão do carvão em relação ao petróleo e ao gás natural é apresentada na Tabela 3.7.

A mineração do carvão causa a emissão do metano adsorvido (adesão de moléculas a uma superfície sólida) no mineral e necessita de um alto consumo de água para remover impurezas. Essa limpeza gera efluentes aquosos com metais pesados e resíduos sólidos resultantes da lavagem. Também há impactos no solo usado para a mineração e perturbações nas superfícies, quando a mina é subterrânea.

Já as usinas, além dos gases-estufa, liberam compostos de mercúrio e arsênico e efluentes aquosos contaminados provenientes da caldeira, do sistema de resfriamento e de chuva sobre as pilhas de carvão. O consumo de água para o funcionamento da usina também é muito alto. A queima ainda gera cinzas contendo carvão, óxidos metálicos e bases. Em longo prazo, o solo onde estão instaladas fica poluído e precisa de recuperação.

Tabela 3.7: Comparação entre emissões de combustíveis fósseis, em libras por bilhão de Btu de energia fornecida.¹⁴

Poluente	Gás Natural	Petróleo	Carvão
Dióxido de Carbono	117,000	164,000	208,000
Monóxido de Carbono	40	33	208
Óxidos de Nitrogênio	92	448	457
Dióxido de Enxofre	1	1,122	2,591
Particulados	7	84	2,744
Mercúrio	0.000	0.007	0.016

3.5 Riscos

Para um possível investidor que queira construir uma nova usina termelétrica à base de carvão, um grande risco é a inflação nos custos de construção das usinas. Hoje, é preciso de mais de um bilhão de dólares para construir uma nova usina de 500 MW (2000 USD/kW), e esse investimento pode aumentar nos próximos anos. Como ilustração, tem-se que o preço de uma termelétrica era de cerca de 2200 dólares por kW no fim de 2007, enquanto dois anos antes este valor encontrava-se na faixa de 1200-1300 dólares por kW.

Outro risco de se implantar e fazer funcionar uma usina de carvão são as incertezas no preço futuro do combustível. Ao contrário das previsões do início da década, os preços de carvão, na verdade, subiram.¹⁵

Mas o maior risco enfrentado pela produção de carvão são as possíveis taxas pesadas sobre a emissão de gases do efeito estufa. A Figura 3.3 indica o custo que uma usina tem com a compra de combustível e da mitigação pelo CO_2 emitido. Percebe-se que, na maioria dos cenários, os custos de mitigação ultrapassam, em muito, os custos de combustível.

Por outro lado, têm sido crescentes os investimentos em tecnologia de captura de carbono (CCS) e o desenvolvimento de uma tecnologia viável técnica e economicamente pode levar a um novo ciclo de expansão de termelétricas, dado o

grande volume de reservas de carvão, o custo relativamente baixo de implantação das usinas e sua tecnologia já dominada.

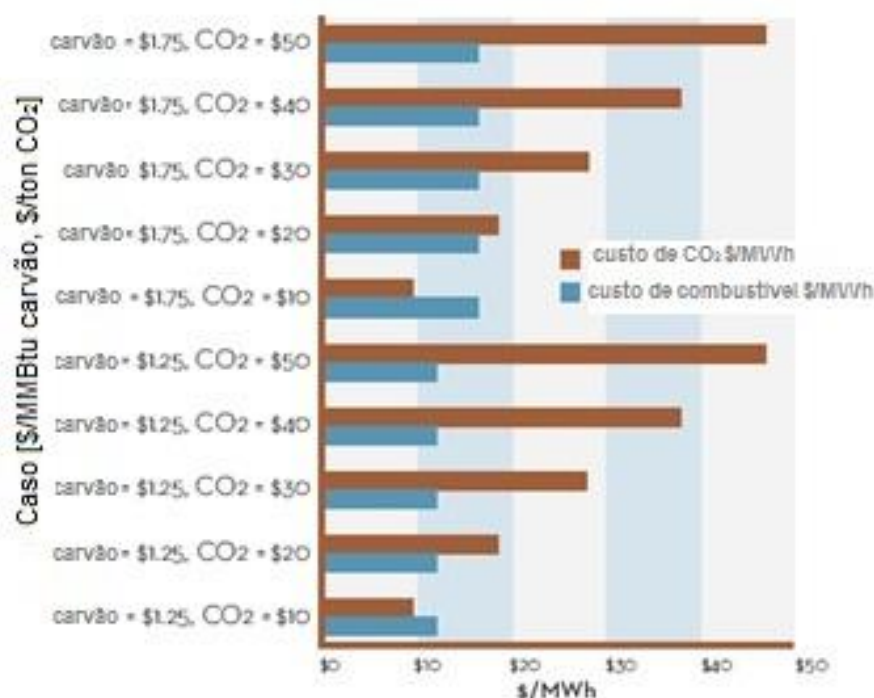


Figura 3.3: Custos com combustível (azul) comparados com o custo de mitigação das emissões de CO₂ (marrom).¹⁵

3.6 Pesquisa e tendências futuras

Atualmente, encontra-se em desenvolvimento uma segunda geração de IGCC, que queima de forma mais limpa os carvões de baixo teor de cinzas.

Outras tecnologias para a produção de energia limpa a partir do carvão são as turbinas supercríticas e os geradores MHD (magneto-hidrodinâmico), que produzem energia diretamente a partir do calor, cujo princípio de funcionamento é o mesmo de um termopar.

O carvão também pode ser utilizado em células a combustível (como as de óxido sólido, de carbonato fundido ou de transporte de íons de oxigênio), que ainda estão em fase de inicial de desenvolvimento. Outra forma de uso do carvão, considerada mais limpa que as outras, é o CWS (sigla em inglês para *Coal-Water Slurry fuel*). Trata-se de uma suspensão em água de partículas finas de carvão, desenvolvido na União Soviética no fim dos anos 1950 e que recentemente tem ganhado destaque.¹⁶

3.7 Considerações finais

As reservas mundiais de carvão indicam que este energético ainda terá um lugar de destaque no suprimento mundial de energia. Espera-se que o desenvolvimento das tecnologias de captura e sequestro de carbono possam contribuir para a minimização dos impactos ambientais. Assim, vale a pena acompanhar de perto estas tecnologias, e o seu impacto na realidade nacional.

3.8 Referências

- 1 THE UNIVERSITY OF EDINBURGH. **The London Smog Disaster of 1952**. Disponível em: <<http://www.portfolio.mvm.ed.ac.uk/studentwebs/session4/27/greatsmog52.htm>>. Acesso em: 01 de jul. 2010.
- 2 WIKIPEDIA. **Grande Nevoeiro de 1952**. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Grande_Nevoeiro_de_1952>. Acesso em: 17 de jul. 2010.
- 3 WORLD COAL ASSOCIATION. **Coal & Eletricity**. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/coal/uses-of-coal/coal-electricity/>>. Acesso em: 02 de jul. 2010.
- 4 WORLD COAL ASSOCIATION. **Uses of coal**. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/coal/uses-of-coal/>>. Acesso em: 03 de ju. 2010.
- 5 CHARTS BIN. **Current Worldwide Coal reserves**. Disponível em: <<http://chartsbin.com/view/n1n>>. Acesso em: 01 de jul. 2010.
- 6 BP STATISTICAL REVIEW. **BP Statistical Review of World Energy 2009**. Disponível em <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf>. Acesso em: 6 de jun. 2010.
- 7 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO CARVÃO MINERAL. **Histórico do Carvão no Brasil**. Disponível em: <<http://www.carvaomineral.com.br/abcm/conteudo.asp?d1=38&d2=&d3=7>>. Acesso em: 15 de jul. 2010.
- 8 WORLD COAL ASSOCIATION. **Coal market & transportation**. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/coal/market-amp-transportation/>>. Acesso em: 10 de jul. 2010.
- 9 U. S. INFORMATION ENERGY ADMINISTRATION. **Top world oil producers**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/stmforelec.html>>. Acesso em: 15 de jul. 2010.
- 10 HMS BERGBAUM AG. **World Coal Trade**. Disponível em: <<http://hms-ag.com/en/energy-coal-market/world-coal-trade.html>>. Acesso em: 20 de jul. 2010.
- 11 OLIVEIRA, E. A. **Perspectivas da geração termelétrica a carvão no Brasil no horizonte 2010-2030**. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/edmar_antunes.pdf>. Acesso em: 22 de jul. 2010.
- 12 INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. **IEA Energy Technology Essentials**. Disponível em: <<http://www.iea.org/techno/essentials1.pdf>>. Acesso em: 25 de jul. 2010.
- 13 WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **The Economics of Nuclear Power**. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>>. Acesso em 27 de jul. 2010.
- 14 NATURALGAS.ORG. **Natural Gas and the Environment** . Disponível em: <<http://www.naturalgas.org/environment/naturalgas.asp>>. Acesso em: 17 de jul. 2010.
- 15 Barry, D. **Investment Risk of New Coal-Fired Power Plants**. Disponível em: <<http://www.westernresourceadvocates.org/energy/pdf/Investment%20Risk.pdf>> Acesso em 20 de jul. 2010.
- 16 WIKIPEDIA. **Coal-water slurry fuel**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Coal-water_slurry_fuel>. Acesso em 25 de jul. 2010.

4 GÁS NATURAL

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos composta, principalmente, por metano (CH_4). Em geral, é encontrado associado ao petróleo, embora não obrigatoriamente. Comparado com a queima da gasolina, produz mais energia e menos gás carbônico para a mesma quantidade de energia gerada.

A humanidade esteve em contato com o gás natural desde a Antiguidade. Afloramentos naturais de gás, incendiados por alguma ação natural ou antrópica, permaneciam queimando, o que causava espanto às pessoas daquele tempo. Em 1000 a. C., foi descoberta, na Grécia, a fonte de gás onde, mais tarde, seria construído o famoso Oráculo de Delfos. A Inglaterra foi, em 1785, o primeiro país a comercializar gás natural manufaturado, e não explorado do subsolo, para iluminação de casas e ruas. Ele foi usado com esse fim até o advento da iluminação elétrica, o que diminuiu muito a iluminação a gás e forçou os produtores a encontrar outra utilidade para ele. Essa situação foi contornada com a invenção do bico de Bunsen, em 1885, que permitiu o gás ser usado para aquecimento e cocção¹. Até a Segunda Guerra Mundial, o consumo do gás natural precisava ser feito muito próximo à fonte, pela falta de um transporte eficiente. Na década de 1960, os gasodutos eficazes passaram a ser construídos e, com o problema do transporte resolvido, novas utilidades surgiram para o gás natural, como seu uso em produção de energia elétrica.

Uma dessas tecnologias é o do gás natural liquefeito, GNL, em que o gás é resfriado até se tornar um líquido para que seja transportado a longas distâncias mais facilmente, e novamente gaseificado no local de consumo.

A Figura 4.1 mostra a distribuição das reservas comprovadas de gás natural no mundo. A produção e o consumo de gás natural por região são apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2.

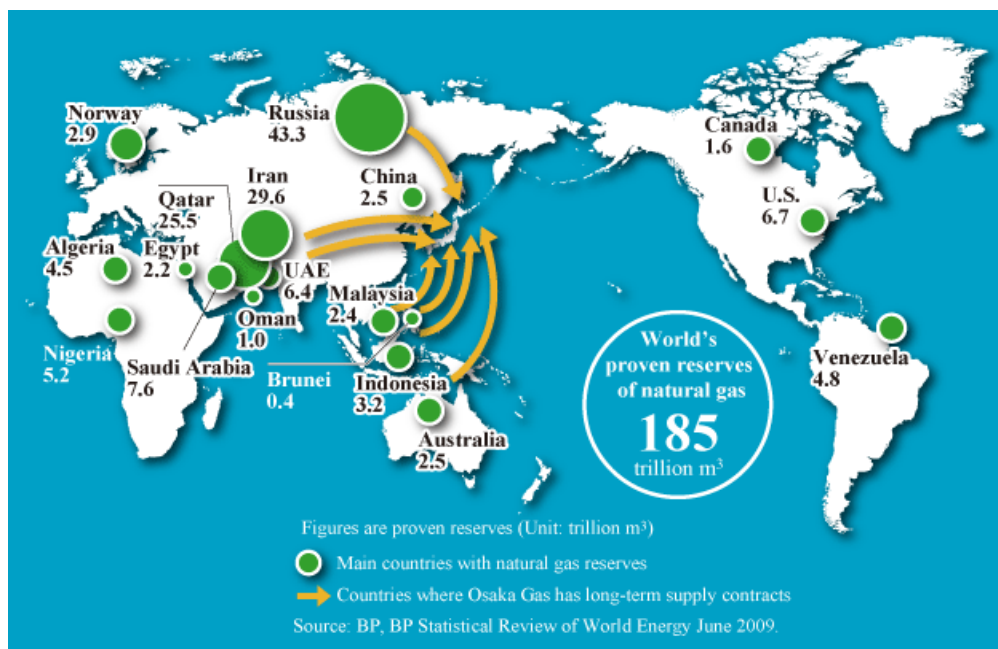


Figura 4.1: Distribuição mundial das reservas de gás natural.²

Tabela 4.1: Produção de gás natural por região do mundo em 2008.³

Produção de Gás Natural - 2008 (bilhões de metros cúbicos)		
		Percentual de 2008
América do Norte	812.3	26.7%
América do Sul e América Central	158.9	5.2%
Europa e Eurásia	1087.3	35.4%
Oriente Médio	381.1	12.4%
África	214.8	7.0%
Ásia Pacífica	411.2	13.4%
Total do mundo	3065.6	100.0%
Brasil	13.9	0.5%

Tabela 4.2: Consumo de gás natural por região do mundo em 2008.³

Consumo de Gás Natural - 2008 (bilhões de metros cúbicos)		
		Percentual de 2008
América do Norte	824.4	27.6%
América do Sul e América Central	143.0	4.7%
Europa e Eurásia	1143.9	37.8%
Oriente Médio	327.1	10.8%
África	94.9	3.1%
Ásia Pacífica	485.3	16.0%
Total do mundo	3018.7	100.0%
Brasil	25.2	0.8%

É possível ver que a produção e o consumo de gás natural estão aproximadamente nos mesmos níveis de grandeza em todas as regiões do mundo. Isso não significa que não há comércio entre os países do interior de cada uma dessas regiões, como de fato acontece entre o Brasil e a Bolívia, por exemplo, ambos na América do Sul. Como o gás está frequentemente associado ao petróleo, o Oriente Médio surge como produtor importante, especialmente porque sua demanda é menor que sua produção.

4.1 Situação no Brasil

O gás natural começou a ser explorado no Brasil juntamente com o petróleo, a partir de 1939, e esteve atrelado a este desde então, até a construção do gasoduto Brasil-Bolívia em 1999. O aumento do consumo do gás ocorreu depois do apagão elétrico de 2000-2001, com a construção de termelétricas movidas a gás natural. A Petrobrás deteve o monopólio na produção e transporte do gás até 1997, mas ele foi extinto pela mesma lei que extinguiu o monopólio do petróleo. Ao contrário do que acontece com o petróleo, o Brasil ainda depende muito fortemente do gás natural importado, mesmo com as descobertas das bacias de Campos e do pré-sal.

Em 2008, o Brasil importou da Bolívia 10,9 bilhões de metros cúbicos de gás³. O país possui reservas de 0,33 trilhões de metros cúbicos de gás natural, o que representa 0,2% do total mundial. É o sexto produtor da América Latina³. Atualmente o país possui 51 termelétricas a gás natural em 11 Estados⁴.

4.2 Produção de energia

A utilização clássica do gás natural é em aquecimento de residências. Também é usado para cocção, refrigeração e como matéria-prima para indústrias químicas e

petroquímicas, por exemplo, na produção de metanol e de fertilizantes (ureia a amônia), além de ser utilizado como redutor na fabricação de aço⁵.

Como recurso energético, é utilizado em motores de combustão interna para automóveis, em motores movidos apenas a gás ou em motores adaptados para funcionar com multcombustíveis. Como o gás natural não deixa resíduos nas partes internas do motor, é um combustível preferível aos líquidos tradicionais.

Para gerar energia elétrica, o gás natural é tradicionalmente usado em usinas termelétricas. Essas usinas utilizam turbinas a gás, e o gás da combustão é usado para fazer girar uma turbina e então gerar energia elétrica em um gerador. Muitas usinas recolhem o calor gerado para utilização com o uso da vaporização de um fluido (processo conhecido como cogeração). Nessas usinas, o gás natural substitui, de maneira vantajosa, o carvão e o diesel.

As turbinas movidas a gás podem operar em ciclo aberto, com a liberação dos gases quentes e uma eficiência de cerca de 35%, ou em ciclo combinado, com a utilização desses gases quentes em turbinas a vapor, para gerar mais eletricidade. A eficiência, nesse caso, alcança 55%. Com a utilização da cogeração, os rendimentos podem chegar a 85%. Na Figura 4.2, tem-se um esquema de uma planta com ciclo aberto, a mais simples e menos eficiente. Ar e gás entram na câmara de combustão, que gera o vapor que alimenta a turbina, e os gases aquecidos são liberados para o ambiente.

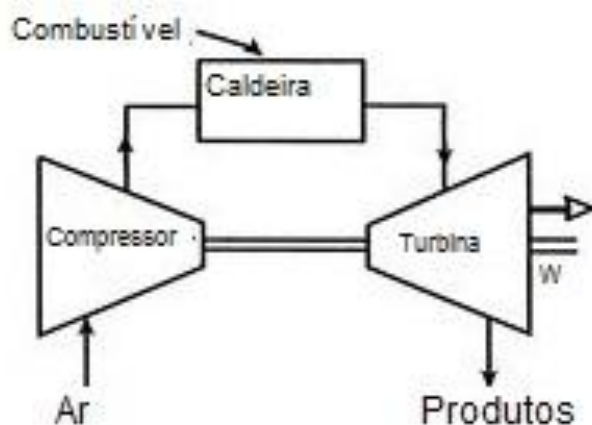


Figura 4.2: Planta de termelétrica com ciclo aberto.⁶

Em uma planta de ciclo combinado, o vapor é recolhido e utilizado para a geração de mais eletricidade, como mostrado na Figura 4.3.

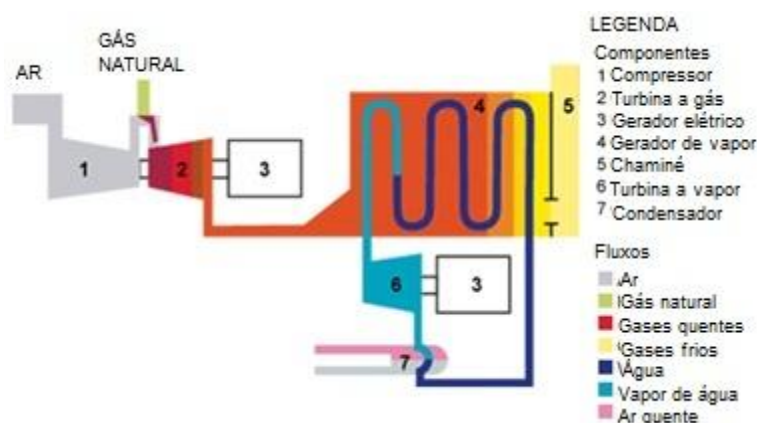


Figura 4.3: Esquema de funcionamento de uma usina de ciclo combinado.⁷

Já nas plantas de cogeração, o gás quente de exaustão da turbina, que seria liberado para o meio ambiente, é utilizado na produção de calor na forma de vapor ou água quente a ser usado em processo industrial, aquecimentos diversos, aquecimento distrital, dentre outros. Daí o nome cogeração, isto é, geração de duas formas diferentes de energia, conforme apresenta a Figura 4.4.

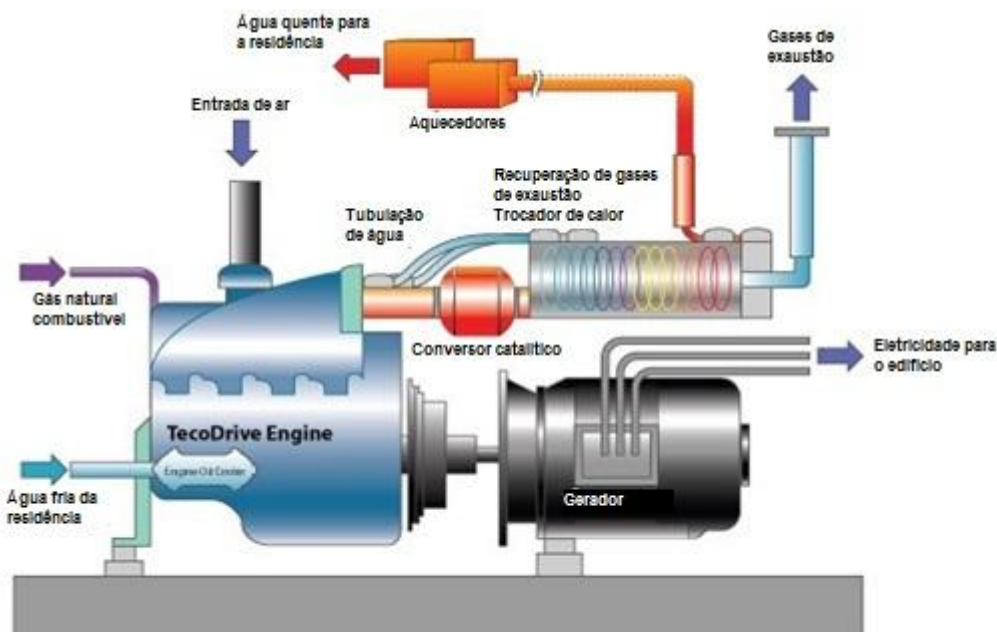


Figura 4.4: Esquema de uma usina de cogeração.⁸

4.3 Custos

O custo de implantação de uma dessas usinas a gás é de cerca de USD500-1000/kW. De maneira geral, é bem menos que as demais alternativas, como nuclear e carvão, mas esse custo é vulnerável à existência ou não de taxação do carbono emitido pela usina. Uma comparação entre os custos com as diversas fontes foi apresentada no capítulo referente ao carvão.

4.4 Considerações técnicas sobre o gás de síntese

A obtenção do gás de síntese (*syngas*) pode ser feita pelo processo de reforma, que se trata do rearranjo molecular por efeito térmico e/ou catalítico. Outras formas de obtenção do gás de síntese estão associadas a subprodutos de processos industriais. O *syngas* pode também ser obtido como subproduto de processos industriais. De fato, são várias as rotas possíveis, tendo, como premissa, a existência de carbono e hidrogênio. A Figura 4.5 apresenta um esquema das possíveis transformações do gás natural.

Transformações do Gás Natural

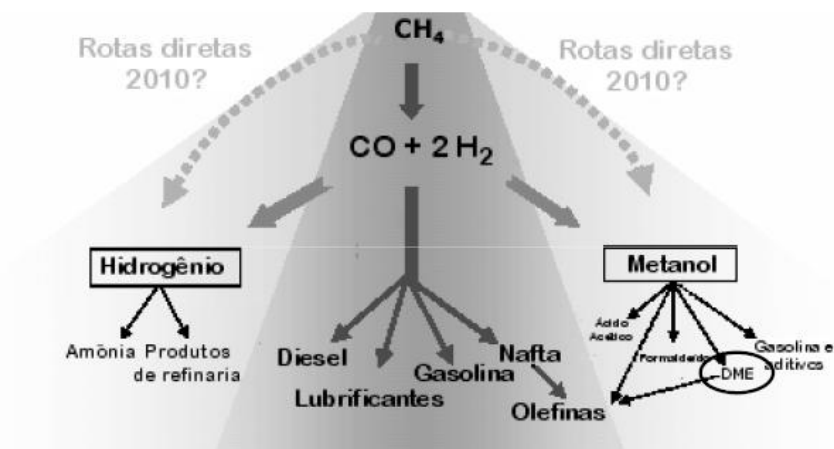


Figura 4.5: Rotas de transformação química do metano via produção de gás de síntese. Adaptado da Palestra do Prof. Victor Teixeira da Silva (NUCAT / PEQ / COPPE / UFRJ) apresentada no VI Encontro Regional Norte/Nordeste de Catálise (VI ENCAT), na UNIT-SE, em 03 de agosto de 2006.

Como se pode ver, a gaseificação resulta em hidrogênio, metano, gás carbônico e monóxido de carbono. Embora os dois últimos não sejam de interesse na produção de energia, os dois primeiros são altamente energéticos e podem ser usados até mesmo em células a combustível. Quando o gás de síntese não possui poder calorífico o bastante para ser queimado e produzir energia elétrica, ele pode ser usado na síntese de líquidos orgânicos, que podem ser convertidos em combustíveis. Os dois principais processos de liquefação de gás de síntese são o processo Fischer-Tropsch (FT) e o processo Mobil. Estes processos são também conhecidos como *Gas-to-Liquids* (GTL). A Figura 4.6 apresenta um esquema sobre o processo GTL:

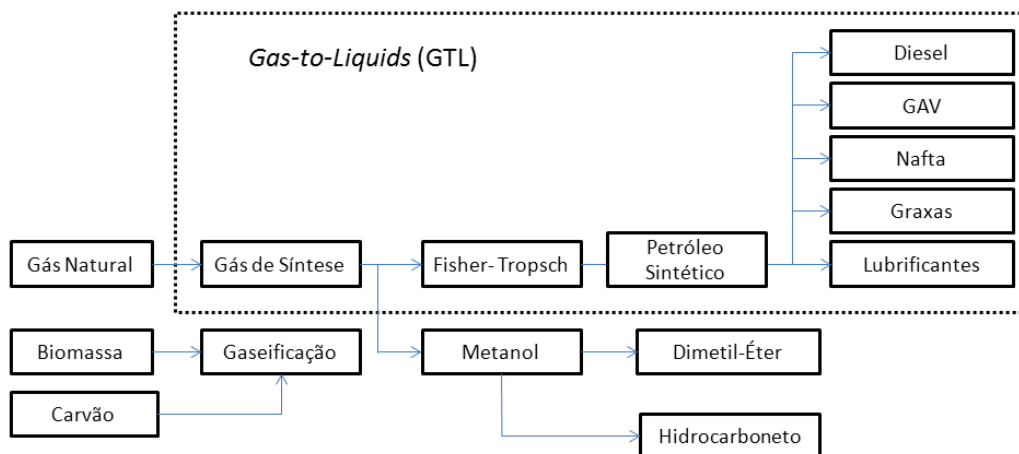


Figura 4.6: Esquema do processo GTL.

4.4.1 Custos

Os custos são o maior gargalo enfrentado pelas plantas de liquefação de gás natural. O maior custo do processo vem da transformação do gás natural em gás de síntese, que é o dobro do gasto com o processo de Fischer-Tropsch. Em comparação ao petróleo, atualmente, os produtos de GTL têm um preço ligeiramente menor, mas os custos capitais e de operação são maiores, conforme indica a Figura 4.7.

Cost per barrel		
	GTL	REFINERY
Natural gas	\$ 6-10	
Crude Oil		\$ 18-25
Operating costs	\$ 3-4	\$ 2-3
Cash costs	\$ 9-14	\$ 20-28
Capital Costs	\$ 9-14	\$ 4-7
Cost of Product	\$ 18-28	\$ 24-35
	Integrated GTL 100 Kb/d	Standalone Refinery 100 Kb/d

Figura 4.7: Comparação entre os custos de uma planta GTL e uma refinaria de petróleo.⁹

4.5 Impactos ambientais

Os principais impactos de uma termelétrica a gás são: emissão de CO₂, CO e outros gases do efeito estufa, contaminação do subsolo quando escavado em terra firme, emissões de compostos de enxofre (SO_x) e nitrogênio (NO_x), que causam chuva ácida, emissão de poluentes dos transportes de gás e a gás. Além disso, o consumo de água para o funcionamento da usina é pequeno, mas aumenta em ciclo combinado. Essa água fica contaminada com substâncias tóxicas e pode causar poluição térmica, se não for resfriada antes do descarte. A extração do gás ainda pode causar erosão, perda da produtividade do solo e escorregamentos.

O gás natural é considerado mais limpo que petróleo e carvão, mas, ainda assim, é emissor de carbono e gases de efeito estufa. Esse ponto é importante, pois o mercado de gás é sensível a possíveis taxações e implantações de tecnologias de mitigação desses impactos. Na Figura 4.8, é apresentada uma comparação de emissão, considerando-se o ciclo de vida (ACV) e as diversas fontes.

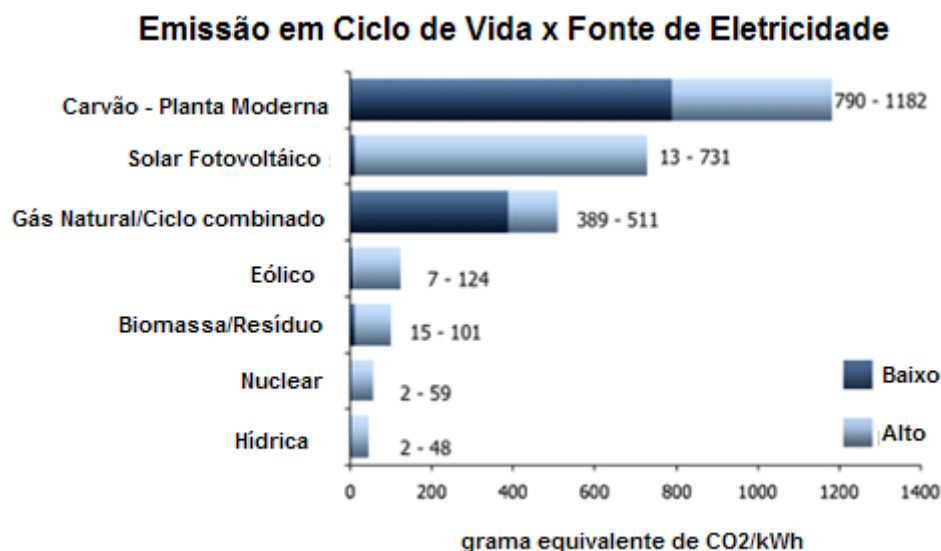


Figura 4.8: Emissão de gas carbônico e as diversas fontes de energia.
(Fonte: <http://www.safesecurevital.com/environment/the-global-environment.html>)

4.6 Riscos

Como se trata de um gás muito leve, expansível e inflamável, o metano também tem o potencial de causar grandes incêndios e explosões, em caso de vazamentos acidentais. Incidentes como o vazamento sob pressão de metano gerado por esgotos, que calcinou ovelhas na Jordânia em outubro de 2009 e a famosa “porta para o inferno”, cratera cheia de metano que arde no Turcomenistão desde a década de 1970, mostram o quanto esse gás deve ser armazenado com cuidado.¹⁰ Os cuidados de engenharia na armazenagem e transporte do gás natural já reduzem bastante esse risco, bem como a manutenção constante dos gasodutos e tanques.

Como risco econômico, há o fato de que a eletricidade produzida pelo gás natural é mais sensível aos custos da matéria-prima que a produzida por carvão ou usinas nucleares. Assim, qualquer evento que cause queda no fornecimento de combustíveis fósseis irá repercutir com mais força nas usinas a gás, o que significa que o empreendimento somente poderá ter alguma segurança em países que não dependem de fornecimento externo.

4.7 Pesquisa e tendência futura

Os gráficos da Figura 4.9 fazem parte de um estudo prospectivo da Exxon Mobil, mostrando o crescimento no consumo de gás natural até 2030. A projeção aposta no forte crescimento do consumo da China e na viabilização dos depósitos não convencionais de gás.

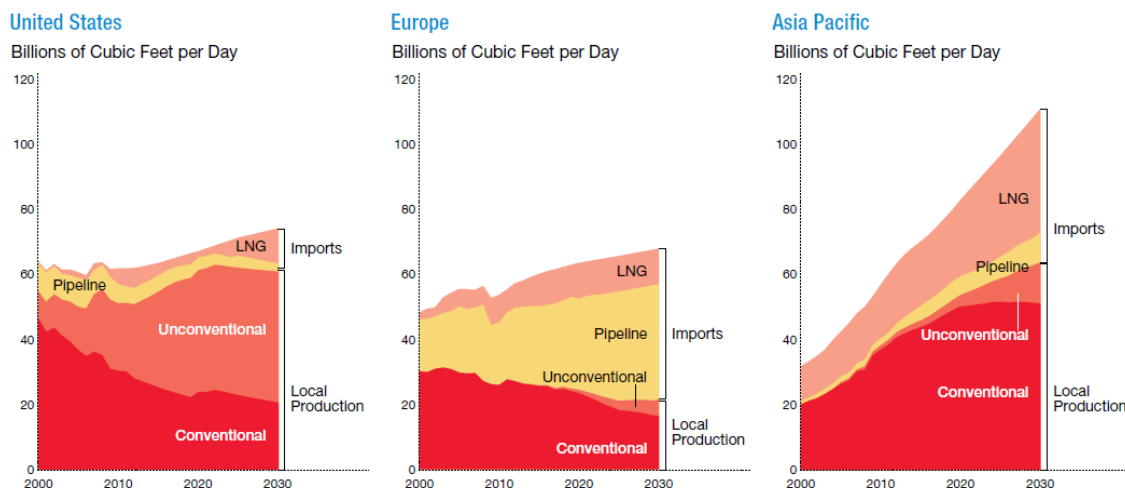


Figura 4.9: Projeção do consumo de gás natural em algumas regiões do mundo até 2030.¹¹

Uma forma menos convencional de se utilizar o gás natural é como gerador de hidrogênio em células a combustível. Essas células produzem energia elétrica pela reação entre hidrogênio e oxigênio, continuamente introduzidos em eletrodos separados por um eletrólito. Este assunto será tratado em outro capítulo deste trabalho. O nível de poluentes gerado por esse método de produção de energia é muito menor do que a simples combustão do gás natural em um motor convencional.

O GTI (*Gas Technology Institute*) é uma instituição sem fins lucrativos, que trabalha com P&D em gás natural contratado ou em parceria. Seus rendimentos em 2009 foram de cerca de 63 milhões de dólares, sendo seus maiores parceiros a indústria,

o governo federal e as companhias de distribuição de energia locais. Além de células a combustível, eles têm P&D na exploração e produção de gás natural, em gaseificação, hidrogênio e GNL. As turbinas de termelétricas também têm sido alvo de várias pesquisas, visando o seu melhoramento, para aumentar sua eficiência, ou para possibilitar seu funcionamento em regiões extremas ou, ainda, para cumprir exigências ambientais mais rigorosas.¹²

O GNL (gás natural liquefeito) é uma forma de transporte do gás natural já bastante difundida no mundo, mas, no Brasil ainda não é uma tecnologia comum, demandando pesquisas.¹³

Outro atrativo no desenvolvimento das tecnologias envolvendo o gás natural é a possibilidade de obtê-lo de outras fontes que não minerais, quando ele é chamado de biogás.

A tecnologia GTL ainda se encontra em fase de demonstração, com algumas plantas comerciais. Os altos custos são seu principal percalço. Uma linha de pesquisa na área GTL, praticada pela Sasol, por exemplo, é a de produzir melhores catalisadores para a liquefação. A última planta aberta pela empresa, no Qatar, custou em torno de um bilhão de dólares.¹⁴ A Exxon Mobil tem diversos projetos em GTL. Um dos mais recentes é na Nigéria. A construção da área chamada NGL II é um projeto de 1,3 bilhão de dólares, e os bancos nigerianos contribuíram para a construção da planta com uma contrapartida de cerca de 220 milhões de dólares.¹⁵ A Shell desenvolveu sua própria rota de GTL, a SMDS (*Shell Middle Distillate Synthesis*), uma modificação do processo FT, com ênfase nos destilados de tamanho molecular médio. Depois de dez anos e cerca de 6 bilhões de dólares investidos no desenvolvimento da SMDS, a Shell constrói aquela que será a maior planta de GTL do mundo, a Pearl GTL, no Qatar. A empresa diz que o investimento total da planta será de 19 bilhões. A empresa espera que seu investimento de 21 bilhões de dólares no Qatar, em 2010, o coloque como líder no setor de GNL, eclipsando a ExxonMobil.¹⁶

No Brasil, as pesquisas em GTL acontecem principalmente no CENPES, da Petrobrás. A queima mais limpa do gás natural e a maior perspectiva de duração de suas reservas fazem com que o investimento em sua utilização seja cada vez maior. As tecnologias do gás natural apresentam um grande potencial de crescimento, e o Brasil já entrou na área. O futuro parece brilhante para o gás natural, pelo menos para as próximas décadas.

4.8 Considerações finais

O gás natural tem recebido cada vez mais atenção. É interessante notar que algumas das tecnologias de futuro em gás natural são também aplicáveis para o aproveitamento de biomassa. Essas tecnologias promovem também a extrapolação do contexto energético e caminham para o processamento industrial e químico, que também merece atenção e pode ser uma oportunidade de investimentos.

4.9 Referências

- 1 NATURALGAS.ORG. **History**. Disponível em: <<http://www.naturalgas.org/overview/history.asp>>. Acesso em 28 de jul.2010.
- 2 OSAKA GAS. **CSR Chapter I**. Disponível em: <http://www.osakagas.co.jp/csr_e/charter01/safety01.html>. Acesso em 30 de jul. 2010.

- 3 BP STATISTICAL REVIEW. **BP Statistical Review of World Energy 2009**. Disponível em http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf>. Acesso em: 6 de jun. 2010.
- 4 GASNET. **Termelétrica**. Disponível em: http://www.gasnet.com.br/novo_termeletricas.asp#>. Acesso em 31 de jul. 2010.
- 5 NGV GLOBAL. **Engine Technology**. Disponível em: <http://www.iangv.org/natural-gas-vehicles/engine-technology/>> . Acesso em: 01 de ago. 2010.
- 6 GREITZER, E. M., SPAKOVSKY, Z. S., WAITZ I. A. **Unified: Thermodynamics and Propulsion**. Disponível em: <http://web.mit.edu/16.unified/www/SPRING/propulsion/notes/>>. Acesso em: 10 de ago. 2010.
- 7 EDISON CORPORATE. **The Gas Combined Ciclo Technology**. Disponível em: <http://www.edison.it/media/gas-combined-cycle-technology-14apr2011.pdf> >. Acesso em 10 de ago. 2010.
- 8 U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Cogeneration at work**. Disponível em: http://www.epa.gov/oaintrnt/documents/richmond_brochure_508.pdf> . Acesso em 30 de ago. 2010.
- 9 PATEL, B. **Gas Monetisation: A Techno-Economic Comparison Of Gas-To-Liquid and LNG**. Disponível em: http://www.fosterwheeler.com/publications/tech_papers/files/ICHEM%20WCCE%2005%20LNG%20versus%20GTL.pdf>. Acesso em: 01 de set. 2010.
- 10 CETISMO ABERTO. **Jordânia 400°C: Explicações a fogos misteriosos que não cheiram bem**. Disponível em: <http://www.ceticismoaberto.com/fortianismo/2631/jordnia-400c-explicaes-a-fogos-misteriosos-que-no-cheiram-bem>>. Acesso em: 17 de ago. 2010.
- 11 EXXON MOBIL. **Outlook for Energy - A View to 2030**. Disponível em: http://www.exxonmobil.com/Corporate/files/news_pub_eo_2009.pdf >. Acesso em: 15 de set. 2010.
- 12 DANTAS, L. O. **Termelétricas – Novidades**. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/conteudos.asp?cod=7617&tipo=Novidades&categoria=10>>. Acesso em 10 de set. 2010.
- 13 CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Energias do Futuro - Relatório Final**. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/busca/ConsultaProdutoNcomTopo.php?f=1&idProduto=4826> >. Acesso em 01 de set. 2010.
- 14 SASOL. **Gas-to-liquids**. Disponível em: http://www.sasol.com/sasol_internet/downloads/SASOL_GTL_Brochure_1332426778928.pdf>. Acesso em 10 de set. 2010.
- 15 RIGZONE. **Exxon Mobil Starts Up \$1.3B NGL II Project in Nigeria**. Disponível em: http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=64810>. Acesso em: 10 de set. 2010.
- 16 UPSTREAM. **Shell kicks off Pearl GTL start**. Disponível em: <http://www.upstreamonline.com/live/article215901.ece>>. Acesso em 15 de set. 2010.

5 ENERGIA NUCLEAR

A descoberta da radioatividade se deu em fins do século XIX. Por muito tempo, permaneceu uma questão apenas acadêmica, até que a possibilidade de aproveitar a energia de fissão dos átomos em bombas e geradores de energia foi levantada. Em 1939, Einstein já chamava a atenção do governo dos EUA para essa possibilidade. Em 1942, foi construído o primeiro reator nuclear para produção de energia¹. Em 1945, bombas nucleares foram usadas pela primeira e única vez em uma guerra, no célebre bombardeio americano a Hiroxima e Nagasaki durante a Segunda Guerra, provando o poder devastador dessa tecnologia. Apesar do possível uso militar, a produção de eletricidade por via nuclear apresenta tantas vantagens que o uso pacífico da energia nuclear permanece. Hoje a energia nuclear representa uma opção de desenvolvimento devido ao uso da energia sem que haja emissões de gases de efeito estufa.

Existem 436 reatores nucleares em operação no mundo, de acordo com a Agência Internacional de Energia Atômica (AEIA)², cinco em desativação e 56 em construções. O maior consumidor de energia nuclear são os EUA (31%)¹. Em segundo lugar, vem a França (16%). A Figura 5.1 apresenta o consumo mundial de energia nuclear por região.

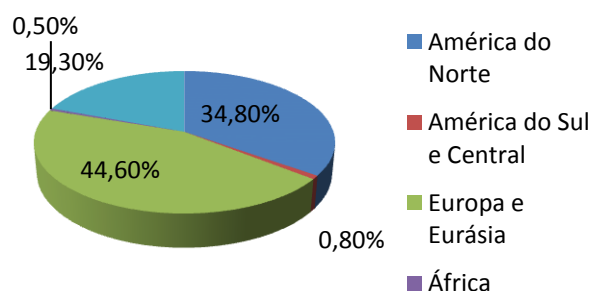


Figura 5.1: Consumo de energia nuclear por região do mundo.³

O combustível das usinas nucleares é uma mistura de urânio-238 e urânio-235, sendo esse último radioativo e presente em menor quantidade. As maiores reservas de urânio do mundo estão na Austrália, como apresenta a Figura 5.2.

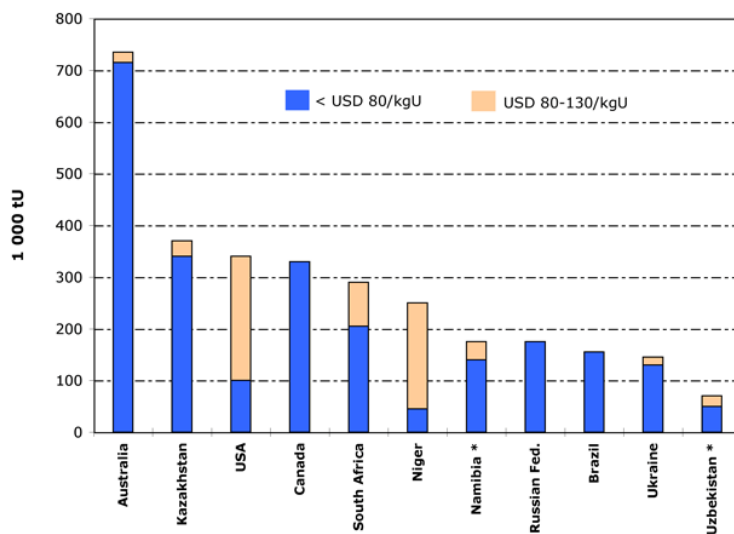


Figura 5.2: Localização das principais reservas de urânio mundiais.⁴

A duração dessas reservas é motivo de muita discussão. Os mais pessimistas apontam uma duração próxima à dos combustíveis fósseis, enquanto outras previsões contam com reservas para milhares de anos. A questão toda é dependente da evolução tecnológica.

5.1 Situação no Brasil

A implantação da energia nuclear no Brasil começou na década de 1950, com a criação do CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico). No governo Geisel, foi fundada a NUCLEBRÁS, com o objetivo de impulsionar o aproveitamento da energia nuclear para produção de eletricidade. Angra I, a primeira usina nuclear brasileira, começou a ser construída em 1972, com tecnologia norte-americana. Em 1974, foi aprovado o projeto de Angra II, dessa vez como resultado de um acordo com o governo alemão. Este acordo previa a instalação de oito usinas até 1990, mas críticas ao modo como a tecnologia necessária foi comprada e irregularidades em todo o processo condenaram o programa ao fracasso⁵. Angra II entrou em funcionamento no ano 2000, e Angra III está sendo reativada atualmente, com obras em desenvolvimento. Sua entrada em operação está prevista para 2015.

As duas usinas juntas eram responsáveis por 1,2% da matriz energética brasileira, conforme mostrado na Figura 5.3, em 2007. Em 2009, a produção de energia por elas gerada correspondeu a 2,9% da produção de energia elétrica total do país². No Brasil, as reservas recuperáveis de urânio são de aproximadamente 309.000 toneladas, 5% das reservas mundiais, o que o coloca como o sétimo país do ranking⁷. A Figura 5.4 apresenta uma indicação da distribuição das reservas.

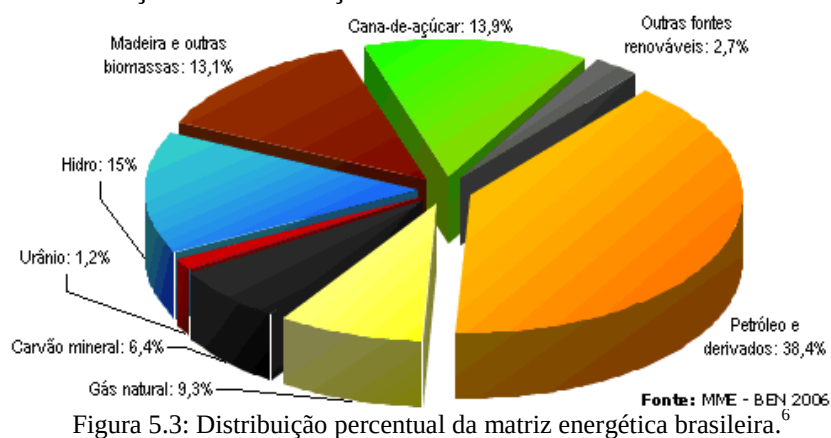


Figura 5.3: Distribuição percentual da matriz energética brasileira.⁶



Figura 5.4: Reservas brasileiras de urânio e localização da mineração propriamente dita.⁸

5.2 Mercado

A cadeia produtiva da energia nuclear envolve a mineração do urânio, a moagem até a obtenção do *yellow cake*, o enriquecimento do nível de urânio-235 (U-235), a fabricação do combustível propriamente, o transporte desse material até a usina e a destinação final do resíduo. Na Tabela 5.1, são apresentados os custos de cada etapa deste processo. Esses custos impactam em US\$0,77/kWh no preço da energia gerada pelo urânio.

Tabela 5.1: Custo do urânio em cada etapa da produção do combustível nuclear para a produção de 1 kg de Dióxido de Urânio (UO₂), em janeiro de 2010.⁹

Urânio	US\$ 1028
Conversão	US\$ 90
Enriquecimento	US\$ 1197
Fabricação do combustível	US\$ 240
Total	US\$ 2555

A única utilização comercial de urânio é na produção de energia nuclear, o que simplifica a análise do funcionamento de seu mercado. A demanda de urânio existente para o programa nuclear dos EUA e da URSS era acompanhada pela oferta, até o fim da Guerra Fria e grandes acidentes nucleares, como os ocorridos em Chernobyl e Three Mile Island. Muitas usinas foram desativadas, e a demanda caiu, fazendo o preço do urânio cair. A recente luta contra o aquecimento global e o fato de as usinas nucleares não produzirem gases de efeito estufa aumentaram novamente a demanda, mas a produção caiu muito nos anos de escassez de demanda, e leva muito tempo para novas mineradoras entrarem em atividade¹⁰. Assim, os preços do urânio entraram em alta até atingir um pico de US\$137/libra (1 libra equivale a 0,44 kg) em 2007, sendo que, desde então, começaram a declinar, conforme ilustra a Figura 5.5. Apesar disso, o grande número de novos reatores em construção pode aumentar outra vez a demanda e o preço pelo combustível no futuro, como registrado na Figura 5.6.

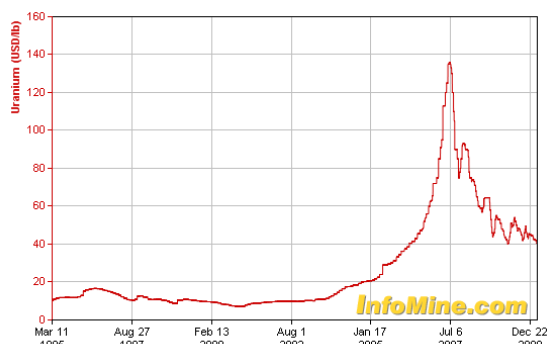


Figura 5.5: Preços do urânio, de março de 1995 a dezembro de 2009.

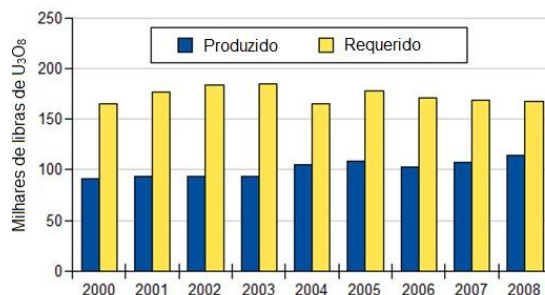


Figura 5.6: Produção e demanda de urânio no mundo ao longo do tempo.¹¹

O maior produtor de urânio do mundo é a Austrália. De acordo com o *Red Book* da Associação Internacional de Energia Atômica, em 2007, o país continha 23% das reservas mundiais conhecidas do metal. Logo abaixo, vêm o Cazaquistão, com 15%, e a Rússia, com 10% ⁷. Fontes secundárias de urânio são antigas armas nucleares, rejeitos reciclados, especialmente como fonte de plutônio, e reenriquecimento de urânio empobrecido.

Os líderes mundiais no fornecimento de energia nuclear são as empresas Areva e EDF (França), a Exelon Corp. (EUA), a E.ON Kernkraft (Alemanha), a Tokyo Electric Power Co., – TEPCO – (Japão). A grande líder mundial no fornecimento de reatores é a parceria GE-Hitachi.

5.3 Produção de energia

O urânio utilizado para a produção de energia elétrica deve ser transformado em um combustível que contenha 3,2% de U-235. Uma reação em cadeia de fissão nuclear libera calor (Figura 5.7), que gerará vapor que, por conseguinte, movimentará uma turbina. A energia gerada por 10 g de urânio equivale a 700 kg de petróleo e a 1.200 kg de carvão ¹².

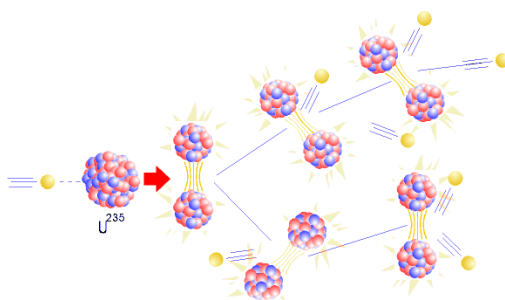


Figura 5.7: Reação em cadeia da fissão do U-235 que gera a energia para as usinas nucleares. ¹²

Os nêutrons gerados na fissão são muito rápidos e precisam ser desacelerados para que a fissão ocorra de forma controlada e eficiente. O material responsável por essa desaceleração é chamado moderador. As primeiras usinas utilizavam grafite como moderador. Quando é necessário interromper a reação de fissão, são baixadas barras metálicas no reator, que absorvem os nêutrons e impedem a cadeia de prosseguir.

As tecnologias para enriquecer o urânio natural até os 3,2% necessários são dominadas por apenas doze países: Alemanha, Argentina, Brasil, China, EUA, França, Holanda, Índia, Irã, Japão, Paquistão, Rússia e Reino Unido. Há duas formas tradicionais de enriquecer urânio: a difusão gasosa e a ultracentrifugação ¹³. Na difusão gasosa, o minério de urânio, um óxido, é transformado em UF₆, que é um gás. O UF₆ é comprimido por meio de membranas microporosas, associadas em série, que retêm o U-238. Na ultracentrifugação, as partículas de UF₆ são centrifugadas a altíssimas velocidades, o que concentra o U-238 em uma região mais externa do que o U-235, (o primeiro é mais pesado somente cerca de 1% em relação ao segundo). Esta última é a tecnologia utilizada no Brasil.

Os reatores das usinas nucleares estão em constante evolução, como apresenta a Tabela 5.2. Eles são classificados em gerações, indo atualmente de I a III, com reatores de geração IV ainda em fase de pesquisa. Reatores de geração I foram construídos nas décadas de 1950-60, poucos dos quais estão funcionando hoje. A maioria deles usa urânio natural e grafite como moderador. A geração II responde pela maioria dos reatores que em operação. Eles usam urânio enriquecido e são resfriados e moderados pela água. A geração III é a geração dos Reatores Avançados. Por enquanto, só estão em

funcionamento alguns poucos no Japão. Estes reatores são melhoramentos da geração II, sobretudo no tocante à segurança.

O custo *overnight* de construção das usinas nucleares (custo de valor presente considerado para pagamento completo no início do projeto) varia de US\$1000/kW na República Tcheca a US\$2500/kW no Japão, e a média é de US\$1500/kW. Elas são mais caras em comparação a outras termelétricas, mas produzem energia mais barata e não sensível à taxação de emissões de carbono.

Para diminuir o consumo de urânio e estender o tempo de uso das reservas atuais, foram desenvolvidas algumas tecnologias de reciclagem de rejeitos e reaproveitamento do urânio-238 (U-238) excedente. O plutônio-239 (Pu-239), presente no lixo atômico, pode ser utilizado no chamado combustível de óxido misto (MOX) e usado em reatores civis. O urânio-238 empobrecido pode ser usado tanto para a manufatura do combustível MOX, como ser enriquecido novamente até alcançar o nível natural ou mesmo até o nível de enriquecimento necessário para ser utilizado como combustível.

Tabela 5.2: Localização e características dos reatores em atividade no mundo.¹⁴

Reator	Principais Países	Número	GWe	Combustível	Refrigerante	Moderador
<i>Pressurised Water Reactor</i> (PWR)	EUA, França, Japão, Rússia, China, Brasil	265	251,6	UO ₂ enriquecido	Água	Água
<i>Boiling Water Reactor</i> (BWR)	EUA, Japão, Suécia	94	86,4	UO ₂ enriquecido	Água	Água
<i>Pressurised Heavy Water Reactor</i> 'CANDU' (PHWR)	Canadá	44	24,3	UO ₂ natural	Água Pesada	Água Pesada
<i>Gas-cooled Reactor</i> (AGR & Magnox*)	Reino Unido	18	10,8	U natural (metal), UO ₂ enriquecido	CO ₂	Grafite
<i>Light Water Graphite Reactor</i> (RBMK)*	Rússia	12	12,3	UO ₂ enriquecido	Água	Grafite
<i>Fast Neutron Reactor</i> (FBR)	Japão, França, Rússia	4	1,0	PuO ₂ e UO ₂	Sódio líquido	nenhum
Outros	Rússia	4	0,05	UO ₂ enriquecido	Água	Grafite
	TOTAL	441	386,5			

GWe = capacidade em milhares de megawatts (aproximada)

* Geração I

 Geração III

5.4 Impactos ambientais

Em tempos de preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, a energia nuclear apresenta um dos menores fatores de emissão destes gases, de cerca de 8-27g CO_{2equiv}/kWh(e)h⁻¹, o que é um dos grandes atrativos dessa forma de energia¹⁵. Embora a reação de fissão que gera o vapor para a produção de energia não libere gás carbônico, ele pode ser encontrado na produção de energia para a extração, conversão e enriquecimento de urânio (sendo que o enriquecimento por difusão gasosa aumenta

mais a emissão que por centrifugação), na construção/desativação da usina e no reprocessamento de combustível.

As usinas nucleares também usam grandes quantidades de água para a produção de vapor e resfriamento. Esta água gera efluentes aquosos contendo metais pesados e sais provenientes do sistema de resfriamento da usina, além de poluição térmica. Os efluentes aquosos radioativos também podem ser encontrados na mineração do urânio e precisam ser rigidamente monitorados. No que diz respeito aos resíduos gerados, um problema sério e muito subestimado é a produção de lixo radioativo e a contaminação das terras onde o lixo é armazenado. As novas tecnologias de desenvolvimento de reatores nucleares indica que os reatores do futuro não produzirão o chamado lixo radioativo, uma vez que este rejeito poderá ser o combustível para outro reator e assim até que o risco e a periculosidade sejam eliminados.

5.5 Riscos

Os riscos ambientais mais importantes na implantação e operação de uma usina nuclear são a possibilidade de vazamento de radiação e/ou material radioativo, seja no transporte, seja na usina. Acidentes famosos como o de Chernobyl e o de Three Mile Island continuam assombrando a opinião pública com o fantasma da contaminação nuclear.

O acidente de Chernobyl, o mais famoso da história, ocorreu em 1986 devido a uma falha humana, causada por pessoal não qualificado. O reator fundiu e dele foram liberados resíduos radioativos para a atmosfera, contaminando a região e espalhando material radioativo para boa parte da Europa Oriental. Em torno da usina, foi criada uma zona de exclusão de 4300 km², que deve ser mantida sem presença humana até que os níveis de radiação se normalizem¹⁶.

Three Mile Island, em 1979, foi o maior acidente dos EUA, e os acontecimentos foram muito semelhantes aos de Chernobyl, mas em escala menor. Muito menos pessoas foram afetadas e não houve necessidade de estabelecer uma zona de exclusão. A importância deste acidente reside no modo como ele aumentou drasticamente as preocupações com a segurança de usinas nucleares¹⁷.

Mais recentemente, em janeiro de 2011, houve um acidente na Usina Nuclear de Fukushima no Japão. Este acidente foi causado por falha no sistema de refrigeração devido à inundação da usina, que foi submetida a um maremoto com ondas de 14 metros de altura, resultante de um terremoto de elevada intensidade, que ultrapassaram os diques de proteção. Os diques foram construídos para proteção de ondas de até 6 metros. Este acidente colocou a energia nuclear novamente em discussão. Há, no entanto, que se considerar que, do ponto de vista da engenharia, mesmo sob condições extrema e não previstas, a situação está sendo contornada e os efeitos e consequências, minimizados.

Cabe ressaltar que esses acidentes promoveram um grande amadurecimento da humanidade para os aspectos de segurança industrial e do trabalho.

Os riscos para alguém que deseje implantar a geração nuclear no Brasil e no mundo são as pressões da opinião pública e políticas ainda não consolidadas de não proliferação de armas nucleares. Para o futuro, o uso em larga escala de energia nuclear é ameaçado pelo desenvolvimento de tecnologias menos poluentes de combustíveis fósseis, já que o custo de implantação pode desestimular a construção de usinas nucleares. Contudo, cabe notar que uma importante alternativa para a produção de energia, capaz de ser realizada em escala, para fazer frente ao aumento de consumo e a substituição parcial dos combustíveis fósseis, é a nuclear.

5.6 Pesquisa e tendência futura

Os reatores da geração IV estão em desenvolvimento e não serão operacionais antes de 2020, conforme indica a Tabela 5.3. Eles terão ciclos de combustível fechados e queimarão os actínídeos que hoje estão no lixo nuclear.

Tabela 5.3: Reatores de quarta geração, ainda em fase de desenvolvimento.¹⁸

Tipo	Nêutron (rápido/termal)	Refrigerador	Temperatura (°C)	Pressão*	Combustível	Ciclo do combustível	MWe	Usos
<i>Gas-cooled fast reactors</i>	rápido	hélio	850	alta	U-238 +	fechado, <i>on site</i>	1200	eletricidade e hidrogênio
<i>Lead-cooled fast reactors</i>	rápido	chumbo ou Pb-Bi	480-800	baixa	U-238 +	fechado, regional	20-180 300-1200 600-1000	eletricidade e hidrogênio
<i>Molten salt fast reactors</i>	rápido	sais de fluoreto	700-800	baixa	sal de UF	fechado	1000	eletricidade e hidrogênio
<i>Molten salt reactor - Advanced High-temperature reactors</i>	termal	sais de fluoreto	750-1000		UO ₂ partículas em prisma	aberto	1000-1500	hidrogênio
<i>Sodium-cooled fast reactors</i>	rápido	sódio	550	baixa	U-238 e MOX	fechado	30-150 300-1500 1000-2000	eletricidade
<i>Supercritical water-cooled reactors</i>	termal ou rápido	água	510-625	muito alta	UO ₂	aberto (termal) fechado (rápido)	300-700 1000-1500	eletricidade
<i>Very high temperature gas reactors</i>	termal	hélio	900-1000	alta	UO ₂ prisma ou pedaços	aberto	250-300	eletricidade e hidrogênio

O uso de tório (Th) como combustível é apontado, por muitas fontes, como uma alternativa melhor ao uso do urânio, uma vez que as reservas de tório são três vezes maiores. Já existem reatores capazes de operar com Th-232, como os chamados CANDU, mas eles ainda não são comercialmente viáveis. Os reatores de tório começam a funcionar recebendo nêutrons de um material radioativo tradicional, como U-235 ou Pu-239. Uma vez recebido o nêutron, o Th-232 se torna U-233, que continua o processo sem a necessidade dos iniciadores da cadeia. As vantagens de ter o tório como combustível são que ele é um recurso muito mais abundante que o urânio e não precisa ser enriquecido para utilização. Além disso, seu rejeito é muito menos radioativo que o rejeito da fissão do urânio. Apesar dessas vantagens, há alguns sérios problemas a resolver. Um deles é que a produção do combustível à base de tório tem um custo muito elevado, por causa da alta radioatividade do U-233. Se, por um lado, esta radioatividade evita a proliferação do uso do combustível com fins armamentícios, por outro, aumenta

muito o custo de armazenagem. A reciclagem do tório também não é muito fácil, devido a presença do Th-228, altamente radioativo¹⁸. As pesquisas para possibilitar o uso do tório como combustível vêm sendo feitas há cerca de 30 anos ao redor do mundo e continuam.

As linhas de pesquisa do *Electric Power Research Institute* (EPRI), na área nuclear, resumem bem os avanços que podem ser esperados no setor: segurança nuclear, desempenho de material, otimização de manutenção e operação de usinas, melhorias na confiabilidade do equipamento, gerenciamento e disposição de lixo de baixo e alto níveis de radioatividade, segurança de usinas nucleares, desenvolvimento de novos reatores, testes não destrutivos de materiais e componentes, melhorias na confiabilidade do combustível, gerenciamento de materiais, componentes, sistemas e estruturas envelhecidos, gerenciamento dos ativos, redução do campo de radiação, avaliação, comunicação e gerenciamento de riscos, melhoria de desempenho humano¹⁹.

5.7 Considerações finais

A energia nuclear é um dos conceitos de produção de energia mais recentes, tendo sua história praticamente toda no século XX. A energia liberada pela fissão de núcleos atômicos é tão grande que pequenos volumes de material radioativo geram grandes quantidades de energia. Além disso, a fissão nuclear não contribui para o efeito estufa em si – todas as emissões de gases de efeito estufa relacionados à energia nuclear se relacionam à mineração e ao transporte do urânio, além da construção da usina.

Porém, na mesma medida em que é bastante atraente, a energia nuclear tem suas próprias dificuldades a serem contornadas: o resíduo da fissão é altamente radioativo e deve ser disposto em locais isolados, que serão monitorados por séculos/milênios até o lixo se tornar inofensivo. Além disso, o urânio-235 usado na produção de energia não é um recurso renovável, embora suas reservas sejam grandes. Socialmente falando, a energia nuclear ainda carrega um grande estigma, devido ao uso militar e aos acidentes, como é o caso de Chernobyl e Fukushima, causado por erro humano em uma usina nuclear da Europa Oriental, discutido anteriormente.

A pesquisa busca incessantemente suplantando essas dificuldades, e há projetos de reatores que podem ser movidos com o lixo nuclear, gerando um resíduo menos perigoso, de reatores capazes de usar combustíveis menos radioativos que o urânio-238, como o tório, e várias outras abordagens, que podem até mesmo gerar hidrogênio como subproduto.

Todo o interesse em seu desenvolvimento é justificável pelo fato de a energia nuclear ser barata, abundante e ambientalmente menos agressiva que a energia de origem fóssil. A energia contida nos elementos radioativos da Terra é muito grande para ser desperdiçada e é uma das grandes apostas de especialistas como energia do futuro.

5.8 Referências

- 1 COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR. **História da Energia Nuclear**. Disponível em: <<http://www.cnen.gov.br/ensino/apostilas/historia.pdf>>. Acesso em 30 de set. 2010.
- 2 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **IAEA Annual Report 2010**. Disponível em: <http://www.iaea.org/Publications/Reports/Anrep2010/anrep2010_full.pdf>. Acesso em 02 de fev. 2011.
- 3 BP STATISTICAL REVIEW. **BP Statistical Review of World Energy 2009**. Disponível em <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf>. Acesso em: 6 de jun. 2010.

- 4 UCENTER HOME. **Supply of Uranium**. Disponível em:
<<http://app.chinamining.com.cn/bbs/uchome/space.php?uid=3361&do=blog&id=5114>>. Acesso em: 10 de out. 2010.
- 5 KURAMOTO, R. Y. R., APPOLONI, C. R. **Uma Breve História da Política Nuclear Brasileira**. Disponível em:<<http://www.periodicos.ufsc.br/index.php/fisica/article/viewFile/6612/6104>>. Acesso em: 15 de out. 2010.
- 6 DW. **Brasil pressiona Alemanha para manter cooperação nuclear**. Disponível em: <<http://www.dw-world.de/dw/article/0,,2353387,00.html>>. Acesso em: 20 de set. 2010.
- 7 WOLRD NUCLEAR ASSOCIATION. **Supply of Uranium**. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/inf75.html>>. Acesso em: 10 de out. 2010.
- 8 INDÚSTRIAS NUCLEARES BRASILEIRAS. **Reservas**. Disponível em: < http://www.inb.gov.br/pt-br/WebForms/interna2.aspx?secao_id=48 >. Acesso em: 17 de set. 2010.
- 9 WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **The Economics of Nuclear Power**. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>>. Acesso em: 10 de out. 2010.
- 10 DAILY. **Uranium Market**. Disponível em: <http://dailyreckoning.com/uranium-market/>. Acesso em : 30 de set. 2010.
- 11 TRADE TECH. **Uranium Prime**. Disponível em:
<http://www.uranium.info/world_uranium_production_and_requirements.php>. Acesso em: 10 de set. 2010.
- 12 CARDOSO, E.M. (Coord.). **Energia Nuclear: apostila educativa**. Disponível em:
<<http://www.cnen.gov.br/ensino/apostilas/energia.pdf>>. Acesso em: 11 de out. 2010.
- 13 SILVA, O. L. P., MARQUES, A. L. F. **Enriquecimento de Urânio no Brasil**. Disponível em:
<http://ecen.com/eee54/eee54p/enriquec_uranio_brasil.htm>. Acesso em: 01 de set. 2010.
- 14 KOK, D. K.(Ed.) **Nuclear Engineering Handbook**. CRC Press. 2009
- 15 ALAIN TREMBLAY, A ET AL.: **The issue of greenhouse gases from Hydroelectric reservoirs: From boreal to tropical regions**. Disponível em:
<http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydro_tremblaypaper.pdf>. Acesso em: 19 de out. 2010.
- 16 WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **Chernobyl Accident 1986**. Disponível em:<<http://www.world-nuclear.org/info/chernobyl/inf07.html>>. Acesso em: 17 de out. 2010.
- 17 WIKIPEDIA. **Three Mile Island accident**. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Three_Mile_Island_accident>. Acesso em: 30 de out. 2010.
- 18 WORLD NUCLEAR ASSOCIATION . **Thorium**. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/inf62.html>>. Acesso em: 20 de out. 2010.
- 19 ELETIC POWER RESEARCH INSTITUT. **Frequently Asked Questions**. Disponível em:
<http://mydocs.epri.com/docs/CorporateDocuments/Newsroom/EPRI_NUC_faq.pdf>. Acesso em: 30 de out. 2010.

6 ENERGIA GEOTÉRMICA

O interior do planeta Terra tem uma temperatura que varia entre poucas centenas de graus Celsius a 5000°C. É constituído de um núcleo interno sólido, um núcleo externo líquido e um manto líquido de rochas derretidas, conforme ilustra a Figura 6.1. Essa alta temperatura é atribuída principalmente ao calor liberado pelo decaimento radioativo de isótopos como o potássio-40 (K-40), o tório-232 (Th-232) e o urânio-235 (U-235). A crosta terrestre é dividida em placas, chamadas placas tectônicas, que repousam sobre esse manto.¹

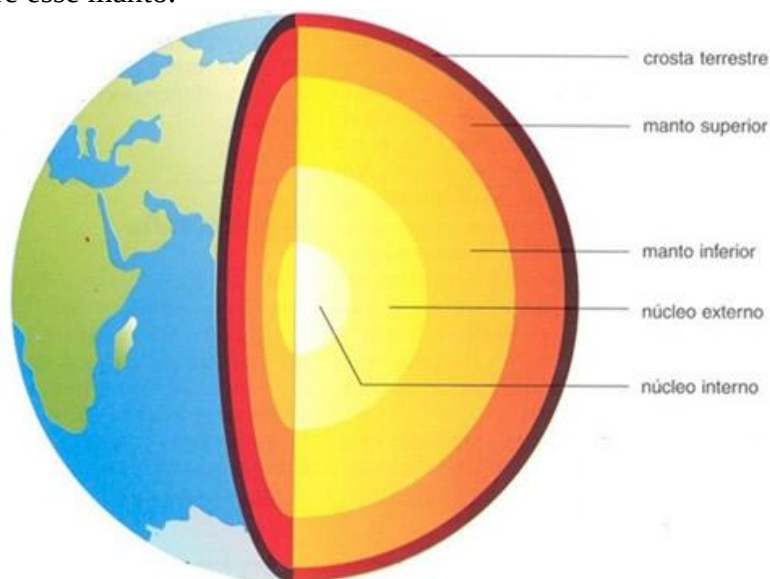


Figura 6.1: Estrutura interna da Terra².

Esse calor é transferido por correntes de convecção por meio do magma e chega às rochas da crosta, criando regiões de rochas aquecidas. Sob as condições corretas, a água penetra nessas rochas e cria bolsões de água e vapor a altíssimas temperaturas. Isso ocorre nas regiões de borda das placas tectônicas e em linhas de falha, porque, nessas regiões, o magma chega próximo à superfície, por ação do vulcanismo. Essa água se chama fluido geotérmico, conforme apresenta a Figura 6.2. Na Figura 6.3, é possível observar as regiões de maior potencial de ocorrência da energia geotérmica.



Figura 6.2: Correntes de convecção no magma, aquecendo a crosta³.

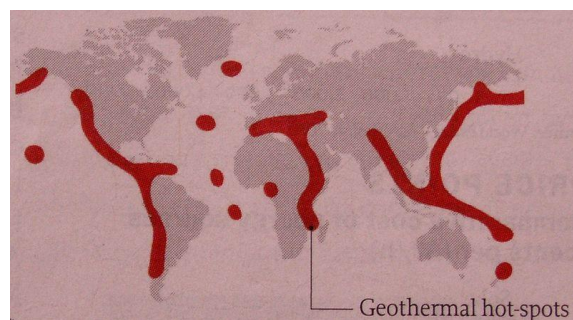


Figura 6.3: Regiões potenciais para aproveitamento geotérmico.⁴

A forma mais antiga de utilização da energia geotérmica é o uso para aquecimento. As chamadas “águas termais” são utilizadas para banho em algumas regiões do mundo há mais de dez mil anos.⁵ Em 1827, Francesco Larderel, na Itália, foi um dos pioneiros em usar fluidos geotérmicos para fornecer calor em sua indústria, em vez de queimar lenha.⁶ Em 1904, em Larderello, foi construído o primeiro sistema que buscava gerar energia com o uso dos vapores geotérmicos. Embora eles tenham sido corroídos pelos compostos presentes nesse fluido, o sucesso do empreendimento em gerar energia faria com que melhorias fossem implementadas, e em 1913, uma usina de 250 kW fosse produzida. Após a Segunda Guerra Mundial, nas décadas de 1960 e 1970, a produção de eletricidade de fontes geotérmicas se expandiu pelo mundo.

Uma usina geotérmica não é muito diferente de qualquer outra termelétrica. A diferença é que o vapor não é gerado em uma caldeira ou reator, mas retirada da Terra. A Tabela 6.1 mostra as regiões do mundo em que há usinas de geração geotérmica instaladas.

Tabela 6.1: Capacidade instalada de geração geotérmica no mundo.⁶

País	1995 (MW _e)	2000 (MW _e)	1995-2000 (increm. MW _e)	% increm. (1995-2000)	2003 (MW _e)
Argentina	0,67	-	-	-	-
Austrália	0,15	0,15	-	-	0,15
Áustria	-	-	-	-	1,25
China	28,78	29,17	0,39	1,35	28,18
Costa Rica	55	142,5	87,5	159	162,5
El Salvador	105	161	56	53,3	161
Etiópia	-	7	7	-	7
França	4,2	4,2	-	-	15
Alemanha	-	-	-	-	0,23
Guatemala	-	33,4	33,4	-	29
Islândia	50	170	120	240	200
Indonésia	309,75	589,5	279,75	90,3	807
Itália	631,7	785	153,3	24,3	790,5
Japão	413,7	546,9	133,2	32,2	560,9
Kênia	45	45	-	-	121
México	753	755	2	0,3	953
Nova Zelândia	286	437	151	52,8	421,3
Nicarágua	70	70	-	-	77,5
Papua Nova Guiné	-	-	-	-	6
Filipinas	1227	1909	682	55,8	1931
Portugal	5	16	11	220	16
Rússia	11	23	12	109	73
Tailândia	0,3	0,3	-	-	0,3
Turquia	20,4	20,4	-	-	20,4
EUA	2816,7	2228	-	-	2020
Total	6833,35	7972,5	1728,54	16,7	8402,21

6.1 Situação no Brasil

Se, por um lado, diz-se que o Brasil é um país privilegiado por estar longe das zonas de terremotos e vulcanismo, localizando-se bem no meio de uma placa tectônica, por outro, isso o torna, de maneira geral, menos propício à utilização da energia geotérmica, considerando-se as tecnologias atuais. Isso não quer dizer que, pontualmente, não existam locais no país que possuem rochas aquecidas em profundidades viáveis.

Uma informação importante para a escolha de pontos promissores do Brasil é o gradiente geotérmico da região. Esse gradiente é uma medida de em quantos graus a temperatura do solo aumenta a cada quilômetro escavado. Os dados para essas medidas podem ser recolhidos de empresas petrolíferas que já tenham escavado a região a ser estudada.

O gradiente geotérmico médio do Brasil é de $35^{\circ}\text{C}/\text{km}$, o que quer dizer que é preciso escavar cerca três km para se atingir uma temperatura suficiente para a ebulição da água. Porém, em alguns pontos do território, já foram registrados gradientes de $70^{\circ}\text{C}/\text{km}$. A Bacia do Potiguar, entre Pernambuco e Ceará, é um exemplo.⁹ O fluxo geotérmico é uma medida de quanto calor flui do interior para o exterior da Terra. Ele é calculado como o produto entre o gradiente geotérmico pela condutividade térmica das rochas da camada que está sendo medida.¹⁰ A Figura 6.4 mostra um mapa geotérmico do Brasil, em função do seu fluxo geotérmico.

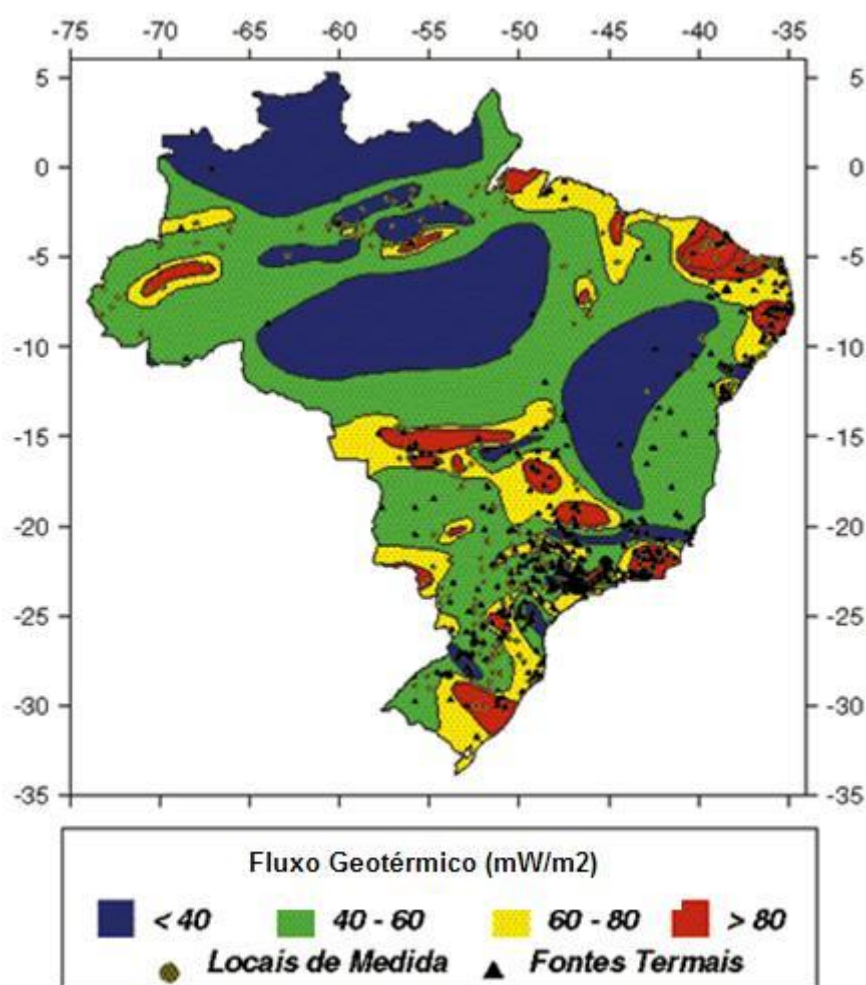


Figura 6.4: Mapa geotérmico do Brasil.¹¹

Não há produção de energia elétrica por fontes geotérmicas no Brasil, mas o país aproveita o calor fornecido por águas termais, conforme indica a Tabela 6.2. O potencial para a exploração em larga escala de fonte geotérmica de baixa temperatura é significativo, particularmente no sudeste e no sudoeste do país.

Tabela 6.2: Usos diretos de energia geotérmica no Brasil.¹¹

Capacidade térmica total instalada - MWt:	360,1
Uso direto - TJ/ano	6.662,4
Uso direto - GWh/ano	1.839,7
Fator de capacidade	0,58

6.2 Mercado

A Chevron Corporation é o maior produtor privado de energia elétrica de fonte geotérmica. Em janeiro de 2010, a Alston assinou um contrato para a construção de uma usina (*turnkey*) de 25 MW no México, no valor de €30 Mi.

A Toshiba é uma importante fornecedora de equipamentos para aproveitamento geotérmico, sendo detentora de uma fatia de 34% do mercado. São 40 unidades instaladas nos seguintes países: Japão (4), Filipinas (9), Estados Unidos (17), México (9) e Costa Rica (1).

Os principais fornecedores do conjunto turbina/gerador são: Ormat, MHI, Melco, MHI, Fuji, GE, Alstom, Ansaldo, Toshiba, DeLaval, UTC Power, GE, Ideal, Toshiba, Kaluga, Privod. As empresas seguintes fornecem instalações na forma de EPC (*Engineering Procurement and Construction*): DAL SpA, Scott Wilson Piesold, Sinclair Knight Merz, H Young, Ormat, Power Engineers, Satet, Phillips Petroleum Co, Fuji Electric, Rotoflow, Electric Machinery, Dravo, Raser, S&W, TIC, C E Holt, Kiewit, Ukrennergoprom, Taihei Dengyo Kaisha, F F Cruz, KRTA, MHI, Balcke-Durr, Istak, Sumitomo, Enex, Eykt, SMEC-HGEM.

Em termos do modelo de negócios, é comum empreendimentos do tipo parceria público-privada, como ocorre no Chile.

6.3. Exploração e perfuração de poços

O primeiro passo para o aproveitamento da energia geotérmica é o programa de exploração, visando encontrar uma região adequada. A exploração tem cinco objetivos principais: localizar as áreas que repousam sobre rochas quentes, estimar o volume, a temperatura e a permeabilidade do reservatório, prever o estado físico do fluido geotérmico, definir a natureza química do fluido e prever o potencial de geração por um mínimo de vinte anos.

A primeira etapa da exploração é a pesquisa de literatura, onde se levantam possíveis dados já coletados sobre uma área promissora. A próxima etapa é a pesquisa aérea. Nela, serão pesquisados a estrutura do campo, as localizações de anomalias térmicas (via imagens de infravermelho), dados aeromagnéticos e subsídios para uma futura pesquisa geológica. Essa pesquisa geográfica é uma pesquisa feita em solo, de competência de um geólogo, onde serão detectadas e caracterizadas algumas características, como a tectonia e a estratificação do solo na área, falhamento recente, distribuição e idade de rochas vulcânicas recentes, localização e natureza das manifestações térmicas e solos e rochas alterados pela temperatura.

A próxima pesquisa é a hidrológica, feita por um hidrologista. Ele irá estudar dados meteorológicos da área, a temperatura e os fluxos de calor de fontes quentes e

frias, dados de análises químicas das fontes, os lençóis freáticos e movimentos de águas superficiais e do reservatório.

A pesquisa geoquímica determinará se o recurso tem dominância de líquido ou vapor, estimará a temperatura mínima do fluido geotérmico, determinará as propriedades químicas do fluido no reservatório e caracterizará a recarga de água, sua natureza e fontes.

A última pesquisa a ser conduzida é a geofísica, que apontará o melhor lugar para fazer os primeiros poços profundos. Com os dados das pesquisas anteriores, o geofísico decide os testes que serão feitos para dar seu veredito. Alguns desses testes incluem medidas de fluxo de calor, pesquisas de gradiente de temperatura, pesquisas de resistividade elétrica do solo, métodos sísmicos ativos e passivos e pesquisas sobre a gravidade local.

A síntese de toda essa pesquisa deve ser capaz de gerar um mapa do local explorado, em grande escala, com, pelo menos, as seguintes informações: estradas, construções e escavações, estruturas geológicas mais importantes (bordas da caldeira, falhas principais, fluxos recentes de lava e bordas de áreas suspeitas de baixa permeabilidade), todas as manifestações térmicas, atividade sísmica, contornos de gravidade e de eletrorresistividade. Se todas as medidas forem feitas corretamente, não será difícil escolher os lugares onde serão cavados os poços.¹² Ao longo da pesquisa, uma das informações mais importantes é a temperatura do fluido geotérmico. Para cada faixa de temperatura do fluido há uma utilização adequada. Uma classificação para as fontes geotérmicas é mostrada na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Classificação das fontes geotérmicas por temperatura (em °C).¹³

	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Entalpia baixa	< 90	<125	<100	≤150	≤190
Entalpia intermediária	90-150	125-225	100-200	-	-
Entalpia alta	>150	>225	>200	>150	>190

Uma vez determinado se o ponto em questão é adequado para a construção da usina em termos geológicos, começa a perfuração de dois poços – um para a extração do fluido geotérmico, e outro para a sua reintrodução na Terra para reaquecimento.

A técnica moderna de perfuração, proposta por um cientista alemão na década de 1980, é a utilização de uma broca com uma espécie de maçarico à sua frente. Esse maçarico, alimentado com hidrogênio e oxigênio, alcança uma temperatura de 3000°C, que funde qualquer rocha e facilita a perfuração uniforme do poço. Quando a rocha (normalmente composta de silicatos) é novamente solidificada, ela o faz na forma vítrea, o que impermeabiliza e protege o poço. A rocha é perfurada quase dez vezes mais rápido do que em processos convencionais, de forma contínua.

O fluido geotérmico que será utilizado pode vir de três fontes: rochas úmidas quentes, rochas secas quentes (HDR) ou vapor seco.

As rochas quentes úmidas são aquelas em que há um aquífero em contato com as rochas, que será a fonte de fluido geotérmico. Ele é bombeado de um poço e reinjetado em outro, para haver um novo aquecimento. Esse tipo de reservatório tem uma vida útil relativamente curta (dez anos, em alguns casos), mas que pode ser prolongada com a injeção de água de outras fontes no poço.

No caso das rochas secas quentes, não há reservatório. Dois poços são cavados, e, em um deles, é injetada água sob pressão. A água fratura a rocha e cria um reservatório artificial de fluido geotérmico, que será aquecido e recuperado no outro poço. O primeiro empreendimento dessa natureza foi feito em Los Alamos em 1970.

As fontes de vapor seco, mais raras, são fontes em que, em vez de fluido geotérmico, utiliza-se vapor superaquecido, captado com pressão suficiente para girar as turbinas. É o caso das fontes de Larderello, por exemplo.

Os custos de implantação de uma usina geotérmica podem ser sintetizados na Tabela 6.4, comparando-se também com custos de outras tecnologias. Embora o custo de perfuração seja alto (estimado em R\$6 milhões), o custo energético ainda é menor do que o de vários outros empreendimentos.

Tabela 6.4: Custos de investimentos de implantação de energias renováveis.¹³

	Custo energético atual US¢/kWh	Custo energético futuro US¢/kWh	Turnkey US\$/kW
Biomassa	5 - 15	4 - 10	900 - 3000
Geotérmica	2 - 10	1 - 8	800 - 3000
Eólico	5 - 13	3 - 10	1100 - 1700
Solar (fotovoltaico)	25 - 125	5 - 25	5000 - 10.000
Solar (térmico)	12 - 18	4 - 10	3000 - 4000
Marés	8 - 15	8 - 15	1700 - 2500

6.4 Produção de energia

A utilização dos vapores geotérmicos para a produção de energia elétrica pode ser feita de três formas: com exaustão atmosférica, com sistema de resfriamento e com sistema binário.

O arrefecimento atmosférico é o mais simples. Nele, o fluido geotérmico é captado e passa por um separador, no qual as fases líquida e gasosa seguirão caminhos diferentes. O vapor gira a turbina, e o líquido é reinjetado no solo. Depois de ser usado na turbina, o vapor é lançado na atmosfera. Esse sistema é mais simples e mais barato, tendo como única desvantagem a grande perda de vapor que poderia ser reaproveitado.

Quando a usina tem um sistema de resfriamento, ela será forçosamente de maior porte e levará mais tempo para ser instalada, mas seu consumo de vapor é bem menor.

O terceiro tipo é o sistema binário. Nesse sistema, o fluido geotérmico não é usado diretamente na turbina. Ele é usado para vaporizar um fluido secundário, que gerará a energia. O fluido secundário geralmente utilizado é o n-pentano. Esse sistema permite que sejam utilizadas águas em temperaturas mais baixas do que nos outros tipos de sistema. As usinas com sistema binário geralmente são constituídas de vários pequenos conjuntos de turbinas, cada uma gerando poucas centenas de kW_e ou poucos MW_e, para criarem usinas com capacidade de dezenas de MW_e.

6.5 Bombas de calor geotérmico

Uma bomba de calor geotérmico, ou sistema GHP, utiliza calor geotérmico para aquecer ou resfriar residências. Um conjunto de canos preenchidos por fluido é enterrado no solo, a uma profundidade suficiente para que haja aquecimento do fluido. Esse conjunto pode ser de *looping* fechado ou aberto. No caso do *looping* aberto, a água é bombeada de um reservatório quente e devolvida a ele, enquanto apenas circula, no fechado. O maior sistema GHP do mundo fica em Fort Polk, na Lousiana.¹⁵

6.6 Impactos e riscos

O fluido geotérmico tem alto índice de minerais e gases dissolvidos. Em usinas em que parte do fluido é liberada para a atmosfera, pode haver contaminação de compostos como gás carbônico, sulfeto de hidrogênio, metano, amônia, mercúrio, arsênico e outros. O grande consumo de água, para resfriamento e injeção, também pode causar problemas em regiões onde ela é pouco disponível. O processo de perfuração causa poluição sonora e pode desencadear terremotos na região.¹⁶ A retirada do fluido geotérmico, se não for acompanhada de injeção, pode causar abalos na região. A Tabela 6.5 resume os principais riscos da produção de energia geotérmica e sua importância.

Tabela 6.5: Probabilidade e severidade de potenciais impactos ambientais associado a empreendimentos geotérmicos.¹⁶

Impacto	Probabilidade de ocorrer	Severidade das consequências
Poluição atmosférica	B	M
Poluição de águas superficiais	M	M
Poluição do subsolo	B	M
Subsidência de terras	B	B a M
Altos níveis de ruído	A	B a M
Explosão de poços	B	B a M
Conflitos culturais e arqueológicos	B a M	M a A
Problemas socioeconômicos	B	B
Poluição química ou térmica	B	M a A
Disposição de resíduos sólidos	M	M a A

B = Baixa / M = Média / A = Alta

Além dos riscos ambientais, listados na tabela anterior, há o risco de que os campos se esgotem em pouco tempo, especialmente se forem explorados de maneira pouco cuidadosa.

Os riscos de ordem econômica encontram-se especialmente na fase de exploração. Geralmente, são gastos de US\$2-US\$10 milhões de dólares nessa fase, mas há casos em que as cifras são bem mais altas. Todo o processo é longo e complexo, podendo levar muitos anos. Há o risco de que só nas etapas finais é que fique claro que a área pesquisada não é economicamente aproveitável para a produção de energia.

Essas barreiras não impediram que fontes de energia geotérmica fossem encontradas e desenvolvidas para uso comercial.

6.7 Pesquisa e tendência futura

A tecnologia HDR, em que o reservatório de fluido geotérmico é artificialmente criado, é a mais recente tecnologia de produção de eletricidade geotérmica. As pesquisas, atualmente, concentram-se em resolver alguns problemas que a HDR apresenta, por exemplo: a prospecção, o pouco conhecimento sobre os mecanismos de formação do aquífero artificial e possíveis perdas de água devidas à natureza da formação geológica escolhida.¹⁷

Outro alvo de pesquisas é o mapeamento geotérmico das regiões onde se tem interesse que seja instalada a usina HDR. É preciso conhecimento do gradiente geotérmico da região e das formações rochosas do subsolo da mesma. O Google investe

em duas empresas e uma universidade (Potter Drilling, AltaRock Energy e Southern Methodist University Geothermal Lab) para o desenvolvimento dessa tecnologia.¹⁸

6.8 Considerações finais

A energia geotérmica é uma forma de aproveitamento de energia com um conceito relativamente simples e baixo impacto ambiental. Seus percalços têm sido resolvidos ao longo dos anos, e ela já é bem mais viável hoje do que era há trinta anos.

Ainda assim, um grande esforço precisa ser feito na exploração de lugares propícios para a determinação dos sítios para a instalação das usinas. Essa é a etapa de maior risco e a etapa de perfuração tem de maior custo. Além disso, os possíveis lugares para a instalação desse tipo de aproveitamento encontram-se em regiões de ocorrência de terremotos e vulcões.

A grande promessa da energia geotérmica é a tecnologia de rochas secas. Caso avancem a ponto de se tornarem viáveis, irão aumentar significativamente o potencial dessa forma de energia e talvez disseminá-la mais rápido do que o previsto.

6.9 Referências

- 1 CPRM SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. **Estrutura interna da Terra**. Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/publique/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=1266&sid=129>>. Acesso em: 16 de out. 2010.
- 2 CPRM SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. **Figura da Estrutura interna da Terra**. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/media/estrutura_int_terra.jpg>. Acesso em: 16 de out. 2010.
- 3 DOMINGOS, A. L. **Correntes de convecção**. Disponível em: <http://domingos.home.sapo.pt/correntes_1_convecao.jpg>. Acesso em 15 de out. 2010.
- 4 WIKID ENERGY FUNHOUSE. **Resources, Availability, and Impact**. Disponível em: <<https://wiki.uiowa.edu/display/greenergy/Test+Page>>. Acesso em: 01 de nov. 2010.
- 5 BARROS., J. G. C. **As Águas Subterrâneas ou as Águas que Brotam das Pedras**. Disponível em: <<http://revistadasaguas.pgr.mpf.gov.br/edicoes-da-revista/edicao-06/edicoes-da-revista/edicao-06/artigos/as-aguas-subterraneas-ou-as-aguas-que-brotam-das-pedras>>. Acesso em 30 de out. 2010.
- 6 DICKSON, M. H.; FANELLI, M. **What is Geothermal Energy?** Disponível em: <http://www.geothermal-energy.org/314,what_is_geothermal_energy.html>. Acesso em 15 de nov. 2010.
- 7 TOSHIBA. **Power Generation**. Disponível em: <http://www3.toshiba.co.jp/power/english/thermal/products/power_gene/image/geo_2.gif>. Acesso em 16 de nov. 2010.
- 8 SISMOLOGIA-USP. **Terremotos**. Disponível em: <<http://moho.iag.usp.br/sismologia/terremotos.php>>. Acesso em 09 de nov. 2010.
- 9 SOARES, U. M. **As relações entre tectonismo e sequencias deposicionais no rifte potiguar**. Disponível em: <http://bdtd.bczm.ufrn.br/tesesimplificado/tde_arquivos/11/TDE-2006-08-22T081224Z-193/Publico/UbiraciMSM.pdf>. Acesso em: 10 de nov. 2010.

- 10 CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE SANTA CATARINA. **O interior da Terra**. Disponível em: <<http://agrimensura.florianopolis.ifsc.edu.br/download/O%20interior%20da%20terra.pdf>>. Acesso em: 25 de nov. 2010.
- 11 Banco de Dados Geotérmicos, Projeto 300745/77-0 CNPq, 1996
- 12 DIPIPO, R. **Geothermal power plants – principles, applications and environmental impact**. 2ª edição. Editora Elsevier, Oxford, 2008.
- 13 CANADIAN GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION. **What is a Geothermal Energy?** Disponível em: <<http://www.cangea.ca/what-is-geothermal/>>. Acesso em 27 de nov. 2010.
- 14 ALTA ROCK ENERGY. **EGS Exploration Methodology Project** . Disponível em: <<http://altarockenergy.com/projects.htm>>. Acesso em: 10 de nov. 2010.
- 15 CLIMATEMASTER. **Fort Polk demonstrates potential for GHP System**. Disponível em: <<http://www.climatemaster.com/downloads/LC308.pdf> >. Acesso em 5 de nov. 2010.
- 16 CLEARINGHOUSE. **Geothermal Energy Development**. Disponível em: <<http://teeic.anl.gov/er/geothermal/index.cfm> >. Acesso em 21 de nov. 2010.
- 17 FREITAS, R. V., FREITAS, T. R. **Aproveitamento da Energia Geotérmica**. Disponível em: <<http://www.fem.unicamp.br/~em313/paginas/geoter/geoter.html>>. Acesso em 01 de dez. 2010.
- 18 GOOGLE.ORG. **A Googol of Heat Beneath Our Feet**. Disponível em: <<http://www.google.org/egs/>>. Acesso em: 10 de dez. 2010.

7 ENERGIA DOS OCEANOS

Uma série de fatores influi sobre o movimento das águas dos oceanos, como diferenças de temperatura causadas pela incidência do Sol, ventos e atração gravitacional da Lua.

As ondas oceânicas são, em geral, o resultado do vento soprando sobre a superfície da água e fornecendo a ela a energia para a formação da onda. Elas também podem ser causadas por movimentos sísmicos, como é o caso dos tsunamis. O aproveitamento dessa energia é chamado de *energia das ondas*. A Figura 7.1 mostra o potencial mundial de produção de energia pelas ondas.

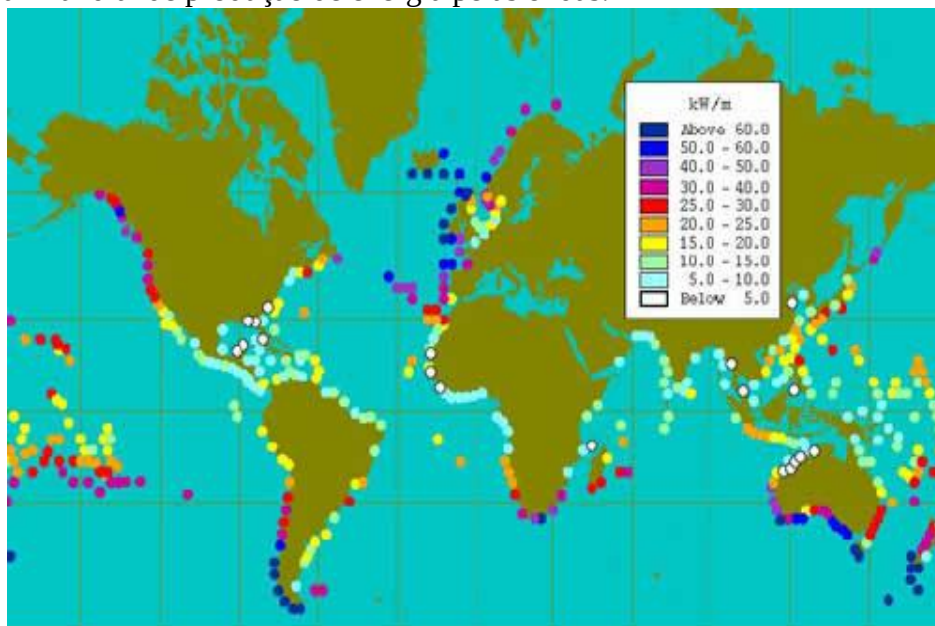


Figura 7.1: Densidade de energia em kW/m de ondas ao longo do mundo.¹

Outra forma de movimentação das águas são as marés. Marés são resultados da atração gravitacional que o Sol e a Lua exercem sobre as grandes massas de água. A maré alta ocorre em duas situações: a sublunar, quando a Lua está mais próxima da massa de água e a antipodal, quando está no extremo oposto do planeta, onde a parte rochosa do planeta é atraída pela Lua com mais força que a parte aquosa. A Figura 7.2 mostra esse fenômeno. Essas duas marés altas são separadas por aproximadamente doze horas. Isso faz com que o nível do mar sofra cerca de quatro variações de nível a cada 24 horas. A energia desse processo é chamada *marémotriz*.

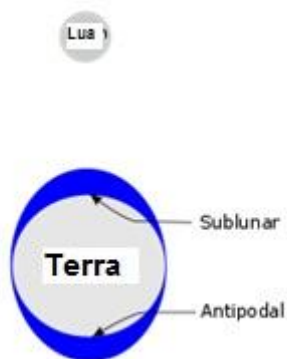


Figura 7.2: Ocorrência das marés altas, na posição sublunar e na posição antipodal.²

O Sol também exerce influência sobre as marés, mas bem mais suave. Quando a Terra, o Sol e a Lua estão alinhados, as marés se mostram mais intensas. Esse alinhamento ocorre duas vezes por mês, logo após a Lua Nova e logo após a Lua Cheia. As marés mais moderadas ocorrem logo após os quartos da Lua. A Figura 7.3 indica as regiões de maior potencial de aproveitamento da energia maremotriz.



Figura 7.3: Regiões mais apropriadas para a utilização da energia das marés.³

Outra propriedade das águas oceânicas é a de possuir um gradiente de temperatura capaz de ser utilizado na produção de energia, no processo chamado “conversão de energia térmica oceânica” (OTEC). Em alguns pontos do globo, a diferença de temperatura entre a superfície e uma profundidade de 1 km é de mais de 20°C. A Figura 7.4 mostra as regiões do globo em que há essa ocorrência.

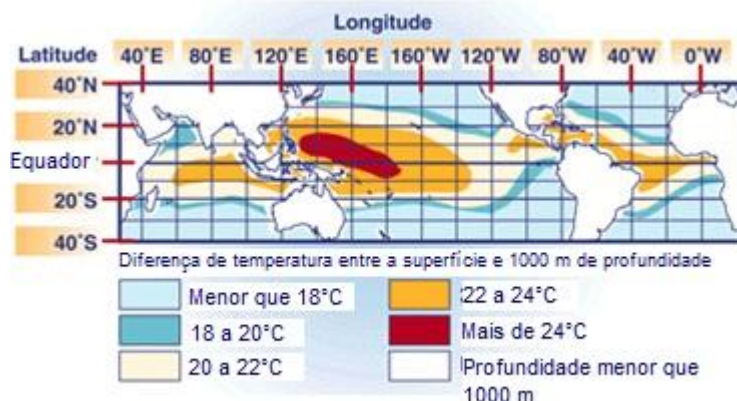


Figura 7.4: Regiões promissoras para o aproveitamento do gradiente térmico da água do mar.⁴

As correntes oceânicas são criadas pelo aquecimento desigual das massas de água e pelos sistemas de ventos. O aquecimento desigual gera pontos com diferentes densidades e salinidades, gerando correntes de água.⁵ O aproveitamento da energia das correntes marinhas é semelhante ao da energia eólica. Na Figura 7.5, pode-se observar a existência das correntes oceânicas.

Por fim, há a energia gerada pelo fenômeno de osmose, em que a água flui de um meio menos concentrado para um mais concentrado. A osmose ocorre quando a água dos rios encontra a água do mar e a água doce se difunde pela água salgada por osmose. A energia osmótica tem potencial de aproveitamento em estuários ao redor do mundo. O primeiro protótipo de uma usina que funciona a base de energia osmótica foi montado na Noruega, em novembro de 2009, pela empresa Starkraft. Esse protótipo tem capacidade para produzir entre 2 e 4 kW de energia, com o uso de uma membrana que gera 1 W/m².⁷

Na Tabela 7.1, são apresentados os potenciais de geração para esta fonte.

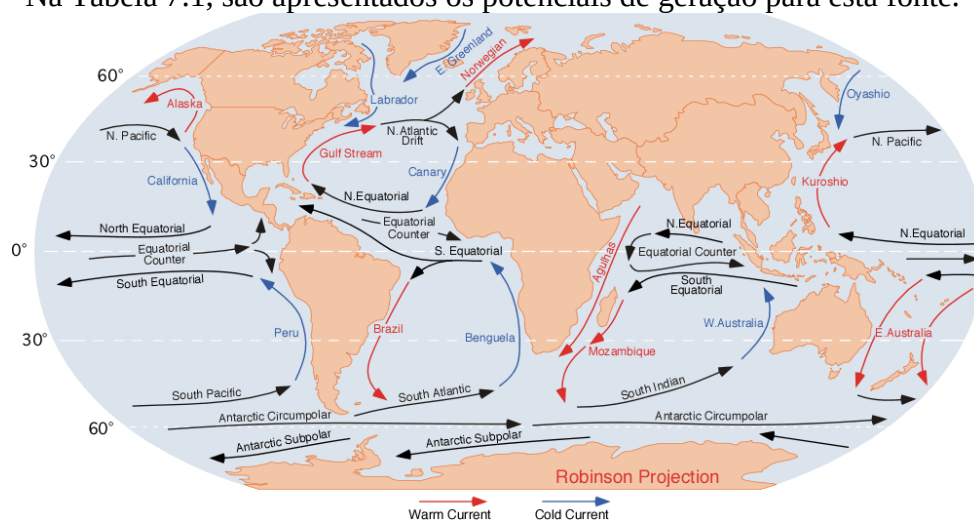


Figura 7.5: Correntes oceânicas do mundo.⁶

Tabela 7.1: Comparação entre a potência mundial de energia das várias fontes oceânicas e sua densidade de energia.⁸

Recurso	Potência (TW)	Densidade de Energia (m)
Correntes Oceânicas	0,05	0,05
Ondas	2,7	1.5
Marés	0,03	10
Gradiente Térmico	2,0	210
Gradiente Salino	2,6	240

A primeira patente de aproveitamento da energia dos oceanos foi registrada em 1799, mas apenas depois da Segunda Guerra Mundial ela voltou a ser pesquisada com mais afinco. Na década de 1960, foram conduzidos estudos no Japão e, após a primeira crise do petróleo, em 1973, o Reino Unido começou seu próprio programa de pesquisa. A falta de recursos nos anos 1980 retardou o desenvolvimento das tecnologias, mas elas voltaram ter atenção nos anos 1990. Atualmente, há muitos dispositivos concorrentes para o aproveitamento da energia dos oceanos, mas nenhum provou ainda ser mais viável que o outro. O Reino Unido, a Holanda e os países nórdicos são os que mais investem em energia dos oceanos, graças às condições favoráveis de suas costas. O maior empreendimento a usar a energia dos oceanos de forma viável, hoje, é a barragem de La Rance, na França. Essa barragem foi construída em 1966, gera 240 MW de eletricidade e pertence à companhia *Électricité de France* (EDF). Quanto ao estágio de desenvolvimento, as várias formas de energia dos oceanos podem ser classificadas como indica a Tabela 7.2.

Tabela 7.2: Situação das energias oceânicas.⁹

Forma de energia	Produto energético	Aplicação
Energia das marés	Eletricidade	Aplicado; relativamente caro
Energia das ondas	Eletricidade	Pesquisa, desenvolvimento e demonstração
Energia das correntes	Eletricidade	Pesquisa e desenvolvimento
Energia térmica oceânica	Calor, eletricidade	Pesquisa, desenvolvimento e demonstração
Energia osmótica	Eletricidade	Opção teórica

No Brasil, não há estratégia ou legislação em energia oceânica por parte do governo. Toda a pesquisa se concentra em universidades e em algumas empresas, como a Petrobrás. Em termos de pesquisa e desenvolvimento, o Brasil tem um dispositivo que converte energia das ondas e está em fase de testes e a Petrobrás desenvolve um atlas de energia das ondas da costa brasileira. Em termos de demonstração, há o projeto Pecém, no Ceará, uma usina de energia das ondas que começou a ser construída em 2009. O projeto pertence à Petrobrás, ao Governo do Ceará e ao COPPE/UFRJ. A tecnologia é de bombeamento hidráulico aliado a turbinas Pelton, e a capacidade será de 100 kW. Outro projeto é o de Fernando de Noronha, do COPPE/UFRJ, do Governo de Pernambuco e da Petrobrás, com a mesma tecnologia e capacidade de 250 kW, para a dessalinização de água.¹⁰

7.1 Mercado

Como ainda não foi provada a viabilidade da maior parte das tecnologias de aproveitamento da energia oceânica, ainda não há um mercado desenvolvido para ela. Apenas as barragens de energia marémotriz operam em escala comercial.

Atualmente, existem poucas usinas marémotrizas ao redor do mundo. A maior é a já mencionada La Rance, na França. Outra usina, com capacidade de 20 MW é a Annapolis Royal Generating Station, no Canadá, inaugurada em 1984.¹¹ A usina marémotriz de Jiangxia, na China, é a terceira em capacidade, gerando 3,2 MW de energia e foi comissionada em abril de 1980.¹² A quarta maior usina é a de Kislaya Guba, na Rússia, com uma capacidade de 1,7 MW, comissionada em 1968.

Graças a seu enorme potencial, o Reino Unido é o país que lidera o desenvolvimento da energia oceânica. Os países visados pelos desenvolvedores da tecnologia OTEC são países do Pacífico, onde os gradientes de temperatura são maiores.

7.2. Energia marémotriz

A forma de energia oceânica mais utilizada, embora tenha alto custo, provém as barragens que usam a variação das marés para mover turbinas. É preciso haver um desvio considerável entre a maré cheia e a maré baixa para essas barragens serem viáveis.

O princípio de funcionamento dessas barragens é simples. Elas são construídas no estuário de um rio e possuem uma passagem abaixo da linha d'água, ligando o rio ao mar. Essa passagem contém turbinas e pode ser fechada do lado do rio por uma comporta. Quando a maré sobe, a comporta aberta permite que a água flua pelas turbinas e gere energia. Quando a maré atinge o ponto máximo, a comporta é fechada e retém a água. Quando a maré atinge seu ponto mais baixo, a comporta é reaberta e a água flui pelas turbinas no sentido contrário, gerando mais energia. A Figura 7.6 mostra o funcionamento de uma dessas instalações.

A usina de La Rance, na França, é constituída de uma barragem de 330 m de comprimento. A diferença de nível entre a maré baixa e a alta é de cerca de 8 m, podendo chegar a 13,5 m. Ela é constituída de 24 turbinas tipo bulbo, cada uma capaz de gerar 10 MW de energia. Sua construção custou 120 milhões de francos, que já foram recuperados. Hoje, o custo da energia produzida é de menos de 0,02 euros por kWh.¹⁴

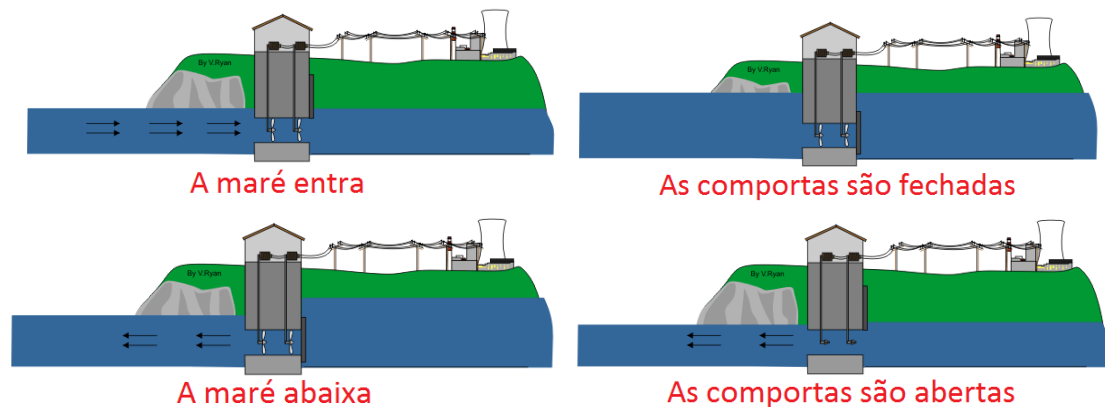


Figura 7.6: Esquema de funcionamento de uma barragem de maré.¹³

Outra forma de aproveitamento da energia das marés é o uso de turbinas, que são movidas pela corrente gerada pela maré, sem o uso de barragem. Vários protótipos dessas turbinas estão sendo testados e desenvolvidos atualmente.

7.3 Energia das correntes marítimas

As turbinas submersas para a produção de energia por meio de correntes oceânicas operam com os mesmos princípios de funcionamento das turbinas eólicas: um fluido em movimento gira as pás de uma hélice acoplada a um gerador, que gera energia elétrica. Embora as velocidades alcançadas pelas correntes marinhas sejam muito menores que os ventos, a densidade de energia da água é 835 vezes maior. Isso significa que uma corrente marinha de 9,26 km/h (5 nós) gera o equivalente a ventos de 160 km/h (100 mi/h).¹⁶

As turbinas podem ser instaladas de duas formas: fixas por hastes ao fundo do mar, como turbinas eólicas, ou ancoradas por meio de um cabo, funcionando como uma pipa. Um exemplo de turbina fixa ao leito oceânico por haste é o SeaGen, desenvolvido pela empresa Marine Current Turbines. Ele consiste em duas grandes turbinas em hélice fixadas a uma torre, conforme indica a Figura 7.7.



Figura 7.7: Concepção artística do SeaGen em funcionamento.¹⁵

Pertencendo ao segundo tipo de ancoragem, o EvoPod, da Ocean Flow Energy, possui a hélice acoplada a um módulo flutuante, como se observa na Figura 7.8. A vantagem dessa forma de fixação de turbina é que a instalação é muito menos dispendiosa e impactante. Além disso, elas ocupam menos espaço e apresentam menos riscos à navegação.

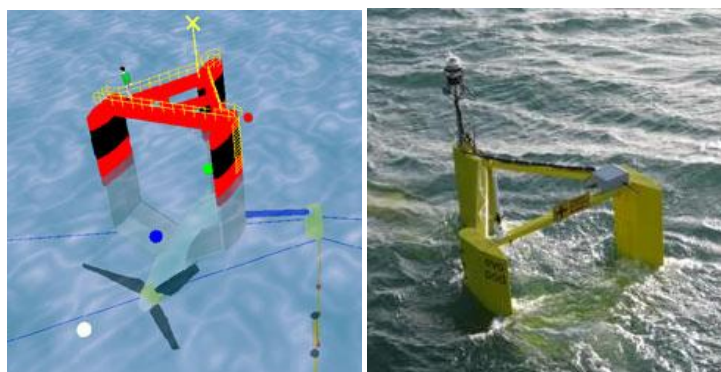


Figura 7.8: Desenho esquemático do EvoPod e EvoPod em funcionamento.¹⁶

Outro tipo de turbinas de correntes oceânicas são turbinas de eixo vertical. As turbinas helicoidais Gorlov são exemplos desse tipo. A vantagem dessas turbinas é que a única condição para seu funcionamento em potência máxima é que o fluxo de fluido (ar ou água) seja perpendicular a ela. Como as mudanças de direção das correntes de fluido costumam ocorrer no plano horizontal, não há queda de desempenho das turbinas. Na Figura 7.9, há uma ilustração desse tipo de equipamento.



Figura 7.9: Turbina helicoidal Gorlov e seu criador, Dr. Gorlov.¹⁷

As turbinas de centro aberto são uma forma diferente de turbina. Seu desenho é mais elegante, e o fato de não possuir eixos de transmissão e várias engrenagens, possibilita requer menos manutenção que as turbinas tradicionais. Na Figura 7.10, encontra-se uma ilustração desse tipo de turbina. Por outro lado, a manutenção de longo prazo é muito mais cara que das outras.¹⁸

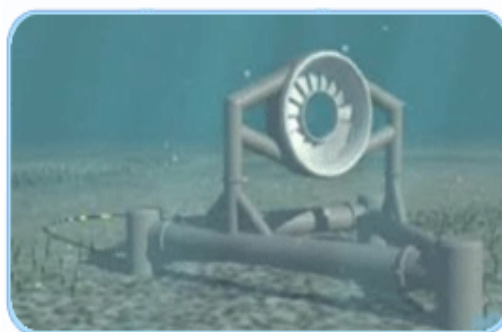


Figura 7.10: Turbina oceânica de centro aberto.¹⁹

A empresa Blue Energy Canada, do Canadá, desenvolve um protótipo chamado “ponte marémotriz” (*tidal bridge power system*), que consiste em várias turbinas de eixo vertical montadas uma ao lado da outra, formando uma “grade” de um lado a outro do rio. Essas turbinas são presas, no alto, por uma estrutura de concreto, a ponte, que pode servir como uma via de tráfego normal, com pistas automotivas sobre ela. Como vantagens, ela teria a passagem livre de peixes e maquinaria sobre a linha d’água, facilitando a manutenção. O primeiro protótipo tem capacidade de 1 MW, mas a empresa espera construir um com a capacidade de 200 MW.²⁰ A Figura 7.11 ilustra este tipo de turbina.



Figura 7.11: Desenho de uma ponte maré-motriz em funcionamento.²¹

A energia das correntes, atualmente, está na faixa de 10-14 USD cents por kWh, mas espera-se que baixe a 6 USD cents com a maturação da tecnologia.²²

7.4 Energia das ondas

Vários dispositivos foram desenvolvidos para a captação do movimento das ondas para a produção de energia. Existem vários desenhos e vários princípios competindo pela demonstração de sua viabilidade. Os principais serão enumerados a seguir.

Como representante dos dispositivos flutuantes ancorados, há o *Salter Duck*, criado pela equipe do prof. Salter, de Edimburgo, na década de 1970. Ele é constituído de um flutuador em forma de pato que se move para cima e para baixo por ação das ondas, e esse movimento movimenta pistões, que geram energia elétrica. O Salter Duck é ancorado ao fundo do mar por cabos e requer pelo menos oitenta metros de profundidade para seu funcionamento.²³ Em teoria, o movimento dos dispositivos é capaz de capturar até 90% da energia das ondas.²⁴ Uma ilustração desse dispositivo encontra-se na Figura 7.12.

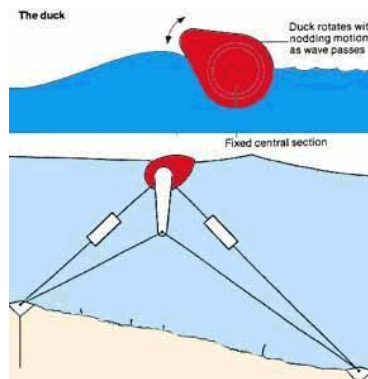


Figura 7.12: Desenho esquemático do Salter Duck.²⁵

Um exemplo de um dispositivo de contorno articulado é o Pelamis WEC. Ele consiste em uma espécie de “ponte flutuante”, que acompanha o movimento das ondas; o movimento de suas articulações movimenta óleo pressurizado para um gerador, como o Salter Duck. O Pelamis WEC é ancorado frouxamente no leito oceânico, apenas para não ser carregado pelas intempéries. A Figura 7.13 apresenta este dispositivo.

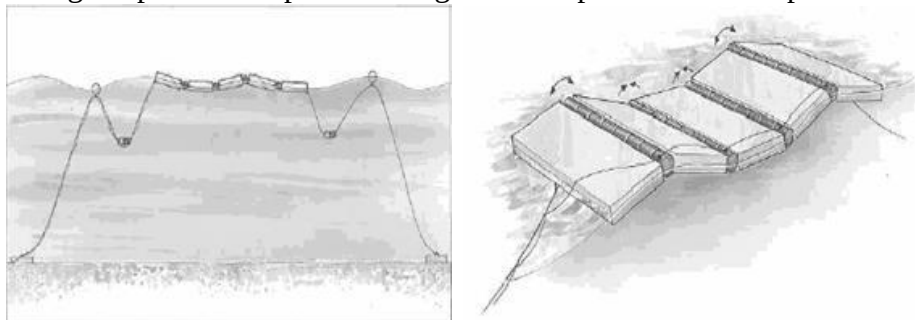


Figura 7.13: Esquema de um Pelamis WEC de 750 kW em funcionamento.^{26,27}

Já a geração por coluna de água oscilante tem como representante o LIMPET 500 (*Land Installed Marine Powered Energy Transformer*), da Voith Hydro. Esse tipo de gerador funciona montado em um porto. Ao passar por uma barreira, a água oscilante causa pressão variável no ar da câmara de captura, e esse ar comprimido move uma turbina de contrarotação²⁸, cujo funcionamento é indicado na Figura 7.14.



Figura 7.14: Esquema de funcionamento do LIMPET 500.²⁹

Um dispositivo semelhante ao Salter Duck, mas que é fixo no leito oceânico, é o Oyster, da Aquamarine, lançado em 2009. Sua aba é movida pelas ondas, e esse movimento bombeia óleo para gerar energia em uma turbina. Ele é desenhado para gerar energia em profundidades de doze metros ou mais.³⁰ e encontra-se na Figura 7.15.



Figura 7.15: Unidade Oyster antes de ser instalada no leito oceânico.³¹

Um outro princípio para a utilização das ondas é o AWS (*Archimedes Wave Swing*). O dispositivo consiste em dois “copos” acoplados de forma que um possa deslizar sobre o outro. O “copo” inferior (o silo) é fixo ao leito oceânico e o superior (o flutuador) fica livre para subir e descer graças ao movimento das ondas. Esse movimento gera a energia elétrica. O conjunto fica completamente submerso, conforme demonstra a Figura 7.16, e é de fácil acesso e manutenção. A AWS Ocean, empresa que fabrica essas unidades, busca modelos que tenham desempenho entre 2 e 4MW.



Figura 7.16: Representação artística de unidades AWS funcionando.³²

Outra forma de geração é via *Wave Drangon*, da empresa de mesmo nome. Ao contrário de todos os dispositivos discutidos até agora nesta seção, o Wave Dragon tem como partes móveis apenas as turbinas. Ele consiste em um reservatório um pouco acima do nível do mar que acumula a água lançada pelas ondas, pelo princípio do galgamento. A água desce do reservatório de volta ao mar, passando por turbinas, que geram energia. O dispositivo é mostrado na Figura 7.17. O fato de o Wave Dragon não possuir outras partes móveis que não as turbinas tem o objetivo de reduzir custos de manutenção. Ele ainda conta com duas “asas” refletoras de ondas, que têm como objetivo aumentar o galgamento. O desenho da rampa é feito de modo a maximizar esse galgamento.³⁴

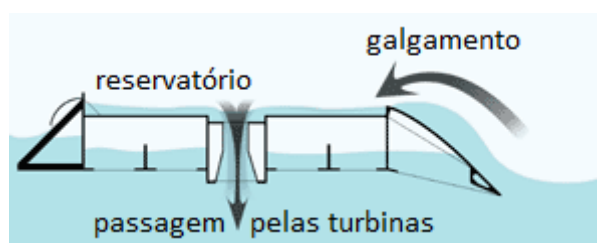


Figura 7.17: Esquema de funcionamento do Wave Dragon.³³

O custo das energias das ondas, geralmente gerada próxima à costa ou por coluna de água oscilante (OWS), está em torno de 6-8 US cents por kWh.³⁵

7.5 Energia térmica oceânica

A energia térmica dos oceanos pode ser usada para gerar energia por uma turbina a vapor. O sistema pode ser de ciclo fechado, de ciclo aberto ou híbrido. No sistema de ciclo fechado, a água aquecida dos oceanos troca calor com um fluido de

trabalho de baixo ponto de condensação, geralmente amônia. O fluido de trabalho é vaporizado e gira uma turbina a vapor. Então, o fluido é mergulhado em águas mais profundas, que o resfriam e condensam. Em uma planta de ciclo aberto, a água do mar aquecida é expandida para gerar vapor de baixa pressão, que é canalizado para uma turbina. Nesse processo, o sal é extraído do vapor, o que torna esse método uma forma interessante de promover a dessalinização da água do mar. Depois de girar a turbina, o vapor é enviado de volta a águas frias, onde volta a se condensar. Um protótipo experimental no Havaí produziu 50 kW de energia, em sua fase de testes. A Figura 7.18 mostra o esquema de funcionamento em ciclo aberto.

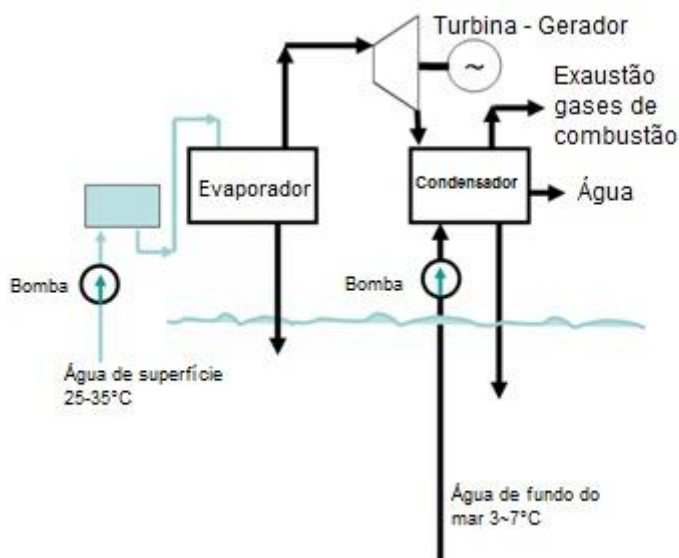


Figura 7.18: Esquema de uma planta térmica oceânica de ciclo aberto.³⁶

No sistema híbrido, a água aquecida sofre a mesma conversão para vapor de baixa pressão do sistema aberto, e o vapor é usado para vaporizar um fluido de trabalho de baixo ponto de condensação, como no sistema fechado.

7.6 Energia osmótica

Quando duas soluções de uma mesma substância, mas de concentrações diferentes, são colocadas em contato, as moléculas dissolvidas (soluto) tendem a se distribuir uniformemente pelo líquido em que estão dissolvidas (solvente). A osmose ocorre quando há uma membrana separando as duas soluções, permitindo que apenas o solvente passe por ela. Assim, o solvente fluirá pela membrana até que as duas soluções tenham a mesma concentração, fazendo com que os compartimentos tenham volumes diferentes no fim.

Esse princípio é amplamente utilizado pelos seres vivos em diversos processos biológicos. A produção de energia via osmose ocorre devido ao fluxo de solvente, que pode ser capaz de girar uma turbina.

A solução mais simples e barata para essa geração é a água do mar, por ser muito abundante. A energia seria gerada canalizando-se água salgada e água doce até um tanque, onde ficariam separadas por uma membrana. O fluxo de água doce pela membrana diluiria a água do mar e a empurraria em direção a uma turbina. A membrana para a geração de energia osmótica é uma adaptação das membranas utilizadas no processo de dessalinização de água do mar.

Essa ainda é uma tecnologia em um estado de desenvolvimento muito menor que o das outras formas de aproveitamento da energia dos oceanos, mas a pesquisa caminha na busca de sua viabilização. A Figura ilustrativa deste processo é a 7.19.

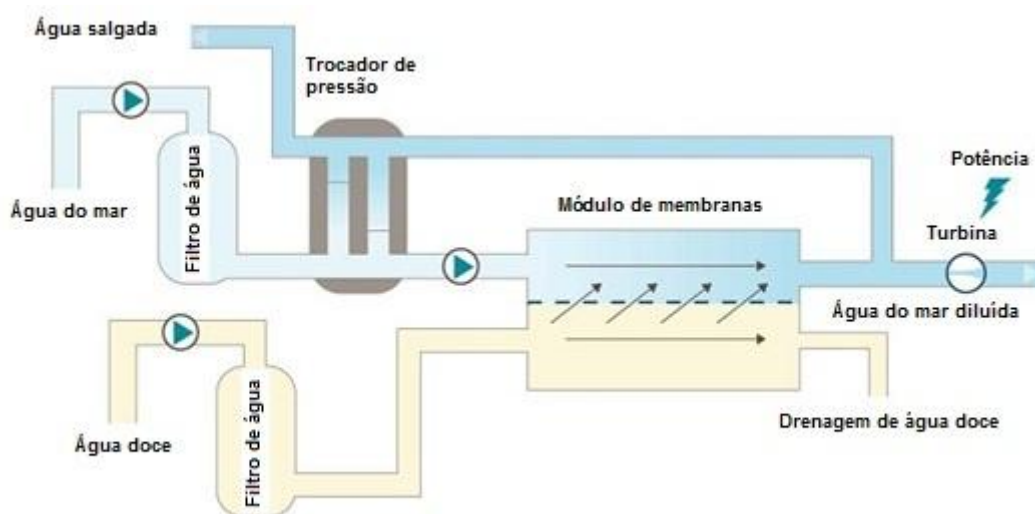


Figura 7.19: Processo de produção de energia osmótica desenvolvido pela Starkraft.³⁷

7.7 Custos

Os custos das energias dos oceanos ainda são altos em comparação com a maioria das formas renováveis de energia, mas espera-se que esse custo baixe com o passar do tempo, conforme pode ser visto na Figura 7.20. O grande número de tecnologias testadas para se determinar a viabilidade faz com que a faixa de custos das energias oceânicas seja muito larga, contendo protótipos de custo competitivo e outros muito caros. Na Tabela 7.3, são sumarizados os custos associados com a energia oceânica.

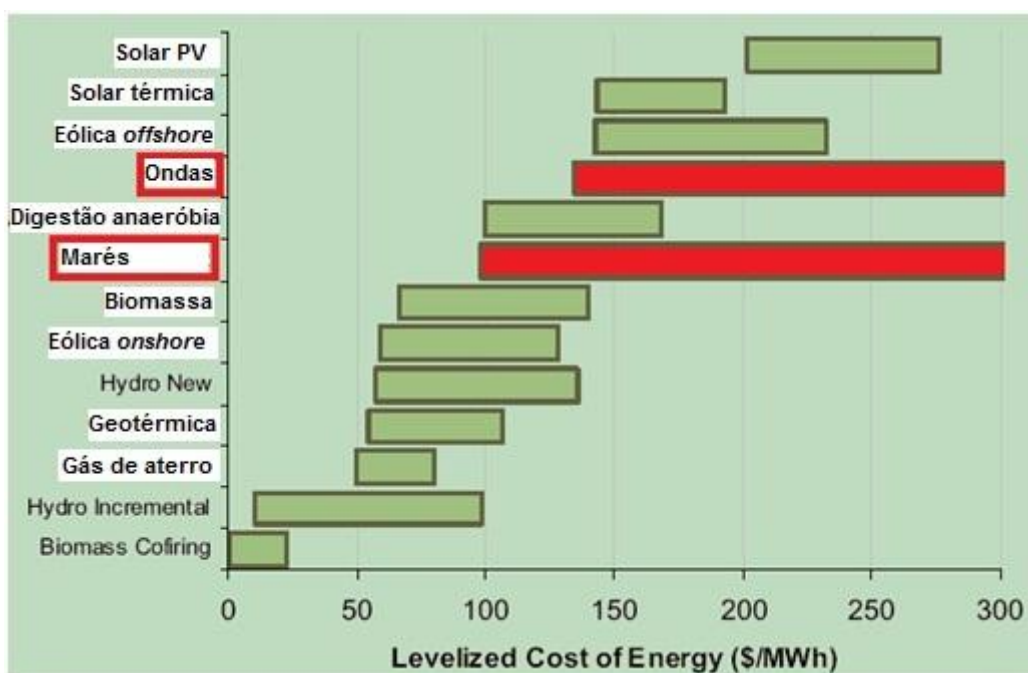


Figura 7.20: Comparação entre o custo de várias energias e a energia das ondas e correntes.³⁸

Tabela 7.3: Sumário dos custos de energia das correntes e das ondas.³⁹

	Capacidade (MW)	Fator de capacidade	Custo capital (US\$/kW)	O&M fixos (US\$/kW-ano)	O&M variáveis (US\$/MWh)	Custo normalizado de energia (US\$/MWh)
Correntes	100	25 a 45	2200 a 4725	90 a 225	25 a 30	97 a 410
Ondas	100	25 a 45	2800 a 5200	150 a 270	11	135 a 445

7.8 Impactos e riscos

Os impactos ambientais de cada forma de energia oceânica são muito específicos, devido à variedade de dispositivos que estão sendo desenvolvidos. Todos eles podem, potencialmente, perturbar o leito do mar, causar mudanças de comportamento da vida marinha, contaminar as águas, capturar acidentalmente animais selvagens, causar ruídos subaquáticos ou aéreos. Além disso, há a questão do impacto visual dos dispositivos que ficam fora da linha d'água e possíveis interferências na comunicação e na navegação.

No caso específico das marés, a construção de barragens em estuários diminui a turbidez da água ao redor, aumentando o fitoplâncton e alterando a cadeia alimentar, interrompe a migração de peixes, altera a salinidade da água local, o fluxo do estuário e prejudica as praias próximas.⁴⁰

No caso da OTEC e da energia osmótica, a circulação de grandes quantidades de água do mar podem causar mudanças na qualidade da água nas proximidades da usina e comprometer a vida aquática ao redor.

Como risco, sempre haverá um elemento de incerteza relacionado ao elemento clima. Em algumas regiões do mundo, furacões podem danificar ou mesmo destruir o sistema.

7.9 Pesquisa e tendência futura

Como a única tecnologia de energia dos oceanos que opera em escala comercial é a barragem de marés, as pesquisas na área se concentram em alcançar um dispositivo viável e desenvolvê-lo.

A energia das correntes tem problemas técnicos, como as bolhas de ar causadas pela turbulência das turbinas, que diminui o rendimento destas, incrustação de vida marinha nas pás, corrosão e baixa confiabilidade. Outro problema delas é a logística da manutenção, que tem se provado um desafio.

No caso da OTEC, os objetivos imediatos da pesquisa são obter dados de plantas de demonstração maiores, desenvolver e caracterizar a tecnologia dos canos de água fria do mar, conduzir pesquisa de sistemas de troca de calor, para melhorar o desempenho dos trocadores, pesquisar conceitos novos para as turbinas requeridas pelos grandes sistemas de ciclo aberto e identificar e estudar conceitos avançados da extração de calor dos oceanos.

Espera-se que a maturação da tecnologia leve a seu barateamento, numa redução semelhante à que houve com o custo da energia eólica nos últimos 25 anos. O Reino Unido tem a perspectiva de tornar a energia oceânica parte importante de sua matriz energética.

7.10 Considerações finais

A energia contida nos oceanos é gigantesca e se distribui ao longo de praticamente todo o mundo.

Os maiores esforços de desenvolvimento da tecnologia da energia oceânica estão na energia das ondas e na energia das correntes. Ainda não há um dispositivo que tenha se destacado acima de todos os outros em nenhuma dessas modalidades, e há a possibilidade de que não chegue a haver, já que cada costa tem suas particularidades.

Atualmente, a energia dos oceanos é a forma mais cara de se produzir energia. Porém, os preços reduzem a cada avanço das tecnologias e podem se tornar competitivos a médio e longo prazo, desde que as pesquisas não parem.

Pode ser interessante para o Brasil desenvolver pesquisas visando viabilizar esta tecnologia, principalmente levando-se em consideração a extensa costa e domínio oceânico do Brasil.

7.11. Referências

- 1 GLOBAL ENERGY NETWORK INSTITUTE. **Global Renewable Energy Resources**. Disponível em: <<http://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/ocean.shtml>>. Acesso em: 10 de jan. 2011.
- 2 WIKIPEDIA. **Tide Overview**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/File:Tide_overview.svg>. Acesso em: 15 de jan. 2011.
- 3 OPPORTUNITY ENERGY. **World's largest tidal turbine successfully installed in Scotland**. Disponível em: <<http://www.opportunityenergy.org/?p=316>>. Acesso em 13 de jan. 2011.
- 4 NREL. **Gradient Map**. Disponível em: <http://www.nrel.gov/otec/images/illust_gradient_map.gif>. Acesso em 20 de jan. 2011.
- 5 DIRETORIA DE HIDROGRAFIA E NAVEGAÇÃO. **Marés e Correntes de Marés**. Disponível em: <<http://www.mar.mil.br/dhn/bhmn/download/cap10.pdf>>. Acesso em 17 de jan. 2011.
- 6 WIKIPEDIA. **Correntes Oceânicas**. Disponível em: <<http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/0/06/Corrientes-oceanicas.gif>>. Acesso em: 19 de jan. 2011.
- 7 CIMM. **Primeira Usina de Energia Osmótica do Mundo**. Disponível em: <http://www.cimm.com.br/portal/noticia/exibir_noticia/6119-primeira-usina-de-energia-osmtica-do-mundo>. Acesso em: 20 de jan. 2011.
- 8 JONES, A.T.; FINLEY, W. **Recent Developments in Salinity Gradient Power**. Disponível em <<http://waderllc.com/2284-2287.pdf>>. Acesso em 23 de jan. 2011.
- 9 UNITED NATION DEVELOPMENT PROGRAMME. **World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability**. Disponível em: <http://www.undp.org/content/undp/en/home/librarypage/environment-energy/sustainable_energy/world_energy_assessmentenergyandthechallengeofsustainability.html>. Acesso em: 25 de jan. 2011.
- 10 OCEAN ENERGY SYSTEM. **Ocean Energy**. Disponível em: <http://www.ocean-energy-systems.org/library/annual_reports/>. Acesso em: 27 de jan. 2011.

- 11 WIKIPEDIA. **Annapolis Tidal Generation**. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Annapolis_Royal_Generating_Station>. Acesso em: 16 de jan. 2011.
- 12 WIKIPEDIA. **Jiangxia Tidal Power Station**. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Jiangxia_Tidal_Power_Station>. Acesso em 15 de jan. 2011.
- 13 RYAN, V. **Sea Dams**. Disponível em: <<http://www.technologystudent.com/energy1/tidal3.htm>>. Acesso em: 01 de fev. 2011.
- 14 REUK. **La Rance Tidal Power Plant**. Disponível em: <<http://www.reuk.co.uk/La-Rance-Tidal-Power-Plant.htm>>. Acesso em: 08 de jan. 2011.
- 15 SEA GENERATION LTDA. **Sea Gen Project**. Disponível em: <<http://www.seageneration.co.uk/seagen-in-manufacture.asp>>. Acesso em 25 de jan. 2011.
- 16 OCEAN FLOW ENERGY. **03. Technology**. Disponível em:
<<http://www.oceanflowenergy.com/technology.html>>. Acesso em: 06 de jan. 2011.
- 17 GHT. **The Gorlov Helical Turbine**. Disponível em: <<http://www.gcktechnology.com/GCK/pg2.html>>. Acesso em 19 de jan. 2011.
- 18 BLUE ENERGY. **Tidal Power**. Disponível em: <<http://www.bluenergy.com/Tidalpower.htm>>. Acesso em: 14 de jan. 2011.
- 19 HYDRO WORLD. **Ocean/Tidal Hydropower**. Disponível em:
<<http://www.hydroworld.com/index/display/article-display/7656477909/articles/hydro-review/volume-30/issue-3/articles/ocean-tidal-stream-power-identifying-how-marine-and-hydrokinetic-devices-affect-aquatic-environments.html>>. Acesso em: 13 de jan. 2011.
- 20 RENEWABLE ENERGY WORLD. **Wave and Tidal Power Development Status** . Disponível em:
<<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/03/wave-and-tidal-power-development-status>>. Acesso em: 17 de jan. 2011.
- 21 ENVIRO GADGET. **New Bridge-Based Tidal Power Generator Technology**. Disponível em:
<<http://www.envirogadget.com/alternative-energy/new-bridge-based-tidal-power-generator-technology/>>. Acesso em 18 de jan. 2011.
- 22 ECOWORLD. **Winds, Wave e Tides**. Disponível em: <<http://www.ecoworld.com/waters/winds-waves-tides-ocean-energy.html>>. Acesso em: 20 de jan. 2011.
- 23 CURRIE, R., ELRICK, B., IOANNIDI, M., NICOLSON, C. **Wave Power**. Disponível em:
<http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/wave%20power.htm>. Acesso em 19 de jan. 2011.
- 24 MCGRATH, C. **Could Salter's Duck have solved the oil crisis?** Disponível em:
<<http://science.howstuffworks.com/salters-duck1.htm>>. Acesso em: 24 de jan. 2011.
- 25 CURRIE, R., ELRICK, B., IOANNIDI, M., NICOLSON, C. **Wave Power- Figure 007**. Disponível em:
<http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/Wave%20power%20files/image007.jpg>. Acesso em 19 de jan. 2011.

- 26 CURRIE, R., ELRICK, B., IOANNIDI, M., NICOLSON, C. **Wave Power- Figure 009**. Disponível em: <http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/Wave%20power%20files/image009.jpg>. Acesso em 19 de jan. 2011.
- 27 CURRIE, R., ELRICK, B., IOANNIDI, M., NICOLSON, C. **Wave Power- Figure 011**. Disponível em: <http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/Wave%20power%20files/image011.jpg>. Acesso em 19 de jan. 2011.
- 28 VOITH HYDRO. **Islay**. Disponível em: <http://www.wavegen.co.uk/what_we_offer_limpet_islay.htm>. Acesso em: 27 de jan. 2011.
- 29 CURRIE, R., ELRICK, B., IOANNIDI, M., NICOLSON, C. **Wave Power- Figure 009**. Disponível em: <http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/Wave%20power%20files/image013.jpg>. Acesso em 19 de jan. 2011.
- 30 RENEWABLE WORLD ENERGY. **Wave and Tidal Power Development Status** . Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/03/wave-and-tidal-power-development-status>>. Acesso em 27 de jan. 2011.
- 31 RENEWABLE WORLD ENERGY. **Wave and Tidal Power Development Status - Figure** . Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/assets/images/story/2010/3/16/1332-wave-and-tidal-power-development-status.jpg>>. Acesso em 27 de jan. 2011.
- 32 REUK. **Wavepark**. Disponível em: <<http://www.reuk.co.uk/OtherImages/aws-wavepark.jpg>>. Acesso em 31 de jan. 2011.
- 33 WAVE DRAGON. **Principles**. Disponível em: <http://www.wavedragon.net/index.php?option=com_content&task=view&id=6&Itemid=5>. Acesso em 02 de fev. 2011.
- 34 WAVE DRAGON. **Wave Energy**. Disponível em: <http://www.wavedragon.net/index.php?option=com_content&task=view&id=6&Itemid=16>. Acesso em 02 de fev. 2011.
- 35 ECOWORLD. **Winds, Wave e Tides**. Disponível em: <<http://www.ecoworld.com/waters/winds-waves-tides-ocean-energy.html>>. Acesso em: 02 de fev. 2011.
- 36 U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Ocean Energy**. Disponível em: <http://www.epa.gov/region1/eco/energy/re_ocean.html>. Acesso em: 12 de fev. 2011.
- 37 NEW ENERGY AND FUEL. **Osmotic Energy Potential**. Disponível em: <<http://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2008/12/05/osmotic-energy-potential/>>. Acesso em: 15 de fev. 2011.
- 38 ALT ENERGY STOCKS. **Typical Levelizing Costs Generation**. Disponível em: <<http://www.altenergystocks.com/archives/RETI1A-LCOE.bmp>>. Acesso em: 19 de fev. 2011.
- 39 ALT ENERGY STOCKS. **Renewable Technology Performance and Costs Summary**. Disponível em: <<http://www.altenergystocks.com/archives/RETI1A-costs.html>>. Acesso em: 17 de fev. 2011.
- 40 WIKIPEDIA. **Tidal Power**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Tidal_power#Environmental_impact>. Acesso em: 20 de fev. 2011.

8 ENERGIA EÓLICA

Os primeiros registros da utilização da energia dos ventos pelo homem remontam a milhares de anos no Oriente, sobretudo na forma de força aerodinâmica de arrasto, para movimentar placas e velas. Com o avanço da agricultura, o uso desse recurso aumentou devido à crescente necessidade do homem de novas ferramentas que o auxiliassem na realização de tarefas que exigiam uma força motriz (humana ou animal) cada vez maior, como a moagem de grãos e o bombeamento de água. Acredita-se que os cata-ventos mais rústicos de que se tem notícia na história surgiram na China por volta de 2000 a. C. e eram usados para irrigação.

Já na Idade Média, estima-se que, a partir do século XI, as máquinas eólicas foram introduzidas na Europa com o advento das Cruzadas, e então tiveram sua eficiência aumentada. No século XV, os cata-ventos já eram largamente difundidos na Holanda, apresentavam grande evolução técnica e de capacidade em potência e tinham ampla aplicação como fonte de energia, principalmente na moagem de grãos, serrarias, e bombeamento d'água.

O número de moinhos existentes em meados do século XIX em vários países da Europa indica a importância do seu uso: Holanda (9 mil moinhos de vento), Bélgica (3 mil moinhos de vento), Inglaterra (10 mil moinhos de vento) e França (650 moinhos de vento na região de Anjou). No entanto, com a expansão do uso da máquina a vapor, no século XIX, os moinhos de vento europeus entraram gradualmente em desuso.

A utilização de cata-ventos de múltiplas pás, destinados ao bombeamento d'água, desenvolveu-se de forma efetiva em diversos países principalmente em suas áreas rurais. O sistema se adaptou muito bem às condições rurais, tendo em vista suas características de fácil operação e manutenção. Até hoje, esse sistema é amplamente usado em várias partes do mundo para bombeamento de água.

Uma segunda expansão de aplicação em larga escala de máquinas eólicas deu-se nos Estados Unidos, no século XIX, após a abolição da escravidão naquele país, em 1863.

O início da adaptação dos cata-ventos para produção de energia elétrica teve início no final do século XIX. Em 1888, Charles F. Brush, um industrial voltado para a eletrificação em campo, ergueu na cidade de Cleveland, Ohio, o primeiro cata-vento destinado à produção de energia elétrica. Tratava-se de um cata-vento que fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias, as quais eram destinadas, sobretudo, para o fornecimento de energia para 350 lâmpadas incandescentes¹.

A produção de eletricidade em grande escala, alimentando de forma suplementar o sistema elétrico pelo uso de turbinas eólicas de grande porte, é tecnologia que já existe há diversas décadas. Os primeiros aproveitamentos eólio-elétricos foram realizados durante as décadas de 1940-1950 nos Estados Unidos (Smith-Putnam) e Dinamarca (Gedser). Pode-se dizer que o precursor das atuais turbinas eólicas surgiu na Alemanha (Hütter, 1955), já com pás fabricadas com materiais compostos e com controle de passo e torre tubular esbelta.

Entretanto, foi a partir de experiências de estímulo ao mercado, realizadas na Califórnia, na década de 1980, e na Dinamarca e Alemanha, na década de 1990, que o aproveitamento eólio-elétrico atingiu escala de contribuição mais significativa em termos de geração e economicidade. O desenvolvimento tecnológico passou a ser conduzido pelas nascentes indústrias do setor, em regime de competição, alimentado por mecanismos institucionais de incentivo, especialmente via remuneração por energia produzida. Características também marcantes deste processo foram: (a) devido à modularidade, o investimento em geração elétrica passou a ser acessível a uma nova e

ampla gama de investidores; (b) devido à produção em escalas industriais crescentes, ao aumento da capacidade unitária das turbinas e às novas técnicas construtivas, houve reduções graduais e significativas no custo por quilowatt instalado e, conseqüentemente, no custo de geração. O principal problema ambiental inicial – impacto de pássaros nas pás – praticamente desapareceu com as turbinas de grande porte, com menores velocidades angulares dos rotores.

A Figura 8.1 apresenta a evolução da capacidade eólica mundial instalada, desde o início da década de 1980. Pode-se observar o aumento expressivo da potência instalada, sobretudo na última década, com destaque para os Estados Unidos, Alemanha e Espanha. Desde 2000, a taxa média de crescimento da capacidade instalada foi em torno de 30% por ano. Somente em 2008, o aumento foi superior a 27GW em mais de 50 países.

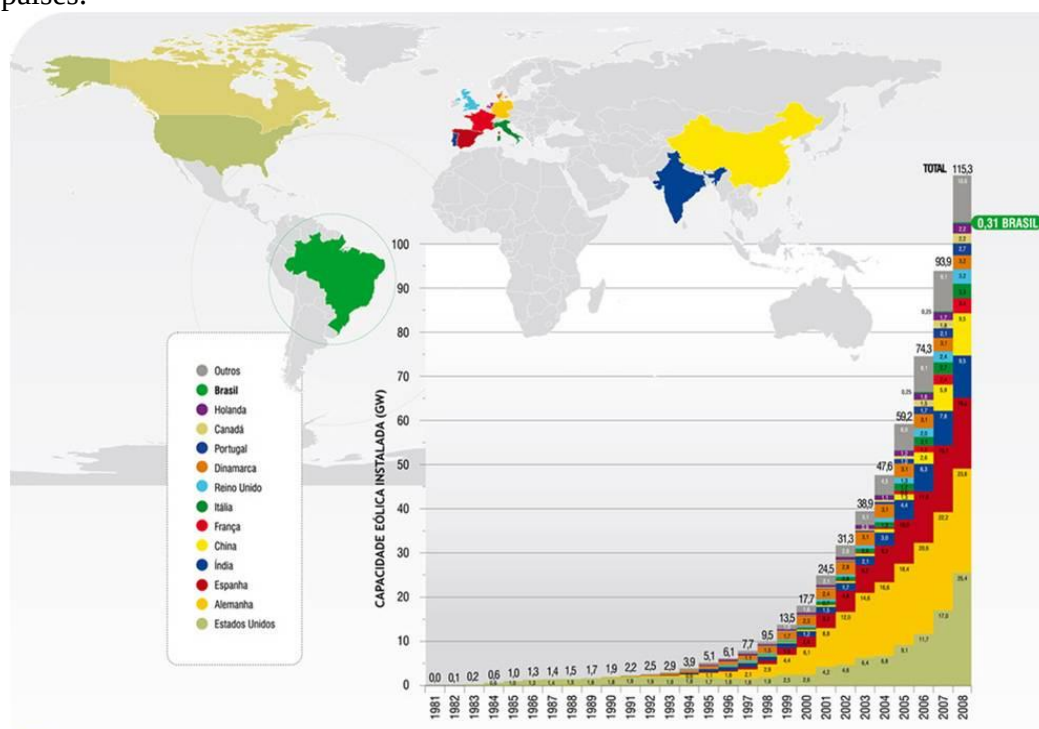


Figura 8.1: Evolução mundial da capacidade eólica instalada, em GW².

Analisando-se a Tabela 8.1^{3,4}, nota-se a grande diferença entre o que está instalado e o potencial de geração do Brasil, o que aponta para grandes oportunidades de negócios. Este assunto será discutido mais à frente.

Tabela 8.1: Energia eólica na América Latina – capacidade instalada e potencial eólico.

País	Cap. Instalada (MW)*	Potencial (MW)**
Brasil	247	140.000
México	87	40.000
Costa Rica	74	100.000
Caribe (sem Jamaica)	35	
Jamaica	20	
Argentina	29	10.000
Colômbia	20	20.000
Venezuela	-	10.000
Chile	20	5.000
Cuba	5	-
TOTAL	537	~325.000

Atualmente, o que se observa na Europa, onde há maiores dificuldades de espaço disponível e uso da terra, é a implantação de parques eólicos *offshore*, mas esse desenvolvimento ainda encontra-se em estágio inicial

8.1 Situação no Brasil

A energia eólica é uma fonte de grande interesse para a produção de energia elétrica no Brasil, devido à abundância deste recurso natural. Em 2001, foi elaborado um atlas eólico nacional; considerando velocidades médias anuais de vento iguais ou superiores a 7,0 m/s, o Atlas¹ estimou um potencial bruto de 143 GW de potência eólica no Brasil, e apontou o litoral e algumas regiões elevadas no interior como as melhores áreas para a energia eólica. Considerando-se a tecnologia atual, com torres de 100 metros, acredita-se que esse valor está subestimado, pois as medições foram feitas apenas a 50 m de altura. Esse alto potencial eólico desperta o interesse dos principais fabricantes dessa tecnologia e de investidores internacionais, que trazem para o país suas indústrias, mantêm torres de medição e elaboram estudos de infraestrutura para instalação e operação de parques eólicos. O potencial é elevado no Nordeste e no Sul, que se encontram próximo às extremidades do sistema de transmissão e distantes dos principais centros de geração elétrica. No caso do Nordeste, há ainda a vantagem da complementaridade sazonal entre a geração eólica e a hidráulica, pois o período de chuvas é inverso ao de ventos.

Recentemente, em maio de 2010, foi publicado o *Atlas Eólico de Minas Gerais*, elaborado pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig)² a pedido do governo do Estado. Este estudo, mais detalhado, identificou as formas de relevo, o clima, a vegetação, as unidades de conservação e as terras indígenas e caracterizou o regime de ventos, a demografia, a infraestrutura, o sistema elétrico, a oferta e o consumo total de energia elétrica. Os resultados do mapeamento indicam que os potenciais eólicos para as alturas de 50 m, 75 m e 100 m são de 10,6 GW, 24,7 GW e 39,0 GW, respectivamente, considerando-se valores de velocidades médias anuais de vento iguais ou superiores a 7,0m/s. Como comparação, pode-se observar que o potencial previsto pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro para toda a região Sudeste é de 29,7GW a 50 m de altura. Os mapas de potencial eólico anual apontam áreas na Serra do Espinhaço e na Serra do Cipó como as mais favoráveis para aproveitamento eólico, conforme indica a Figura 8.2.

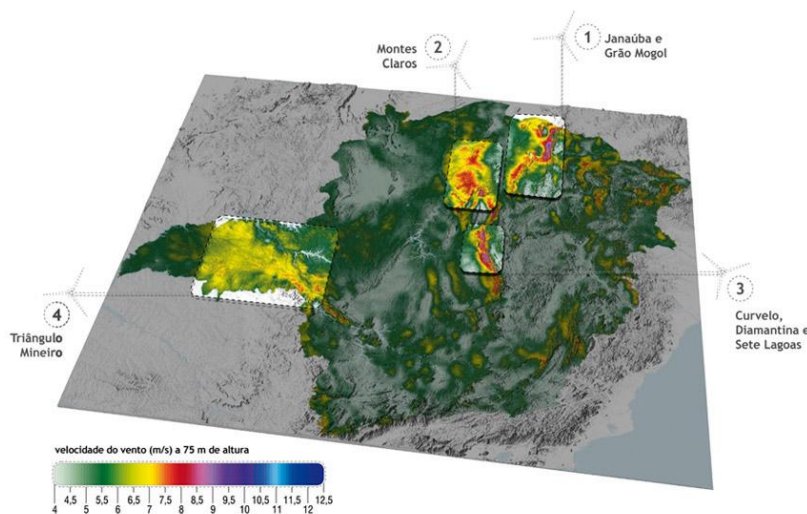


Figura 8.2: Áreas mais promissoras para aproveitamento eólico, segundo o *Atlas Eólico de Minas Gerais*.²

8.2 Produção de energia

As etapas necessárias para a implantação⁶ de um empreendimento eólico são apresentadas na Figura 8.3.

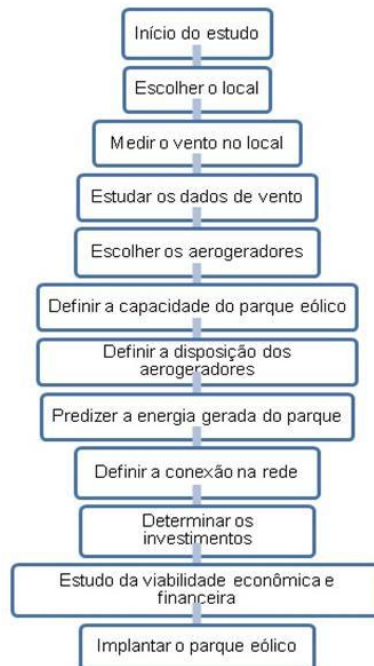


Figura 8.3: Etapas para a implantação de um empreendimento eólico.⁶

A implantação de um parque eólico de 100 MW leva em média cinco anos e passa pelas etapas especificadas. Em função da elevada demanda atual, o período de fabricação de equipamentos é bem extenso.

- Escolha do local: 3 meses;
- Medições do vento: 14 meses;
- Análise de dados: 3 meses;
- Viabilidade econômica: 3 meses;
- Equipamentos (fabricação e transporte): 29 meses;
- Construção e montagem: 12 meses.

O modelo de turbina mais comum para aproveitamento eólico é a turbina de sustentação de eixo horizontal. Na Figura 8.4, é apresentado um esquema de aerogerador típico.

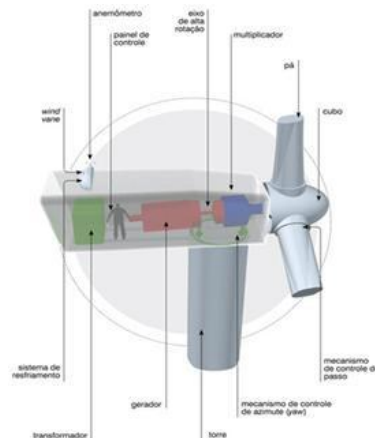


Figura 8.4: Turbina de sustentação de eixo horizontal.⁶

A turbina é composta por:

- Torre: suporta o gerador e as pás
- Nacele: Abriga o gerador, as engrenagens e os sistemas de controle. Conecta a torre à estrutura das pás. Pode girar 360°.
- Rotor: é a estrutura das pás. Conecta as três pás por meio do eixo do rotor.
- Pás: as pás individuais podem girar no seu eixo para realizar o controle de passo ou por estol. O estol é um termo utilizado na aerodinâmica, que indica a separação do fluxo de ar do extradorso da asa, resultando em perda total de sustentação.

O que se observa atualmente com o desenvolvimento tecnológico é uma tendência progressiva ao aumento do tamanho e da capacidade das turbinas eólicas, de forma que já existem turbinas com capacidade superior a 5MW e diâmetro do rotor de 120 metros. No mercado, são comercializadas principalmente turbinas de 3MW de potência, e os valores mais comuns encontrados nos parques eólicos já instalados variam entre 1MW e 1,5MW.

Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de vento da ordem de 3,0m/s, denominada velocidade de conexão ou de partida. Abaixo desses valores, a geração não é viável economicamente. Velocidades superiores a aproximadamente 12 a 15m/s ativam o sistema automático de limitação de potência da máquina, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo da turbina. Em ventos muito fortes, superiores a 25m/s, por exemplo, atua o sistema automático de proteção, que desconecta a unidade geradora da rede elétrica. Tais ventos são muito raros e indesejáveis, porque a turbulência associada é perigosa para a estrutura da máquina ^{2,7}.

O fator de capacidade de um aerogerador é uma medida da relação entre a energia elétrica produzida e a sua capacidade de produção. Depende fortemente do perfil do vento no local onde o aerogerador é instalado. Na Tabela 8.2, encontram-se os valores comparativos entre o fator de capacidade de diversas formas de produção de energia. O fator de capacidade também pode ser expresso em horas, como uma relação entre a quantidade de horas anuais considerando-se a produção a plena carga, conforme é também indicado na Tabela a seguir.

Tabela 8.2: Fator de Capacidade dos diversos tipos de geração.⁸

Tipo de Geração	Fator de Capacidade (%)	Horas com produção plena
Parque eólico	25-40	2190-3500
Hidrelétrica	25-60	3500-5250
Turbina a Gás Natural	+60	>5250
Fotovoltaica	12-20	1050-1750
Nuclear	80-90	7000-7884

O fator de disponibilidade de um aerogerador é a relação entre a sua disponibilidade (diferença entre o tempo total e o tempo de manutenção que exige a sua parada) e o tempo total. Fabricantes de aerogeradores garantem disponibilidade mínima de 97%.

Os aerogeradores podem receber certificações nacionais e internacionais fornecidas por instituições independentes que seguem diversas normas técnicas e garantem a sua segurança estrutural, apesar de não garantirem a sua qualidade.

O cálculo da energia gerada e a localização das turbinas no parque (*micrositting*) levam em consideração a curva de potência das turbinas, a densidade local do ar, o fator de disponibilidade esperado e a avaliação das perdas energéticas por interferência aerodinâmica entre rotores. Determina-se o campo de velocidades na região por

modelos numéricos de simulação da camada-limite e então se realiza a otimização para a maximização da energia gerada. É fundamental evitar o efeito da esteira (também chamado de efeito de sombra) entre as turbinas dispostas no parque, devido aos riscos de se prejudicar o desempenho da turbina e reduzir sua vida útil pelos efeitos de turbulência. A predição da energia elétrica produzida por um aerogerador é o fator econômico mais importante e depende da determinação da velocidade do vento e da curva de potência do aerogerador. Se estes não forem confiáveis, o risco financeiro do parque eólico como um todo se torna muito elevado. A Figura 8.5² apresenta o regime de ventos em uma dada posição, que segue o modelo de distribuição de Weibull. Para cada ponto onde se deseja instalar uma turbina, realiza-se o cálculo da energia gerada.

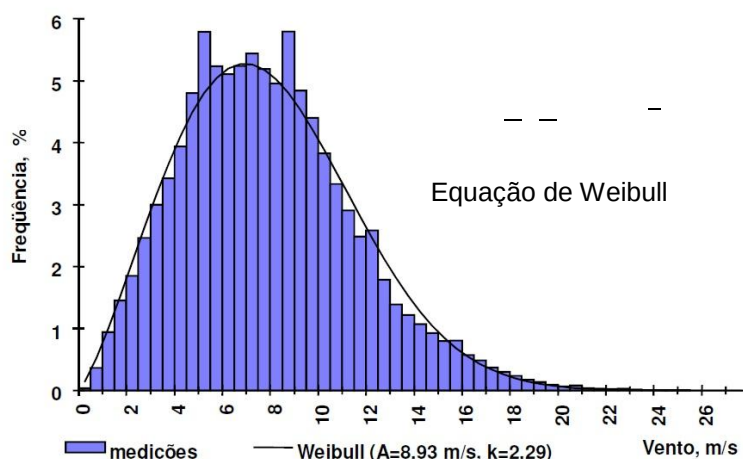


Figura 8.5: Distribuição de Weibull.²

A estabilidade da rede elétrica é afetada pelos efeitos de participação de altas quantidades de energia eólica na matriz elétrica e pelo comportamento e requisições do parque eólico no caso de faltas na rede elétrica. Dessa forma, é fundamental que se conheçam as características do sistema elétrico ao qual o parque será interconectado, tais como tensão, frequência, impedâncias e capacidade para que seja feito o correto dimensionamento do gerador e seus sistemas de controle e proteção.

Como o regime de ventos em uma dada localidade não é constante, a potência injetada no sistema varia durante o dia, o que pode trazer dificuldades nos controles de tensão e frequência e, com isso, na operação do sistema elétrico interligado. Pode ocorrer, até mesmo, o desligamento das turbinas em períodos de calmaria, de forma que a produção de energia não é assegurada e o controle de geração do sistema elétrico não pode ser feito com base nessas usinas. Enquanto essa geração for intermitente, uma usina eólica não deve operar na base do sistema, mas sim modulando.

A Tabela 8.3 mostra a composição dos custos típicos para parques eólicos de 100 a 150MW.

Tabela 8.3: Composição dos custos de parques eólicos de 100-150MW.⁸

Item	Offshore	Onshore
Turbinas eólicas	50%	70%
Construção civil/fundação	15%	8%
Rede elétrica interna	7%	6%
Conexão à rede externa	18%	10%
Instalações de O&M	2%	1%
Administração do projeto	8%	5%
Total	100%	100%

8.3 Custos

Os empreendimentos em parques eólicos geralmente necessitam de investimentos iniciais altos, que consistem em gastos pré-projetos, tais como: análise de viabilidade técnica e financeira, incluindo medição local e estudos ambientais. Os principais custos do projeto acontecem de um a dois anos antes de o projeto entrar em operação e englobam equipamento, transporte e engenharia. Na Tabela 8.4, são comparados os custos de implantação de um sistema eólico com os demais custos de geração.

Tabela 8.4: Custos de Investimento Referenciais na Geração da Energia Elétrica (US\$/kW).⁹

Fonte de Geração	US\$/kW
Hidrelétrica	1.330
- Potencial até 60.900 MW	1.100
- Potencial entre 60.900 e 70.900 MW	1.450
- Potencial entre 70.900 e 80.900 MW	1.800
- Potencial acima de 80.900 MW	2.500
PCH	1.200
Centrais eólicas	1.200
Cogeração a partir da biomassa da cana	900
Resíduos sólidos urbanos	1.250
Centrais nucleares	2.200
Térmicas a carvão mineral	1.600
Térmicas a gás natural	750
Outras usinas	500

A seguir, é apresentada outra comparação entre os custos médios de produção de eletricidade para diferentes fontes e sua variação com a condição hidrológica, média ou crítica. Observa-se o aumento do custo a partir das fontes de gás natural, carvão nacional, carvão importado e nuclear quando a condição hidrológica é crítica, enquanto as outras fontes, como a eólica, têm seus custos mantidos nas duas condições.

Uma vez que a viabilidade técnica e financeira tenha sido realizada, a análise financeira irá requerer a previsão anual de energia gerada em diferentes cenários, a estimativa de preço das tarifas ao longo da vida do empreendimento, a avaliação de receitas adicionais, a estimativa da vida do projeto (usualmente de 20-25 anos), a taxa de uso do terreno e a estimativa de custo. A análise de incertezas é fundamental e deve ser realizada em diversos cenários, considerando as condições de vento esperadas, a tarifa de energia futura e valores de receitas adicionais eventualmente disponíveis. Na Figura 8.6, é mostrada a composição dos custos de operação e manutenção de sistemas eólicos.

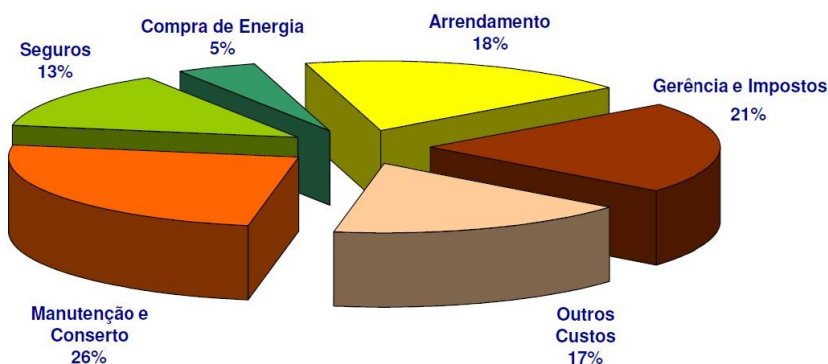


Figura 8.6: Custos operacionais O&M na Alemanha.¹⁰

Apenas seis países concentram quase toda a produção de turbinas eólicas. Apesar de contar com pouco mais de 3% da capacidade eólica instalada mundial, no final de 2008 mais de um terço das turbinas operando no mundo foram fabricadas por empresas dinamarquesas. Outros países importantes nesse setor incluem Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Índia e China.

Na Figura 8.7, é apresentada a composição do mercado de fabricantes de equipamentos para geração eólica.

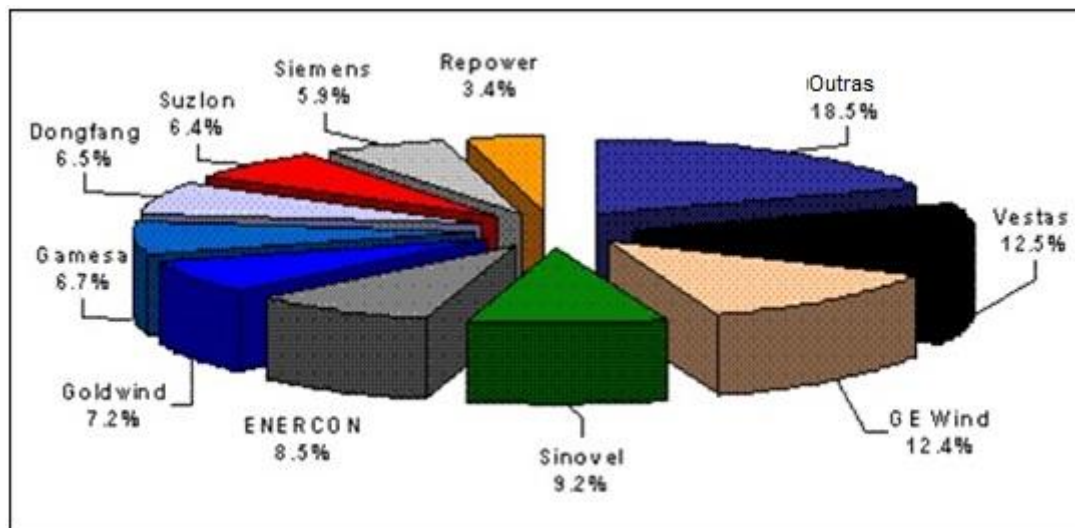


Figura 8.7: Dez maiores fabricantes de aerogeradores em 2009, em MW de potência instalada.¹¹

8.4 Impactos ambientais e sociais

A implantação de um parque eólico apresenta grandes vantagens se comparada com outras fontes convencionais de energia, com baixos impactos ambientais e sociais. A produção de energia eólica não implica emissões de gases e particulados na atmosfera, não há resíduos, não existe deslocamento de populações, animais ou plantas, não há alagamentos de áreas, cidades, sítios arqueológicos, florestas, dentre outros, e não inviabiliza a área utilizada.

São gerados empregos temporários e permanentes. Estima-se que existem, no mundo, cerca de 812.000 empregos associados à energia eólica.

Apesar de a área efetivamente ocupada pelos aerogeradores ser pequena, a área total de um parque eólico é extensa (aproximadamente 20 hectares por MW) devido à necessidade de uma distância mínima entre as torres, para evitar que ocorra o efeito de esteira. Com isso, o local ainda pode ser compartilhado com outras atividades, tais como agricultura e pecuária. Vale ressaltar que o aumento da rugosidade e do número de obstáculos nesses casos precisa ser considerado, para que não prejudique a produção de energia, e que algumas vegetações são incompatíveis com o terreno. Outro efeito é a necessidade de uma infraestrutura apropriada, o que resulta na construção de estradas e pontes e melhoria das já existentes.

Aves e morcegos podem colidir com as pás em instalações de difícil visualização, localizadas, sobretudo, em rotas de migração de pássaros. Essa causa de mortes de aves, entretanto, não constitui um caso sério na grande maioria dos parques eólicos. No caso de parques *offshore*, somam-se os impactos sobre a vida marinha e a pesca, embora estes também não sejam acentuados.

Existe a possibilidade de interferências em radares e telecomunicações pela reflexão de radiações eletromagnéticas pelos aerogeradores. Para evitar esse problema, deve-se realizar um estudo mais detalhado quando da instalação de parques eólicos próximos a aeroportos e sistemas de retransmissão.

Há emissão de gases estufa durante a fabricação, transporte e instalação de componentes devido ao uso de energia elétrica e de combustíveis fósseis nas indústrias, nos caminhões, nas máquinas, nos equipamentos e nos guinchos. O fator de emissão de CO₂ na cadeia completa de produção de energia eólica em gramas de CO₂ equivalente por kWh(e).h-1 varia entre 16 e 120 gCO₂ equiv./kWh(e).h-1, valor superior ao de fontes hídricas (4-8 gCO₂ equiv./kWh(e).h-1), mas é bastante inferior ao do petróleo (690-890 gCO₂ equiv./kWh(e).h-1).

Parques eólicos estão entre os sistemas de produção de energia elétrica mais seguros, haja vista os raros casos de pessoas feridas por pedaços partidos de pás ou por pedaços soltos de gelo.

O movimento das pás em rotação e o efeito aerodinâmico do vento causam emissão de ruído de 50 dB próximo aos aerogeradores. A distância mínima entre uma torre e uma habitação é de 200m, onde o ruído se reduz para 40 dB.

O efeito do sombreamento ou efeito esteira (quando se montam parques eólicos com muitas torres, onde a presença interfere no regime de ventos no seu entorno e nas demais torres) pode ser evitado com um planejamento correto do parque, de forma que as sombras das torres não incidam sobre as residências próximas. O efeito das reflexões intermitentes causado pelo reflexo do sol nas pás em movimento pode ser evitado com o uso de pinturas opacas. Deve-se avaliar também a aceitação da comunidade próxima ao local de interesse para a implantação da usina, pois os descontentamentos podem atrasar ou até impedir todo o andamento do projeto. Esses incômodos citados são pouco acentuados no Brasil devido à baixa densidade populacional nas áreas promissoras.

8.5 Legislação e incentivos governamentais

No Brasil, o principal incentivo a esta fonte de energia foi instituído pela Lei 10.438, de 26/04/2002, um marco regulatório do setor elétrico, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)¹², cujo objetivo foi aumentar a participação das fontes eólica, das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa na produção de energia elétrica.

Associado a este programa, a lei definiu um novo tipo de agente no setor elétrico brasileiro – o produtor independente autônomo, cujo negócio não pode ser controlado ou associado a nenhuma concessionária de geração, transmissão ou distribuição. Produtores que não atendam a este requerimento podem participar do programa desde que a sua parcela dos contratos não exceda a 50% para os produtores que empregam energia eólica, na primeira fase do programa, e que nenhum produtor autônomo seja preterido por sua causa. Fabricantes de equipamentos podem ser produtores independentes autônomos se ao menos 50 por cento do valor dos equipamentos envolvidos no programa forem produzidos no País. Informações completas sobre as Leis e Decretos que afetam direta e indiretamente o desenvolvimento da energia eólica no Brasil podem ser acessadas no site da ANEEL (www.aneel.gov.br).

Nessa primeira fase de execução, o PROINFA aposta nos leilões de energia para desenvolver o mercado de energia eólica. O segundo Leilão de Compra de Energia de Reserva, exclusivo para fonte eólica, ocorreu em dezembro de 2009, para o qual foram cadastrados 441 empreendimentos, totalizando 13,3 MW de potência. Esse leilão atendeu aos pedidos de investidores do setor, que podem vender energia entre si, sem a

participação de outro tipo de fonte de energia, criando um mercado mais aberto e competitivo, aproximando-se, cada vez mais, de valores que incentivam investimentos. O resultado do leilão foi considerado excelente por especialistas, com a negociação de contratos de 20 anos com as 71 usinas vencedoras, que devem começar a operar até 2012, promovendo um acréscimo de 1.805,7MW de potência ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Das usinas contratadas, 23 encontram-se no estado do Rio Grande do Norte, 21 no Ceará, 18 na Bahia, 8 no Rio Grande do Sul e 1 no Sergipe. Além disso, o custo da energia eólica, que era esperado para cair de R\$270/MWh para R\$200/MWh, superou todas as expectativas, variando entre R\$131/MWh e R\$153,05/MWh. Como comparação, vale acrescentar que a energia de usinas hidrelétricas custa em torno de R\$100,00/MWh, enquanto a de usinas termelétricas varia em torno de R\$140,00/MWh.

O PROINFA conta com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e aquisição de terrenos.

O projeto de um parque eólico está embutido em um determinado sistema integrado, de forma que os requisitos específicos de cada região devem ser cuidadosamente verificados e considerados durante o licenciamento do projeto. Deve haver conformidade com os requisitos do ONS (Operador Nacional do Sistema), da ANEEL, do IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) e do órgão ambiental estadual.

A Comissão Internacional de Eletrotécnica (IEC), por meio de seu comitê técnico 88, é responsável pelo desenvolvimento de normas referentes aos sistemas de energia eólica, que incluem requisitos de projeto, medições da curva de potência, controle de qualidade da energia, teste das pás do rotor, técnicas de medição de ruídos sonoros etc.

8.6 Perspectivas e tendência futura

Nos últimos anos, os avanços tecnológicos e a experiência em produção fizeram diminuir o custo da eletricidade a partir do vento em mais de 80% – contribuindo para o aumento anual de 20-30% da capacidade eólica pelo mundo. Até então, a maior parte do progresso foi resultado do aumento do tamanho, da eficiência e da confiabilidade dos aerogeradores. Agora, enquanto a indústria busca o desenvolvimento de turbinas ainda maiores para aplicações *offshore*, com consequentes melhorias no custo e no desempenho, ela também se direciona para um segundo impulso: o de facilitar a integração de altas concentrações de geração eólica na rede elétrica de potência.

Uma importante diferença entre a produção de energia elétrica por fonte eólica e hídrica é que a primeira é de elevada variabilidade e de difícil precisão, variando de acordo com o aumento e a diminuição dos ventos, motivo pelo qual o operador não pode controlar a potência de saída deste dispositivo. Mesmo quando disponíveis para operação, os parques eólicos não operam em sua capacidade total todo o tempo. Essa característica de variabilidade torna-se cada vez mais significativa, à medida que a penetração da energia eólica atinge em torno de 10% da geração, valor acima do qual o sistema de potência operacional deverá adotar novas estratégias de despacho e controle para manter sua confiabilidade.

Entretanto, muitas das questões e preocupações sobre a possibilidade de impactos de grandes usinas eólicas no sistema de transmissão têm se mostrado exageradas ou sem procedência por um crescente grupo de pesquisas e pela participação superior crescente da energia eólica na matriz energética europeia.

Inúmeras tecnologias e novas estratégias estão sendo desenvolvidas para tornar a energia eólica mais amigável à rede, com promessas de crescimento contínuo de sua participação na matriz energética. Isso inclui melhorias nas previsões do regime de ventos e novas tecnologias de armazenamento de energia (*storage*).

Um dos principais custos associados à operação de um parque eólico resulta de previsões com um dia de antecedência ou do mesmo dia que se tornam imprecisas para a geração horária de energia, ou seja, quando a produção de energia é substancialmente maior ou menor que o valor previsto.

O método do *Atlas Eólico Europeu* (WAsP), mais conhecido e aplicado, não deve ser usado como única ferramenta de cálculo. Modelos Computacionais de Dinâmica de Fluido (CFD) podem ser úteis para melhorar a aplicação do tradicional Método do Atlas Eólico ou mesmo para serem usados como método exclusivo. Entretanto, os métodos CFD devem ser testados adequadamente, pois o resultado das velocidades de vento calculadas deverá ser de alta precisão para manter as incertezas do prognóstico de rendimento energético baixo e, com isso, os riscos econômicos do projeto de um parque eólico em níveis aceitáveis.

No Brasil, a empresa está desenvolvendo de um campo de teste para modelos CFD em terreno complexo e para melhoria do modelo CFD utilizado pelo DEWI. O projeto de pesquisa iniciou-se em julho de 2009 e terá duração de três anos. Em uma área extensa, serão instaladas torres de medições meteorológicas de 100 m de altura com medições de vento a cada 20 m de altura. Com um período de dois anos de medição, será possível uma boa descrição do fluxo de ar em toda esta superfície complexa, com a qual os resultados de cálculo do modelo CFD poderão ser comparados.

A empresa americana independente Electric Power Research Institute (EPRI) tem monitorado e avaliado tecnologias avançadas para previsão de ventos desde 1998, em colaboração com a Comissão de Energia da Califórnia e com o Departamento de Energia Americano (DoE). As previsões são geradas a partir de uma variedade de técnicas, tais como previsão do tempo, modelagem do escoamento dos ventos, avaliação das condições de operação da planta e análise estatística.

No planejamento de longo prazo de sistemas de energia elétrica, a confiabilidade geral do sistema é frequentemente avaliada em termos da probabilidade da capacidade de geração prevista ser insuficiente para atender a demanda do sistema projetado. Para unidades convencionais, hidráulicas ou térmicas, a probabilidade de que a potência nominal não esteja disponível é baixa, enquanto para usinas eólicas ela pode ser alta. Naturalmente, é provável que uma simulação computacional da confiabilidade de um sistema revele que a probabilidade de não ser capaz de satisfazer o valor de ponta projetado é menor com uma usina eólica do que sem ela. Pode ser demonstrado que a geração eólica representa uma contribuição à confiabilidade do sistema, mesmo não sendo uma forma de geração despachável, como ocorre com os demais recursos geradores convencionais. A magnitude desta contribuição e o método mais apropriado para sua determinação são questões ainda em estudo.

Também está em estudo uma solução para o que já constitui uma questão importante para países europeus onde a energia eólica tem maior participação na matriz energética: o fato de ser uma forma não despachável faz com que parte da energia produzida seja perdida. Tecnologias de armazenamento estão sendo consideradas para “suavizar” as flutuações de um parque eólico, mas ainda são consideradas caras. No Brasil, este problema não causa preocupações de curto prazo devido à pequena participação da energia eólica na matriz energética e à capacidade de armazenamento natural inerente de um sistema de base hídrica.

Outra questão remete ao fato de que valores flutuantes de energia eólica resultam em preços flutuantes de mercado. Assim, com o aumento de sua participação na matriz energética, a energia eólica aumenta a competição na medida em que fornecedores de outras fontes de energia devem estar constantemente atentos aos seus próprios preços para produzir eletricidade apenas quando for lucrativo e compensar a flutuação da rede. Outra questão surge quando a energia eólica gerada excede a demanda. Nesse caso, deve-se rapidamente encontrar regiões/países onde a eletricidade é mais cara e verificar se há capacidade de transmitir essa energia pela rede para esses locais. O aumento do uso da energia eólica no sistema também pode, em casos extremos, forçar o desligamento das turbinas para evitar o risco de sobrecarregar a rede.

Segundo projeções realizadas pela IEA as fontes fósseis continuarão, por muito tempo, majoritárias na composição da matriz energética mundial. As energias alternativas, classificadas como “outras”, devem ter um acréscimo significativo em relação ao atual uso, tal como é mostrado para o caso da energia eólica mais à frente, porém esse crescimento será ainda insuficiente para alterar a composição da matriz energética mundial.

Na Tabela 8.5, pode ser analisada a participação da energia eólica no contexto mundial atual e a expectativa até 2030, prevista pelo World Energy Technology Outlook 2005 (WETO).

Tabela 8.5: Projeções mundiais para oferta de energia elétrica.¹³

Produção de eletricidade (TWh)	1990	2000	2010	2020	2030
Térmica	7.561	9.299	12.464	18.382	25.803
- Carvão convencional, lignita	4.412	5.516	5.532	5.154	4.325
- Tecnologia avançada de carvão	0	0	1.582	5.573	11.331
- Gás natural	1.688	2.418	4.054	6.209	8.542
- Biomassa	132	197	260	335	423
Nuclear	2.013	2.622	3.161	3.137	3.498
Hidro, geotérmica	2.246	2.771	3.371	3.971	4.562
Solar	1	2	24	44	51
Eólica	4	23	117	342	544
PCH	120	149	203	245	258
Calor e energia combinados	519	586	1.055	1.510	1.568
TOTAL	11.945	14.865	19.339	26.122	34.716

A IEA publicou, em 2009, o documento *Technology Roadmap*, no qual o cenário IEA Energy Technology Perspectives (ETP) 2008 BLUE Map¹⁴ apresenta as previsões mundiais do futuro até o ano de 2050, mostradas a seguir.

Na Figura 8.8, é apresentada a perspectiva de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis até o ano de 2050. Nota-se o acentuado crescimento da produção de eletricidade a partir de fonte eólica, correspondente a um aumento de 10 vezes até 2030 (atingindo 9% da geração elétrica) e de 20 vezes até 2050 (12% da geração), com base nos valores de 2008.

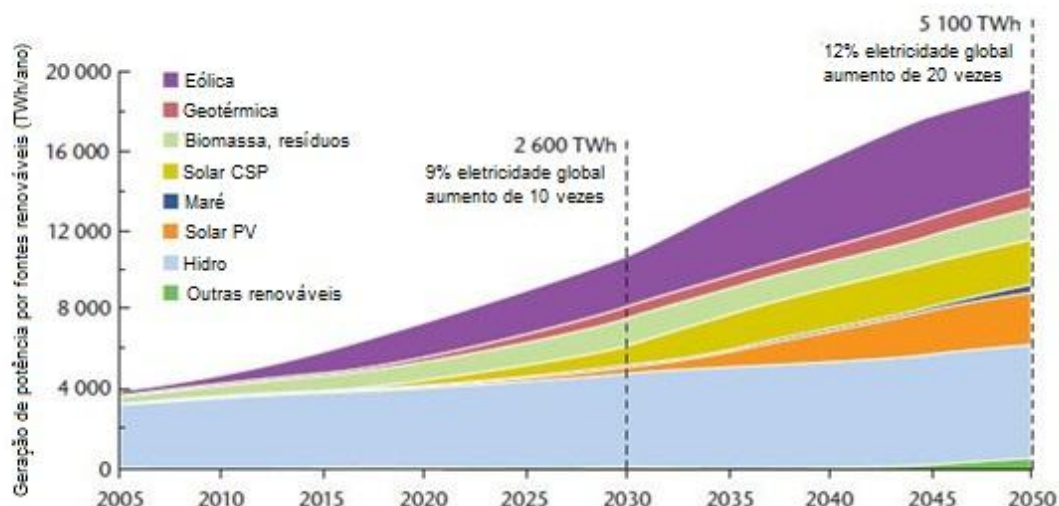


Figura 8.8: Eletricidade a partir de fontes renováveis até 2050.¹⁴

O gráfico mostra a tendência de diminuição dos custos de investimento para parques eólicos *onshore* e *offshore*. Projeta-se uma redução de 23% para parques *onshore* e 38% para *offshore* de 2010 a 2050.

Os roteiros tecnológicos indicam como linhas de pesquisa ou gargalos a ser tratados para maior penetração da tecnologia os seguintes aspectos:

- Melhorar o entendimento de terrenos complexos, condições *offshore* e climas glaciais;
- Desenvolver tipos de fundações alternativas e competitivas para uso em águas de profundidade superior a 40m;
- Desenvolver materiais mais leves e resistentes para permitir rotores maiores e diminuir a dependência das torres em relação ao aço;
- Desenvolver mão de obra especializada;
- Desenvolver o mercado de eletricidade e as *smart grids* para permitir maior flexibilidade;
- Desenvolver a colaboração internacional;

Para o Brasil, a análise das perspectivas de futuro é baseada no documento *PNE 2030* elaborado pela EPE. As perspectivas de expansão da oferta de energia elétrica entre 2005 e 2030 são mostradas na tabela a seguir, na qual se observa um aumento de 0,2% para 1,0% da participação das centrais eólicas na matriz energética nacional. Para atingir esse valor, o *PNE 2030* propõe analisar mecanismos de fomento às fontes alternativas renováveis de forma a aumentar a sua participação para mais de 4% na oferta interna de eletricidade. A Figura 8.9 indica a composição da energia para 2030, segundo a visão da EPE.

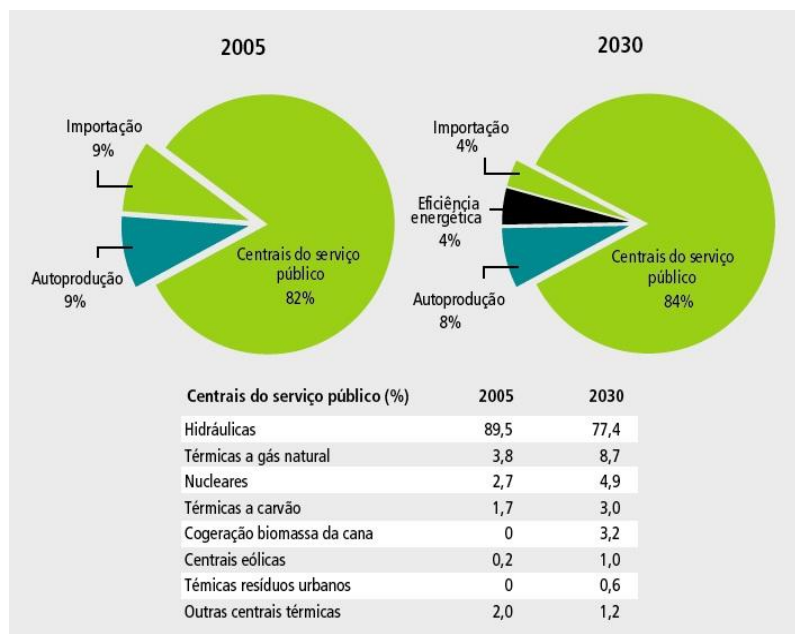


Figura 8.9: Composição da matriz energética por tipo de geração em 2005 e expectativa para 2030.⁹

8.7 Considerações finais

A energia eólica tem deixado a condição de energia alternativa e vem se consolidando com uma forma competitiva economicamente, com emissões bastante reduzidas em relação às fontes fósseis tradicionais. As tendências futuras indicam claramente que essa forma de energia terá uma significativa ampliação em sua exploração.

O país encontra-se bastante alinhado com a tendência internacional, o que pode configurar e se caracterizar como um importante nicho de oportunidade em produção de energia.

8.8 Referências

- 1 CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/principal.php>>. Acesso em: 08 de fev. 2011.
- 2 AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. de J. L. da; ANDRADE, P. E. P. de. **Atlas eólico Minas Gerais**. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/Inovacao/EnergiasAlternativas/Documents/atlas%20eolico%20MG.pdf>>. Acesso em: 10 de mai. 2011.
- 3 GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind 2007 Report**. Disponível em: <http://www.gwec.net/uploads/media/Global_Wind_2007_Report_final.pdf>. Acesso em: 01 de abr. 2011.
- 4 LAWEA. **Latin American Wind Energy year**. Disponível em: <<http://www.lawea.org/ing/>>. Acesso em: 15 de fev. 2011.
- 5 ANÁLISE. Novos leilões. **Análise Energia Anuário 2010**, São Paulo, p. 94-95, 2010.
- 6 CUSTÓDIO, R. dos S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 280 p.

- 7 CEMIG. **Alternativas Energéticas**.Disponível em:
<<http://www.cemig.com.br/Inovacao/AlternativasEnergeticas/paginas/default.aspx>>. Acesso em: 28 de fev. 2011.
- 8 Kema Brasil, **Curso de Energia Eólica**, Notas de Curso, 2009.
- 9 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030** / Ministério de Minas Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: Eletrobrás, 2007. p. 324: il. Disponível em
<http://www.mme.gov.br/mme/menu/todas_publicacoes.html> . Acesso em: 10 mai. 2010.
- 10 CRESESB. **Tutorial de Energia Eólica**. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm>. Acesso em: 25 de fev. 2011.
- 11 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Wind Roadmap**. Disponível em:
<http://www.iea.org/papers/2009/Wind_Roadmap.pdf>. Acesso em: 28 de fev. 2011.
- 12 PROINFA. **PROINFA**.Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em 13 de fev. 2011.
- 13 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. Disponível em:
<<http://www.worldenergyoutlook.org/>>. Acesso em: 19 de fev. 2011.

9 ENERGIA SOLAR

O Sol é a maior fonte de energia que abastece a Terra, responsável pela origem de quase todas as outras formas de energia. Ou seja, a energia proveniente do Sol aquece a atmosfera de forma desigual, gerando a circulação atmosférica e o ciclo das águas, de modo que os ventos são aproveitados nos parques eólicos e o represamento possibilita a geração hidrelétrica. Os combustíveis fósseis (como o petróleo, o carvão e o gás natural), que vêm da deterioração de matéria orgânica, e renováveis (como a biomassa), receberam a energia para o seu desenvolvimento da radiação solar. A Figura 9.1 apresenta diagrama da radiação incidente na Terra. A energia no topo da atmosfera é medida por instrumentos de satélite e é igual a 1.366 W/m^2 .

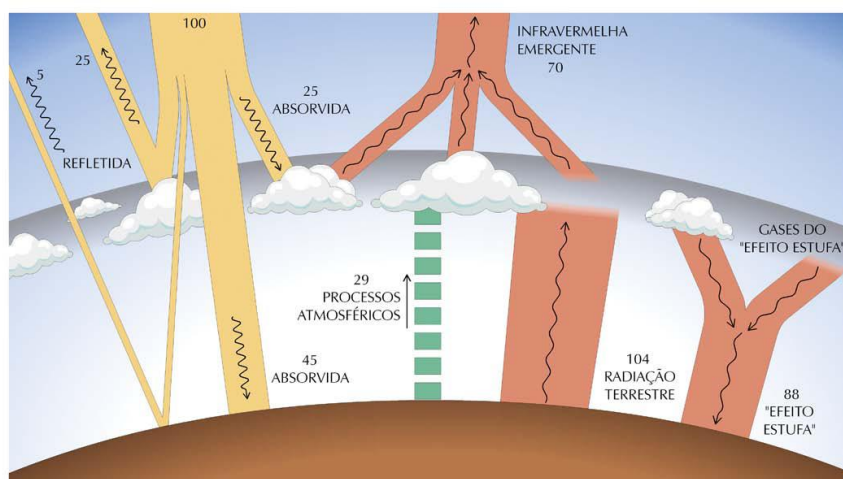


Figura 9.1: Diagrama simbólico dos processos de interação da radiação solar com a atmosfera terrestre.¹

O aproveitamento direto desta fonte de energia pode ser realizado de forma passiva ou ativa, como é apresentado na Figura 9.2. Sob a forma passiva, tem-se a arquitetura bioclimática, que consiste em harmonizar as construções ao clima, vegetação e hábitos de consumo regionais, levando a uma melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis. Isso não se restringe aos aspectos arquitetônicos, pois é importante também o desenvolvimento de novos materiais de baixo conteúdo energético e de sistemas e equipamentos utilizados na construção adequados à luminosidade, aquecimento de água, circulação dos ventos, climatização do ambiente, conservação de alimentos etc. As formas ativas de aproveitamento solar são descritas a seguir. Elas serão o foco deste estudo, que visa proporcionar um melhor entendimento de cada uma delas sob os aspectos tecnológico, econômico, político e social.

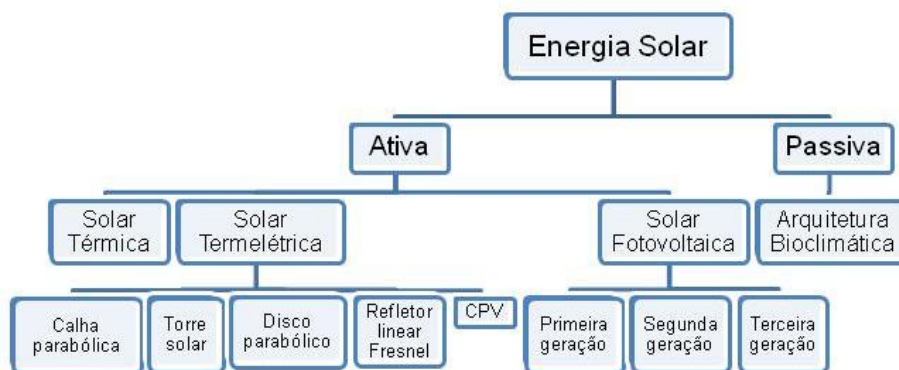


Figura 9.2: Distribuição do aproveitamento solar.

Na Figura 9.3, tem-se um mapa da insolação média na Terra.

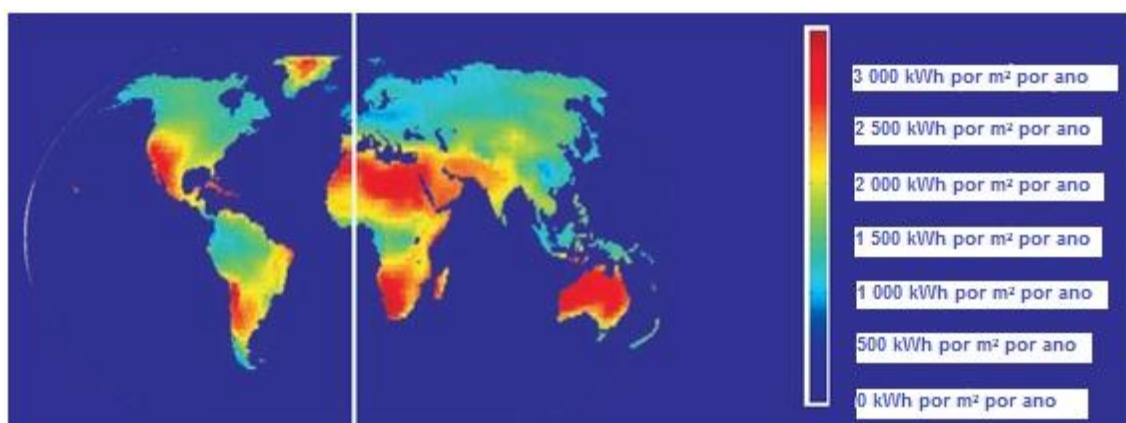


Figura 9.3: Insolação média da Terra.²

A radiação direta é aquela que faz com que os objetos tenham sombra. A radiação difusa é aquela que é refletida e/ou difundida por elementos atmosféricos antes de atingir o solo. Para os dispositivos concentradores, apenas a radiação direta é utilizada, de modo que nuvens, relevo acidentado e vegetação densa podem afetar consideravelmente o desempenho de uma planta solar. A medição da radiação solar, tanto da componente direta como da componente difusa, é de fundamental importância para uma penetração crescente e acentuada da tecnologia solar no país, e para isso são usados diversos instrumentos, como piranômetros, pireliômetros, heliógrafos e actinógrafos. Cada um deles apresenta uma faixa de precisão que deve ser conhecida e normas técnicas de medição a serem seguidas.

9.1 Situação no Brasil

O Brasil encontra-se próximo à linha do Equador, de modo que a duração solar do dia – período de visibilidade do Sol ou de claridade – varia pouco durante o ano. As maiores variações ocorrem no Rio Grande do Sul. A média anual de energia incidente na maior parte do Brasil varia entre 4 kWh/m².dia e 5 kWh/m².dia.

O *Atlas Brasileiro de Energia Solar*,¹ lançado em 2006, faz estimativas da radiação solar a partir de imagens de satélites. Como resultado, o *Atlas* identificou a região de valor máximo de irradiação solar global, localizada ao norte da Bahia, próximo à fronteira com o Piauí (6,5 kWh/m²) e a região de valor mínimo, no litoral norte de Santa Catarina (4,25 kWh/m²). É importante ressaltar que todas as regiões do território brasileiro apresentaram potenciais superiores aos da maioria da União Europeia, onde os incentivos em energia solar são amplamente disseminados.

Minas Gerais, conforme levantamento da Cemig de 1987, apresenta níveis relativamente elevados de radiação solar. Variam em valores próximos aos encontrados nas regiões mais favoráveis do mundo (faixa de 5 a 7 kWh/m²/dia). Destacam-se as regiões do Triângulo, Noroeste e Norte do estado, associadas às baixas latitudes e menores nebulosidades. O estado caracteriza-se por verões nublados, com altos níveis de precipitação pluviométrica e invernos secos e de céu claro (radiação diária praticamente constante durante todo o mês), fazendo com que os níveis médios de radiação solar apresentem boa regularidade sazonal com pequena oscilação durante o ano. Na Figura 9.4, é apresentado um mapa de radiação solar do Brasil.

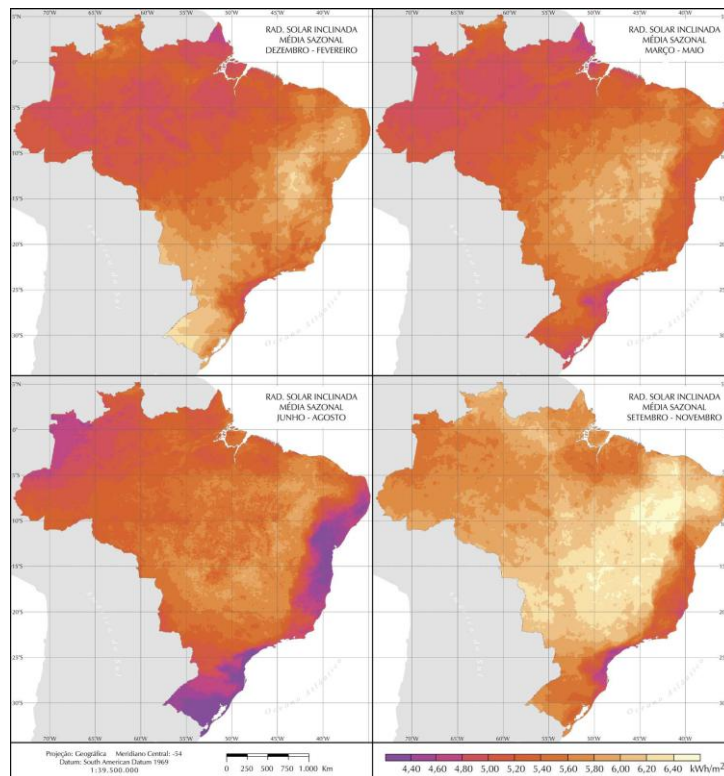


Figura 9.4: Radiação solar inclinada média sazonal¹.

9.1.1 Energia solar térmica: aquecimento solar e concentração

Com relação à energia solar aplicada ao aquecimento, um grande benefício do uso dos coletores planos em processos que exigem água quente está na economia no uso dos energéticos convencionais como a eletricidade, utilizada principalmente em aquecedores e chuveiros elétricos. Na Figura 9.5, é possível observar o impacto que há para o sistema elétrico, tendo como principal reflexo a exigência de altos investimentos para que o sistema elétrico suporte a demanda de água quente, dada principalmente pelo chuveiro elétrico. O uso de coletores solares planos, em substituição aos chuveiros elétricos, tem demonstrado ser uma excelente alternativa, já que os investimentos totais necessários são, normalmente, inferiores aos despendidos para o aquecimento elétrico da água.



Figura 9.5: Impacto de equipamentos e eletrodoméstico na demanda de energia.

Apesar de ser um dos mais simples aproveitamentos da energia solar, o coletor solar ainda não está disseminado no Brasil. O maior mercado ainda é o residencial de alta renda. Uma das explicações para isso é o uso intensivo de chuveiros elétricos de alta potência e de baixo custo, estimulado por uma estrutura tarifária de energia elétrica que cobra apenas a energia gasta nas residências, independente da potência elétrica do chuveiro e do momento do consumo. A cidade brasileira mais adiantada na adoção de sistemas de aquecimento solar de água – inclusive em edifícios altos, residenciais e comerciais – é Belo Horizonte, Minas Gerais. Nesta cidade, desde 1985 a concessionária de energia elétrica, Cemig, junto com empresas e universidades locais, estuda o emprego da tecnologia como alternativa à energia elétrica para a produção de água quente.

O aquecimento solar térmico no País também tem papel social, pois o governo facilita a sua instalação em habitações populares. Com isso, as famílias de baixa renda economizam valores substanciais em suas contas de energia.

Estudos para a implantação de plantas do tipo solar térmico no Brasil foram realizados há alguns anos. Um dos estudos foi feito para a instalação de uma usina na cidade de Januária, região norte de Minas Gerais, com nível elevado de radiação solar direta, um dos maiores da região Sul/Sudeste do Brasil. O estudo demonstrou viabilidade técnica da implantação, mas inviabilidade econômica dentro da atual realidade do setor elétrico nacional. Os principais motivos dessa inviabilidade são os custos atuais da energia elétrica, o custo elevado do campo de coletores solares concentradores e a necessidade de um combustível complementar para suprir os momentos sem insolação. A primeira iniciativa nessa área foi a usina termelétrica solar, resultante de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D no âmbito Cemig/Aneel), está implantada no Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – Cefet-MG. Trata-se de uma unidade experimental de 10 kW desenvolvida em parceria com a Cemig desde 2008³, com objetivo exclusivo de obter informações para pesquisa.

9.1.2 Energia Solar Fotovoltaica

A dependência de importações de painéis fotovoltaicos e de equipamentos mais sofisticados como controladores e inversores deixa o país relativamente vulnerável para a expansão deste serviço para a população ainda sem energia elétrica e é um complicador adicional para as concessionárias. Outro fator limitante de aplicação é que os equipamentos não têm padronização elétrica e física. Os painéis solares normalmente são certificados pelas instituições internacionais quanto a sua resistência contra intempéries e garantia da sua integridade elétrica, porém as suas dimensões, métodos de fixação e conexões elétricas não são padronizadas. Controladores, inversores e luminárias são igualmente complicados de intercambiar em caso de troca do equipamento de outro fabricante, por exemplo. Para as concessionárias, esses últimos fatores podem ser os entraves mais graves, porque elas deverão garantir o funcionamento dos sistemas durante 25 anos, e isso pode se tornar inviável com as restrições impostas.

O Brasil possui grandes jazidas de quartzo de qualidade, além de um grande parque industrial que extrai esse mineral e o beneficia, transformando-o em silício grau metalúrgico com uma produção em torno de 200 mil toneladas ao ano. Pesquisas em desenvolvimento no Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) apontam uma nova maneira de obter silício grau solar (SiGS), utilizado na confecção de células fotovoltaicas. Trata-se da rota metalúrgica, alternativa à produção tradicional desse

tipo de silício, que daria ao Brasil, país não produtor de SiGS, a chance de entrar nesse ramo do mercado.

A empresa Heliodinâmica é a única indústria nacional de módulos fotovoltaicos, e está localizada no estado de São Paulo. Essa empresa produz os módulos fotovoltaicos, entretanto não produz o silício grau solar. Mas existem diversas iniciativas de produção e purificação de silício (por exemplo: CETEC/MG e produção de painéis solares (PUC/RS).

9.2 Aquecimento solar

Os coletores solares são aquecedores de fluidos e são classificados em coletores concentradores e coletores planos em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar. O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final. Os sistemas solares térmicos permitem a conversão de energia solar em energia térmica, com desenvolvimentos distintos em função da gama de temperaturas necessárias. Para temperaturas abaixo de 90°C, são usados coletores planos e objetiva-se o aquecimento de água para uso doméstico, para fins industriais e apoio a sistemas de ar-condicionado, enquanto temperaturas médias e altas têm como finalidade a produção de vapor para fins industriais, assim como a produção de energia elétrica. Na Figura 9.6, é apresentada uma ilustração deste equipamento.

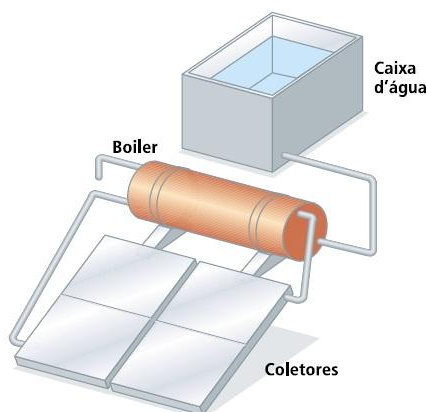


Figura 9.6: Ilustração de um sistema solar de aquecimento de água.

A eficiência térmica do coletor solar se reduz na medida em que aumenta a diferença de temperatura entre o coletor e o ambiente. A estimativa dessa eficiência é complexa porque envolve um número muito grande de variáveis. Dentre elas podem-se citar os materiais utilizados na fabricação, o tipo de superfície absorvedora, a intensidade da radiação solar, o número de coberturas transparentes, o tipo e a espessura do isolamento térmico, as temperaturas de trabalho etc. Normalmente, nas aplicações práticas, costumam-se fixar determinados parâmetros e, em função desses elementos, prepara-se um gráfico de Eficiência vs. Temperatura.

Em todo o mundo, 41 países representam os principais mercados da energia solar térmica, com um total de 141 milhões de metros quadrados de coletores solares instalados (ano base 2006). Há um grande potencial de crescimento do aquecimento solar de água nos países desenvolvidos, uma vez que cerca de 20% de toda a energia consumida em uma residência são usados no aquecimento de água. Nos outros países, esse potencial também é alto devido à possibilidade de fabricação local e barata dos coletores/refletores solares.

9.3 Produção de energia

9.3.1 Solar termelétrica

Os primeiros registros da aplicação de um mecanismo com o objetivo de concentrar os raios solares datam da famosa invenção composta por espelhos de Arquimedes, em 212 a. C., que teria conseguido incendiar navios ao longe. Já entre 1860 e 1880, os matemáticos franceses Mouchot e Pifre propuseram e desenharam a primeira máquina a vapor solar. Esse trabalho foi continuado por engenheiros pioneiros como John Ericsson ao final do século XIX e outros a partir do século XX.

O conceito básico da concentração solar termelétrica (CSP, do inglês *Concentrating Power System*) é simples: espelhos ou lentes concentram a energia dos raios solares para aquecer um receptor a altas temperaturas, tipicamente entre 400 e 1000°C. Esse calor é transformado primeiramente em energia mecânica e em seguida em eletricidade. A flexibilidade das centrais solares termelétricas aumenta a confiabilidade do sistema, dada a sua capacidade inerente de armazenar energia térmica por curtos intervalos de tempo para, então, convertê-la em eletricidade, o que não acontece em sistemas solares fotovoltaicos. Quando combinada com um sistema de armazenamento térmico, essas plantas continuam a produzir eletricidade mesmo quando o tempo se torna muito nublado ou após o pôr do sol. Também é realizada a operação de sistemas híbridos, nos quais outros combustíveis podem produzir energia despachável em um sistema de reserva (*backup*).

Uma planta CSP trabalha basicamente como qualquer usina térmica. A diferença é que ela utiliza a energia solar para produzir o vapor que movimenta a turbina e o gerador. É adequada para operar na base ou modulando, com a potência gerada sendo alimentada na rede elétrica. O local escolhido para sua implantação é muito importante: deve haver muito espaço aberto para o posicionamento dos espelhos e muita disponibilidade de irradiação solar. O ciclo de potência de uma usina termelétrica solar é, em muitos casos, idêntico ao de qualquer outra usina termelétrica. A maioria das plantas CSP baseia-se no ciclo *Rankine*, que utiliza vapor de água ou gás como fluido de trabalho, com caldeiras e turbinas a vapor como componentes principais. Esse ciclo tem aplicação comercial vasta para geração convencional, como aquela baseada na queima de carvão e biomassa. É muito eficiente para temperaturas de até 800°C. Turbinas a gás baseadas no ciclo *Brayton* são usadas em alguns sistemas com torres solares e discos parabólicos. Em alguns casos, são usados motores *Stirling*, para módulos de menor escala, como discos parabólicos.

Há uma variedade de formatos de espelhos, mecanismos de rastreamento do Sol e métodos para prover energia confiável, porém todos se baseiam nos mesmos princípios. Plantas típicas operam entre 50 e 280MW. Sua classificação é feita de acordo com os dispositivos concentradores e receptores de energia, como é mostrado a seguir, cujas características aplicativas são descritas na Tabela 9.1.

- a) Calhas parabólicas (ou cilindro parabólico);
- b) Torres solares;
- c) Discos parabólicos;
- d) Refletores lineares Fresnel;
- e) Concentração fotovoltaica (CPV - *Concentrating Photovoltaics*).

Tabela 9.1: As quatro famílias de tecnologias CSP.³

Tipo de Receptor		Foco Linear Coletores rastreiam o Sol em um único eixo e concentram a radiação em um receptor linear. Isso facilita o mecanismo de rastreamento do Sol.	Foco pontual Coletores rastreiam o Sol em dois eixos e concentram a radiação em um único receptor pontual. Isso permite que se atinjam temperaturas mais altas.
Fixo	Receptores fixos são dispositivos estacionários que se mantêm independentes do dispositivo de rastreamento do Sol. Isso facilita o transporte do fluido aquecido à planta de geração de potência.	Refletores lineares tipo Fresnel	Torres Solares
Móvel	Receptores móveis se movem juntamente com o dispositivo concentrador. Para ambos os tipos de foco, os receptores móveis coletam mais energia.	Calhas Parabólicas	Discos Parabólicos

Os espelhos concentram a luz de 25 a 3.000 vezes. A concentração máxima da luz solar (46.200 vezes) em um corpo absorvedor perfeito teoricamente levaria à temperatura média da superfície do Sol, de aproximadamente 5.500°C. Entretanto o trabalho a uma temperatura deste valor ainda possui restrições materiais. Um ciclo térmico operando entre essa temperatura e a ambiente (20°C) teria uma eficiência máxima teórica de 94,9% para a conversão de calor em eletricidade. Na prática, a eficiência atinge um terço desse valor, devido às perdas na reflexão e na absorção pela atmosfera, às restrições de temperatura dos materiais e perdas térmicas nos coletores e no ciclo térmico.

A conversão de energia solar em calor e depois em eletricidade tem a desvantagem da perda termodinâmica da energia disponível, mas tem a vantagem de que superfícies refletoras simples e de baixo custo e tecnologias bem conhecidas podem ser utilizadas. Ciclos térmicos de potência têm sido exaustivamente investigados e desenvolvidos desde o início da industrialização. O uso dessa tecnologia também tem o foco óbvio de obtenção de benefícios a partir de avanços anteriores. Um problema de usar o Sol como fonte de energia é que a luz não chega à Terra com um ângulo fixo, devido ao movimento de rotação, o que significa que sistemas que concentram a luz requerem unidades de rastreamento da trajetória do Sol. Isso leva a um decréscimo da cobertura da área, no sentido de permitir o movimento dos coletores e de evitar que eles façam sombras uns sobre os outros. Consequentemente, um sistema com alto nível de concentração vai requerer equipamentos mais caros de rastreamento do Sol e vai utilizar área com menor eficiência.

Uma planta CSP é constituída de quatro partes principais que serão descritas a seguir: coletor (refletor), receptor, transferência de calor/armazenamento e ciclo de potência, como pode ser visto na Figura 9.7.

Para a transferência de calor do receptor para a turbina e o gerador, algum meio deve ser usado. Esse meio não necessariamente deve ser aquele que alimenta o ciclo de potência, pois as especificações para cada finalidade podem ser distintas. São usados, por exemplo, vapor de água, ar, óleos sintéticos e sais fundidos sobretudo baseados em NaNO_3 .

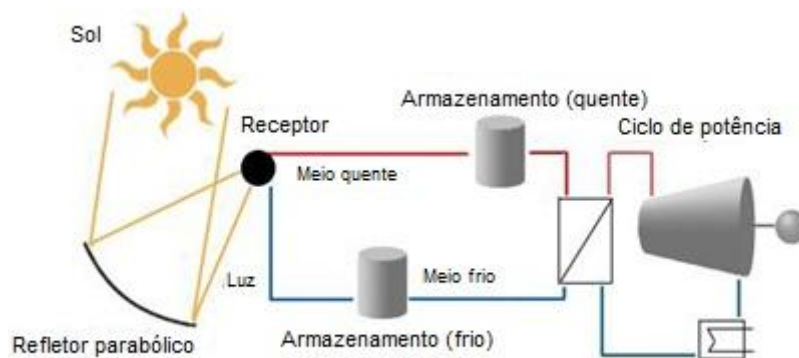


Figura 9.7: Conceito básico de uma CSP. Sistema com dois tanques de armazenamento e sistema de geração de potência por vapor. Outras configurações também são possíveis.⁴

Sais fundidos apresentam inúmeras vantagens: alta densidade, alto calor específico e baixa reatividade, baixa pressão de vapor e o fato de não mudar de estado físico durante o aquecimento. Os sais mais usados geralmente solidificam a temperaturas próximas de 220°C e devem então ser mantidos acima desse valor, ocasionando perdas térmicas que precisam ser consideradas e controladas. Uma desvantagem é que o uso de tais sais está em fase de desenvolvimento e aprendizado, portanto sua aplicação ainda é baixa. Seu uso é adequado para as plantas com torres solares, diretamente como meio de transferência de calor e de armazenamento, ou calhas parabólicas apenas como meio de armazenamento.

Muitas plantas baseadas em calhas parabólicas utilizam óleos sintéticos como meio de troca. Óleos são mais simples de lidar, porém não permitem que temperaturas mais altas sejam atingidas. O vapor de água tem a vantagem de poder ser usado diretamente no ciclo de potência, sem as perdas e gastos associados aos trocadores de calor, porém há a desvantagem de que todo o sistema coletor de radiação/calor deverá operar com pressões elevadas e também por ser um sistema mais difícil de controlar, uma vez que a água muda de fase durante o aquecimento. O ar facilita as tentativas de se atingir altas temperaturas e eficiências, porém requer o uso de grandes volumes.

O armazenamento de energia térmica é usado principalmente quando se tem sais fundidos ou óleo sintético como fluido de troca de calor. Pode ser realizado de diferentes formas, de acordo com a participação que uma planta CSP deve ter na matriz energética e com a forma com que a energia será despachada. Esse armazenamento tem a função de fornecer energia para a rede continuamente, de forma a eliminar as variações de curto prazo, como aquelas devidas à passagem de nuvens. Recentemente, operadores começaram a introduzir as unidades de armazenamento térmico no projeto das plantas CSP. O princípio dessa tecnologia é simples: ao longo do dia, o excesso de calor é direcionado para materiais armazenadores. Após o pôr do Sol, essa energia pode ser liberada para o ciclo de vapor, e a planta continua a produzir eletricidade. A Figura 9.8 indica uma combinação típica do sistema de geração termelétrica solar com sistemas de armazenamento.

A Figura 9.9 apresenta destacadas as regiões no mundo onde especialistas acreditam que a tecnologia CSP pode se desenvolver de forma economicamente viável.

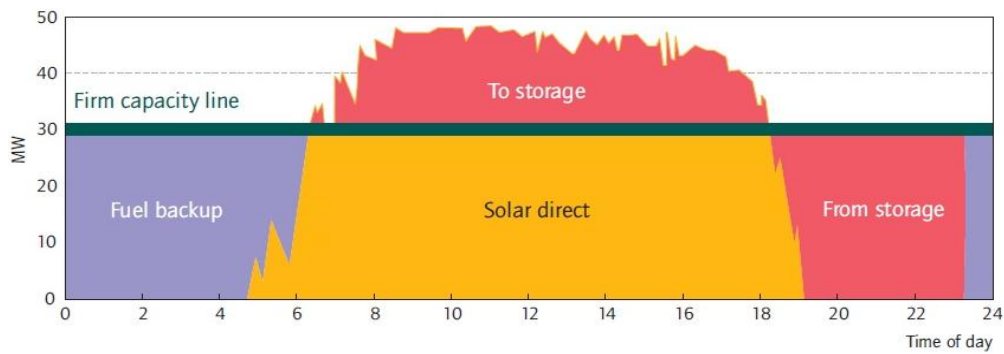


Figura 9.8: Combinação de armazenamento e hibridização em uma planta solar.²

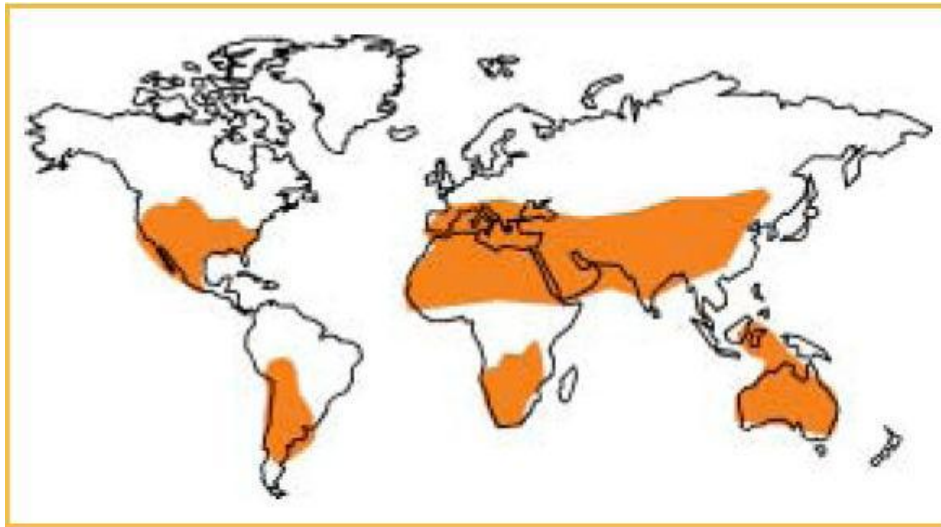


Figura 9.9: Regiões no mundo onde se acredita que os sistemas CSP são economicamente viáveis.⁴

As calhas ou cilindros parabólicos consistem em sistemas paralelos de espelhos curvos em uma dimensão para focar os raios solares. Esta tecnologia possui um fator de concentração de 70-100 vezes com rastreamento de eixo único, conforme aponta a Figura 9.10. Tais arranjos são enfileirados e podem ter mais de 100 metros de comprimento e uma superfície curva entre 5 e 6 metros de largura. A temperatura máxima de ciclo atinge 350-550°C, e a taxa de cobertura do terreno é de 30-40%.

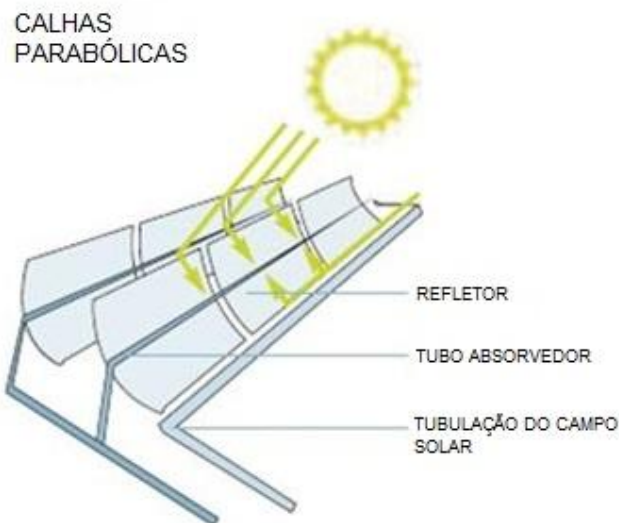


Figura 9.10: Ilustração da tecnologia de cilindro parabólico.²

Tubos de aço inoxidável (absorvedores) com um revestimento seletivo servem como receptores de calor. O revestimento é selecionado para permitir que os tubos absorvam altos níveis de radiação sem emitir muita radiação infravermelha. Os tubos são isolados termicamente em um envoltório de vidro a vácuo. Todo o conjunto (refletores e os tubos absorvedores) move-se com o sol, à medida que ele cruza o céu.

Todas as calhas parabólicas atualmente em operação comercial utilizam óleo sintético como fluido que transfere calor dos tubos receptores para os trocadores de calor, nos quais a água é pré-aquecida, evaporada e depois superaquecida. O vapor superaquecido gira a turbina, que aciona o gerador para produzir eletricidade. Depois de resfriada e condensada, a água retorna aos trocadores de calor.

Calhas parabólicas são a mais barata e mais madura dentre as tecnologias CSP e formam a maior parte das plantas comerciais. Sua eficiência de conversão de energia já chega a 21%. Muitas das plantas instaladas, entretanto, têm pouca ou nenhuma forma de armazenamento de energia e dependem de um combustível de reserva para manter sua capacidade. Uma alternativa importante que está sendo pesquisada e já obteve resultados favoráveis é a geração direta de vapor, que elimina o fluido térmico intermediário e gera a possibilidade de trabalhar a temperaturas mais elevadas com o consequente benefício em termos da eficiência do ciclo *Rankine* e com pressões elevadas, aumentando os desafios da engenharia.

Os refletores lineares Fresnel (LFRs) aproximam-se do formato parabólico das calhas parabólicas, porém pelo uso de longos espelhos enfileirados planos ou ligeiramente curvos, que refletem os raios solares em um coletor fixo linear com face virada para baixo. Um arranjo mais recente, conhecido como refletor compacto linear Fresnel (CLFR) usa dois receptores paralelos para cada fileira de espelhos e então necessita de menor área que as calhas parabólicas para produzir uma dada potência. A principal vantagem dos sistemas LFR em comparação às calhas, que necessitam de refletores curvados de alta precisão, é que seu arranjo simples de espelhos inclinados flexíveis e coletores fixos requerem baixos custos de investimento e facilitam a geração direta de vapor, eliminando a necessidade – e o custos – de fluidos e trocadores de calor. Plantas LFR são, no entanto, menos eficientes que as calhas na conversão de energia solar em eletricidade e é mais difícil incorporar unidades de armazenamento em seu projeto.

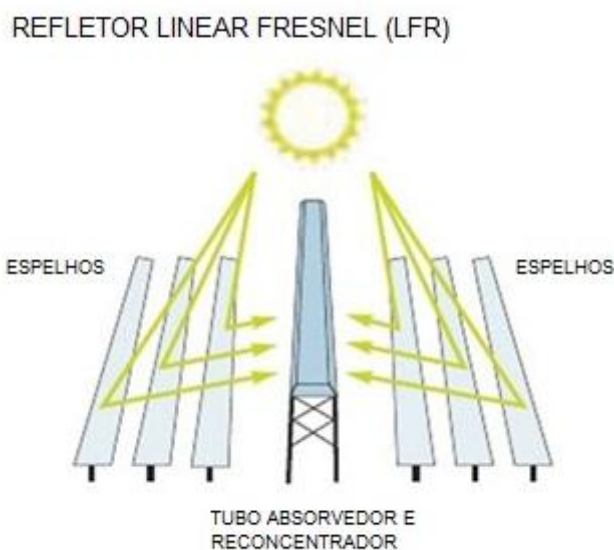


Figura 9.11:Refletores lineares Fresnel.²

As Torres solares, também conhecidas como sistemas de receptores centrais, utilizam milhares de pequenos refletores (chamados heliostatos) que dispõem individualmente de um sistema de rastreamento de dois eixos para concentrar os raios solares em um receptor central posicionado no topo de uma torre fixa, conforme ilustra a Figura 9.12. A concentração atinge níveis entre 600 e 1.000 vezes, com temperaturas máximas de ciclo variando de 800 a muito acima de 1.000°C. Algumas torres em aplicação comercial realizam a geração direta de vapor no coletor, outros utilizam sais fundidos tanto como fluido de troca de calor quanto como unidade de armazenamento. A potência concentrada na torre atinge temperaturas muito altas, aumentando a eficiência na qual o calor é convertido em eletricidade e reduzindo o custo de armazenamento térmico. A eficiência média de conversão atingida é de 25%, e a taxa de uso do terreno varia entre 20-22%.

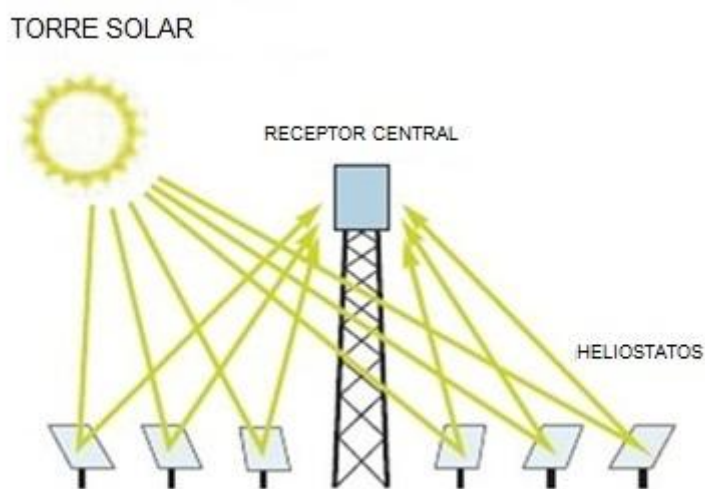


Figura 9.12: Torre solar.²

Alguns cuidados especiais devem ser tomados com os heliostatos. Por exemplo, o controle de rastreamento dos heliostatos é bastante rigoroso, pois heliostatos incorretamente posicionados podem originar pontos quentes no receptor, ocasionando danos irreparáveis. Também são tomadas medidas de controle com relação à velocidade do vento. Em velocidades de vento acima de 36 km/h, os heliostatos são posicionados verticalmente para evitar danos estruturais. Velocidades muito altas podem danificar as estruturas de suporte. A limpeza constante dos heliostatos é um ponto importante na operação da central, visto que a deposição de poeira pode reduzir drasticamente a eficiência de todo o sistema.

Em adição, esse conceito é altamente flexível; projetistas podem escolher dentre uma vasta variedade de heliostatos, receptores, fluidos de transferência e unidades de geração de potência. Algumas plantas são constituídas por várias torres que alimentam uma única unidade de potência. Torres solares já foram instaladas em unidades de demonstração na Espanha, Austrália e Estados Unidos, e lugares como Abu Dhabi também já têm projetos.

Os discos ou pratos parabólicos concentram os raios solares em um foco pontual colocado acima do centro de cada disco (Figura 9.13). O aparelho segue o Sol como um todo, com disco e receptor movendo-se em conjunto. A maioria dos discos possui um motor/gerador independente (tal como um motor *Stirling* ou uma microturbina) no ponto de foco. Esse arranjo elimina a necessidade de um fluido de troca de calor e de um sistema de resfriamento da água.

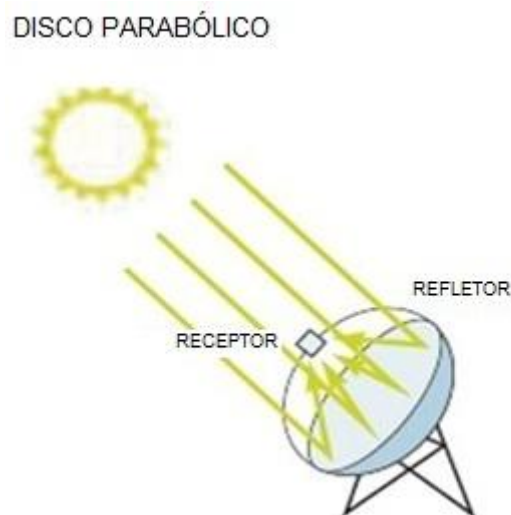


Figura 9.13: Discos parabólicos.²

Discos parabólicos apresentam a maior eficiência de conversão de energia solar a elétrica dentre as plantas CSP. O valor máximo já relatado é de 31,25% para motor *Stirling* e deve atingir valores entre 20-30% para microturbinas. A taxa de concentração é de 1.000-3.000 vezes. Vários aspectos – tamanho compacto, inexistência de água de resfriamento e baixa compatibilidade com armazenamento térmico e hibridização – colocam os discos parabólicos em competição com os módulos fotovoltaicos, especialmente quando há concentração (CPV), mais do que com as outras tecnologias CSP. Discos grandes, mostrados compatíveis com armazenamento térmico e com o uso combinado de combustíveis de reserva são exceção. Estudiosos afirmam que a produção em massa permitirá que os discos possam competir com sistemas maiores de geração solar termelétrica.

Cada um dos discos parabólicos é limitado em tamanho (tipicamente dezenas de kW ou menos) e produz eletricidade de forma independente, o que significa que centenas ou milhares de discos devem ser alocados em uma mesma área para criar uma planta de geração em larga escala. Em contraste, outros arranjos CSP podem ter capacidade que varia em uma larga faixa, a começar por 1 MW (o tamanho ótimo de calhas, LFR e torres, tipicamente varia entre 100 MW e 250 MW). Atualmente não há sistemas de discos parabólicos em operação comercial, mas há planos para construção de várias plantas cuja potência pode atingir os 750MW.

Alguns sistemas menores de concentração solar combinam receptores fixos com calhas ou, mais frequentemente, com discos parabólicos (chamados “discos Scheffler”). Eles são notavelmente usados na Índia em aparelhos de cozimento a vapor em instalações que servem milhares de refeições por dia. Discos também podem ser usados em processos que utilizam vapor pela coleta do calor em cada disco e alimentação em uma única unidade para produzir eletricidade. Essa opção é possível, porém ainda não é utilizada atualmente.

A integração de plantas CSP à rede traz grandes vantagens, visto que as perdas devidas ao armazenamento térmico são muito menores que as de outras formas existentes (incluindo bombeamento de água e baterias), tornando essa tecnologia mais eficiente e barata. Plantas CSP podem aumentar a capacidade da rede elétrica de absorver maiores parcelas de fontes de energias renováveis, como a eólica, aumentando, assim, sua flexibilidade.

O uso da água em uma usina termelétrica é necessário para os processos de resfriamento e condensação. Em uma planta CSP, esse valor é relativamente alto, em torno de 3.000L/MWh para calhas parabólicas e refletores lineares (similar a um reator nuclear), enquanto nas usinas a carvão, esse valor é de 2.000L/MWh e nas usinas de ciclo combinado gás natural, tem-se 800L/MWh. Torres solares necessitam de menor quantidade de água, que varia de acordo com a sua eficiência, e discos parabólicos são resfriados pelo ar ambiente, não necessitando de água de resfriamento.

O fornecimento de grandes quantidades de água para uma planta CSP é um grande desafio atual, uma vez que estas instalações geralmente se encontram em regiões áridas e semiáridas, ou seja, a água é um recurso valioso e constitui um fator limitante. O resfriamento seco (ar) é uma alternativa válida, porém é uma forma mais cara e que reduz a eficiência. Outro modo mais atrativo de resfriamento é o ciclo híbrido seco/molhado, que reduz o consumo de água sem comprometer significativamente a eficiência da planta.

9.3.2 Solar fotovoltaica

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839, primeiramente em eletrólitos líquidos, pelo físico francês Alexandre Becquerel. Em 1877, Fritts (EUA) observou a geração de corrente elétrica em tubos de selênio (Se), na primeira demonstração do efeito em sólidos. Quando a luz incidia na superfície de líquidos ou superfícies metálicas, elétrons eram liberados. Entretanto, não havia explicação para esse efeito bizarro. Na virada do século, Albert Einstein desenvolveu uma teoria que lhe rendeu um Prêmio Nobel da Física e criou a base teórica do efeito fotoelétrico. Os elétrons liberados, quando da incidência da luz, são atraídos para um polo positivamente carregado, criando uma corrente fotovoltaica. Einstein explicou esse fenômeno pela teoria contemporânea dos níveis de energia quantizada, desenvolvida por Max Planck. Essa teoria descreve a luz como sendo formada por pacotes de energia chamados fótons. Os fótons incidentes em metais ou semicondutores arrancam elétrons dos átomos.

Em meados de 1930, esses teoremas levaram ao surgimento de uma nova área da Física chamada de Mecânica Quântica, que conseqüentemente levou ao desenvolvimento de transistores nos anos 1950 e da eletrônica dos semicondutores. Em 1956, iniciou-se a produção industrial, dando prosseguimento ao desenvolvimento da microeletrônica. Nesse ano, a utilização de fotocélulas foi de papel decisivo para os programas espaciais, o que levou a um avanço significativo da tecnologia, com o aprimoramento do processo de fabricação, da eficiência das células e redução do peso. A eficiência inicial atingida pelas células era de 6%. Com a crise mundial dos anos 1970, as pesquisas intensificaram e se expandiram para além dos programas espaciais, com foco na utilização em meios terrestres. A eficiência de alguns tipos de células atingiu 13%.

Nos anos 1980, a indústria começou a amadurecer na medida em que se deu ênfase à fabricação e redução de custos. Novas tecnologias saíram das universidades e centros de pesquisa e entraram em fase de pré-comercialização, o número fabricantes e investidores cresceu, e nos anos 1990 surgiu a necessidade de aperfeiçoar também os componentes do sistema, como os inversores e dispositivos de rastreamento da trajetória do Sol.

As primeiras instalações de grande porte surgiram em países desenvolvidos nos anos 1980 com o objetivo de avaliar seu desempenho em duas aplicações distintas: em operação modular para abastecimento do sistema nos horários de pico e como fonte de geração distribuída para reduzir perdas de transmissão e distribuição. Essas opções se

mostraram atrativas pela facilidade de se combinar os módulos para criar uma planta de geração de potência que pode ser conectada à rede. Também podem ser usados sistemas híbridos que contam com uma bateria de reserva e um gerador que fornece energia nos casos em que a geração solar for ineficiente.

Uma aplicação que surgiu nos anos 1990 foi a construção de sistemas fotovoltaicos integrados à arquitetura das construções (janelas, fachadas e telhados) em unidades comerciais e residenciais que podem estar conectadas ou não à rede elétrica. Isso apresenta as vantagens de atender à exigência de área e de reduzir os custos, uma vez que diminuem os gastos com materiais que serviriam como base para os módulos fotovoltaicos. São produzidos industrialmente sistemas fotovoltaicos para implantação em superfícies planas e curvas, e os equipamentos de instalação dependem de a construção já existir ou ser um novo projeto e do material que servirá de suporte aos módulos. Vale ressaltar dois pontos importantes: primeiro, é mais eficiente integrar um sistema fotovoltaico às novas construções do que montá-lo depois do projeto executado, e segundo, os aspectos estéticos também devem ser levados em consideração.

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm sendo bastante utilizados em instalações remotas, possibilitando o surgimento de vários projetos sociais, projetos agropastoris, de estações de bombeamento para irrigação, eletrificação de cercas, iluminação pública e de comunicações. As facilidades de um sistema fotovoltaico tais como modularidade, baixos custos de manutenção e vida útil longa, fazem com que sejam de grande importância para instalações em lugares desprovidos da rede elétrica. Nesse caso de sistemas isolados, aconselha-se o uso de uma bateria de reserva.

A energia solar fotovoltaica (PV, do inglês *photovoltaics*) é a tecnologia que gera energia elétrica em corrente contínua a partir de semicondutores quando estes são iluminados por fótons presentes na radiação solar. Enquanto a luz incide na célula solar (nome de cada elemento individual do sistema fotovoltaico), há conversão de energia. Durante a noite e em condições nubladas, esse processo diminui e chega até mesmo a cessar. Células solares típicas têm cerca de 100 cm² de área e produzem três ampères de corrente a 0,5V. Elas são combinadas em série e em paralelo, formando módulos, para aumentar a corrente e a tensão, com valores de potência típicos entre 50-200 W. Tais módulos, combinados com uma série de outros componentes do sistema (inversores, baterias, componentes elétricos) formam um sistema fotovoltaico. As células solares não armazenam energia, mas o uso de baterias é aplicável para essa finalidade.

Esta tecnologia de produção de energia elétrica recebe grande quantidade de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D), cujo principal objetivo é a redução de custos, que ainda são muito altos quando comparados a fontes convencionais. Apresenta alta aceitação do público, sobretudo devido aos aspectos ambientais, e é considerada uma das mais apropriadas formas de levar eletricidade a populações dispersas em comunidades remotas.

Existem diversas tecnologias de células fotovoltaicas em desenvolvimento, classificadas de acordo com o material e suas características. As principais são:

- a) Primeira geração: silício cristalino;
- b) Segunda geração: filmes finos;
- c) Terceira geração: materiais orgânicos e nanoestruturados.

As células fotovoltaicas, as menores unidades de produção de energia, são formadas por um material semicondutor, tipicamente o silício, que é dopado com outros elementos que têm um elétron a mais ou a menos de valência, visando alterar a condutividade do material base. Por exemplo, se o silício é dopado com um elemento como o fósforo (um elétron a mais de valência), o material resultante é chamado

semicondutor tipo N. Em oposição, se o silício é dopado com um elemento como o boro (um elétron de valência a menos), tem-se um semicondutor tipo P com uma lacuna de elétron, um espaço vazio. Quando essas camadas de materiais tipo N e tipo P (junção PN) são postas em contato, elétrons livres do lado N passam para o lado P onde encontram os buracos que os capturam. Isso faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado P, tornando-o negativamente carregado e simultaneamente ocorre uma redução de elétrons do lado N, que o torna eletricamente positivo. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente, que dificulta a passagem de mais elétrons de um lado para o outro, em um processo que alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado N. Ao iluminar uma junção PN, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Se isso acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando, assim, uma corrente contínua (DC) através da junção; esse deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial à qual chamamos de Efeito Fotovoltaico e que flui para um circuito externo (Figura 9.14). Para diminuir a reflexão dos raios solares, deposita-se sobre a superfície um filme antirreflexo.

A principal matéria-prima utilizada na fabricação de células fotovoltaicas é o silício (Si), que constitui o segundo elemento químico mais abundante na crosta terrestre (o primeiro é o oxigênio) e tem sido explorado sob diversas formas: cristalino, policristalino e amorfo.

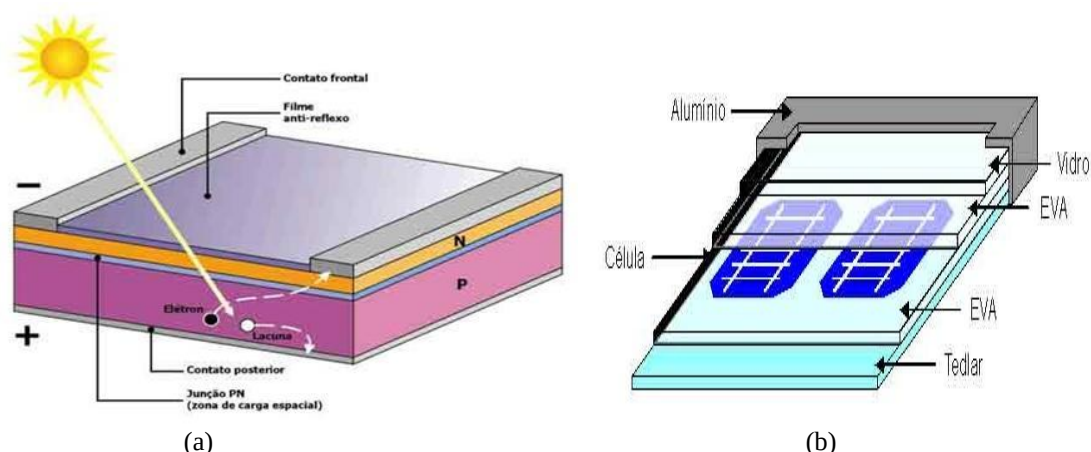


Figura 9.14: Diagrama (a) e constituição (b) de uma célula solar.⁶

O uso de unidades de armazenamento de energia é importante para reduzir a necessidade de uma fonte reserva de geração para atender à demanda extra que um sistema intermitente, como os que são baseados na energia solar, não consegue fornecer. A eletricidade não pode ser armazenada diretamente, de forma que deve ser convertida em outras formas de energia em baterias (química), bombeamento de água (gravitacional), ar comprimido e *flywheel* (“bateria eletromecânica”). Sistemas mais avançados tais como ultracapacitores, sistemas magnéticos supercondutores, baterias redox de vanádio estão em fase de desenvolvimento, porém ainda não atingiram viabilidade técnica e econômica.

Os sistemas híbridos são geralmente mais complexos, pois há a necessidade de maximizar a eficiência de entrega de energia para o usuário do conjunto de energias combinadas, que podem estar na forma eólica, motores diesel, fotovoltaica etc. Estes sistemas estão desconectados da rede e normalmente se destinam ao abastecimento de um número maior de pessoas, em sistemas de médio e grande porte.

O silício, em sua forma elementar, representa perigos quando se encontra na forma de um pó fino em contato com uma fonte de ignição. Já foram reportadas explosões de grande destruição e até mesmo fatais na indústria do silício. O material bruto do qual o silício é extraído, quartzo ou sílex, é um dos causadores da doença silicose quando trabalhado fora das normas adequadas, sem o uso de equipamentos de proteção. Silanos voláteis como o monosilano e os clorosilanos são extremamente reativos na presença de oxigênio ou água. Também são classificados como substâncias químicas perigosas, cujo manejo deve ser realizado com muito cuidado. Já as cadeias longas de silanos, polisiloxanos, assim como sílica amorfa são tidas como quimicamente inertes e não tóxicas. Assim, são amplamente usadas nas indústrias farmacêutica, de alimentos, e de cosméticos.

Novos materiais têm sido exaustivamente estudados como forma alternativa ao silício, sobretudo na área dos filmes finos na qual o silício amorfo se esquadra, com objetivos de reduzir custos e atender às dificuldades provenientes dos processos de fabricação e de purificação. Dentre os materiais usados na tecnologia de filmes finos, têm-se compostos à base de cobre, índio e selênio (CIS), à base de cobre, índio, gálio e selênio (CIGS) e à base de cádmio e telúrio (CdTe).

Cientistas afirmam que as inovações e rupturas tecnológicas são possíveis e podem até mesmo ser antecipadas. Novos materiais mais eficientes para absorver a luz solar, novas técnicas de captura de todo o espectro solar e novas abordagens baseadas em arranjos nanoestruturais podem revolucionar a tecnologia. Novos materiais que explorem filmes finos, semicondutores orgânicos, CSSP (do inglês, *dye-sensitized solar cell*) e nanocristais oferecem novas oportunidades de criar sistemas mais baratos, eficientes e robustos.

Aproximadamente 95% de toda a capacidade instalada ainda utilizam a primeira geração de desenvolvimento da área, ou seja, células de silício cristalino (c-Si), as quais são relativamente eficientes, porém muito caras. Há quatro tipos de silício cristalino que diferem entre si em relação ao nível de impurezas. O grau metalúrgico é o menos puro, seguido do químico, do solar e, por fim, do grau eletrônico, com maior nível de pureza. Tradicionalmente, o silício é extraído do quartzo da natureza na forma de cristal de dióxido de silício (SiO_2) e então desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado para fornecer o chamado silício grau metalúrgico, de pureza entre 98 e 99%. Nessa pureza, a célula é razoavelmente eficiente sob o ponto de vista energético e de custo. A expressão *silício grau solar* (SiGS) refere-se ao nível de pureza do silício que deve ser alcançado para que as células solares sejam eficientes, usualmente na faixa de 99,999 a 99,99999%. O processo de obtenção do SiGE atinge o maior nível de pureza entre os diferentes tipos de silício, algo como 99,9999999%.

A produção do SiM e do SiGE tem um impacto ambiental causado pelo alto consumo energético associado às emissões de, principalmente, CO_2 , NO_x e SO_2 . Contudo, deve-se destacar que esses aspectos negativos e o consumo de energia envolvidos na fabricação e instalação dos sistemas fotovoltaicos são revertidos pelo mesmo sistema (*payback time*) em cerca de apenas quatro ou cinco anos, na forma de um sistema de produção de eletricidade limpa por uma vida útil superior a 25 anos.

O processo de fabricação do silício monocristalino (mc-Si) é bem fundamentado, apesar de ser ainda de difícil automação. Para aplicação solar, esse silício deve ter, além da pureza adequada, uma baixa densidade de defeitos na rede. A purificação do silício apresenta elevado valor agregado, chegando o produto final a valer mais de 100 vezes o preço do silício grau metalúrgico atualmente exportado pelo Brasil.

Para se produzir o silício monocristalino, necessário para a indústria de microeletrônica são empregados dois processos: Crescimento Czochralski e Fusão Zonal Flutuante.

O processo *Czochralski* é o processo de fabricação do silício grau solar mais utilizado. Consiste na introdução de uma pequena quantidade de dopante no silício fundido, normalmente o boro, que é do tipo P. Com um fragmento do cristal devidamente orientado e sob um rígido controle de temperatura, é extraído do material fundido um grande cilindro de silício monocristalino levemente dopado. Este cilindro é cortado em fatias finas de aproximadamente 300µm, em um processo demorado, que resulta em perdas significativas de material. Após o corte e limpezas de impurezas das fatias, devem-se introduzir impurezas do tipo N de forma a obter a junção. Este processo é feito por difusão controlada, na qual as fatias de silício são expostas a vapor de fósforo em um forno cuja temperatura varia entre 800 e 1.000°C.

Dentre as células fotovoltaicas que utilizam o silício como material base, as monocristalinas são, em geral, as que apresentam a maior eficiência. As fotocélulas comerciais obtidas com o processo descrito atingem eficiência típica de até 15%. Se a luz é concentrada em tais células (CPV), a eficiência pode mais que dobrar, entretanto essa tecnologia é ainda emergente e começa a ser testada em plantas piloto para sistemas superiores a 100 kW, dadas as dificuldades e complexidades associadas à necessidade de rastreamento, estabilidade físico-química dos materiais, em especial as lentes concentradoras, e de eliminação do calor que também é concentrado, cuja presença acelera o envelhecimento/degradação dos materiais.

As células de silício policristalino (pc-Si) são mais baratas do que as de silício monocristalino, entretanto apresentam eficiência um pouco inferior. Ainda assim, a produção de silício policristalino superou a de silício monocristalino a partir de 1998. Até 2003, o silício de grau eletrônico (SiGE) era empregado majoritariamente na produção de semicondutores pela indústria microeletrônica, e o restante era utilizado pela indústria fotovoltaica. Com o aumento da demanda pela indústria fotovoltaica a partir de 2004, impulsionado pelos governos do Japão e da Europa para a produção de energia renovável, começou a faltar silício de grau eletrônico no mercado. Com isso, o preço do silício policristalino passou de 50 US\$/kg em 2005 para mais de 100 US\$/kg em 2008. A falta de silício empurra as empresas para o mercado livre, onde o preço pode chegar a 500 US\$/kg. Porém, até então, a única forma de obter-se silício policristalino era pelo mesmo processo de produção do silício monocristalino, o qual tem um custo muito elevado.

Existem hoje duas rotas possíveis para a obtenção desse silício (ambas descritas com mais detalhes a seguir):

- A própria rota de obtenção do SiGE, denominada rota química (também chamada de processo Siemens), que tem sido motivo de pesquisas das empresas produtoras desse tipo de silício, para tornar o processo menos custoso e mais viável para a obtenção do SiGS.
- A rota metalúrgica, que permitiria obter o SiGS a um menor custo, diretamente a partir do silício grau metalúrgico (SiGM), que apresenta nível de impurezas mais elevado.

Atualmente, a maioria dos países produtores de SiGS utiliza o processo Siemens para obtê-lo. Devido à falta de silício para a produção de células solares e também ao seu alto custo, pesquisas em todo o mundo procuram novos métodos para se obter silício para célula solar, diretamente do silício metalúrgico, sem passar pelo processo Siemens. A *Elkem* (Noruega) anunciou que já produz este silício desde 2009, com uma redução de custo de 30 a 50% em relação ao processo Siemens. Este silício

estaria sendo utilizado pelas empresas *Q-Cells* e *Canadian Solar* para produção de células solares. A *Dow Chemical* anunciou a produção de um silício grau solar (*Dow Corning® PV 1101 SoG Silicon*) que, misturado com o silício policristalino de grau eletrônico, possibilita a fabricação de células solares com menor custo. A produção deste silício será, no Brasil, na antiga CBCC. A empresa *Timminco*, do Canadá, anunciou a produção de silício metalúrgico de grau solar (pureza: 99,99999%) que poderia ser utilizado puro ou misturado com silício grau eletrônico para a produção de células solares.

A produção de silício de grau eletrônico e de lâminas (*wafers*) é bastante concentrada e também verticalizada, pois alguns produtores (*Shell Solar*, *BP Solar*, *Solar World* e *Kyocera*) de silício de grau eletrônico pelo processo Siemens também passaram a fazer as lâminas.

A segunda geração de fotocélulas é formada pelos chamados filmes finos, que constituem na deposição de silício amorfo, disseleneto de cobre, gálio e índio (Cu(InGa)Se_2 ou CIGS), telureto de cádmio (CdTe) ou outros materiais semicondutores em camadas mais finas do que 1% da espessura das fotocélulas tradicionais ($1\text{-}3\mu\text{m}$) sobre um substrato de baixo custo usado como suporte estrutural como vidros, plásticos ou lâminas metálicas. Como referência, semicondutores típicos de filmes finos têm espessura 10 vezes menor que um fio de cabelo.

As vantagens dessa tecnologia incluem: menor gasto de material, potencial redução de custos de células e módulos, potencial redução de peso do sistema, menor gasto de energia na fabricação, potencial para fabricação de células flexíveis, técnicas de fabricação mais bem adaptadas à produção em massa. As principais desvantagens são que os filmes finos ainda apresentam eficiências inferiores e estão em um menor estágio de desenvolvimento do conhecimento e da tecnologia quando comparados às células de primeira geração ao silício, que adotou tecnologias já maduras da indústria eletrônica.

Filmes finos consistem em arranjos de 5 a 10 camadas diferentes superpostas, cujas funções incluem: redução da resistência, formação da junção PN, redução das perdas por reflexão e uma camada robusta para o contato e interconexão entre as células. O processo de fabricação é projetado para que cada camada seja depositada sequencialmente nos substratos que se movem, como em um processo contínuo.

Até então, registros apontam eficiências de célula na faixa entre 16 e 19%, e a eficiência do módulo fotovoltaico varia em torno de 13%. A produção vem aumentando rapidamente, na medida em que potenciais reduções de custos são idealizadas. Novos progressos indicam a possibilidade de substituição das células de primeira geração pelos filmes finos na indústria fotovoltaica, particularmente para uso do módulo integrado a materiais convencionais de construção, como em fachadas e na cobertura de telhados.

O silício amorfo (a-Si) apresenta alto grau de desordem na sua estrutura e pode ser aplicado aos filmes finos. Células de filmes finos apresentam a vantagem de utilizar menor quantidade de material quando comparadas às células de estrutura cristalina. Com isso, tem-se maior eficiência energética.

A utilização de silício amorfo para uso em fotocélulas tem apresentado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação. Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e podendo ser fabricado mediante deposição sobre diversos tipos de substratos, o silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo.

Mesmo apresentando um custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício; em segundo lugar, as células são afetadas por

um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, reduzindo assim a eficiência ao longo da vida útil. Por outro lado, o silício amorfo apresenta vantagens que compensam as deficiências acima citadas, a saber:

- Processo de fabricação relativamente simples e barato;
- Possibilidade de fabricação de células com grandes áreas;
- Baixo consumo de energia na produção.

Células de filmes finos de CdTe são a base dessa tecnologia importantíssima que causou grande impacto comercial na produção de energia a partir do Sol. Grandes áreas de módulos de filmes finos demonstram estabilidade de longo prazo, desempenho competitivo e a possibilidade de atrair capitais de investimento para produção em grande escala. Esse material surgiu na eletrônica em 1947 da reação de vapores de Cd e Te em uma atmosfera de hidrogênio. A geração de alta eficiência de células solares de CdTe é baseada no arranjo formado por CdTe do tipo P e CdS do tipo N. As propriedades elétricas desejadas são obtidas por tratamentos que incorporam impurezas específicas nas camadas de CdTe e CdS, tal como tratamentos de pós-deposição que introduzem CdCl_2 , O_2 e Cu no CdTe, que pode ativar ou passivar defeitos naturais da rede.

Células solares baseadas em Cu(InGa)Se_2 (CIGS) são consideradas as mais promissoras dentre os filmes finos para redução de custos e aumento da eficiência. Elas foram desenvolvidas a partir das células de CuInSe_2 (CIS), com a introdução do elemento gálio (Ga), apresentando propriedades mais interessantes. Altas eficiências já foram demonstradas em laboratório tanto para as células quanto para os módulos, atingindo valores para módulos de grandes áreas superiores a 12%. Além disso, tais células apresentaram excelente estabilidade de longo prazo em condições ambientes, resistência a altos níveis de radiação quando comparadas às células de silício e podem ser muito leves, apoiadas sobre substratos flexíveis, o que também é promissor para aplicações no espaço. O principal gargalo dessas células ainda é o alto custo de fabricação; entretanto há expectativas de redução que devem ser atingidas com o desenvolvimento da tecnologia e de como ela atende às necessidades de aumento da eficiência.

Embora parte da redução antecipada de custos de sistemas fotovoltaicos ocorra como resultado natural das melhorias tecnológicas e aumento do volume de produção, uma redução muito mais significativa é esperada no longo prazo devido a processos de ruptura dos fundamentos da tecnologia. Tal ruptura, baseada no uso de novos materiais e de nanotecnologia, representa a terceira geração do desenvolvimento fotovoltaico, a qual deve atingir eficiência bem mais alta que os valores típicos, aumentando de cerca de 15% para mais de 50%. Mais importante, a terceira geração deve reduzir as perdas energéticas comuns tanto às células convencionais quanto aos filmes finos. Por exemplo, a criação de células de multicamadas permitiria a absorção, por cada uma delas, de diferentes faixas do espectro solar. Alternativamente, frequências ópticas poderiam ser deslocadas dentro da célula para transformar o espectro de modo a aumentar a absorção. Provou-se que o uso de nanocristais produz mais elétrons por fóton de energia do que os materiais convencionais e que a energia de cada elétron pode ser coletada mais eficientemente. Em adição, progressos já foram alcançados na construção de nanoestruturas de carbono que poderiam levar a novos modelos de células fotovoltaicas de alta eficiência.

Um novo tipo de célula desenvolvido na Suíça em 1991 é conhecido por suas iniciais DSSC (*dye-sensitized solar cell*). Essa tecnologia é dita fotoeletroquímica. A célula é composta de um eletrólito encerrado em um “sanduíche” entre um anodo transparente, cuja superfície interior é recoberta por um pigmento fotossensível (corante

orgânico, natural ou sintético) e uma camada condutora. O dispositivo é comparável à fotossíntese das plantas, nas quais a clorofila tem papel de pigmento fotossensível. Sob o efeito da luz, os pigmentos são excitados e liberam elétrons, que são transmitidos pela solução iônica para a superfície condutora, com eficiências de conversão de aproximadamente 10% na célula. Entretanto, sob irradiação, frequentemente ocorre fotocorrosão do eletrodo na solução de eletrólito, resultando em baixa estabilidade da célula, de modo que os estudos recentes têm sido feitos visando desenvolver células mais estáveis. As expectativas são de que os custos de fabricação sejam relativamente baixos devido ao baixo custo dos materiais que compõem a célula e do processo em si. Um dos tipos de célula CSSP é formado por um pigmento sintético (*dye*), TiO_2 (dióxido de titânio) como semicondutor nanocristalino, solução de iodo como eletrólito, dois eletrodos de vidro com uma camada condutora e transparente (SnO_2) e grafite ou platina como catalisador. As principais características dessa tecnologia são:

- Alta eficiência de conversão, comparável à das células de silício amorfo são obtidas, e ainda podem superar os 10%;
- Baixo custo de fabricação: simplicidade do processo e baixo custo dos materiais que a compõem;
- Materiais abundantes: disponibilidade comercial dos materiais componentes;
- Potencial para a fabricação de células coloridas, adaptadas ao consumidor;
- Baixo potencial de poluição ambiental;
- Fácil reciclagem.

É importante notar que sistemas de concentração solar fotovoltaica (CPV) encontram-se na interface das duas formas de produção de eletricidade, a geração por concentração e a geração fotovoltaica, pois os mecanismos de rastreamento do Sol e de concentração podem ser estudados pelos princípios da CSP, mas a forma de conversão da energia usa os princípios físicos da geração fotovoltaica, ou seja, não há uma planta de geração de potência. A luz solar é concentrada por um refletor como nos sistemas CSP, ou por lentes Fresnel, porém uma célula fotovoltaica é usada para a conversão de luz em vez de um receptor de calor. Muitas características são similares aos discos parabólicos: aplicação modular em escala de 5-100kW, alta eficiência, rastreamento solar de dois eixos e ausência de armazenamento de energia.

Se as células solares são caras, poder-se-ia supor que a concentração da luz solar em poucas células reduziria os custos. Entretanto, duas condições devem ser analisadas. A primeira é que a superfície óptica que coleta a luz e a reflete à célula deve ser mais barata que a área de células que ela está substituindo. Isso é atingido se forem consideradas apenas tais superfícies. Entretanto, será necessário nesse caso, assim como para a concentração termelétrica, o uso de sistemas de rastreamento do Sol. A outra é que a eficiência das células sob a luz concentrada não deve diminuir substancialmente. Quanto a isso, observa-se que o aumento da eficiência é limitado devido ao aumento da resistência ôhmica, de forma que o sistema deve ser bem planejado para minimizá-las.

A concentração relativamente alta (até 2.000 vezes) significa que uma pequena quantidade de componentes fotovoltaicos é usada, em comparação aos sistemas fotovoltaicos convencionais (painéis planos), e constitui uma redução dos gastos com materiais. Tais sistemas devem operar com, no mínimo, 27% de eficiência, podendo atingir 40%.

Uma desvantagem com relação às plantas CSP é que as plantas CPV são mais sensíveis à luz concentrada, de forma que vários painéis ligados em série não terão desempenho maior do que a célula que recebe o pior índice de radiação. Assim, é necessário que a luz concentrada seja distribuída uniformemente pela superfície

receptora. Em alguns casos, isso pode ser atingido pelo uso de lentes secundárias combinadas. O uso de sistemas de refrigeração das células também é utilizado.

9.4 Custos

9.4.1 Coletores solares residenciais

Normalmente este tipo de sistema é considerado economicamente viável para a maioria dos consumidores residenciais que utilizam energia elétrica para o aquecimento de água, por exemplo, o chuveiro elétrico. O investimento inicial é relativamente alto, mas o tempo de retorno é normalmente de um a dois anos. O custo de um sistema básico para quatro pessoas com coletor de 4m² e reservatório de 400L situa-se na faixa de R\$1.500,00.

9.4.2 Solar Termelétrica

Embora os sistemas CSP atualmente requeiram investimentos de capitais mais altos do que outras fontes de energia, eles oferecem benefícios consideráveis no longo prazo devido aos gastos mínimos com combustíveis para reserva/hibridização. Além disso, os investimentos iniciais devem continuar caindo na medida em que a escala das plantas CSP aumenta, a competição cresce, a produção em massa se desenvolve e os financiamentos se tornam mais certos e constantes. No curto prazo, a economia das plantas CSP será mantida favorável tanto para cargas intermediárias e de pico quanto para carga de base.

O impacto do armazenamento nos custos de geração não é tão simples quanto pode parecer. Quando há armazenamento, além da complexidade técnica adicionada e da necessidade de um sistema de *backup* de aquecimento que evite a solidificação do sal de trabalho, os custos de investimento aumentam com o tamanho do campo solar e do armazenamento adicionado, porém o fator de capacidade e a energia fornecida anualmente também aumentam de forma que o custo da energia varia de acordo com o fator que mais pesa em cada caso.

Independentemente da situação, o principal mérito do armazenamento não é a redução dos custos da eletricidade, e sim aumentar o valor da planta pelo aumento da confiabilidade e pela possibilidade de prover energia despachável, o que permite que a planta solar possa competir com plantas fósseis, fornecendo energia na base do sistema em um futuro próximo. Na Figura 9.15, é apresentada a composição de custos para uma planta CSP.



Figura 9.15: Custos de investimento de uma planta CSP de calhas parabólicas de 50MW com armazenamento de 7 horas.

Para plantas de larga escala que utilizam calhas parabólicas no estado da arte, os custos de investimento variam de 4,2 U\$/W a 8,4 U\$/W, dependendo das condições e dos custos da terra, quantidade e distribuição do recurso solar e, mais importante, do tamanho da unidade de armazenamento e do campo solar. Plantas que não possuem armazenamento e que se beneficiam de excelentes condições de radiação solar situam-se na base dos custos de investimento. Espera-se que os custos de investimento por Watt sejam reduzidos em 12% para um aumento de capacidade de 50 MW a 100 MW em plantas com calhas parabólicas, e cerca de 20% no aumento até 200 MW. A tendência é que os custos associados à unidade de geração de potência, BOP (*balance of plant*, inclui os componentes do sistema de geração, como turbina, gerador etc.) e conexão à rede caiam de 20% a 25%, na medida em que a capacidade da planta dobre. Tais custos também devem reduzir devido ao aumento da competição entre os fornecedores de novas tecnologias. Custos de investimento para calhas parabólicas podem cair de 10% a 20% se a geração direta de vapor (DSG, *direct steam generation*) for implantada, o que permitiria temperaturas de trabalho mais alta e melhor eficiência de conversão. Fabricantes de turbinas devem desenvolver unidades voltadas especificamente para a indústria CSP. No total, custos de investimento podem reduzir de 30% a 40% na próxima década. Os custos de operação e manutenção (O&M) incluem a operação da planta, gastos de combustível de reserva ou hibridização, águas de alimentação e de resfriamento e manutenção da área. Uma planta típica 50 MW de calhas requer aproximadamente 30 empregados para a operação e 10 para manutenção da área. Custos de O&M foram estimados de 13 U\$/MWh a 30 U\$/MWh, incluindo gastos com combustível de reserva. Com o aumento das plantas, custos de operação e manutenção vão decair.

Os custos da eletricidade dependem principalmente da disponibilidade do recurso solar e variam de 0,200 U\$/kWh a 0,295 U\$/kWh para plantas de larga escala de calhas, tecnologia mais disponível no mercado atualmente.

Para as torres solares, os custos de investimento são mais difíceis de estimar, porém são geralmente mais altos do que aqueles para calhas parabólicas. Entretanto, um aumento da eficiência, passando de 15% e atingindo 25%, permitirá uma redução de 40% no investimento em dispositivos solares específicos ou de 20% nos custos globais. A tendência recente em direção à produção em massa de espelhos planos pequenos e de alta precisão traz promessas de reduzir ainda mais os custos, na medida em que os problemas de baixa resistência ao vento e baixa precisão de concentração solar (que pode ser melhorada com auxílio de automação) sejam resolvidos. Os custos de investimento poderiam cair de 40% a 75% com a maturação da tecnologia, e os custos da eletricidade poderiam cair ainda mais. Especialistas preveem um grande potencial em países em desenvolvimento para fabricação local tanto de torres quanto de calhas, levando a custos ainda mais baixos para essas economias emergentes.

Nos Estados Unidos, o DOE (*Department of Energy*), em seu programa de desenvolvimento de tecnologias CSP, estabeleceu como objetivo o valor de 0,10 U\$/kWh até o ano de 2015 para abastecimento de cargas intermediárias do sistema e, em 2020, o valor de 0,05 U\$/kWh. De acordo com a evolução dos custos de eletricidade estimados, a competitividade com fontes fósseis deve ser atingida em 2020 para cargas intermediárias e em 2025 para a carga de base.

Custos para sistemas CPV são muito difíceis de estimar, dado que as experiências comerciais com essas tecnologias são muito raras ou inexistentes. Se estabelecida em larga escala, os sistemas CPV provavelmente poderão competir com sistemas convencionais de painéis fotovoltaicos planos. Há uma forte discussão e debate sobre as tecnologias CSP e PV (ou CPV). Enquanto a tecnologia CSP depende de escala

para tornar-se competitiva, pois quanto maior a planta menores são os custos, a tecnologia PV ou CPV tornam-se competitivas por evolução tecnológica e por meio da geração distribuída, pois eliminam-se os custos associados à aquisição de terreno e de conexão. Além disso, a expectativa é de que os custos de módulos fotovoltaicos tenham uma redução significativa de custos, juntamente com uma ampliação da sua eficiência; sendo assim, os custos de geração PV devem bater os custos de CSP. Há também que se considerar que os módulos fotovoltaicos fazem uso de radiação direta e difusa, produzindo energia mesmo em dias nublados. Em resumo, existe um cenário favorável à energia fotovoltaica e limitado para as tecnologias de CSP;

Na Tabela 9.2, é mostrada uma comparação entre as tecnologias CSP.

Tabela 9.2: Comparação das principais tecnologias CSP.²

Tecnologia	Eficiência anual de conversão	Ocupação do terreno	Água de resfriamento (L/MWh)	Armazenamento	Modo de reserva/híbrido	Perspectiva de avanços
Calhas parabólicas	15%	Alta	3.000 ou seco	Sim, mas ainda sem GDV*	Sim	Limitada
Refletores lineares Fresnel	8-10%	Média	3.000 ou seco	Sim, mas ainda sem GDV*	Sim	Significativa
Torres solares	20-35% (conceitual)	Média	2.000 ou seco	Depende da configuração da planta	Sim	Muito significativa
Discos parabólicos	25-30% (conceitual)	Baixa	Nenhuma	Depende da configuração da planta	Sim, mas em casos limitados	Através da produção em massa

*GDV: Geração Direta de vapor

9.4.3 Solar Fotovoltaica

A Figura 9.16 apresenta valores de custo em função da eficiência das principais matérias-primas e tipos de células fotovoltaicas existentes no mercado e em fase de pesquisa. A Tabela 9.3 apresenta as faixas de eficiência das principais tecnologias.

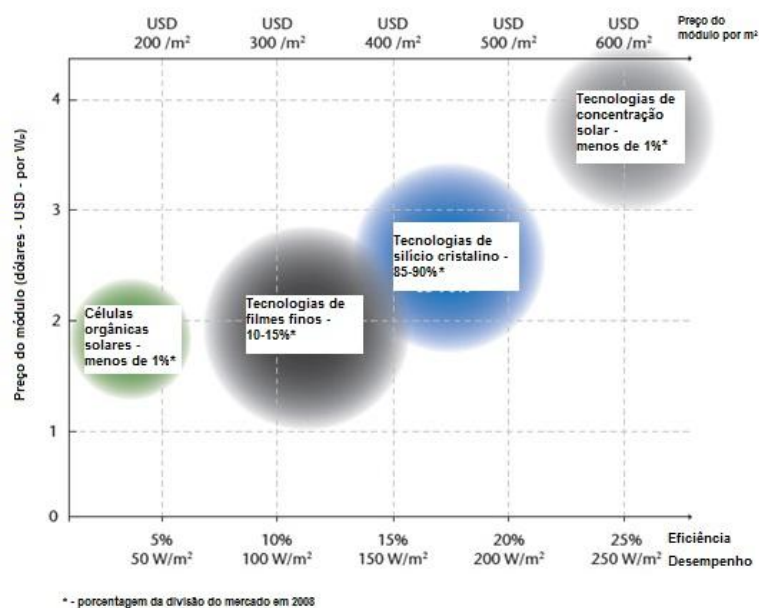


Figura 9.16: Desempenho atual e custos das tecnologias de módulos fotovoltaicos.2

Tabela 9.3: Valores atuais de eficiência de diferentes tecnologias atuais de módulos fotovoltaicos comerciais.⁵

Silício cristalino		Filmes finos		
sc-Si	mc-Si	a-Si; a-Si/ μ c-Si	CdTe	CIS/CIGS
14-20%	13-15%	6-9%	9-11%	10-12%

Na Figura 9.17, podem ser observadas as perspectivas de redução de custo da eletricidade gerada por fontes renováveis, com destaque para a acelerada redução de custos das fontes solares. O gráfico faz parte de um estudo realizado pela IEA e faz parte do documento *World Energy Outlook 2008*⁷.

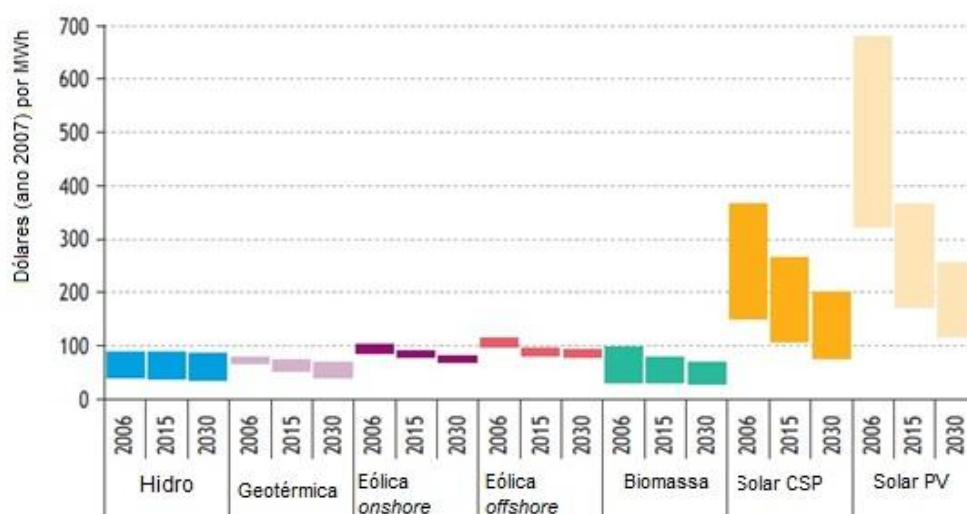


Figura 9.17: Custos projetados de produção de eletricidade por fontes renováveis.⁷

A Figura 9.18 traz as projeções de custo de investimento, elaboradas pelo mesmo estudo, para as fontes renováveis. As tecnologias solares, sobretudo a fotovoltaica, apresentam forte redução de custos, e ambas tornam-se comparáveis a algumas das outras fontes alternativas já no ano de 2015.

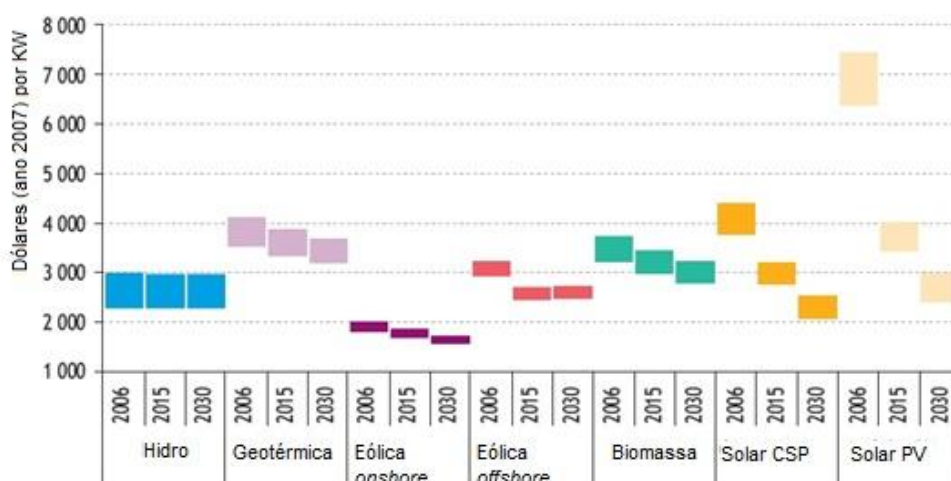


Figura 9.18: Custos projetados de investimento para fontes renováveis.⁷

Um dos fatores que impossibilitou a utilização da energia solar fotovoltaica em larga escala durante muitos anos foi o alto custo das células fotovoltaicas. As primeiras

células foram produzidas com o custo de 600 U\$/W para o programa espacial. Com a redução anual do custo, o aumento da eficiência e da produção em larga escala dos sistemas solares e com a valoração dos custos ambientais e sociais da geração centralizada, o sistema solar tende a se tornar economicamente competitivo em curto prazo. Em adição, ocorre também a ampliação dos mercados e o aumento do número de empresas que se voltam para a produção de células fotovoltaicas. No início dos anos 1990, o número de instalações fotovoltaicas cresceu em uma taxa de aproximadamente 15% ao ano. Esse crescimento acelerou e chegou a 30%/ano no final dessa década.

Em sistemas de geração distribuída, a energia solar PV elimina a necessidade de complexos sistemas de transmissão e distribuição, reduzindo drasticamente os custos de conexão do gerador à rede elétrica. Os altos custos de investimento representam, hoje, a principal barreira para a sua expansão no mercado. O custo de implantação da geração PV pode chegar a 5,0 vezes o custo de uma pequena central hidrelétrica (PCH), porém se for feita uma análise do custo da energia gerada durante a vida útil do sistema, de aproximadamente 30 anos, a energia fotovoltaica mostra-se apenas dez vezes maior para sistemas isolados e três vezes maior para geração interligada à rede elétrica. Ao serem agregados os impostos, custos ambientais e sociais, esta energia passará a ser economicamente competitiva em um futuro breve. Entretanto, para que essa tecnologia seja amplamente adotada em todo o mundo, devem-se reduzir os custos substancialmente, para que os subsídios não sejam mais necessários no futuro.

Devido aos altos investimentos de capitais, a forma como o financiamento é realizado afetará a viabilidade econômica e a acessibilidade dos sistemas fotovoltaicos ao consumidor final. As considerações financeiras podem ocorrer de forma bem diferente entre regiões desenvolvidas e subdesenvolvidas. Programas de financiamento das tecnologias fotovoltaicas começaram ao final dos anos 1980. A prática tem evoluído lentamente e até o momento atual ainda não se mostrou completamente bem estabelecida em muitos lugares. As experiências apontam que o financiamento terá um papel fundamental na criação e manutenção do crescimento de um mercado de demanda por sistemas fotovoltaicos. A indústria também vai necessitar de quantidades substanciais de capital para sustentar esse crescimento, que podem vir de programas de incentivo dos governos.

A tecnologia fotovoltaica está se tornando um fator de desenvolvimento em áreas rurais de todo o mundo, dado que 35% da população mundial (56% da população rural, totalizando cerca de 2 bilhões de pessoas) vivem sem o benefício de ter eletricidade disponível, fornecida por uma companhia energética. No caso do Brasil, pode-se afirmar que 60% do território contém apenas 2% da população, o que torna economicamente inviável o fornecimento de energia elétrica a esta população por meio do sistema interligado e atrativo o seu atendimento pela geração distribuída ou sistemas isolados. Outro fator de expansão da energia fotovoltaica são as políticas públicas de desenvolvimento sustentável e meio ambiente. Como resultado, observa-se um crescimento acelerado do mercado no Japão, Europa e nos Estados Unidos (com destaque para o estado da Califórnia).

Um estudo do custo da implantação de sistemas fotovoltaicos, publicado em 2005, analisou o preço de 47 sistemas isolados de 100 a 6.600 W, de 1987 a 2004, indicando que esses sistemas apresentam uma tendência de redução de preços de aproximadamente 1 U\$/W ao ano, com custos variando entre 7 e 10 U\$/W.

Outro estudo, publicado pelo Programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potência da IEA, confirma que os preços estão reduzindo ano após ano e indica que os sistemas isolados tendem a custar aproximadamente o dobro quando comparados com sistemas conectados à rede, por necessitarem de baterias e demais componentes associados. Em

2004, sistemas isolados de até 1 kW apresentam variação de preço de 9 a 25 U\$/W, sendo que o valor típico encontra-se em torno de 13 U\$/W. Sistemas maiores de 1 kW apresentam variação semelhante e preços ligeiramente menores. Para sistemas conectados à rede, os valores chegam a 6 U\$/W.

Considerando o valor típico de 13 U\$/W para sistemas fotovoltaicos isolados, este número, por si só, mostra-se extremamente antieconômico e não competitivo, quando comparado com o custo da implantação das demais fontes. Entretanto, a aplicação isolada apresenta a vantagem de evitar os custos de transmissão e, assim, poder competir de maneira mais nivelada com outras formas de geração. Se forem oferecidos, por exemplo, incentivos substanciais para a instalação dos módulos nos telhados das construções, tais sistemas podem se tornar competitivos. Os valores típicos de instalação no Brasil, tanto informados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) quanto publicados em um estudo da CESP e IMT, são apresentados na Tabela 9.4.

Tabela 9.4: Valores típicos de implantação de usinas geradoras de energia.⁸

Tipo de Geração	Custo de implantação ANEEL (U\$/W)	Custo de implantação CESP/IMT (U\$/W)
Termelétrica a diesel	0,40-0,50	0,35-0,50
Termelétrica a gás	0,40-0,65	0,35-0,50
Termelétrica a vapor	0,80-1,00	-
Termelétrica a ciclo combinado	0,80-1,00	-
Pequenas centrais hidrelétricas	1,00	-
Geração eólica	1,20-1,50	1,00
Geração fotovoltaica	-	5,00-10,00

Nos Estados Unidos, o DOE estima que os custos de instalação dos sistemas conectados à rede devem cair de 6,25 U\$/W em 2000 para 3,30 U\$/W em 2015, para atingir a meta de competir com as tecnologias de geração fóssil e nuclear. O resultado, de acordo com o DOE, seria a redução do preço da energia elétrica produzida dos atuais 0,25 U\$/kWh para 0,09 U\$/kWh, sem a necessidade de subsídios.

Os custos de geração da eletricidade em uma região a partir de sistemas PV dependem fortemente de dois fatores: a quantidade de radiação que incide anualmente (e o fator de capacidade associado) e a taxa de retorno ou de desconto. Essa tecnologia não apresenta partes móveis, então os custos com operação e manutenção (O&M) são baixos, estimados em 1% do capital de investimento por ano. Assumindo uma taxa de retorno de 10%, a produção de eletricidade em 2008 para aplicações de larga escala variaram de 0,24 U\$/kWh em localidades com alto índice de radiação solar (2.000 kWh/kW, ou seja, fator de capacidade igual a 23%) a 0,48 U\$/kWh em locais com radiação moderada (1.000 kWh/kW, correspondendo a um fator de capacidade de 11%). Os custos correspondentes de geração por sistemas residenciais variaram de 0,36 U\$/kWh a 0,72 U\$/kWh.

Um estudo de viabilidade realizado pelo instituto americano EPRI (do inglês, *Electric Power Research Institute*)⁹ identificou as principais ações e direções de pesquisa que devem tornar as tecnologias fotovoltaicas mais competitivas no mercado e viabilizar sua expansão. Pesquisas de ruptura foram apontadas como a primeira ação necessária para reduzir os custos e devem envolver o aumento significativo da eficiência de conversão sem aumentar os custos de produção. Uma direção de pesquisa promissora conta com o grupo chamado de “terceira geração”. Assume-se que ao menos um dos conceitos acima descritos da terceira geração de células fotovoltaicas deve atingir nível de comercialização nas próximas décadas, produzindo um aumento de três a cinco vezes na eficiência do módulo e um aumento dramático de competitividade.

O EPRI selecionou alguns itens que devem ser avaliados com esse objetivo de proporcionar tais rupturas tecnológicas, dos quais se destacam:

- Identificar as ações necessárias para se obterem reduções substanciais nos preços das fotovoltaicas (isto é, para reduzir o preço da eletricidade para valores abaixo de 0,05 U\$/kWh).
- Identificar as áreas da pesquisa mais propícias aos processos de ruptura de custos.
- Avaliar o estágio de desenvolvimento das tecnologias identificadas como de ruptura e prever os prazos antecipados para que elas se tornem viáveis no mercado.
- Definir como deve ser o apoio do governo e de programas de incentivo.

9.5 Impactos ambientais

O projeto, a instalação, a operação e a manutenção de sistemas fotovoltaicos isolados são, geralmente, simples, mas é necessário que todos os envolvidos estejam bem informados das características da instalação e das limitações da tecnologia. Isto é particularmente importante para o usuário, que deve estar consciente de que a quantidade de energia é limitada e que sua instalação tem características bem diferentes de uma ligação a uma rede elétrica convencional.

A manutenção dos sistemas consiste, principalmente, na limpeza periódica dos módulos (que inclui lavagem com água e detergente de uma a duas vezes por ano) e na substituição das baterias após cerca de três a quatro anos. Defeitos diversos podem ocorrer no controlador de carga, nos eletrodomésticos, conexões etc.

Nos casos de programas governamentais incentivados, é fator fundamental formar uma estrutura de manutenção que permita o funcionamento confiável dos sistemas, após a instalação. Geralmente, os sistemas estão em locais remotos e de difícil acesso nas comunidades, não se dispõe de pessoas com conhecimento sobre o assunto e o usuário, muitas vezes, não tem dinheiro suficiente para a aquisição de equipamentos de reposição, baterias e serviços. Além disso, equipamentos de corrente contínua não são usuais no comércio das regiões beneficiadas. Tendo em vista que o usuário sempre viveu sem eletricidade, deve-se evitar que, em casos de defeito e sem assistência externa, o equipamento seja abandonado.

Recomenda-se disseminar sistemas fotovoltaicos somente em municípios nos quais haja predisposição das prefeituras municipais ou de outras entidades para criar infraestrutura de serviços, com pessoal preparado e disponível para dar manutenção e orientação aos usuários. Essa infraestrutura inclui unidades para estoque de lâmpadas, baterias, controladores etc.

Quando o sistema é conectado à rede da concessionária de eletricidade, tem a particularidade de não necessitar de armazenamento de energia, pois toda a eletricidade produzida é fornecida à rede. Variam desde pequenos sistemas instalados em residências, a grandes centrais que geram vários MW de energia para o sistema elétrico local.

Riscos são classificados pela forma com que afetam trabalhadores da indústria PV, consumidores de sistemas PV ou próximos a eles e o público que consome o ar e a água próxima a uma planta PV. A população com maior potencial de riscos à saúde é a dos trabalhadores da indústria. Riscos muito baixos estão associados ao público, ao consumidor e ao técnico de instalação do sistema. Dentre as questões exclusivas da indústria PV mais estudadas estão a toxicidade potencial do semicondutor CdTe e o manejo correto dos gases AsH₃, SiH₄, GeH₄, PH₃, B₂H₆ e H₂Se, usados no crescimento das camadas de GaAs, a-Si (silício amorfo), a-SiGe e Cu(InGa)Se₂. A conclusão geral é que os módulos de CdTe não colocam em risco o público e que procedimentos que

garantam a segurança de uso dos gases listados acima já estão bem estabelecidos na indústria.

No caso do público e dos responsáveis pela instalação e a manutenção do equipamento, alguns cuidados devem ser tomados para evitar que ocorram choques elétricos e outros acidentes como queimaduras. Esses cuidados devem seguir padrões rigorosos de segurança, assim como qualquer outro sistema que lida com geração de altas tensões.

Em locais onde a ocorrência de descargas atmosféricas é comum, todo o sistema PV e o equipamento montado em ambiente aberto deve ser protegido com sistemas apropriados de para-raios e cobertura especial para evitar que todo o equipamento queime e seja destruído.

Outra questão importante é o que fazer com os módulos após a sua vida útil de 25-30 anos. Uma excelente estratégia é a reciclagem, que resolve tanto o problema de deixar materiais potencialmente perigosos expostos no meio ambiente quanto o da necessidade de exploração e refino de novos materiais da natureza.

De maneira geral, sob o ponto de vista ambiental, podem ser citados os seguintes impactos ambientais:

- Países que desenvolvem essas tecnologias podem reduzir sua dependência de fontes fósseis na produção de energia;
- A fonte de energia é vasta e essencialmente infinita;
- A energia solar, ao contrário das fontes fósseis, não precisa ser extraída, refinada, nem transportada para o local da geração;
- A captura da radiação solar não envolve emissão ou geração de matéria poluente ou de gases de efeito estufa, nem descarte de combustíveis radioativos, assim como também não há geração de ruído ou de subprodutos;
- A implantação de uma planta solar apresenta baixos impactos ambientais e sociais;
- Aplicações em sistemas de geração distribuída evitam gastos e impactos ambientais causados pelas linhas de transmissão em alta tensão, pois o local da geração (seja de calor ou de eletricidade) é próximo à carga;
- Como aspecto negativo, tem-se a demanda de grandes extensões de terra para a conversão de uma quantidade de energia elétrica ou de calor desejada;
- Outra desvantagem diz respeito às condicionantes inerentes à natureza intermitente da energia solar, como as alterações de luz ao longo do dia, a possível presença de condições climáticas desfavoráveis (chuva, nuvens) e a latitude do local. As formas de armazenamento da energia solar são pouco eficientes quando comparadas, por exemplo, aos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás), à energia hidrelétrica e à biomassa.

Os fatores de emissão de gases estufa em toda a cadeia de produção da eletricidade, a partir da tecnologia PV, variaram aproximadamente entre 25 e 40 g.CO₂ equiv. / kWh. Esses valores são mais baixos que as emissões por fontes fósseis, porém mais altos que todas as fontes renováveis, como indica a Figura 9.19.

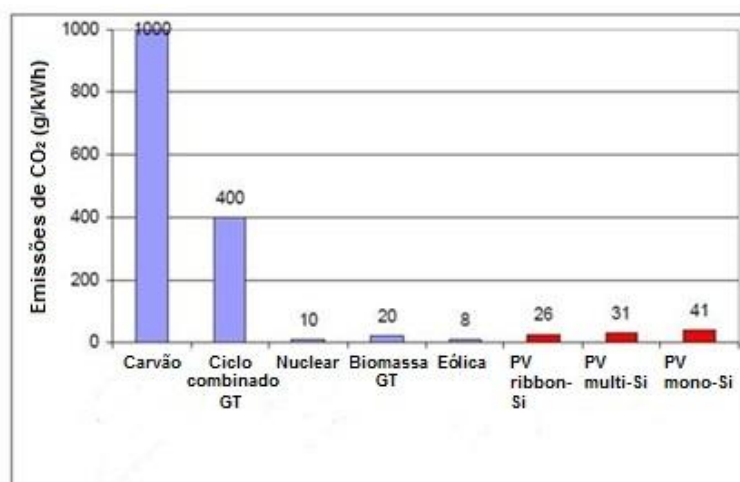


Figura 9.19: Emissões de gases estufa em todo o ciclo de vida por sistemas fotovoltaicos conectados à rede comparados a outras fontes.⁹

Os fatores que contribuem para tais níveis incluem a produção e purificação do módulo fotovoltaico e dos componentes do sistema, o tipo da tecnologia (Si cristalino, Si amorfo, etc.) e o transporte dos módulos.

Em um cenário moderado, o documento *Global Outlook 09 – Concentrating Solar Power*¹¹ estima que aqueles países que possuem os maiores recursos solares poderiam juntos evitar a emissão de 148 milhões de toneladas anualmente em 2020, aumentando para 2,1 bilhões de toneladas em 2050 com o uso de plantas CSP.

9.6 Pesquisa e tendência futura

As pesquisas atuais seguem as principais direções, visando ao desenvolvimento da tecnologia e à redução dos custos:

- Aumento da temperatura do ciclo de potência: O desafio então é aumentar a temperatura de entrada das turbinas CSP pela aplicação de tecnologias avançadas e pelo uso de novos materiais para a sua adaptação à aplicação solar.
- Aumento do fator de capacidade: as principais opções são os tanques de sais fundidos. Até certa capacidade de armazenamento, há viabilidade econômica, com a possibilidade de redução dos custos da energia produzida.
- Aumento da escala de produção e otimização: embora o conceito de plantas CSP seja antigo, elas ainda não se desenvolveram como as demais plantas comerciais, de modo que as expectativas de redução de custos são altas.
- Ciclos combinados/binários: se o ar é comprimido antes de ser aquecido, ele pode ser usado para alimentar uma turbina a gás e operar uma planta solar combinada. Ciclos CSP combinados com temperaturas máximas de 1.000°C já estão sendo investigados. Acredita-se que eficiências de conversão de 50% a temperaturas de entrada de 1.200°C são possíveis para ciclos combinados em desertos. Uma desvantagem é que o uso de ar como fluido de trabalho dificulta o armazenamento de energia. Eficiências ainda maiores podem ser alcançadas com ciclos binários, como álcalis metálicos fundidos. Entretanto, este uso ainda é ambiental e economicamente questionável.
- Sistemas híbridos: plantas híbridas CSP - fontes fósseis, aumentando a participação de fontes renováveis no setor energético. O gás natural já é usado como fonte complementar nos momentos em que a energia solar não é suficiente. Por outro

lado, a fonte fóssil (gás) pode viabilizar o investimento e promover a transição entre o modelo econômico atual e uma economia livre de carbono.

- Pequenos sistemas de heliostatos: aumentar o desempenho ótico dos heliostatos e fazê-los durarem mais. Sabe-se que heliostatos grandes são mais afetados por ventos fortes, requerem motores robustos e estruturas rígidas para manter a forma correta de reflexão. Tudo isso, aliado às maiores dificuldades de fabricação, mantém os custos altos e dificulta a sua aplicação. Alternativamente, empresas como *eSolar* e *BrightSourceEnergy* estão desenvolvendo grandes quantidades de heliostatos menores (na faixa de 1-7m²) e permitem, ainda, mais fácil reposição quando quebrados.
- Painéis planos orgânicos para concentração fotovoltaica: a luz incidente é absorvida pelos corantes e reemitida em certos comprimentos de ondas para dentro do painel. Várias reflexões totais ocorrem internamente, e a luz é guiada para as bordas dos painéis, onde pode ser utilizada pelos dispositivos fotovoltaicos. Essa área de P&D engloba tanto a tecnologia de concentração quanto a fotovoltaica.
- Células solares de múltiplas camadas: consistem em várias células simples agrupadas ou superpostas, em que cada célula absorve uma parcela do espectro solar mais próxima da sua banda de absorção. Dispositivos desse tipo já atingiram eficiências superiores a 37% com concentração de 173 sóis, e valores maiores podem ser atingidos pelo aumento do número de junções diferentes. A exploração de novos materiais e nanoestruturas deve revolucionar essa tecnologia, proporcionando maior controle de defeitos, por exemplo.
- Nanotubos de carbono.

Alguns desafios científicos devem ser foco da pesquisa atual, por exemplo:

- Controle de interfaces entre materiais diferentes superpostos nas multicamadas;
- Controle da nucleação e de processos de crescimento usados para a produção de filmes finos;
- Entendimento da transferência de calor nos materiais de diferentes tamanhos durante o tempo;
- Entendimento da absorção de radiação pelos materiais para um melhor controle de processo.

A Figura 9.20 apresenta a evolução dos custos da eletricidade para dois diferentes níveis de radiação normal direta até o ano de 2050.

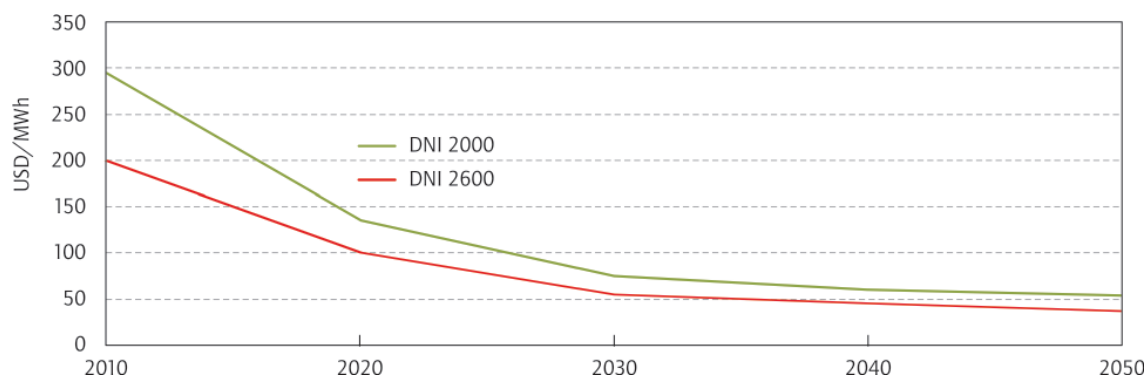


Figura 9.20: Evolução dos custos da eletricidade projetados para plantas CSP em U\$/MWh, sob diferentes níveis de radiação normal direta (DNI), em kWh/m²/ano.²

A Figura 9.21 mostra as empresas líderes de mercado em 2008, no qual se observa o crescimento acelerado de algumas empresas chinesas (*Suntech*, *Yngli Solar* e *JA Solar*) em um espaço de tempo muito curto. Outro fato interessante é relativo à participação dessas dez principais empresas no total da produção mundial. Esse valor decresceu de 80% em 2004 para 50% em 2008. Essa tendência é explicada pelo fato de que um número cada vez maior de novas empresas está entrando no mercado.

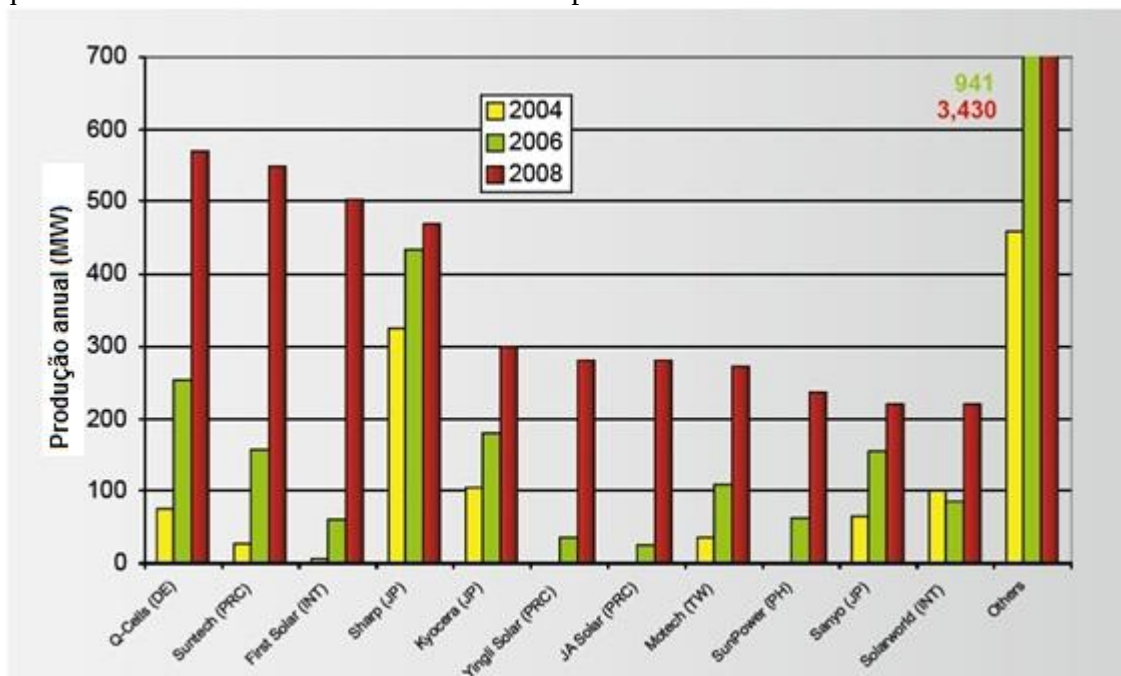


Figura 9.21: Dez TOP companhias fotovoltaicas em 2008.¹⁰

Baseados nas estimativas de produção, três fabricantes produziram mais de 10 MW de produtos do tipo filmes finos em 2005: *United Solar Ovonic* (*Uni-Solar*), *Kaneka* e *First Solar*. Os maiores produtores industriais de módulos CIS (disseleneto de cobre e índio, CuInSe_2) são *Energy Photovoltaics*, *Global Solar Energy*, *Shell Solar Industries* (todas empresas americanas), *Honda Engineering* e *Showa Solar* (ambas do Japão) e *Würth Solar* (Alemanha). Na área dos módulos CdTe, apenas a empresa *First Solar* dos EUA está ativamente envolvida atualmente com a produção de módulos de multi-megawatts. Companhias que desenvolvem o silício amorfo incluem *United Solar Ovonic*, *Kaneka*, *Mitsubishi* e *Schott Solar*. Outras companhias na área de filmes finos podem ser citadas: *Matsushita Battery*, *Global Solar* e *Antec Solar*.

É importante destacar que o atual líder de mercado, *First Solar*, atingiu, no final de 2009, uma capacidade de produção anual superior a 1 GW. Outras empresas, *Sharp* (Japão), *Showa Shell Sekiyu* (Japão) e *Best Solar* (PRC) anunciaram que aumentariam sua produção de filmes finos para no mínimo 1 GW em 2010 ou 2011, mas no decorrer do tempo sua expansão desacelerou.

Alguns fabricantes importantes são citados a seguir:

- Japão: *Kaneka Solartech*, *Kyocera Corporation*, *Mitsubishi Electric*, *Mitsubishi Heavy Industries*, *SANYO Electric Company*, *Sharp Corporation*.
- China: *Canadian Solar Inc.*, *Changzhou EGing Photovoltaic Technology Co. Ltd.*, *China Sunergy*, *JA Solar Holding Co. Ltd.*, *Jetion Holdings Ltd.*, *Suntech Power Co. Ltd.*
- Estados Unidos: *BP Solar*, *United Solar System*, *SunPower Corporation*, *First Solar LCC*.

- União Europeia: Q-Cells AG, Würth Solar GmbH, ErSol Solar Energy AG, Photowatt, Renewable Energy Corporation AS.

A Figura 9.22 apresenta as projeções mundiais para a oferta de energia de 2006 a 2030, de acordo com o *World Energy Outlook 2008*. Observa-se a participação da energia solar na produção de eletricidade e o seu crescimento acelerado.

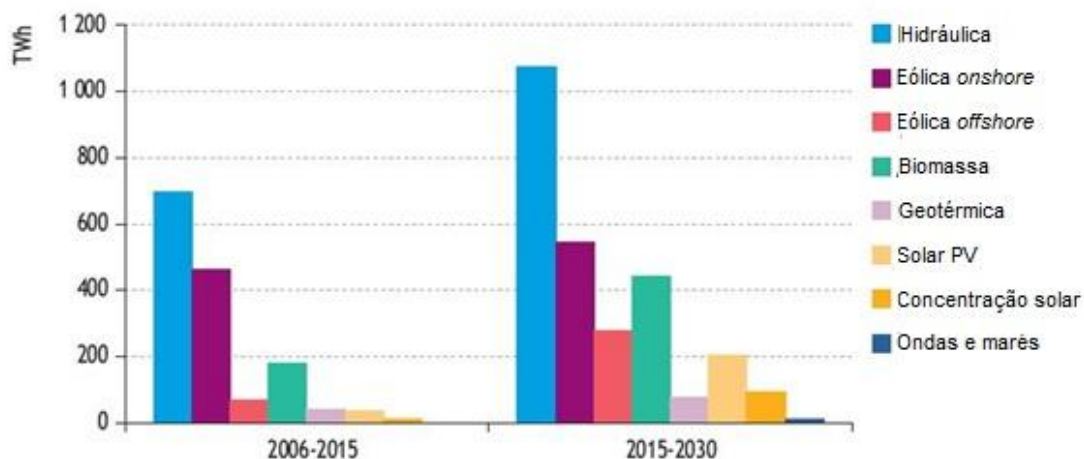


Figura 9.22: Aumento da geração mundial de energia a partir de fontes renováveis até 2030.⁷

Na Figura 9.23, é apresentada a capacidade instalada até abril de 2009 tanto pela tecnologia de geração fotovoltaica quanto pela geração termelétrica, somada à capacidade fornecida por projetos em construção ou que estão planejados para entrar em operação até 2014.

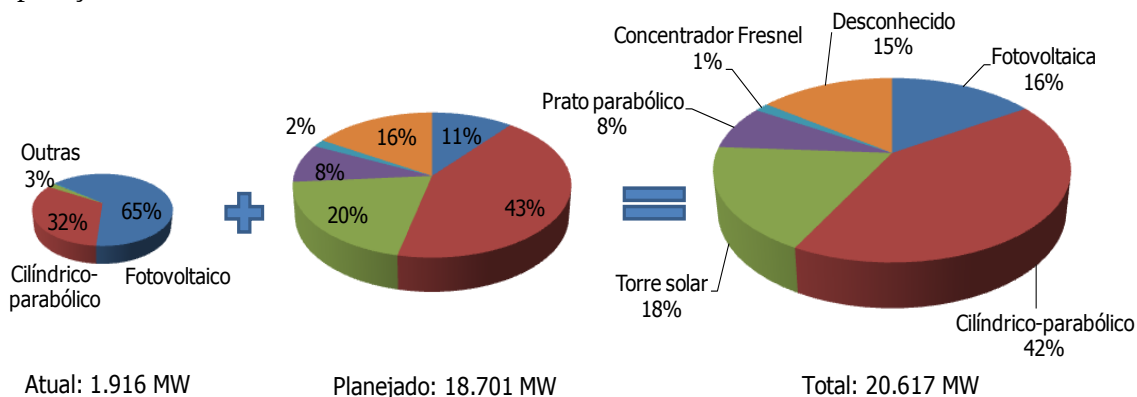


Figura 9.23: Capacidade atual instalada e planejada por forma de produção de energia elétrica.

Apesar de os “cinturões solares” na Terra serem relativamente estreitos, o potencial técnico para a tecnologia CSP é enorme. Se desenvolvida completamente em suas aplicações, a região sul dos EUA pode atingir a demanda de eletricidade de todo o país várias vezes. O potencial do Oriente Médio e do norte da África poderia abastecer em cerca de 100 vezes todo o consumo do Oriente Médio, Norte da África e União Europeia juntos. Em resumo, CSP seria perfeitamente capaz de produzir eletricidade com pouca ou nenhuma emissão de carbono e combustível para satisfazer a demanda global. Um desafio chave, entretanto, deve-se ao fato de que a demanda nem sempre se situa próxima aos locais de melhores recursos solares.

Plantas CSP individuais têm tamanho típico entre 50 e 280 MW, mas podem atingir potências bem maiores. Ao final de 2008, tais instalações forneciam apenas 436 MW de potência para a produção de eletricidade em todo o mundo. Nos Estados Unidos, projetos que fornecerão mais 7.000 MW estão em fase de planejamento e desenvolvimento, além de mais 10.000 MW na Espanha, todos eles podendo entrar em operação em torno de 2017.

De acordo com o *CSP Global Outlook 2009*⁵, elaborado pelo Greenpeace em parceria com a Solar PACES e com a associação ESTELA, em um cenário avançado, com altos níveis de eficiência energética, CSP poderia atingir até 7% da potência mundial projetada no ano de 2030 e até um quarto em 2050. Mesmo com uma série de suposições moderadas para o futuro do desenvolvimento do mercado, o mundo poderia ter um potencial solar combinado superior a 830 GW em 2050, com instalações anuais de 41 GW. Isso representaria de 3 a 3,6% da demanda global em 2030 e de 8,5 a 11,8% em 2050. Estima-se também que grandes unidades de armazenamento e grandes extensões de campos solares poderiam possibilitar fatores de capacidade iguais a 59% (5.200 horas por ano) em 2050, e cenários mais otimistas preveem uma capacidade instalada igual a 1.500 GW para tal ano. A Figura 9.24 mostra as perspectivas de crescimento da produção de eletricidade a partir de tecnologias CSP por região. Observa-se o crescimento acelerado da produção de eletricidade a partir dessa tecnologia, sobretudo na América do Norte, na África, na Índia e no Oriente Médio.

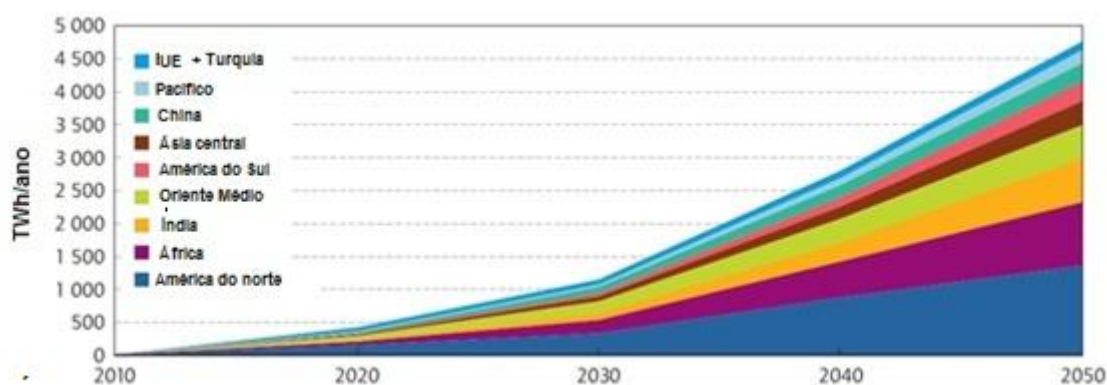


Figura 9.24: Crescimento da produção de eletricidade por plantas CSP por região.²

O documento *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power* desenvolvido pela IEA² apresenta alguns dados estatísticos e previsões de mercado que serão discutidos a seguir. No Figura 9.25, observam-se as projeções da produção e consumo de eletricidade gerada por CSP em várias regiões do mundo.

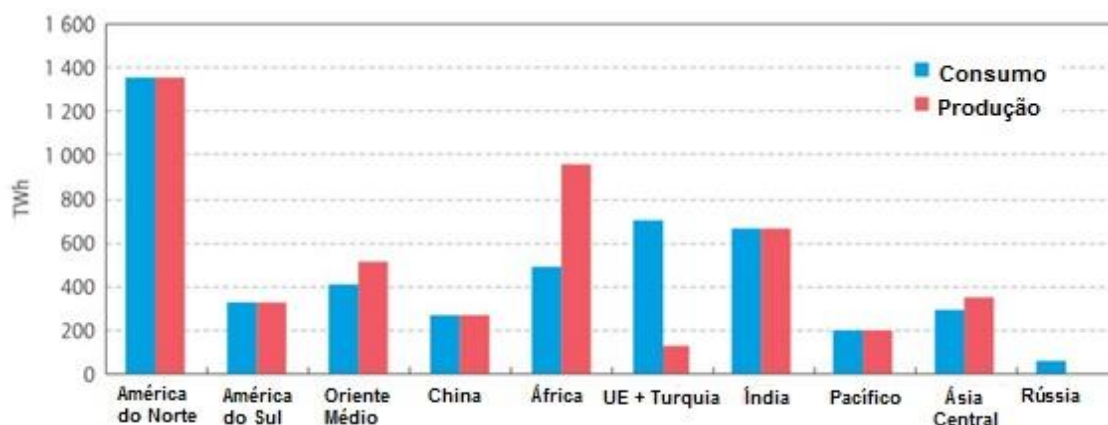


Figura 9.25: Produção e consumo de eletricidade gerada por CSP até 2050 (em TWh)².

Esse documento sugere que a transmissão de eletricidade de longa distância é uma forma importante de atingir os potenciais previstos pelos cenários. Países que possuem grandes extensões territoriais como Brasil, China, Índia, África do Sul e EUA terão de se preparar para longas extensões de transmissão interna para a produção de energia das plantas CSP.

Em outros casos, linhas de transmissão de alta voltagem irão cruzar fronteiras, abrindo o mercado de exportação para os países produtores de eletricidade a partir de tecnologia CSP, aumentando a segurança energética dos países importadores. A Austrália pode fornecer eletricidade para a Indonésia, a Ásia Central para a Rússia, o norte da África e a Turquia para a União Europeia, norte e sul da África para a África Equatorial e o México para os EUA. Por exemplo, linhas de transmissão estão em fase de planejamento para serem construídas na China e no Congo, e devem ser capazes de levar a energia de 1.000 a 3.800 km de distância.

O *Technology Roadmap – Concentrating Solar Power* desenvolvido pela IEA sugere algumas metas e ações a serem tomadas por governos, indústrias, empresas do setor elétrico e órgãos internacionais para que a tecnologia CSP se desenvolva no mundo e seus custos sejam reduzidos. Algumas delas estão listadas a seguir. Cada ação é discutida individualmente no documento, cujo link pode ser encontrado nas Referências Bibliográficas.

- a) Desenvolver as tecnologias de armazenamento;
- b) Desenvolver a tecnologia de combustíveis solares (geração de H₂);
- c) Aumentar o financiamento;
- d) Romper barreiras econômicas;
- e) Apoiar a pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D);
- f) Desenvolver a colaboração internacional em projetos de PD&D;
- g) Aplicar a tecnologia a países em desenvolvimento.

Um exemplo de sistema centralizado de produção de energia é o projeto-piloto Solar Two, localizado no deserto Mojave, na Califórnia, nos Estados Unidos, que entrou em operação em 1997, utilizando tecnologia de concentração solar tipo torre, podendo produzir até 10 MW de potência. Nesse mesmo deserto, encontra-se a maior planta solar termelétrica do mundo. Em operação desde 1985, o projeto de 354 MW SEGS (*Solar Energy Generating Station*) foi construído em etapas e hoje consta de nove grandes plantas integradas por módulos do tipo calhas parabólicas que concentram os raios solares para aquecer um óleo sintético. A planta ainda utiliza gás natural como combustível de reserva. Sua construção tem demonstrado a viabilidade do processo de industrialização da tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos e sua operação, ao

longo de mais de 20 anos, permite considerar o empreendimento um verdadeiro sucesso tecnológico.

A primeira planta que utilizava torre solar foi instalada em Barstow, CA (Solar One, 1982). As torres solares com um único receptor central de grande porte dominaram a tecnologia de sistemas de concentração ao longo do período 1981-1996, embora sistemas lineares Fresnel também tenham sido construídos em menor escala.

Apesar de a tecnologia de torres solares não ser tão madura quanto a tecnologia de calhas parabólicas, um número relativamente grande de torres foram construídas e operadas ao longo dos anos. Atualmente a Espanha é líder mundial em desenvolvimento de tecnologia para torres solares e já possui uma planta de 11 MW em operação perto da cidade de Sevilha. Outros dois projetos são planejados para um futuro próximo.

A transferência de grandes quantidades de energia solar de desertos para centros de consumo tem sido promovida, particularmente, pela fundação DESERTEC. Essa ideia inspirou duas iniciativas na Europa, o *Mediterranean Solar Plan* e o *DESERTEC Industry Initiative*. O primeiro visa trazer cerca de 20 GW de energia renovável para a União Europeia até 2020 a partir das várias economias em desenvolvimento que aderiram a essa recém-criada organização intergovernamental. A segunda, anunciada em julho de 2009, tem o objetivo de estabelecer um quadro de investimentos para suprir o Oriente Médio, norte da África e Europa com tecnologia solar e eólica. Com isso, seria possível satisfazer uma parcela substancial da demanda de energia do Oriente Médio e do norte da África e atingir 15% da demanda europeia em 2050.

O fabricante Siemens, sozinho, tem contratos de turbinas para energia solar totalizando mais de 1.800 MW na Espanha e cerca de 500 MW nos EUA.

Mundialmente, a eletricidade gerada por tecnologia fotovoltaica é pequena, embora o potencial seja bastante alto. A capacidade atual instalada de sistemas fotovoltaicos atingiu os 14 GW de potência em 2008, apresentando um crescimento médio de 40% durante mais de uma década. Os valores dos gastos públicos com projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) vão de 0,1 GW em 1992 a 14 GW em 2008. Japão, Alemanha e, em menor extensão, Estados Unidos, são países cujas políticas mais encorajaram essa tecnologia desde o início (Figura 9.26).

Na Figura 9.27, é apresentada a evolução da capacidade instalada em energia fotovoltaica.

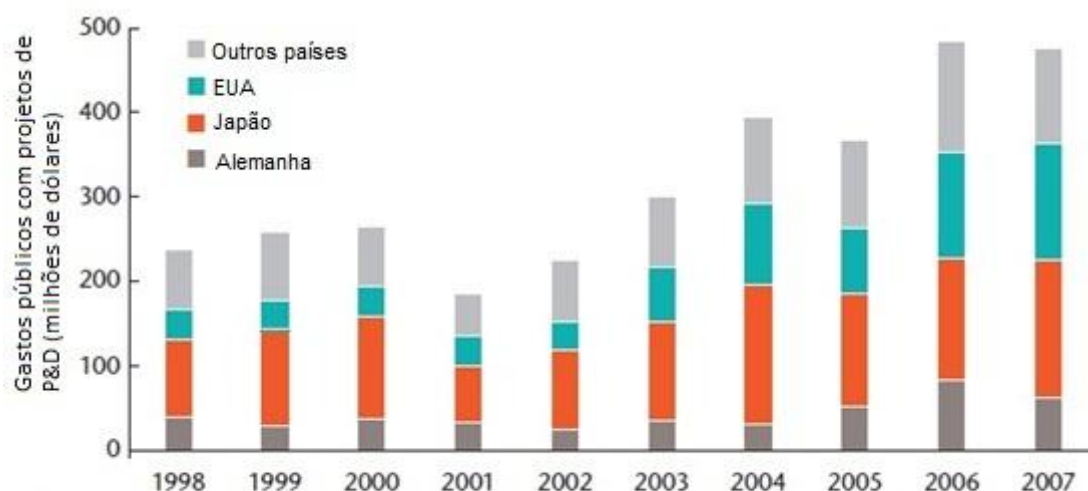


Figura 9.26: Gastos públicos com projetos de P&D nos países selecionados.¹¹

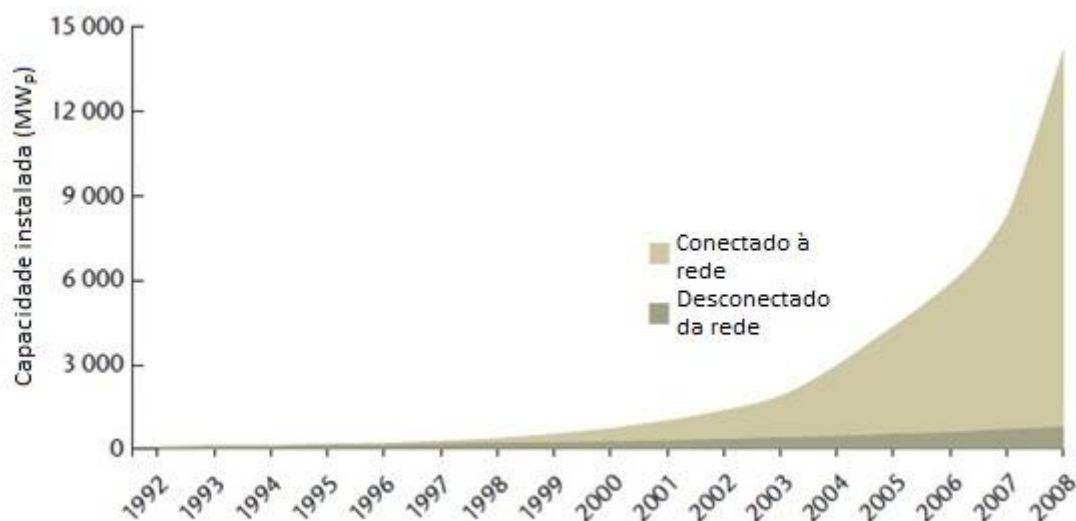


Figura 9.27: Capacidade fotovoltaica global instalada.¹¹

Com isso, nessas nações, foi visto um maior crescimento da aplicação dessa tecnologia, como se observa na Figura 9.28, que mostra os anos de 2000, 2004 e 2008. Nota-se que, até 2004, apenas esses países tinham papel representativo no cenário mundial, sendo que, em 2004, Alemanha e Japão, juntos, contavam com mais de dois terços das instalações mundiais. No gráfico de 2008, outros países surgiram no cenário: Espanha, Itália, Coreia do Sul, França e China, devido às suas novas políticas e incentivos econômicos. O crescimento expressivo em 2008 se deve ao desenvolvimento excepcional na Espanha, a qual aumentou quase cinco vezes seu potencial instalado de 2007 a 2008.

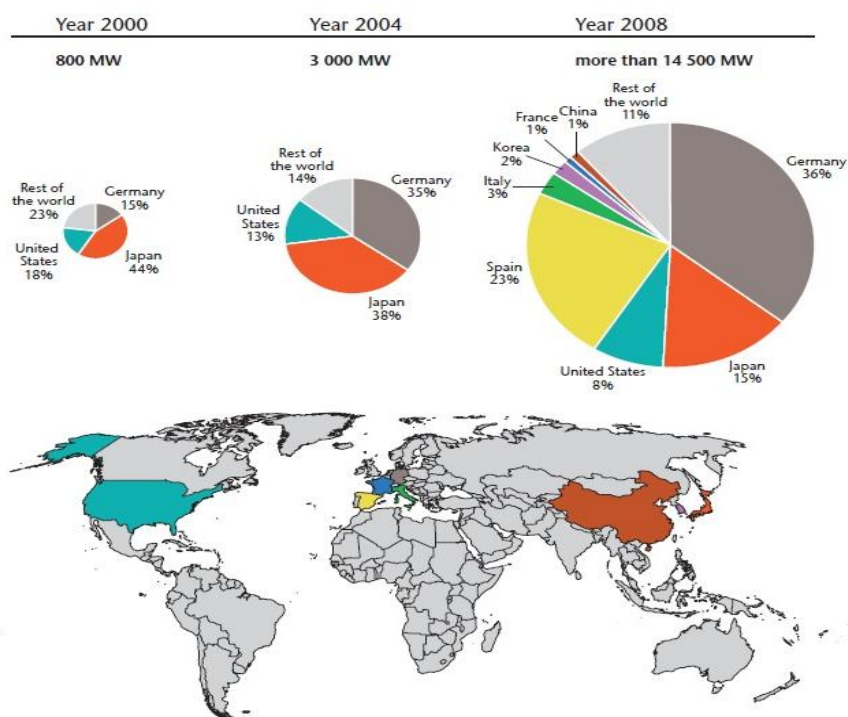


Figura 9.28: Mercado solar fotovoltaico nos principais países.¹¹

As projeções mundiais de produção de módulos PV por região são apresentadas na Figura 9.29. A Figura 9.30 apresenta a produção de filmes finos por tipo de tecnologia e por região. Nesta, nota-se que os filmes finos a base de silício amorfo devem permanecer no mercado ainda por um bom tempo.

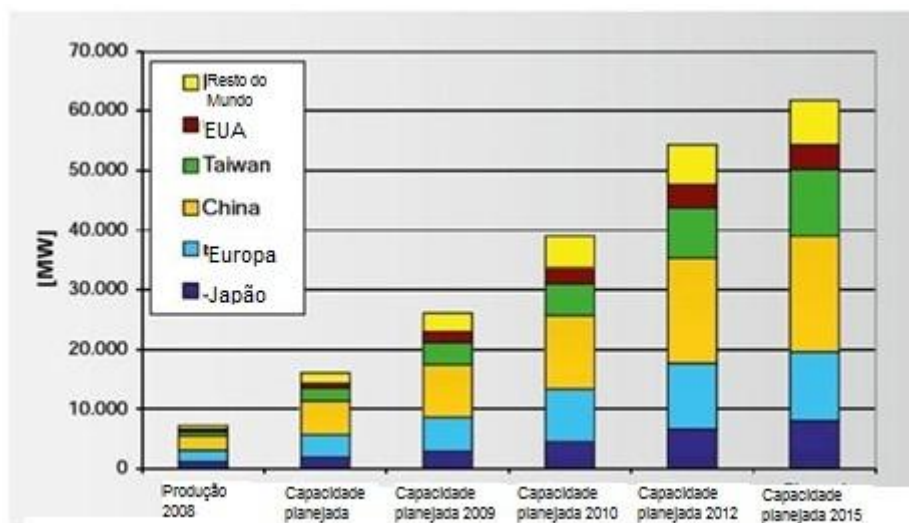


Figura 9.29: Produção atual e planejada de módulos fotovoltaicos dos tipos silício cristalino e filmes finos.¹¹

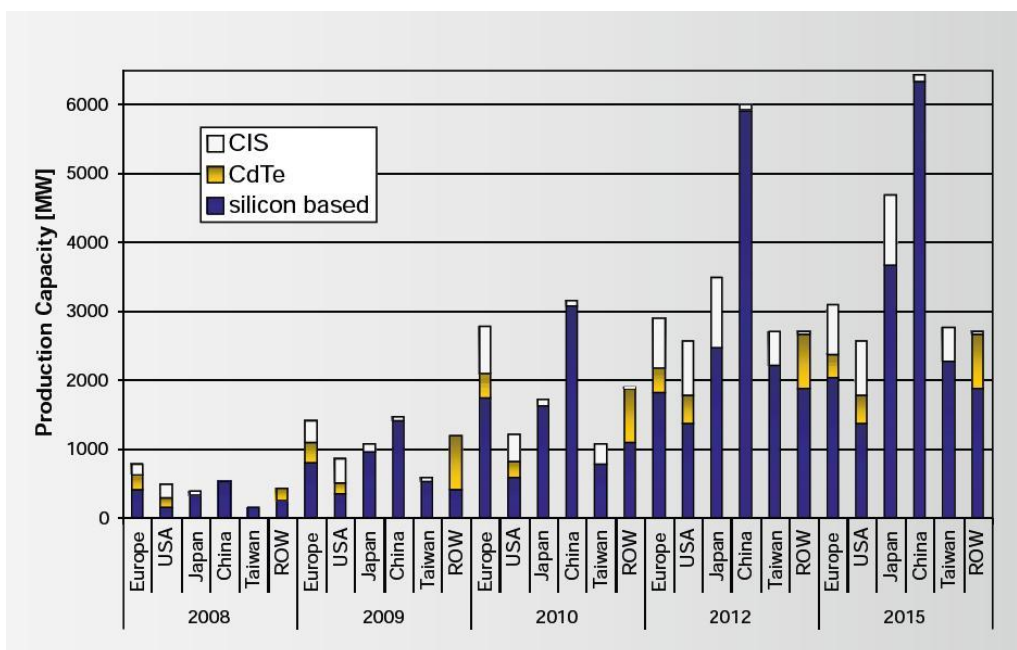


Figura 9.30: Distribuição regional e por tecnologia do aumento da produção de filmes finos.¹⁰

China e Índia estão em busca de um crescimento estratégico da tecnologia solar fotovoltaica pela criação de uma indústria competitiva e estabelecendo ambiciosos objetivos de médio prazo para o mercado doméstico em escala de multi-GW. A indústria solar fotovoltaica na China tem crescido rapidamente, e o país já ocupa a posição de maior produtor de módulos fotovoltaicos (2,4 GW em 2008), atendendo aos mercados da Alemanha e do Japão. Entretanto, o mercado chinês ainda é pequeno, sendo que 95% da produção são exportados. A Figura 9.31 mostra os principais produtores de módulos e células fotovoltaicas. Atrás da China tem-se a Europa (1,9

GW), em terceiro lugar, o Japão (1,2 GW) e em quarto, Taiwan (0,8 GW). Na Índia, a indústria é bem diversificada e fornece 30 tipos diferentes de sistemas fotovoltaicos em três categorias: rural, áreas remotas e industrial.

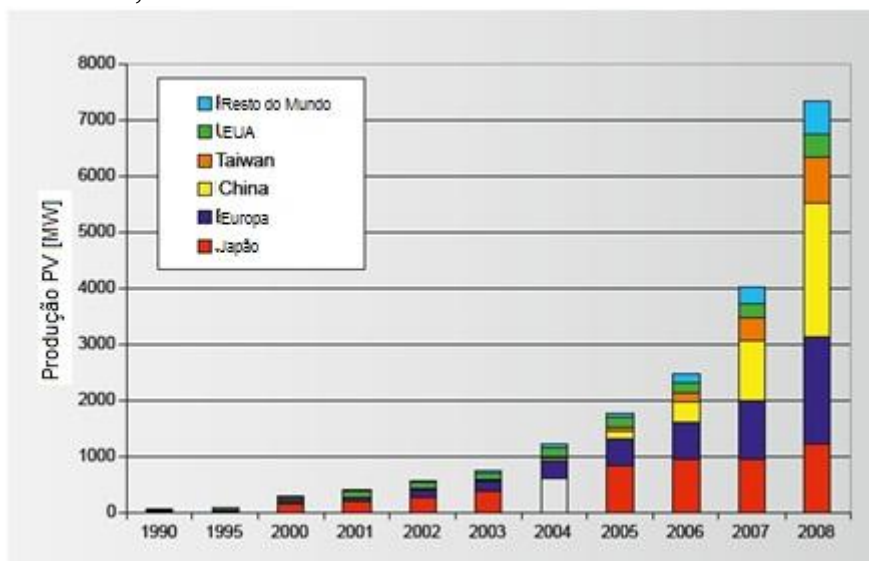


Figura 9.31: Produção mundial de células e módulos PV.¹⁰

A Figura 9.32 apresenta a previsão de distribuição da geração fotovoltaica de eletricidade anual até o ano de 2050 por setor de consumo final. Nota-se uma redução da participação do setor residencial, que vai de cerca de 60% para abaixo de 40% enquanto a participação dos outros setores aumenta.

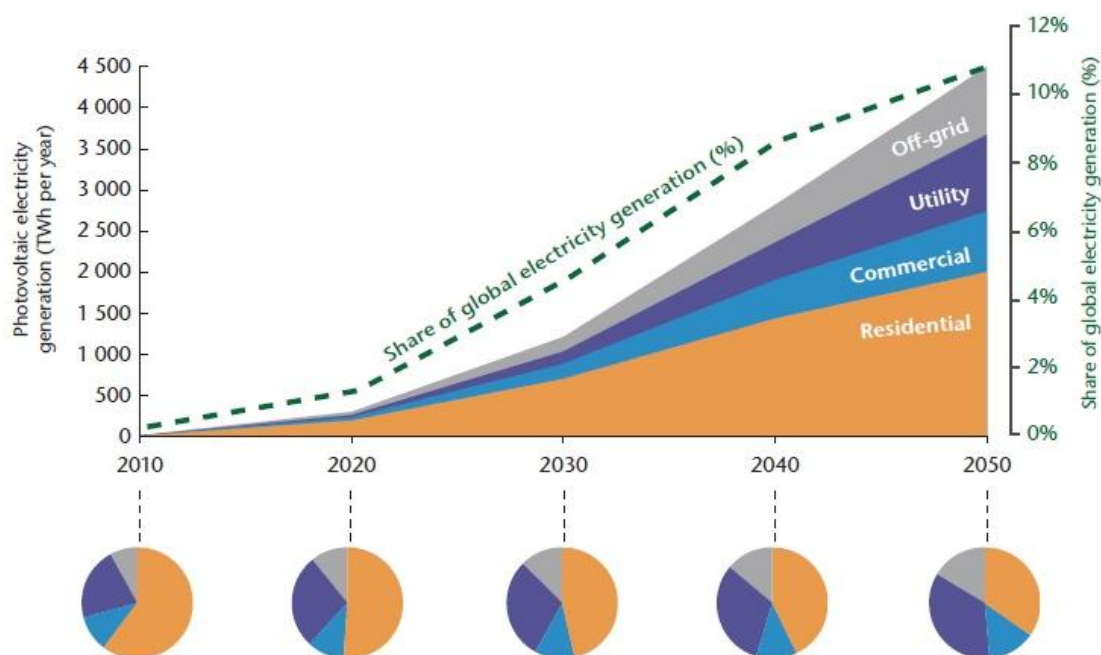


Figura 9.32: Evolução da geração fotovoltaica de eletricidade por setor de consumo final.¹¹

Desde 2003, a produção total de sistemas fotovoltaicos cresceu quase dez vezes, com taxas anuais entre 40% e 80%, enquanto o segmento de filmes finos cresceu em média a taxas superiores a 90%. Em 2008, as vendas para novas instalações aumentaram 750 MW, ou 14%. A alta taxa de crescimento e o aumento da diversificação da produção indicam que a tecnologia de filmes finos está ganhando mais

espaço e aceitação no mercado. Igualmente competitivas são as tecnologias baseadas no silício amorfo, CdTe e CIS (CuInSe_2).

Em 2004, de um total instalado de sistemas fotovoltaicos superior a 1.000 MW, menos de 1 MW foi de sistemas CPV. Embora esse valor não constitua uma significativa entrada no mercado, um número cada vez maior de projetos cujos tamanhos chegam a centenas de quilowatts estão criando um mercado apropriado para a tecnologia CPV. Perspectivas de curto prazo de aumento do desempenho preveem a redução dos custos de instalação e sugerem a possibilidade de sua entrada real no mercado.

A Figura 9.33 apresenta as perspectivas de desenvolvimento da eficiência de cada um dos tipos de tecnologias fotovoltaicas até o ano de 2030.

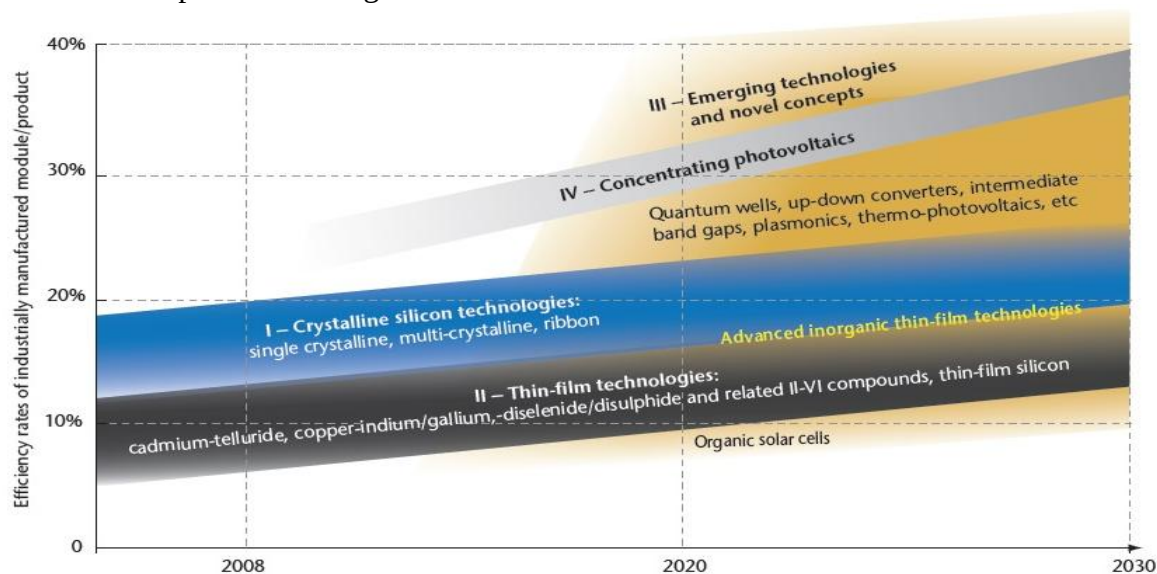


Figura 9.33: Tecnologias fotovoltaicas e perspectivas.¹¹

O documento *Technology Roadmap – Solar Photovoltaics*¹¹, desenvolvido pela IEA, sugere algumas metas e ações a serem tomadas por governos, indústrias, empresas do setor elétrico e órgãos internacionais para que a tecnologia fotovoltaica se desenvolva no mundo e seus custos sejam reduzidos. Algumas delas estão listadas a seguir.

- a) Estabelecer padrões internacionalmente reconhecidos para produtos fotovoltaicos e componentes para promover maior consumo;
- b) Criar uma mão-de-obra habilitada;
- c) Desenvolver a colaboração internacional em projetos de PD&D (pesquisa, desenvolvimento e demonstração);
- d) Buscar melhor desempenho das células e módulos fotovoltaicos e de outros componentes;
- e) Reduzir o consumo de materiais na fabricação das células, aumentar a eficiência dos processos, reduzir as perdas;
- f) Acelerar a introdução das tecnologias de filmes finos e CPV no mercado, bem como aumentar as eficiências de conversão;
- g) Desenvolver o mercado de eletricidade e as *smart grids* para permitir maior flexibilidade.

No caso brasileiro, será ainda necessário consolidar uma legislação que viabilize GD, considerando aspectos técnicos e regulatórios, especialmente em relação às tarifas

das distribuidoras, de forma a viabilizar a aplicação de painéis PV em clientes, notadamente de média tensão.

9.7 Considerações finais

No futuro, um sistema global de energia sustentável será fortemente baseado em fontes renováveis, com destaque para a energia solar, devido ao enorme potencial ainda não explorado e que pode, a princípio, produzir consideravelmente mais energia do que é consumido atualmente na Terra. As tecnologias de solar térmica, solar termelétrica e fotovoltaica convertem a radiação em calor ou eletricidade de forma limpa e sustentável, apresentando-se como fortes candidatas à substituição da geração por fontes fósseis.

A tecnologia de aquecimento solar térmico é a tendência atual para aquecimento de águas para uso tanto em residências quanto no comércio e na indústria. É a mais simples e mais difundida dentre as três tecnologias descritas neste documento.

A tecnologia solar termelétrica tem aplicações, sobretudo em grandes usinas, em uma forma de geração centralizada. Pode operar na base do sistema e competir diretamente com usinas termelétricas a base de carvão e gás natural. Apresenta, também, maior confiabilidade, por fornecer energia despachável quando combinada a unidades de armazenamento térmico ou em sistemas híbridos.

A tecnologia fotovoltaica é considerada uma das mais apropriadas opções para eletrificação de populações dispersas em localidades remotas e a Geração Distribuída (GD). Do ponto de vista de engenharia, a modularidade é provavelmente a característica mais atrativa dessa tecnologia, pois amplia suas aplicações para atender a diversos sistemas e condições de operação. Podem-se ainda destacar os baixos custos de manutenção, a facilidade de instalação, o baixo peso e a sua longa vida útil como grandes vantagens.

A redução dramática dos custos de conversão da luz do Sol em energia elétrica ou da radiação infravermelha em energia térmica permanece como o maior desafio da indústria atual à expansão do mercado. Entretanto, diversos países como Japão, Alemanha, Estados Unidos, Espanha e China têm investido fortemente em programas de pesquisa e desenvolvimento e de incentivo a essas tecnologias, visando à superação dos desafios técnicos, ao desenvolvimento de novos materiais mais eficientes, ao aumento da produção e à implantação dos sistemas nas regiões mais propícias.

No Brasil, sistemas de geração de calor para aquecimento de águas podem ser aplicados em todo o território, em combinação com outras fontes, como a eletricidade e o gás. A cidade de Belo Horizonte já é referência mundial em aplicações a sistemas multifamiliares. Outras cidades, como São Paulo, já contam com legislação que exige que as novas construções sejam adaptadas para receber tais sistemas.

A geração solar termelétrica é apropriada para algumas regiões no interior do País, tendo como principais requisitos a disponibilidade de radiação solar direta, ou seja poucos dias nublados, e de água para resfriamento. Entretanto, as aplicações ainda se restringem a projetos-piloto em centros tecnológicos.

Devido às extensões continentais do Brasil, a tecnologia fotovoltaica surge como uma alternativa à geração centralizada, podendo atender às regiões rurais e isoladas do sistema elétrico e ainda à GD. Essa motivação fez com que o País se tornasse referência em eletrificação rural. A conexão dessas regiões se torna viável, uma vez que dispensa a construção de novas linhas de transmissão que levariam a energia produzida em grandes usinas, muitas vezes distantes dos centros de consumo. O País também tem a oportunidade de se inserir no mercado internacional como exportador de silício grau solar, principal matéria-prima usada nas células fotovoltaicas.

9.8 Referências

- 1 PEREIRA, E. B. (Coord.) **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Disponível em: <http://mtc-m17.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m17@80/2007/05.04.14.11/doc/atlas_solar-reduced.pdf>. Acesso em: 20 de mai. 2011.
- 2 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technological Roadmap: Concentrating Solar Power**. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf> Acesso em: 22 de mai. 2011.
- 3 CEMIG. P&D 051 - **Usina termelétrica solar experimental de 10 kW utilizando concentradores cilíndrico-parabólicos**. Disponível em: <http://cemignet/tec/pd_cemig_aneel/ped_cemig_aneel/ped-htm/051.htm>. Acesso em: 18 de abr. 2011.
- 4 WAPSEC WATER & POWER SECURITY. **Concentrating Solar Power**. Disponível em: <<http://www.zulenet.com/electricco/CSP-Concentrating-Solar-Power.html>>. Acesso em 10 de mai. 2011.
- 5 GREENPEACE. **Concentrating Solar Power Global Outlook 2009**. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/report/2009/5/concentrating-solar-power-2009.pdf>>. Acesso em: 15 de mai. 2011.
- 6 NT-SOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <<http://www.pucrs.br/cbsolar/energia.php>>. Acesso em: 18 de mai. 2011.
- 7 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. Disponível em: <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf>>. Acesso em: 19 de mai. 2011.
- 8 SHAYANI, R. A., OLIVEIRA, M. A. G., CAMARGO, I. M. T. **Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais**. Disponível em: <http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/sbpe_2006.pdf>. Acesso em: 20 de mai. 2011.
- 9 ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled**. Disponível em: <http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/SGNR_2009_EPRI_Green_Grid_June_2008.pdf>. Acesso em: 17 de mai. 2011.
- 10 JOINT RESEARCH CENTRE. **PV Status Report 2009**. Disponível em: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/pdf/PV-Report2009.pdf>>. Acesso em 25 de mai. 2011.
- 11 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technological Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. Disponível em: <http://interenerstat.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf>. Acesso em: 5 de jun. 2011.

10 ENERGIA DA BIOMASSA

O termo biomassa abrange toda a gama de sólidos originados de seres vivos, excluindo-se deste conceito os combustíveis fósseis e ainda os que possam ter se constituído em biomassa no passado. A biomassa é uma fonte importante de energia para a Humanidade desde a descoberta do fogo, que era alimentado e transportado por meio da lenha.

Com o tempo, houve uma grande diversificação dos usos da biomassa na produção de energia. O tratamento adequado pode gerar combustíveis sólidos, líquidos e gasosos. A seguir, serão tratados os combustíveis líquidos, geralmente usados em veículos como substitutos ou aditivos a combustíveis fósseis. Os três principais representantes desse tipo são o etanol, o biodiesel e o biobutanol. Eles têm como vantagem sobre os combustíveis fósseis o fato de ser renováveis e mais limpos, em termos de emissões atmosféricas. As principais desvantagens são a grande área necessária para o plantio da matéria-prima e superposição, em alguns casos, com a cadeia produtiva de alimentos.

10.1 Etanol

O etanol ou álcool etílico é um líquido incolor, volátil e inflamável. Sua fórmula molecular é C_2H_5OH e é quimicamente classificado como um álcool, isto é, possui um grupo hidroxila (OH) ligado a um grupo metilênico (CH_2), conforme indica a Figura 10.1. Outros exemplos de alcoóis são o metanol e o butanol.

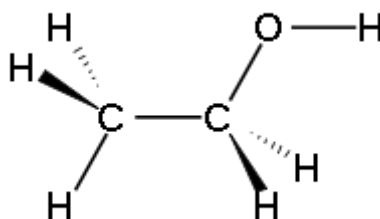


Figura 10.1: Estrutura química do etanol.¹

O etanol é mais conhecido por suas capacidades psicoativas, sendo uma das primeiras drogas recreativas da humanidade.² Também é largamente usado como solvente e, recentemente, como combustível automotivo.

As duas principais rotas para a síntese do etanol são a hidratação do etano, subproduto do refino do petróleo, e a fermentação alcoólica da glicose, realizada por bactérias e leveduras. A fermentação alcoólica é uma das reações químicas mais antigas da história humana. Até meados do século XIX, ele era utilizado principalmente como combustível para aquecimento e iluminação. Desde 1826, já existia um motor movido a etanol, mas foi em 1896 que Henry Ford construiu o primeiro automóvel que usava esse combustível. Em 1908, Ford construiu o Modelo T, um carro flex.³ Na década de 1920, a gasolina se popularizou como combustível de veículos, e o etanol passou a ser apenas um aditivo para aumentar sua octanagem. Durante as altas da gasolina, ele voltava a ganhar destaque, para ser novamente relegado a segundo plano nas baixas.

Nos últimos anos do século XX e na primeira década do século XXI, preocupações com o fim das reservas de petróleo, mudanças climáticas e criação de uma economia sustentável trouxeram o etanol de volta como destaque no cenário energético.

Suas maiores vantagens estão no fato de já haver uma tecnologia desenvolvida para a produção de etanol, para seu uso como combustível, além de ele ser um combustível renovável.

O primeiro país que vem à mente ao se falar de produção de etanol é o Brasil, com o etanol de cana, seguido de perto pelos Estados Unidos com o etanol de milho. Outros países produtores, embora produzam bem menos, são a China, a Índia e a França. A Tabela 10.1 mostra a produção de etanol, por região do mundo, em 2008. A Figura 10.2, a seguir, mostra essa produção ao longo de dez anos.⁴

Tabela 10.1: Produção de etanol em 2008, de acordo com a BP.⁴

Produção de Etanol 2008 (milhares de toneladas equivalentes de petróleo)		
América do Norte	18154	52,2%
América do Sul e Central	13723	39,4%
Europa	1337	3,8%
Pacífico Asiático	1586	4,6%
Total do Mundo	34800	100,0%
Brasil	13549	38,9%

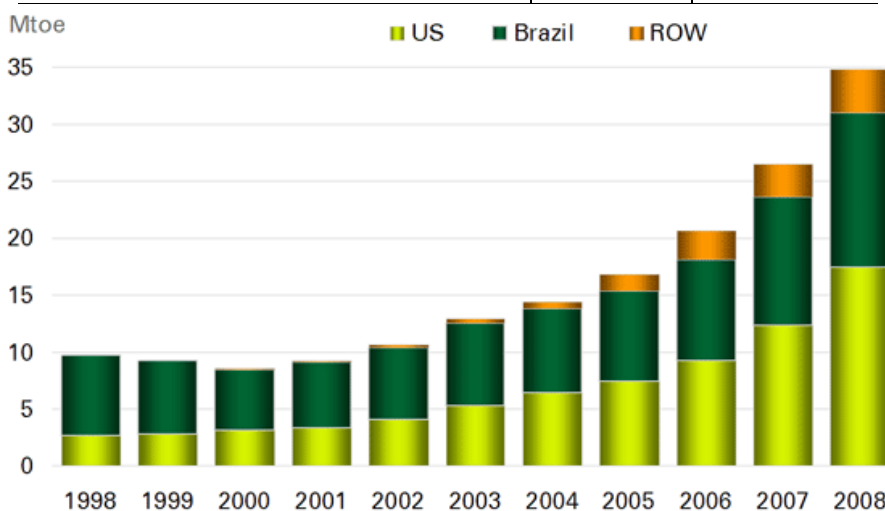


Figura 10.2: Produção de etanol por país em 2005.⁴

A produção de etanol como combustível no país começou em 1927, com a produção da Usga (mistura de álcool, éteres e óleo de rícino).⁵ Esse combustível se anunciava como sucessor da gasolina e, em uma época em que o preço desta estava em alta, fez algum sucesso. Os dois grandes choques do petróleo (1973 e 1979) levaram o Brasil a voltar a pesquisar o uso do etanol como combustível alternativo à gasolina. Em 1975, foi lançado o Programa Nacional do Álcool (Pró-Álcool), com financiamento do BNDES para esse fim. A partir de 1976, o etanol passou a ser obrigatoriamente misturado à gasolina em proporções fixadas pelo governo, variando de 10 a 22%. Depois do segundo choque do petróleo, carros movidos a álcool passaram a ser vendidos em território nacional e rapidamente passaram a responder quase pelo total de vendas de veículos.⁶ Os carros a álcool, porém, tinham uma série de problemas em relação aos tradicionais: demoravam a dar partida quando o tempo estava frio, tinham muito menos potência (uma vez que o etanol tem cerca de 35% menos energia que a gasolina para um mesmo volume) e pouca autonomia.⁷ Isso levou a um gradual abandono deles em favor dos modelos a gasolina, quando esta se recuperou da crise e voltou a ter preços mais baixos. Em 1989, a indústria do etanol entrou em crise.⁶

Apesar desse cenário, a mistura obrigatória de álcool à gasolina manteve o setor funcionando e desenvolvendo sua logística. Em 2003, uma nova conjunção entre altos preços da gasolina e o lançamento dos motores *flex* (capazes de funcionar com gasolina, etanol ou qualquer mistura entre os dois) reaqueceu o setor e o elevou ao *status* de líder mundial. Em agosto de 2009, a frota de carros flex alcançou a marca de 94%.⁸

Um fator importante que regula a produção de etanol no Brasil é a produção de açúcar. Quando os preços do açúcar estão altos, compensa mais às usinas a produção deste. O que mantém o custo do etanol brasileiro muito mais baixo que o produzido em outras partes do mundo é a alta produtividade da cana brasileira, aprimorada com o passar do tempo, a grande disponibilidade de espaço para plantações, a infraestrutura já estabelecida e seus baixos custos de produção, quando comparados a outras fontes de etanol.

Os maiores importadores do etanol brasileiro são os EUA, a Europa e o Japão, embora o país tenha clientes em todas as partes do mundo. A Tabela 10.2 mostra os demais importadores do etanol brasileiro.

Tabela 10.2: Exportações brasileiras de etanol em 2007.⁹

Exportações brasileiras de etanol por país (2007) ⁽¹⁾		
	(milhões de litros)	%
EUA ⁽²⁾	932,75	26,4
Países da CBI ⁽³⁾	910,29	25,8
Jamaica	308,97	8,7
El Salvador	224,40	6,3
Costa Rica	170,37	4,8
Trinidad e Tobago	158,87	4,5
México	42,21	1,2
União Europeia	1.004,17	28,4
Holanda	808,56	22,9
Suécia	116,47	3,3
Japão	364,00	10,3
Nigéria	122,88	3,5
Coreia	66,69	1,9
Índia	0	0
Total do mundo	3.532,67	100

Notas: ⁽¹⁾ Apenas países com mais de 100.000 lde importações são mostrados.

⁽²⁾ Inclui exportações a Porto Rico e Ilhas Virgens. ⁽³⁾ Inclui o México, que comercializa com os EUA via NAFTA.

10.2 Biodiesel

Quimicamente, as moléculas de biodiesel são ésteres alquílicos de ácidos graxos, produzidos com a mistura de óleo vegetal, gordura animal ou óleos residuais com um álcool. Enquanto nos EUA, o termo “biodiesel” se refere especificamente aos ésteres metílicos, produzidos por transesterificação com o uso de metanol, no Brasil é comum o termo ser usado para uma mistura contendo uma pequena porcentagem do biodiesel propriamente dito. Na Figura 10.3, é mostrada a reação de formação do biodiesel

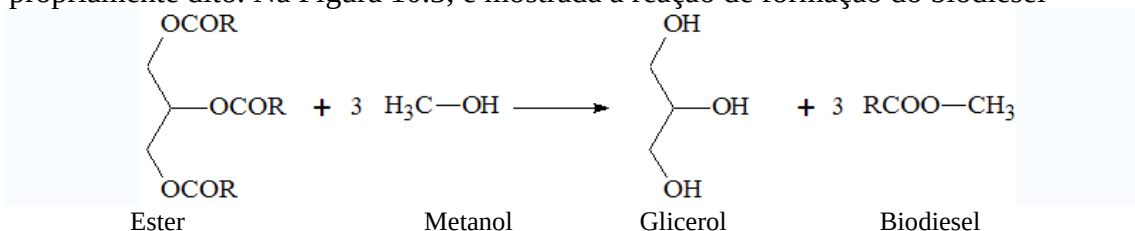


Figura 10.3: Reação de transesterificação usando metanol, uma das que produz o biodiesel.¹⁰

Embora possa ser utilizado puro (quando atende pela sigla B100), o biodiesel geralmente é misturado com o diesel fóssil em misturas que podem variar de 2% (B2) a 20% (B20). Misturas com porcentagens iguais ou inferiores a 20% podem ser usadas em motores a diesel sem necessidade de alteração. Teores maiores demandarão modificações em alguns componentes, como os selos e juntas de borracha do motor (o biodiesel reage com eles), o tempo do motor, além de mudanças para prevenir problemas com baixas temperaturas.¹¹

O biodiesel possui características físico-químicas muito semelhantes às do diesel e algumas vantagens sobre ele, como maior viscosidade e maior ponto de fulgor, além da quase ausência de enxofre (ou seja, suas emissões de SOx são virtualmente zero).¹²

Quando Rudolf Diesel criou seu motor, em 1893, ele era desenhado para ser movido a óleos vegetais e promover o desenvolvimento da agricultura.¹³ Com o tempo, o baixo preço do petróleo tornou o uso do petrodiesel dominante, e os motores diesel foram adaptados para isso. O biodiesel só voltou a ter destaque com os choques do petróleo, na mesma ocasião em que o etanol se destacou como combustível. Enquanto o etanol é um substituto à gasolina, o biodiesel é um substituto ao diesel.

Os maiores produtores de biodiesel do mundo são os países da União Europeia, particularmente Alemanha, França e Itália.¹⁴, conforme indica a Figura 10.4 Eles são seguidos pelos EUA e por países como o Brasil e a Argentina, mas em escala muito menor. Na Figura 10.5, é indicada a projeção da produção mundial de biodiesel até o horizonte de 2017.

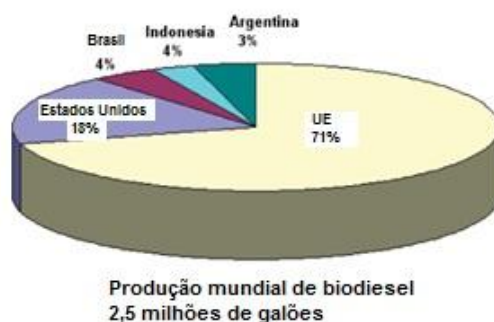


Figura 10.4: Principais produtores de biodiesel no mundo (dados de 2007).¹⁵

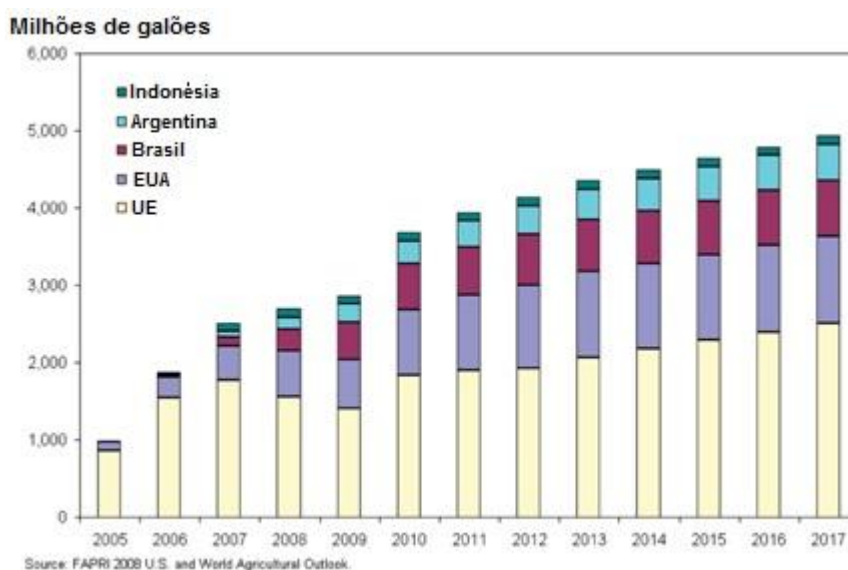


Figura 10.5: Projeção para a produção de biodiesel em um horizonte de dez anos (dados de 2007).¹⁵

No Brasil, a Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, define o biodiesel como um “biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”.¹⁶ Uma das primeiras patentes sobre a produção do biodiesel é brasileira, na década de 1970. Porém, o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) só foi estruturado em 2003. Em 2005, a adição de 2% de biodiesel no diesel de petróleo foi permitida por lei e se tornou obrigatória em 2008.¹⁰ Em janeiro de 2010, esse teor subiu para 5%, e a expectativa é que chegue a 20% nas metrópoles brasileiras já em 2015.¹⁷

A principal matéria-prima do biodiesel no Brasil é o óleo vegetal. As fontes desse óleo variam de região para região e estão resumidas na Tabela 10.3. A soja possui um grande papel na produção agrícola nacional, mas é conveniente lembrar que, neste, o óleo é um subproduto ou coproduto, pois o produto principal é a torta proteica para a alimentação animal e até humana.

Tabela 10.3: Oleaginosas utilizadas no Brasil divididas por região.¹⁸

Região	Óleos vegetais disponíveis
Norte	dendê, babaçu e soja
Nordeste	babaçu, soja, mamona, dendê, algodão e coco
Centro-oeste	soja, mamona, algodão, girassol, dendê e gordura animal
Sudeste	soja, mamona, algodão e girassol
Sul	soja, milho, colza (canola), girassol e algodão

A mamona, embora inicialmente fosse apontada como a grande promessa na produção de biodiesel em larga escala, acabou sendo relegada a um segundo plano. Os problemas apresentados por essa oleaginosa são vários, como a existência de um mercado de cosméticos que absorve boa parte do óleo produzido, a impossibilidade de outros usos da planta, no caso de uma eventual superprodução, entre outros. A queima do biodiesel de mamona pode produzir acroleína e a torta, neste caso, não é comestível.

Apesar das buscas constantes por uma planta que não apresente esses problemas e não impacte no mercado de alimentos, a soja ainda é a oleaginosa que sustenta o programa de biodiesel brasileiro, uma vez que sua indústria é extremamente bem desenvolvida no país. Na Figura 10.6, é apresentada a evolução da produção de biodiesel de 2005 a 2009. Na Figura 10.7, encontram-se as frações das principais fontes para a produção de biodiesel.

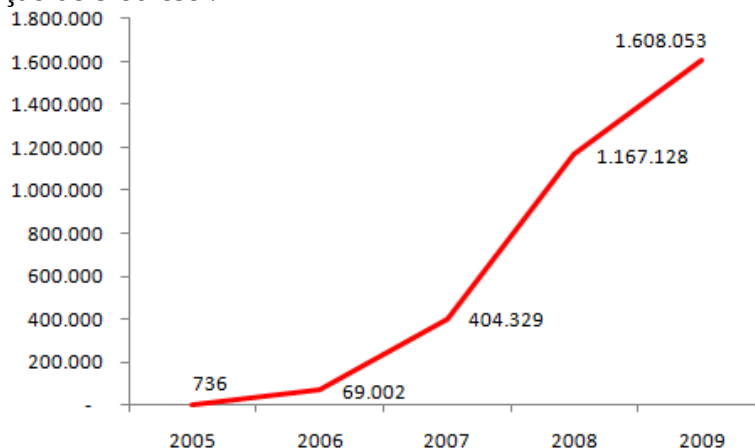


Figura 10.6: Produção de biodiesel no Brasil em m³ (dados da ANP, 2010).

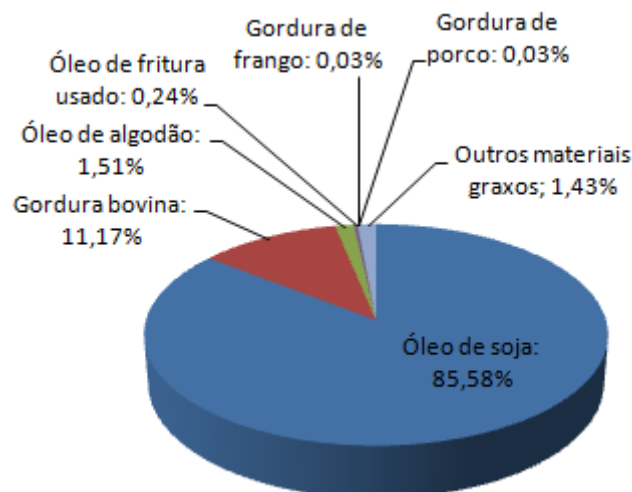


Figura 10.7: Produção brasileira de biodiesel por fonte do óleo/gordura (mês de referência: março/2010).¹⁹

10.3 Biobutanol

O butanol é um álcool que possui uma cadeia de quatro carbonos. O biobutanol é o butanol produzido pela fermentação dos mesmos materiais utilizados na manufatura de etanol, mas por micro-organismos diferentes. Ele pode ser usado como biocombustível e apresenta um comportamento muito mais próximo da gasolina que o etanol.²⁰ Na Figura 10.8, é mostrada a estrutura deste composto químico.

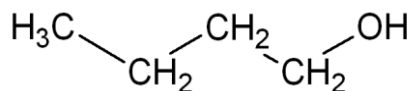


Figura 10.8: Estrutura química do butanol.

O butanol pode ser tanto sintetizado pelos derivados do petróleo quanto produzido biologicamente. O processo biológico é a fermentação. Diferentemente da produção de etanol, que usa a fermentação alcoólica, a produção de butanol se aproveita da fermentação ABE (acetona-butanol-etanol). Esse processo é realizado por bactérias do gênero *Clostridium* (sendo a mais famosa a *Clostridium acetobutylicum*) e forma três partes de acetona, seis de butanol e uma de etanol a partir do amido. A fermentação ABE passou por um longo período de pouca atenção, já que a produção dos solventes é mais barata quando feita a partir do petróleo. Porém, em épocas de escassez e de alta do barril, como na Segunda Guerra, foi utilizada para manufatura de acetona. Atualmente, com o interesse no desenvolvimento de biocombustíveis avançados, a fermentação ABE voltou a ter destaque.

Algumas das vantagens do biobutanol sobre o etanol são: seu maior conteúdo energético, a maior dificuldade em separá-lo da gasolina com o uso de água, pode ser misturado à gasolina em maiores proporções sem requerer modificações no motor, tem grande potencial de ser transportado por dutos, entre outras.²¹ Suas desvantagens são sua toxicidade aos micro-organismos que o produzem, que morrem antes de produzir uma grande concentração, e a dificuldade de separá-lo do etanol e da acetona também produzidos, um processo que consome muita água e energia.

Fábricas de biobutanol foram abertas nos EUA, no Reino Unido e em outros países nos últimos anos. Sua produção ainda não é expressiva, mas há um clima geral de

otimismo quanto ao potencial do biobutanol. O Brasil produz butanol a partir da cana-de-açúcar desde 2006, quando foi fundada a HC Sucroquímica.²⁶ A Butamax, parceria entre a Dupont e a BP, pretende construir no país uma planta de produção em larga escala de biobutanol de cana entre 2012 e 2014, assim como plantas nos EUA e no Reino Unido.²²

10.4 Mercado

As cadeias produtivas dos biocombustíveis atualmente estão conectadas a cadeias produtivas de alimentos, uma vez que são feitos de vegetais produtores de açúcar ou óleos vegetais. Não coincidentemente, os maiores produtores de biocombustíveis são justamente grandes exportadores agrícolas.

10.4.1 Etanol

A cadeia produtiva do etanol envolve o plantio e transporte da matéria-prima, a produção do etanol, sua distribuição e o uso final. A matéria-prima atualmente utilizada é constituída de plantas ricas em açúcares, especialmente milho, cana-de-açúcar, trigo, cevada, entre outras. Essas plantas são cultivadas em larga escala para a produção de alimentos em grandes fazendas monocultoras. Nos EUA, a quantidade de milho usada para a produção de etanol era pequena em comparação ao milho utilizado para alimentação, mas está crescendo rapidamente ao longo do tempo, conforme indica a Figura 10.9.

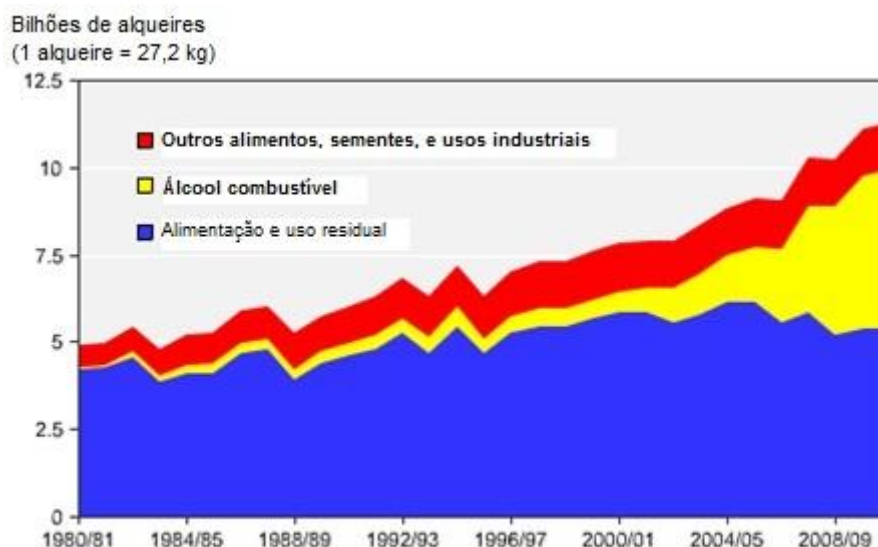


Figura 10.9: Uso doméstico do milho, nos EUA.²³

Esse crescimento pode levar a uma pressão no preço do etanol devido à concorrência com os alimentos, no futuro. Presentemente, o que permite o crescimento da produção de milho é a grande área cultivável.

A crescente demanda por etanol atrelou os preços do milho aos preços do petróleo, de forma que a alta do milho, na mesma época da alta histórica do petróleo, causou alarme entre os americanos em 2007 e 2008²⁴, conforme indica a Figura 10.10. O grande problema é que o milho é também usado em larga escala em ração animal e na indústria de massas para alimentação humana, o que faz com que a parcela

do mercado atingida pela flutuação dos preços do milho, caso flutue ao sabor dos preços do petróleo, seja muito grande.



Figura 10.10: Preços históricos do milho e do petróleo de 2004 a 2008 (os preços estão em dólares para o barril de petróleo e em cents para o alqueire – 27,2 kg – de milho).²⁵

A mesma preocupação pode ser estendida ao açúcar, já que a cana usada no Brasil é uma de suas principais matérias-primas. Historicamente, as grandes altas no preço do açúcar nesse século ocorreram justamente após os choques do petróleo (1973 e 1979), em que a produção de etanol subiu drasticamente, como pode ser visto na Figura 10.11. Assim como acontece com o milho, uma alta do açúcar causa um impacto importante em uma larga parcela do setor alimentício.

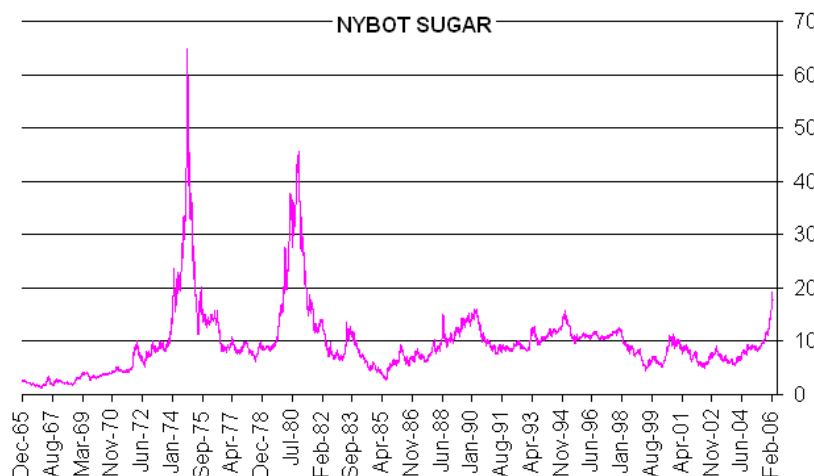


Figura 10.11: Altas históricas do preço do açúcar, em cents/lb.²⁶

Recentemente, o mesmo fenômeno visto no caso do milho ocorreu com o açúcar: seu preço parece ter se atrelado ao da gasolina mais fortemente desde que começaram os programas governamentais de incentivo ao uso do etanol, no início dos anos 2000, da forma indicada na Figura 10.12. Mesmo levando-se em conta fatores ambientais e climáticos, que podem levar a colheitas maiores ou menores, a tendência do açúcar é depender do preço do petróleo e da produção de etanol cada vez mais,

especialmente no Brasil, em que a maior parte da cana colhida já é utilizada na produção de combustível.

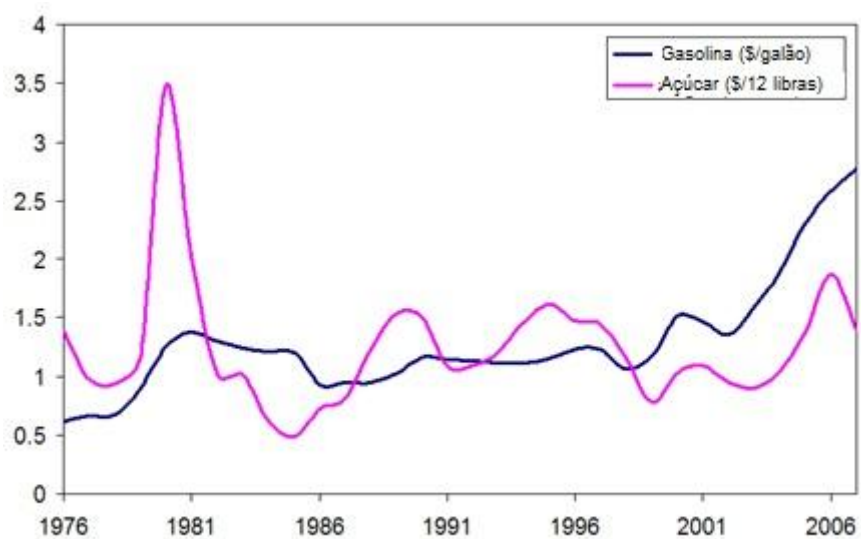


Figura 10.12: Preço nominal do açúcar não refinado e da gasolina.²⁷

O preço do etanol em si varia de país para país, mas o do Brasil é conhecido por ser excepcionalmente barato (nos EUA, ele é geralmente maior que o da gasolina). As pesquisas feitas pelo país para aumentar a produtividade da cana possibilitaram esse cenário. De fato, a partir de 2004, o etanol brasileiro tem se mantido mais barato que a gasolina. A Figura 10.13 apresenta esta comparação.

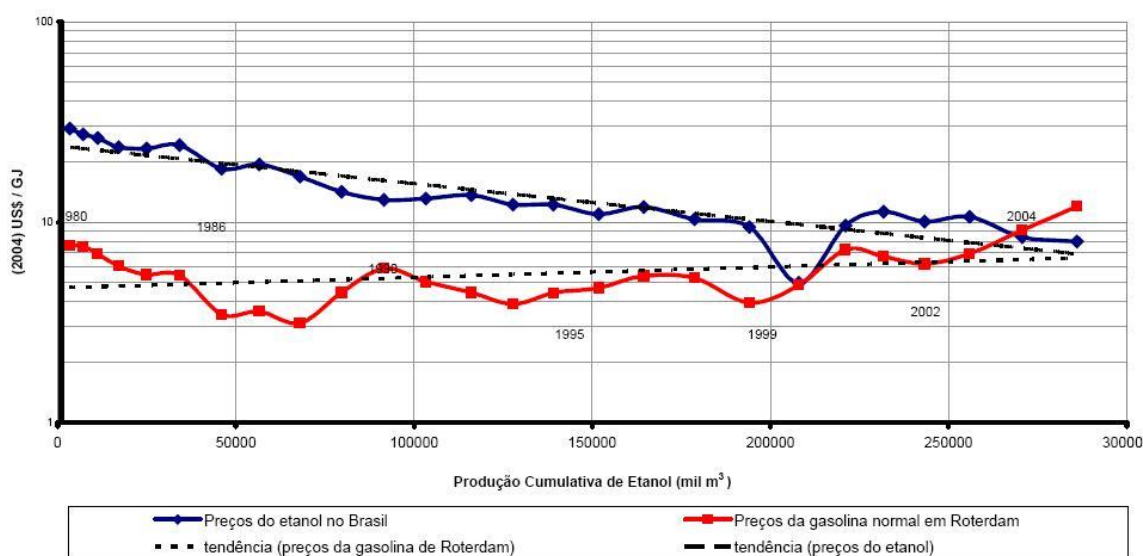


Figura 10.13: Comparação entre os preços do etanol no Brasil e da gasolina internacional ao longo do tempo (1980-2004).²⁸

As maiores empresas de etanol do mundo são a TnPetróleo (formada pela junção entre ETH Bioenergia e a Companhia Brasileira de Energia Renovável), a ADM (dos EUA), a LDC-Sev (fusão entre LDC Bioenergia e Santelisa Vale) e a Cosan, que recentemente fez uma parceria com a Shell.

10.4.2 Biodiesel

A cadeia produtiva do biodiesel é bastante semelhante à do etanol, assim como os problemas relacionados à sobreposição entre essa cadeia e a de produtos alimentícios. Os óleos vegetais a partir dos quais o biodiesel é preparado também são usados por outros setores industriais, entre indústrias químicas, de cosméticos e de alimentos. Os preços do biodiesel ainda são mais altos que os do petrodiesel, mas a distância entre os dois está diminuindo com o passar do tempo, com a busca por produtividade do óleo e a otimização geral da produção, como indicado na Figura 10.14.

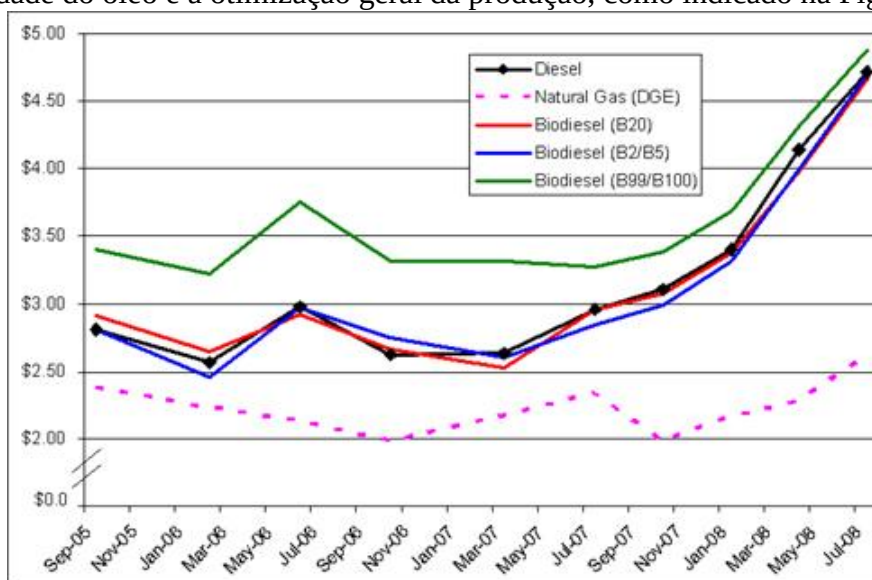


Figura 10.14: Comparação entre os preços de combustíveis alternativos e o diesel de petróleo. (DGE = equivalente a um galão de diesel).²⁹

Assim como o milho e a cana, a soja, principal fonte de óleo para a produção de biodiesel, tem seus preços cada vez mais atrelados aos do petróleo, nos últimos tempos, conforme apresenta a Figura 10.15.

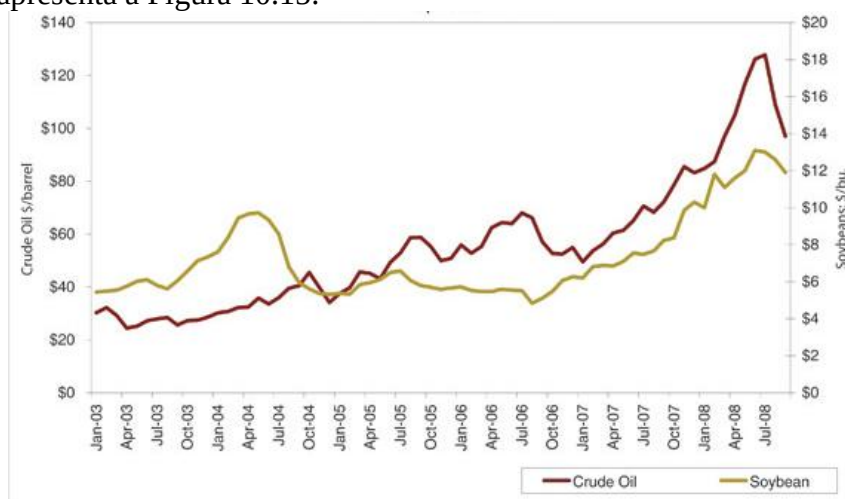


Figura 10.15: Série histórica de preços do petróleo e da soja (2003-2008).³⁰

O mesmo pode ser visto em relação a outras fontes de óleo para o biodiesel (Figura 10.16), mas o caso da soja é particularmente preocupante, uma vez que, assim como o milho, ela é matéria-prima de ração animal e de uma infinidade de produtos alimentícios.

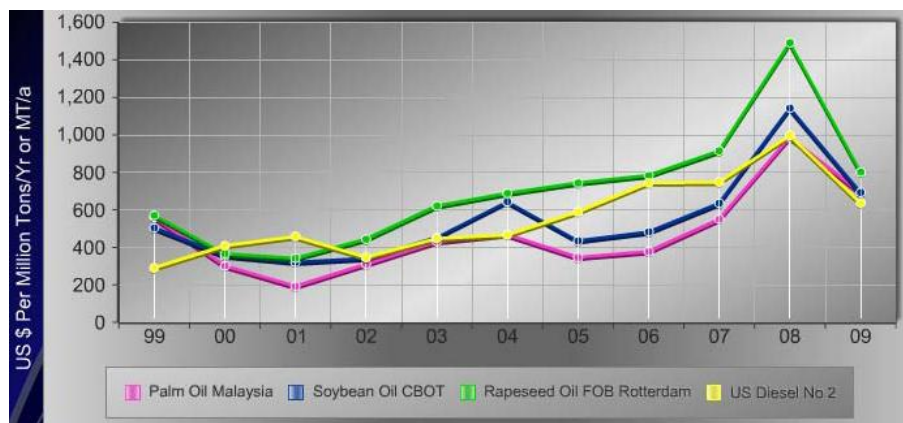


Figura 10.16: Comparação entre a flutuação de preços de vários óleos vegetais e o óleo diesel de petróleo.³¹

Na Alemanha, maior produtora de biodiesel da Europa, o biodiesel é produzido a partir de sementes de colza desde 1999. O que tem permitido sua produção em larga escala é a política alemã de reservar 10% da terra cultivável para plantações não-alimentícias, para evitar a superprodução. A grande fragilidade do comércio do biodiesel alemão é que ele é mais barato porque está isento de certos impostos. Ele só permanecerá mais barato se o governo continuar dando seu apoio.³²

Já quanto ao Brasil, a revista *Exame* publicou um artigo chamado “O que falta para o biodiesel decolar no Brasil”, elencando as dificuldades do mercado brasileiro de biodiesel para se equiparar ao mercado de etanol.³³ De acordo com o artigo, as razões seriam quatro: a falta de uma matéria-prima viável para a expansão do programa, o sistema de leilões de compra de biodiesel pela ANP, a indefinição do papel da Petrobrás no setor e o excesso de investidores, o que estaria causando a superprodução. A questão da matéria-prima reside nos problemas com as matérias-primas cultivadas no Brasil: ou elas têm limitações para serem plantadas em larga escala (dendê, girassol, pinhão-mansão), ou têm baixo rendimento (soja), ou têm um mercado desfavorável para o biodiesel (mamona). As outras três razões, de certa forma, estão interligadas. Os leilões da ANP estariam obrigando os produtores de biodiesel a produzir abaixo da capacidade e, conseqüentemente, não conseguir pagar seus investimentos. Ainda mais que a Petrobrás parece ter interesse em se tornar produtora de biodiesel e, como é ela a única compradora do país, a incerteza sobre seu papel futuro no mercado desencoraja grandes investimentos na área.

A maior empresa de biodiesel do Brasil é a Brasil Ecodiesel. Grandes empresas ao redor do mundo são, nos EUA, a REG e a GreenEarth Fuels (forma a Sustainable Oils em parceria com Targeted Growth – plantam camelina), a Neste, da Finlândia, produtora do NexBTL (biodiesel de alta qualidade) e a Sunx, do Canadá.

10.4.3 Biobutanol

A produção de biobutanol ainda é muito pequena, e sua utilização como combustível é virtualmente inexistente. Algumas empresas focam em produzir micro-organismos fermentadores mais eficientes que os atuais. As empresas envolvidas com biobutanol ao longo do mundo são: Arbor Fuels, BUTALCO GmbH (Suíça), Bioenergy International, Butamax (DuPont/BP), Cobalt Biofuels, Gevo, Inc., Green Biologics, Ltd. (Reino Unido), METabolic Explorer (França), TetraVitae Bioscience.³⁴ Em janeiro de 2011, a Cobalt abriu sua primeira planta de produção de biobutanol.³⁵ O Brasil só tem uma fábrica, a HC Sucroquímica.

10.5 Aspectos técnicos relacionados à produção de energéticos

Neste capítulo, não serão tratados os aspectos de produção de energia. Tais considerações serão feitas na Seção II – Tecnologias Emergentes e Conceituais. Deve ser lembrado que as mesmas tecnologias para a o aproveitamento de biomassa também são aplicáveis para a produção de energia, utilizando-se de resíduos sólidos urbanos, industriais e agroflorestais.

10.5.1. Etanol

O etanol pode ser classificado como sendo de primeira, segunda ou terceira geração, de acordo com a matéria-prima para sua fermentação. O etanol de primeira geração, praticamente o único produzido mundialmente, é feito com a fermentação do amido contido nas plantas. O de segunda geração, da fermentação da celulose e o de terceira seria produzido por algas ou bactérias, sem a necessidade de plantas.

Para a produção de primeira geração, é necessário quebrar as células da planta para extrair o amido armazenado nela e hidrolisar esse amido. Isso porque o amido é constituído de várias unidades de glicose, o açúcar que é efetivamente fermentado. Essa hidrólise é feita em duas etapas. Na primeira, há a adição de água e de amilase (a enzima que causa a hidrólise do amido) ao milho moído, e essa mistura é aquecida. Na segunda, os açúcares da primeira são hidrolisados com a enzima glucoamilase para a formação de glicose, que só então é encaminhada à fermentação.

A fermentação gera álcool, gás carbônico e calor, como indica a Figura 10.17. Como as leveduras responsáveis pela fermentação operam em, no máximo, 32°C, o sistema precisa ser constantemente refrigerado.

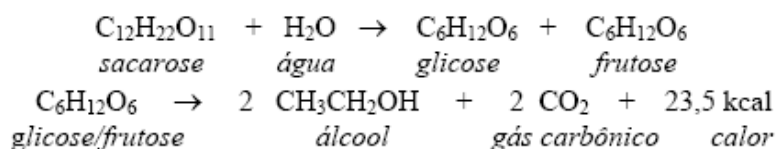


Figura 10.17: Processo de hidrólise da sacarose e fermentação da glicose/frutose.

O etanol celulósico, ou de segunda geração, envolve um processo um pouco diferente. Para sua produção, são usadas partes não comestíveis da planta, ricas em celulose, hemicelulose e lignina. A celulose, assim como o amido, é um polímero de glicose. A diferença está na forma como as ligações entre as moléculas de glicose são feitas, o que muda as propriedades físicas do polímero e faz com que não possa ser fermentado diretamente. Antes de a celulose ser hidrolisada, o material precisa passar por uma etapa chamada pré-tratamento. O pré-tratamento é uma etapa muito custosa, que envolve processos químicos, físicos e biológicos para expor o material lignocelulósico à hidrólise. A hidrólise é feita em duas etapas, como no caso do etanol de primeira geração. A primeira pode ser acídica ou enzimática. A acídica pode ser feita com ácido sulfúrico concentrado (72% m/m) e aquecimento a 120°C ou com ácido sulfúrico diluído (1% m/m) a 180°C - 220°C. A desvantagem do processo com o ácido concentrado é o grande consumo de ácido. Já no processo com o ácido diluído, as temperaturas mais altas podem degradar os açúcares. A hidrólise enzimática usa celulase e hemicelulase como enzimas para a quebra dos açúcares correspondentes e acontece em condições muito mais brandas que a hidrólise acídica, mas exige um controle do meio muito maior. A segunda etapa da hidrólise acontece juntamente com a fermentação. A lignina que sobra como resíduo pode ser usada como combustível de

caldeira. O álcool resultante é destilado e seco da mesma forma que o etanol de primeira geração.

Uma vez produzido, independente da via ou da matéria-prima, o etanol possui uma quantidade de água de cerca de 4%, e é chamado etanol hidratado. Ele pode ser usado em motores flex, especialmente adaptados para não sofrerem corrosão por ele. O etanol hidratado também pode ser seco e se tornar etanol puro (ou anidro) para ser misturado à gasolina. Essa secagem é necessária, uma vez que a água presente no etanol hidratado compromete sua miscibilidade com a gasolina.

A desidratação do etanol pode ser feita por adição de ciclo-hexano a ele e nova destilação. A água será completamente separada e o ciclo-hexano pode ser reaproveitado. Outra forma de desidratação é a peneira molecular. Essa “peneira”, na verdade, é um mineral chamado zeólita, que absorve as moléculas de água, mas não as de etanol.³⁶ Após realizar a desidratação, a zeólita pode ser recuperada e reaproveitada.

Os motores flex, em relação aos motores a gasolina normal, foram modificados em alguns pontos, como a capacidade de trabalhar com diferentes relações ar-combustível. Um sensor chamado sonda lambda mede os níveis de oxigênio do gás de escape e determina qual deve ser a quantidade de ar injetada no motor no próximo ciclo. Isso foi feito para evitar problemas com partidas a frio, comuns nos primeiros carros a álcool.³⁷ Os componentes também receberam proteção contra a ação corrosiva do etanol.

De acordo com um estudo do BNDES, o custo da matéria-prima para a produção de etanol de cana fica entre US\$0,153 e US\$0,206 por litro, alcançando picos de US\$0,27 durante uma alta dos preços de açúcar. O custo final giraria em torno de US\$0,353 e US\$0,406 o litro. Esse custo é equivalente ao do petróleo custando entre US\$50 e US\$57 (os preços atuais do petróleo estão em cerca de US\$70 ou mais).³⁸

As Figuras 10.18 e 10.19, a seguir, mostram a distribuição desses custos, tanto na matéria-prima quanto em seu processamento.

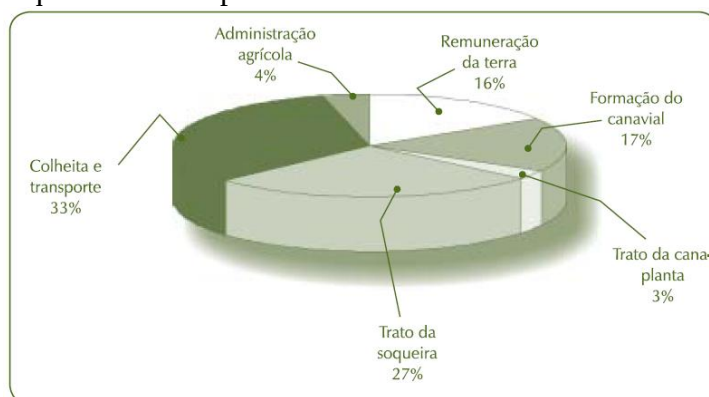


Figura 10.18: Custos médios de matéria-prima para a produção de etanol em 2005.³⁸

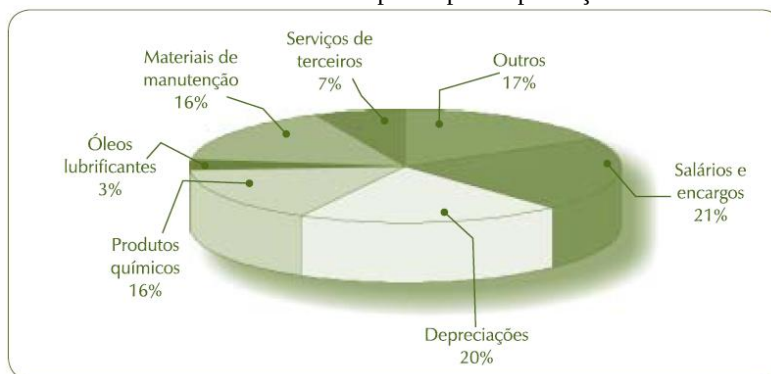


Figura 10.19: Custos médios de operação e manutenção de uma destilaria em 2005.³⁸

10.5.2. Biodiesel

A primeira etapa na produção de biodiesel é a separação do óleo de sua fonte. Quando a fonte é vegetal, a oleaginosa é simplesmente esmagada para a obtenção do óleo, e o farelo restante é usado em alimentação animal. Outra fonte é o chamado licor negro, resíduo da fabricação de papel, que pode ser saponificado para gerar um óleo contendo ácidos graxos, ácidos resinosos e ésteres.

Há três rotas principais para a produção de biodiesel a partir dos óleos: transesterificação catalisada por base e usando etanol, transesterificação catalisada por ácidos e usando metanol e transformação do óleo vegetal em ácido graxo e então a de ésteres metílicos por catálise ácida.³⁹

Independente da rota, o processo é o mesmo: os óleos são misturados ao álcool desejado em excesso (etanol ou metanol) e um catalisador (ácido ou básico) em um reator que irá produzir o biodiesel. Por decantação, a glicerina é separada, e o biodiesel é lavado com água para a retirada do excesso de álcool (que pode ser recuperado e reutilizado). Na Figura 10.20, é esquematizado o processo de produção de biodiesel.

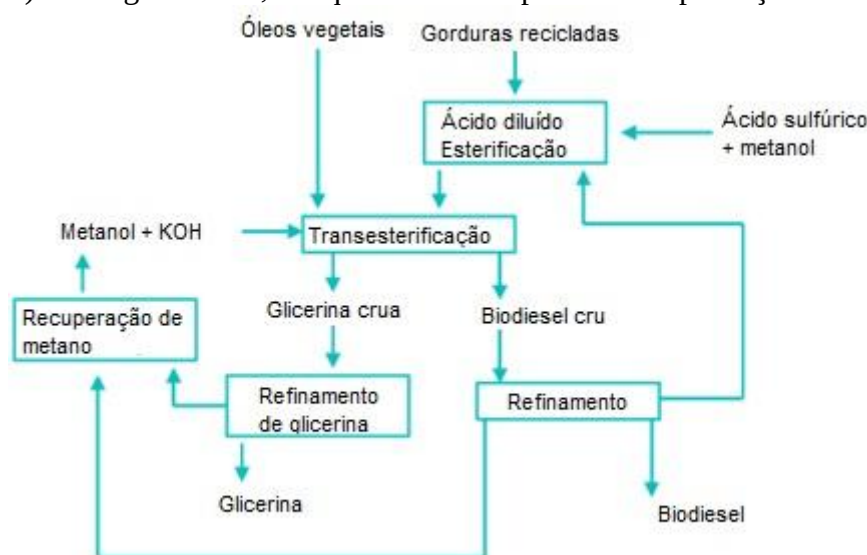


Figura 10.20: Esquema de produção do biodiesel.⁴⁰

Os custos do biodiesel variam de acordo com o país, a matéria-prima e o processo. Um estudo interministerial sobre biodiesel estimou os custos do combustível produzido pelas quatro principais matérias-primas brasileiras e seu preço final para o consumidor na forma de B100 (Tabela 10.4).⁴¹

Tabela 10.4: Custos de produção e preço de venda do biodiesel brasileiro.⁴¹

B100 obtido a partir de	Custo de Produção (R\$/Litro)	Preço ao Consumidor * (R\$)
Palma	0,514	0,775
Girassol	0,688	0,95
Mamona	0,806	1,069
Soja	1,16	1,426

* Incluídas margens de distribuição e de revenda, fretes e CPMF

10.5.3 Biobutanol

As etapas da produção de biobutanol são semelhantes às da produção do etanol, já que ele também é produzido por fermentação. As diferenças residem nos micro-organismos usados (são bactérias do gênero *Clostridium*) e na purificação do butanol, que é produzido juntamente com etanol e acetona. O grande problema desse processo, conhecido como ABE, são os baixos rendimentos, uma vez que o butanol é tóxico para as bactérias. Os rendimentos ficam entre 15% e 25%, com uma concentração de menos de 1,3% de butanol no meio.

A associação entre duas bactérias com diferentes metabolismos (*Clostridium acetobutylicum* e *Clostridium tyrobutyricum*) aumenta o rendimento para 42%, e ainda há a produção de hidrogênio como subproduto.

Ainda assim, pesquisas ainda estão sendo realizadas para a viabilização econômica do biobutanol, para que possa ser produzido e utilizado em larga escala.⁴²

10.6 Impactos ambientais e riscos

Os biocombustíveis são as alternativas mais difundidas para a substituição de combustíveis fósseis em curto prazo. Por um lado, eles são renováveis e, de fato, liberam uma quantidade menor de poluentes atmosféricos quando queimados (Figura 10.21). Por outro, os impactos de sua produção são sérios, e seu papel no efeito estufa ainda é controverso.

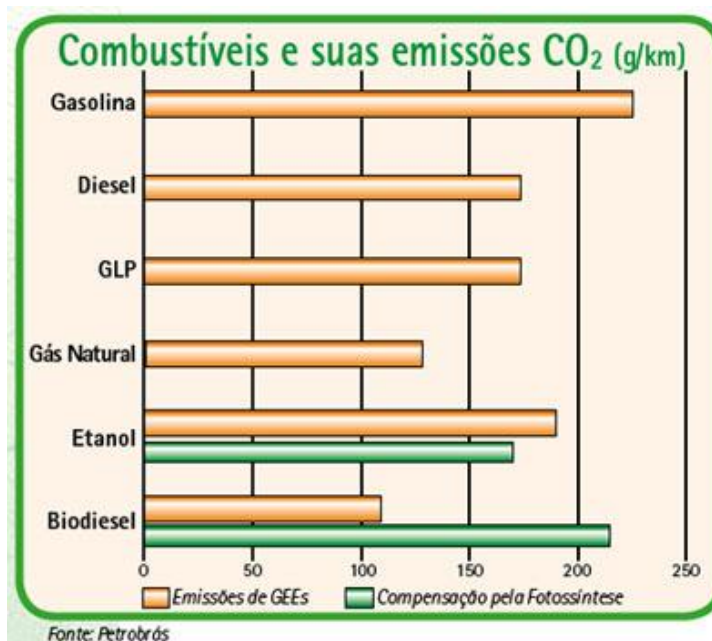


Figura 10.21: Comparação entre as emissões de vários combustíveis com o diesel de petróleo.⁴³

Os combustíveis produzidos a partir da biomassa não contêm enxofre, o que já é uma grande vantagem em relação aos de origem fóssil. Quando o assunto é produção de gás carbônico, a incerteza é maior. Argumenta-se que a fotossíntese das plantas que produzirão a biomassa tornam nulas as emissões de CO₂ dos biocombustíveis. A produção dos biocombustíveis incorpora emissões não relacionadas à matéria-prima, e não existe um consenso sobre o efeito que pode ter a liberação de uma só vez de uma quantidade de carbono que levou meses ou anos para ser capturada. Se, por um lado, os biocombustíveis poluem menos a atmosfera que os fósseis, por outro, estão longe de serem ideais.

O etanol ainda contribui para a formação de ozônio troposférico (fenômeno conhecido como *smog*), e o biodiesel produz mais óxido de nitrogênio que o diesel, devido à presença de largas quantidades de substâncias nitrogenadas no corpo das plantas.⁴⁴ Outro impacto negativo do uso de biocombustíveis é o desmatamento de mata nativa para a plantação de matéria-prima, além da agressão e empobrecimento do solo quando há monocultura extensiva.

10.7 Pesquisa e perspectiva futura

As pesquisas em biocombustíveis se concentram, principalmente, em produzi-los com maior rendimento e a partir de matérias-primas não comestíveis. No caso do biodiesel, trata-se de encontrar uma planta com alto teor de óleo e/ou submetê-la a uma melhoria genética para o aumento desse teor e de um óleo que não seja usado em outros processos industriais. No caso do etanol e do biobutanol, a corrida é por micro-organismos que façam uma fermentação mais rentável e a partir de celulose, que está presente em todas as plantas, nos rejeitos de produção de alimentos e nos papéis do lixo urbano e industrial.

A Embrapa, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, define como metas, na pesquisa de biocombustíveis, desenvolvimentos de: novas tecnologias de energia (etanol celulósico, produtos de biorrefinaria, hidrogênio); rota enzimática para produção de etanol celulósico; enzimas, fungos, bactérias e catalisadores para a produção de energia; uso econômico de glicerina e outros subprodutos da produção de biodiesel; uso de subprodutos da indústria do carvão vegetal para a produção de biofertilizantes e biopesticidas e uso econômico dos subprodutos e rejeitos da produção de etanol de 1ª e 2ª geração.⁴⁵

Uma corrida mundial está acontecendo pelo desenvolvimento de biocombustíveis de 2ª e 3ª geração. Os de 2ª geração seriam os derivados de materiais celulósicos e os de 3ª, de algas, embora algumas pessoas classifiquem como 3ª geração aqueles derivados de plantas geneticamente alteradas.⁴⁶

A empresa Algenol investe em um processo que obtém etanol a partir da fermentação feita por algas em água salgada, ainda em escala-piloto.

Algas também são vistas como potencial fonte de óleos combustíveis, já que suas células possuem alto teor de óleo, muitas vezes, 60% em peso.⁴⁷ Embora muito promissora, a tecnologia das algas ainda não é economicamente viável. Um dos principais entraves é a delicadeza das condições de cultivo das algas e a dificuldade da separação dos produtos.

A primeira empresa a investir em óleo gerado por algas no Brasil e na América Latina é a Algae, do grupo Ecogeo.⁴⁸

10.8 Considerações finais

Biomassa é o termo utilizado para matéria rica em carbono que tem origem recente, vinda de organismos vivos. Essa definição é muito abrangente, e muitas são as formas de se gerar energia a partir da biomassa. Uma possível divisão dessas formas, que não é necessariamente a única ou a mais correta, é em biocombustíveis, gaseificação, digestão anaeróbica, pirólise e combustão direta.

Em última análise, o petróleo, o gás natural e o carvão vegetal nada mais são do que combustíveis derivados de biomassa. Eles não entram na definição, porém, por sua origem antiga. Enquanto a produção de combustíveis fósseis leva tempo demais para ser

considerada renovável, a biomassa pode ser cultivada e transformada em pouquíssimo tempo. Sendo assim, não é surpresa que as transformações a que o homem submete a biomassa resultem em substitutos aos combustíveis fósseis.

Para a fabricação dos biocombustíveis, a biomassa pode ser fermentada (etanol, biobutanol) ou transesterificada (biodiesel). A gaseificação produz um gás de síntese, que pode ser usado para sintetizar vários líquidos orgânicos de importância para a indústria química, para gerar energia por sua queima ou mesmo ter seu hidrogênio purificado. A digestão anaeróbia produz um gás com alto teor de metano, o biogás. E, por fim, a pirólise produz sólidos, líquidos e gases em proporções variadas, com importância energética e química.

As tecnologias de biomassa atualmente comerciais são o etanol e o biodiesel (biocombustíveis), a produção de carvão vegetal e a energia gerada por queima simples da biomassa.

As demais tecnologias enfrentam muitos desafios para a viabilidade, como pouca disponibilidade de matéria-prima, alto custo da energia, dificuldades em aumento de escala, falta de infraestrutura para a distribuição do produto ou da energia geradas, entre outros. No entanto, o potencial da biomassa como substituta dos combustíveis fósseis é tão grande que as pesquisas continuam, para solucionar os problemas das tecnologias existentes e desenvolver novas rotas alternativas de produção de energia.

10.9 Referências

1. WIKIPEDIA. **Ethanol – 3d**. Disponível em: <<http://en.wikipedia.org/wiki/File:Ethanol-3d-stick-structure.svg>>. Acesso em: 10 jun. 2011.
2. ROACH, J. **9,000-Year-Old Beer Re-Created From Chinese Recipe**. Disponível em: <http://news.nationalgeographic.com/news/2005/07/0718_050718_ancientbeer.html>. Acesso em: 10 de mai. 2011.
3. U. S. INFORMATION ADMINISTRATION AGENCY. **Ethanol**. Disponível em: <http://tonto.eia.doe.gov/kids/energy.cfm?page=tl_ethanol>. Acesso em: 12 de jun. 2011.
4. BP. **Alternative Energy**. Disponível em: <<http://www.bp.com/>>. Acesso em: 20 de mai. 2011.
5. BIODIESELBR.COM. **ProÁlcool - História da indústria sucroalcooleira**. Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/proalcool/historia/proalcool-industria-sucroalcooleira.htm>>. Acesso em: 27 de mai. 2011.
6. ÚNICA. **Setor Sucroenergético – Histórico**. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/content/show.asp?cntCode=11891360-41CC-459C-9A22-191506941834>>. Acesso em 01 de jun. 2011.
7. BASTOS, M. M. **Brazil's Ethanol Program – An Insider's View**. Disponível em: <<http://www.energytribune.com/articles.cfm?aid=534>>. Acesso em: 11 de jun. 2011.
8. ÚNICA. **Etanol - Participação de carros flex nas vendas volta a bater 94%**. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/noticias/show.asp?nwsCode=83CC5EC9-8E69-4C11-9F0E-CBDF9B849AE2>>. Acesso em: 13 de jun. 2011.
9. WIKIPEDIA. **Ethanol fuel in Brazil**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Ethanol_fuel_in_Brazil>. Acesso em 14 de jun. 2011.

10. WIKIPEDIA. **Transesterificazione**. Disponível em:
<http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Transesterificazione_ esempio.PNG>. Acesso em: 15 de jun. 2011.
11. ENERGY SYSTEM RESEARCH UNIT. **Engine modification**. Disponível em:
<http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/02-03/biofuels/perf_mods.htm>. Acesso em: 17 de jun. 2011.
12. Ramos, L.P. (Coord.). **Um projeto de sustentabilidade econômica e sócio-ambiental para o Brasil**. Disponível em: <<http://pm.al.gov.br/bpa/publicacoes/biodiesel.pdf>>. Acesso em: 30 de mai. 2011.
13. BIODIESELBR.COM. **Motor Diesel**. Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/biodiesel/motor-diesel/motor-diesel.htm>>. Acesso em: 20 de jun. 2011.
14. PACIFIC ETHANOL CORP. **World Market**. Disponível em: <<http://pacificethanol.com.au/worldmarket.asp>>. Acesso em 23 de jun. 2011.
15. FEDERAL RESERVE BOARD. **Biofuels Impact on Crop and Food Prices: Using an Interactive Spreadsheet**. Disponível em: <<http://www.federalreserve.gov/pubs/ifdp/2009/967/ifdp967.htm>>. Acesso em: 25 de jun. 2011.
16. LEI DIRETO. **Lei No 11.097, de 13 de Janeiro de 2005**. Disponível em: <<http://www.leidireto.com.br/lei-11097.html>>. Acesso em: 30 de jun. 2011.
17. EMBARQ BRASIL. **Biodiesel B5 já está em vigor no Brasil**. Disponível em:
<<http://www.ctsbrasil.org/node/225>>. Acesso: 28 mai. 2011.
18. CÂMARA, G. M. S. **Biodiesel Brasil - Estado Atual da Arte**. Disponível em:
<http://www.cib.org.br/pdf/biodiesel_brasil.pdf>. Acesso em: 01 de jul. 2011.
19. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim Mensal do Biodiesel, abril 2010**. Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=25747>. Acesso em: 3 de jul. 2011.
20. AUTO FOCUS. **Biofuels update**. Disponível em:
<<http://www.dupontelastomers.com/autofocus/a4/af4.asp?article=biofuels>>. Acesso em 10 de jul. 2011.
21. DUPONT. **Biobutanol fact sheet**. Disponível em:
<http://www2.dupont.com/Production_Agriculture/en_US/assets/downloads/pdfs/BP_DuPont_Fact_Sheet_Biobutanol.pdf>. Acesso em 16 de jul. 2011.
22. CLIPPING. **Biobutanol no Brasil**. Disponível em:
<<https://conteudoclipppingmp.planejamento.gov.br/cadastros/noticias/2010/3/23/butamax-vai-exportar-biobutanol-do-brasil>>. Acesso em: 10 de mai. 2011.
23. United States Department of Agricultural. **Background**. Disponível em:
<<http://www.ers.usda.gov/Briefing/Corn/background.htm>>. Acesso em: 16 de mai. 2011.
24. HARGREAVES, S. **Calming ethanol-crazed corn prices**. Disponível em:
<http://money.cnn.com/2007/01/30/news/economy/corn_ethanol/index.htm>. Acesso em: 15 de mai. 2011.
25. BIOENERGY. **Global Bioenergy Industry News**. Disponível em:
<<http://www.thebioenergysite.com/news/2346/cme-crude-oil-prices-impact-livestock-production>>. Acesso em: 29 de mai. 2011.

26. KSHITJI CONSULTANCY SERVICE. **Special report on sugar**. Disponível em: <<http://www.kshitij.com/research/sugar1.shtml>>. Acesso em 10 de jun. 2011.
27. INDEX MUNDI. **Commodities prices**. Disponível em: <<http://www.indexmundi.com/commodities/>>. Acesso em: 26 de mai. 2011.
28. CENBIO. **Economia da Energia da Biomassa**. Disponível em: <<http://cenbio.iee.usp.br/saibamais/economia.htm>>. Acesso em: 10 de jun. 2011.
29. ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. **Historical Alternative Fuel Prices Compared to Gasoline and Diesel**. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/facts/2008_fotw545.html>. Acesso em: 10 de jul. 2011.
30. Shcill, S. R. **Sizing Up the Soybean Market**. Disponível em: <http://www.biodieselmagazine.com/article.jsp?article_id=2973>. Acesso em: 26 de mai. 2011.
31. ALT ENERGY STOCKS. **Biomassa Archives**. Disponível em: <<http://www.altenergystocks.com/archives/biomass/>>. Acesso em: 15 de mai. 2011.
32. OLIVEIRA, N.. **Gigante em Crise**. Disponível em: <<http://www.biodieselrevista.com/001/gigante-em-crise.htm>>. Acesso em 16 de jun. 2011.
33. BIODIESELBR.COM. **O que falta para o biodiesel decolar no Brasil**. Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/falta-biodiesel-decolar-brasil-05-08-09.htm>>. Acesso em: 19 de jul. 2011.
34. DRUKENBROD, M. **Special bio-butanol issue**. Disponível em: <<http://www.specialchem4coatings.com/resources/editorials/editorial.aspx?id=13327>>. Acesso em: 13 sw jul. 2011.
35. RENEWABLE ENERGY WORLD.COM. **Cobalt Technologies Opens Biobutanol Plant**. Disponível em: <<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/01/cobalt-technologies-opens-biobutanol-plant>>. Acesso em: 21 de jun. 2011.
36. PLANALCOOL. **Desidratação de Álcool por Peneira Molecular**. Disponível em: <<http://www.planalcool.com.br/Port/peneira.htm>>. Acesso em: 17 de mai. 2011.
37. SAMAHÁ, F. **Sonda Lambda identifica combustíveis**. Disponível em: <<http://www2.uol.com.br/bestcars/ct2/lambda.htm>>. Acesso em: 10 de jul. 2011.
38. BNDES E CGEE (Coord.) **Bioetanol de cana-de-açúcar : energia para o desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <<http://www.bioetanoldecana.org/pt/download/bioetanol.pdf>>. Acesso em: 17 de jul. 2011.
39. BIODIESEL AMERICA'S ADVANCED FUEL. **Production Statistics**. Disponível em: <<http://www.biodiesel.org/production/production-statistics>>. Acesso em: 10 de jun. 2011.
40. ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. U. S. **Biofuels Industry**. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/biomass/pdfs/us_biofuels_industry_report.pdf>. Acesso em 01 de jul. 2011.
41. BRASIL. Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel. **Grupo detrabalho interministerial: Biodiesel relatório final**. Disponível em: < <http://www.biodiesel.gov.br/docs/anexo3.pdf> >. Acesso em: 13 de jul. 2011.

42. BP BIOFUELS. **Biocombustíveis Avançados**. Disponível em:
<<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9034572&contentId=7064093>> . Acesso em 14 de jul. 2011.
43. NATIONAL BIOFUELS GROUP. **Biodiesel: Ticks of Approval**. Disponível em:
<<http://www.natbiogroup.com/default.asp?id=66>>. Acesso em: 18 de jul. 2011.
44. PIRELLI CLUB TRUCK. **Aquecimento global e sustentabilidade entram na pauta do transportador**. Disponível em: <<http://www.pirelliclubtruck.com.br/revistaclubtruck/revista/truck11/capa.html>>. Acesso em: 17 de jul. 2011.
45. U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Biomass Basic**. Disponível em:
<http://tonto.eia.doe.gov/kids/energy.cfm?page=biomass_home-basics-k.cfm>. Acesso em: 18 de jul. 2011.
46. EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. **Biodiesel R&D in Brazil**. Disponível em:
<http://www.embrapa.gov.br/a_embrapa/unidades_centrais/sri/apresentacoes-agroenergia/Biodiesel%20R-D%20in%20Brazil.ppt/view>. Acesso em: 30 de jul. 2011.
47. BIOPACT. **Thrid Gerneration Biofuels**. Disponível em:
<<http://news.mongabay.com/bioenergy/2007/05/third-generation-biofuels-scientists.html>>. Acesso em: 25 de jul. 2011.
48. OILGAE. **Algae Oil Information**. Disponível em: <<http://www.oilgae.com/algae/oil/oil.html>>. Acesso em 10 de ago. 2011.

PARTE 2 – TECNOLOGIAS EMERGENTES E CONCEITUAIS PARA O SETOR ELÉTRICO

11 DIGESTÃO ANAERÓBIA

Na natureza, a reciclagem da matéria orgânica, gerada pela morte ou excreção dos seres vivos, é realizada por micro-organismos. Eles podem fazer a quebra dos nutrientes com a utilização ou não de oxigênio como oxidante. Quando não utilizam, a digestão é chamada anaeróbica.

A digestão anaeróbica (DA) chama a atenção em termos de produção de energia, devido à produção de metano, chamado de biogás. A digestão acontece em quatro etapas: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese. Todas as etapas são complexas, e as duas primeiras dependem do material de partida. O metano será formado na última etapa da digestão.

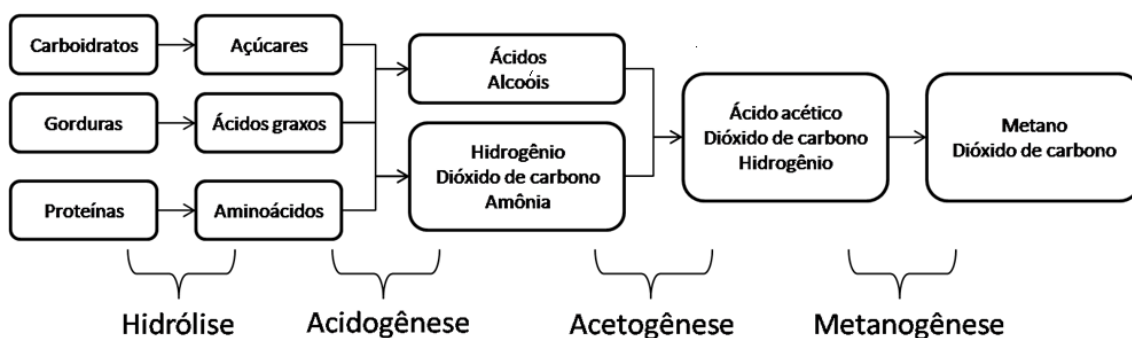


Figura 11.1: Esquema das transformações sofridas pela matéria orgânica na digestão anaeróbica.

Além do biogás, são gerados uma massa sólida e um líquido ou licor, que podem ser usados como fertilizantes.

11.1. Situação no Brasil

A produção de energia pela DA é uma das que ganhou destaque no Brasil desde as crises energéticas, iniciadas com os choques do petróleo, na década de 1970. Assim como no resto do mundo, a produção de biogás no Brasil acontece principalmente no meio rural, com aproveitamento de resíduos agropecuários. Atualmente, existem nove usinas de produção de energia elétrica no país, em São Paulo, Paraná e Minas Gerais. Duas delas operam com esgotos urbanos, conforme indica a Tabela 11.1.

Anualmente, o Brasil libera muitas toneladas de metano para a atmosfera, causando poluição, sobretudo no setor agrícola, e a decomposição de resíduos urbanos. No caso dos resíduos urbanos, a recuperação desse metano para a produção de energia por queima de biogás não só mitiga o problema, como transforma o que seria um problema ambiental em algo de valor econômico.

Tabela 11.1: Usinas de biogás em operação no Brasil.¹

USINAS do tipo UTE em Operação				
Usina	Potência (kW)	Destino da Energia	Proprietário	Município
Bandeirante	20.000	APE PIE	70% Biogeração Energia S/A 30% União de Bancos Brasileiros S.A.	São Paulo - SP
São João Biogás	21.560	PIE	100% São João Energia Ambiental S/A	São Paulo - SP
Energ-Biog	30	REG	100% para Biomass Users Network do Brasil	Barueri - SP
Unidade Industrial de Aves	160	REG	100% Cooperativa Agroindustrial Lar	Matelândia - PR
Unidade Industrial de Vegetais	40	REG	100% Cooperativa Agroindustrial Lar	Itaipulândia - PR
ETE Ouro Verde	20	REG	100% Companhia de Saneamento do Paraná – Sanepar	Foz do Iguaçu - PR
Granja Colombari	32	REG	100% José Carlos Colombari	São Miguel do Iguaçu - PR
Asja BH	430	REG	100% Consórcio Horizonte Asja	Belo Horizonte - MG
Arrudas	2.400	REG	100% Companhia de Saneamento de Minas Gerais	Belo Horizonte - MG
Total: 9 Usina(s)			Potência Total: 44.672 kW	

SP = Serviço Público, PIE = Produção Independente de Energia, APE = Autoprodução de Energia.

11.2 Considerações técnicas sobre a biodigestão

É difícil se falar em um “mercado” de biogás gerado por DA, uma vez que ele geralmente é usado em geração distribuída de energia.

A digestão anaeróbica, como todo processo biológico, tem sua produtividade refém de vários fatores, como temperatura, pH, razão entre água e sólidos e entre carbono e nitrogênio, tamanho da partícula sendo digerida, composição do material digerido, tempo de retenção, entre outros.

A temperatura é um dos fatores mais importantes. Embora haja bactérias anaeróbicas que sobrevivem em temperaturas extremas, o processo de geração de metano tem seus picos de produtividade em 36,7°C (processo mesofílico) e em 54,4°C (processo termofílico). Essa produtividade decai abaixo de 35°C e entre 39,4°C e 51,7°C.² O processo termofílico é mais rápido que o mesofílico, mas necessita de mais energia para ser mantido, além de um cuidado ainda maior com as condições ambientes.

Há várias maneiras de se conduzir uma digestão anaeróbica. A forma mais simples, utilizada em estações de tratamento de esgotos, é a lagoa anaeróbica. São lagoas profundas, da ordem de 3 a 5 metros³, alimentadas com o material orgânico e deixadas em repouso. A profundidade e a ausência de aeração fazem com que o ambiente se torne pobre em oxigênio e as bactérias anaeróbicas sejam favorecidas. Elas podem ser cobertas ou descobertas.

A digestão também pode acontecer em digestores, que têm como vantagem a menor área que ocupam, apesar do maior custo. Existem dois tipos de digestores para a DA, *em lote* e *contínuo*. O digestor em lote é aquele em que o material é introduzido, deixado em repouso para a digestão e retirado totalmente para a introdução de novo material. No digestor contínuo, o material é introduzido e retirado continuamente, em uma dada taxa. Ele é mais complexo, mas preferível a plantas de larga escala.

Os digestores contínuos se dividem em reatores de leito fluidizado (AFBR) e digestores de fluxo ascendente, que podem ser com manta de lodo (UASB) ou com processo de filtragem (UAFP). Os digestores de processo de filtragem podem ser de fluxo descendente, também (DAFP). A Figura 11.2 ilustra esses tipos de reatores.

No UASB, o líquido a ser tratado é injetado no fundo do digestor e passa pelo manto de lodo, onde estão os micro-organismos que irão digerir o material. O tempo de retenção hidráulica (HRT) desse material no digestor varia de 2,5 horas a dois dias, dependendo da concentração do líquido que entra. Um separador irá direcionar o biogás para o topo, onde será recolhido, e o líquido e o sólido restantes para outra saída.⁴

O processo de filtragem consiste em introduzir o líquido a ser digerido em cima ou embaixo, fazê-lo passar por um leito sólido, feito de pedras ou anéis plásticos, onde os micro-organismos estão aderidos. Assim como no UASB, o biogás é recolhido no topo. O líquido resultante da digestão pode ser recolhido no topo ou no fundo, dependendo de onde foi introduzido.¹¹

Ainda há os reatores de leito fluidizado, os AFBR (Figura 11.3), onde o meio em que estão os micro-organismos é fluidizado. A eficiência desses reatores é maior e sua tolerância a mudanças de temperatura também.⁴

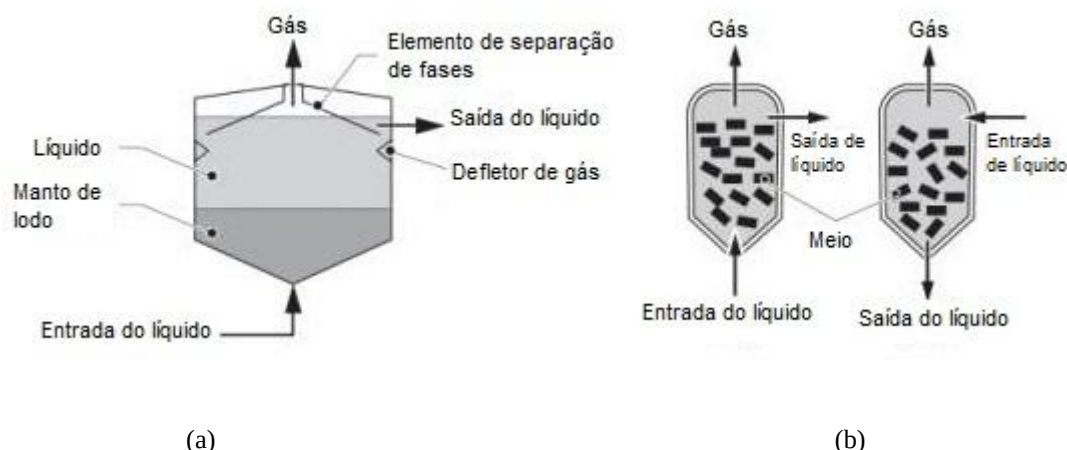


Figura 11.2: Reatores anaeróbicos tipo UASB (a) e tipos UAFP e DAFP (b).⁵

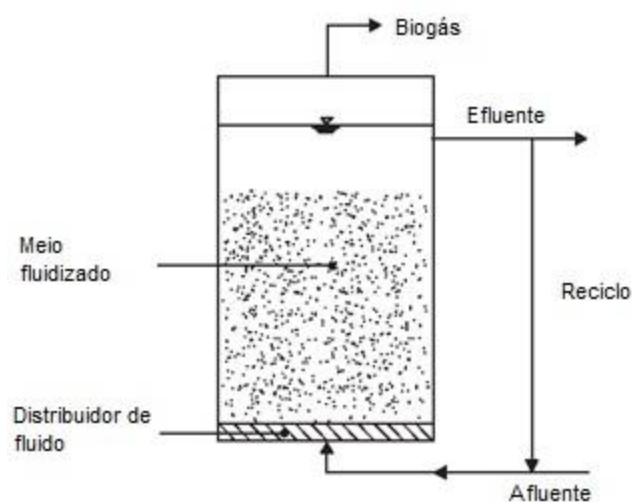


Figura 11.3: Esquema de reator anaeróbico de leito fluidizado (AFBR).⁴

Variações desses digestores são propostas na literatura, uma vez que o digestor que funciona para uma dada composição do resíduo pode não funcionar muito bem para

outra. Como exemplo, pode-se citar o reator CSTR (*Contact Stirred Tank Reactor*), mais adequado para esgoto com alto teor de sólidos, o digestor EGSB (*expanded granular sludge bed*), uma variação do UASB, com diferentes parâmetros de operação.⁶ Esses tipos são apresentados na Figura 11.4.

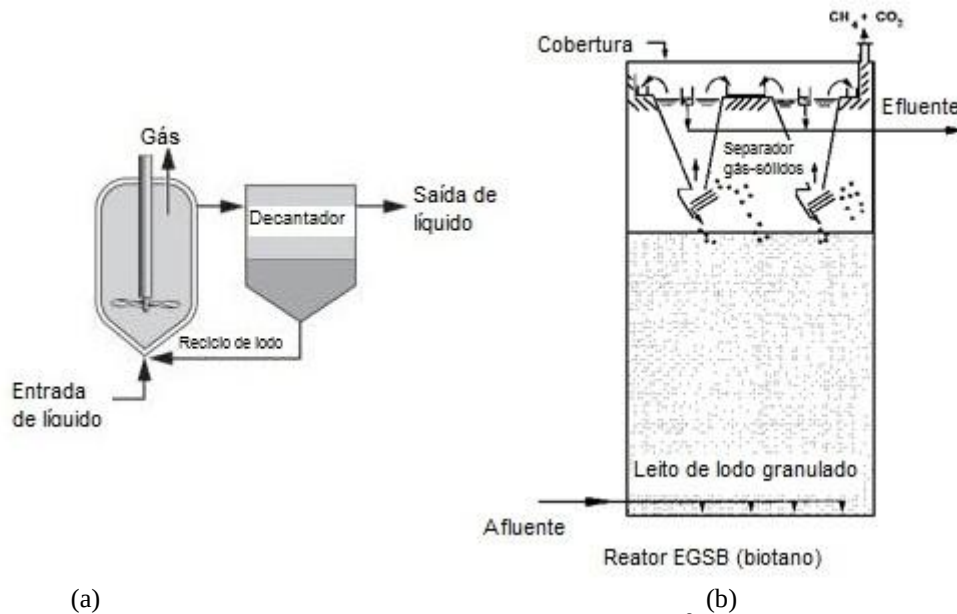


Figura 11.4: Reatores CSTR (a) e EGSB (b).⁶

No caso dos aterros sanitários, o digestor é o próprio lixo enterrado. O biogás é recolhido por tubulações e tratado. É economicamente viável produzir biogás em aterros se, quando o aterro recebe 200 t de resíduo/dia, tem capacidade mínima de recepção da ordem de 500000 toneladas e altura mínima de carregamento de 10 m.⁷ Na Figura 11.5, pode ser visto o arranjo para captação de biogás em aterros.

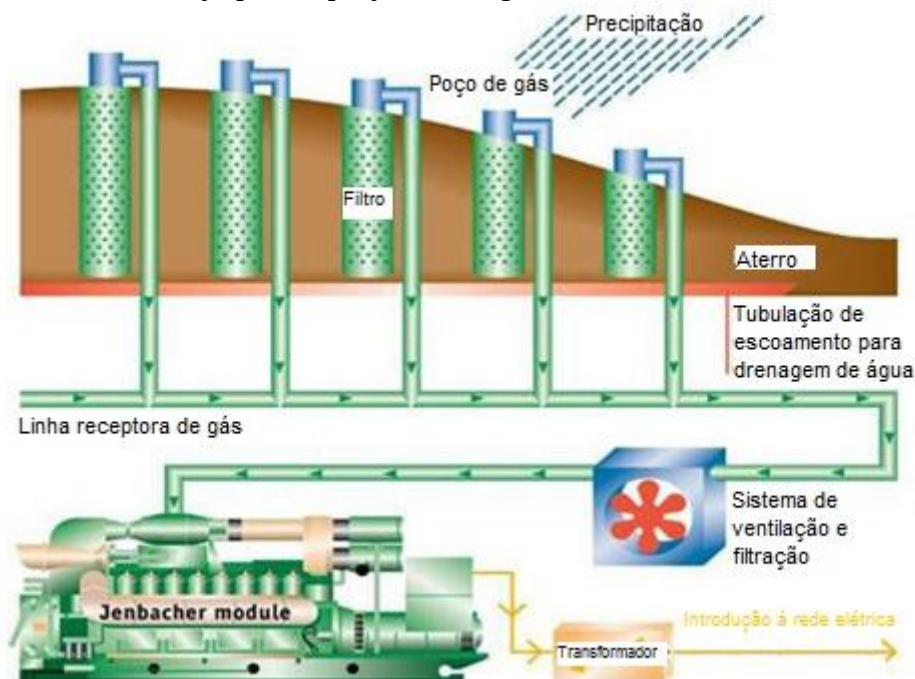


Figura 11.5: Processo de recolhimento, purificação e produção de energia por gases de aterros sanitários.⁷

Uma vez recolhido, o biogás precisa ser limpo de impurezas, como o gás sulfídrico. O gás resultante, composto principalmente de metano, pode ser utilizado na produção de energia em turbinas a gás, da mesma forma que o gás natural.

11.3 Custos

Os custos da digestão anaeróbica variam de acordo com o método e a matéria-prima. Geralmente, os estudos de custos de digestão anaeróbica se referem aos custos de implantação em uma fazenda, para que esta faça digestão de resíduos animais. Uma comparação entre a energia gerada pelo biogás nos EUA e outras formas de produção de energia pode ser vista nas Figuras 11.6-11.7. Essas figuras mostram que é vantajoso para o pecuarista a implantação desse sistema em sua fazenda.

De acordo com a EPA (Agência de Proteção Ambiental dos EUA), preparar um aterro sanitário para a produção de energia envolve custos capitais de US\$600.000 a US\$750.000 e custos de operação de US\$40.000 a US\$50.000. O custo da energia varia de acordo como método usado para obtê-la.⁹

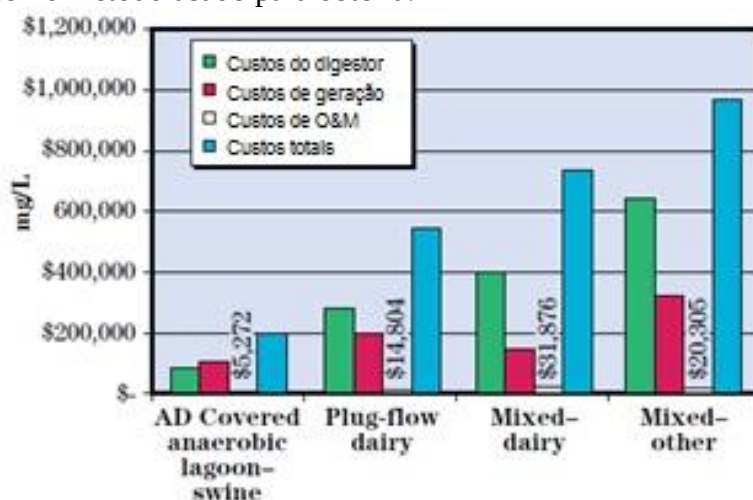


Figura 11.6: Custos de implantação e produção de energia por meio de digestão anaeróbica nos EUA (dados de 2007).⁸

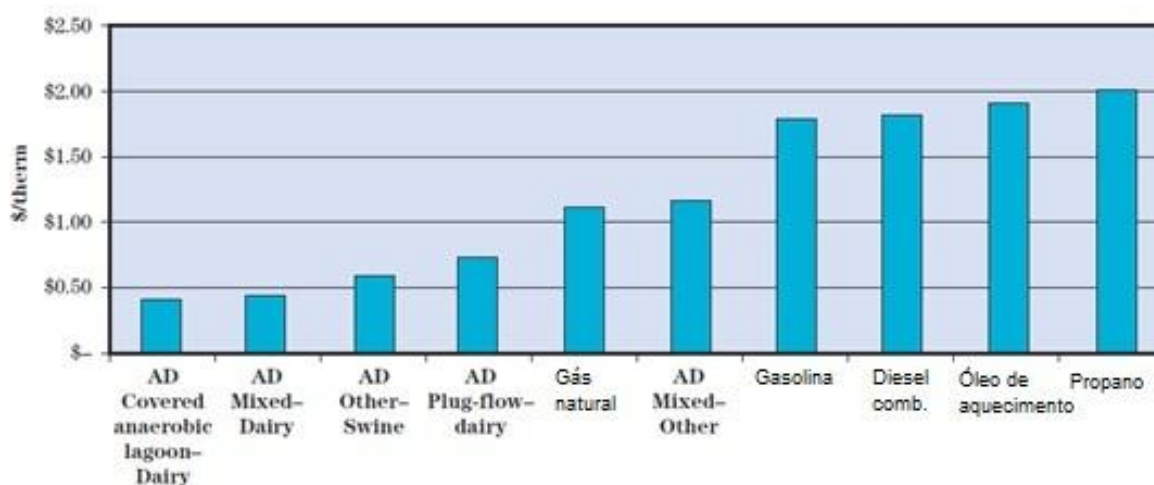


Figura 11.7: Comparação entre os custos de geração da digestão anaeróbica e os de formas fósseis de energia.⁸

11.4 Impactos ambientais e riscos

A digestão anaeróbica possui vários impactos ambientais positivos, em comparação com as atuais fontes de energia. O primeiro é a eliminação quase completa de compostos malcheirosos dos resíduos, assim como dos patógenos presentes. As emissões de gases-estufa também são diminuídas, já que o metano que seria liberado para a atmosfera é usado na produção de energia. Após esse uso, ele gera gás carbônico que é mais de 20 vezes menos poluente.

O líquido e o sólido restantes da digestão podem ser utilizados como fertilizantes, evitando o uso de derivados do petróleo, e a água tratada pode ser reciclada. Também não há liberação do chorume que poderia poluir os solos e águas em torno da fonte de resíduos que serão digeridos.¹⁰

Como impactos negativos, tem-se o fato de que as emissões de gás carbônico podem ser diminuídas, mas não desaparecem.

11.5 Pesquisa e perspectiva futura

A digestão anaeróbica já se provou uma alternativa viável para aumentar a competitividade de pecuaristas, mas ainda há muito a ser desenvolvido em termos de melhoria da eficiência e de criação de uma infraestrutura para a comercialização da energia gerada.

A empresa Biotec define seus campos de pesquisa na geração de biogás como:¹¹

- Produção de biogás, usando grama e forrageiras;
- Produção de biogás a partir de glicerina;
- Produção de biogás a partir de vinhaça de destilarias de etanol;
- Gerenciamento e manejo da lama de lagoas anaeróbicas;
- Produção de metanol a partir de biogás;
- Biogás como combustível veicular;
- Metodologia de projetos CDM (*Clean Development Mechanism*);
- Fermentação termofílica acídica.

Esses campos são bem representativos das principais frentes de pesquisa em digestão anaeróbica de resíduos agropecuários. Em termos de digestão anaeróbica em aterros sanitários, para a produção de biogás, a pesquisa se concentra em purificar e transportar o metano gerado no aterro.

11.6 Referências

- 1 ANEEL. **Capacidade de Geração no Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelListaUsinas.asp?classe=Biomassa&combustivel=19&fase=3>>. Acesso em: 10 de ago. 2011.
- 2 RENEWABLE ENERGY INSTITUTE. **What is an Anaerobic Digester?** Disponível em: <http://www.anaerobicdigester.com/anaerobic_digesters.htm>. Acesso em: 15 de jul. 2011.
- 3 CASAN. **Biogás**. Disponível em: <<http://novo.casan.com.br/#0>>. Acesso em 16 de jul. 2011.
- 4 FAO. **Chapter 4 - Methane production**. Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/w7241e/w7241e0f.htm>>. Acesso em: 14 de ago. 2011.

- 5 PARR, J. **Anaerobic treatment of municipal wastewater: How appropriate is it for low-income countries?** Disponível em: <<http://www.lboro.ac.uk/well/resources/fact-sheets/fact-sheets-hm/Anaerobic%20treatment.htm>>. Acesso em: 01 de ago. 2011.
- 6 IRWIN, T. **Fundamentals**. Disponível em: <<http://www.engineeringfundamentals.net/EGSBs/fundamentals.htm>>. Acesso em: 03 de ago. 2011.
- 7 ASIA BIOGAS. **Anaerobic Treatment of Wastewater: Principles, Basic Design Considerations and Practical Applications**. Disponível em: <<http://www.asiabioogas.com/process.html>>. Acesso em: 15 de ago. 2011.
- 8 NATURAL RESOURCES CONSERVATION SERVICE. **An Analysis of Energy Production Costs from Anaerobic Digestion Systems on U.S. Livestock Production Facilities**. Disponível em: <http://faculty.apec.umn.edu/wlazarus/documents/TN_BIME_1_a.pdf>. Acesso em: 17 de ago. 2011.
- 9 WINDOW ON STATE GOVERNMENT. **Landfill Gas**. Disponível em: <<http://www.window.state.tx.us/specialrpt/energy/renewable/landfill.php>>. Acesso em: 17 de ago. 2011.
- 10 ALTERNATIVE ENERGY. **Anaerobic Digestion of Biomass**. Disponível em: <<http://www.alternative-energy-news.info/anaerobic-digestion-biomass/>>. Acesso em: 01 de jul. 2011.
- 11 BIOTEC. **Research and Development**. Disponível em: <http://www.biotech.net/en.php?id_menuppal=3&id_menusec=18>. Acesso em: 20 de ago. 2011.

12 GASEIFICAÇÃO

Gaseificação de biomassa é um processo térmico a partir do qual matéria carbonácea, de origem orgânica e recente, é decomposta em condições controladas para a geração de um gás combustível, conhecido como *gás de síntese*.

As reações químicas que acontecem em um gaseificador de biomassa formam uma rede bastante complexa. Em um primeiro momento, ocorre a oxidação parcial da biomassa e, em seguida, as altas temperaturas favorecem que os produtos sofram novas reações, gerando um gás de síntese, composto basicamente de hidrogênio, metano, gás carbônico e monóxido de carbono. Embora os dois últimos não sejam de interesse na produção de energia, os dois primeiros são altamente energéticos e podem ser usados, até mesmo em células a combustível.

Outra utilização do gasogênio é a síntese de biocombustíveis. Uma das formas é o chamado processo Fischer-Tropsch, que produz hidrocarbonetos a partir de hidrogênio e monóxido de carbono. Os hidrocarbonetos podem sofrer novas reações para a produção de praticamente qualquer substância orgânica conhecida. É isso o que faz o petróleo tão versátil e é o que pode tornar a biomassa seu substituto. A Figura 12.1 apresenta uma síntese do processo de gaseificação.

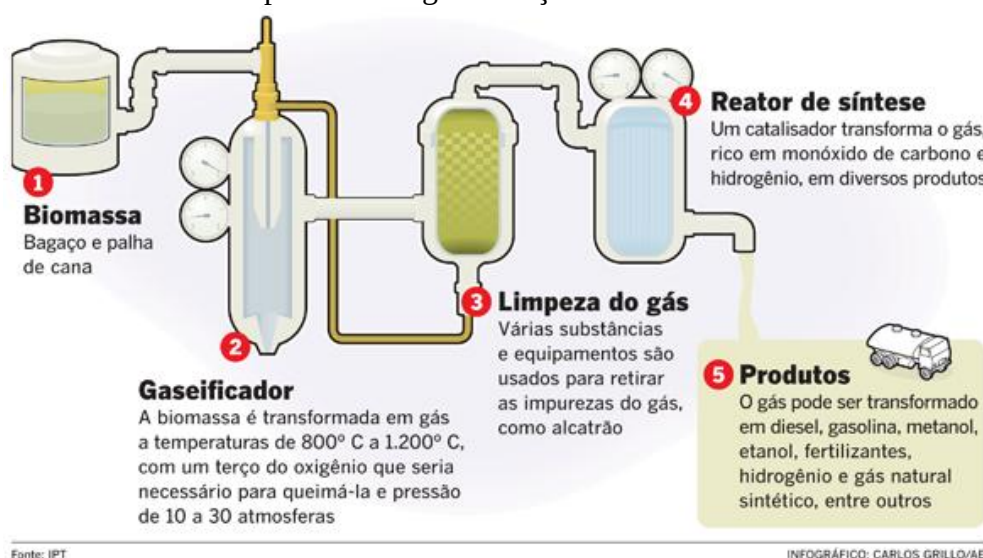


Figura 12.1: Resumo do processo de gaseificação com liquefação da biomassa.²

Os estudos a respeito de gaseificação de biomassa começaram ainda no século XVII com experimentos químicos de Shirley e Clayton. A partir do final do século XVIII e início do XIX, o processo passou a ser usado na produção de gás para a iluminação de casas e ruas, primeiramente a partir de carvão e depois, a partir de madeira e óleo.³

A gaseificação passou por um declínio após a Segunda Guerra Mundial, com a facilidade de acesso a combustíveis fósseis baratos, mas, como muitas tecnologias alternativas para a produção de energia, voltou à cena com os choques do petróleo em 1973 e 1979. Atualmente, a gaseificação é aplicada principalmente a combustíveis fósseis – a biomassa corresponde a apenas 2% do total da matéria carbonácea gaseificada. O National Energy Technology Laboratory, dos EUA, apresenta uma série de estatísticas sobre gaseificação de matéria fóssil e biomassa, conforme apresenta a Figura 12.2.

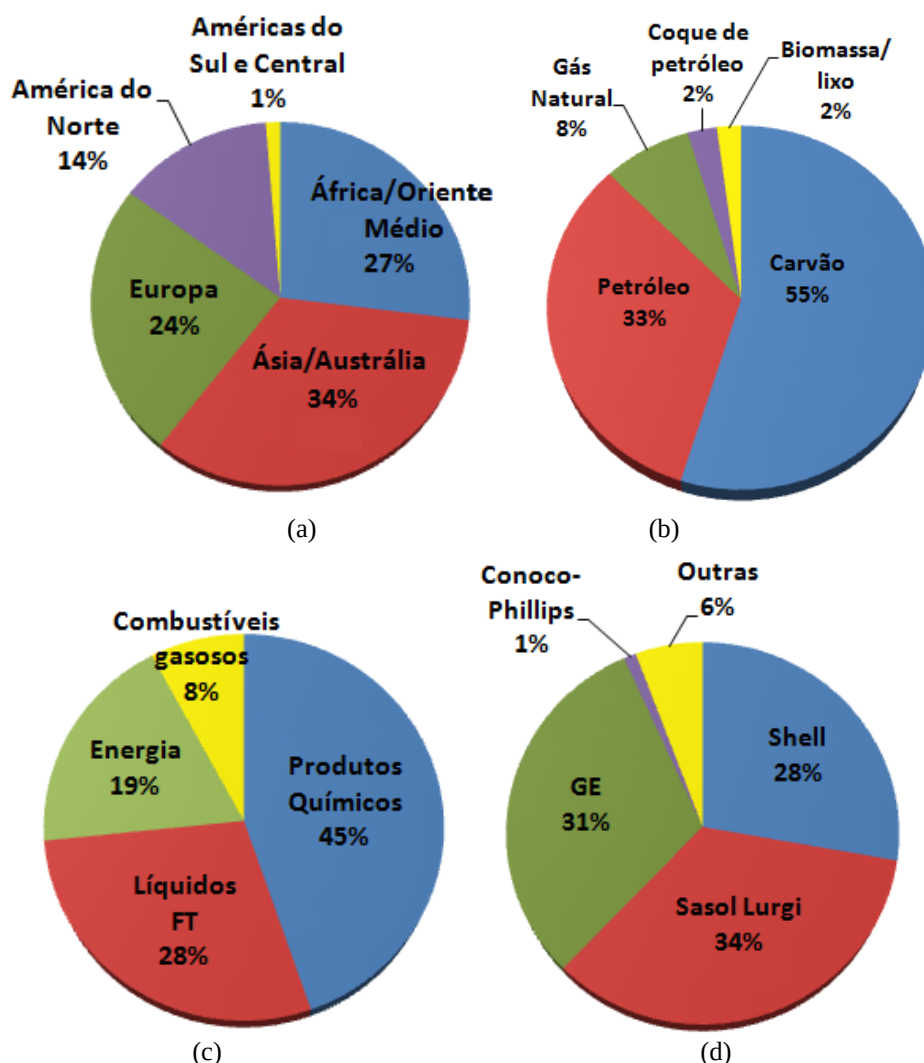


Figura 12.2: Volume de material gaseificado por: localização das plantas (a), matéria-prima (b), produtos finais (c) e empresas donas das plantas (d).⁴

12.1 Situação no Brasil

Durante a Segunda Guerra Mundial, foi criada no Brasil a Comissão Nacional do Gasogênio. Essa tecnologia de gaseificação já era antiga e muito difundida na época, mas, como muitas outras, tinha ficado em segundo plano com o barateamento do petróleo. Depois do fim da guerra, o gasogênio voltou a cair em desuso, até o primeiro choque do petróleo, em 1973.⁵ No início da década de 1990, a gaseificação era praticada em pequena escala, em propriedades rurais. A Eletrobrás e a CHESF, em 1991, propuseram um projeto chamado Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira e Produção de Eletricidade, que propunha construir um gaseificador que funcionaria à base de lascas de madeira e bagaço de cana. O Banco Mundial aprovou o financiamento do projeto, hoje concluído. O consórcio contou também com a presença da Cientec, da Vale do Rio Doce, da Shell e do MCT. Como resultados, o SIGAME apresentou o projeto de um gaseificador capaz de produzir 32MW de energia, além de estudos sobre o tema.⁶ Projetos como o GASEIFAMAS e o GASEIBRAS, do Centro Nacional de Referência em Biomassa (CENBIO), em 2004, avaliaram a viabilidade de se utilizar biomassa na produção de energia elétrica em populações afastadas do Amazonas. Ambos chegaram à conclusão de que é possível, mas exige adaptação dos atuais

motores a diesel para evitar a acumulação de resíduos.⁷ Apenas quatro usinas, usavam biogás, em São Paulo em 2008.

12.2 Mercado

Os gaseificadores de biomassa ainda estão em fase de desenvolvimento e demonstração. Aqueles disponíveis comercialmente não produzem gás purificado.⁹ Aqueles que já praticam essa modalidade de obtenção de energia geralmente o fazem para consumo próprio.

12.3 Considerações técnicas sobre a produção de energia

A tecnologia dos gaseificadores é antiga e, dentro de certos limites, dominada e comercialmente disponível. Eles podem ser divididos entre gaseificadores *de leito fixo* e *de leito fluidizado*.

Gaseificadores de leito fixo são os mais antigos e mais difundidos. São subdivididos entre concorrente (ou *downdraft*) e contracorrente (ou *updraft*). O *gaseificador contracorrente* (Figura 12.3) para a queima de carvão é o mais antigo e o mais simples dos projetos. Nele, o combustível é alimentado no topo do gaseificador, enquanto o ar (ou oxigênio) é alimentado na grelha, formando duas correntes de sentidos opostos. O combustível que alcança a grelha é queimado, e os gases quentes (CO_2 e H_2O) resultantes sobem e trocam calor com o combustível que está descendo. Essa troca de calor provoca a redução do CO_2 e da água a CO e H_2 , além de pirólisar o combustível. Essa mistura de gases reduzidos, umidade e voláteis da pirólise é recolhida no topo do gaseificador.

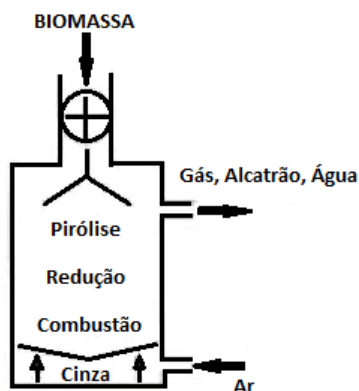


Figura 12.3: Esquema de um gaseificador contracorrente.¹¹

O mais famoso gaseificador contracorrente é o gaseificador Lurgi, usado com alimentação de carvão. As vantagens desse tipo de gaseificadores estão na simplicidade de operação e nas altas temperaturas que a grelha pode alcançar. As desvantagens são a presença de alcatrões no gás produzido, a necessidade de granulometria uniforme do combustível e a necessidade de diminuição da temperatura da grelha se vapor d'água e CO_2 estiverem presentes no ar introduzido através dela.

Nos *gaseificadores concorrentes* (Figura 12.4), tanto o combustível quanto o ar (ou oxigênio) são injetados na parte superior da grelha, fluindo para baixo. Isso faz com que o material sofra, em um primeiro momento, aquecimento e secagem. Após isso, ele sofre pirólise flamejante até se tornar carvão vegetal. Mais abaixo, o carvão vegetal será gaseificado e absorverá energia até que a temperatura alcance 800°C e as reações parem. Nesse ponto, restam as cinzas, que serão retiradas pela grelha.

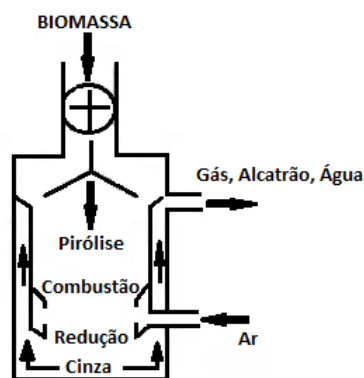


Figura 12.4: Esquema de um gaseificador co-corrente.¹¹

Esse processo tem como vantagens produzir gases com teores quase desprezíveis de alcatrão e ser uma tecnologia bastante difundida – os gasogênicos, muito utilizados na Segunda Guerra, eram gaseificadores co-correntes. As desvantagens são que o combustível deve apresentar baixo teor de umidade, caso contrário não sofrerá a pirólise flamejante antes de atingir a região de baixa temperatura, e não há um aproveitamento do calor dos gases produzidos em altas temperaturas.

Gaseificadores de leito fluidizado (Figura 12.5) surgiram para a gaseificação de grandes quantidades de carvão (gaseificador Winkler) e para o craqueamento catalítico de hidrocarbonetos pesados, entre outras aplicações. Neles, o ar ou o oxigênio é introduzido em uma câmara com um leito particulado. A passagem do gás faz com que as partículas fiquem suspensas e se comportem como um fluido. A vantagem do leito fluidizado em comparação ao leito fixo é que as partículas suspensas facilitam as trocas de calor com o combustível a ser gaseificado. Eles podem ser divididos em *leito borbulhante* e *leito circulante*.

Os *gaseificadores de leito borbulhante* são aqueles em que a passagem do ar tem velocidade tal que, além de fluidizar o leito de areia, ainda cria bolhas de gás no “fluido”. A velocidade de arraste das partículas nele tipicamente é de 1 m/s. No leito circulante, as partículas são arrastadas a velocidades entre 7 e 10 m/s, recolhidas em um ciclone e voltam ao leito.

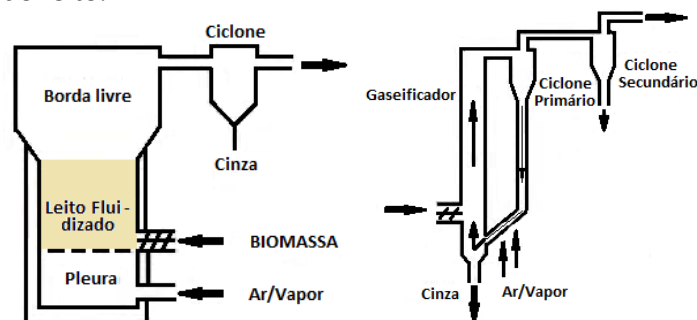


Figura 12.5: Esquema de gaseificadores de leito borbulhante e de leito circulante, respectivamente.¹¹

A vantagem de se usar um leito fluidizado é a possibilidade de se lidar com taxas de umidade elevadas (até 65%). São mais flexíveis com relação ao combustível utilizado, embora tenham problemas com granulometrias superiores a 10 cm e muito finas. As desvantagens são as dificuldades em se trabalhar em pressões maiores que a atmosférica e a incompatibilidade com combustíveis com alto teor alcalino (embora o uso de caulim seja apontado como solução para esse problema). O primeiro gaseificador de biomassa integrado e com leito circulante é o sueco Värnamo IGCC.

A escolha do melhor gaseificador depende da situação e da composição da biomassa. Em termos de escala da planta, os gaseificadores podem ser distribuídos conforme indica a Figura 12.6.

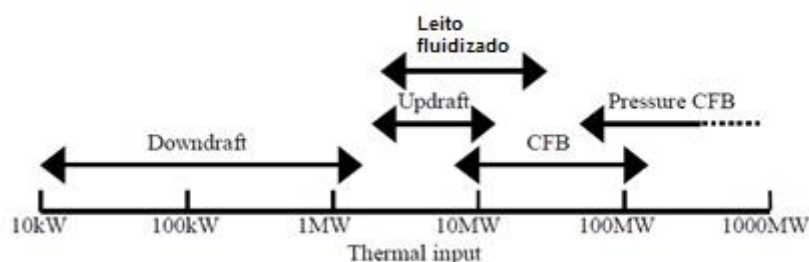


Figura 12.6: Distribuição das tecnologias de gaseificadores dependendo do input.¹²

12.4 Produção de energia elétrica

Uma vez gaseificada, a biomassa pode gerar energia sendo liquefeita para a geração de combustíveis ou sendo utilizadas em uma turbina a gás. Cada matéria-prima fornece gás de síntese com uma determinada composição, e essa composição determina sua utilização final.

As turbinas a gás são desenhadas para funcionar com gás natural, que é composto principalmente de metano e uma pequena porcentagem de hidrocarbonetos mais pesados. O gás de síntese é composto de hidrogênio, monóxido de carbono e um volume considerável de gases não combustíveis, o que acaba fazendo que seu poder calorífico seja tipicamente de 15% o do gás natural ou até menos. Esse poder calorífico menor faz com que o fluxo de gás na turbina tenha de ser aumentado para que a turbina opere em sua temperatura ideal. Quanto menor o poder calorífico do gás de síntese, maior deve ser a energia gasta para aumentar o fluxo do gás e, conseqüentemente, menor o rendimento líquido da produção de energia.¹⁴ Na Tabela 12.1, é apresentada uma comparação entre o poder calorífico por gaseificação.

Tabela 12.1: Composição do gás de síntese de várias matérias-primas e seu poder calorífico. O gás natural foi colocado para fins de comparação. (Adaptado.)¹⁵

Combustível	Método de Gaseificação	Porcentagem em Volume					Poder Calorífico MJ/m ³
		CO	H ₂	CH ₄	CO ₂	N ₂	
Gás Natural	-	-	-	97	-	-	19-56 ¹⁶
Carvão vegetal	Contracorrente	28-31	5-10	1-2	1-2	55-60	4.60-5.65
Madeira com 12-20% de umidade	Contracorrente	17-22	16-20	2-3	10-15	55-50	5.00-5.86
Peletes de palha de trigo	Contracorrente	14-17	17-19	-	11-14	-	4.50
Cabelo de coco	Contracorrente	16-20	17-19.5	-	10-15	-	5.80
Cascas de coco	Contracorrente	19-24	10-15	-	11-15	-	7.20
Cana prensada	Contracorrente	15-18	15-18	-	12-14	-	5.30
Carvão vegetal	Cocorrente	30	19.7	-	3.6	46	5.98
Sabugo de milho	Contracorrente	18.6	16.5	6.4	-	-	6.29
Peletes de casca de arroz	Contracorrente	16.1	9.6	0.95	-	-	3.25
Cubos de caules de milho	Contracorrente	15.7	11.7	3.4	-	-	4.32

Assim como ocorre com o gás natural, as usinas de biomassa podem realizar cogeração e realizar ciclo combinado (CC). Na cogeração (sistemas CHP – *Combined Heat and Power*), depois de gerar energia elétrica na turbina a gás, os gases aquecidos que seriam descartados são usados para gerar calor (Figura 12.7). Já no ciclo combinado, os gases aquecidos são usados para trocar calor com um fluido e gerar mais energia em uma turbina a vapor (Figura 12.8).

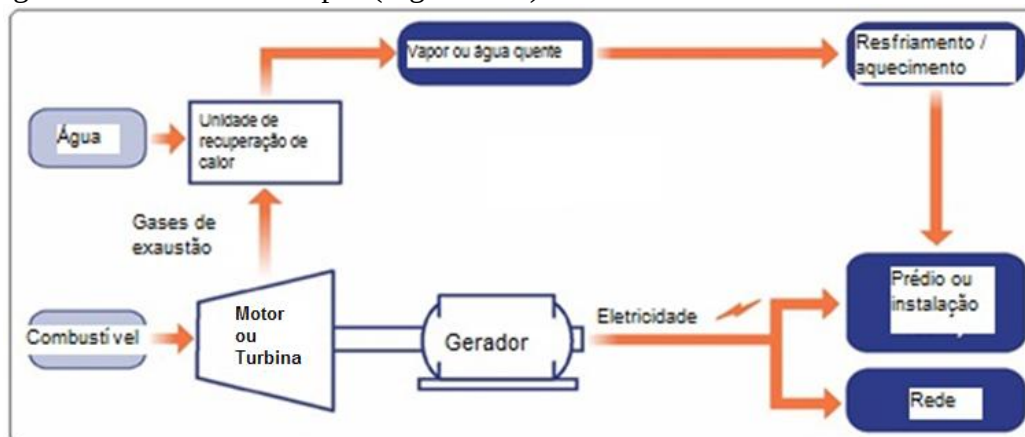


Figura 12.7: Esquema de um sistema de cogeração (CHP).¹⁷

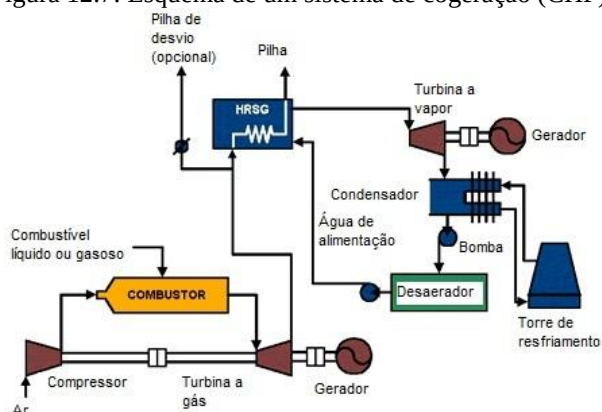


Figura 12.8: Produção de eletricidade em ciclo combinado.¹⁸

Outra forma de utilização da biomassa é a cocombustão, em que biomassa e carvão são queimados para a produção de energia, conforme indicado na Figura 12.9. A cocombustão pode ser *direta*, com o carvão e a biomassa sendo queimados na mesma caldeira, pode ser *indireta*, com a biomassa sendo gaseificada antes de ser introduzida na caldeira do carvão e pode ser *paralela*, quando a biomassa e o carvão são queimados em caldeiras diferentes e não entram em contato.

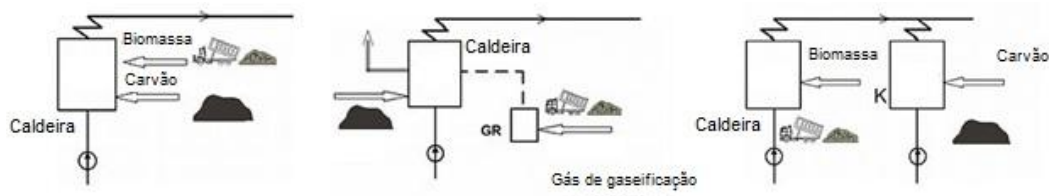


Figura 12.9: Cocombustão de biomassa e carvão nas modalidades direta, indireta e paralela, respectivamente.¹⁹

As vantagens da cocombustão são a flexibilidade no uso de combustível, já que não há uma proporção fixa entre a biomassa e o carvão, além do aumento da eficiência da usina. Os investimentos iniciais são menores que os de uma usina só de biomassa ou

uma de pulverização de carvão e as emissões de CO₂ são menores, graças à maior eficiência. Por fim, o teor de carbono nas cinzas é menor.

As limitações desse sistema são que a biomassa deve ser seca e peletizada antes da utilização, aumentando custos. A corrosão do aparelho também é maior, graças à formação de HCl na queima e da liberação de compostos corrosivos que podem estar presentes na biomassa. As cinzas também são um problema, porque podem ser inadequada a uma utilização em outros tipos de indústria.¹⁹ Na Figura 12.2 é apresentado uma comparação entre os sistemas de conversão de biomassa em energia.

Tabela 12.2: Comparação entre a escala e a eficiência de produção de eletricidade de plantas que utilizam biomassa.²⁰

Categoria do Sistema de Conversão	Escala (MW _e)	Eficiência
Combustão/SAPS ¹	20.0 – 100.0	20–40
Combustão/CHP ²	0.1 – 1.0	60–90 (C+E) ³
Combustão/CHP ²	1.1 – 10.0	80–100 (C+E) ³
Co-Combustão	5.0 – 20.0	30–40
Gaseificação/ Turbina a diesel	0.1 – 1.0	15–25
Gaseificação/Turbina a gás	1.0 – 10.0	25–30
Gaseificação/BIG-CC	30.0– 100.0	40–55
Digestão/Biomassa úmida	Muitos MW _e	10–15

¹ Stand Alone Power System: usina fora do grid. ² Combined Heat and Power ³C+E = Calor e energia (cogeração).

A trigeração é um sistema que, além de gerar energia elétrica e calor, gera também resfriamento. A tecnologia é vista como uma maneira de aumentar ainda mais a alta eficiência dos sistemas de cogeração, como ilustrado nas Figuras 12.10-12.11.

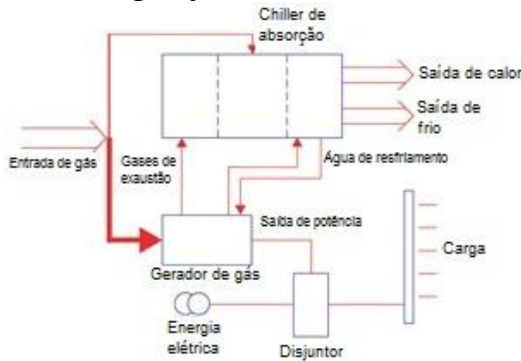


Figura 12.10: Esquema de funcionamento de um sistema de trigerção.²¹

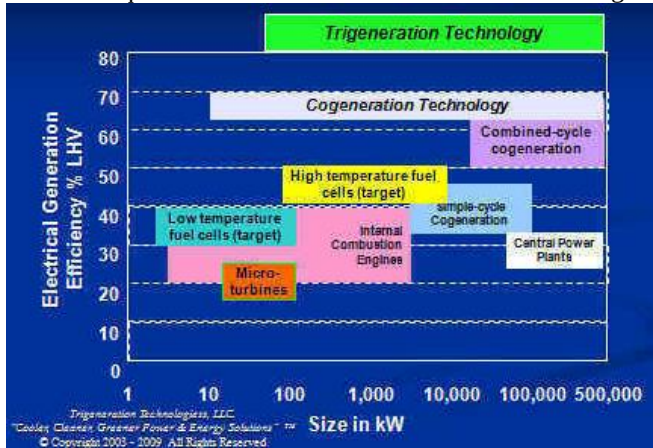


Figura 12.11: Escala versus eficiência das diversas maneiras de aproveitamento do gás de síntese para a produção de energia elétrica.²²

12.5 Liquefação

Quando o gás de síntese não possui poder calorífico o bastante para ser queimado e produzir energia elétrica, ele pode ser usado na síntese de líquidos orgânicos, que podem ser convertidos em combustíveis.

Os dois principais processos de liquefação de gás de síntese são o processo Fischer-Tropsch (FT) e o processo Mobil²³. Esses processos permitem à biomassa ser um substituto para o petróleo na produção de produtos químicos e combustíveis, mas o custo ainda é alto se comparado ao refino do petróleo.

12.6 Custos

Uma vez que a gaseificação da biomassa é uma tecnologia estabelecida e até mesmo antiga, alguém pode se perguntar por que ainda não é feita em larga escala, competindo diretamente com os combustíveis fósseis. O maior obstáculo para isso não é técnico, mas econômico.

O custo capital de uma usina de gaseificação que produza biocombustíveis é quase dez vezes maior que o custo de uma refinaria de petróleo (Figura 12.12).²⁴ Embora seus custos ainda sejam mais vantajosos que os relacionados ao etanol celulósico, por exemplo (Tabela 12.3), ainda é uma das maneiras mais caras de se produzir eletricidade (Figura 12.13).

Tabela 12.3: Custos da gaseificação de biomassa comparados com a fermentação de celulose para a produção de etanol.²⁵

	Enzima/fermentação	Gaseificação
Rendimento teórico (gal/t)	114	230
Rendimento verdadeiro	70	114 (est.)
Custo capital aproximado/gal/ano	US\$4,45	US\$2,23
Custo aproximado/gal	US\$1,44	US\$0,78

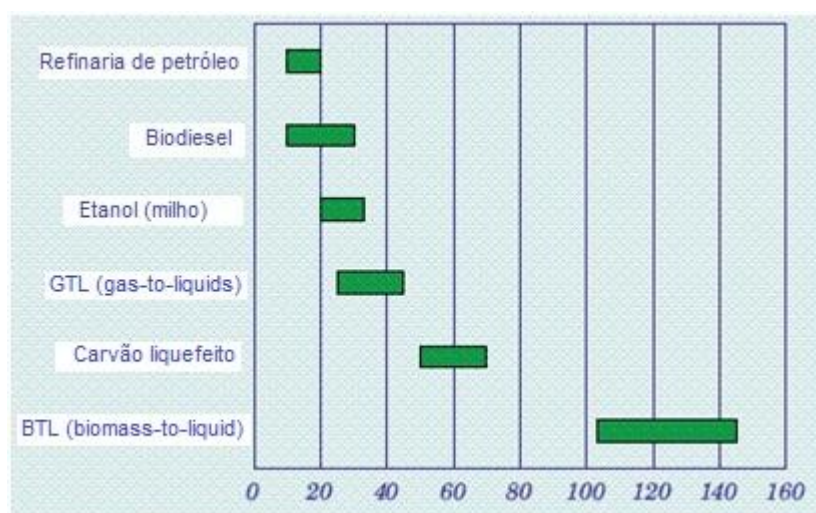


Figura 12.12: Faixa de custo de implantação de uma usina de gaseificação de biomassa em comparação com outras formas de produção de combustíveis líquidos, em dólares por capacidade diária de barris (dados de 2004).²⁵

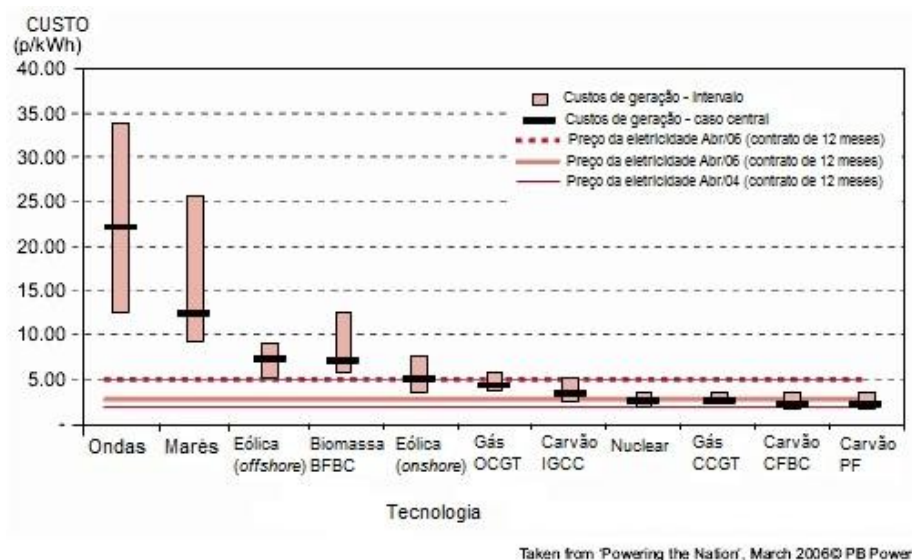


Figura 12.13: Custo da eletricidade gerada por várias maneiras. As siglas se referem, respectivamente, à Combustão de biomassa em leito fluidizado borbulhante, Turbina a gás em ciclo aberto, Gaseificação de carvão integrada com ciclo combinado, Turbina a gás com ciclo combinado, Combustão de carvão em leito fluidizado circulante e Carvão pulverizado.²⁶

Os custos de implantação de uma usina BIG-GT, tecnologia estudada no Brasil, ficam na faixa de US\$2.000,00 e US\$2.500,00 por kW, e a construção desse sistema é comparável à implantação de uma usina de açúcar e álcool. Já os de manutenção, no caso de uso de bagaço e palha de cana secos como combustível, podem ser resumidos na Tabela 12.4.

Tabela 12.4: Custos operacionais de uma usina BIG-GT.²⁷

Item	US\$ milhão
Manutenção	1.2
Palha	1.0
Pessoal	0.3
Materiais, combustíveis auxiliares etc.	0.4
Custo total anual, incluindo combustíveis	2.9

12.7 Impactos ambientais e riscos

Os pontos positivos estão na menor emissão de gás carbônico e nos níveis virtualmente desprezíveis de SO_x, graças ao baixo conteúdo de enxofre da biomassa. Além disso, a energia gerada pela biomassa é renovável, uma vez que a biomassa leva pouco tempo para ser formada, em comparação com os milhares de anos dos combustíveis fósseis.

Tabela 12.5: Comparação entre um gerador de eletricidade a diesel e uma usina elétrica de gaseificação de biomassa (BGBPP).²⁸

Tipo de produção de energia (400 kW)	Diesel consumido (L)	CO ₂ Emitido (kg)	SO ₂ Emitido (g)
Gerador diesel	1280	3392	107.52
BGBPP	80	212	6.72

Os pontos negativos são a grande emissão de NO_x, em parte devido ao grande teor de compostos nitrogenados em tecidos vivos, e a monocultura das espécies

cultivadas para a produção de energia, que pode empobrecer o solo. Além disso, a plantação de espécies vegetais para a produção de energia compete diretamente com a produção de alimentos. Outro fator importante é que organismos geneticamente modificados para a obtenção de melhores rendimentos são frequentemente utilizados, e ainda não há um estudo conclusivo sobre o impacto de cada um desses organismos na Natureza.

Se, por um lado, a gaseificação de biomassa proveniente de resíduos sólidos urbanos não tem impactos sobre o uso do solo, ela gera cinzas ricas em metais pesados. As altas temperaturas atingidas no gaseificador podem, ainda, volatilizar esses metais.

Os riscos operacionais são relacionados a vazamentos de gás e risco de incêndios, sobretudo quando o sistema é manual. Sistemas automatizados diminuem bastante esses riscos.

Em termos de investimento, o maior risco está associado à matéria-prima. Ela necessita de disponibilidade de terras férteis e água, que pode ser comprometida caso o setor de alimentação experimente um crescimento muito grande. Esse risco pode ser contornado caso os rendimentos das safras energéticas aumentem nos próximos anos, com os avanços da biotecnologia. O custo da biomassa também é fator importante e pode variar muito. O valor viável para qualquer empreendimento desse setor geralmente é fixado como, no máximo, de US\$4/GJ.

12.8 Pesquisa e perspectiva futura

Embora a tecnologia da gaseificação seja antiga e conhecida, muita pesquisa é realizada para que ela se torne economicamente viável em larga escala e no contexto da produção de energia.

Uma das tecnologias que busca a melhoria da eficiência do processo é a gaseificação solar. A empresa Sundrop Fuels utiliza painéis para concentrar a luz do sol na fornalha para atingir temperaturas superiores a 1000°C. O grande problema dessa tecnologia é de logística, já que as maiores fontes de radiação solar geralmente estão longe dos maiores produtores de biomassa. Mesmo assim, a tecnologia está em fase de testes.³² As universidades do Colorado, a Colorado State University e o National Renewable Energy Laboratory (NREL) também têm um projeto nessa área.

Devido ao alto custo e ao surgimento de outras formas renováveis de produção de energia elétrica, não há previsões que apontem a queima de gás de síntese como uma opção de geração promissora no curto prazo.

Por outro lado, em um cenário de esgotamento das reservas petrolíferas, a gaseificação de carvão e biomassa torna-se a maneira de contornar uma possível crise. A universidade de Aston, na Inglaterra, propõe duas questões fundamentais para o futuro da gaseificação:

- O que queremos gerar com a biomassa: energia e/ou produtos químicos?
- Depois de 15 anos de muita pesquisa, desenvolvimento e financiamento, ainda há apenas poucas plantas operando comercialmente. Por quê?

12.9 Referências

- 1 KLEPPER, R. **Gasification**. Disponível: <http://www.emnrd.state.nm.us/emnrd/biomass/docs/GF_presentations/combppt-Klepper.pdf>. Acesso em: 27 de ago. 2011.
- 2 INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS. **Biomassa**. Disponível em: <http://www.ipt.br/ipt_na_midia/23-biomassa_em_o_estado_de_spaulo.htm>. Acesso em: 10 de jul. 2011.

- 3 HUMANITY DEVELOPMENT LIBRARY. **Gasification History and Development**. Disponível em: <http://www.greenstone.org/greenstone3/nzdl.jsessionid=E0F68EBFB546E6A383660995D45132C4?a=d&c=hdl&d=HASH8ed9f6ceae3ba14a81f76a.4&sib=1&p.a=b&p.sa=&p.s=ClassifierBrowse&p.c=hdl>>. Acesso em 10 de ago. 2011.
- 4 U. S. DEPARTMENT ENERGY. **Gasification**. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/database/database.html>>
- 5 REMADE. **Resíduos: Energia a partir de resíduos florestais**. Disponível em: http://www.remade.com.br/revistadamadeira_materia.php?num=653&subject=Res%C3%ADduos&title=Energia%20a%20partir%20de%20res%C3%ADduos%20florestais>. Acesso em: 15 de ago. 2011.
- 6 CHESF. **O Brasil no Contexto das Fontes Renováveis e da Eficiência Energética**. Disponível em: http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_fontes_renovaveis/conteiner_fontes_renovaveis?p_name=Biomassa>. Acesso em: 17 de ago. 2011.
- 7 CENBIO. **Gaseifamaz**. Disponível em: <http://cenbio.iee.usp.br/projetos/gaseifamaz.htm>>. Acesso em: 20 de ago. 2011.
- 8 ANEEL. **Parte II: Fontes Renováveis**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap4.pdf>. Acesso em: 15 de set. 2011.
- 9 PETERSON, D., HAASE, S. **Market Assessment of Biomass Gasification and Combustion Technology for Small- and Medium-Scale Applications**. Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/46199569/NREL-Biomass-Gasification-Mkt-Assessment-46190>>. Acesso em: 31 de ago. 2011.
- 10 CENBIO. **Comparação entre tecnologias de gaseificação de biomassa existentes no Brasil e no exterior e formação de recursos humanos na região Norte**. Disponível em: http://cenbio.iee.usp.br/download/publicacoes/Estado_da_Arte.pdf>. Acesso em 01 de set. 2011.
- 11 SÁNCHEZ, C. G. **Tecnologia da Gaseificação**. Disponível em: <ftp://ftp.fem.unicamp.br/pub/IM338/Gaseif-Cap1.pdf>>. Acesso em: 15 de set. 2011.
- 12 A V BRIDGWATER. **The future for biomass pyrolysis and gasification: status, opportunities and policies for Europe**. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/bioenergy/2002_report_p536.pdf>. Acesso em 13 de set. 2011.
- 13 MSPC. **Termodinâmica**. Disponível em: <http://www.mspc.eng.br/termo/termo0530.shtml>>. Acesso em: 16 de set. 2011.
- 14 OLUYEDE, E. O. **Fundamental impact of firing syngas in gas turbines**. Disponível em: <http://www.clemson.edu/scies/UTSR/FellowOluyedeSUM.pdf>>. Acesso em 09/06/2010.
- 15 RAJVANSHI, A. K. **Biomass Gasification**. Disponível em: <http://www.nariphaltan.org/gasbook.pdf>>. Acesso em 10 de set. 2011.
- 16 NATURALGAS.COM. **Natural Gas**. Disponível em: <http://www.naturalgas.com/consumer/measuring.html>>. Acesso em: 19 de set. 2011.

- 17 CHP SYSTEMS. **Combined heat and power systems**. Disponível em: <<http://chp.coop/?p=854>>. Acesso em: 18 de set. 2011.

- 18 U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Biomass Energy**. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/tribalenergy/guide/biomass_biopower.html>. Acesso em 14 de set. 2011.

- 19 VGB POWER TECH. **Advantages and Limitations of Biomass Co-combustion in Fossil Fired Power Plants**. Disponível em: <http://www.vgb.org/vgbmultimedia/News/Newsletter/Biomass_Co_combustion_March_2008-p-2141.pdf> . Acesso em: 11 de set. 2011..

- 20 WORLD ENERGY COUNCIL . **Renewable Energy Projects Handbook**. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/documents/handbook04.pdf>>. Acesso em: 19 de set. 2011.

- 21 COGEN PORTUGAL. **O que é cogeração?** . Disponível em: <http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=34&type=2>. Acesso em: 15 de ago. 2011.

- 22 RENEWABLE ENERGY INSTITUTE. **Synthesis Gas**. Disponível em: <<http://www.synthesissgas.com/>>. Acesso em: 19 de set. 2011.

- 23 PINHEIRO, B. B. **Produção de combustíveis sintéticos a partir do gás natural**. Disponível em: <http://www.prh21.ie.ufrj.br/pdfs/00010_producao_de_combustiveis_sinteticos_a_partir_do_gas_natural.pdf>. Acesso em: 14 de set. 2011.

- 24 BP STATISTICAL **Review of World Energy 2009**. Disponível em <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf>, acessado em 6 de junho de 2010.

- 25 RAPPER, R. **Cellulosic Ethanol vs. Biomass Gasification**. Disponível em: <<http://www.theoil Drum.com/story/2006/10/22/211321/89>>. Acesso em: 17 de set. 2011.

- 26 PARLIAMENT UK. **Chapter 3: Technologies For Renewable Electricity Generation** . Disponível em: <<http://www.publications.parliament.uk/pa/ld200708/ldselect/ldconaf/195/19506.htm>>. Acesso em 12 de set. 2011.

- 27 INSTITUTO DE ECONOMIA AGRÍCOLA. **Tecnologia BIG-GT: energia a partir da gaseificação da biomassa da cana**. Disponível em: <<http://www.iea.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=3814>>. Acesso em: 01 de out. 2011.

- 28 MUKHOPADHYAY,K. **An assessment of a Biomass Gasification based Power Plant in the Sunderbans** Disponível em: <<http://faculty.olin.edu/~jtowndsend/renewable%20fall%202006/docs/davids%20journal%20article.pdf>>. Acesso em 15 de out. 2011.

13 PIRÓLISE E QUEIMA DIRETA

A maneira mais antiga e rudimentar de se obter energia da biomassa é a combustão, sem tratamento prévio. A descoberta de como produzir o fogo em gravetos secos é considerada uma das primeiras grandes revoluções tecnológicas da Humanidade.¹ Até hoje, a lenha ainda é fonte importante de calor para muitas pessoas, assim como a queima de outras formas de biomassa (papel e bagaço de cana, por exemplo).

Outro processo antigo de produção de energia que surgiu e se desenvolveu em áreas arborizadas é a produção de carvão vegetal. Ele é um sólido preto ou acinzentado, obtido da madeira por meio da chamada pirólise lenta e usado como fonte de calor.

Pirólise é um processo de decomposição térmica que tem como produtos sólidos, líquidos e gases, que podem ser usados para fins energéticos ou para a síntese de produtos químicos. Durante a pirólise, o contato com o oxigênio é diminuído para se evitar uma combustão simples.

O uso da lenha e a produção do carvão vegetal foram responsáveis pelo intenso desmatamento das florestas europeias. É importante notar que não foram os únicos culpados pela perda de boa parte da cobertura vegetal do continente, mas estão entre as causas principais. Outra causa, por exemplo, é o intenso uso da madeira como matéria-prima para casas e navios.² A descoberta da transformação do carvão mineral em coque relegou o uso do vegetal ao segundo plano.³ Foi o carvão mineral que alimentou a Revolução Industrial, nos séculos XVIII e XIX, enquanto o vegetal era usado apenas quando o primeiro faltava. Atualmente, o maior uso energético do carvão vegetal é a cocção de alimentos. Na Figura 13.1, é indicada a produção de carvão vegetal no mundo.

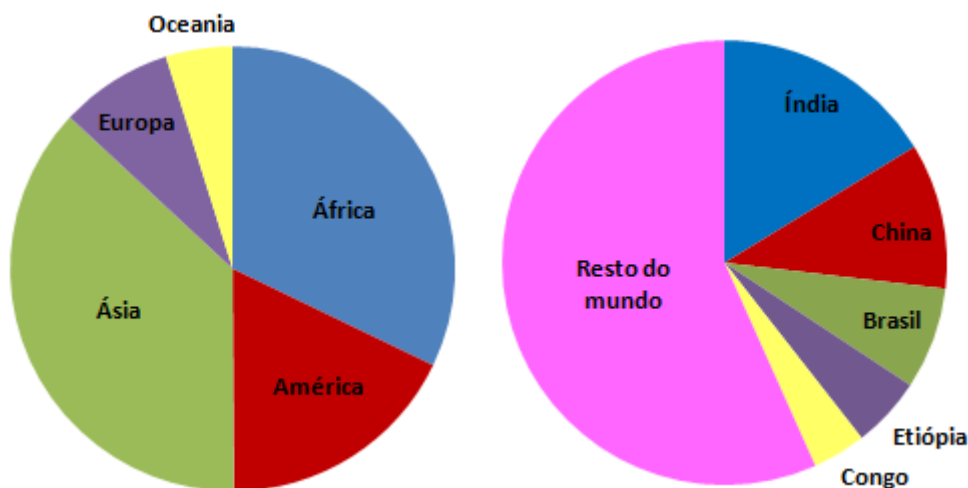


Figura 13.1: Produção de madeira para propósitos energéticos (queima e fabricação de carvão vegetal) por continente e por país.⁴

Nos últimos anos, ganhou destaque a chamada pirólise rápida, que produz um teor maior de líquido. Esse líquido, preto ou castanho, é chamado bio-óleo e pode ser refinado para dar origem a uma série de produtos químicos. O bio-óleo produzido pela pirólise rápida é mais rico em compostos leves, o que permite maior versatilidade em termos de produtos de refino. É importante notar que a gaseificação é um tipo de

pirólise, só que feita em temperaturas mais altas e gera praticamente só produtos gasosos. Na Tabela 13.1, é apresentada uma comparação entre tecnologias de biomassa.

Tabela 13.1: Comparação entre a pirólise rápida, a pirólise lenta e a gaseificação.⁵

		Líquido	Carvão	Gás
Pirólise rápida	Temperatura de processo moderada (450 - 550°C), curtos tempos de residência dos vapores e biomassa (< 2 s) com baixa granulometria.	75%	12%	13%
Pirólise lenta	Baixas temperaturas (400 - 450°C), curtos tempos de residência (pode ser de horas ou dias), partículas grandes.	30%	35%	35%
Gaseificação	Alta temperatura (900°C), longos tempos de residência.	5%	10%	85%

A transformação química sofrida pelos componentes principais da biomassa durante a pirólise pode ser esquematizada na Figura 13.2. A pirólise rápida e a utilização do bio-óleo para a síntese de combustíveis ainda estão na fase de desenvolvimento, para a obtenção de maiores rendimentos e pureza de produtos.

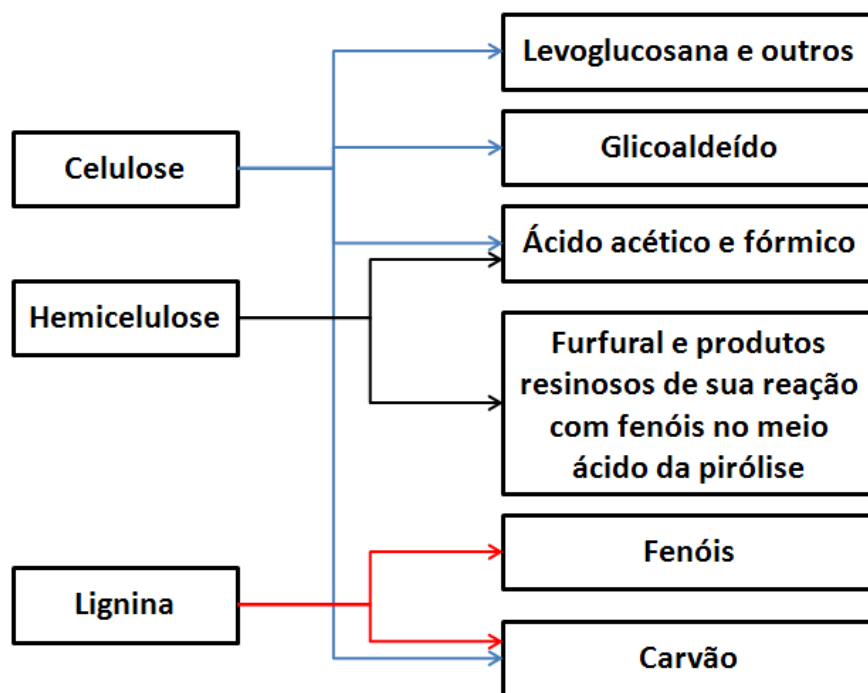
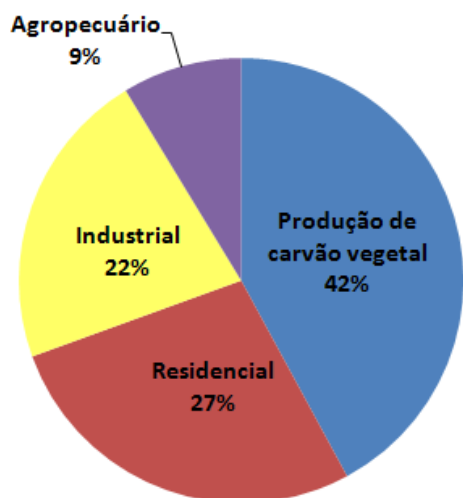


Figura 13.2: Produtos de pirólise dos principais componentes da biomassa.

13.1 Situação no Brasil

O Brasil é um país tropical com imensa cobertura vegetal nativa, além de um grande potencial agrícola. Isso o torna propício para a utilização da madeira como fonte energética, e o país é, de fato, o terceiro em utilização de combustível de madeira, de acordo com a FAO.⁴ O setor energético nacional ainda tem uma participação muito grande da lenha como fonte energética – 34,6% da energia (em milhares de toneladas equivalentes de petróleo) do setor. Boa parte dessa lenha é destinada à produção de carvão vegetal. Apenas um volume muito pequeno desse carvão é destinado à importação. O restante é destinado à produção interna, principalmente à siderurgia⁶, conforme apresenta a Figura 13.3.

Produção total de lenha: 94.341×10^3 t



Produção total de carvão vegetal: 10.017×10^3 t

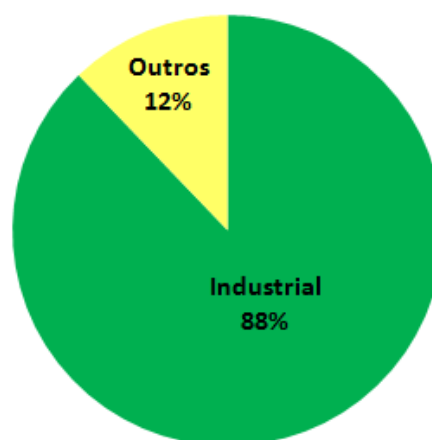


Figura 13.3: Porcentagem dos usos da lenha e do carvão vegetal produzidos no Brasil.⁷

Outra forma muito importante de utilização da biomassa no Brasil é a queima do bagaço de cana-de-açúcar para a produção de energia elétrica e calor. Desde os choques do petróleo e do aumento da produção de álcool, as usinas sucroalcooleiras se preocupam com sua grande demanda de energia. Hoje, uma parcela muito importante da energia gerada pelo país se deve a essa queima de bagaço.

De acordo com o portal DataCogen, das 869 usinas de cogeração do Brasil, 656 têm como combustível o bagaço de cana, o que corresponde a cerca de 75% das unidades.⁸ A cogeração é regulamentada desde 1981 com o decreto-lei nº 1.872, que permitia a compra de energia elétrica excedente de autoprodutores. Em 1996, o decreto nº 2.003 traria uma nova regulamentação para o setor. Todas as usinas sucroalcooleiras realizam a cogeração, embora poucas vendam o excedente de energia produzida. Em 2007, das 130 usinas de São Paulo, apenas 50 comercializavam seu excedente.⁹ É importante notar que essa visão é algo recente. Até recentemente, o bagaço era tratado como um resíduo a ser incinerado e não como uma fonte energética importante.

13.2 Mercado

O mercado para os produtos de pirólise só está desenvolvido para o carvão vegetal. Embora o Brasil o utilize em processos industriais, particularmente na siderurgia, isso não ocorre em países desenvolvidos.

A principal utilização do carvão mineral nesses países é o carvão para churrasco e o carvão ativado, para uso químico ou limpeza de águas. As maiores empresas internacionais do ramo são a Kingsford e a Royal Oak.¹⁰

As importações e exportações de carvão vegetal são principalmente regionais. Os maiores importadores da União Europeia são a Alemanha, a Polônia, a Espanha, a Bulgária e o Reino Unido. Eles importam principalmente dos maiores exportadores europeus: Polônia, França e Alemanha, além de países de outros continentes, como a Malásia, a Indonésia e a África do Sul.¹¹

A Somália importa grandes quantidades de carvão para os países árabes, sendo essa uma das maiores riquezas do país.¹² O mercado interno africano é de grande importância para a economia local.¹³

13.3 Considerações técnicas sobre o processo de pirólise

Nos países subdesenvolvidos, onde a fabricação de carvão vegetal ainda é intensa, é comum o uso de fornos cilíndricos com o topo fechado por uma abóbada (Figura 13.4). Eles são feitos de tijolos e são pequenos. O rendimento típico desse tipo de forno é de 25 a 35% da massa da madeira seca.¹⁴ Grandes empresas de carvão vegetal também utilizam grandes fornos de alvenaria, com o mesmo princípio dos fornos de tijolos. O ciclo de produção do carvão nos grandes fornos retangulares de alvenaria obedece, em geral, a um ciclo de sete dias: um para a retirada do carvão anteriormente produzido e alimentação com a madeira, três para a carbonização e três para o resfriamento.¹⁵ O tempo em que a biomassa permanece no forno é chamado *tempo de residência*.



Figura 13.4: Fornos de carvão para a produção de “aço verde”.¹⁶

Os fornos podem assumir outras formas, mas seu princípio básico é o mesmo. Na indústria, o forno fechado onde ocorre a produção de carvão vegetal é conhecido como retorta, conforme indica a Figura 13.5. A retorta fornece um carvão mais homogêneo e maior produtividade.

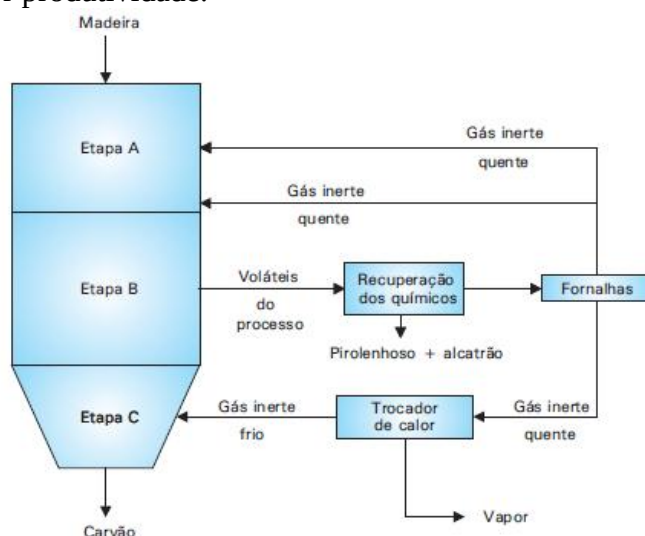


Figura 13.5: Esquema de funcionamento de uma retorta.¹⁷

13.4 Pirólise rápida

A pirólise rápida tem um tempo de residência da biomassa bem menor e pode ser realizada em diversos tipos de reatores. Os principais são: reator de leito fluidizado (borbulhante e circulante), reator de prato rotativo, reator de cone rotativo, reator de vórtice e reator de pirólise a vácuo. O mais utilizado deles para a pirólise de materiais lignocelulósicos é o de leito fluidizado borbulhante.

Os reatores de leito fluidizado são semelhantes aos usados na gaseificação da biomassa, apenas operando sobre condições diferentes.

Os três reatores seguintes, de prato rotativo, de cone rotativo e de vórtice, são usados na chamada pirólise ablativa. Nessa modalidade, são prensados na superfície quente do reator, onde se aquece até a formação de um filme líquido. Esse filme é removido por atrito, para que apareçam novas camadas de líquido.

No reator de prato rotativo, a prensagem é feita por um prato rotatório aquecido, conforme a Figura 13.6.

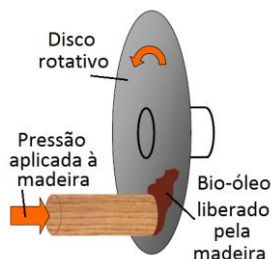


Figura 13.6: Esquema de funcionamento de um reator de prato rotatório (adaptado).¹⁸

O reator do tipo cone rotativo (Figura 13.7) é uma técnica recente comparada às demais. Ela consiste em um cone aquecido, em forma de funil, onde a biomassa pulverizada é introduzida a partir do fundo. O movimento giratório compele as partículas a descreverem um movimento ascendente, enquanto trocam calor com o cone. Esse calor causa a pirólise. Não é usado nenhum tipo de gás ou líquido inerte para o carregamento da biomassa, o que reduz custos.¹⁹

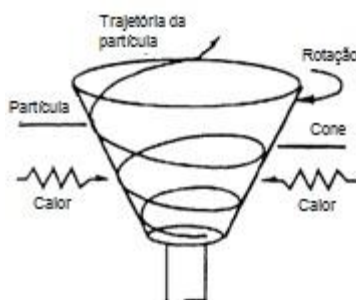


Figura 13.7: Esquema de funcionamento do cone rotativo.¹⁹

Outra forma de pressionar as partículas contra o reator aquecido é a que ocorre no reator de vórtice (Figura 13.8). Ele consiste em um tubo giratório, alimentado com nitrogênio em altas velocidades (400 m/s), que atua como carreador da biomassa. O bio-óleo formado nas paredes rapidamente evapora e é coletado no topo. As partículas que não são convertidas podem entrar novamente no ciclo. O número estimado de ciclos para a total conversão é de 15. É um número grande, mas, em contrapartida, rendimentos de 80 % em massa de bio-óleo já foram reportados.²⁰

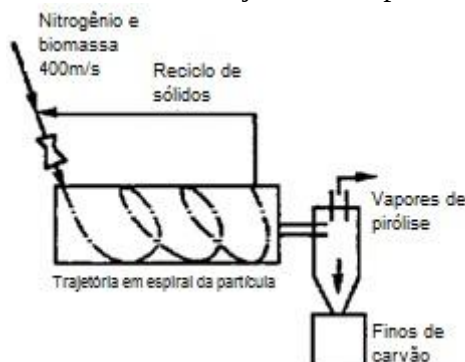


Figura 13.8: Esquema de um reator de pirólise de vórtice.²⁰

No reator de pirólise a vácuo (Figura 13.9), a biomassa é alimentada em um reator de vários núcleos e desce por ação da gravidade e de raspadores. A temperatura no núcleo do topo é de 200°C e aumenta conforme a biomassa desce até os 400°C. A bomba de vácuo é usada para manter a pressão do sistema em 1 kPa. Essa bomba torna o reator muito difícil de ter sua escala ampliada.²⁰

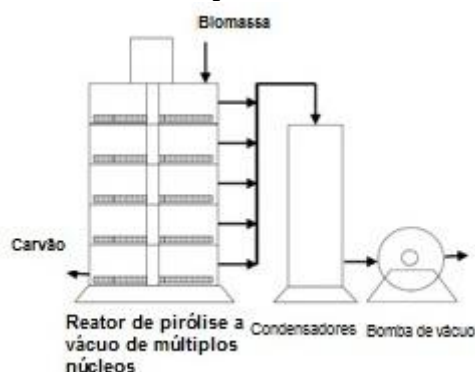


Figura 13.9: Esquema de um reator de pirólise a vácuo.¹⁸

Outro tipo de reator é o reator de arraste ou de tubo. Como o nome diz, esse reator tem formato tubular. No fundo, ar e propano são introduzidos e queimados. Os gases quentes resultantes da combustão fluem para o alto, carregando a biomassa introduzida e fornecendo a ela a energia necessária para a pirólise. Seu grande consumo de nitrogênio como gás carreador é sua principal desvantagem,²⁰ conforme indica a Figura 13.10.

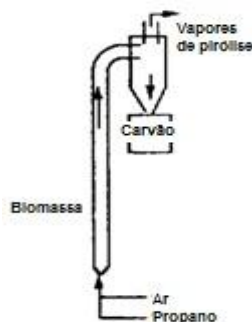


Figura 13.10: Esquema de funcionamento de um reator de pirólise de arraste.²⁰

O último tipo de reator, o do tipo parafuso, é apresentado na Figura 13.11. Nesse reator, a biomassa é misturada à areia quente em um parafuso, que irá permitir o contato entre as duas e a transferência do calor da areia. Os vapores são coletados no fim do parafuso, assim como a mistura de areia e carvão. São adequados para pequena escala e requerem um sistema para o aquecimento da areia.

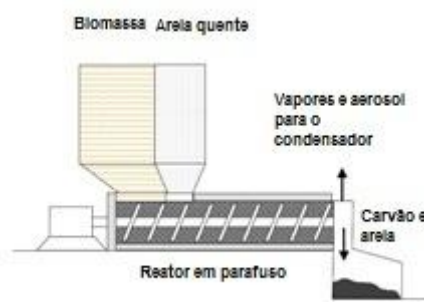


Figura 13.11: Esquema de reator do tipo parafuso.

Cada um desses reatores está em um nível de desenvolvimento tecnológico. Nenhum deles é comercialmente viável, ainda. A Tabela 13.2 resume a situação de vários reatores.

Tabela 13.2: Situação tecnológica dos reatores de pirólise mais comuns no mercado.

Reator	Situação	Bio-óleo m%	Comple- xidade	Tamanho do alimen- tador	Necessidade de gases inertes	Tamanho específico	Aumento de escala
Leito fluidizado	Demons- tração	75	Médio	Pequeno	Alta	Médio	Fácil
CFB	Piloto	75	Alta	Médio	Alta	Grande	Fácil
Arraste	Nenhum	65	Alta	Pequeno	Alta	Grande	Fácil
Cone rotativo	Piloto	65	Alta	Muito Pequeno	Baixa	Pequeno	Difícil
Prato Ablativo	Labora- tório	75	Alta	Grande	Baixa	Pequeno	Difícil
Parafuso	Labora- tório	65	Baixa	Pequeno	Baixa	Médio	Fácil
Vácuo	Demons- tração	60	Alta	Grande	Baixa	Grande	Difícil
Quanto mais escura a célula, menos desejável é o processo.				Laboratório: 1 – 20 kg h ⁻¹ Piloto: 20 – 200 kg h ⁻¹ Demo: 200 – 2000 kg h ⁻¹			

OBS: CFB = *Circulating Fluid Bed reactor*.

13.5 Impactos ambientais e riscos

O impacto ambiental mais importante da produção de carvão vegetal é o desmatamento para a obtenção da matéria-prima. As péssimas condições de trabalho para a produção de carvão vegetal marcaram a opinião pública com uma visão negativa deste.

A produção de carvão vegetal libera vapores ricos em metano, etano, metanol, dióxido de carbono, monóxido de carbono, ácido acético, alcatrões e óleos pesados. Esses produtos costumavam ser condensados e vendidos para indústrias químicas, mas esse processo se tornou inviável depois do início da era do petróleo. Na maior parte das carvoarias de pequeno porte, os gases são simplesmente liberados para a atmosfera.²¹

A pirólise, como qualquer tecnologia de decomposição térmica, libera gases, material particulado e resíduos sólidos que, se não forem manejados adequadamente, podem causar poluição. As altas temperaturas levam à formação de óxidos nitrosos e de ácido clorídrico e à vaporização de metais tóxicos, como cádmio e mercúrio, especialmente quando se fala em pirólise de resíduos sólidos urbanos.

Por outro lado, a pirólise de resíduos sólidos urbanos oferece uma alternativa para a reciclagem destes, além de diminuir a emissão de metano dos resíduos não aproveitados.²²

13.6 Pesquisa e perspectivas futuras

Muitos obstáculos ainda dificultam a implantação da pirólise em larga escala. O Grupo de Pesquisa em Bioenergia da Universidade de Aston elenca vários deles²³. Os mais importantes são: as matérias-primas não estão disponíveis em um preço viável; o aumento de escala das plantas de pirólise ainda não foi realizado; há pouca disponibilidade de bio-óleo para os ensaios e pesquisas; a ênfase contínua na inovação e novos processos desvia a atenção do desenvolvimento dos já existentes; há uma visão

de que a pirólise e a gaseificação são concorrentes, quando, na verdade são complementares.

Esses são os desafios que a pesquisa em pirólise deve enfrentar. Se as dificuldades forem contornadas, ela se tornará um meio eficaz de manejar o lixo, além de uma fonte para matérias-primas que, atualmente, são obtidas apenas a partir do petróleo.

13.7 Referências

- 1 PRICE, D. **Energy and Human Evolution**. Disponível em: <<http://www.dieoff.org/page137.htm>>. Acesso em 29 de set. 2011.
- 2 ARQUITETURA – UFSC. **O uso da madeira no decorrer da história**. Disponível em: <<http://www.arq.ufsc.br/arq5661/Madeiras/historia.html>>. Acesso em: 10 de out. 2011.
- 3 UK AGRICULTURE. **The History of Charcoal**. Disponível em: <http://www.ukagriculture.com/countryside/charcoal_history.cfm>. Acesso em: 10 de out. 2011.
- 4 FAOSTAT. **Forestat**. Disponível em: <<http://faostat.fao.org/site/626/default.aspx#ancor>>. Acesso em: 10 de out. 2011.
- 5 ROCHA, J. D.; MESA PÉREZ, J. M.; CORTEZ, L. A. B. **Aspectos Teóricos e Práticos do Processo de Pirólise de Biomassa. Curso “Energia na Indústria de Açúcar e Alcool**. Disponível em: <http://www.nest.unifei.edu.br/portugues/pags/novidades/curso_cyted/files/pdf/Tema%202%20-%20Processos%20e%20Tecnologias%20para%20a%20Conversao%20do%20Bagaço%20em%20Energia%20e%20Combustiveis/Pirolise.pdf>. Acesso em 12 de out. 2011.
- 6 DUBOC, E., ET AL. **Panorama Atual da Produção de Carvão Vegetal no Brasil e no Cerrado**. Disponível em: <www.cpac.embrapa.br/download/472/t>. Acesso em: 13 de out. 2011.
- 7 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2009**. Disponível em: <http://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2009.pdf>. Acesso em: 17 de out. 2011.
- 8 DATA COGEN. **Tipos de Combustível**. Disponível em: <http://www.datacogen.com.br/ind_comb.asp>. Acesso em 10 de out. 2011.
- 9 OLIVEIRA, J. G. **Perspectivas para a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar: potencial do mercado de carbono para o setor sucro-alcooleiro paulista**. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18140/tde-03052007-160128/>>. Acesso em 02 de out. 2011.
- 10 FOREST PRODUCTS LABORATORY. **Chapter 3—Charcoal**. Disponível em: <<http://www.fpl.fs.fed.us/documnts/usda/agib666/aib66603.pdf>>. Acesso em: 13 de out. 2011.
- 11 EUROPEAN PARLIAMENT. **Notice to Members**. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004_2009/documents/cm/729/729457/729457en.pdf>. Acesso em 14 de out. 2011.
- 12 SOMALIA WATCH. **Focus on Charcoal Trade**. Disponível em: <<http://www.somaliawatch.org/archiveoct00/001026601.htm>>. Acesso em: 16 de out. 2011.
- 13 FPAN. **Chapter 6**. Disponível em: <<http://files.forestsnetwork.org/Chapter6.pdf>>. Acesso em: 18 de out. 2011.

- 14 BRITO, J. O., BARRICHELO, L. E. G. **Considerações Sobre A Produção De Carvão Vegetal Com Madeiras Da Amazônia.** Disponível em: <<http://www.ipef.br/publicacoes/stecnica/nr05/cap01.pdf>>. Acesso em 17 de out. 2011.
- 15 SEBRAE. **Saiba como montar uma fábrica de carvão vegetal.** Disponível em: <[http://www.biblioteca.sebrae.com.br/bds/bds.nsf/d086c43daf01071b03256ebe004897a0/9929dc4259fa452103256fb2006e1acc/\\$FILE/NT00030852.pdf](http://www.biblioteca.sebrae.com.br/bds/bds.nsf/d086c43daf01071b03256ebe004897a0/9929dc4259fa452103256fb2006e1acc/$FILE/NT00030852.pdf)>. Acesso em 19 de out. 2011.
- 16 ASCON MMA. **Siderúrgicas multadas por uso ilegal de carvão vegetal.** Disponível em: <<http://www.riosvivos.org.br/Noticia/Siderurgicas+multadas+por+uso+ilegal+de+carvao+vegetal+/12224>>. Acesso em 16 de out. 2011.
- 17 BRITO, J. O. **Princípios De Produção E Utilização de Carvão Vegetal de Madeira.** Disponível em: <<http://www.ipef.br/publicacoes/docflorestais/cap9.pdf>>. Acesso em 18 de out. 2011.
- 18 BROWN, R. C. **Fast Pyrolysis and Bio-Oil Upgrading.** Disponível em: <<http://www.ars.usda.gov/sp2UserFiles/Program/307/biomassstoDiesel/RobertBrown&JenniferHolmgrenpresentationslides.pdf>>. Acesso em: 23 de out. 2011.
- 19 WAGENAAR, B.M.; KUIPERS, J. A. M.; PRINS, W.; VAN SWAAJI, W. P. M. **The rotating cone flash pyrolysis reactor.** Disponível em: <http://doc.utwente.nl/13212/1/K_317_.PDF>. Acesso em 17 de out. 2011.
- 20 FAO. **The research progress of biomass pyrolysis processes.** Disponível em: <<http://www.fao.org/docrep/t4470e/t4470e0a.htm>>. Acesso em: 19 de out. 2011.
- 21 SAWYER, G. **Small woodland owners and charcoal.** Disponível em: <<http://www.swog.org.uk/articles/small-woodland-owners-and-charcoal-by-gervais-sawyer/>>. Acesso em: 25 de out. 2011.
- 22 WASTE BALKAN NETWORK. **Pyrolysis.** Disponível em: <http://www.wastedb.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=6&Itemid=26>. Acesso em: 28 de out. 2011.
- 23 A V BRIDGWATER. **The future for biomass pyrolysis and gasification: status, opportunities and policies for Europe.** Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/bioenergy/2002_report_p536.pdf>. Acesso em 30 de out. 2011.

14 HIDROGÊNIO E SUAS TECNOLOGIAS

O hidrogênio, como substância, é um gás incolor, inodoro e inflamável, presente em grande quantidade no sol e em traços, no ambiente. É formado por dois átomos do elemento químico hidrogênio (H_2) ligados covalentemente e é a substância química de menor massa molecular encontrada na Natureza.

As pesquisas com o hidrogênio começaram relativamente cedo, no século XVII. Seu nome foi dado por Lavoisier, pelo fato de o gás produzir água, quando queimado (do grego, *hydro* = água, *gênos* = gerar). Também foram conduzidos estudos sobre a energia elétrica produzida por uma pilha movida a hidrogênio e oxigênio. Pilhas em que o hidrogênio e o ar atmosférico são continuamente introduzidos, para que produzam energia constantemente são chamadas células combustíveis, e essa é a aplicação do hidrogênio para produção de energia mais promissora.

A primeira célula combustível foi produzida no século XVIII por Willian R. Grove¹, mas foi só durante a corrida espacial, na década de 1960, que uma célula combustível construída pela GE foi usada comercialmente pela primeira vez.² Com o abandono do programa espacial, ela foi relegada a segundo plano por seu alto custo, mas voltou a despertar interesse após a crise do petróleo, como várias outras formas de energia.

Uma vez que o hidrogênio é uma molécula muito pequena, leve e pouco densa, é difícil retê-lo. Ele existe em pouca quantidade na Terra, o que quer dizer que, para ser usado como fonte energética, o hidrogênio precisa ser produzido a partir de uma fonte primária.

Essa produção pode ser feita por reforma de hidrocarbonetos, por eletrólise ou termólise. A reforma é um processo em que os hidrocarbonetos – substâncias orgânicas constituídas de átomos de carbono e de hidrogênio – sofrem uma transformação química e, como consequência, liberam gás hidrogênio. A eletrólise consiste em aplicar uma corrente elétrica à água (H_2O), o que possibilita a ocorrência da separação desta nos gases oxigênio e hidrogênio. Essa reação não é espontânea, o que quer dizer que consome grandes quantidades de energia, bem mais do que o hidrogênio produzido poderá oferecer, gerando um balanço energético negativo para o processo. A termólise também realiza essa decomposição da água, mas com o uso de calor – a água se decompõe a partir de 2500°C. Algumas outras formas de produção de hidrogênio incluem a gaseificação de biomassa e o processo fotoquímico, dentre outras.

Embora a produção de hidrogênio tenha um balanço negativo, a alta eficiência das células combustíveis faz com que ele ainda leve vantagem em relação a fontes fósseis. Além disso, o resíduo da utilização do hidrogênio é a água, o que torna as células combustíveis ambientalmente muito atraentes.

Atualmente, o hidrogênio produzido é consumido em uma série de aplicações. Entre elas, a produção de metanol e amônia e a dessulfurização do petróleo.³ Como combustível, o hidrogênio é usado apenas em transportes espaciais. Os maiores consumidores do gás são os países industrializados, que geralmente produzem o hidrogênio *in situ*. Em 2009, apenas cerca de 13% do hidrogênio produzido foi comercializado.

Nas Figuras 14.1-14.3, são apresentadas algumas estatísticas mundiais sobre o hidrogênio.

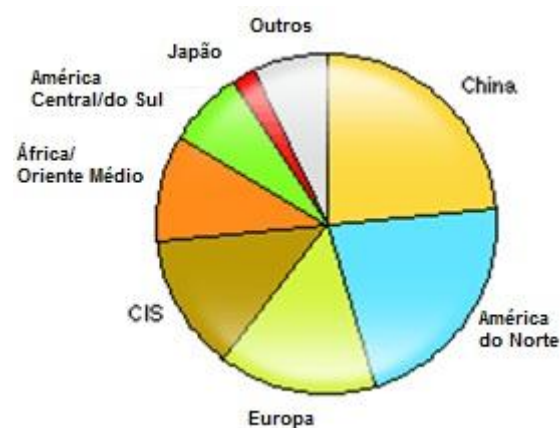


Figura 14.1: Consumo mundial de hidrogênio por região em 2009.⁴

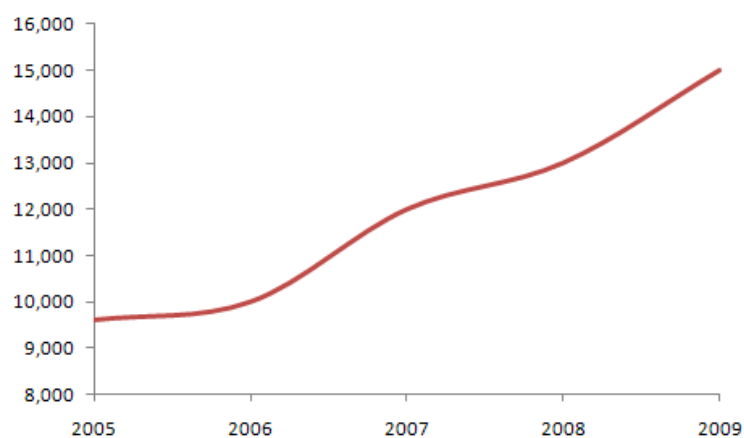


Figura 14.2: Produção mundial de hidrogênio em trilhões de pés cúbicos ao longo de cinco anos (dados de 2009).⁵

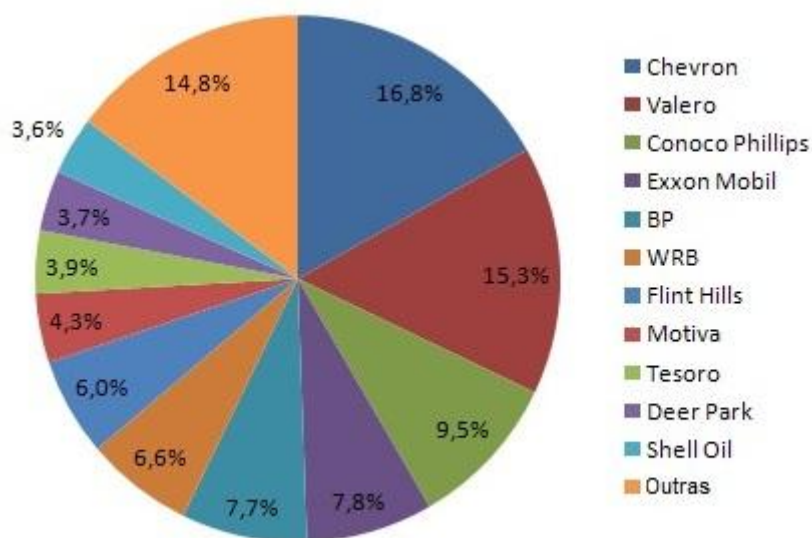


Figura 14.3: Maiores refinarias de petróleo em produção de hidrogênio (dados de 2009).⁵

A maior parte do hidrogênio é produzida da reforma de combustíveis fósseis. A Tabela 14.1 mostra o percentual de participação das várias origens do hidrogênio.

Tabela 14.1: Origens do hidrogênio produzido ao redor do mundo (dados de 2004).⁶

<i>Origem</i>	<i>Quantidade em bilhões de Nm³/ano</i>	<i>Percentual</i>
Gás natural	240	48
Petróleo	150	30
Carvão	90	18
Eletrolise	20	4
TOTAL	500	100

Esse hidrogênio é vendido comprimido em cilindros de capacidades variadas, para pequenas quantidades. Para as grandes, ele pode ser comprimido em um grande trailer tubular ou liquefeito e transportado em um caminhão apropriado.⁶

No caso do uso de carros movidos a hidrogênio, será necessária uma grande infraestrutura de postos de abastecimento. Essa é parte da atratividade da reforma interna, isto é, feita dentro do próprio veículo, de combustíveis fósseis, que faria com que fosse aproveitada a infraestrutura de abastecimento já existente.

O Brasil conta com apenas uma estação fornecedora de hidrogênio, de acordo com a base de dados do governo dos EUA, o Laboratório do Hidrogênio da Unicamp, embora os dados mais recentes que eles possuem sejam de 2006. Juntamente com uma estação de demonstração em Pico Truncado, na Argentina, essas são as únicas da América do Sul.⁵ Devido ao grande destaque que o país tem em termos de produção de etanol, a reforma desse combustível é pesquisada como possível fonte de hidrogênio renovável.

14.1 Mercado

A chamada “economia do hidrogênio” se refere a um sistema de comercialização de energia, baseado no hidrogênio, que substituiria a economia dos combustíveis fósseis. O mundo ainda se encontra na fase de pesquisa e desenvolvimento dessa economia.

No que tange às células a combustível propriamente ditas, há diversos fornecedores, especialmente nos Estados Unidos. Quanto ao hidrogênio, o pouco hidrogênio produzido que é comercializado já tem utilizações em vários setores industriais, como a indústria química. O preço atual do hidrogênio está entre US\$2,10/gge a US\$9,10/gge. A unidade “gge” significa galão equivalente de gasolina, que quer dizer que, para um veículo viajar 100 milhas, um motorista usando hidrogênio pagaria por ele o mesmo que pagaria por gasolina se o preço dela estivesse entre US\$2,10 e US\$9,10. Espera-se que a pesquisa, no futuro, diminua o preço do hidrogênio à faixa de US\$1,75/gge a US\$4,25/gge.⁶ Apenas a título de comparação, o preço médio atual da gasolina nos EUA é de US\$2,70/gal.

A Figura 14.4 mostra o mercado existente de células a combustível nos EUA. Ela mostra as companhias que fabricam a célula, as que as integram ao veículo e as que manufaturam o veículo. A Toyota é o único caso em que uma empresa domina todos os setores.



Figura 14.4: Mercado norte-americano de células a combustível.⁷

Um ponto importante a se considerar é a competição que as células a combustível podem causar no mercado da platina. Ela é usada na fabricação de catalisadores de veículos, em joalheria, e nos setores elétrico, químico, de vidros e de petróleo. A demanda de platina vem crescendo a cada dia, e o uso dela em células a combustível pode causar uma pressão nesse mercado. Os maiores produtores de platina são a África do Sul e a Rússia, seguidos pela América do Norte e o Zimbábue⁸ conforme apresenta a Figura 14.5. De maneira geral, a demanda e a oferta da platina andam bem próximas, mas, ultimamente, tem se observado um aumento na oferta (Figura 14.6).

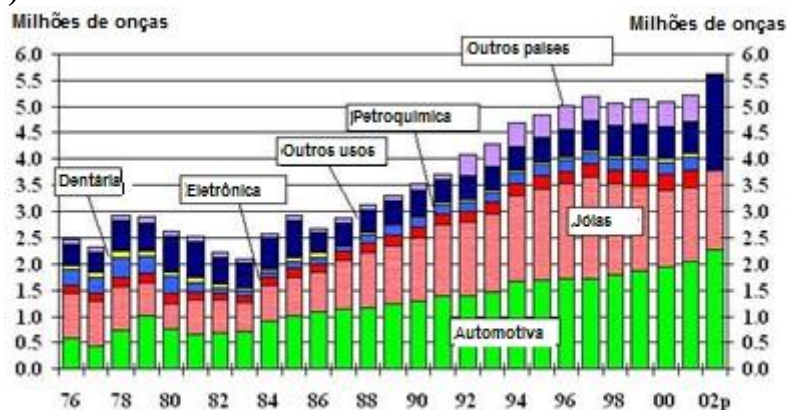


Figura 14.5: Demanda mundial de platina por aplicação, de 1976 a 2001.⁹

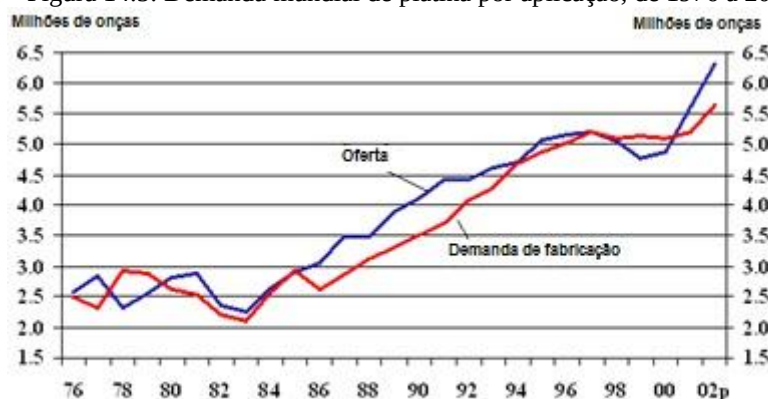


Figura 14.6: Comparação entre o crescimento da oferta e da demanda de platina, de 1976 a 2001.⁹

Armazenar o hidrogênio produzido é um desafio à parte. As duas formas principais de armazenamento de hidrogênio são a química e a física. Na armazenagem química, o gás reage com uma substância para formar um composto que, ao ser aquecido, irá decompor-se e liberar novamente o hidrogênio. No armazenamento físico, nenhuma reação química estará envolvida.

As formas tradicionais de estocagem de hidrogênio são a compressão, a liquefação e o hidrogênio em “lama”. Na compressão, o gás é mantido em tanques sob pressões de 350 bar (5000 psi) ou 700 bar (10000 psi). A desvantagem da compressão está na baixa compressibilidade do hidrogênio. Isso é, são necessárias pressões muito grandes para se obterem reduções de volume apreciáveis. São gastos 2,1% do conteúdo de energia de uma massa de hidrogênio para realizar sua compressão e, depois, sua expansão.¹⁰ A liquefação consiste em resfriar o hidrogênio até seu ponto de ebulição (-252,882°C) e colocá-lo em tanques adequados para armazenagem criogênica. As perdas de energia para realizar todo o processo são muito grandes. A vantagem da liquefação vem da maior densidade de energia por volume do hidrogênio líquido, o que significa tanques de armazenagem menores.

A estocagem por hidrogênio “em lama” é semelhante à por líquido. A diferença é que a pressão e a temperatura são ajustadas para que a substância atinja seu ponto triplo, isto é, a temperatura em que podem existir ao mesmo tempo as fases sólida, líquida e gasosa do hidrogênio. A vantagem da “lama” está em sua maior densidade (até 16% maior que a do hidrogênio líquido) e maior capacidade calorífica.¹¹

A Figura 14.7 mostra uma comparação do volume em litros dos tanques de vários combustíveis, permitindo ver que os tanques de hidrogênio são muito maiores que os de combustíveis fósseis. No caso do hidrogênio líquido, o tanque não é muito maior que o de gás natural, mas precisa ser muito mais robusto e mais isolado.

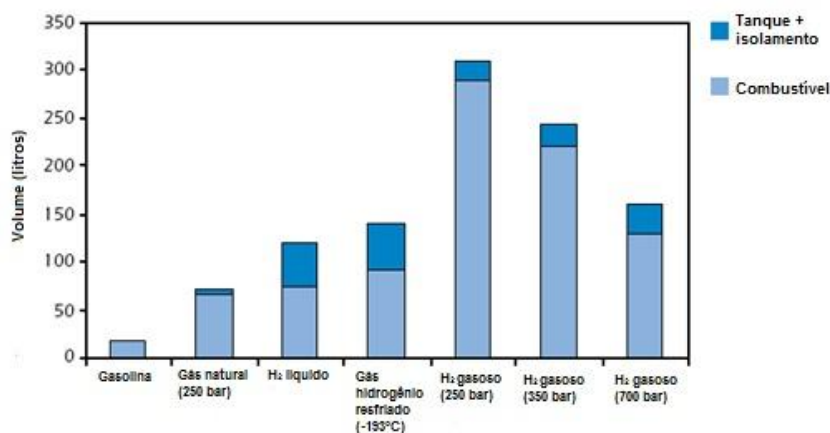
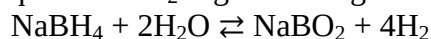


Figura 14.7: Volume de tanques por combustível. Os cálculos foram feitos para 5 kg de hidrogênio equivalente, para a gasolina e o gás natural.¹⁰

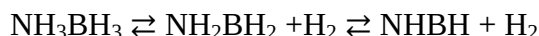
Ainda sendo pesquisadas, há a armazenagem química e uma série de formas de armazenagem física.

Os compostos químicos capazes de absorver hidrogênio mais conhecidos são os hidretos metálicos. Eles podem ser líquidos ou sólidos e possuem uma boa densidade de energia por volume. Porém, ou necessitam de temperaturas muito altas para liberar o hidrogênio absorvido, ou precisam de grandes pressões para se manterem estáveis com o hidrogênio a mais. Um exemplo de hidreto muito estudado é o borohidreto de sódio, usado pela Millenium Cell, que libera H₂ segundo a seguinte reação:



Outra substância cogitada para a armazenagem química de hidrogênio é a amônia. Ela libera hidrogênio de forma mais favorável que hidretos e hidrocarbonetos, mas tem o problema de ser muito volátil e tóxica a seres humanos e a células a combustível do tipo PEM. Uma tentativa de diminuir os problemas de armazenagem da amônia é a utilização de complexos de aminas, que liberam amônia em temperaturas relativamente baixas.⁻¹²

Boranos de amônia (ou borazanos), como o NH_3BH_3 , também têm sido estudados como materiais propícios. O processo ocorre em duas etapas, a primeira a menos de 120°C e a segunda, a aproximadamente 160°C .¹³



Uma segunda forma de armazenagem química de hidrogênio é a hidrogenação/deshidrogenação de compostos orgânicos. Um dos exemplos mais comuns é a reação decalina-naftaleno, que ocorre a 210°C .



As vantagens desse tipo de sistema é não precisar de água, e se basear em líquidos, bem mais fáceis de transportar que os sólidos. A maior desvantagem está no uso de catalisadores de platina ou metais nobres, que têm alto custo.

Para a armazenagem física, é aproveitado o fenômeno de adsorção. Materiais porosos capazes de fixar temporariamente o hidrogênio são estudados ou desenvolvidos, como nanotubos de carbono, esferas ocas de vidro, capilares de vidros e muitos outros.

14.2 Considerações técnicas sobre produção de energia usando hidrogênio

O princípio de funcionamento de uma célula a combustível é o mesmo de uma pilha. A única diferença reside no fato de que as células são constantemente alimentadas com o hidrogênio e o ar atmosférico.

O hidrogênio (H_2) é introduzido na célula e entra em contato com um eletrodo, geralmente de platina. Ele perde elétrons para o eletrodo e se dissocia em dois prótons (H^+). Surge, então, um fluxo de elétrons pelo eletrodo, que passa por um fio, gera energia elétrica para a célula e desponta no outro eletrodo. Moléculas de oxigênio (O_2) recebem elétrons, dissociam-se e, em combinação com os prótons disponíveis no meio, dão origem a moléculas de água. O eletrólito funciona permitindo um fluxo de prótons para o eletrodo do oxigênio, para manter um equilíbrio de cargas da célula. A Figura 14.8 apresenta o esquema de funcionamento deste equipamento.

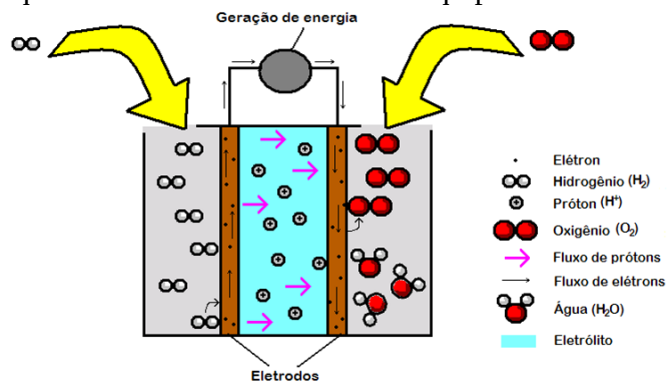


Figura 14.8: Esquema de funcionamento de uma célula a combustível. O eletrodo onde o hidrogênio é alimentado é chamado anodo, o outro é o catodo.

Atualmente encontram-se em desenvolvimento, no mundo, diversos tipos de células a combustível, em diferentes níveis tecnológicos de evolução. Todas elas funcionam a partir do mesmo princípio, mas com algumas variações que buscam maior eficiência e menor gasto para a produção de energia. Por exemplo, os íons transportados pelo eletrólito podem variar. A seguir, os principais tipos.

- **Células Alcalinas (AFC - *Alkaline Fuel Cell*):** utilizam como eletrólito hidróxido de potássio em meio aquoso com concentrações de 30-85%, têm rendimento de 70%, trabalham na faixa de temperatura de 65-260°C (baixa-alta temperatura). Essas células estão sendo produzidas na faixa de potência 100 W a 11,5 kW e somente para aplicações especiais, principalmente espaciais, devido aos altos custos envolvidos. Como grande desvantagem, pode-se citar a alta sensibilidade à presença de CO, que envenena os sítios e desativa o funcionamento da célula.
- **Células de Ácido Fosfórico (PAFC - *Phosphoric Acid Fuel Cell*):** utilizam como eletrólito o ácido fosfórico, têm rendimento de 40%, trabalham em temperatura de 205°C. A *International Fuel Cell* produziu células com potência de 200 kW e comercializou várias unidades no mundo. No Brasil, a COPEL, por meio do LACTEC, adquiriu três células PAFC ao preço unitário de US\$900.000,00 (US\$4.500/kW). Contudo, atualmente, elas não se encontram em funcionamento contínuo fornecendo potência. Apenas a unidade localizada no campus da UFPR encontra-se em funcionamento demonstrativo. Segundo alguns especialistas, essas células, apesar de disponíveis comercialmente, não devem avançar muito mais no mercado, pois tecnologicamente não há muito espaço para sua evolução e a consequente redução de custos. Cabe ressaltar que são equipamentos de operação e manutenção bastante complexos. Atualmente, as empresas *Hydrogen* e *UTC Power* são as que provavelmente comercializarão esse tipo de célula.
- **Células Polímeros Sólidos (PEM - *Proton Exchange Membrane*):** utilizam como eletrólito uma membrana polimérica, têm rendimento de 34-36% e trabalham em temperatura da ordem de 40-80°C. Essas células vêm tendo grande atenção dos centros de pesquisas principalmente para aplicações na indústria automobilística. Elas vêm sendo desenvolvidas também para equipamentos portáteis e para aplicações estacionárias no suprimento de pequenas cargas. Essas células para aplicações veiculares já estão disponíveis na forma de protótipos. Observando os lançamentos de protótipos das montadoras de veículos, pode-se perceber que todas elas possuem algum veículo que utilize células a combustível. Em 2008, a Honda lançou o *FCX Clarity*. Esse veículo é o primeiro a ser disponibilizado no mercado (na forma de *lease*: USD 600/mês durante três anos) usando a tecnologia de células a combustível e está restrito apenas a uma região do Canadá que possui infraestrutura para abastecimento de hidrogênio. São muitas as empresas que divulgam que estão comercializando células desse tipo, contudo existem muitas dificuldades de se obter informações. Em contatos realizados em 2008, as empresas ou ainda encontram-se no estágio de testes de protótipos ou em fase de desenvolvimento, não vendendo o produto. As poucas que se manifestaram positivamente quanto a vender o produto indicaram forte resistência em fazê-lo. Vale lembrar também que, em caso de aquisição desses equipamentos, sendo o fornecedor internacional, pode haver problemas com aspectos de assistência técnica e manutenção.
- **Células de Carbonato Fundido (MCFC - *Molten Carbonate Fuel Cell*):** utilizam como eletrólito o carbonato de sódio, têm rendimento da ordem de 47-50% e trabalham em temperatura de 650°C. Células de 250kW foram comercializadas em

fase inicial pela MTU (Alemanha) ao preço de US\$2,2 milhões (US\$8.800/kW) em 2002. Essas células permitem processo de cogeração.

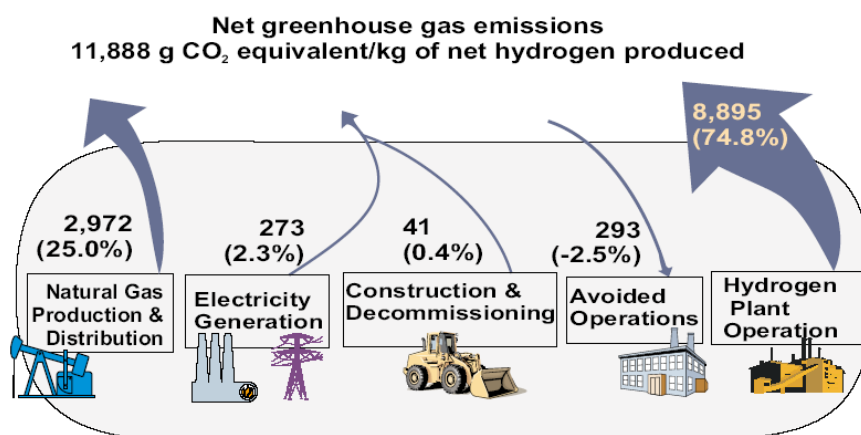
- **Células a óxido sólido (SOFC - *Solid Oxide Fuel Cell*):** utilizam como eletrólito compostos cerâmicos de cálcio ou zircônio, apresentam rendimentos da ordem de 45-60%, trabalham em temperatura da ordem de 600-1000°C. Células de 250kW estão previstas para iniciar comercialização em 2009, pela SIEMENS. Acredita-se que essas células de SOFC serão a principal tecnologia para atender o mercado de energia estacionária, em face das possibilidades de redução de custos, rendimento, cogeração e maior resistência a desativação de sítios, devido à contaminação pelos combustíveis.
- **Células a combustível zinco-ar (ZAFC- *Zinc-Air Fuel Cell*):** O ZAFC é uma célula a combustível que usa óxido metálico com física relativamente simples. Ela usa uma combinação de oxigênio atmosférico e zinco na forma de *pellets*, em um líquido alcalino como eletrólito, para gerar produtos como eletricidade, óxido de zinco e zincatos de potássio. Em operação, a célula combustível consome todo o zinco. Como vantagens em relação às células do tipo PEM, podem-se citar: uma grande redução de custo, ser um processo mais seguro que o hidrogênio e permitir a operação contínua. Faixa de potência: 600W à 15 kW.
- **Células a combustível de ácido sólido (SAFC – *Solid Acid Fuel Cell*):** possui planos para introdução no mercado e comercialização até 2012. São células de ácido sólido, do tipo CsHSO_4 e trabalham na faixa de temperatura de 100-300°C. Toleram entre 1-2% de CO.
- **Célula a combustível microbiana (MFC – *Microbial Fuel Cell*):** Células que utilizam micro-organismos vivos, que oxidam o substrato ao redor e atuam como fontes de elétrons e prótons, em vez de hidrogênio. O substrato pode ser de carboidratos (glicose, amido), ácidos graxos voláteis, aminoácidos, proteínas e compostos inorgânicos, como sulfetos.¹⁴ MFCs podem perder eficiência caso o oxigênio contamine o compartimento das bactérias, pois o processo de respiração faz com que elas deixem de trocar elétrons com o eletrodo de platina.

14.3 Impactos e riscos

No tocante ao hidrogênio, o único risco que o gás representa para a saúde humana é o de asfixiante simples, isso é, em uma atmosfera saturada de H_2 , ele pode impedir que o oxigênio chegue aos pulmões da pessoa. Esse risco, entretanto, é pequeno, uma vez que a molécula de H_2 é muito leve e se dispersa facilmente.

Um possível impacto ambiental que vazamentos de hidrogênio poderiam causar é a diminuição da temperatura da estratosfera, o que impactaria na camada de ozônio. Porém, não há certeza sobre o tamanho de tal impacto, uma vez que os mecanismos de absorção do hidrogênio pelo solo ainda são pouco conhecidos, e as quantidades de hidrogênio envolvidas em sua futura utilização são desconhecidas.¹⁵

Cada forma de produção e armazenamento de hidrogênio tem seus próprios impactos ambientais. Uma análise de emissões de CO_2 foi feita de uma planta de energia que usa uma célula a combustível alimentada com hidrogênio produzido a partir de gás natural. O resultado está na figura abaixo, mostrando quantos g de CO_2 são necessários para produzir 1 kg de hidrogênio, conforme indica a Figura 14.9.



Avoided Operations = steam production from a natural gas boiler and natural gas production & distribution required to obtain the natural gas

Figura 14.9: Emissões de gases-estufa da produção de hidrogênio a partir de gás natural.¹⁶

14.4 Pesquisa e perspectiva futura

A economia do hidrogênio está em sua fase de pesquisa e desenvolvimento. A tecnologia ainda precisa se mostrar viável para a utilização em larga escala, e, até agora, há muitos gargalos a vencer em todas as frentes da tecnologia. No Brasil, é muito grande o número de grupos de pesquisa, das mais diversas áreas, pesquisando sobre hidrogênio e células a combustível. Alguns grupos pesquisam polímeros condutores para serem utilizados na PEM; outros pesquisam a produção de hidrogênio, e muitas outras linhas.

14.5 Considerações finais

A economia do hidrogênio, isto é, a economia que tem o hidrogênio como principal combustível em lugar do petróleo, ainda está em seu estágio inicial. Várias questões ainda precisam ser respondidas a respeito da produção e do armazenamento do hidrogênio e do funcionamento das células a combustível.

Mesmo com as dificuldades surgidas, o uso do hidrogênio continua a ser uma tecnologia tentadora, por vários motivos: sua matéria-prima pode ser água, ele pode ser transportado em tanques para gerar eletricidade *in situ*, e o resíduo de sua combustão é água. Em um mundo cada vez mais preocupado com a renovabilidade dos recursos e com os resíduos gerados, essas vantagens de um combustível de veículos não podem ser levemente deixadas de lado.

A economia do hidrogênio pode não ter uma data fixa para chegar, mas as células a combustível como fontes altamente confiáveis de energia, eventualmente encontrarão seu nicho no *mix* energético do futuro.

14.6 Referências

- 1 WIKIPEDIA. **William Robert Grove**. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/William_Robert_Grove> . Acesso em 15 de nov. 2011.
- 2 U. S. CENTENNIAL OF FLIGHT COMMISSION. **Project Gemini**. Disponível em: <<http://www.centennialofflight.gov/essay/SPACEFLIGHT/gemini/SP18.htm>> . Acesso em: 10 de nov. 2011.

- 3 CALIFORNIA FUEL CELL PARTNERSHIP. **Hydrogen: more than fuel**. Disponível em:
<<http://www.fuelcellpartnership.org/hydrogen-more-fuel>>. Acesso em: 01 de nov. 2011.
- 4 IHS CHEMICAL. **Hydrogen**. Disponível em:
<<http://www.sriconsulting.com/CEH/Public/Reports/743.5000/hydrogen.gif>>. Acesso em: 25 de nov. 2011.
- 5 CRUZ, F. E. **Produção de hidrogênio em refinarias de petróleo**. Disponível em:
<www.teses.usp.br/teses/.../Dissertacao_Flavio_Eduardo_da_Cruz.pdf>. Acesso em: 23 de nov. 2011.
- 6 FUEL CELL & HYDROGEN ENERGY ASSOCIATION. **Hydrogen Production**. Disponível em:
<<http://www.hydrogenassociation.org/general/faqs.asp>>. Acesso em: 13 de nov. 2011.
- 7 THE HYDROGEN COMPANY. **Hydrogen System**. Disponível em:
<<http://www.thehydrogencompany.com/finance.php>>. Acesso em: 12 de nov. 2011.
- 8 WIKIPEDIA. **Lista de Países por produção de Platina**. Disponível em:
<[http://pt.wikipedia.org/wiki/Anexo:Lista de pa%C3%ADses por produ%C3%A7%C3%A3o de platina](http://pt.wikipedia.org/wiki/Anexo:Lista_de_pa%C3%ADses_por_produ%C3%A7%C3%A3o_de_platina)>. Acesso em: 17 de nov. 2011.
- 9 RICCIARDI, O. P. **Platina**. Disponível em:
<https://sistemas.dnrm.gov.br/publicacao/mostra_imagem.asp?IDBancoArquivoArquivo=3989>. Acesso em: 22 de nov. 2011.
- 10 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Hydrogen**. Disponível em:
<http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review05/sap_2_devalladares.pdf>. Acesso em: 16 de nov. 2011.
- 11 WIKIPEDIA. **Hydrogen Storage**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_storage>. Acesso em: 12 de nov. 2011.
- 12 RCS ADVANCING CHEMICAL SCIENCES. **Hydrogen gets onboard**. Disponível em:
<<http://www.rsc.org/chemistryworld/Issues/2006/March/HydrogenOnBoard.asp>>. Acesso em 10 de nov. 2011.
- 13 U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Chemical Hydrogen Storage**. Disponível em:
<http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/storage/chem_storage.html>. Acesso em: 03 de nov. 2011.
- 14 MICROBIAL FUEL CELLS. **Anode process: microbial oxidation of substrate**. Disponível em:
<<http://www.microbialfuelcell.org/www/index.php/General/Anode-process-microbial-oxidation-of-substrate.html>>. Acesso em: 17 de nov. 2011.
- 15 PHYSICSWORLD.COM. **Fuel cells: environmental friend or foe?**. Disponível em:
<<http://physicsworld.com/cws/article/news/17694>>. Acesso em: 19 de nov. 2011.
- 16 OERTEL, D., FREISHER, T. **Fuel Cells: Impact and consequences of Fuel Cells technology on sustainable development**. Disponível em: <<http://ftp.jrc.es/EURdoc/eur20681en.pdf>>. Acesso em: 26 de nov. 2011.

15 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída (GD) de eletricidade é definida como a produção de energia elétrica realizada junto ou próxima ao consumidor. O sistema de GD é conhecido, também, como descentralizado, por ser uma solução alternativa à produção centralizada de energia. A nova tendência aparece com novos tipos de centrais elétricas, contrapondo-se às centrais convencionais e desenvolvendo um objetivo que tem maior enfoque na atual e futura situação das reservas energéticas de combustíveis, bem como na preocupação relativa à poluição ambiental. Esse tipo de sistema engloba geradores movidos a combustíveis fósseis, biomassa, turbinas de combustão, sistemas de concentração solar e fotovoltaica, células a combustível, microturbinas, conjuntos motores geradores, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e turbinas eólicas. O conceito envolve, ainda, equipamentos de medida, controle e comando, responsáveis por articular a operação de geradores e realizar um eventual controle de cargas.

Pode-se trabalhar com Geração Distribuída seguindo-se duas vertentes: como Reserva de Energia ou como Fonte de Energia. A primeira funciona com um parque descentralizado que tem o objetivo de suprir excessos de demanda (demanda de ponta), cobrir apagões e melhorar parâmetros qualitativos do fornecimento em regiões atendidas deficientemente quanto a tensões ou frequências. Já a segunda vertente funciona atendendo cargas que lhe são conectadas, seja para autoconsumo industrial ou predial, podendo ter ou não excedente de produção exportável, para suprir necessidades locais de distribuição de eletricidade.

No Brasil, a Geração Distribuída foi definida de forma oficial pelo decreto número 5.163 de 30 de julho de 2004, da seguinte forma:

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

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

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

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

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição) define geração distribuída como produção de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou mediante instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS ¹.

O panorama da geração centralizada foi perturbado com as grandes crises do petróleo, que introduziram, por exemplo, a importância da vertente de coprodução de energia. A partir da década de 1990, a reforma no setor elétrico brasileiro permitiu a competição no setor energético, o que possibilitou a concorrência e o estímulo a todos os potenciais elétricos com custos competitivos. O fim do monopólio da produção de energia elétrica, na década de 1980, resultou no desenvolvimento de tecnologias que foram importantes para redução de custos no mercado. A Figura 15.1 mostra o comportamento dos custos e do tamanho de usinas termelétricas ao longo do tempo; fica evidente a queda dos custos com o aumento do tamanho dos empreendimentos, no

entanto, a tendência para a redução do porte das centrais não interfere nesse comportamento.

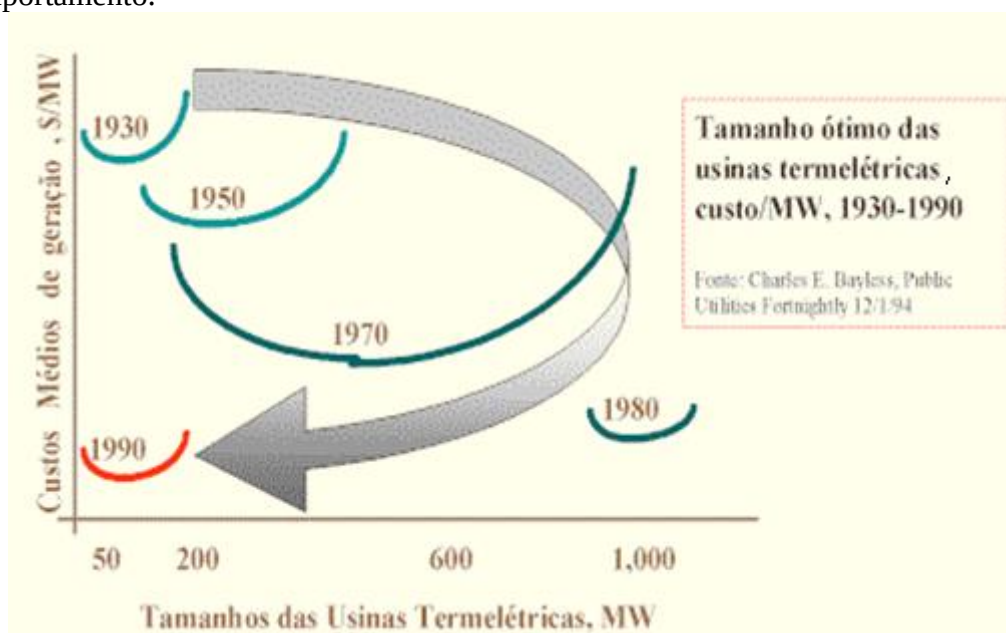


Figura 15.1: Tamanho ótimo das usinas termelétricas, custo/MW, 1930-1990.²

Atualmente a procura constante por serviços e tecnologias mais eficientes, com reduzidos impactos ambientais, seja na geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, associada aos necessários investimentos para o aumento da capacidade instalada no setor elétrico brasileiro, tem colocado a geração distribuída como alternativa às tradicionais soluções seja para instalação local ou para integração regional. Algumas tecnologias de geração distribuída, como a fotovoltaica e as células a combustível, ainda apresentam altos custos, porém estudos e incentivos em projetos de P&D são de grande valia para garantir maior eficiência e segurança, possibilitando a introdução dos novos sistemas no mercado de energia o quanto antes.

15.1 Tecnologias de Geração Distribuída

As tecnologias de geração descentralizada podem ser classificadas em três categorias: tecnologias de fontes renováveis, tecnologias de alta eficiência e cogeração e tecnologia de aproveitamento em rejeitos industriais (*Industrial energy recycling and On-site Power*).³

Na primeira categoria, estão os painéis fotovoltaicos, centrais eólicas de geração, pequenas e microcentrais hidrelétricas, energia geotérmica, geração térmica a partir da biomassa, incluindo motores de combustão interna, turbinas a vapor, turbinas a gás e microturbinas.

O grupo de alta eficiência e cogeração inclui tecnologias que utilizam combustível fóssil e biocombustíveis (gás, líquido ou sólido) e incluem: turbinas a gás, turbinas a vapor, células a combustível, motores Stirling e microturbinas.

A última categoria tem como objetivo aproveitar o grande potencial de fluxos de resíduos industriais para a produção de energia limpa sem adição de combustível e sem adição de emissões.

A seguir, será apresentado um breve descritivo de algumas tecnologias de GD ainda não citados nos capítulos anteriores.

15.1.1 Pequenas centrais Hidrelétricas (PCH)

As Pequenas Centrais Hidrelétricas são aproveitamentos hidrelétricos realizados em rios de pequeno e médio porte, dotados de desníveis suficientes durante seu trajeto para movimentar as turbinas de um hidrogerador. As PCHs são classificadas por todo o empreendimento hidrelétrico com potência entre 1MW e 30 MW de potência, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km².⁴

As instalações a fio d'água são as mais comuns nesse tipo de instalação. Essa possibilidade não permite a regularização do fluxo d'água; assim, no período de seca, as usinas ficam ociosas, e nos períodos de muita chuva, quando as vazões são maiores, a água é vertida, uma vez que há impossibilidade de aproveitamento desse potencial pela capacidade de engolimento das máquinas.

15.1.2 Microturbinas

As microturbinas são equipamentos de referência GD pela sua simplicidade de operação. Trata-se de pequenas turbinas de combustão na faixa de 20 a 250kW, que geralmente podem ser aplicadas em hospitais, cogeração, sistemas de emergência (arranque rápido), sistemas isolados e para a produção em horas de ponta para regularização tarifária. O funcionamento do dispositivo pode se dar por meio de vários combustíveis, dentre eles: gasolina, gás natural, gás propano liquefeito (GPL), biogás, gás de poços de petróleo, diesel e querosene.

As principais vantagens do equipamento são: a ausência de líquidos refrigerantes e lubrificantes, a pouca manutenção exigida, altos rendimentos quando operam em sistemas de cogeração, a possibilidade de poder operar em paralelo com a rede ou isoladamente, os vários módulos operarem em paralelo entre si e com a rede sem a necessidade de sincronismo, tempos de arranque rápido, níveis de emissões muito baixos e o controle totalmente automatizado.

O sistema é composto por uma turbina de combustão que inclui um compressor, um recuperador, um combustor e um gerador, conforme indica a Figura 15.2. As partes rotativas estão montadas em um eixo simples, suportado por rolamentos de ar com altas velocidades de rotação. O gerador de ímã permanente é resfriado por um fluxo de ar para a parte interna do equipamento. A saída do gerador tem tensão e frequência variáveis em corrente alternada. Por possuir inversores, as microturbinas geram energia com uma grande qualidade de onda.

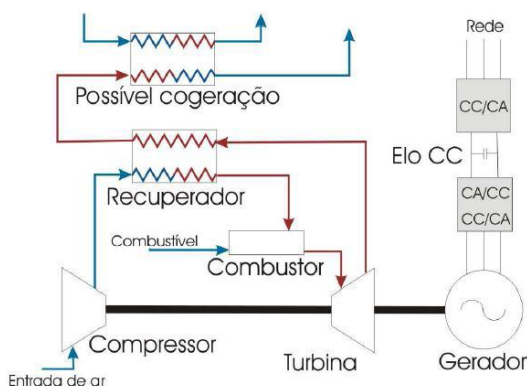


Figura 15.2: Modelo esquemático de uma microturbina.⁵

As microturbinas operam da seguinte forma: o ar é aspirado e forçado para dentro da turbina a alta velocidade (microturbinas operam com velocidades de rotação

entre 50000rpm e 70000rpm) e pressão; o ar é misturado ao combustível e queimado na câmara de combustão onde o processo de queima é controlado para se obter a máxima eficiência e baixos níveis de emissão; os gases produzidos na combustão sofrem expansão nas palhetas da turbina que está realizando trabalho; os gases não aproveitados são emitidos na atmosfera.

O equipamento possui um controlador digital de potência que controla a operação da microturbina e todos os subsistemas. O controlador digital desempenha as funções de conversão de potência, convertendo a tensão em frequência variável do gerador em tensão CC e então para corrente em frequência constante ou tensão CC variável. Durante a partida, o controlador opera como um inversor de frequência e motoriza o gerador até que a potência esteja disponível a partir da microturbina. O controlador opera novamente como um inversor de frequência durante o resfriamento para dissipar o calor armazenado no recuperador e na estrutura, a fim de proteger os vários componentes da microturbina.

Outro componente importante da tecnologia é o sistema integral de controle de entrada de combustível. O sistema padrão é projetado para combustíveis baseados em hidrocarbonetos gasosos pressurizados. Outros modelos estão disponíveis para combustíveis gasosos de baixa pressão, combustíveis gasosos com baixo poder calorífico, com componentes corrosivos e combustíveis líquidos.

As microturbinas podem operar conectadas à rede ou isoladas. Quando conectada à rede é ligada em paralelo e fornece energia elétrica para cargas também conectadas. A energia elétrica gerada por ela somente é fornecida a essas cargas quando a rede da concessionária está presente. Durante as interrupções do fornecimento pela concessionária no ponto onde a microturbina esteja conectada, esta detecta a interrupção e imediatamente se desconecta da rede. Quando há o retorno do fornecimento, a microturbina pode reiniciar automaticamente e fornecer energia para as cargas conectadas. No modo conectado à rede, a microturbina é somente uma fonte de corrente. Assim, tanto a frequência quanto a tensão da rede são as referências para a operação deste equipamento.

Operando no modo isolado da rede, cargas podem ser supridas diretamente, e a microturbina é uma fonte de tensão e corrente. Um sistema com baterias fornece energia para partida e o gerenciamento de demanda transitória.

O elemento-chave do equipamento é o recuperador, que é utilizado para preaquecer o ar na entrada da turbina, aumentando a sua temperatura de operação, obtendo assim um aumento da eficiência global do sistema. O calor é transmitido dos gases de exaustão para o ar de admissão.

15.1.3 Motores Stirling

Trata-se de motores de combustão externa e de ciclo fechado, muito conhecidos por sua simplicidade de funcionamento. O equipamento é constituído por duas câmaras em temperaturas diferentes que aquecem e resfriam um gás de forma alternada, provocando expansões e contrações cíclicas; assim dois êmbolos ligados a um eixo em comum são movimentados nesse processo. O simples fato de haver diferença significativa de temperatura entre as câmaras implica a produção de trabalho, sendo que quanto maior for essa diferença, maior a eficiência do ciclo. Existem três tipos de configurações básicas no que se diz respeito à disposição dos êmbolos e cilindros em relação ao eixo, podendo ser: configuração alfa (cilindros em V), beta (com êmbolos coaxiais em um cilindro comum) e gama (com cilindros em linha), conforme ilustra a Figura 15.3.

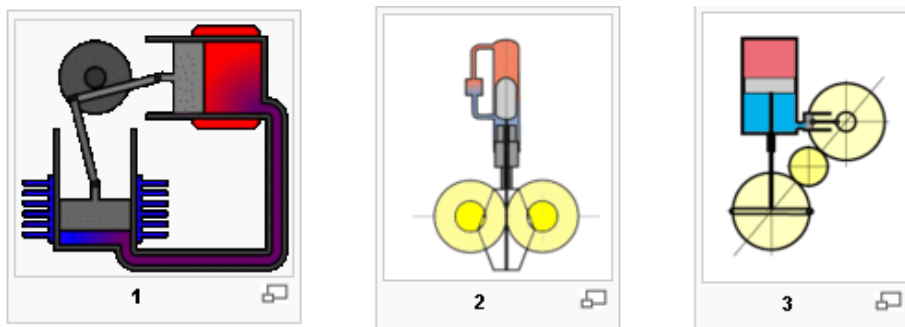


Figura 15.3: Tipos de configurações no motor (alfa-1, beta-2 e gama-3).⁶

Geralmente é instalado um recuperador entre as câmaras quentes e frias a fim de armazenar o calor para a fase seguinte do aquecimento, diminuindo as perdas térmicas e contribuindo para a eficiência termodinâmica do motor. O fluido de trabalho utilizado nos modelos mais simples é o próprio ar, porém motores de alta potência e rendimento fazem uso de hélio, hidrogênio ou nitrogênio pressurizado, por serem gases com condutividade mais elevada e menor viscosidade, o que significa um transporte de calor mais rápido e uma resistência ao escoamento reduzida, implicando menores perdas por atrito.

A combustão no motor Stirling é contínua, permitindo uma queima mais completa e eficiente do combustível; assim o dispositivo pode ser considerado pouco poluente quando comparado a motores de ciclo Diesel e Otto. Essa continuidade implica um motor silencioso e com baixas vibrações. A possibilidade de utilização de vários tipos de combustíveis (gás natural, óleo combustível, biomassa, diesel, gasolina, álcool, solar, entre outros) é um grande atrativo para o seu desenvolvimento como fonte alternativa de energia.

As dificuldades na partida e na variação da velocidade de rotação em um curto espaço de tempo representam problemas no emprego desses motores em carros e caminhões, por exemplo. O sistema de vedação representa outra problemática, pois ainda passa por aprimoramentos, principalmente nos casos em que se empregam gases inertes e leves que devem ser armazenados a alta pressão. O pouco uso da tecnologia ainda acarreta altos preços de aquisição e manutenção.

Motores Stirling têm alta eficiência quando comparados a outros. Isso se explica pelo ciclo Stirling ser muito próximo do ciclo de Carnot, que estabelece o limite máximo teórico das máquinas térmicas. O ciclo é composto por quatro fases e é executado em dois tempos no pistão. Dentre as fases (Figura 15.4) estão: compressão isotérmica (1-2), transferência de calor ao fluido de trabalho a volume constante (2-3), expansão isotérmica (3-4), resfriamento a volume constante (4-1).

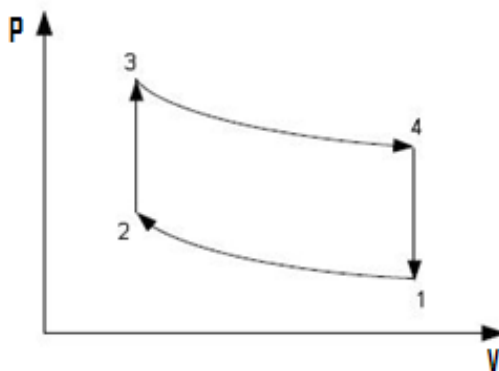


Figura 15.4 – Diagrama P x V do ciclo Stirling.

15.2 Tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Faz-se necessário o estudo de tecnologias de armazenamento de energia quando há fontes que não garantem uma produção contínua, como as das gerações solares e eólicas.

Apesar de o sistema de geração descentralizada utilizar a rede como sistema de apoio para excedentes e demandas de carga, deve-se sempre procurar certa autonomia, principalmente quando se atende uma região isolada de pequenos produtores.

Dentre as tecnologias de armazenagem em GD, podem ser citadas as baterias químicas, os supercapacitores e os volantes de inércia. As duas últimas ainda estão em processo de estudo e desenvolvimento para a aplicação em sistemas de GD.

A Figura 15.5 exhibe as diversas tecnologias de armazenamento e suas características, podendo-se atentar para o detalhe que os supercapacitores e os volantes de inércia (*Flywheels*) dispõem de alta energia, porém tempos e descargas baixos.

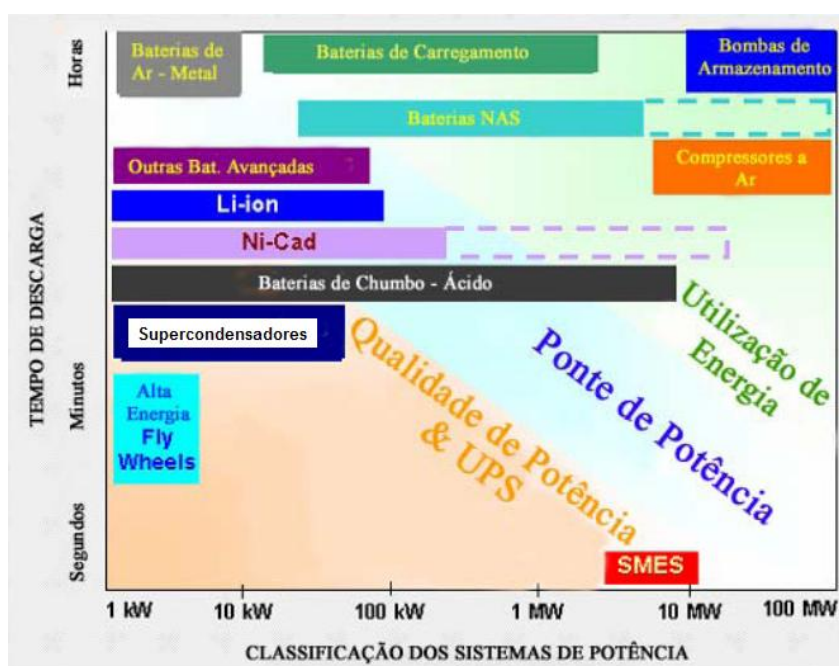


Figura 15.5: Características das tecnologias de armazenamento.⁷

15.2.1 Baterias químicas

A bateria é um dispositivo que armazena energia química e a disponibiliza na forma de energia elétrica. As baterias são compostas por células, podendo ser galvânicas, combustíveis ou de fluxo. Dentre os principais tipos estão as de hidreto metálico de níquel, a de hidreto de níquel cádmio, as de íon lítio e as de chumbo-ácido. O rendimento dessas baterias varia de 70 a 85%. Sua capacidade é dada em Ah (Ampér-hora), e quanto maior a quantidade de eletrólito e maior o eletrodo da bateria maior é a capacidade desta. Baterias caracterizam-se por disponibilizar tensão contínua pela origem química da energia.

15.2.2 Supercapacitores

Um método bastante eficiente de se armazenar energia elétrica é por meio de capacitores, mas estes permitem o armazenamento de pouca energia em um período

curto de tempo. Porém, nos últimos anos, os métodos de construção desses dispositivos estão sendo aperfeiçoados, recorrendo-se a novos materiais, princípios e geometria. Daí o surgimento dos supercapacitores que possuem maior capacitância, densidade de energia e potência. Esses equipamentos possuem taxas de descarga muito altas, mas tempos relativamente baixos, além de apresentarem um alto rendimento de ciclo (cerca de 95%). Os supercapacitores são feitos a partir de nanotubos de carbono e polímero, ou aerogels (material de alta porosidade).

15.2.3 Volantes de inércia

As baterias eletromecânicas são dispositivos que armazenam energia sob a forma cinética numa massa inercial que roda a grande velocidade; essa massa é conhecida como volante de inércia. Equipamentos como estes têm capacidade de debitar elevadas potências instantâneas, possuem grande robustez à carga e descarga, porém baixos tempos de descarga. Seu tempo de vida útil é alto, não sendo necessárias muitas manutenções. Ao armazenar energia elétrica que não será consumida localmente, em um volante, o sistema fica preparado para uma súbita carga e pode assim responder a esta sem a necessidade de ir buscar energia na rede de eletricidade.

15.3 Impactos da Geração Distribuída no Sistema Elétrico

A geração centralizada faz com que os sistemas de distribuição sejam desenvolvidos para captar potência das subestações e dividi-la entre consumidores; com isso, o fluxo de potência é proveniente dos mais altos níveis de tensão para os mais baixos, fazendo com que a rede tenha fluxo em sentido unidirecional, sendo um elemento passivo. Com a introdução dos geradores no sistema de distribuição, verifica-se uma mudança no sentido do fluxo, principalmente em uma situação de geração maior que a carga; portanto a rede de distribuição passa a ser um elemento ativo, podendo funcionar em qualquer sentido durante o dia. Essa mudança no fluxo de potência nos sistemas de distribuição acarreta sérias consequências técnicas e econômicas no planejamento desses sistemas.

No Brasil, há um grande esforço por parte das empresas de energia, principalmente no ramo de distribuição, para se conhecer a fundo as tecnologias de GD tanto do ponto de vista de operação e geração como também de proteção, com o objetivo de planejar o sistema de forma tal a conciliar a inserção da geração descentralizada.

Um grande problema se dá quando empreendimentos de grande geração são conectados em redes fracas, sendo necessário reforçar essas redes, responsabilidade das distribuidoras de cada região. Outro agravante é quanto ao despacho das tecnologias, feito de forma descentralizada, o que pode acarretar problemas operativos.

Os principais fatores relativos ao impacto na rede a serem observados pelas empresas de distribuição são os níveis de curto-circuito e proteção, a estabilidade do sistema, a capacidade disponível, as perdas elétricas e os perfis de tensão em regime permanente.

O fluxo reverso de potência é passível de extrema importância por partes dos órgãos de regulamentação e as empresas de distribuição, e pode ser considerada a temática de maior importância quanto a impactos de ligação descentralizada na rede, uma vez que, ao surgir um fluxo em outra direção e sentido, os sistemas de proteção devem ser estrategicamente distribuídos, principalmente na presença de transformadores, para fornecer segurança a equipes de manutenção. Os sistemas de GD devem adotar estratégias de controle e proteção, sensíveis o suficiente para se

desconectar da rede sempre que houver problemas, ou transitórios, evitando, por exemplo, um fenômeno de ilhamento com o gerador, onde a alimentação passa a ser introduzida no sistema remanescente com a potência que estava programada.

O balanço de energia na malha permite perceber que a inversão do fluxo ocorre, principalmente, em situações nas quais a geração é maior que a carga. A variação do fluxo no sistema é fator diretamente vinculado às perdas que compõem a rede, portanto a alteração da distribuição do fluxo gera variações nas perdas, sendo estas dependentes da localização do gerador, da relação entre o nível de geração e a carga e da topologia da rede na qual a tecnologia está inserida. O aumento dos níveis de curto circuito também é detectado pela presença do gerador no sistema de distribuição e ao fluxo reverso proveniente dele.

A regulação de tensão nos diversos geradores é um fator crucial para a inserção de tecnologias à rede, levando em consideração o compromisso das empresas de garantirem níveis de tensão predeterminadas, no caso do Brasil, pela resolução normativa da ANEEL nº. 505. A inserção da GD nos sistemas de distribuição altera os perfis de tensão na rede devido à mudança dos fluxos ativos e reativos nos sistemas, a situação crítica é detectada quando se verifica geração máxima nos períodos de cargas mínimas, podendo ocorrer transgressão do limite máximo de tensão estabelecido.

Com a introdução de GD a capacidade de geração da rede pode ser elevada, possibilitando a entrada de novos consumidores, podendo permitir o aumento de carga dos clientes já existentes ou postergar investimentos na ampliação dessa rede com o objetivo de atender crescimento de demanda futura.

As tecnologias de GD, geralmente, fazem uso de máquinas síncronas, equipamentos bastante difundidos pela fácil e versátil operação, uma vez que operam sob fator de potência constante e permite controle de reativo, sendo assim passíveis de conexão à rede de distribuição.

Os impactos da conexão de GD nos sistemas elétricos são diversos, podendo ser positivo ou negativo, contudo, existe uma troca de benefícios entre a geração descentralizada e a centralizada, onde cada uma pode dar suporte à outra. Enquanto a geração em grande escala, por suas condições técnicas específicas, pode cobrir desligamentos emergenciais ou programados dos geradores distribuídos, esses têm condições de prestar ao sistema serviços da mesma natureza.

15.4 Principais aplicações e desafios para a GD

A Geração Distribuída de energia elétrica pode ser uma solução prática para qualquer aplicação onde energia térmica e eletricidade são necessárias. As tecnologias de GD estão sendo aplicadas em todo o mundo em áreas que contêm ou não rede elétrica já disponível. Diferentes aplicações de GD são comuns tanto em países emergentes como em países desenvolvidos. A GD pode ser implantada em situações de complemento para lugares que já tenham disponibilidade de geração central, no entanto existem diversas aplicações independentes como:

- Uso residencial;
- Construções no geral, como em universidades, hotéis, supermercados, bancos etc.
- Sistemas de aquecimento e refrigeração comercial e residencial;
- Indústria pesada, como: siderúrgicas e segmentos da indústria petroquímica;

A aplicabilidade da Geração Distribuída para determinada ocasião exige uma análise sistêmica e técnica para a compreensão clara das prioridades em questão. Em algumas situações, a aplicação da GD é mais comum, por fatores econômicos, técnicos

ou até de segurança. Os sistemas de geração distribuída utilizados atualmente usam tecnologias avançadas, que têm a importante função de atender as necessidades do consumidor de forma econômica e segura. Em alguns casos, podem dar origem a uma economia ou qualidade de energia superior do que a comprada nas entidades responsáveis pela comercialização de energia.

A geração descentralizada ganha grande enfoque quando há a presença de consumidores que necessitam de altas qualidades de fornecimento de energia elétrica. Tanto relacionada à ausência de interrupções, quanto à qualidade de onda disponível no sistema, onde os parâmetros característicos devem estar muito próximos dos valores nominais que o definem (frequência, tensões e formas de onda).

Zonas rurais e isoladas muitas vezes podem propiciar esse tipo de instalação; isso se explica pelos consideráveis encargos fixos de transmissão e distribuição e pelo alto investimento inicial em sistemas de rede proveniente da geração centralizada de eletricidade. Entre as aplicações práticas de GD no meio rural se destacam:

- Bombeamento de água;
- Eletrificação rural;
- Artesanato;
- Segmento têxtil;
- Usinas de açúcar e álcool;
- Silvicultura;

As dificuldades para a difusão da Geração Distribuída de energia elétrica estão relacionadas, principalmente, à separação das funções de distribuição e comercialização de eletricidade e ao aumento do número de entidades envolvidas, sendo necessária uma regulamentação complexa e eficiente para o sistema como um todo. O planejamento e a operação do sistema elétrico ficariam mais complexos, no que se diz respeito a parâmetros administrativos, comerciais e contratuais. Problemas em relação a medidas de segurança, inspeção e manutenção dos sistemas também podem ser citados como agravantes imediatos para uma intensificação da GD. Do ponto de vista de custos, destacam-se os altos preços inerentes às tecnologias de GD como uma atual dificuldade para implantação. Essa problemática tende a ser amenizada com o desenvolvimento das tecnologias e com os incentivos governamentais a esse tipo de operação. Outro fator que afeta o desenvolvimento da GD é a tendência do aumento dos preços médios de fornecimento a partir da geração centralizada.

15.5 Situação mundial

A geração distribuída segue a tendência mundial do aumento de eficiência energética, porém cada país tem um diferente enfoque no setor, muitas vezes por questões de prioridade, mas também por falta de investimentos em pesquisa de desenvolvimento tecnológico. A Figura 15.6 apresenta um gráfico que demonstra o percentual da GD em relação à geração total de energia em cada região no mundo. Observa-se que a média mundial está próxima a 10 %. Nas Américas, Canadá, Chile, México, Uruguai, Estados Unidos, Brasil e Argentina se destacam no setor de geração descentralizada. Os EUA e o Canadá apresentam grande destaque no que se diz respeito a desenvolvimento tecnológico em GD.

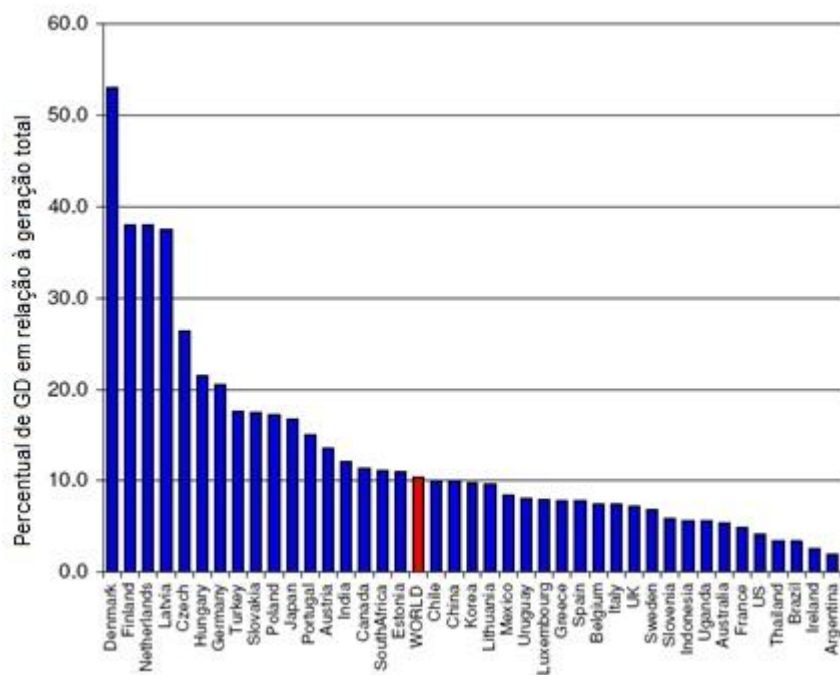


Figura 15.6: Gráfico do percentual de GD em relação à geração total em cada região no mundo. ⁸

15.6 Situação no Brasil

O Brasil tem uma das maiores infraestruturas de geração centralizada do mundo, principalmente devido à participação de hidrelétricas de grande porte na matriz nacional. Porém, a constante procura por serviços e tecnologias mais eficientes, com reduzidos impactos ambientais, seja no processo de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, associada aos necessários investimentos para o aumento da capacidade instalada no setor elétrico brasileiro, tem colocado a geração distribuída como alternativa às tradicionais soluções seja para instalação local ou para integração regional.

Em 2004, a GD tinha uma participação na capacidade de geração de 3,9%, subindo para 4,4 % em 2005⁹. Atualmente, estão em operação 806 unidades de sistemas de cogeração no país, representando um montante de 7766,5 MW (cerca de 4% da capacidade nacional, somente para unidades de cogeração). Esses dados reforçam o aumento da participação da geração descentralizada no país, principalmente relacionada ao crescimento de empreendimentos de cogeração. O crescimento da GD esteve prejudicado nos últimos anos devido à queda das tarifas de energia elétrica ocorrida no processo de revisão tarifária das distribuidoras e também pela instabilidade de disponibilidade de gás natural. Porém o cenário deve mudar com a volta das altas tarifas e pela expectativa da estabilização da oferta de gás natural.

Muitos são os fatores que influenciam a Geração Distribuída no país, porém vale ressaltar que não se trata do principal enfoque, uma vez que a geração centralizada ainda representa prioridade; um exemplo é a implantação da hidrelétrica de Belo Monte. As políticas e regulamentações para uso de GD precisam de revisões, o país ainda não é autossuficiente em gás natural, apesar da estabilidade momentânea, e os preços dos combustíveis podem representar um gargalo, já que seguem os preços internacionais.

15.7 Potenciais de recursos para GD em Minas Gerais

Minas Gerais apresenta boas perspectivas para uso de tecnologias de geração descentralizada. O estado é muito atuante no setor siderúrgico, havendo assim a possibilidade de as usinas usufruir dos gases de alto forno para autoconsumo ou produção independente, aliviando a demanda nos horários de pico e potencialmente atuando em paralelo com o sistema. Ainda no campo de cogeração, o estado de Minas Gerais possui um potencial considerável para produção de eletricidade a partir do bagaço de cana, podendo este ser um participante mais considerável em cenários futuros. A Figura 15.7 ilustra o potencial para esse tipo de geração.

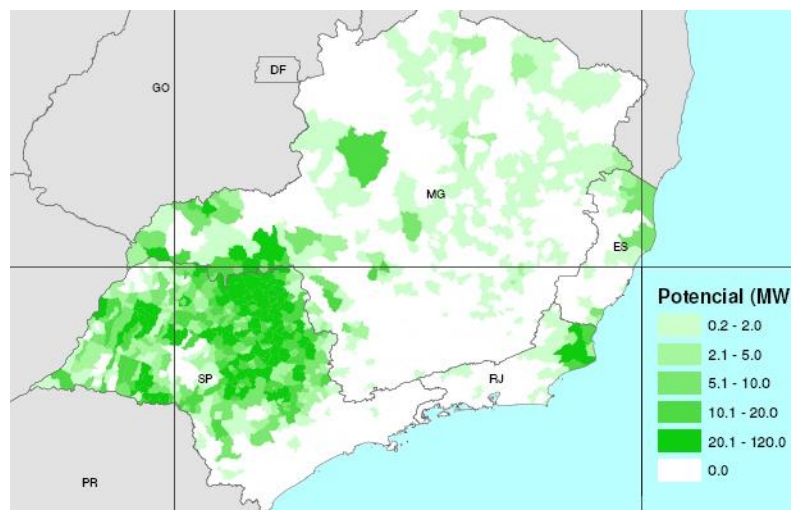


Figura 15.7: Potencial de produção de energia no setor sucroalcooleiro no Sudeste.¹⁰

Outra grande vertente em Minas é o potencial hidráulico, que constitui a principal fonte da matriz mineira com aproximadamente 93% da capacidade de geração, tendo presença de 43 usinas hidrelétricas, 94 pequenas centrais hidrelétricas e 71 centrais geradoras hidrelétricas. As CGHs e PCHs têm elevada representatividade no estado, considerando o panorama nacional, daí surge uma das principais perspectivas para o desenvolvimento da GD na região.

A análise de recursos para o estado de Minas Gerais permite afirmar que a Geração Distribuída de energia já é uma realidade na região, principalmente pela grande importância no setor siderúrgico, sendo possível a aplicação de cogeração, e também pelos recursos hídricos, contando com uma significativa presença de pequenas centrais hidrelétricas. A perspectiva para Minas é boa, tendo em vista, em um panorama futuro, os recursos eólico e solar.

15.8 Cogeração e trigeração

A geração distribuída de energia elétrica é um caminho que visa à eficiência para a produção de eletricidade, devido à redução da distância entre geração e consumo. Nesse mesmo contexto, caminha a tecnologia de cogeração, que se relaciona ao aproveitamento de calor no processo de geração, uma vez que, em um aproveitamento termelétrico, a maior parte de energia proveniente do combustível usado para seu acionamento é transformada em calor e perdida para o ambiente.

Os sistemas de cogeração são aqueles em que se faz, simultaneamente, e de forma sequenciada, a produção de energia elétrica ou mecânica e energia térmica,

podendo ser aproveitada para calor de processo ou para frio (trigeração), a partir da queima de um combustível como os derivados de petróleo, o gás natural, o carvão ou a biomassa. O calor rejeitado proveniente de transformações industriais nos de diversos ciclos pode ser aproveitado de várias formas, desde aproveitamentos para processos urbanos, que não necessitam de temperaturas elevadas de operação, aproveitamentos da própria indústria que utiliza processos também de baixas faixas de temperatura, até processos que fornecem calor em altas taxas e temperaturas que podem ser aproveitados em ciclos de potência como no caso de altos fornos. A cogeração, ao produzir trabalho e calor úteis, reduz as perdas de energia e permite abastecer demandas distintas com um consumo de combustível quase na mesma quantidade quando utilizado em uma demanda separadamente. Os sistemas de cogeração sofreram um processo de evolução recentemente quanto às motivações básicas de utilização, aos equipamentos de geração predominantes, aos combustíveis empregados e à relação com a concessionária. Essa evolução se deve a fatores tecnológicos e aos cenários do setor energético da época, e pode ser analisado na Tabela 15.1.

Tabela 15.1: Evolução da cogeração.¹¹

	Cogeração Tradicional	Cogeração Moderna
Motivação básica	Autossuficiência	Venda de excedente
Equipamentos de geração	Turbinas a vapor	Turbinas a gás e ciclos combinados
Combustíveis empregados	Residuais	Todos
Relação com a concessionária	Operação independente	Operação interligada

O conceito de trigeração surge a partir da possibilidade da utilização do calor aproveitado no processo de cogeração para a produção de frio. Os equipamentos que possibilitam este aproveitamento são os *chillers*, máquinas que têm função de arrefecer água ou outros líquidos em diferentes tipos de aplicações, por meio de um ciclo termodinâmico (Figura 15.8).

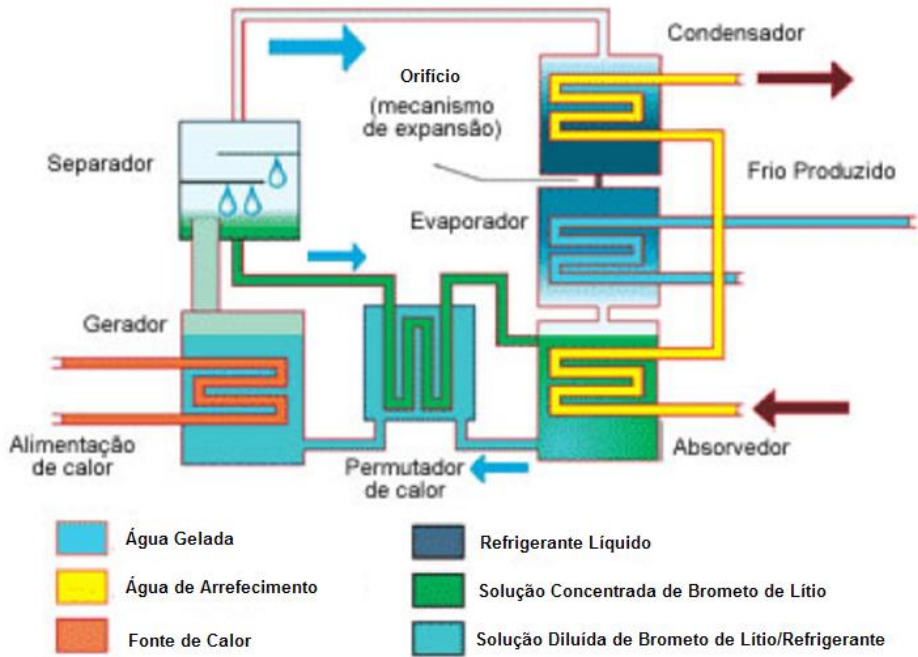


Figura 15.8: Princípio básico de uma máquina de refrigeração por absorção de efeito simples.¹²

15.9 Impactos Ambientais

As tecnologias que compõem o sistema de Geração Distribuída não podem ser classificadas de uma forma geral quanto à questão ambiental, pois, de um modo genérico, não são todas as possibilidades de GD que possuem status de ambientalmente corretas em um contexto, principalmente, do efeito estufa. Todavia, a partir da mesma temática e do aspecto mais debatido na atualidade, o aquecimento global, o conjunto das tecnologias leva a emissões significativamente menores do que as baseadas no carvão e no petróleo, devido à diversificação de fontes primárias e tecnologias.

O conceito de geração descentralizada, no entanto, não pode ser associado a aspectos ambientais, uma vez que a análise de impactos se torna muito complexa e envolve diversos fatores, dependendo do recurso a ser utilizado; portanto os impactos ao meio ambiente devem ser analisados e avaliados em cada aplicação. Porém os impactos ambientais são classificados em cada situação para uma visão mais abrangente, quanto a emissões, alagamento, desmatamento e poluição sonora e ou visual, como mostra a Figura 15.9. A GD, como um conceito novo de efficientização energética e nova distribuição de fontes geradores na matriz, traz o contexto de reduzidos impactos ambientais na bagagem, visando a fontes renováveis e alternativas de energia, por exemplo, a biomassa, as células a hidrogênio, a energia solar, os aproveitamentos hídricos de pequeno porte e a energia eólica.

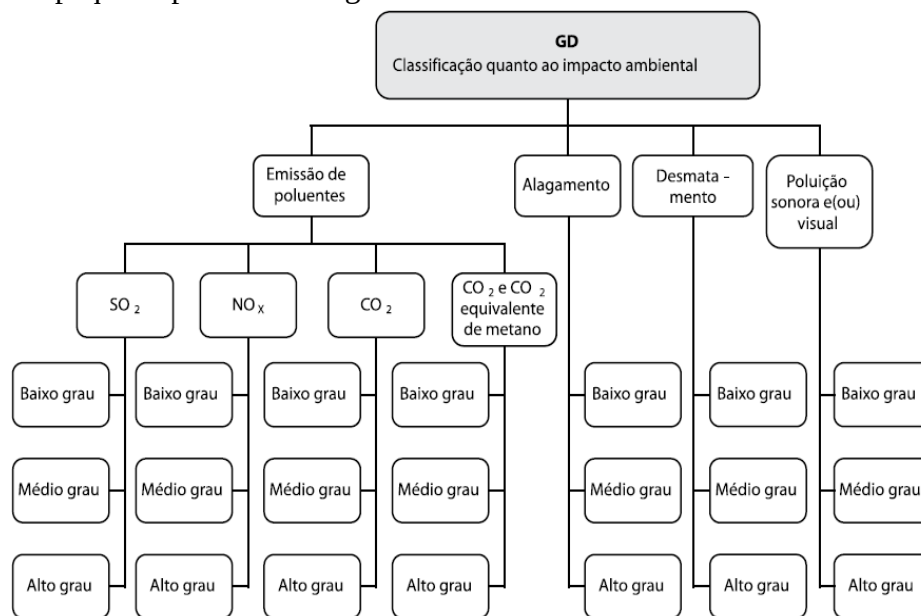


Figura 15.9: Classificação de GD quanto ao impacto ambiental. ¹³

15.10 Legislação e marcos regulatórios brasileiros¹⁴

Numa análise do histórico da produção de energia elétrica no Brasil, percebe-se que, até a década de 1960, a autoprodução de eletricidade era praticamente proibida. Nas décadas de 1970, 1980 e 1990, houve um crescimento de geração não interligada, destinada à autoprodução, proveniente do aperfeiçoamento da legislação.

Da legislação em vigor podem-se destacar algumas leis, decretos e resoluções que afetam de alguma forma o desenvolvimento da GD no Brasil.

A regulamentação da Lei nº 9.074 se deu em 10 de setembro de 1996, quando foi publicado o Decreto nº 2.003 (PLANALTO, 2005), que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor. O produtor independente recebe autorização ou concessão para produzir para o mercado, enquanto o autoprodutor recebe autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo. Está determinado no artigo 13 do Decreto nº 2.003, de 1996, que o produtor independente e o autoprodutor, para garantirem a utilização e a comercialização da energia produzida, terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento de custo de transporte envolvido. Como incentivo à geração distribuída, particularmente às PCH's, o Decreto institui que o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 10.000 KW, por autoprodutor, ou o aproveitamento de potencial hidráulico ou inferior a 1.000 KW serão autorizados a título não oneroso.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 (PLANALTO, 2005), instituiu incentivos à geração elétrica de pequenas centrais hidrelétricas – PCH's. Estabeleceu que o potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado à produção independente ou à autoprodução, pode ser autorizado pela ANEEL, sem caráter oneroso e ainda concedeu percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Além disso, permitiu a comercialização de energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Em 18 de Maio de 1999, a ANEEL publica a Resolução nº 112 (ANEEL, 2005), que estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. A Resolução determina que a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, com potência igual ou inferior a 5.000 kW, deverá ser somente registrada na ANEEL, mas para potência superior a 5.000 kW, a implantação, ampliação ou repotenciação deverá ser autorizada pela ANEEL.

A Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002 (PLANALTO, 2005), que dispõe sobre a expansão de oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além de fornecer as diretrizes para a universalização do serviço público de energia elétrica.

A Lei nº 10.848, de 2004, considerada o novo marco regulatório do setor elétrico, foi a Lei que introduziu a geração distribuída oficialmente no país. A seguir, o Decreto nº 5.163, de 2004, veio regulamentar essa matéria. O Decreto nº 5.163 definiu geração distribuída como geração hidrelétrica de potência igual ou inferior a 30 MW (PCH's); geração termelétrica, e até mesmo a cogeração qualificada, com eficiência energética igual ou superior a 75%, e a geração a partir de biomassa ou resíduos de processo, independente de sua eficiência energética. Outras fontes, reconhecidamente como de geração distribuída, como as eólicas e solares, não foram contempladas pela Lei.

Em 2010, a Aneel abriu a audiência pública Nº 015/2010, cujo objetivo é indicado abaixo, que trata da Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/ANEEL de 08/09/2010, cujos resultados poderão afetar a condução de empreendimento em GD no país:

Apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil e em outros países para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição, e receber contribuições dos agentes interessados e sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes.

15.11 Principais custos

O principal desafio para a geração distribuída como opção à geração centralizada está relacionado aos custos de implantação, tal como os custos de operação e manutenção, que interferem nos custos finais da energia gerada. O desenvolvimento tecnológico das tecnologias acarreta gradativamente a redução dos custos, porém algumas opções já se mostram competitivas, dependendo da disponibilidade e custo da fonte em determinado local.

Uma série de estudos foi realizada pela IEA (*International Energy Agency*) juntamente com a NEA (*Nuclear Energy Agency*) com o objetivo de projetar custos de produção de eletricidade provenientes de diversas fontes; a análise contou com seletos grupos de especialistas de dezenove países. Com o intuito de se observar a variação de custos por tecnologia de produção de energia elétrica, a partir da pesquisa realizada pela IEA, tem-se o gráfico representativo da Figura 15.10, que considera os custos médios avaliados nas diversas plantas admitidas no estudo, para cada fonte geradora.

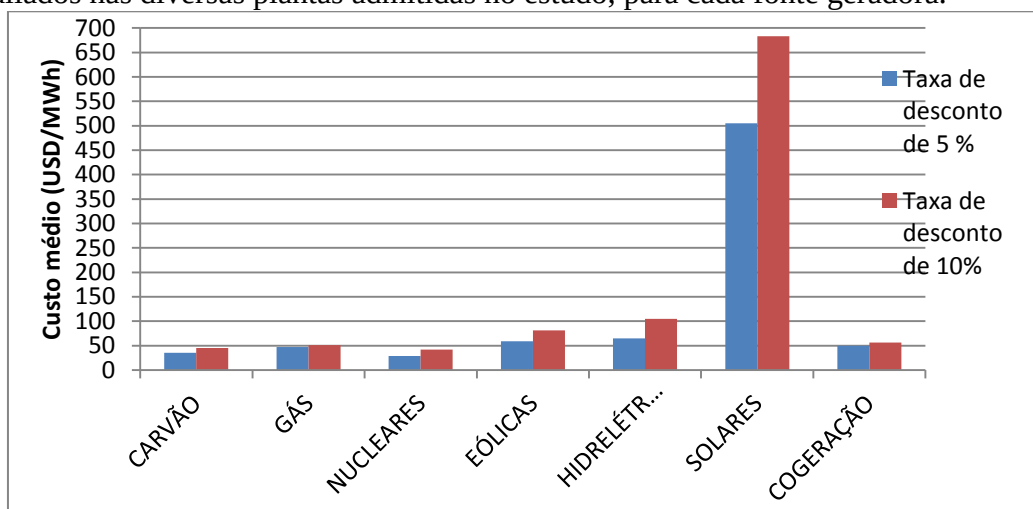


Figura 15.10: Gráfico de custo médio da energia gerada por tecnologia.¹⁵

15.12 Referências

- 1 ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1_Revisao_3.pdf>. Acesso em: 10 de jan. 2012.
- 2 BAYLESS, C. E. **Micropower**. Disponível em: <<http://esc.fsu.edu/documents/lectures/SP07/EML4930L2.pdf>>. Acesso em 10 de jan. 2012.
- 3 WORLD ALLIANCE FOR DECENTRALIZED ENERGY. **DE Technology**. Disponível em: <http://www.localpower.org/deb_technologies.html#renewable>. Acesso em: 10 de dez. 2011.
- 4 ANEEL. **PCH's**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/68.htm>>. Acesso em: 11 de nov. 2011.

- 5 BORBELY, A.M., KREIDER, J.F., **Distributed Generation: the power paradigm for the new millennium**, Ed. CRC, 2001.
- 6 WIKIPEDIA. **Motor Stirling**. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Motor_Stirling>. Acesso em: 13 de dez. 2011.
- 7 FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE COIMBRA – DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES. **Geração Distribuída De Energia Elétrica**. Disponível em: <http://lge.deec.uc.pt/ensino/gee/trabalhos%20pesquisa/2004_2005/geracao%20distribuida/GEE_Relatorio.pdf>. Acesso em 02 de jan. 2012.
- 8 WORLD ALLIANCE FOR DECENTRALIZED ENERGY. **World Survey of Decentralized Energy 2006**. Disponível em: <http://www.localpower.org/documents/report_worldsurvey06.pdf>. Acesso em: 17 de jan. 2012.
- 9 SIAMIG. **Setor Sucroenergético Aposta Em Cogeração**. Disponível em: <http://www.siamig.org.br/index.php?option=com_content&task=view&id=1750&Itemid=124>. Acesso em 14 de dez. 2011.
- 10 COELHO, S. T. **Atlas de Biomassa**. Disponível em: <http://cenbio.iee.usp.br/download/atlas_cenbio.pdf>. Acesso em: 17 de jan. 2011.
- 11 LORA, E. E. S e NASCIMENTO, M. A. R.. **Geração Termelétrica. Planejamento, Projeto e Operação**. Ed. Interciência, 2004.
- 12 OLIVEIRA, N., COSTA, P. **Cogeração e Trigerção**. Disponível em: <<https://woc.uc.pt/deec/class/getmaterial.do?idclass=322&idyear=5>>. Acesso em: 15 de dez. 2010.
- 13 SEVERINO, M. M., CAMARGO, I. M. T., OLIVEIRA, M.A.G. **Geração Distribuída: Discussão conceitual e Nova Definição**. Disponível em: <www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=220>. Acesso em: 15 de jan. 2012.
- 14 FILHO, A. S.. **Análise Regulatória das Condições de Interconexão da GD**. Disponível em: <<http://adm-net-a.unifei.edu.br/phl/pdf/0029398.pdf>>. Acesso em: 17 de jan. 2012.
- 15 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Projected costs of Generating Electricity**. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/projected_costs.pdf>. Acesso em: 18 de jan. 2012.

16 SMART GRID

O termo *Smart grid* tem sido usado há pelo menos 10 anos, principalmente por meio do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) e do EPRI (*Electric Power Research Institute*), sendo um conceito basicamente associado à aplicação de processamento digital e comunicações para a rede elétrica. As tecnologias associadas a este conceito surgiram a partir de tentativas de utilização de controle eletrônico na medição e monitoramento. Na década de 1980, contadores automáticos de leitura eram usados para monitoramento de carga de grandes consumidores; posteriormente, na década de 1990, esses contadores evoluíram para constituir uma avançada infraestrutura de medição, cujas medições podiam ser armazenadas, permitindo uma análise do uso de eletricidade em diferentes partes do dia. Os medidores inteligentes vieram adicionar comunicação contínua ao sistema, permitindo o monitoramento em tempo real.

O conceito de *Smart grid* é bastante abrangente e não há apenas uma definição para essa arquitetura que envolve tecnologias e configurações diversas. Porém alguns atributos são comuns a todos os conceitos e dizem respeito às principais características que as redes inteligentes devem conter. Os arranjos devem apresentar: confiabilidade de fornecimento de energia, uso ótimo da geração centralizada, juntamente com a geração distribuída de eletricidade, mínimo impacto ambiental na produção e distribuição de eletricidade, alta eficiência nos sistemas de distribuição de energia elétrica e no uso final, segurança de fornecimento e distribuição em casos de fenômenos naturais e gerais, garantia de qualidade de energia para os consumidores que exigem e monitoramento dos componentes do sistema elétrico para possibilitar manutenção e prevenção eficiente. Trata-se de componentes que abrangem diversos setores do sistema elétrico, relacionadas à otimização dinâmica de operação, manutenção e planejamento, e têm o propósito de tornar a infraestrutura de energia elétrica em uma rede digitalizada, que garanta segurança, confiabilidade, condições para o crescimento da demanda, além de agilidade em respostas a colapsos no sistema. A Figura 16.1 indica a abrangência das redes inteligentes.

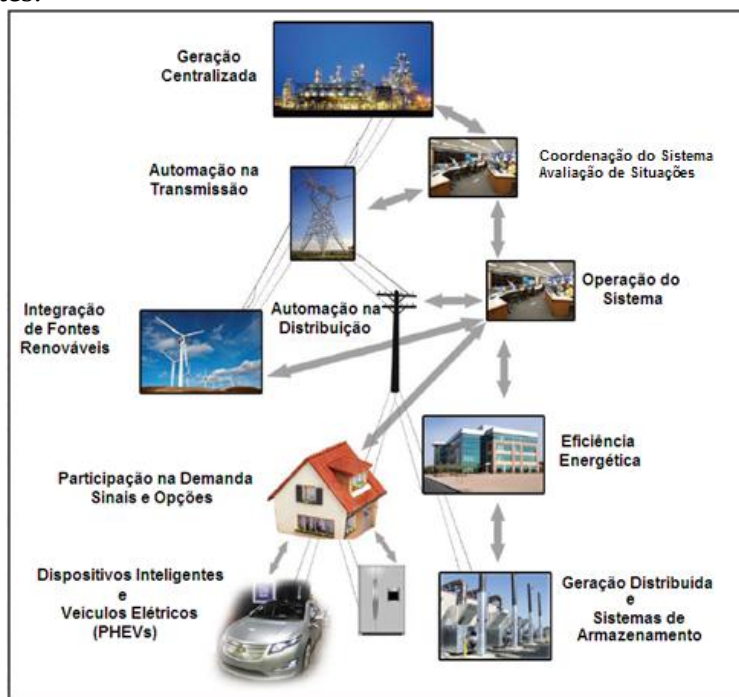


Figura 16.1: Setores envolvidos no âmbito do conceito de *Smart Grid*.¹

A adaptação da rede permite a auto-organização do sistema para atender repentinos crescimentos da demanda, bem como curtos-circuitos e blecautes na rede elétrica. O tratamento de forma inteligente das fontes de energia é uma vertente importante no novo sistema, pois permitirá que os consumidores tenham, em sua planta, geração renovável e alternativa ou até mesmo carros elétricos que ajudarão no controle da eficiência energética da rede.

O investimento em redes inteligentes significa a alteração um modelo de negócio de aproximadamente um século de existência, permitindo maior autonomia e poder ao consumidor. Novas fontes de energia, preocupações com as emissões de carbono e com a tarifa são fatores que impulsionam as tecnologias do setor elétrico a procurar soluções práticas que atendam as necessidades dos consumidores e produtores de energia deste século.

16.1 Smart grid e a questão ambiental

Existem dois mecanismos garantidos pelo sistema de *Smart grid* que atuam na redução da emissão de CO₂ independentemente da economia de energia². Primeiramente a maior integração de fontes renováveis na matriz geradora. E, também, maior desenvolvimento e integração de veículos elétricos híbridos à rede (PHEVs – *Plug-in hybrid electric vehicles*). Ambos os mecanismos, provocam, ao mesmo tempo, economia energética e redução nas emissões, enquanto fontes renováveis, particularmente as intermitentes, como solares e eólicas, diminuem o uso de combustíveis fósseis e reduzem a intensidade global de carbono emitido na atmosfera. Os veículos elétricos evitam emissões provenientes de motores de combustão interna convencionais no setor de transporte, resultando em uma redução líquida de emissões de CO₂ por meio de emissões de escape reduzidas.

Como parte da iniciativa de eficiência energética proposta pelo EPRI, foram desenvolvidas quantificações de primeira ordem para economia de energia e emissões de CO₂ previstas para 2030 a partir da implantação de mecanismos de *Smart Grid* (Tabela 16.1).

Tabela 16.1: Economia de energia e redução de CO₂ provenientes da implantação de mecanismos habilitados pela *Smart Grid* nos EUA em 2030.²

Mecanismo para redução de emissões habilitado pelo sistema de Smart Grid.	Economia de energia, 2030 (bilhões de kWh)		Redução de emissão de CO ₂ , 2030 (milhões de tonelada - Tg)	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
1 Comissionamento contínuo para construções comerciais	2	9	1	5
2 Controle de distribuição de tensão	4	28	2	16
3 Reforço na resposta de demanda e controle de carga	0	4	0	2
4 Relatórios diretos de uso de energia	40	121	22	68
5 Desenvolvimento de programas de eficiência energética	10	41	6	23
6 Integração de fontes renováveis na matriz geradora	--	--	19	37
7 Integração de veículos elétricos híbridos à rede	--	--	10	60
Total	56	203	60	211

Em um primeiro momento, foram feitas estimativas de emissão para cinco aplicações habilitadas pela instalação de redes inteligentes, sendo elas: (1) Comissionamento contínuo para construções comerciais; (2) Controle de distribuição de tensão; (3) Reforço na resposta de demanda e controle de carga; (4) Relatórios diretos de uso de energia; (5) Reforço em programas de medição de eficiência energética e verificação de capacidades do sistema. Também foram realizadas estimativas para os dois mecanismos não associados à economia de energia, já citados: (6) integração de fontes renováveis na matriz geradora e (7) integração de veículos elétricos híbridos à rede.

16.2 Integração de Veículos Elétricos à rede

O sistema de *Smart grid* facilitará a conexão e adoção de veículos elétricos na rede elétrica. Em um primeiro momento, quando se pensa em veículo elétrico, é espontâneo o relacionamento com a redução de uso de combustíveis fósseis, principais fontes de energia para motores de combustão interna adotados nos veículos atuais. Do ponto de vista global, a disseminação de veículos elétricos é mais que isso, uma vez que a eficiência do processo energético tende a aumentar e as perdas a diminuir, já que os motores de combustão interna têm menor rendimento do que os motores elétricos.

Do ponto de vista do setor de utilidades, a capacidade para recarga dos veículos elétricos apresenta benefícios operacionais, tais como o aumento do fator de capacidade do sistema e utilização de fontes energéticas que operam na base da matriz geradora. Contudo, o comportamento dos consumidores na recarga dos carros terá de ser controlado, no intuito de se evitar sobrecarga em períodos de demanda de pico, o que pode resultar em custos operacionais. Daí a importância do desenvolvimento dos mecanismos de redes inteligentes que proverão coordenação e automação na interconexão e relação entre consumidores e companhias elétricas que poderão enviar sinais para o momento mais propício da conexão dos veículos à rede.

Alternativamente, existe a possibilidade do uso de veículos elétricos para armazenamento de energia elétrica por meio das baterias, e o aproveitamento desta em horários de pico e aplicações nas quais se faz necessária alta qualidade energética. Essa possibilidade demonstra a potencialidade do uso dos carros elétricos como complemento da rede elétrica. Assim, com avanços paralelos em veículos inteligentes e *Smart Grid*, os carros elétricos poderão fazer parte integral do sistema de distribuição, provendo armazenamento, fornecimento emergencial e estabilidade na rede.

16.3 Smart Grid no mundo

Europa e América do Norte se destacam no âmbito de experiências internacionais quanto à implantação do conceito das redes inteligentes. Diversos países realizam, ou já realizaram estudos e análises relacionadas ao assunto, e o que se percebe é que, em alguns casos de sucesso, o governo, juntamente com os órgãos reguladores, criou formalmente um plano para implantação em massa de equipamentos e dispositivos, definindo prazos, metas e responsabilidades. Nos EUA, por exemplo, em 2005, o DOE (*Department of Energy*) juntamente com o NETL (*National Energy Technology Laboratory*) criaram o *Modern Grid Strategy*, planos de estratégias que têm o objetivo de acelerar o desenvolvimento e a modernização das redes americanas.

De acordo com a IEA, o consumo europeu de eletricidade está projetado para crescer a uma taxa anual de 1,4% até 2030, e a parcela de energias renováveis na

produção global europeia de eletricidade duplicará de 13% para 26% em 2030. Objetivos e diretrizes foram traçadas pela União Europeia já para o ano de 2020, criando condições legislativas para a promoção de projetos estruturantes de investimentos nas redes elétricas. Dentre os objetivos estão: a redução de emissão de CO₂ em 20%, a redução de 20% no consumo total de energia primária, e a participação de 20% de energias renováveis na geração global. Para o cumprimento dos objetivos, foram estabelecidas diretrizes como a 2006/32/CE, e a 2005/89/CE. A primeira relacionada à eficiência energética e faturamento baseado em consumos efetivos: com a redução de 1% ao ano do consumo energético, e redução de consumo de 2% ao ano para empresas públicas. A segunda estabelece medidas que têm por objetivo garantir a segurança do fornecimento de eletricidade a fim de assegurar o bom funcionamento do mercado interno de energia e de assegurar um nível adequado da capacidade de produção, um equilíbrio adequado entre oferta e demanda e um nível apropriado de interligação entre os Estados-membros, tendo em vista o mercado interno. A Figura 16.2 apresenta um panorama das iniciativas mundiais

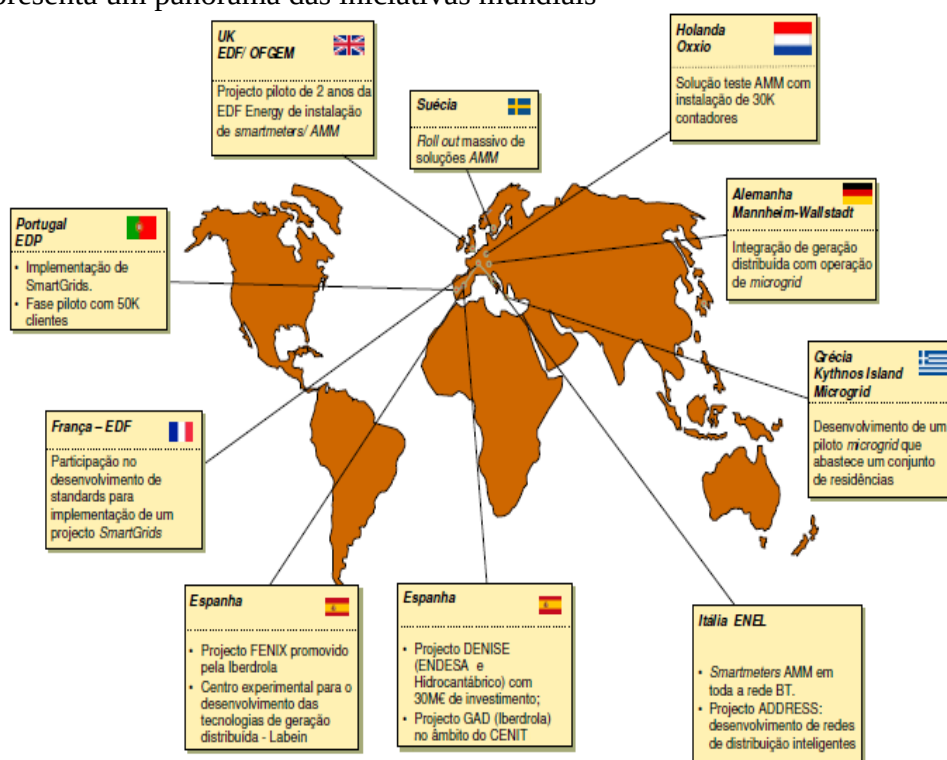


Figura 16.2: Iniciativas no âmbito de *Smart Grid* em curso na Europa.³

No Brasil e nos demais países da América Latina, o tema chegou tardiamente até porque o uso da eletricidade *per capita* precisa se desenvolver, comparativamente aos padrões norte-americanos e europeus. Diante das expressivas taxas de crescimento no uso de eletricidade, o governo tem concentrado suas atenções mais à expansão na oferta de energia do que na busca de eficiência energética. Porém, o conceito de redes inteligentes se incorpora cada vez mais ao cotidiano do setor.

Algumas companhias, como a Light no Rio de Janeiro, já começaram a instalar medidores eletrônicos em residências, pelo menos 36000 moradores de Niterói, Itaboraí, Caxias, São Gonçalo e Magé, passaram a ter o consumo de energia aferido por um novo medidor com *chip*, da empresa Ampla, controlada pelo grupo Endesa. A previsão é que até dezembro de 2010 sejam instalados mais 90 mil medidores. Por se tratarem de medidores precisos, há uma contabilização mais exata do consumo de energia; com isso,

a Ampla divulgou que deixava de contabilizar 24% do consumo por perdas, e com a nova tecnologia, a perda caiu para 21%;a meta é atingir a média nacional de 15%.

No desenvolvimento de pesquisas em veículos elétricos, a Itaipu Binacional juntamente com a KWO, empresa Suíça que opera hidrelétricas nos Alpes suíços, iniciaram uma parceria em 2006 no projeto Veículo Elétrico, com o objetivo de desenvolver pesquisas relacionadas à tecnologia e de tornar os veículos mais acessíveis economicamente, além de robustos e competitivos no mercado. O projeto consta com diversos parceiros na Suíça e no Brasil, tais como: Eletrobras, Fiat, Cepel, CEMIG, Petrobras, Iveco, Light e Euroar. O grande gargalo quanto ao desenvolvimento da tecnologia, principalmente no que se diz respeito à integração dos veículos ao conceito de *Smart Grid*, está no desenvolvimento de baterias adequadas; em 2010, a Finep, Financiadora de Estudos e Projetos, ligada ao Ministério de Ciência e Tecnologia, investiu cerca R\$ 30 milhões no projeto da Itaipu para a nacionalização da bateria utilizada nos carros, que representava grande custo nos protótipos.

Apesar do retorno econômico previsto com a mudança de concepção, a modernização das redes elétricas ainda representa grandes investimentos iniciais. Porém, os principais desafios não são tecnológicos nem mesmo econômicos – os desafios representam barreiras regulatórias e desincentivos, resultantes de um ideal ultrapassado a respeito do assunto⁴. A Figura 16.3 apresenta algumas das principais barreiras para a implantação de projetos de redes inteligentes. Além do problema com o custo, o conceito de redes inteligentes envolve dificuldades como: barreiras regulatórias, o antigo modelo de negócios do setor de utilidades, a falta de estratégias coordenadas entre os interessados, além do impacto para o consumidor, que deve ser corretamente orientado quanto ao funcionamento da nova arquitetura e as mudanças inerentes ao sistema.



Figura 16.3: Barreiras relacionadas à implantação de projetos de *Smart grid*.⁵

16.4 Referências

- 1 OFFICE OF ELECTRIC DELIVERY & ENERGY RELIABILITY. **Smart Grid**. Disponível em: <<http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>>. Acesso em: 19 de ago. 2011.
- 2 ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid**. Disponível em: <http://www.smartgridnews.com/artman/uploads/1/SGNR_2009_EPRI_Green_Grid_June_2008.pdf>. Acesso em: 27 de ago. 2011.
- 3 EUROPEAN COMMISSION. **European Smart Grid Platform**. Disponível em: ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf . Acesso em: 15 de ago. 2011.

- 4 GELLINGS, Clark W. **The Smart Grid – Enabling Energy Efficiency and Demand Response**. Disponível em: <http://www.fer.unizg.hr/download/repository/The_smart_grid-enabling_energy_efficiency_and_demand_response_CRC_2009-.pdf>. Acesso: 18 de ago. 2011.
- 5 ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Smart Grid**. Disponível em: <http://mydocs.epri.com/docs/SummerSeminar10/brochures/Issue_Smart%20Grid-20100726A2_small.pdf> . Acesso em: 10 de ago. 2011.
- 6 SMART GRID NEWS. **Pacific Crest Mosaic**. Disponível em: <http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Key_Players_Uilities_News/Pacific-Crest-Survey-Tracks-Smart-Grid-Progress-1227.html>. Acesso em: 31 de ago. 2011.

17 VEÍCULO ELÉTRICO

Os veículos que funcionam com motores elétricos se destacam pela maior eficiência, de 80% a 95%, quando comparados aos motores a combustão que têm eficiência entre 20% e 30%. Os motores elétricos possuem maior vida útil, são bastante flexíveis em termos de porte e formato, e se destacam pela emissão nula de poluentes gasosos que contribuem para a intensificação do efeito estufa.

Apesar da grande tendência para a produção de veículos elétricos (VE), o baixo custo de derivados de petróleo impulsionou a invenção, em 1911, do primeiro veículo a combustão interna (MCI). As razões para o sucesso dos MCI são facilmente entendidas quando comparadas, por exemplo, à energia específica do petróleo com o mesmo parâmetro atribuído a baterias químicas. Outro fator a favor dos MCI é o tempo para se reabastecer o tanque armazenador, uma vez que as baterias exigem tempo de recarga muito elevado, enquanto um tanque de gasolina pode ser completado em alguns minutos, e as baterias demandam horas para se recarregarem. Pode-se destacar, também, como parâmetro limitante para a queda de produção dos VE, o preço das baterias, aliado à situação tecnológica da mesma na época e ao fato de estas terem uma vida útil, em certo ponto de vista, curta.

A partir de então, soluções foram estudadas para se resolver o problema das baterias; a primeira delas tratou da interligação de bondes e ônibus a redes elétricas, e posteriormente foi estudada a possibilidade de veículos elétricos híbridos (VEHs), nos quais um MCI acoplado a um gerador é utilizado conjuntamente com um ou mais motores elétricos. Esta alternativa foi testada no início do século XX, mas os VEHs ganharam muito destaque nos tempos atuais.

Apesar dos problemas relacionados ao desenvolvimento de veículos elétricos, com o passar dos anos, os motores elétricos nunca perderam destaque e utilidade, principalmente nos tempos atuais em que eficiência energética e uso ótimo de energia tem-se destacado como uma necessidade.

17.1 Tipos de Veículos Elétricos

17.1.1 Veículos Elétricos a Bateria

Esse tipo de veículo é baseado em banco de baterias elétricas como fonte primária de energia e função de armazenamento em forma química, um motor elétrico e um controlador (Figura 17.1).

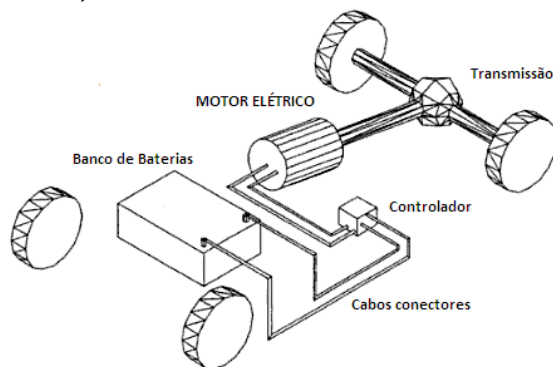


Figura 17.1: Conceito do Veículo Elétrico a Bateria.¹

As baterias são recarregadas em tomadas da rede elétrica. O controlador tem função de controlar o fornecimento de potência ao motor e, conseqüentemente, a velocidade do veículo para frente e para trás; normalmente esse tipo de controlador é conhecido como de dois quadrantes, porém há a possibilidade de um controlador de quatro quadrantes, que permite, nesse caso, frenagem regenerativa que tem a função de recuperar a energia cinética para ser usada como forma conveniente de atrito de frenagem. Existe uma série de veículos desse tipo disponíveis no mercado, todos têm limitadas séries e desempenho, porém são bem aplicáveis ao que são destinados. Esse tipo de veículo não é o maior competidor para mudar a concepção atual quanto ao uso de VE.

17.1.2 Veículos Elétricos Híbridos

Os veículos elétricos híbridos (VEHs) possuem duas ou mais fontes de energia primária, e há um grande número de variações possíveis. Os tipos de veículos mais comuns combinam um motor de combustão interna com uma bateria e um motor elétrico.

Existem dois arranjos típicos de veículos híbridos: em série e em paralelo (Figura 17.2). Os veículos baseados no esquema em série funcionam com um ou mais motores elétricos movidos pela bateria, ou pelo gerador acoplado ao MCI, ou por ambos. Contudo, em todos os casos, o torque é proveniente integralmente do motor elétrico. Os arranjos em paralelo permitem a propulsão do veículo por meio do motor de combustão, que funciona diretamente pelo sistema de transmissão, ou por um ou mais motores elétricos, ou ainda pela combinação do funcionamento conjunto dos dois motores.

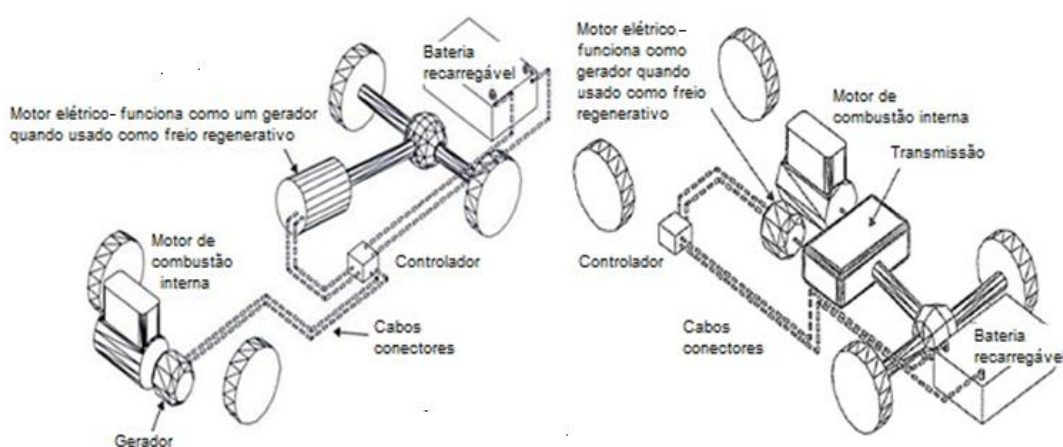


Figura 17.2: Modelo esquemático de VEH com arranjos em série e em paralelo, respectivamente.¹

Em ambos os arranjos, a bateria pode ser recarregada pelo motor de combustão enquanto o carro se encontra em movimento; assim existe a possibilidade de as baterias obterem menor capacidade de armazenamento quando comparadas aos veículos tradicionais a bateria. Além disso, todos os casos permitem frenagem regenerativa para o motor elétrico trabalhar como gerador e, simultaneamente, diminuir a velocidade do carro e carregar a bateria.

A frenagem regenerativa é um sistema que transforma a energia cinética liberada, durante a frenagem, em energia elétrica; a energia elétrica gerada, durante a frenagem, é armazenada nas baterias; além disso, o sistema proporciona redução do desgaste das lonas ou discos de freios por frear o veículo via campo eletromagnético (sem atrito), resultando em maior durabilidade para essas partes do sistema de freios.

Os arranjos em série têm aplicações muito específicas, enquanto os veículos híbridos em paralelo têm um grande campo de atuação, uma vez que, nesta possibilidade, as máquinas elétricas não realizam toda a conversão energética, podendo ser menores e mais baratas. Os esquemas em paralelo permitem ao usuário optar por qual motor funcionar, porém, alternativamente, o uso mais comum e usual combina o MCI e o motor elétrico acoplado às baterias, fazendo com que haja um aumento de eficiência do motor à combustão.

Existe outra classificação para esse tipo de protótipo, os veículos elétricos híbridos *plug-in* que, além de recarregar a bateria por meio do próprio MCI, possibilitam a conectividade à rede elétrica. Essa alternativa representa uma realidade, uma vez que a conectividade à malha de distribuição caracteriza uma das vertentes do conceito de *Smart grid*.

17.1.3 Veículos Elétricos com Células a Combustível

O princípio básico dos veículos elétricos que usam células a combustível é o mesmo dos VEs tradicionais, porém uma célula a combustível ou uma bateria ar-metal substituem as baterias elétricas recarregáveis. As células a combustível são, relativamente, novas tecnologias para aplicação comercial.

As dificuldades com estocagem de hidrogênio, pela necessidade de liquefação do combustível, faz com que outras tecnologias alternativas se desenvolvam; é o caso da obtenção de hidrogênio mediante outros combustíveis, como o metanol.

Todos os grandes fabricantes investem, desde já, em avançados veículos movidos por células a combustível, com o objetivo de estudar o processo e a aplicabilidade prática.

Já as baterias ar-metal são uma variação de células a combustível e se destacam por se tratarem de baterias que não podem ser recarregadas simplesmente por corrente reversa, sendo que o reabastecimento ocorre trocando-se o metal do eletrodo; são consideradas, portanto, um tipo de combustível, podendo ser reciclado. As baterias de ar-zinco são, particularmente, bastante promissoras nesse segmento.

17.1.4 Veículos Elétricos Interligados à Rede Elétrica

Tanto o trólebus quanto os bondes elétricos são bastante conhecidos, pelo seu sucesso no passado e por ainda serem usados em algumas cidades; destacam-se no transporte público pelo custo efetivo e pela emissão nula de particulados. A eletricidade é fornecida por linhas aéreas, e pequenas baterias são utilizadas para garantir certa autonomia sem o uso da rede elétrica diretamente.

Esse tipo de veículo caiu em desuso, e a maioria saiu de serviço no passado; nos dias atuais é difícil entender a justificativa, porém é importante lembrar-se que, na época, não existia a preocupação ambiental atual, e critérios como o custo eram mais relevantes, motivo pelo qual os combustíveis fósseis ganharam destaque juntamente com a perspectiva negativa do uso de redes elétricas, que representavam alto custo. Com o contexto atual, tais veículos podem voltar a ser destaque nos transportes públicos.

17.1.5 Veículos Elétricos Solares

Veículos solares ainda são promessas futuras, uma vez que têm preço elevado e somente funcionam adequadamente em áreas de constante e alta irradiação solar.

Embora seja improvável que um carro dessa natureza se torne uma proposta prática para a rotina diária, a eficiência de células fotovoltaicas está em ascendência constante, enquanto, em proporção inversa, os custos se tornam inferiores.

17.1.6 Veículos elétricos que utilizam supercapacitores ou volantes de inércia

Veículos elétricos baseados em supercapacitores e volantes de inércia representam um segmento alternativo no ramo. De forma geral, ambos os recursos têm alta energia específica, o que significa um tempo de descarga muito rápido; todavia a quantidade de energia que os dispositivos podem armazenar é bastante pequena. Ou seja, esse tipo de tecnologia tem alta potência (fluxo de energia em um intervalo de tempo), porém baixa densidade energética. Existe ainda a possibilidade da utilização de volantes de inércia e supercapacitores em topologias de veículos elétricos híbridos (Figura 17.3), com o objetivo de armazenamento de energia de pico no sistema.

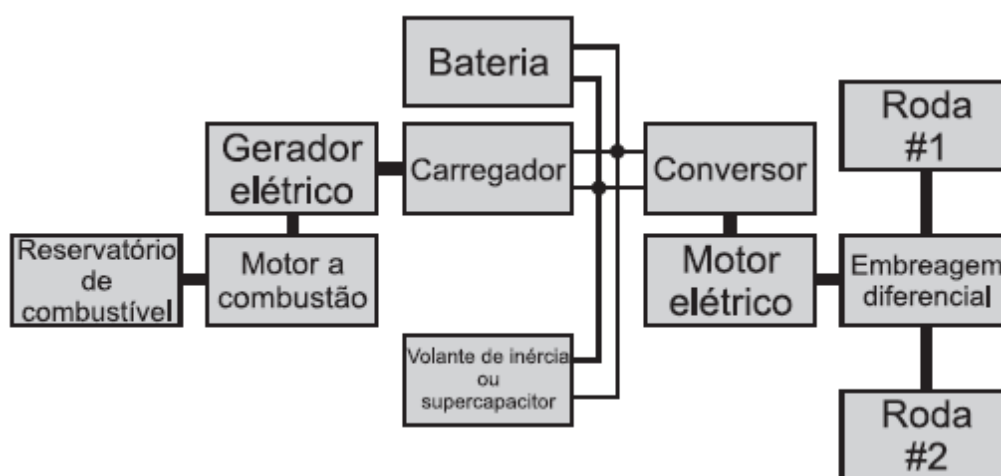


Figura 17.3: VEH série com mecanismo para armazenamento de energia de pico.²

17.2 Baterias

Existem diferentes tipos e modelos de veículos elétricos e a bateria constitui elemento-chave em todas as possibilidades. Nos VEs tradicionais, as baterias são as únicas armazenadoras de energia, e significam o componente de maior custo, peso e volume; nos VEHs, os dispositivos não deixam de ser o elemento-chave, uma vez que atua passivamente ao receber carga no motor de combustão e ativamente ao fornecer energia ao motor elétrico. Portanto, o entendimento de baterias se torna vital para o estudo de veículos elétricos.

As baterias consistem de duas ou mais células eletrolíticas funcionando conjuntamente. As células convertem energia química em energia elétrica e consistem de eletrodos positivos e negativos interligados por um eletrólito. A reação química entre os eletrodos é o que gera eletricidade em corrente contínua. No caso de baterias recarregáveis, a reação química pode ser revertida com a inversão da corrente elétrica, o que faz com que a bateria retorne ao estado carregado.

A bateria recarregável mais conhecida é a do tipo chumbo-ácido. Existe uma gama de outras possibilidades de combinação de materiais e eletrólitos que podem formar uma bateria, porém só um número relativamente pequeno de combinações tem se desenvolvido para uso comercial. Atualmente encontram-se nestas possibilidades, além do chumbo-ácido, as baterias: níquel-ferro, níquel-cádmio, níquel metal hidreto, polímeros de lítio, lítio-ferro, cloreto de sódio metal (ZEBRA – *Zero Emissions Battery*

Research). Existem também tecnologias mais recentes que podem ser recarregadas mecanicamente, como no caso das baterias ar-alumínio e ar-zinco. Para a caracterização de baterias, há uma série de critérios de desempenho; esses parâmetros incluem: energia específica, densidade energética, potência específica, tensões típicas, capacidade, eficiência energética, temperatura de operação, taxa de descarga, número de ciclos, taxas de descarga, entre outros. A Figura 17.4 apresenta a faixa de aplicação dos diferentes tipos de baterias.

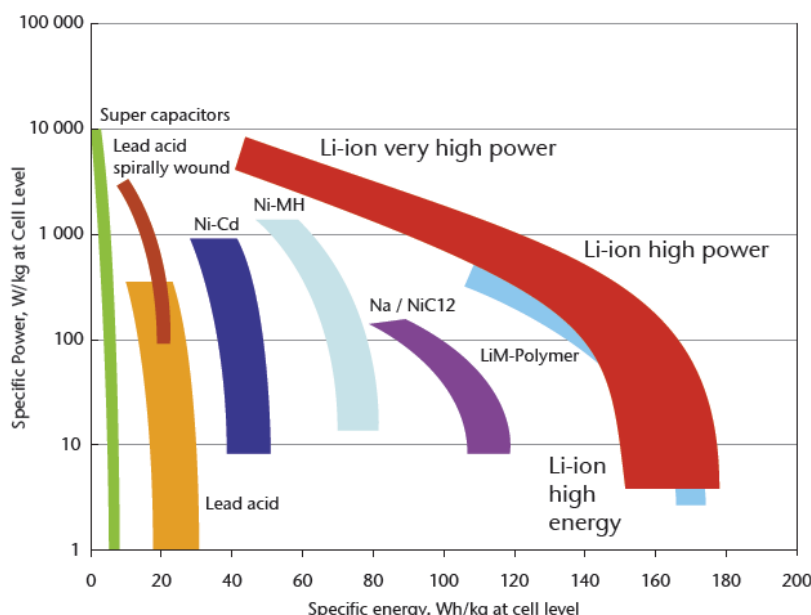


Figura 17.4: Energias e potências específicas de diferentes tipos de bateria.³

Apesar de todas as diferentes possibilidades testadas e aproximadamente 150 anos de desenvolvimento, as baterias ainda são o grande gargalo na evolução dos veículos elétricos. Uma bateria adequada para as necessidades do VE ainda não foi desenvolvida. Além dos altos custos, as baterias ainda não fornecem autonomia suficiente e tempo de recarga tão rápido que faça com que os VEs sejam realmente competitivos aos veículos movidos a motores de combustão tradicionais.

17.3 Principais tipos de Baterias

17.3.1 Baterias chumbo-ácido

Trata-se da bateria mais conhecida para fins de veículos elétricos, sendo também a mais comum em veículos tradicionais. Porém em VEs são usadas baterias mais robustas, que resistem a mais ciclos e fazem uso de eletrólitos em gel no lugar de líquidos. Uma característica marcante do dispositivo é a baixa resistência interna. A estrutura das células chumbo-ácido é composta por placas de chumbo (Pb) porosas como ânodo (polo negativo), enquanto o cátodo (polo positivo) é composto por placas de óxido de chumbo IV (PbO₂). As placas são imersas em um eletrólito de ácido sulfúrico (H₂SO₄) aquoso. A reação química ocorre com a combinação do ácido sulfúrico com chumbo e dióxido de chumbo, produzindo sulfato de chumbo e água. A Tabela 17.1 apresenta os principais parâmetros técnicos deste tipo de bateria.

Tabela 17.1: Parâmetros técnicos nominais de baterias chumbo-ácido. ¹

Energia específica	20-35 Wh.kg ⁻¹ dependendo do uso
Densidade de energia	54-95 Wh.L ⁻¹
Potência específica	~250 W.kg ⁻¹
Tensão nominal de célula	2 V
Eficiência - Ah	~80% - varia com a taxa de descarga e temperatura
Resistência interna	Extremamente baixa, ~0,022Ω por célula para 1 Ah
Disponibilidade comercial	Disponível em muitos fabricantes
Temperatura de operação	Ambiente, desempenho fraco em temperaturas extremamente baixas
Autodescarga	~2%por dia
Número de ciclo	Acima de 800 para 80% de capacidade
Tempo de recarga	8 h (mas 90% da carga é possível em 1 h)

As baterias chumbo-ácido são bem estabelecidas comercialmente, e são as baterias recarregáveis de menor custo por kWh. Todavia, têm baixa energia específica, o que impossibilita, até o momento, seu uso em veículos de grande autonomia. Contudo, esse tipo de bateria tem alta taxa de potência específica quando comparada a outros tipos, fazendo com que essa se torne viável para a aplicação em veículos elétricos híbridos, que não armazenam grande quantidade de energia e precisam de altas taxas de saída e entrada de fluxo energético.

17.3.2 Baterias Níquel-Cádmio (NiCad):

As baterias níquel-cádmio possuem aproximadamente duas vezes a energia específica das baterias chumbo-ácido. O polo positivo utiliza oxihidróxido de níquel, e o polo negativo é composto de cádmio metálico. As baterias NiCad têm vantagens como: alta energia específica, alto número de ciclos (até 2500 ciclos), grande intervalo de temperaturas de operação (-40°C a 80°C) e um baixo valor de autodescarga (Tabela 17.2).

Tabela 17.2: Parâmetros técnicos nominais de baterias NiCad. ¹

Energia específica	40-55 Wh.kg ⁻¹ dependendo da corrente
Densidade de energia	70-90 Wh.L ⁻¹ dependendo da corrente
Potência específica	~125 W.kg ⁻¹ antes de se tornar ineficiente
Tensão nominal de célula	1,2 V
Eficiência - Ah	Boa
Resistência interna	Muito baixa, ~0,06Ω por célula para 1 Ah
Disponibilidade comercial	Ocorre em pequenos tamanhos.
Temperatura de operação	-40 à 80 °C
Autodescarga	0,5%por dia
Número de ciclo	1200 para 80% de capacidade
Tempo de recarga	1 h. Carga rápida (60% da capacidade) em 20 minutos

17.3.3 Baterias Níquel Metal Hidreto (NiMH):

Esta bateria surgiu na década de 1990; seu desempenho é parecido com o da bateria NiCad. A principal diferença é que, na NiMH, o eletrodo negativo utiliza

hidrogênio, absorvido em um metal hidreto, fazendo com que o eletrodo não faça uso de Cádmio, uma vantagem considerável, por se tratar de um elemento químico tóxico. A reação ocorrida no ânodo funciona exatamente como uma célula a combustível. O polo positivo funciona exatamente igual à bateria NiCad. Ligas metálicas possíveis são utilizadas para assegurar o hidrogênio, e o princípio da operação se baseia em uma reação reversível na qual o hidrogênio é ligado ao metal, e então é liberado como hidrogênio puro (H_2) para aproveitamento, daí a importância de a célula ser selada e de se ter um controle de pressão adequado para o gás.

Os parâmetros técnicos da bateria NiMH são melhores que os da NiCad (Tabela 17.3). A recarga da bateria pode ser efetuada de uma forma rápida, porém é necessário o sistema de resfriamento por meio de *coolers*, uma vez que, não só pela resistência interna que ocasiona efeito Joule, a reação ocorrida no polo negativo, em que o hidrogênio se liga ao metal, é bastante exotérmica. Um parâmetro crítico da bateria é o alto valor de autodescarga, uma vez que as moléculas de hidrogênio se difundem pelo eletrólito até o polo positivo, pelas pequenas dimensões das moléculas; assim ocorre a reação com o NiOOH e isso faz com que ocorra uma descarga da célula

Tabela 17.3: Parâmetros técnicos nominais de baterias NiMH.¹

Energia específica	~65 Wh.kg-1 dependendo do uso
Densidade de energia	~150 Wh.L-1
Potência específica	~200 W.kg-1
Tensão nominal de célula	1,2 V
Eficiência - Ah	Muito boa
Resistência interna	Muito baixa, ~0.06Ω por célula para 1 Ah
Disponibilidade comercial	Existe disponibilidade em ampla faixa para unidades de pequeno porte. Já baterias para tração são difíceis de ser obtidas
Temperatura de operação	Ambiente
Autodescarga	Acima de 5%por dia
Número de ciclo	~1000 para 80% de descarga
Tempo de recarga	1 h. Carga rápida (60% da capacidade) em 20 minutos

17.3.4 Baterias Cloreto de Sódio – Níquel (ZEBRA)

O nome ZEBRA (*Zero Emissions Battery Research Association*) faz referência à Associação de Pesquisas em Baterias de Emissões Zero, porém tem perdido a conexão com a instituição e é usado para denominar as baterias Cloreto de Sódio-Níquel em específico. A bateria Zebra não requer manutenção, é viável economicamente, com um custo potencialmente baixo e pode ser utilizada de forma flexível, pois tem uma grande vida útil (1000 a 2500 ciclos de recarga), é tolerante contra excesso de carga e descarga, é amigável ao ambiente por possibilitar reciclagem, utiliza materiais facilmente encontrados e não tóxicos. A grande desvantagem desta bateria é o fato de trabalhar em alta temperatura (aproximadamente 300°C) para que ocorram as reações químicas, e para isso possui resistências internas com função de aquecimento as quais consomem cerca de 7% da energia. O eletrodo positivo utiliza Cloreto de Sódio-Níquel, cujo negativo é composto por sódio fundido. Íons cloro compõem o eletrólito. Na Tabela 17.4, são apresentados os principais parâmetros técnicos desse tipo de bateria.

Tabela 17.4: Parâmetros técnicos nominais de baterias ZEBRA.¹

Energia específica	100 Wh.kg-1
Densidade de energia	150 Wh.L-1
Potência específica	150 W.kg-1
Tensão nominal de célula	~2 V em média e 2,5 V quando completamente carregada
Eficiência - Ah	Muito alta
Resistência interna	Muito baixa, mas aumenta com baixos níveis de carga
Disponibilidade comercial	Disponível comercialmente, mas apenas alguns fornecedores
Temperatura de operação	300-350 °C
Autodescarga	Quando a bateria não está em uso, a energia deve ser utilizada continuamente para manter a temperatura, correspondendo a uma auto descarga de 10% por dia
Número de ciclo	> 1000
Tempo de recarga	8 h

17.3.5 Baterias de Lítio:

Existem duas possibilidades principais para baterias de Lítio, as de polímeros de lítio e as de íon de lítio. Esse tipo de bateria apresenta grande densidade de energia em comparação a outros tipos de baterias recarregáveis. Elas se estabeleceram muito bem no mercado de telefones móveis e computadores portáteis. Uma importante característica de baterias de íon de lítio é o controle de tensão preciso. Em geral, as baterias de lítio são bastante competitivas quando comparadas a outras, isso devido ao fato de serem leves e possuírem alta energia específica.

17.3.6 Baterias Ar-Metal:

As baterias Ar-Metal representam um diferente tipo de dispositivo, uma vez que são células que não podem ser recarregadas por simples inversão da corrente elétrica. No caso desta tecnologia, os metais utilizados nos eletrodos devem ser repostos por novos; dessa forma, o eletrodo de metal pode ser considerado um tipo de combustível, que, por sua vez, possibilita reaproveitamento. Portanto, o processo é bem parecido com o uso de motores de combustão interna convencionais, no qual o veículo precisa de paradas periódicas para reabastecimento, porém há a vantagem de se tratar de um veículo elétrico. As principais possibilidades são as baterias Ar-Alumínio e Ar-Zinco, e suas características são demonstradas na Tabela 17.5.

Tabela 17.5: Parâmetros técnicos nominais das diversas baterias.¹

	CHUMBO-ÁCIDO	NiCad	NIMH	ZEBRA	ÍON-LÍTIO	AR-ALUMÍNIO	AR-ZINCO
Energia Específica (Wh/kg)	20-35	40-55	65	100	90	225	230
Densidade Energética (Wh/L)	54-95	70-90	150	150	153	195	270
Potência Específica (W/kg)	250	125	200	150	300	10	105
Tensão nominal da célula (V)	2	1,2	1,2	2	3,5	1,4	1,2
Temperatura de operação (°C)	Ambiente	(-40 até 80)	Ambiente	300-350	Ambiente	Ambiente	Ambiente
Autodescarga	2% ao dia	0,5% ao dia	5% ao dia	10% ao dia	0,3% ao dia	>10% ao dia	Alta
Número de ciclos	até 800	1200	1000	>1000	>1000	>1000	>2000
Tempo de recarga	8h	1h	1h	8h	2-3h	10min	10min

17.4 Custo de Baterias

Os principais obstáculos e gargalos da implantação definitiva de veículos elétricos estão associados a sistemas de armazenagem, tanto por questões tecnológicas quanto por questões econômicas.

Um veículo, atualmente, requer autonomia de 500 km em média, VEs muito eficientes, com sistemas de baterias que permitem repetidas descargas elevadas, precisam ter capacidade de, no mínimo, 75 kWh para percorrer essa distância. Em curto prazo, a expectativa de preço de baterias aplicáveis é de aproximadamente 500 USD/kWh; dessa forma, somente o sistema de armazenagem de energia, teria um custo de aproximadamente 35000 a 40000 USD. Por isso, para se construir VEs acessíveis atualmente, as montadoras optam por veículos de baixa autonomia (50 a 200 km em média), e por VEHs que exigem baterias de baixa capacidade. Veículos elétricos têm autonomia média de 150 km, o que significa uma bateria de aproximadamente 30 kWh e uma eficiência energética de 0,15 a 0,2 kWh/km. Isso se traduz em um custo da bateria de USD 15000 para um veículo desse tipo. A Figura 17.5 apresenta uma previsão de custos da bateria para veículos elétricos.



Figura 17.5: Previsão para o custo de baterias (considerando-se eficiência de 3milhas/kWh e autonomia de 100 milhas).⁴

17.5 Impactos ambientais

Existe hoje uma tendência mundial crescente e irreversível de eletrificação dos veículos motivada, sobretudo, pela redução dos níveis de poluição atmosférica. São necessárias ações urgentes para conter os efeitos regionais e globais da emissão de gases poluentes, em função da crescente demanda de energia, visando à sustentação do crescimento econômico e do bem-estar da sociedade.

No terceiro relatório, divulgado em maio de 2007, o IPCC indicou um conjunto de ações para diversos setores, visando à redução dos índices de temperatura. Para o transporte rodoviário, no qual o rendimento energético dos veículos convencionais é muito baixo (entre 13% e 16%), recomenda-se a adoção de veículos elétricos híbridos e à bateria. Essa indústria foi responsável, no mundo, por 23% das emissões de gases de efeito estufa em 2004. No Brasil, cerca de 53% da energia primária consumida é de origem fóssil, enquanto o setor de transporte consome 44% desse total. Portanto, temos todas as condições e um enorme espaço para expansão dessa nova tecnologia, pelas características da matriz energética brasileira, infraestrutura, capacitação industrial, tamanho e diversidade de mercado.

Para veículos elétricos híbridos, a redução de emissões vai depender da proporção da distância percorrida utilizando-se eletricidade proveniente da rede, por

meio de baterias, em substituição ao petróleo consumido no motor de combustão interna. É difícil se estimar a autonomia de VEH em função da capacidade da bateria, uma vez que muitas variáveis estão envolvidas; porém é bem provável que, com o uso de uma modesta bateria, o consumo de combustíveis derivados de petróleo reduzirá em 50% ou mais. Em países em que a média de distância percorrida por dia é relativamente curta, o caso do Japão, espera-se que a energia proveniente da bateria garanta maior percentual de distância percorrida do que em países em que se percorrem maiores distâncias, como os EUA.

17.6 Principais montadoras e fabricantes de bateria

As principais montadoras de veículos elétricos têm firmado parcerias com fabricantes de baterias, com o intuito de aumentar a confiabilidade dos fornecedores de sistemas de armazenagem e também de melhorar taxas de inovação no mercado. Entre as montadoras de maior destaque, é notável a presença das grandes marcas, que investiram no setor de VE e firmaram parcerias importantes com fabricantes de bateria, porém também é perceptível a integração de novos investidores no setor automobilístico, como o grupo BYD, originário do mercado de baterias.

A Tabela 17.5 evidencia as principais montadoras de veículos com os devidos fabricantes de bateria aliados, além de algumas metas de produção. Embora todas as fabricantes de bateria citadas na tabela já planejem iniciar a produção, somente algumas anunciaram metas de fabricação para utilização em VE e VEH, totalizando bem menos que um milhão de unidades por ano até 2020.

Tabela 17.5: Principais montadoras de VE e fabricantes parceiras de baterias.³

Fabricante de Veículo	Fabricante de Bateria	Metas de produção (Veículos por ano)
BYD Auto	BYD Group	
Fiat-Chrysler	A123 Systems, Altairmano	
Ford	Johnson Controls-Salt	5000 por ano
GEM	Sanyo/Panasonic	
GM	LG Chem	
Hyundai	LG Chem, SK Energy e S8 LIMotive	500000 em 2018
Magna Group	Magna Steyr	
Mercedes-Benz	Continental, Johnson Controls-Salt	
Mitsubishi	GS Yuasa Corporation	15000 em 2011
Nissan	AESC	100000 em 2012 nos EUA
REVA	Indocel Technologies	
Renault	AESC	150000 em 2012
Subaru	AESC	
Tata	Electrovaya	
Th!nk	A123 Systems, Enerdel/Enerl	
Toyota	Panasonic EV Energy	
Volkswagen	Volkswagen e Toshiba Corporation	

17.7 Panorama mundial para Veículos Elétricos

Os principais investidores e líderes em planos de ação para a disseminação de Veículos Elétricos são os países europeus e da América do Norte. Porém, países emergentes como a China e a Índia se preocupam com a questão e já se destacam no setor.

Já se encontram, nas ruas da China, aproximadamente 20 milhões de bicicletas (e-bikes) e “Scooters” elétricas. A grande quantidade de veículos, alcançada em apenas

dez anos, deve-se a desenvolvimentos tecnológicos e políticas favoráveis. Melhoras no modelo das bicicletas e em tecnologia de sistemas de armazenagem fizeram com que os protótipos obtivessem sucesso, e a arquitetura resultou em normalização, competição e preços acessíveis. Assim como na China, as motocicletas e veículos de duas rodas já estão presentes no mercado indiano; para veículos elétricos, a estimativa era de crescimento significativo para o fim de 2010.

A Figura 17.6 demonstra as perspectivas de crescimento na venda de VE e VEH até o ano de 2020 em diferentes regiões. Percebe-se que a grande tendência global até o ano em questão será a adoção de veículos híbridos, uma vez que apresentam uma taxa de crescimento muito maior. Ambas as perspectivas são muito ambiciosas, porém, de acordo com o IEA, uma revisão de metas propostas por governos de países diversos, sugere que os planos de ação somados resultam em perspectivas ainda mais ambiciosas, particularmente quanto aos países europeus. A maioria dos anúncios de metas foi feita bastante recentemente, o que demonstra a grande prioridade internacional do desenvolvimento de tecnologias de veículos elétricos. A grande questão é se as montadoras de veículos e os fabricantes de bateria irão suportar a demanda e entregar os produtos em quantidades e tempo adequado.

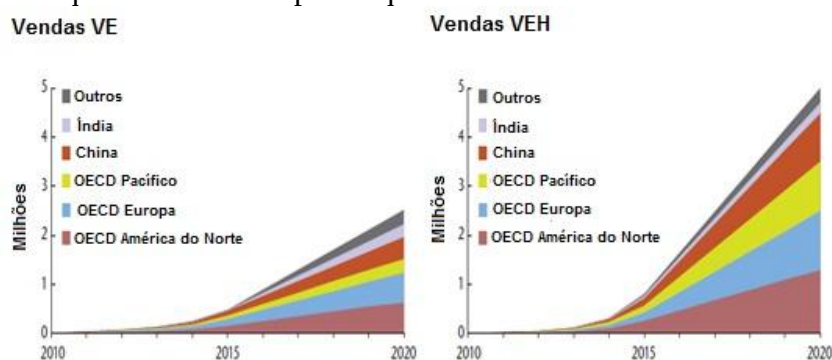


Figura 17.6: Perspectiva de crescimento de vendas de VE e VEH 2010/2020 por região.³

17.8 Veículos elétricos no Brasil

O Brasil ainda não está no mesmo patamar dos países europeus, dos EUA, ou dos próprios países asiáticos de destaque. Isso se comprova pelas perspectivas divulgadas internacionalmente que não citam o Brasil como destaque.

Todavia, órgãos como a ABVE – Associação Brasileira de Veículos Elétricos e o INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, vêm juntando forças visando incentivar o uso dos veículos elétricos no Brasil, promovendo seminários e *workshops* pelo Brasil. O país ainda não tem um plano de metas proposto pelo governo, portanto o que move o setor são as instituições de pesquisa, as grandes marcas do setor que já demonstram interesse em entrar no mercado, e as companhias energéticas por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento.

Considerando que os veículos elétricos já são realidade e que a difusão de seu emprego é vetor relevante para a sustentabilidade do desenvolvimento econômico e social do país, o INEE e a ABVE organizam eventos e seminários destinados aos principais interessados no setor, entendendo ser importante sintetizar os principais aspectos levantados e analisados para conhecimento da sociedade brasileira. Em especial, é fundamental evidenciar as vantagens e atuais impedimentos relacionados ao emprego desses veículos, de modo a motivar a ação dos órgãos governamentais, inclusive os de caráter regulatório, bem como a de outros setores, para promover a efetiva difusão do uso dos veículos elétricos.

Seguindo o exemplo de outros países com desenvolvimento sedimentado em VE, o INEE e a ABVE elaboraram um *Roadmap* para a difusão dos veículos elétricos no Brasil. De acordo com o documento, a produção no país, em escala significativa, dependerá de fatores diversos, como: a disponibilidade e o custo dos componentes de maior conteúdo tecnológico (baterias de grande capacidade de armazenamento, sistemas de controle e frenagem regenerativa); política de nacionalização da produção; investimentos necessários para a criação de novas linhas de montagem e capacitação de fornecedores de componentes; perspectivas de evolução da demanda e de apoio governamental, mediante financiamentos e tratamento fiscal semelhante ao utilizado em veículos convencionais; decisão estratégica do governo brasileiro de estabelecer produção de veículos no cenário de crescente penetração de VE no mundo. A ABVE formulou hipóteses (Figura 17.7) da perspectiva de evolução de carros híbridos e VEH *Plug-in* no Brasil, a predominância dos conectáveis à rede, após 2025, deve-se à melhoria do desempenho e redução de custos das baterias, que possibilitará o aumento da participação dos VEHs *Plug-in* e dos VEs à bateria, respectivamente nessa ordem cronológica.

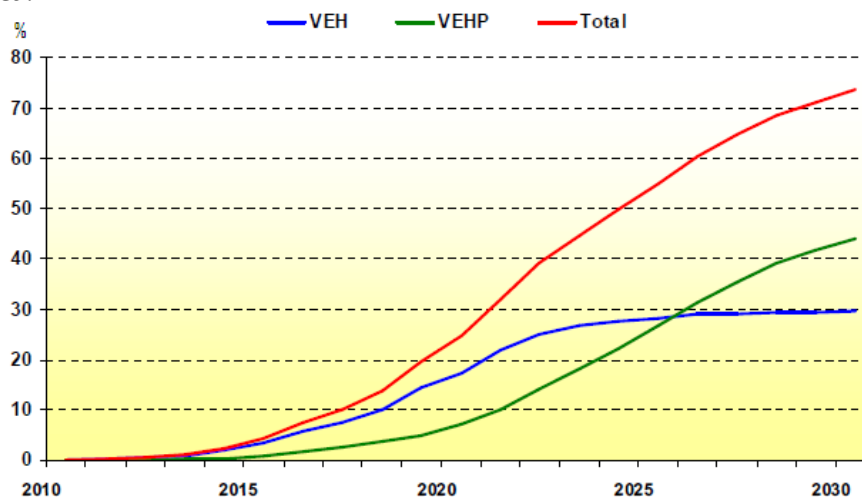


Figura 17.7: Perspectiva de evolução da penetração dos veículos elétricos híbridos no Brasil.⁷

A competitividade do VE pode ser dita aplicável no Brasil, uma vez que o custo de energia elétrica por km rodado, para veículos de leve e médio porte, já é inferior ao custo de combustíveis por km percorrido com o mesmo carro, mesmo para usuários residenciais, sem aplicação de subsídios ou vantagens tarifárias ou fiscais.

17.9 Referências

- 1 LARMINIE, James. **Electric Vehicle Technology Explained**. Jonh Wiley & Sons. England. 2003.
- 2 GOLDEMBERG, C. LEBENSZTAJN, L., PELLINI, E. L. **A Evolução do Carro Elétrico**. Disponível em: <<http://www.lps.usp.br/lps/arquivos/conteudo/grad/dwnld/CarroEletrico2005.pdf>>. Acesso em 16 de ago. 2011
- 3 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **EV and PHEV Technology Roadmap**. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2009/EV_PHEV_Roadmap.pdf>. Acesso em: 13 de ago. 2011.
- 4 U.S DEPARTMENT OF ENERGY. **Transforming America's Transportation Sector Batteries And Electric Vehicles**. Disponível em: <<http://www.whitehouse.gov/files/documents/Battery-and-Electric-Vehicle-Report-FINAL.pdf>>

- 5 ABVE – Associação Brasileira de Veículos Elétricos/INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. **Roteiro para Difusão de Veículos Elétricos.** Disponível em: [http://www.abve.org.br/downloads/Road%20Map 28%20maio final.pdf](http://www.abve.org.br/downloads/Road%20Map%2028%20maio%20final.pdf)>. Acesso em: 13 de ago. 2011.

PARTE 3 – ASPECTOS ESTRATÉGICOS ASSOCIADOS COM AS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

18 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O uso eficiente de energia está evidenciado desde as grandes crises de petróleo nos anos 1970, momento em que se percebeu que as reservas fósseis não teriam preços reduzidos para sempre, e que o uso desses recursos poderia causar danos irreparáveis ao meio ambiente. A partir daí, análises de equipamentos e hábitos de uso de energia passaram a ser realizadas no ponto de vista de eficiência, e descobriu-se que os serviços de energia (iluminação, força motriz, entre outros usos) poderiam ser proporcionados com menor gasto, afetando positivamente setores econômicos, ambientais, sociais e culturais. Essas medidas, como o uso de equipamentos eficientes e a mudança de hábito, foram denominadas medidas de eficiência energética (MME). A partir da grande variedade de medidas disponíveis e da correta análise das possibilidades de implantação, foi oportuno o surgimento, a partir da década de 1980, da chamada indústria de ESCOs (*Energy Service Companies*, conhecidas no Brasil como Empresas de Serviços de Conservação de Energia). O serviço típico das ESCOs se dá por meio de um contrato de desempenho, no qual cabe a elas a análise, a sugestão e a implantação de uma MEE, sendo remuneradas pela economia proporcionada.

O conceito de eficiência energética está associado à redução do consumo de energias primárias para um determinado serviço. Na Figura 18.1, é mostrado um fluxograma da cadeia energética, entre a energia primária (fonte) e o uso final, indicando as possibilidades de atuação, visando à eficiência energética.

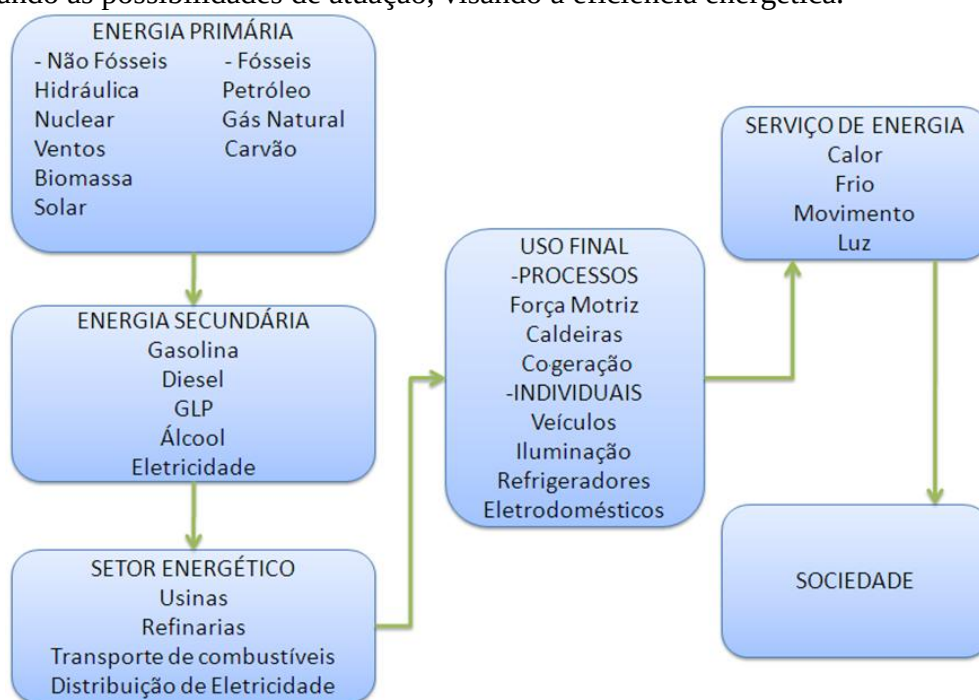


Figura 18.1: Cadeia energética.¹

O uso eficiente de energia, de um ponto de vista tecnológico, é voltado para a utilização de processos e equipamentos que tenham o melhor desempenho na produção dos serviços com um menor consumo de fontes. São várias as motivações para o crescimento, de forma geral, da eficiência energética; por exemplo, reduzir o consumo de energia para um mesmo serviço significa uma redução no custo, o que pode resultar baixa nos valores repassados aos consumidores, isso caso a poupança de energia compense os gastos adicionais para a implantação de uma tecnologia eficiente. Diminuir

Associado à eficiência energética está o conceito socioeconômico de conservação de energia, que nada tem a ver com racionamento, e interessa combater o desperdício de energia por meio de mudanças de hábitos e do uso final eficiente. A conservação traduz a necessidade de se retirar do planejamento da expansão de um sistema energético a componente referente ao desperdício, permitindo redução de investimentos no setor sem comprometer o fornecimento de energia e a devida qualidade.

Os potenciais energéticos têm, como característica essencial, a possibilidade de conversão entre si, ou seja, uma forma de energia pode ser transformada em outra, espontânea ou intencionalmente. O diagrama presente na Figura 18.2 demonstra as principais vias de conversão de energia entre as seis formas básicas de energia. Quaisquer que sejam os sistemas e as formas de energia envolvidas, os processos de conversão se baseiam em duas leis básicas da Termodinâmica.



Pela Segunda Lei da Termodinâmica, em todos os processos reais de conversão energética, sempre deve existir uma parcela de energia térmica como produto. Ou seja, existem perdas térmicas inevitáveis nos processos de conversão, que se somam a outras perdas decorrentes das limitações tecnológicas e econômicas dos sistemas reais, por exemplo, isolamentos térmicos imperfeitos, atrito, perdas de carga, entre outras. As imperfeições nos processos de conversão energética determinam o incremento líquido de entropia no Universo; dessa forma, a entropia tende sempre a aumentar no mundo real, uma vez que somente em processos de energia ideais ou reversíveis, não ocorre essa geração de entropia.

O conceito de qualidade de energia associa-se a sua capacidade de conversão em trabalho. A exergia é o conceito que fornece essa capacidade, e se relaciona à parcela útil dos fluxos energéticos, ou seja, ao trabalho útil. Nos processos reais de conversão, sempre ocorre alguma destruição de exergia, que, contrariamente à energia, não se conserva. Em síntese, processos reais de conversão de energia apresentam perdas, que podem ser avaliadas em termos de geração de entropia ou da destruição de exergia, o que ocasiona sempre uma redução da qualidade do fluxo energético.

Em termos de exergia pode-se pensar em outro conceito de rendimento, o denominado **eficiência exergética**, que tem fundamentação em ambas as leis das conversões energéticas e apresenta várias formulações com diversos outros nomes, tais como grau de perfeição, efetividade, eficiência racional, rendimento isentrópico, entre outros. O tipo de relação a ser utilizada depende de como o processo está disposto; caso haja um processo sucessor a um principal no qual haja aproveitamento de fluxos de exergia, faz-se o uso de uma formulação que considera o fluxo de exergia não utilizada como insumo; porém, se o fluxo de exergia não utilizado é perdido para o ambiente, por exemplo, a eficiência é calculada de outra forma. A Figura 18.3 demonstra um sistema energético em regime permanente com os devidos fluxos de energia e exergia.

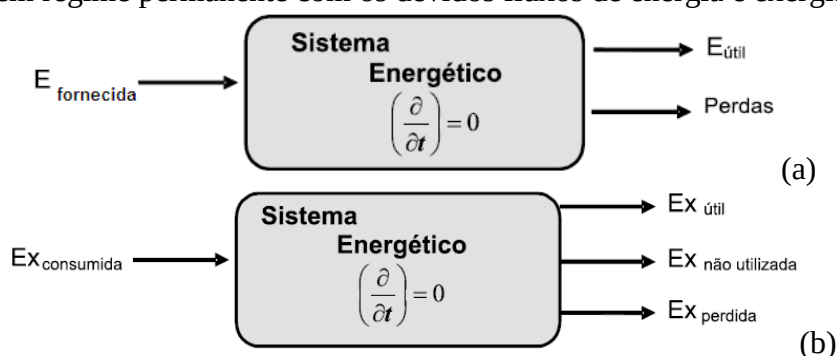


Figura 18.3: Sistema Energético generalizado, considerando fluxos de energia (a) exergia (b).²

O rendimento exergético, quando comparado ao energético, apresenta valores semelhantes em alguns casos e muito diferentes em outros. Esta diferença se percebe quando há conversão de energia de alta qualidade em energia de baixa qualidade; é o caso, por exemplo, dos processos que envolvem conversão de energia elétrica em calor de baixa temperatura. A Tabela 18.1 apresenta uma comparação dos valores de eficiência energética e exergética para diferentes processos.

Tabela 18.1: Rendimento exergético de processos diversos.

Sistema	Rendimento	
	Energético	Exergético
Central a Vapor (200 MW)	0.41	0.40
Turbina a Gás (25 MW)	0.30	0.30
Motor Diesel (20.000 HP)	0.40	0.40
Motor Elétrico (5 HP)	0.70	0.70
Turbina a Vapor (50 MW)	0.90	0.85
Sistema de Cogeração (10 MW)	0.75	0.33
Queimador de GLP, doméstico	0.90	0.50
Aquecedor Elétrico de Água	0.60	0.10
Caldeira (200 ton./h)	0.93	0.08

18.2 Eficiência na geração e no uso final

Em tempos em que a sustentabilidade é tema recorrente, é difícil se imaginar que até pouco tempo, na busca de desenvolvimento, o homem fez uso das várias formas diferentes de produção de energia, visando a menores custos e não atentando para análises de consequências ao meio. O que resultou, muitas vezes, em desperdício e no uso não eficiente de energia, gerando efeitos nocivos no setor econômico, no meio ambiente e na qualidade de vida. A economia de recursos, devido à possibilidade de postergação de investimentos em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia e ao aumento de competitividade dos bens e serviços produzidos, além da proteção ao meio ambiente, representam os principais motivadores da busca no uso eficiente das diversas formas de energia.

No que tange a sistemas de geração eficientes energeticamente, a geração distribuída ou descentralizada de eletricidade, definida como a produção de energia realizada próximo ao consumidor, compõe hoje um setor de tendência futura por representar uma solução alternativa à produção centralizada de energia elétrica, uma vez que o conceito envolve pequenos empreendimentos alocados junto à carga, tornando os sistemas mais eficientes pela uma menor dissipação de perdas no processo. Grande parte dos sistemas de geração distribuída utilizados atualmente fundamenta-se em tecnologias avançadas, que têm uma importante função de atender as necessidades do consumidor de forma econômica e segura, podendo, em alguns casos, dar origem a uma economia ou qualidade de energia superior do que a comprada nas entidades responsáveis pela comercialização de energia.

A efficientização no uso final de energia é muito influenciada pela aplicação de tecnologias eficientes nos diversos setores, industrial, comercial e residencial; contudo hábitos pessoais e medidas administrativas muito simples contribuem para a reversão do quadro de uso irracional de energia. O combate ao desperdício se faz pela conscientização e educação do consumidor, mostrando-se o resultado direto em economia de recursos e benefícios ambientais provocados pela mudança de hábitos e comportamento. O aumento da eficiência de equipamentos, sistemas e processos é obtido pela adequação de normas e códigos, e também por meio de programas de premiação e promoção de empresas eficientes. Ações eficientes bem estruturadas, voltadas para o aumento da produção racional e do uso de forma eficiente da energia, têm apresentado resultados muito favoráveis, tanto no aspecto econômico quanto nos reflexos sobre o meio ambiente.

18.3 Cogeração

Por mais eficiente que seja um gerador termelétrico, a maior parte da energia contida no combustível usado para seu acionamento é transformada em calor e perdida para o meio ambiente. Trata-se de uma limitação física que independe do tipo de combustível (diesel, gás natural, carvão etc.) ou do motor (a explosão turbina a gás ou a vapor etc.). Por essa razão, no máximo 40% da energia do combustível do diesel usado em um gerador podem ser transformados em energia elétrica. A eficiência energética em sistemas de cogeração é bem mais elevada, por tornar útil quantidade muito maior da energia do combustível. A Figura 18.4 demonstra modelo esquemático dos balanços energéticos de um sistema convencional e com aplicação de cogeração.

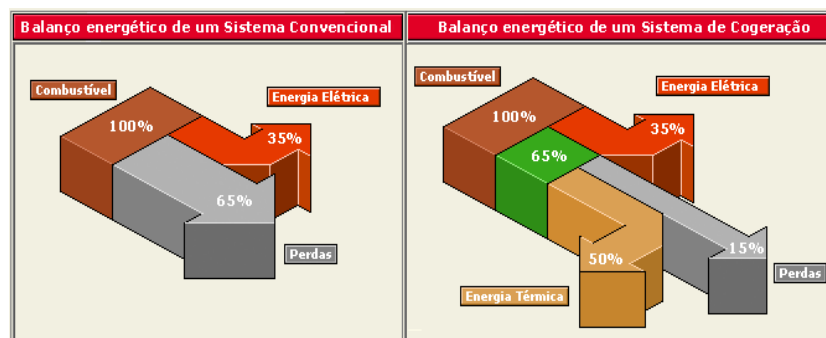


Figura 18.4: Balanço energético de sistemas sem e com cogeração.³

Até meados do século XX, a cogeração chegou a ser muito usada nas indústrias, perdendo depois a competitividade para a eletricidade produzida pelas concessionárias nas grandes centrais geradoras com ganhos de escala. Assim, a cogeração ficou limitada a sistemas isolados (plataformas submarinas) e indústrias com lixos combustíveis (canavia e de papel e celulose, por exemplo). Nos últimos quinze anos, porém, um novo modelo do setor elétrico voltou a estimular a produção elétrica local mais eficiente e de baixo custo, levando ao aperfeiçoamento da tecnologia da cogeração, até mesmo para pequeno porte. A necessidade de reduzir emissões de CO₂ também incentivou a adoção deste processo eficiente. Hoje, na Holanda e na Finlândia, a cogeração já representa mais de 40% da potência instalada.

O ciclo combinado é o arranjo entre dois ou mais ciclos, com a principal finalidade de se aumentar o rendimento global da planta. Seu princípio coincide com o da própria cogeração, caracterizado pelo aproveitamento da rejeição térmica de um ciclo primário de geração eletromecânica numa segunda máquina térmica. A combinação mais utilizada é o arranjo entre o ciclo *Brayton* (gás) e o ciclo *Rankine* (vapor), nesta ordem, em que os gases de exaustão da turbina a gás, com temperaturas superiores a 550°C, são encaminhados à caldeira do ciclo a vapor, fazendo com que o rendimento elétrico total supere os 60%, contra 35% se os mesmos estivessem operando em separado. Considerando a baixa temperatura utilizada na maioria dos processos industriais, a cogeração em ciclos combinados, em geral, não recupera calor dos gases de exaustão da turbina a gás, mas sim mediante extrações intermediárias da turbina a vapor, bem como no calor rejeitado por esta no condensador. O resultado disso são sistemas de cogeração com eficiências totais que podem chegar a valores elevados.

18.4. Medidas de Eficiência Energética (MEE)

Diversas medidas de Eficiência Energética (MEE) são inerentes aos diferentes equipamentos utilizados nos setores industrial, comercial e residencial. Os equipamentos que possuem potencial para eficiência energética podem ser divididos por tipo de uso final, sendo os principais: força motriz, calor de processo, aquecimento direto e iluminação.⁴

Primeiramente os equipamentos que envolvem o consumo resultante em força motriz incluem os seguintes usos finais: bombas (movimentação de líquidos), ventiladores (movimentação forçada de ar), compressores de ar (compressão de ar para uso em diversas aplicações), refrigeração (equipamentos de refrigeração e condicionamento ambiental), manuseio (equipamentos para transporte e adequação de produto ou material), processamento (equipamentos que modificam, de alguma forma, o produto ou material processado). Os diversos equipamentos e usos finais têm como componente principal os motores elétricos, que, por sua vez, têm MEE características.

18.4.1 Motores Elétricos

Dentre os diversos motores elétricos utilizados em diferentes aplicações práticas, destaca-se o motor de indução trifásico, comum em aplicações industriais. Trata-se de uma máquina robusta, confiável e intrinsecamente eficiente, uma vez que o formato de sua curva de rendimento revela um largo patamar que cobre uma faixa de 50 a 100% de carga com altos rendimentos. Tal comportamento não é facilmente encontrado em outras concepções de máquinas (hidráulicas ou térmicas), nas quais o rendimento cai rapidamente quando se opera fora das condições nominais. Contudo, se os motores de indução são máquinas naturalmente eficientes, questiona-se o porquê da consideração desta como um grande potencial de economia de energia. Esse fato pode ser explicado em dois fatores: a grande quantidade de unidades instaladas e a aplicação inadequada de um grande percentual das unidades instaladas.

Quanto ao uso de motores elétricos, três MEEs são normalmente consideradas: uso de motores de alto rendimento; adequação da potência do motor à carga e o uso de acionadores (conversor de frequência, regulador de tensão).⁵

Muitos motores instalados encontram-se sobredimensionados para a carga que acionam, e operar a baixa carga significa operar com baixo rendimento, em especial quando a carga é menor que a metade da nominal. Dessa forma, na maioria dos casos de sobredimensionamento de menor potência é possível, apesar de que, em alguns casos, é necessária tal manobra para atender as partidas mais severas ou eventuais condições de sobrecarga.

A grande oportunidade quanto ao uso de acionadores de velocidade ajustável é o uso de variadores de frequência, denominados acionadores de velocidade ajustável (AVA), no acionamento de cargas centrífugas, cujo fluxo seria antes controlado por válvulas de controle ou recirculação de parte do fluxo de descarga para a admissão. A aplicação deste tipo de acionador tem uma série de benefícios adicionais à economia de energia, como melhor controle do processo, redução de ruído, redução da manutenção necessária (pelas partidas e paradas mais suaves), não só para bombas e motores, como para todo o sistema hidráulico por evitar os golpes de aríete. Contudo, sua utilização requer atenção específica por conta de alguns problemas possíveis, como geração de harmônicos na rede e o sobreaquecimento do motor.

18.4.2 Bombas e Ventiladores

As bombas de fluxo e os ventiladores possuem um melhor ponto de funcionamento para uma determinada vazão, altura e rotação, em que as perdas inerentes do melhor escoamento são mínimas. Porém, a maioria das instalações exige da bomba ou do ventilador uma operação fora desse ponto em função da necessidade de variação de vazão.

Geralmente na indústria, nas empresas de saneamento e em outras aplicações, as instalações de bombeamento ou de ventilação operam suas máquinas na rotação constante e, para obter a variação de vazão, principalmente na diminuição, utilizam válvulas que estrangulam a tubulação, aumentando a pressão da bomba ou ventilador com o aumento das perdas do sistema. Essa prática, normalmente, penaliza energeticamente a instalação se comparada com a variação de vazão por meio da rotação variável.

Para a solução dos problemas citados, em sistemas de bombeamento, podem-se citar as MEEs da Tabela 18.2, a seguir.

Tabela 18.2: MEE em sistemas de bombeamento.⁶

MEE	Comentários
Reduzir a energia requerida	
Usar tanques de armazenamento intermediário, equalizando o fluxo no tempo	Economias de 10 a 20%
Eliminar malhas de <i>by-pass</i> e outros fluxos desnecessários	Economias de 10 a 20%
Aumentar o diâmetro da tubulação, evitando atrito	Economias de 5 a 20%, porém com investimento alto
Reduzir as margens de segurança no projeto da capacidade do sistema	Economias de 5 a 10%, aplicáveis a todas as bombas
Adequar a bomba à carga	
Instalar sistemas em paralelo para cargas com grande variação de fluxo	Economias de 10-50%
Adequar o tamanho da bomba à carga	Há um sobre dimensionamento médio de 15 a 25% nas bombas em operação
Reduzir ou controlar a velocidade	
Reduzir a velocidade para cargas constantes: usar o rotor ou reduzir a relação da engrenagem	Economias de até 75%. 82% dos casos não têm modulação de carga, de acordo com a pesquisa.
Trocar a válvula de controle por controles de velocidade	Economias de 30 a 80% aplicáveis a sistemas com altura manométrica variável (circulação)
Melhorar os equipamentos	
Trocar por modelo de bomba mais eficiente, ou com ponto de rendimento máximo mais próximo do ponto de operação	16% das bombas têm mais de 20 anos – o problema maior é que o sistema mudou em relação ao ponto de rendimento máximo. O rendimento pode cair de 10-25%; bombas mais modernas são 1-5% mais eficientes; economias de 2-10%
Trocar acoplamento de correia por acoplamento direto	Economias de 1%
Operação e manutenção	
Trocar rotores desgastados, especialmente em fluxos cáusticos ou semissólidos. Verificar rolamentos, selos mecânicos e outros selos	Economias de 1 a 6%.

Para a melhora de eficiência em sistemas de bombeamento, podem-se citar duas medidas principais de eficiência: a redução da altura manométrica e a redução da potência de bombeamento. Na primeira medida, as ações principais para a redução da altura manométrica são as reduções de perda de carga pelo aumento do diâmetro da tubulação, a redução da rugosidade interna da tubulação (com a prática de limpeza periódica) e o aumento da capacidade dos reservatórios (deslocamento da operação do motor para horário fora da ponta). Já a segunda medida integra ações de melhoria de rendimento da bomba, seleção do tipo adequado de bomba, melhoria do rendimento do motor, redução pela variação de velocidade, além de associações adequadas de bombas (série ou paralelo) para atender a variações de carga. Para sistemas de ventilação, também se baseando no PNE 2020, podem-se citar as MEEs e as respectivas penetrações e economias potenciais, conforme indica a Tabela 18.3.

Tabela 18.3: MEE em sistemas de ventilação e as respectivas penetrações e economias. ⁶

MEE		Comentários			
Reduzir a energia requerida					
Reduzir os efeitos de sistema com melhores projetos de entrada e saída		Economias de até 25%			
Reduzir o sobre dimensionamento		Reduções de 1 a 5%. Em geral, é melhor reduzir ou controlar a velocidade do que trocar o ventilador.			
Reduzir ou controlar a velocidade					
Trocar as palhetas por AVAs		Estimativas de 14 a 49% de economia em palhetas de entrada. Na saída as economias são maiores, porém há menos aplicações.			
Melhorar os componentes					
Substituir as correias em V padrão por correias dentadas		Metade das aplicações possuem correias, 2/3 das quais são padrão, com eficiência de 90 a 97%, contra 94 a 98% das dentadas.			
Usar modelos mais eficientes		Embora os rendimentos variem muito com os modelos de rotor, há oportunidades reduzidas de melhora.			
Operação e manutenção					
Melhores práticas de manutenção: ajustar correias, limpar ventiladores e trocar filtros regularmente		Economias de 2 a 5%, aplicáveis a todos os casos.			
MEE	Penetração			Economia	Economia Líquida
	Baixa	Média	Alta		
Reduzir a energia requerida	5%	15%	25%	10%	1,5%
Reduzir ou controlar a velocidade	5%	10%	15%	20%	2%
Melhorar os componentes	15%	20%	60%	5%	1%
Operação e manutenção	25%	50%	60%	2%	1%
Economia total					5,5%

Para ventiladores industriais, por exemplo, é muito importante a adequação da instalação, evitando turbulências que ocasionam maior consumo de energia para um mesmo fim; dessa forma, os arranjos podem apresentar condições adequadas e inadequadas de instalação para ventiladores de teto, axiais em tubos e centrífugos.

18.4.3 Compressores de ar

O ar-comprimido é utilizado em quase todas as indústrias. Porém, por ser um acessório à produção, geralmente não se atribui a esta utilidade o devido cuidado no projeto e manutenção dos sistemas. Ampliações são feitas muitas vezes quando se atinge o limite da instalação, procurando solucionar uma necessidade imediata, resultando em sistemas com múltiplas oportunidades de melhorias quanto à eficiência. Em alguns casos, perdas somente em vazamentos demandam metade da capacidade instalada. A Tabela 18.4 expõe as medidas de eficiência energética em sistemas de ar.

Tabela 18.4: MEE em sistemas de ar-comprimido. ⁶

MEE		Comentários			
Reduzir a energia requerida					
Reduzir a pressão do sistema com melhor projeto e melhores componentes auxiliares (filtros e secadores)		Economias entre 4 e 6%. No inventário, 15% das instalações haviam reconfigurado a tubulação e filtros.			
Reduzir a demanda por ar comprimido, eliminando utilizações espúrias		Ar comprimido é utilizado para sopro, resfriamento, limpeza ou movimentação de peças, o que pode ser substituído por equipamentos específicos, como boas economias de energia. Estima-se em até 20%, incluindo cortar a alimentação de trechos não mais utilizados, a economia que pode ser conseguida.			
Descentralizar o sistema quando usos em locais remotos tiverem requisitos especiais como pressões mais elevadas, ar mais limpo ou alto volume por pequenos intervalos.		Sistemas descentralizados nem sempre poupam energia. Porém, economias de até 5% podem ser atingidas			
Melhorar as condições de suprimento; usar ar externo		Economias entre 4 e 6 %. Pode haver aumento de atividades de O&M.			
Adequar o sistema de compressão à carga					
Dimensionar os compressores para um corte eficiente		Compressores para atender à carga de base devem funcionar próximos ao rendimento máximo. Compressores de parafuso ou alternativos alimentam a carga variável. Economias de até 5%			
Controle de compressão					
Instalar controle de carga parcial padrão incluindo automação e armazenamento		Aplicável à maioria dos sistemas. Economias de 3 a 7%			
Instalar controle micro processado no sistema e compressão		Esses controles reduzem a banda morta de 10 a 2 psi. Economias de 2ª 4%.			
Usar compressores em paralelo e instalar controles multiunidades para reduzir carga parcial		Economias de 10 a 15%. Só usar em sistemas com muitos compressores, não só 2 ou 3.			
Instalar AVAs para compressores rotativos		Para compressores com carga variável AVAs são a melhor opção, com economias da ordem de 10%			
Melhorar equipamentos					
Trocar antigos compressores alternativos e de parafuso por modelos mais eficientes		Alguns compressores antigos são bem eficientes. Variações de rendimento podem variar de 10 a 20%			
Operação e Manutenção					
Reduzir vazamentos por um programa contínuo de manutenção em reguladores, engates-rápidos, tubulação, flexíveis e outros pontos de conexão		Economias de 15 a 25%			
Melhorar a manutenção, por exemplo, de válvulas em compressores alternativos ou trocadores de calor em compressores centrífugos		Economias de 2 a 5%			
Trocar filtros regularmente, tanto no compressor como nos pontos de uso		Economias com troca de filtro no compressor 1 a 2% nos pontos de uso 3%			
MEE	Penetração			Economia	Economia Líquida
	Baixa	Média	Alta		
Reduzir a energia requerida	20%	30%	40%	20%	6%
Adequar o sistema de compressão à carga	5%	10%	15%	3%	0,3%
Controle de compressão	15%	25%	40%	10%	2,5%
Melhorar equipamentos	5%	15%	20%	5%	0,8%
Operação e manutenção	50%	75%	85%	10%	7,5%
Economia total					17,1%

Dentre as principais medidas para sistemas de ar-comprimido, encontram-se o uso de ar externo à sala na sucção (ar mais frio ocupa menor volume, demandando menos potência do compressor), a manutenção dos filtros de aspiração, mantendo-os limpos, o ajuste adequado da pressão de desarme, a correção de vazamentos na linha, retificação do traçado da linha (redução da perda de carga), e a recuperação da energia térmica utilizada.

18.4.4 Sistemas de refrigeração

Considera-se, neste uso final, os sistemas de refrigeração de materiais e produtos e condicionamento ambiental. Assim como nas outras aplicações, algumas MEEs podem ser aplicadas a estes dispositivos, tais como:

- Redução da energia requerida: poderiam ser consideradas medidas para evitar cargas desnecessárias, ou refrigerados a temperatura menor que a exigida, espaços refrigerados com baixo aproveitamento, vedações insuficientes, incluindo portas e cortinas, condensadores próximos a fontes de calor, bem como restrições nas tubulações de fluido refrigerante.
- Controle da velocidade do motor: semelhante ao que se considerou para compressores de ar, incluindo bombas e ventiladores auxiliares.
- Adequação do sistema à carga: sistemas são dimensionados frequentemente para o pico de carga, sem maiores considerações para carga parcial, o que ocorre sempre com sistemas de refrigeração, em função da variação da temperatura ambiente. Muitas MEEs são aplicáveis: prover vários estágios, desligamento automático, sistemas paralelos.
- Atualização de equipamentos acessórios como: bombas, ventiladores e torres de resfriamento.
- Operação e manutenção: operar adequadamente, ajustando variáveis às condições de momento e manter programas de manutenção, com limpeza de filtros e serpentinas, recomposição da isolação, recuperação de vazamentos e umidade no refrigerante, ajuste e lubrificação podem trazer reduções substanciais de energia.
- Adequação da temperatura: quando uma temperatura abaixo da requerida é ajustada.
- Adequação da iluminação: quando é utilizada iluminação incandescente na câmara;
- Adequar o controle: quando nem chaves de temperatura ou pressão são providas, liberando o funcionamento contínuo do sistema.
- Adequar localização e isolação: quando há incidência de raios solares ou isolamento deficiente.
- Adequar vedação por portas e cortinas: quando estas causam perdas excessivas.
- Adequar a forma de armazenagem, não prejudicando a livre circulação do ar frio.
- Adequar localização, evitando a proximidade de fontes de calor.
- Instalar controle de iluminação, desligando-a quando não necessária.
- Evitar formação de gelo, que prejudica a troca de calor.
- Operação e manutenção adequadas, por exemplo: limpeza do condensador, troca de filtros, conjunto motor-compressor não alinhado ou mal fixado à base, vazamentos de óleo ou isolamentos adequados.
- Outras medidas e recomendações como: manter o colarinho da hélice do condensador ou instalar o condensador em áreas ventiladas e sem outras fontes de calor.

18.4.5 Calor de processo

Calor de processo é a troca de calor com fluidos térmicos ou com vapor d'água para determinado uso. Faz sentido em se falar de calor de processo para aplicações industriais, apesar de uma pequena parcela de utilização para produção de eletricidade no setor comercial com o uso de algumas pequenas caldeiras em hospitais, hotéis e lavanderias. Embora este uso final, principalmente o vapor, seja largamente empregado na indústria, a sua geração por meio de energia elétrica é pequena, uma vez que é mais vantajoso, tanto do ponto de vista econômico como exergético, fazê-lo com o uso de combustíveis como óleo combustível, gás natural ou bagaço de cana. Inclui-se também, como “calor de processo”, o uso de eletricidade para aquecimento de água, como piscinas, em clubes e academias, e chuveiros elétricos e boilers em residências, hospitais e hotéis. O aquecimento de piscinas, se feito por aquecedores de passagem ou boilers a resistência, pode ser mais eficiente por uso de bombas de calor.

De forma ampla, melhorias na eficiência no processo global podem então ser conseguidas por: tratamento de água (minimizando os depósitos nos tubos de água, que, além das implicações de segurança, acarretam sensíveis reduções de desempenho), isolamento da caldeira, isolamento das linhas de vapor, manutenção dos purgadores (podem representar uma perda sensível da carga térmica do vapor), manutenção da eficiência no uso final (com a limpeza das superfícies de condensação, da adequada drenagem de condensado e retirada do ar).

Outra medida de uso racional de energia quanto à geração de calor de processo é a substituição do energético de eletricidade, para aquecimento solar ou gás natural, de acordo com a disponibilidade, uma vez que o aquecimento de água é responsável por cerca de 25% do consumo residencial de energia elétrica, sendo que, aproximadamente 70% dos domicílios com acesso à eletricidade utilizam para este fim o chuveiro elétrico.

18.4.6 Aquecimento Direto

O aquecimento direto é um processo de conversão entre energia elétrica e energia térmica, geralmente feita por resistores; possuem elevada eficiência energética de transformação, porém existem melhorias que podem ser feitas pelo controle do processo, otimizando a carga, reduzindo tempos “mortos” entre operações, evitando as perdas por paredes e portas, melhorando o controle da temperatura. Os investimentos são, em geral, pequenos embora os ganhos também não sejam grandes. A principal participação, neste uso final assim como na maioria das aplicações, está no setor industrial, nesse caso por meio dos fornos elétricos, sendo que os maiores consumos de eletricidade dão-se nos fornos a arco, presentes no setor de ferro de ligas e nos processos de obtenção de metais não ferrosos.

As MEEs, neste uso final, estão relacionadas ao uso de equipamentos mais eficientes como fornos contínuos, além de adaptações de melhor circulação do ar, isolamento mais eficiente e carga mais bem distribuída. Pode-se, também, aumentar a eficiência energética no uso de fornos com sistemas de controle mais ajustados, melhor aproveitamento do forno com planejamento e controle da produção, carregamentos mais próximos da carga nominal, menores intervalos entre bateladas, otimização do tempo de abrir e fechar porta. Os melhoramentos obtidos em fornos elétricos refletem, geralmente, na densidade de potência, dada em kW/m² da parede do forno.

18.4.7 Iluminação

Este uso final é responsável por, aproximadamente, 23% do consumo de energia elétrica no setor residencial, 44% no setor comercial e serviços públicos e 1% no setor industrial.⁷ Em relação aos serviços públicos, aproximadamente dois terços são utilizados para iluminação de ruas. As técnicas de iluminação têm sofrido um progresso acelerado em termos de eficiência energética nas últimas décadas, não só em termos de lâmpadas mais eficientes, como em reatores, luminárias e controladores de luz.

A eficiência de cada tipo de lâmpada, dada pelo parâmetro de eficiência luminosa (E.L) de uma determinada fonte, é obtida pelo quociente de fluxo luminoso total emitido pela fonte em lúmens e a potência por ela consumida em Watts. Uma lâmpada incandescente de 100 W, por exemplo, produz um fluxo luminoso de 1470 lúmens e apresenta uma E.L de 14,7 lm/W; por outro lado, uma lâmpada fluorescente compacta de 23 W, que produz um fluxo luminoso de 1500 lúmens, apresenta uma E.L de 65,2 lm/W. A Figura 18.5 demonstra as faixas de eficiência das lâmpadas mais utilizadas. A maior eficiência energética em iluminação, de forma geral, pode ser conseguida desde o bom aproveitamento de iluminação natural, que acima de tudo deve nortear cada processo de maior eficiência de iluminação, até o uso de dispositivos que proporcionam maior índice luminotécnico, com menor gasto de energia elétrica.

O Controle do acendimento se tornou muito comum em diversas instalações, uma vez que é usual ter-se um pequeno ponto de trabalho sendo usado para uma imensa área iluminada. Atualmente existem vários dispositivos como sensores de presença ou *timers*, que podem promover o uso racional da iluminação artificial.

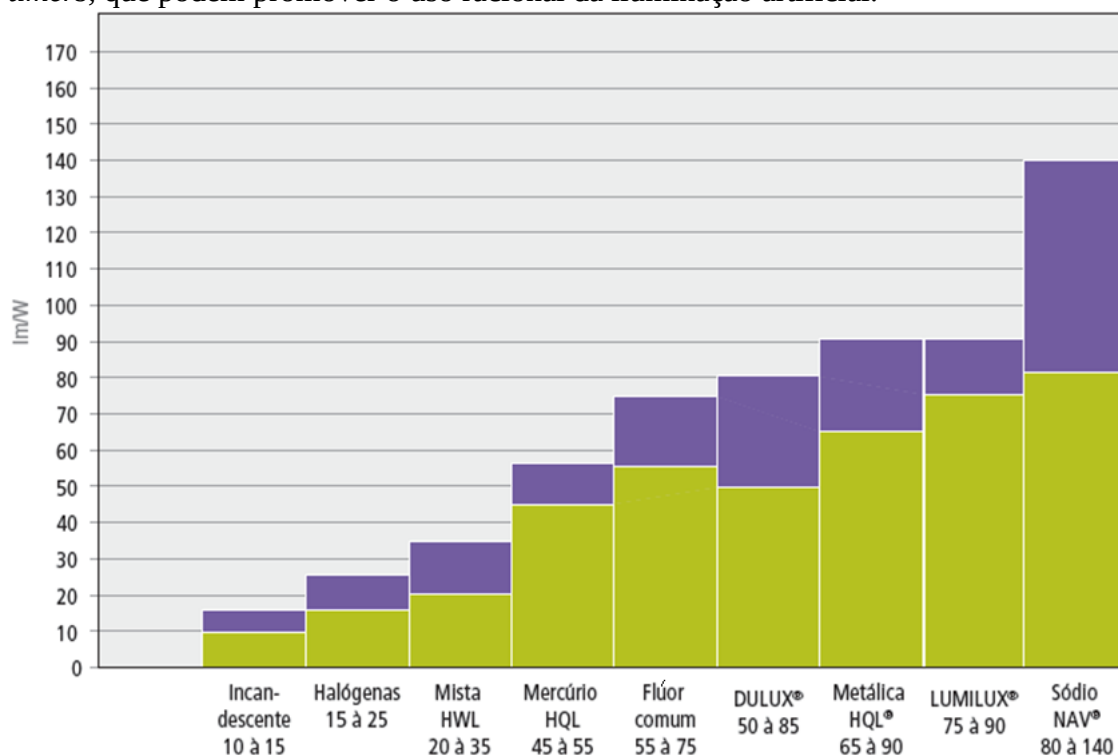


Figura 18.5: Eficiência de lâmpadas.⁷

18.5 Auditoria ou Gerenciamento Energético

Promover a eficiência energética é, essencialmente, utilizar o conhecimento de forma aplicada, empregando os conceitos da engenharia, da economia e da administração aos sistemas energéticos. Contudo, dado à diversidade e complexidades

desses sistemas, é interessante apresentar técnicas e métodos para definir objetivos e ações para melhorar o desempenho energético e reduzir as perdas nos processos de transporte, armazenamento e distribuição de energia. Os processos de gerenciamento ou auditoria energética trazem os fundamentos para aplicação de tais técnicas e métodos.

Para o uso eficiente da energia são oportunas todas as medidas de redução das perdas e de racionalização técnico-econômica dos fatores de produção, cabendo também observar o caráter estratégico e determinante que o suprimento de eletricidade e combustíveis apresenta em todos os processos produtivos.

O gerenciamento energético tem o objetivo de tornar mais eficientes as instalações, sistemas e equipamentos, além de responder a dois desafios: avaliar o montante de energia ou a demanda energética necessária ao atendimento de suas necessidades atuais e futuras, bem como adquirir ou contratar no mercado essa disponibilidade de energia. Muitas empresas estão agregando também ao processo de gestão energética a questão ambiental. O processo de gestão envolve, ainda, restrições financeiras e disponibilidades de recursos, sejam de pessoal ou de materiais, ferramentas e metodologias de análise, além de aspectos tecnológicos e diversas áreas de conhecimento. A gestão e a otimização energética passa por uma avaliação permanente de sua matriz energética, estabelecendo estratégias nos montantes de aquisição de energia elétrica e autoprodução, evitando, nesse caso, o custo no transporte de energia em suas diversas formas.

Antes de realizar qualquer atividade, é preciso conhecer e diagnosticar a realidade energética para então estabelecer as prioridades, implantar os projetos de melhoria e redução de perdas e acompanhar seus resultados em um processo contínuo. Tal abordagem é válida para instalações novas, em caráter preventivo, ou instalações existentes, em caráter corretivo.

De uma forma geral, a auditoria energética atua para identificar os pontos de atuação e quantificar as medidas, podendo ser, de forma genérica, apresentada de acordo com o fluxograma da Figura 18.6.

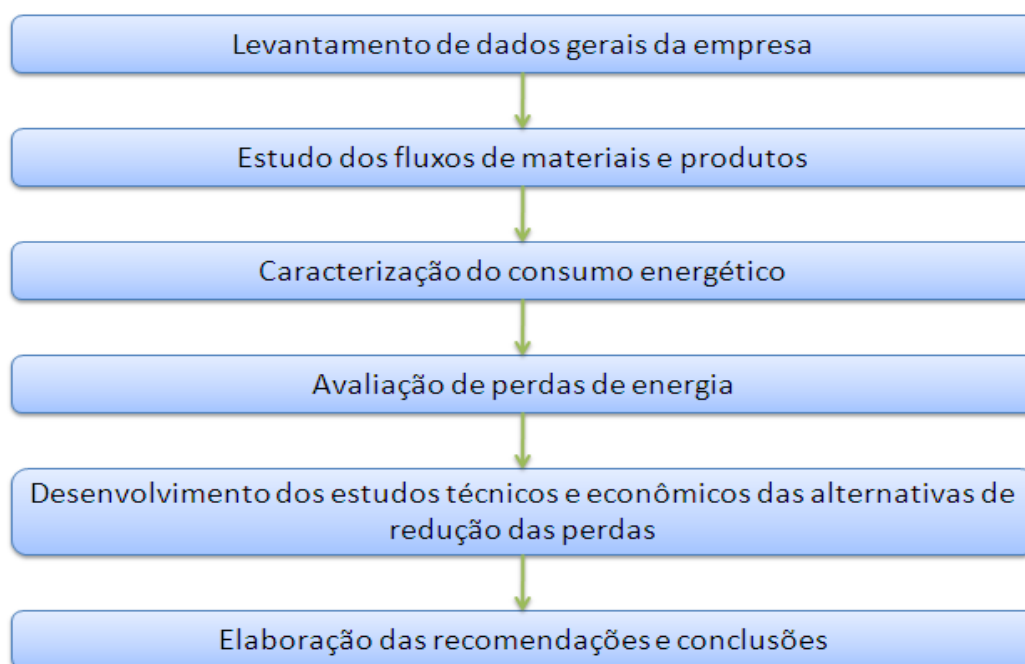


Figura 18.6: Etapas de um diagnóstico energético.⁸

18.6 Principais Barreiras e Dificuldades à Eficiência Energética

As principais barreiras relacionadas ao desenvolvimento da Eficiência Energética, principalmente em países e regiões em que essa prática é recente, podem ser divididas em cinco temáticas principais, a saber: dificuldades tecnológicas, culturais, econômicas, financeiras e institucionais.

Do ponto de vista tecnológico, deve-se atentar para o uso de equipamentos eficientes, que muitas vezes não possuem custos competitivos no mercado, e no caso de países recém-inseridos na temática, a indústria apresenta defasagem quanto à fabricação e ao uso de tais equipamentos.

As questões culturais são muito presentes em mudanças no perfil de uso de recursos energéticos, uma vez que, durante um longo período de tempo, não existiu a preocupação de uso racional nos hábitos da população. Portanto, as barreiras da disseminação de eficiência energética estão relacionadas à falta de conhecimento das técnicas de uso eficiente, à decisão de compra pelo custo inicial e, por fim, ao comportamento tendencioso ao desperdício.

As questões econômicas, financeiras e institucionais se relacionam ao preço da energia, ao custo de capital elevado, às incertezas quanto à evolução dos preços da energia, à difícil aceitação pelos bancos dos contratos de performance e à limitação do mercado de eficiência energética. Os contratos de performance ainda carregam empecilhos pela pouca difusão do conceito, inclusive com os agentes financeiros, pela dificuldade de garantia de financiamento e pela baixa capacitação empreendedora das ESCOs.

18.7 Eficiência Energética no Mundo

As políticas de eficiência energética são parâmetros que revelam o grau de importância desta ação em um determinado país ou região. A busca de eficiência energética, de forma ampla, já é bastante difundida nos países desenvolvidos, principalmente pela dimensão tomada pela conservação de energia quando aplicada em demandas tão elevadas de recursos energéticos.

Um indicador sobre o desenvolvimento de eficiência energética são os programas de etiquetagem em equipamentos. Muitos países já aderem a tal prática, porém algumas regiões trazem essa ideia de longa data, caso dos Estados Unidos e países da Europa. A Figura 18.7 demonstra o percentual de países que utilizam etiquetagem e normas para questões de rendimento em refrigeradores.

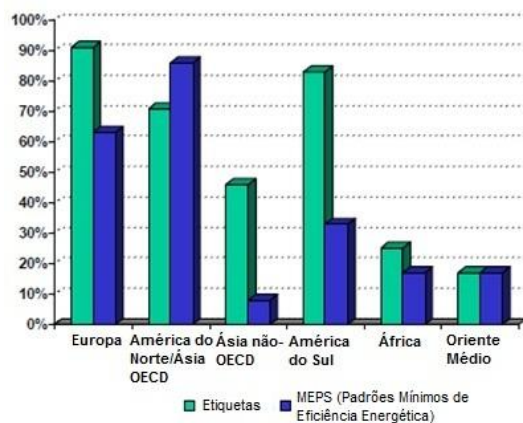


Figura 18.7: Percentual de países que utilizam etiquetas em refrigeradores⁹.

18.8 Eficiência Energética no Brasil

Assim como outros países, após as grandes crises do petróleo, o Brasil repensou suas políticas energéticas, voltando suas atenções na busca do uso eficiente de energia. No intuito de apoiar a utilização racional de energia, o país desenvolve mecanismos de eficiência energética suportado por vários programas; o primeiro grande movimento, o PROÁLCOOL, desenvolveu-se por volta de 1975, justamente em virtude do problema relacionado ao déficit de derivados de petróleo. No decorrer dos anos, outros programas se estabeleceram no Brasil: o PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica) e o CONPET (Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e do Gás Natural), além da Lei de Eficiência Energética e de ações institucionais de relevada importância, como a obrigação contratual das empresas distribuidoras de energia elétrica de investir um percentual de sua receita em Programas de Eficiência Energética (PEE).

A Figura 18.8 apresenta um breve histórico com os principais acontecimentos e marcos legais que influenciaram o desenvolvimento de iniciativas e programas para a aplicação de práticas voltadas para o uso eficiente de energia no Brasil.

1973	1º choque do petróleo
1975	1º Seminário, realizado em Brasília, com apoio do MME
1979	2º choque do petróleo
1982	Programa de Mobilização Energética (diretrizes para eficiência energética)
1984 	A partir de um protocolo firmado pelo governo (MDIC) com a indústria (ABINEE), foi criado o Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE , coordenado pelo INMETRO
1985 	Foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL , vinculado ao MME e com a coordenação executiva da Eletrobrás
1991 	Foi criado o Programa Nacional de Conservação de Petróleo e Derivados – CONPET , também vinculado ao MME e com a coordenação executiva da Petrobras
1998 	Criado um programa (compulsório) de investimento em eficiência energética pelas concessionárias de energia elétrica (programa anual coordenado pela ANEEL, inicialmente correspondendo a 1% do faturamento líquido das distribuidoras)
2001	Promulgada a Lei nº 10.295 , sobre Política de Eficiência Energética, determinando que grupos de trabalhos técnicos estabeleceriam um nível máximo de consumo específico de energia para equipamentos fabricados ou comercializados no país Motores elétricos e lâmpadas eficientes já regulamentados Em fase de regulamentação: refrigeradores, condicionadores de ar, fornos, fogões e aquecedores a gás
2004 	Promulgada a Lei nº 10.847 , que autorizou a criação da EPE e definiu-lhe competência para: art. 4º (...) XV - promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética ; XVI - promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia , podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
2004	Promulgada a Lei nº 10.848 , sobre a comercialização de energia elétrica, introduzindo novas oportunidades para geração distribuída e cogeração (comercialização com as concessionárias)

Figura 18.8: Linha do tempo eficiência energética no Brasil.

O Programa de Eficiência Energética conduzido pela agência reguladora se baseia em um contrato de concessão firmado pelas empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com a ANEEL, estabelecendo obrigações e encargos perante o poder concedente. Uma dessas obrigações consiste em aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,5% de sua receita operacional líquida em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, o que consiste no Programa de Eficiência Energética das Empresas de Distribuição - PEE. Para o cumprimento dessa obrigação as concessionárias devem apresentar à ANEEL, a qualquer tempo, por meio de arquivos eletrônicos, projetos de Eficiência Energética e Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, observadas as diretrizes estabelecidas para a sua elaboração.

A partir de 1985, o Brasil começou a implantar o PBE (Programa Brasileiro de Etiquetagem), ação estrutural de destaque baseada em experiências internacionais de sucesso, que visa ao estabelecimento de padrões e etiquetas de eficiência energética dos equipamentos, de forma voluntária ou compulsória. A outorga do Selo PROCEL de Economia de Energia, por exemplo, contribuiu para a melhoria do rendimento energético de materiais e equipamentos elétricos e capacitou tecnologicamente centros de pesquisa e laboratórios. Ao se comparar a realidade atual com o cenário de 20 anos atrás, quando o PROCEL foi instituído, não é difícil reconhecer como a situação evoluiu e que diversas barreiras foram removidas. A Tabela 18.5 apresenta os resultados obtidos pelo PROCEL entre 1986 e 2005. Com efeito, hoje são ofertadas no mercado inúmeras tecnologias eficientes, a preços bastante atrativos. Para isso, foi fundamental o papel desempenhado pela etiquetagem e pelos prêmios, que ajudaram a divulgar as alternativas eficientes. A rede de laboratórios, hoje fortalecida e mais capacitada, provê os serviços necessários à garantia da qualidade dos produtos e à segurança dos consumidores, reconhecidas por meio de etiquetas e selos credibilizados pelas marcas do INMETRO, CONPET e PROCEL. Atualmente, os consumidores brasileiros, ainda relativamente mobilizados pela memória residual da crise energética de 2001, permanecem sensíveis ao custo da energia e à ameaça do desabastecimento.

Tabela 18.5: Resultados obtidos pelo PROCEL 1986-2005.⁵

	1986/2001 ^(b)	2002	2003	2004	2005
Investimentos Procel (R\$ milhões) ^(a)	231,9	6,0	14,2	27,2	37,2
Investimentos RGR (R\$ milhões)	350,9	36,0	25,1	54,0	44,6
Investimentos GEF (R\$ milhões)	-	0,4	1,7	13,0	16,2
Investimentos Totais (R\$ mil)	582,8	42,3	41,0	94,2	98,0
Energia Economizada (GWh/ano)	14.135	1.270	1.817	2.373	2.158
Usina Equivalente (MW) ^(c)	3.292	305	436	569	518
Redução de Demanda na Ponta (MW)	3.871	309	453	622	585
Investimento Postergado (R\$ milhões)	7.307	1.339	2.007	2.492	1.786

Tendo em vista todas as conquistas e os resultados já obtidos por meio dos Programas Nacionais de Eficiência Energética, a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), por meio do PNE 2020, faz referência à necessidade de uma Política bem consolidada de Eficiência Energética no Brasil, que, já em grande parte implícita nas ações desenvolvidas, deve propiciar um avanço significativo na mobilização e nas ações dos diversos agentes econômicos que devem participar desse esforço nacional. Atualmente o Brasil encontra-se frente a um cenário extremamente favorável ao fortalecimento do mercado de eficiência energética, dispondo de um imenso potencial a

ser explorado, porém este mercado e este potencial não parecem estar se concretizando na prática. Portanto, o grande desafio, hoje, é tornar sustentável o mercado e a atividade empresarial da eficiência energética no Brasil.

Outro grande marco quanto a mecanismos de controle para a manutenção de eficiência energética no Brasil foram as medidas de racionamento adotadas em 2001 e 2002, que contribuíram para a redução do consumo residencial e revelaram que ainda há um grande potencial de eficiência energética em todos os setores de consumo, e que é fundamental se ter uma política de eficiência energética estruturada.

O cálculo do potencial de economia de energia é realizado com base na energia perdida, que pode ser obtida a partir dos Rendimentos Energéticos correntes e de referência, aliados à transformação de cada insumo energético e de cada uso final.

18.9 Referências

1. PANESI, A. R. Q. **Fundamentos de Eficiência Energética**. Ed. Ensino Profissional. São Paulo, 2006.
2. SANTOS, A.H.M. et al. **Conservação de energia: eficiência energética de equipamentos e instalações**. 3. ed. Itajubá: FUPAI, 2006.
3. FRANÇA, A. F. R. T., CASEIRO, L. P. V. C. **Cogeração e Trigerção**. Disponível em: <<http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Trigeracao.pdf>>. Acesso em: 23 de ago. 2011.
4. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional (BEN) e Balanço de Energia útil (BEU)**. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 24 de ago. 2011.
5. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Plano Decenal de Energia - PDE 2019**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em 25 de ago. 2011.
6. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Plano Nacional de Energia - PNE 2030**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pne/forms/empreendimento.aspx>>. Acesso em 25 de ago. 2011.
7. OSRAM. **Manual Prático de Luminotécnica**. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/7086192/Manual-de-Luminotecnica-Osram>>. Acesso em: 29 de ago. 2011.
8. MARQUES, M. C.S. **Eficiência Energética: teoria & prática**. Itajubá, FUPAI, 2007.
9. WORLD ENERGY COUNCIL. **Energy Efficiency Policies around the World: Review and Evaluation**. Disponível em: <http://www.worldenergy.org/documents/energyefficiency_final_online.pdf>. Acesso em: 15 de ago. 2011.

19 GASES DE EFEITO ESTUFA

Na Tabela 19.1, são apresentados os principais gases de efeito estufa (GEE) e seu potencial de causar aquecimento global em comparação com o gás carbônico.

Tabela 19.1: Principais gases do efeito estufa (GEE) ¹

Nome do gás	Fórmula química	Tempo de vida no ar (anos)	Potencial de aquecimento global em um dado horizonte de tempo		
			20 anos	100 anos	500 anos
Dióxido de carbono	CO ₂	n.d.	1	1	1
Metano	CH ₄	12	72	25	7.6
Óxido nitroso	N ₂ O	114	289	298	153
CFC-12	CCl ₂ F ₂	100	11 000	10 900	5 200
HCFC-22	CHClF ₂	12	5 160	1 810	549
Tetrafluormetano	CF ₄	50 000	5 210	7 390	11 200
Hexafluoretano	C ₂ F ₆	10 000	8 630	12 200	18 200
Hexafluoreto de enxofre	SF ₆	3 200	16 300	22 800	32 600
Trifluoreto de nitrogênio	NF ₃	740	12 300	17 200	20 700

n.d.: não determinado

O problema está no fato de que as atividades humanas, particularmente a produção de energia via combustíveis fósseis, geram os GEEs e intensificam esse processo natural, levando o planeta a se aquecer mais do que aconteceria em condições normais. É possível ver, na Figura 19.1 seguinte, a emissão de gás carbônico por energia consumida nos países do mundo, o que mostra o quão sujas ou limpas são as matrizes energéticas desses países.

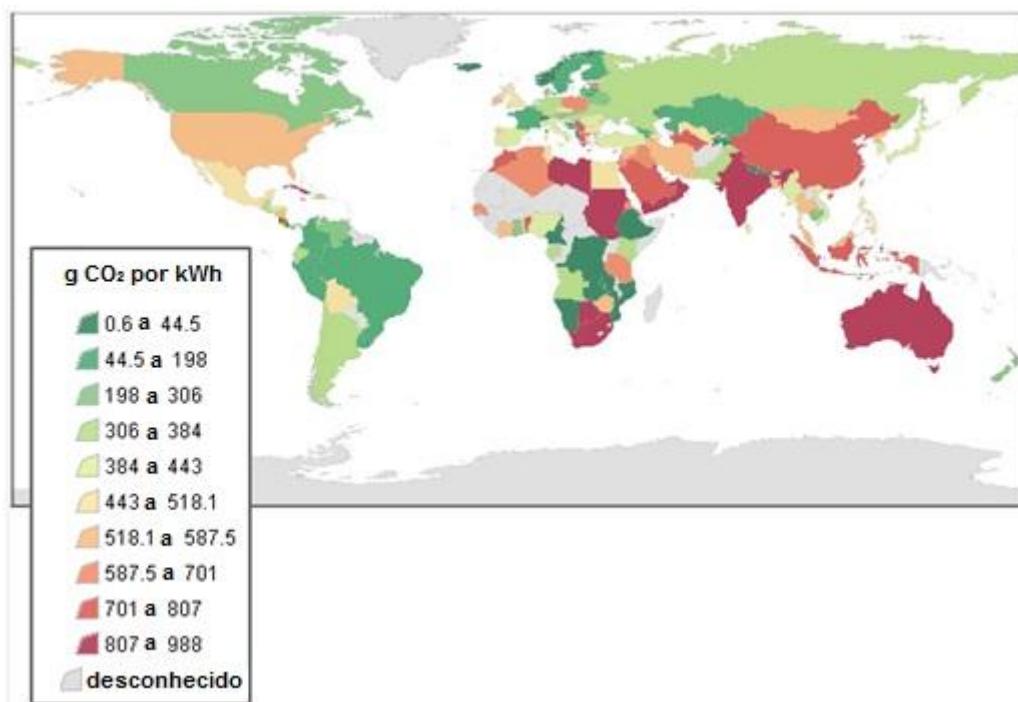


Figura 19.1: Emissões de gases-estufa por kWh de energia (elétrica e calorífica) consumida no mundo.²

19.1 Alternativas energéticas e suas emissões de CO₂

Alternativa energética é o nome dado a cada uma das formas de produção de energia que não podem ser vistas como tradicionais em um dado local e em uma dada época. No contexto atual, alternativas energéticas são aquelas que começaram a ganhar força depois das crises do petróleo, em 1970. Elas têm como pretensão diminuir a dependência da humanidade pelo petróleo, em curto prazo, e substituí-lo, em longo prazo.

Não há uma alternativa energética completamente livre de emissões de gases-estufa, ainda que não envolva a combustão de materiais carbônicos. Uma vez que o petróleo ainda é usado no setor de transportes, qualquer maneira de se gerar energia terá emissões relacionadas à construção da usina e à fabricação do dispositivo gerador. Além disso, em uma análise envolvendo toda a vida útil do dispositivo, haverá as emissões relacionadas à manutenção e a operação deste. Essa análise culmina em um número chamado “fator de emissão”. Tipicamente, o fator de emissão é dado em massa de gás carbônico (ou em massa de carbono, em alguns casos) por uma unidade de energia (como kWh) ou de distância (como km), dependendo da necessidade de comparação. A Figura 19.2 provê uma visão geral das emissões de gases-estufa pelas diversas formas de produção de energia, para uma comparação entre elas. Dentro de cada alternativa, há a diferenciação entre tecnologias mais antigas e mais atuais. O fator de emissão utilizado está em g C_{eq}/kWh. A figura ainda fornece a diferenciação entre as emissões “de chaminé”, ou seja, associadas estritamente à geração, e as de outras etapas da cadeia produtiva da energia.

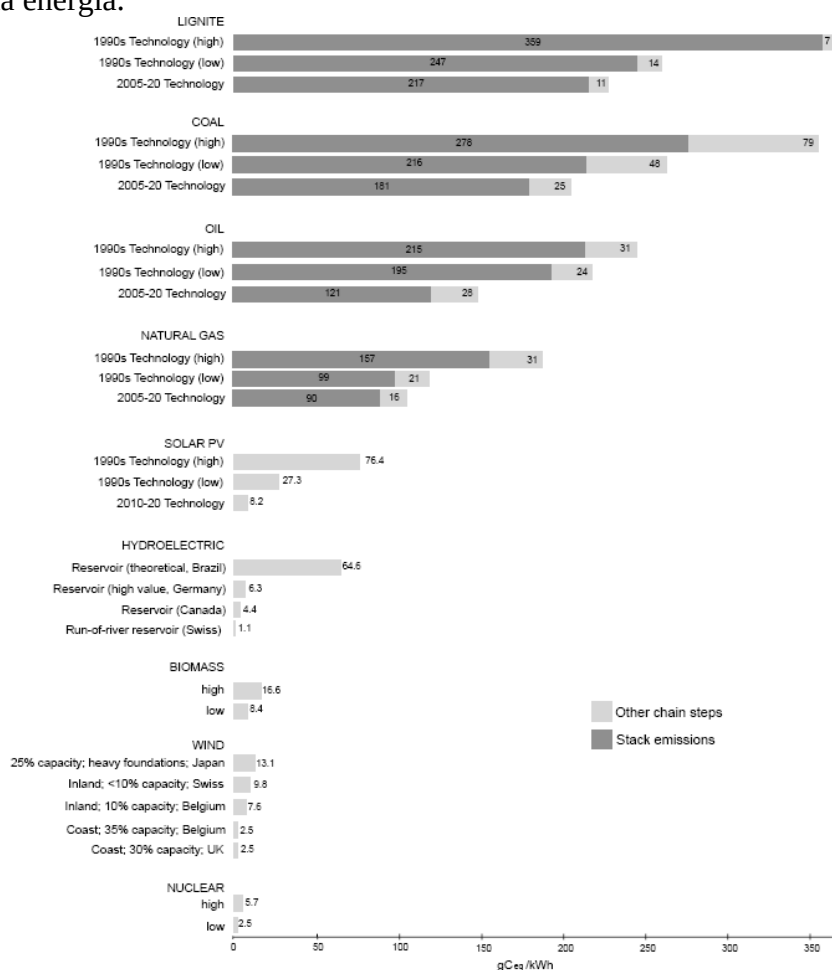


Figura 19.2: Comparação entre as emissões de gases-estufa de formas de produção de energia.³

19.2. As empresas participantes do Dow Jones e suas emissões

O índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI) existe desde 1999, como uma forma de apontar as empresas líderes de sustentabilidade no mundo, e leva em conta fatores econômicos, sociais e ambientais. As informações são obtidas com a companhia SAM (*Sustainable Asset Management*). As empresas submetem voluntariamente suas informações para que a SAM as ordene por sustentabilidade e a equipe do Dow Jones usa essa ordenação para o cálculo do seu índice.⁴

Entre os fatores ambientais avaliados pelo DJSI, estão as emissões de gases-estufa. Foram levantados os dados de emissão das empresas do DJSI do setor de utilidade pública e de energia (inclui empresas de petróleo, gás natural e alternativas energéticas). Os dados foram obtidos do projeto CARMA (*Carbon Monitoring for Action*) e do CDP (*Carbon Disclosure Project*).

O projeto CARMA é uma base de dados que contém informação de mais de 50.000 usinas e mais de 4.000 companhias de energia ao redor do mundo. Ele é financiado pela Iniciativa de Confronto das Mudanças Climáticas, que faz parte do CGDev (*Center for Global Development*). Os dados que eles possuem são de 2007, obtidos da EPA (*Environmental Protection Agency*) das empresas dos EUA, de relatórios de emissão de empresas do Canadá, da União Europeia e da Índia. Quando não puderam obter os dados, estes foram estimados com o uso de modelos estatísticos.

Já o CDP é um relatório que contém as estatísticas de emissões de uma amostra de 500 grandes empresas ao redor do mundo. O relatório conta com uma tabela contendo as emissões informadas de todas as empresas, quando elas permitem a publicação dessas emissões. Os dados do CDP são de 2009.

As emissões absolutas foram retiradas do projeto CDP por estarem mais atualizados, mas a comparação gráfica entre as empresas de utilidade pública foi feita com base nos dados do CARMA. Isso porque, embora os números absolutos estejam defasados, as posições relativas das empresas não mudaram muito em relação ao momento presente. Na Tabela 19.2, é apresentada a emissão das empresas que compõem o índice DJSI.

Tabela 19.2: Emissões de gases-estufa de cada empresa de utilidade pública e de energia participante do índice Dow Jones, segundo o projeto CDP.

Companhia	País	Emissões totais (t) - CDP
AGL Energy Ltd.	Austrália	- ¹
AMEC PLC	Reino Unido	-
BG Group PLC	Reino Unido	8843443
BP PLC	Reino Unido	70630000
Centrica PLC	Reino Unido	11.103.697
Companhia Energética de Minas Gerais-CEMIG	Brasil	-
E.ON AG	Alemanha	158.837.794
EDP-Energias de Portugal S.A. (EDP Produção)	Portugal	21.384.671
El Paso Corp.	Estados Unidos	-
Enagas S.A.	Espanha	-
EnCana Corp.	Canadá	10917978
Endesa S.A.	Espanha	-
Enel S.p.A.	Itália	109.862.979
ENI S.p.A.	Itália	66200812
Entergy Corp.	Estados Unidos	48.891.292
Fortum Oyj (Power and Heat)	Finlândia	17.903.090
Gamesa Corporacion Tecnologica S.A.	Espanha	-
Gas Natural SDG S.A.	Espanha	x ²
Iberdrola S.A.	Espanha	44.918.783
Neste Oil Oyj	Finlândia	-
Noble Corp.	Estados Unidos	-
Petroleo Brasileiro S/A Pref	Brasil	x
PG&E Corp.	Estados Unidos	3.439.406
Red Electrica Corp. S.A.	Espanha	-
Repsol YPF S.A.	Espanha	28570000
Royal Dutch Shell PLC A	Reino Unido	85.000.000
RWE AG	Alemanha	247.180.000
Sasol Ltd.	África do Sul	72680000
Schlumberger Ltd.	Estados Unidos	1890000
Snam Rete Gas S.p.A.	Itália	1.478.335
Statoil ASA (Hydro)	Noruega	15300000
Technip S.A.	França	-
TERNA S.p.A.	Itália	-
Total S.A.	França	61400000
TransCanada Corp.	Canadá	x
United Utilities Group PLC	Reino Unido	-
Veolia Environnement S.A.	França	47.169.060
Woodside Petroleum Ltd.	Austrália	x

OBS: ¹ Não participou da amostragem. ² Não respondeu/dado não público.

A matriz energética das empresas do Dow Jones também foi fornecida pelo CARMA, para proporcionar uma correlação entre a matriz e as emissões é apresentada na Tabela 19.3.

Tabela 19.3: Matriz energética de cada empresa de utilidade pública participante do índice Dow Jones.

Companhia	% Fóssil	% Hidráulica	% Nuclear	% Outras renováveis
AGL Energy Ltd.	94,84	4,77	0	0
Centrica PLC	79,96	0	0	20,04
Companhia Energética de Minas Gerais-CEMIG Pr*	0,77	99,17	0	0,06
E.ON AG	99,41	0,59	0	0
EDP-Energias de Portugal S.A. (EDP Produção)	75,96	24,04	0	0
Enagas S.A.	x	x	x	X
Endesa S.A.	13,95	2,11	0	83,94
Enel S.p.A.	77,82	16,04	0	3,12
Entergy Corp.	40,36	0,31	58,01	1,32
Fortum Oyj (Power and Heat)	33,19	16,15	40,13	6,43
Gas Natural SDG S.A.	x	x	x	x
Iberdrola S.A.	59,36	18	14,84	7,8
PG&E Corp.	1,96	40,72	57,36	0
Red Electrica Corp. S.A.	x	x	x	x
RWE AG	85,69	0,23	10,68	1,75
Snam Rete Gas S.p.A.	x	x	x	x
TERNA S.p.A.	x	x	x	x
United Utilities Group PLC	x	x	x	x
Veolia Environnement S.A.	x	x	x	x

* Do Relatório de Sustentabilidade da empresa (2009).

A comparação entre as empresas que participaram do projeto CARMA foi feita em três instâncias: emissões, em toneladas curtas (US ton), energia gerada (em MWh) e em intensidade (em libras de CO₂ por MWh). Pela Figura 19.3, percebe-se que as que possuem o maior fator de emissão são aquelas que têm a matriz com maior participação de fósseis. Na Figura 19.4, é apresentada a matriz das empresas de utilidade pública.

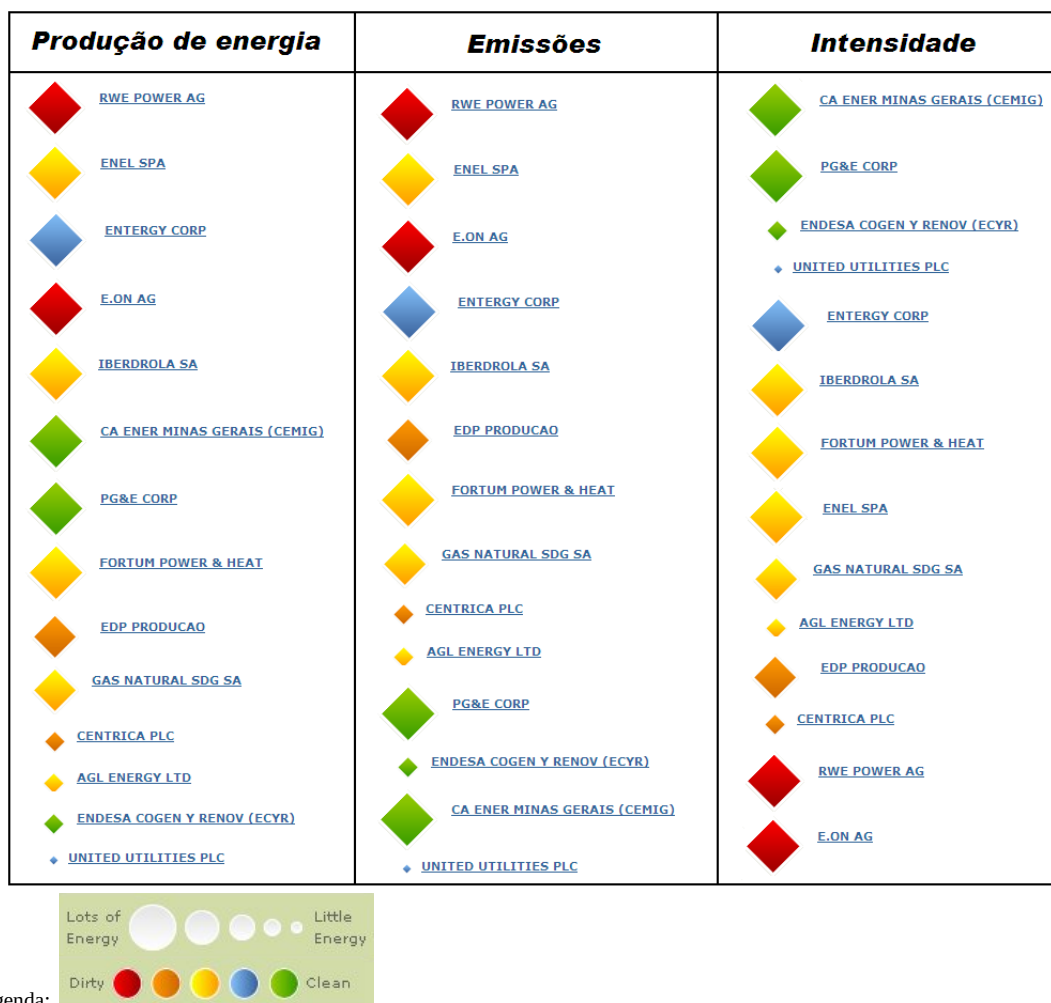


Figura 19.3: Quadro comparativo entre algumas empresas de utilidade pública participantes do Dow Jones, dados fornecidos pelo CARMA.

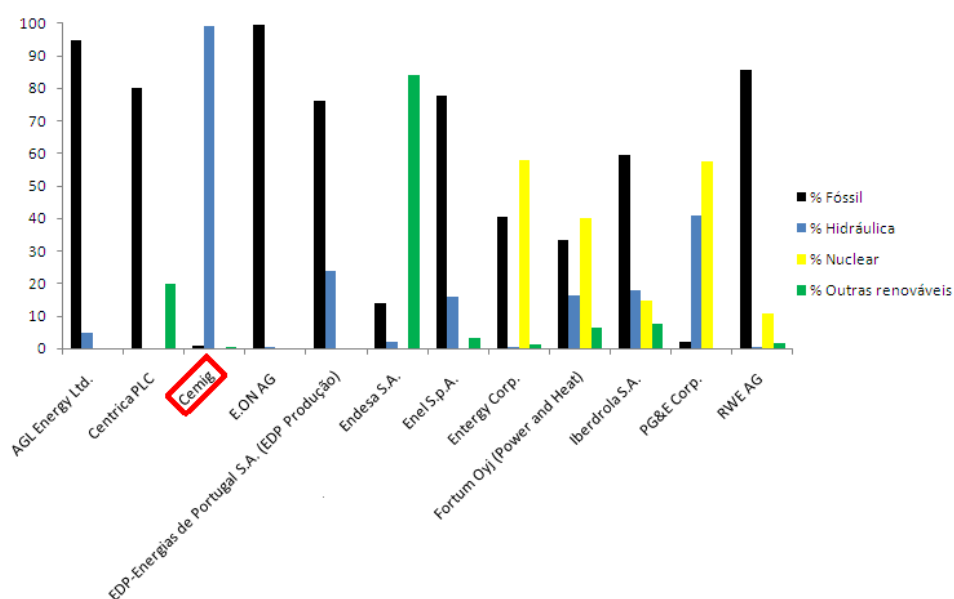


Figura 19.4: Matriz energética de algumas das empresas de utilidade pública participantes do Dow Jones.

19.3 O planejamento de energia do Brasil

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão subordinado ao Ministério de Minas e Energia (MME), é a responsável pela divulgação do Plano Decenal de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE). O PDE mostra o que já foi contratado e o que está sendo planejado em termos da matriz energética do país para os próximos dez anos (o atual é o plano de 2019), e o PNE estuda as alternativas de crescimento da produção de energia no país até 2030.

De acordo com o PDE, a energia elétrica do Brasil expandirá, até 2019, principalmente graças à hidreletricidade e às fontes alternativas (solar, eólica, marinha e hidrogênio). De acordo com o texto do PDE, a escolha do Brasil é crescer em produção de energia de maneira “limpa”. Apenas até 2013, há a previsão de construção de termelétricas alimentadas por fontes fósseis, e uma usina nuclear está contemplada para entrar em funcionamento em 2015. Dos R\$951 bilhões de investimentos previstos, os dois setores que receberão a maior quantidade são o de petróleo e gás natural, com R\$672 bilhões, e o de eletricidade, com R\$214 bilhões. Dentro do setor de energia elétrica, R\$175 bilhões se destinam à geração e o restante, à transmissão.⁵ A Figura 19.5 indica a expansão esperada para o sistema elétrico brasileiro. Na Figura 19.6, pode-se observar a previsão da configuração do sistema elétrico em 2019.

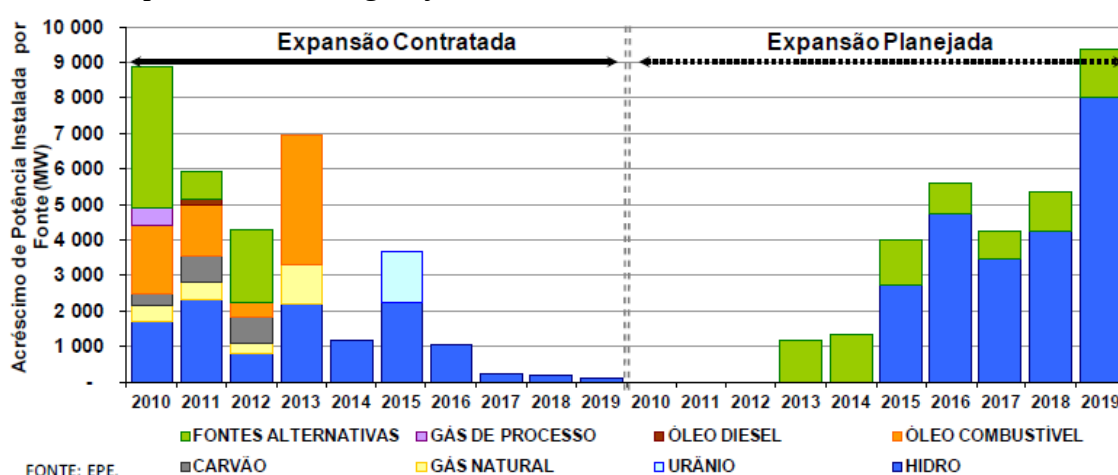


Figura 19.5: Expansão das fontes de energia elétrica do Brasil, já contratada e planejada, até 2019.

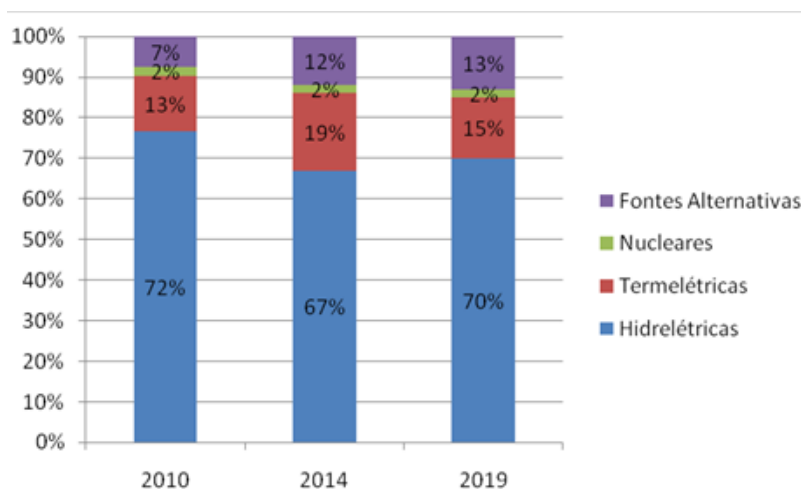


Figura 19.6: Composição do parque gerador de eletricidade previsto pelo PDE (2010, 2014 e 2019).⁶

O PDE não aposta em uma matriz energética diferente da atual para os próximos 10 anos, assim como o PNE 2030 e conforme indicado na Figura 19.7. Isso reflete a tentativa do Brasil de se manter entre os países de matriz energética mais limpa e, ao mesmo tempo, crescer economicamente. Como se pode ver nos gráficos, a mudança na matriz é relativamente pequena, não alterando muito o percentual das energias renováveis em comparação às não-renováveis. No campo da eletricidade, em 2030, a hidreletricidade continua dominante, com aumento expressivo de outras fontes renováveis.

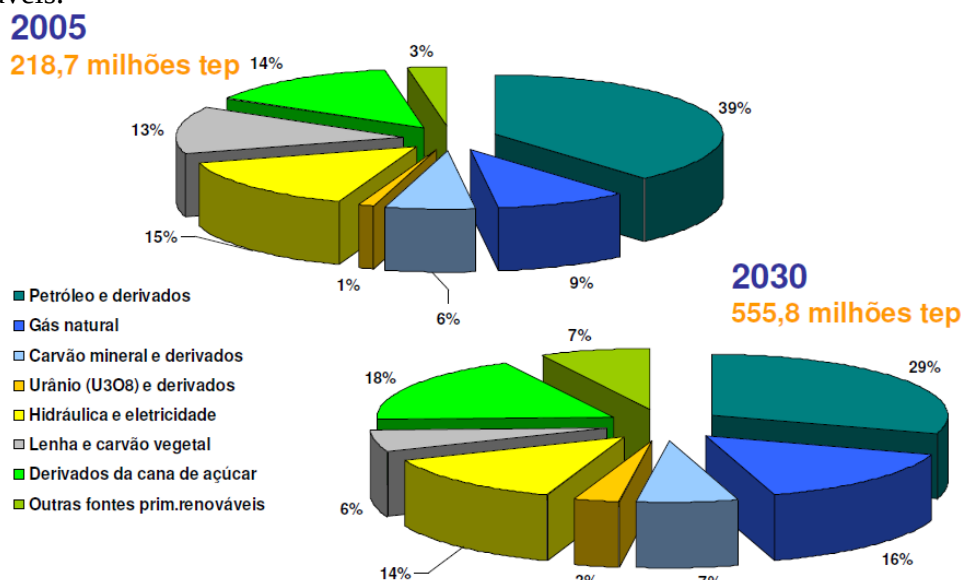


Figura 19.7: Matriz energética brasileira em 2005 e em 2030.⁷

19.4. Considerações finais

A Cemig possui uma posição invejável em termos de emissões de gás carbônico, sendo a que menos emite de todas as participantes do Dow Jones. Isso significa que há um grande espaço para a diversificação de suas fontes sem que signifique sua exclusão do índice. A Iberdrola é um exemplo de empresa de energia com a matriz bem diversificada (59,36% fóssil, 18% hidráulica, 14,84% renovável e 7,8% de outras renováveis), e que é considerada sustentável pelos critérios do Dow Jones.

Para o futuro, a viabilização cada vez maior das energias renováveis pode permitir que elas tenham participação cada vez maior no planejamento nacional de energia. As oportunidades que já existem podem ser ampliadas ainda mais rápido, se houver interesse das concessionárias em investir nisso.

19.5 Referências

- 1 FORSTER, P., RAMASWAMY, V. (Coord.). **Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing**. Disponível em: <<http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-chapter2.pdf>>. Acesso em: 17 de ago. 2011.
- 2 GREEN RHINO ENERGY. **Carbon Emissions and Electricity Consumption around the world**. Disponível em: <http://www.greenrhinoenergy.com/climatechange/carbon_management/emissions_map.php>. Acesso em: 23 de jul. 2011.
- 3 SPADARO, J.; LANGLOIS, L.; HAMILTON, B. **Greenhouse gas emissions of electricity generation chains - assessing the difference**. Disponível em: <<http://www.iaea.org/Publications/Magazines/Bulletin/Bull422/article4.pdf>>. Acesso em: 22 de ago. 2011.

- 4 DOW JONES SUSTAINABILITY INDEXES. **Annual Review**. Disponível em: <<http://www.sustainability-index.com/>>. Acesso em: 10 de ago. 2011.
- 5 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Plano Decenal de Energia - PDE 2019**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em 25 de ago. 2011.
- 6 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Plano Nacional de Energia - PNE 2030**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pne/forms/empreendimento.aspx>>. Acesso em 25 de ago. 2011

20 LEGISLAÇÃO E ASPECTOS REGULATÓRIOS EM ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

As preocupações levantadas com a crise do petróleo e com o aquecimento global levaram o mundo a voltar os olhos para formas alternativas de produção de energia. As menores emissões de gás carbônico apresentadas por essas alternativas e o fato de serem renováveis são ecologicamente atraentes no presente. Além disso, a diminuição da dependência do petróleo – e, conseqüentemente, dos países onde estão suas reservas – é uma perspectiva interessante, que justifica o investimento nas fontes alternativas de energia¹.

Todos esses fatores fizeram com que muitos países não só regulamentassem o uso das fontes alternativas, como também criassem políticas de incentivo ao desenvolvimento e à produção das alternativas energéticas renováveis. Neste levantamento, foram encontrados 41 países desenvolvidos e 40 países em desenvolvimento que apresentam tais políticas, sendo que a mais comum é a fixação de uma tarifa para a venda da energia elétrica vinda de fontes renováveis.

Existem vários tipos de política de incentivo às energias renováveis que um país pode adotar. As legislações podem cair em uma das dez categorias a seguir:

- **Feed-in tariff:** política de incentivo às fontes renováveis que garante a seus produtores acesso à rede e fixa um preço para a venda da energia. Algumas vezes, a tarifa é fixa, em outras, um bônus fixo é adicionado à tarifa.
- **RPS (Renewable Portfolio Standard):** uma porcentagem mínima da geração vendida ou capacidade instalada de empresas de utilidade é fixada por norma para que seja providenciada por energias alternativas. Essas empresas precisam assegurar que essa meta seja alcançada por algum mecanismo.
- **Subsídios ao consumidor:** pagamentos em uma parcela feitos pelo governo ou pela companhia de utilidades para cobrir uma porcentagem dos custos de capital de um investimento. Por exemplo, na instalação de um sistema solar térmico ou fotovoltaico.
- **Isenção dos impostos de vendas, de energia, especiais de consumo ou redução de imposto sobre o valor acrescentado (VAT).**
- **Certificados de energias alternativas negociáveis (RECs):** certificam a produção de uma unidade de energia renovável. Podem ser vendidos a empresas que não alcançam sua cota estabelecida pela RPS ou para consumidores que queiram voluntariamente adquirir energia renovável.
- **Medição líquida:** permite que consumidores que produzem sua própria energia paguem apenas pela energia entregue pela empresa de utilidade. Caso sua produção seja maior que o consumo, o consumidor pode ser pago por isso. Se há dois medidores envolvidos, essa modalidade é chamada “faturamento líquido”.
- **Crédito de impostos de investimento ou produção:** permite a restituição total ou parcial de investimentos em renováveis e custos de produção, graças à dedução em impostos.
- **Licitação pública competitiva.**
- **Investimentos públicos, empréstimos e financiamentos.**
- **Meta de energias renováveis:** compromisso, plano ou meta assumido por um país para que ele alcance determinada porcentagem de renováveis na matriz energética em determinado tempo. Podem ser legisladas ou determinadas por agências regulatórias e/ou ministérios.

Ao longo dos anos, a energia que mais se beneficiou dessas políticas foi a eólica, experimentando um enorme barateamento nos últimos anos. Outras que também se desenvolveram favoravelmente foram a solar fotovoltaica, a biomassa e as PCHs.

As Tabelas 20.1-20.2, a seguir, mostram os tipos de legislação acima descritos por país.

Tabela 20.1: Políticas de promoção das Energias Renováveis.²

Country	Feed-in tariff	Renewable Portfolio Standard/quota	Capital subsidies, grants, rebates	Investment or other tax credits	Sales tax, energy tax, excise tax, or VAT reduction	Tradable RE certificates	Energy production payments or tax credits	Net metering	Public investment, loans, or financing	Public competitive bidding
EU-27										
Austria	X		X	X		X			X	
Belgium		(*)	X	X	X	X		X		
Bulgaria	X		X						X	
Cyprus	X		X							
Czech Republic	X		X	X	X	X		X		
Denmark	X		X	X	X	X		X	X	X
Estonia	X		X		X		X			
Finland	X		X		X	X	X			
France	X		X	X	X	X			X	X
Germany	X		X	X	X			X	X	
Greece	X		X	X				X	X	
Hungary	X		X	X	X				X	X
Ireland	X		X	X		X				X
Italy	X	X	X	X	X	X		X	X	
Latvia	X				X				X	X
Lithuania	X		X	X	X				X	
Luxembourg	X		X	X	X					
Malta			X		X			X		
Netherlands			X	X	X	X	X			
Poland		X	X		X	X			X	X
Portugal	X		X	X	X				X	X
Romania		X			X	X			X	
Slovakia	X			X	X				X	
Slovenia	X		X	X	X	X			X	X
Spain	X		X	X	X	X			X	
Sweden		X	X	X	X	X	X		X	
United Kingdom	X	X	X		X	X			X	
Other Developed/Transition Countries										
Australia	(*)	X	X			X			X	
Belarus									X	
Canada	(*)	(*)	X	X	X			X	X	X
Israel	X				X					X
Japan	X	X	X	X		X		X	X	
Macedonia	X									
New Zealand			X						X	
Norway			X		X	X			X	
Russia			X			X				
Serbia	X									
South Korea	X		X	X	X				X	
Switzerland	X		X		X					
Ukraine	X									
United States	(*)	(*)	X	X	(*)	(*)	X	(*)	(*)	(*)

Tabela 20.2: Políticas de promoção das Energias Renováveis – continuação.²

Country	Feed-in tariff	Renewable Portfolio Standard/quota	Capital subsidies, grants, rebates	Investment or other tax credits	Sales tax, energy tax, excise tax, or VAT reduction	Tradable RE certificates	Energy production payments or tax credits	Net metering	Public investment, loans, or financing	Public competitive bidding
Developing Countries										
Algeria	X			X	X					
Argentina	X		X	(*)	X		X		X	X
Bolivia					X					
Brazil				X					X	X
Chile		X	X	X	X				X	X
China	X	X	X	X	X		X		X	X
Costa Rica							X			
Dominican Republic	X		X	X	X					
Ecuador	X			X						
Egypt					X					X
El Salvador				X	X				X	
Ethiopia					X					
Ghana			X		X				X	
Guatemala				X	X					
India	(*)	(*)	X	X	X	X	X		X	
Indonesia	X			X	X					
Iran				X			X			
Jordan					X			X	X	
Kenya	X			X						
Malaysia									X	
Mauritius			X							
Mexico				X				X	X	X
Mongolia	X									X
Morocco				X	X				X	
Nicaragua	X			X	X					
Pakistan	X							X		
Palestinian Territories					X					
Panama							X			
Peru				X	X		X			X
Philippines	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Rwanda									X	
South Africa	X		X		X				X	X
Sri Lanka	X									
Tanzania	X		X		X					
Thailand	X				X				X	
Tunisia			X		X				X	
Turkey	X		X							
Uganda	X		X		X				X	
Uruguay		X								X
Zambia					X					

Notes: Entries with an asterisk (*) mean that some states/provinces within these countries have state/province-level policies but there is no national-level policy. Only enacted policies are included in table; however, for some policies shown, implementing regulations may not yet be developed or effective, leading to lack of implementation or impacts. Policies known to be discontinued have been omitted. Many feed-in policies are limited in scope or technology. Some policies shown may apply to other markets beside power generation, for example solar hot water and biofuels. Sources: See Endnote 235.

Contabilizando as políticas, é possível a construção da Tabela 20.3, onde se vê que a política mais comum é constituída pela isenção de impostos, os subsídios e as tarifas de alimentação. Pode-se perceber que o Governo geralmente tem papel importante na promoção das energias renováveis, já que também é alto o número de países que se utilizam de investimentos públicos no setor.

Como exemplo, todos os países da União Europeia (UE) possuem metas de crescimento da participação de renováveis em sua matriz. A combinação das políticas

apresentadas tem a missão de fazer com que a UE venha a dobrar sua geração de Renováveis até 2020, como pode ser visto na Figura 20.1.

Tabela 20.3: Contagem das políticas de promoção das Energias Renováveis.²

Políticas	Número de países
Tarifa de alimentação	45
RPS	11
Subsídios capitais ou subsídios ao consumidor	46
Crédito de impostos de investimento	39
Isenção dos impostos de vendas, de energia, especiais de consumo ou redução de imposto sobre o valor acrescentado	55
Certificados de energias alternativas negociáveis (RECs)	20
Medição de líquidos	13
Crédito de impostos de produção	13
Licitação pública competitiva	21
Investimentos públicos, empréstimos e financiamentos	42

Fonte: Elaboração própria.

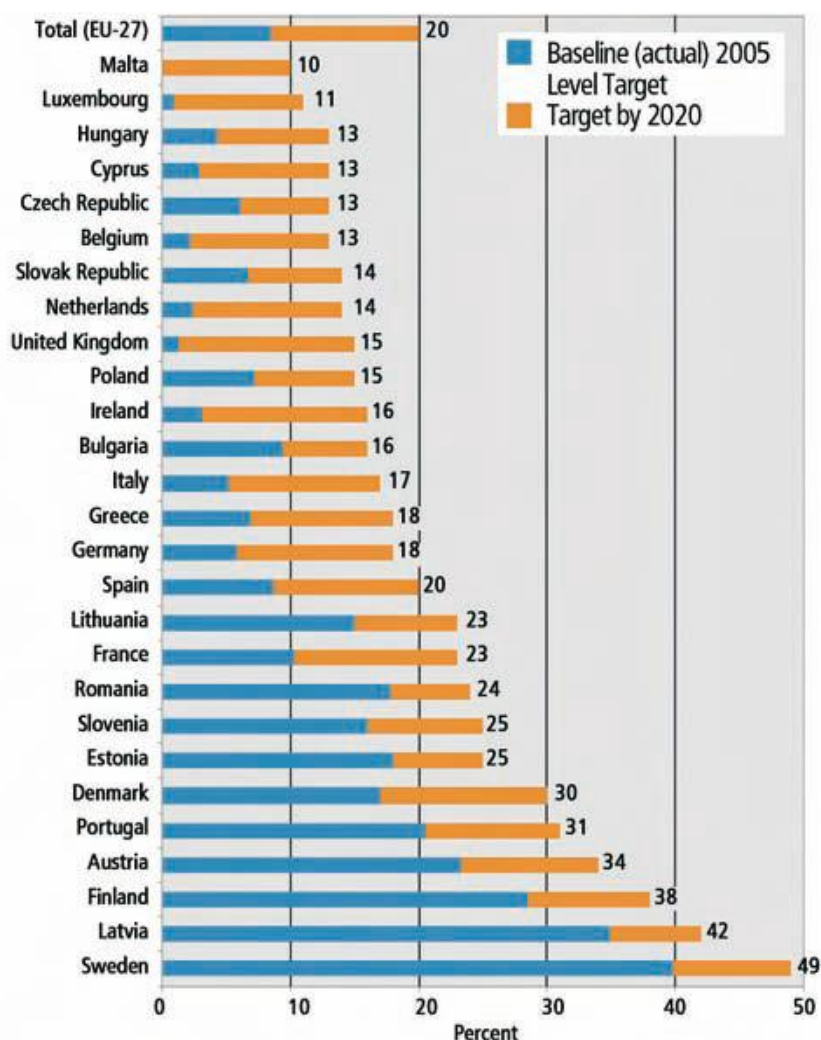


Figura 20.1: Metas de participação das Energias Alternativas na União Europeia até 2020.²

20.1 Legislação brasileira

As alternativas energéticas foram regulamentadas pela primeira vez em 2002, com o artigo 3º da Lei 10.438, de 26.4.2002, que criou o PROINFA³ – Programa de

Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. O programa prevê regulamentação para as energias da biomassa, eólica e PCHs. A energia solar fotovoltaica não é contemplada, por seu alto custo de integração à rede e pouco desenvolvimento nacional da tecnologia.

A lei foi regulamentada pelos Decretos 4.541, de 23.12.2002 e 5.025, de 30.03.2004. A princípio, previa que o PROINFA ocorreria em duas etapas. Na primeira, a Eletrobrás contrataria, até junho de 2004, 3300 MW de energia elétrica das fontes renováveis citadas (1100 MW de cada), com o princípio de funcionamento previsto para até dezembro de 2006. A Lei nº 11.075, de 2004, prorrogou esse prazo até dezembro de 2008. A duração do contrato é de vinte anos. Essa compra seria feita a partir de um valor econômico a ser definido pelo Poder Executivo.

Também é criada a figura do Produtor Independente Autônomo, com o objetivo de tornar o setor mais descentralizado e competitivo. Para participar do programa, esses produtores precisam ter pelo menos metade do valor do empreendimento em equipamentos nacionais. Os recursos do programa seriam conseguidos com um rateio proporcional entre os consumidores finais.

A mesma lei que criou o PROINFA criou a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, com o objetivo de garantir a competitividade das energias eólica, da biomassa, de PCHs, do carvão e do gás natural. A CDE prevê que não sejam gastos mais de 30% de recursos em uma determinada fonte, embora também não exija investimentos igualitários.

Houve um grande atraso na regulamentação da lei. Mais de um ano depois de sua publicação, o valor econômico de cada energia ainda não havia sido definido.

20.2 Biocombustíveis⁴

O órgão responsável pela regulação dos biocombustíveis é a ANP (Agência Nacional do Petróleo). O etanol também é regulado pelo Cima – Conselho Interministerial do Açúcar de Alcool.

A situação dos biocombustíveis no Brasil é bem distinta no que diz respeito ao biodiesel e ao etanol. O marco regulatório do etanol remonta ao início do programa Pró-Alcool, pelo Decreto 76.593 de 1975, enquanto o do biodiesel é recente, lançado nos anos 2000 pelo Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel – PNPB (embora haja um PROÓLEO – Programa Nacional de Produção de Óleos Vegetais para Fins Energéticos, criado pela Resolução nº 7 do Conselho Nacional de Energia e ainda vigente, apesar de inativo).

O etanol é usado como aditivo à gasolina desde 1931, com o decreto-lei nº 19.171, e correspondia por 0 a 5% do combustível. Em 1972, essa porcentagem subiu para 10 a 15%, aumentou para 20 a 25% e, atualmente, segue os limites determinados pela lei n.º 10.464, de 2002.

Quanto ao biodiesel, a Lei 11.097, de 2005, estabelece que, em até oito anos, ele esteja presente na proporção de 5% no diesel de petróleo comercializado no Brasil. Os atos legais envolvendo o biodiesel são os seguintes:

1. **Decreto de 02 julho de 2003:** institui o Grupo de Trabalho Interministerial encarregado de apresentar estudos sobre a viabilidade de utilização de óleo vegetal-biodiesel como fonte alternativa de energia, propondo, caso necessário, as ações necessárias para o uso do biodiesel.
2. **Portaria ANP 240, de 25 de agosto de 2003:** estabelece a regulamentação para a utilização de combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos não especificados no País.

3. **Decreto de 23 dezembro de 2003:** institui a Comissão Executiva Interministerial encarregada da implantação das ações direcionadas à produção e ao uso de óleo vegetal - biodiesel como fonte alternativa de energia.
4. **Lei nº 10.848, de 2004:** dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.
5. **Resolução BNDES nº 1.135/2004** - Assunto: Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Biodiesel no âmbito do Programa de Produção e Uso do Biodiesel como Fonte Alternativa de Energia.
6. **Resolução ANP nº 41 de 2004:** fica instituída a regulamentação e obrigatoriedade de autorização da ANP para o exercício da atividade de produção de biodiesel. Estabelece o que é ser um produtor de biodiesel como empresa, cooperativa ou consórcio de empresas autorizado pela ANP a exercer a atividade de produção de biodiesel, incluindo as obrigações do produtor de biodiesel.
7. **Resolução ANP nº 42, de 2004:** estabelece a especificação para a comercialização de biodiesel que poderá ser adicionado ao óleo diesel na proporção 2% em volume. Estabelece a definição do biodiesel B100 e a Portaria ANP n. 240 de 2003, que determina outras misturas para testes e uso experimental.
8. **Decreto 5.297, de 2004:** dispõe sobre os coeficientes de redução das alíquotas de contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS, incidentes na produção e na comercialização de biodiesel, sobre os termos e as condições para a utilização das alíquotas diferenciadas, e dá outras providências.
9. **Decreto 5.298, de 2004:** altera a alíquota do Imposto sobre Produtos Industrializados incidente sobre o produto que menciona.
10. **Decreto 5.296 de 2004:** define alíquotas PIS/COFINS diferenciadas e Selo Social;
11. **Lei nº 11.097, de 2005:** dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providência.
12. **Lei 11.116 de 2005:** define o modelo tributário e marcação, permitindo a identificação e a quantificação do biodiesel quando adicionado ao óleo diesel de petróleo e faz parte de um conjunto de ações destinadas a garantir a qualidade e inibir a adulteração deste produto a ser disponibilizado à sociedade em qualquer parte do território nacional (Cadernos NAE, 2005). Dispõe sobre o Registro Especial, na Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda, de produtor ou importador de biodiesel e sobre a incidência da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS sobre as receitas decorrentes da venda desse produto; altera as Leis nº 10.451, de 10 de maio de 2002, e 11.097, de 13 de janeiro de 2005; e dá outras providências.
13. **Instrução Normativa SRF nº 516, de 2005:** dispõe sobre o Registro Especial a que estão sujeitos os produtores e os importadores de biodiesel, e dá outras providências.
14. **Instrução Normativa SRF nº 526, de 2005:** dispõe sobre a opção pelos regimes de incidência da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS, de que tratam o art. 52 da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, o art. 23 da Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004, e o art. 4º da Medida Provisória nº 227, de 6 de dezembro de 2004.
15. **Decreto n. 5.448 de 2005:** determina mistura de 2% biodiesel, regulamenta o § 1º do art. 2º da Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, e dá outras providências.

- 16. Resolução CNPE n. 03/2005:** trata da redução do prazo para percentual mínimo intermediário de 2% restrito ao detentores do selo “combustível social”.
- 17. Decreto nº 5.457, de 2005:** reduz as alíquotas da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre a importação e a comercialização de biodiesel.
- 18. Instrução Normativa MDA nº 01, de 2005:** dispõe sobre os critérios e procedimentos relativos à concessão de uso do selo combustível social.
- 19. Instrução Normativa MDA nº 02, de 2005:** dispõe sobre os critérios e procedimentos relativos ao enquadramento de projetos de produção de biodiesel ao selo combustível social.
- 20. Portaria MME 483, de 2005:** estabelece as diretrizes para a realização pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP de leilões públicos de aquisição de biodiesel de que trata o art. 3º, da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 3, de 23 de setembro de 2005.
- 21. Portaria MME n. 483/2005:** estabelece diretrizes para realização de leilões pela ANP de aquisição de biodiesel.
- 22. Resolução ANP n. 31/2005:** estabelece regras e condições dos leilões públicos de aquisição de biodiesel.
- 23. Resolução ANP n. 37/2005:** estabelece termos e condições de marcação do biodiesel para a sua identificação.
- 24. Resolução CNPE nº 3, de 2005:** reduz o prazo de que trata o § 1º do art. 2º da Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, e dá outras providências.
- 25. Resolução nº 31, de 2005:** regula a realização de leilões públicos para aquisição de biodiesel.
- 26. Resolução ANP n. 15/2006:** determina as especificações do óleo Diesel B2.

20.3 Legislação na América Latina

20.3.1 Argentina⁵

A regulamentação na Argentina é dada por duas leis e um decreto. A Lei 25.019 fixa uma tarifa, mas é insuficiente para incentivar a geração eólica. Também determina incentivos e benefícios fiscais às empresas que oferecem energias renováveis. A Lei 26.190 adaptou a lei anterior à nova paridade peso-dólar, e o decreto 562/2009 regulamentou a lei em 2009, lançando o programa GENREN. De acordo com esse programa, 1000 MW de energias renováveis devem ser incorporados ao mercado de energia argentino, de acordo com a seguinte divisão:

- Biocombustíveis: 150 MW.
- Resíduos sólidos urbanos: 120 MW.
- Energia da biomassa: 100 MW.
- PCHs: 60 MW.
- Energia geotérmica: 30 MW.
- Energia solar: 20 MW.
- Biogás: 20 MW.
- Energia eólica: 500 MW.

O contrato para a venda da energia dura 15 anos e deve ser firmado entre a *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)*, a empresa privada que comprará a energia, e a *Energía Argentina S.A. (ENARSA)*, empresa pública que agirá como vendedora em nome das selecionadas pelo programa.

20.3.2 Porto Rico⁶

A política do país é criar uma “carteira de energias renováveis”, estabelecendo que uma porcentagem mínima da energia disponível seja proveniente de fontes renováveis. Outro projeto isenta de impostos empresas que se foquem em alternativas energéticas e dá outros benefícios. Estes são oferecidos em três instâncias, permitindo que todos, de indivíduos a empresas, participem do desenvolvimento das energias renováveis.

20.3.3 Chile⁷

As energias renováveis do Chile foram beneficiadas por um par de leis chamadas Lei Curta I (lei N° 19.940) e Lei Curta II (lei N° 20.018), promulgadas em 2004-2005, após uma crise energética provocada por um corte de abastecimento do gás natural argentino. Embora não tenham como foco nenhuma forma particular de produção de energia, essas leis regulam o setor elétrico, e facilitam a introdução de energias renováveis não convencionais (ERNC) no mercado.

A Lei Curta I isenta de custos de transmissão os geradores de energia inferiores a 9 MW de capacidade. Ela também permite que os clientes livres comprem energia de empresas que não estejam necessariamente em sua zona, aumentando a competitividade da geração e o incentivo na mesma. Outra coisa que ela determina é que qualquer controvérsia surgida entre empresas, ou entre as mesmas e o governo deve ser resolvida por um “Painel de Experts”, composto de especialistas técnicos na área de energia, capazes de resolver o problema pelo prisma técnico.

Já a Lei Curta II estabeleceu um sistema de licitações de fornecimento, em que as empresas de distribuição ficam obrigadas a comprar “blocos” de energia das empresas geradoras. As licitações também estabelecem o preço em longo prazo da energia adquirida.

O Chile, em 2008, promulgou a Lei das ERNC (N° 20.257), que obriga as empresas geradoras de energia com capacidade acima de 20 MW a vender certa porcentagem de energia gerada por ERNC. De 2010 a 2014, essa porcentagem será de 5% e, a partir de 2015, subirá 0,5% anualmente até alcançar 10% em 2024. A geradora que não alcançar sua cota deve pagar uma multa de US\$ 27 dólares por MWh de déficit.

Muitas críticas foram feitas à Lei das ERNCs, como o fato de que suas metas são pouco exigentes, levando em conta que projeções conservadoras e pessimistas apontam um crescimento de mais de 15% em ERNC até 2025. Outra crítica é que os organismos que certificarão a produção de energias renováveis não são organismos independentes (em alguns casos, são subordinados às empresas que devem certificar). A outra crítica é que a maior parte das grandes empresas tem preferido pagar a multa a comprar energia de pequenos produtores de ERNC.

20.3.4 Colômbia⁸

A legislação sobre energias renováveis é bem incipiente na Colômbia. Pequenos empreendimentos (abaixo de 20 MW) são regulamentados como qualquer outra pequena usina, enquanto grandes empreendimentos renováveis não possuem qualquer forma de regulação. Duas leis reforçam a importância das energias alternativas, mas não fornecem meios para o desenvolvimento destas: a Lei 697, de 2001, que declara a importância das fontes não convencionais, e a Reforma Fiscal de 2002, que concede benefícios fiscais a projetos que façam parte do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

(MDL). No momento, estão sendo feitas análises e pesquisas que permitam a elaboração de marcos regulatórios das energias renováveis.

20.3.5 Costa Rica⁹

As alternativas energéticas são regulamentadas pela Lei 7508, que autoriza a geração autônoma ou paralela de até 20 MW. A energia gerada a partir dos resíduos sólidos urbanos não é contemplada por essa lei, segundo o artigo 1º. Os empreendimentos devem concorrer em licitação, e o contrato não deve ultrapassar os vinte anos.

A licitação da exploração dessas formas de energias é do tipo BOT (construção, operação e transferência), o que significa que, ao fim do prazo do contrato, a usina será revertida ao Estado.

20.3.6 Equador¹⁰

A legislação das energias alternativas no Equador é feita pela regulação CONELEC No. 009/06. A lei abrange PCHs até 10 MW de capacidade e demais empreendimentos até 15 MW de capacidade. Em casos de maior capacidade, os primeiros 15 MW devem obedecer a essa regulação, e os demais serão negociados como se fossem gerados por usinas convencionais. A regulação ainda pontua que esses limites podem ser reajustados futuramente, dependendo do desenvolvimento do mercado.

Os preços determinados para a compra de cada uma das energias se encontra na Tabela 20.4, com vigência de 12 anos a partir do fechamento dos contratos (acontecido em 2008). Se o produtor, sozinho, precisar construir uma linha de transmissão para conectar a linha à rede, haverá um adicional de 0,06 centavos USD/kWh/km, com um limite máximo de 1,5 centavos USD/kWh/km, ao preço da energia.

Tabela 20.4: Preço de compra das energias alternativas no Equador.

CENTRAIS	PREÇO (cUSD/kWh) Território Continental	PREÇO (cUSD/kWh) Território Insular de Galápagos
Eólicas	9,39	12,21
Fotovoltaicas	52,04	57,24
Biomassa e biogás	9,67	10,64
Geotérmicas	9,28	10,21
Pequenas centrais hidroelétricas até 5 mw	5,80	6,38
Pequenas centrais hidroelétricas maiores que 5 mw até 10 mw	5,00	5,50

Fonte: CONELEC

20.3.7 México¹¹

Em 2008, foi promulgada pelo Governo do México a Lei para o Aproveitamento de Energias Renováveis e Financiamento da Transição Energética (LAERFTE). Ela regula todas as formas de produção de energia exceto a energia nuclear, a hidráulica acima de 30 MW, resíduos sólidos que sejam incinerados ou sofram qualquer tratamento térmico e rejeitos sanitários que não cumpram as normas ambientais.

Os empreendimentos com capacidade acima de 2,5 MW devem contribuir com a comunidade em que estão inseridos.

20.3.8 Nicarágua¹²

A Lei 532, de 2005, oferece uma série de exonerações fiscais a empreendimentos de energias renováveis por um período que pode chegar a dez anos. As distribuidoras são obrigadas a contratar determinada porcentagem de sua matriz em fontes renováveis. Por fim, a lei determina que as geradoras que fazem uso dos benefícios nela listados têm de vender a energia em uma faixa de preço entre 5,5 cUSD/kWh e 6,5 cUSD/kWh.

Uma proposta governamental que ainda está em fase de aprovação é que as licitações públicas sejam suspensas, e as energias alternativas passem a fazer parte de um sistema de contratação direta.

20.3.9 Panamá¹³

A legislação panamenha isenta de impostos, pela lei 45, todo e qualquer equipamento relacionado às energias renováveis – seja na geração, transmissão ou consumo.

20.3.10 República Dominicana¹⁴

A lei da República Dominicana incentiva as energias renováveis, isentando de impostos de importações os equipamentos de geração, transformação, transmissão e transformação e de imposto de renda as instalações por um período de dez anos (desde que elas tenham pelo menos 35% do seu valor de instalação em equipamentos nacionais). Além disso, oferece vários outros incentivos fiscais para autoprodutores, projetos comunitários e projetos que reduzam as emissões de gases-estufa.

20.3.11 Uruguai¹⁵

As energias solar fotovoltaica e da biomassa não possuem regulamentação específica, embora existam empreendimentos no país. Essas duas formas são contempladas de forma breve na Lei 18.597 (lei de eficiência energética).

Já a geração solar térmica é contemplada pela Lei 183.595 (ainda sem decreto regulatório), que cita as condições para sua permissão de uso.

O Decreto 77/2006 estabelece uma licitação em um modelo semelhante ao brasileiro, pelo qual uma empresa estatal compra uma cota de energia renovável. A UTE – estatal uruguaia – deveria comprar 60 MW de fontes alternativas de energia. Ao fim da licitação, adquiriu 40 MW de geradores por biomassa e 20 MW de geradores eólicos.

Já a Lei 18.362, de outubro de 2008, estabelece as cláusulas da servidão eólica. Com isso, a produção de energia eólica passa a ser de utilidade pública. Até 2009, essa lei ainda não havia sido regulamentada.

O Decreto 403, de 2009, dá às diretrizes para a compra de 150 MW de energia eólica: cada empreendimento terá entre 30 a 50 MW, a UTE comprará a energia pelo preço acordado por até 20 anos, as empresas deverão ter comprovada experiência internacional e ainda há a possibilidade de solicitar benefícios fiscais concedidos pela Lei 19.906 e pelo Decreto 354/09.

Os biocombustíveis são regulamentados pela Lei 18.185 e pelo Decreto 523, de 2008. Eles determinam o fim do monopólio da estatal ANCAP (*Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland*) na produção de etanol, a proibição

parcial de importação de matéria-prima, a definição do mercado de etanol e combustível e a obrigação da ANCAP em comprá-los.

20.3.12 Venezuela¹⁶

A Venezuela não tem uma legislação específica sobre as alternativas energéticas, mas um projeto de lei tramita pela Assembleia Nacional. Atualmente, a definição de energias renováveis é dada pela Lei Orgânica do Ambiente (LOA).

O *Ministerio para el Poder Popular de la Energía y Petróleo* (MENPET) determina que os novos empreendimentos em energias renováveis se cadastrem no site do Ministério, mas não determina nenhum outro regulamento específico.

No caso da Venezuela, a virtual inexistência de leis contemplando alternativas energéticas é atribuída a sua grande produção de petróleo e gás natural.

20.4. Legislação em outras partes do mundo

20.4.1 EUA¹⁷

Nos EUA, funciona uma política muito semelhante ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no incentivo às fontes renováveis. O programa *Renewable Portfolio Standard* (RPS) foi iniciado em 1997 e determina uma porcentagem da energia das empresas que deve ser obtida de fontes renováveis. Para alcançar essa meta, há três formas: produzir energia de fontes renováveis, comprar essa energia ou comprar “créditos” (*Renewable Energy Credits* – REC), que atestam que determinada quantidade de energia renovável foi produzida em determinado local e data.

As metas, no início do programa, eram de 3% até 2005 e 4% até 2010, mas os resultados positivos permitiram que a meta de 2010 fosse aumentada para 7,5%. As energias eólica e geotérmica têm sido as maiores responsáveis pelo resultado.

O Estado da Califórnia, mundialmente conhecido por seus esforços na área ambiental, estabeleceu em 1996 uma tarifa aos consumidores, que financia projetos de pesquisa de energias alternativas, construção de novas plantas e compra de energia gerada por fontes renováveis.

20.4.2 Inglaterra¹⁸

O Reino Unido tem uma política denominada *Non-Fossil Fuel Obligation* – NFFO. O programa foi substituído pelo *Renewables Obligation*, que é bastante semelhante ao RPS norte-americano. As empresas são obrigadas a oferecer determinada quantia de sua energia em forma de energia renovável. Essa energia precisa ser registrada no *Renewables Obligation Certificate* – ROC. Para cumprir sua meta, a empresa pode, em vez de gerar a energia de fontes alternativas, comprá-la de alguma fonte, comprar ROCs ou pagar uma multa ao Ofgem (*Office of Gas and Electric Markets*) britânico. Esse programa começou em 2001 e está previsto para durar até 2026.

A energia hidráulica superior a 10 MW e a energia proveniente dos resíduos municipais, comerciais e industriais não são consideradas na emissão dos ROCs, porque considera-se que já estão suficientemente desenvolvidas no Reino Unido.

20.4.3 Alemanha¹⁹

A *Lei das Fontes de Energia Renováveis* (EEG) estabelece uma tarifa de alimentação por 20 anos. Essa tarifa diminuirá com o passar do tempo. Estão sujeitos a essa lei os empreendimentos novos a partir dela, e aqueles que precisarem de uma reforma de valor superior a 50% do total de construção de um novo empreendimento. A Tabela 20.5 apresenta os empreendimentos elegíveis.

Tabela 20.5: Empreendimentos elegíveis para receber a tarifa de alimentação.

Energia eólica	Elegíveis plantas <i>onshore</i> e <i>offshore</i> com as seguintes exceções (§§ 29; 31 EEG): Geração onshore ineficiente: a eletricidade da energia eólica não é elegível se o sistema tiver saída de mais de 50 kW e o operador não puder provar que foram alcançados pelo menos 60% do rendimento de referência para aquela área (§ 29 par. 3; 4 EEG). O procedimento para o cálculo desse rendimento de referência está no § 29 par. 2 <i>sentence</i> 3 EEG. Geração offshore em áreas protegidas: não é elegível a eletricidade gerada por sistemas localizados em áreas de importância ambiental ou de importância para a Comunidade (§ 31 par. 3 EEG).
Energia solar	Elegíveis com as seguintes exceções (§§ 32; 33 EEG): Locais de produção futura: não serão elegíveis sistemas comissionados somente a partir de 2015 e que não cumprem certas condições (§ 32 par. 2 EEG); Locais de produção já existente: não são elegíveis sistemas que façam parte de planos de desenvolvimento a partir de 1º de Setembro de 2003 (§ 32 par. 3 EEG). Instalações não reportadas à Agência Nacional da Rede: não serão elegíveis sistemas que não tiverem a localidade e a capacidade reportados à agência citada (§ 16 par. 2 EEG).
Energia geotérmica	Elegíveis (§ 28 EEG).
Biogás	Elegíveis com as seguintes condições (§§ 24, 25, 27 EEG): A energia somente será elegível caso a planta realize cogeração (§ 27 par. 3 nr. 3 EEG).
Biomassa	Elegíveis com as seguintes condições (§§ 27 EEG): A eletricidade gerada por sistemas cuja saída seja maior que 5 MW só é elegível se a planta realizar cogeração (§ 27 par. 3 nr. 1 EEG). Se o sistema não estiver sob a vigência da portaria BiomasseV, só será elegível se o operador do sistema provar que tipo de biomassa está sendo usado, mediante um registro das substâncias usadas (§ 27 par. 3 nr. 2 EEG).
Hidro-energia	Elegível sob as seguintes condições (§§ 23 EEG): Não é elegível se for gerada por uma usina de armazenamento (§ 23 par. 5 nr. 1 EEG). A eletricidade gerada por usinas hidrelétricas só é elegível se, após o comissionamento ou a modernização da instalação, ela se encontra ecologicamente correta ou apresenta uma melhoria substancial da situação anterior; As usinas hidroelétricas recém-construídas e modernizada, cuja produção não ultrapassa 5 MW, e usinas hidroelétricas recém-construídas cuja capacidade seja superior a 5 MW só são elegíveis se o sistema foi construído sobre uma barragem já existente se ela tinha outros fins que não a produção de eletricidade ou não tem cobertura completa (§ par 23. 6 EEG).

Fonte: Ministério do Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear da Alemanha.

De 1999 até 2004, a Alemanha lançou o *100,000 Photovoltaic Roof Programme*, sucessor do *1,000 Roof Programme* de 1991, em que o *German Credit Institution for Reconstruction* garante empréstimos de até 500.000 euros sem juros para empreendimentos solares fotovoltaicos. O primeiro pagamento do empréstimo só é feito no segundo ano.

Há mais tempo, a Alemanha também investiu na expansão da energia eólica, com um programa de doações e subsídios operacionais a novos empreendimentos. As últimas doações foram feitas em 1996.

As leis, decretos, ordens, instruções e códigos que regulam os mecanismos acima expostos são:

- **EEG (Lei das Fontes de Energia Renováveis):** disposições gerais sobre energias alternativas;
- **BiomasseV(Portaria da Biomassa):** define o conceito de biomassa;
- **StromNZV (Regulação de acesso à Rede):** regulação da alimentação de eletricidade e consumo da energia das redes de distribuição.

20.4.4 França²⁰

Na França, o apoio às fontes renováveis se dá por meio de uma tarifa de alimentação fixa, que o operador de distribuição paga ao produtor. Essa tarifa é fixada por uma Ordem ("obrigação de conclusão de um contrato", art. 10 Lei nº2000-108). O governo francês abre licitações para a construção de sistemas, em uma tentativa de alcançar as metas propostas pelo PPI (*Programmation Pluriannuelle des Investissements*), (art. 8 Lei nº2000-108). As tarifas têm validade na França e em seus territórios: departamentos de além-mar (DOM-ROM), São Pedro e Miquelão e Maiote. A exceção é a energia eólica *offshore*, que só recebe incentivo se for implantada na França e em sua zona econômica expandida (território adjacente aos limites marítimos do país). As licitações são abertas a residentes em qualquer membro da União Europeia ou em países que tenham tratados específicos com a França (art. 8 Lei nº2000-108).

O país também trabalha com isenções fiscais: pessoas que invistam em energias renováveis têm crédito no imposto de renda; pessoas que instalem sistemas fotovoltaicos (PV) em construções podem requerer uma redução do VAT, e construções já feitas com sistemas PV podem requerer isenção do imposto sobre imóveis. As energias elegíveis para esse incentivo são as energias solar fotovoltaica, eólica, da biomassa e as várias formas de energia hidráulica.

O Governo federal francês não subsidia a eletricidade de fontes renováveis, mas esse mecanismo é usado regionalmente.

As tecnologias promovidas pela tarifa de alimentação foram definidas pelo art. 2 Décret nº2000-1196 e regulamentadas por ordens específicas para cada tecnologia. Já as tecnologias sujeitas às licitações são definidas pelo art. 1 Décret nº 2002-1434, conforme definido na Tabela 20.6.

O tempo pelo qual a tarifa é paga e a quantia a ser paga dependem da fonte, e pode ser resumida a seguir:

- **Energia eólica:** *onshore*: 15 anos, *offshore*: 20 anos. Quantia: 2.8 - 13 €/kWh (*Arrêté du 17 novembre 2008*);
- **Energia solar (fotovoltaica):** 20 anos, a 30 €/kWh + premium de 25 €/kWh para sistemas integrados em construções (*Arrêté du 10 juillet 2006 soleil*);
- **Energia geotérmica:** 15 anos, a 12 €/kWh + premium de 3 €/kWh por eficiência energética (*Arrêté du 10 juillet 2006 géothermie*);
- **Biogás:** 15 anos, a 7,5 - 9 €/kWh de acordo com o tamanho do sistema + premium de 3 €/kWh por eficiência energética + premium de 2 €/kWh por produção de metano (*Arrêté du 10 juillet 2006 biogaz*);
- **Biomassa:** 15 anos, a 4,9 €/kWh + premium de 0,5 - 1 €/kWh por eficiência energética (*Arrêté du 10 juillet 2006 biogaz*);
- **Hidroenergia:** 20 anos, a 15 €/kWh para energias das ondas e marés. Além disso, para energia das correntes marinhas e usinas a fio d'água, há a tarifa padrão de 6,07

€ct/kWh + premium para pequenas usinas de 0,5 – 2,5 €ct/kWh + premium de qualidade de, no máximo, 1,68 €ct/kWh (*Arrêté du 1^{er} mars 2007*).

Tabela 20.6: Empreendimentos elegíveis para receber a tarifa de alimentação.

Energia eólica	Elegíveis plantas <i>onshore</i> e <i>offshore</i> (<i>Arrêté du 17 novembre 2008</i>), sob as seguintes condições: Apenas sistemas dentro das áreas de desenvolvimento eólico (<i>zone de développement éolien</i>) são elegíveis. O mínimo e o máximo do tamanho do sistema dependem da zona em que ele está. (art. 20 Loi n°2005-781).
Energia solar	Elegíveis com as seguintes restrições: Apenas sistemas onde a capacidade instalada não exceda 12 MW (art. 10 par. 2 Loi n°2000-108; art. 2 Décret n°2000-1196). O subsídio máximo anual para sistemas na França: capacidade instalada de pico é multiplicada por 1500 horas de carga plena. Quantia máxima anual para outros sistemas: capacidade instalada de pico é multiplicada por 1800 horas de carga plena. Capacidades superiores a estes limites são elegíveis para uma tarifa mais baixa (5 €ct/kWh), (art. 4 Arrêté du 10 juillet 2006 soleil).
Energia geotérmica	Elegíveis com a seguinte restrição: Apenas sistemas cuja capacidade instalada não exceda 12 MW (art. 10 par. 2 Loi n°2000-108, art. 2 Décret n°2000-1196).
Biogás	Elegíveis com as seguintes restrições: Apenas sistemas cuja capacidade instalada não exceda 12 MW (art. 10 par. 2 Loi n°2000-108; art. 2 Décret n°2000-1196). A eletricidade deve ser gerada pela combustão do gás, que deve ser produzido por pirólise ou fermentação de substâncias e resíduos da agricultura, silvicultura e indústrias relacionadas, ou por tratamento da água, ou por biogás produzido por lixo doméstico ou similares (art. 1 Arrêté du 10 juillet 2006 biogaz).
Biomassa	Elegíveis com as seguintes restrições: Apenas sistemas cuja capacidade instalada não exceda 12 MW (art. 10 par. 2 Loi n°2000-108; art. 2 Décret n°2000-1196). A eletricidade deve ser gerada pela combustão de combustíveis não fósseis, de origem vegetal.
Hidro-energia	Elegível sob as seguintes condições: Apenas sistemas cuja capacidade instalada não exceda 12 MW (art. 10 par. 2 Loi n°2000-108; art. 2 Décret n°2000-1196). Apenas sistemas que caíam em uma das seguintes categorias são elegíveis (art. 1 Arrêté du 1 ^{er} mars 2007): sistemas que geram eletricidade de energia das ondas e maré-motriz, turbinas de correntes marinhas e usinas a fio d'água. A eletricidade gerada pelas estações de armazenamento de energia que precisam de energia para reabastecer seu estoque (por exemplo, estações de armazenamento por bombeamento) não é elegível para a tarifa.

Fonte: Ministério do Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear da Alemanha.

As leis, decretos, ordens, instruções e códigos que regulam os mecanismos acima expostos são:

1. **Loi n° 2000-108:** Lei de modernização e desenvolvimento do abastecimento público de energia.
2. **Loi n° 2005-781:** Lei de políticas energéticas estratégicas.
3. **Loi n° 2004-1484:** Lei que estabelece as diretrizes financeiras para 2005.
4. **Loi n° 2008-1425:** Lei que estabelece as diretrizes financeiras para 2009.
5. **Loi n° 99-1172:** Lei financeira de 2000.
6. **Décret n° 2000-1196:** Decreto sobre os limites de capacidade para diferentes categorias de sistemas para produção de energia de fontes renováveis que são elegíveis para a tarifa de alimentação.

7. **Décret n° 2009-252:** Decreto que estabelece condições detalhadas para quem receber as tarifas de alimentação.
8. **Décret n° 2002-1434:** Decreto que regula oferecimentos/licitações (*tenders*) para sistemas de energia renovável.
9. **Décret n° 2004-90:** Decreto sobre a compensação dos custos adicionais do fornecimento público de energia elétrica.
10. **Arrêté du 17 novembre 2008:** Ordem sobre as condições de elegibilidade de usinas eólicas.
11. **Arrêté du 10 juillet 2006 soleil:** Ordem sobre as condições de elegibilidade de sistemas solares.
12. **Arrêté du 10 juillet 2006 géothermie:** Ordem sobre as condições de elegibilidade de sistemas geotérmicos.
13. **Arrêté du 10 juillet 2006:** Ordem que estabelece condições para a compra de eletricidade gerada por biogás.
14. **Arrêté du 1er mars 2007:** Ordem sobre as condições de elegibilidade de usinas hidrelétricas.
15. **Arrêté du 9 février 2005:** Ordem sobre o *Code Général des Impôts*.
16. **Arrêté du 13 novembre 2007:** Ordem sobre o *Code Général des Impôts*.
17. **Instruction fiscale 5 B-26-05 N° 147:** Regulação de impostos.
18. **Instruction fiscale 5 B-17-07 N° 88:** Regulação de impostos.
19. **Instruction fiscale 5 B-10-09 N° 38:** Regulação de impostos.
20. **Instruction fiscale 3 C-2-01 N° 119:** Regulação de impostos.
21. **Instruction fiscale 3 C-7-06 N° 202:** Regulação de impostos.
22. **Code Général des Impôts, Art. 200 quater:** Código dos impostos franceses.
23. **Code Général des Impôts, Art. 279-0 bis:** Código dos impostos franceses.

20.4.5. Espanha²¹

A política espanhola é, sob certos aspectos, semelhante à alemã. Os produtores de energias alternativas podem optar por vendê-la por uma tarifa fixa, diferente para cada alternativa, ou pelo valor de mercado, acrescido de um bônus.

O arcabouço legal das alternativas energéticas da Espanha começa com a Lei do Setor Elétrico (Lei 54/1997), que regula a geração, transmissão e venda da energia elétrica. Ela abre o campo da eletricidade à privatização e coloca as energias alternativas sob um regime especial. As empresas sujeitas a esse regime devem se registrar em uma categoria do Registro Administrativo Geral das Instalações de Produção de eletricidade. O Decreto Real 661/2007 regulamenta a Lei.

O decreto oferece quatro opções ao produtor: vender a energia por uma tarifa fixa ou vender nos mercados de véspera e de futuro ou por meio de contratos bilaterais. Nessas últimas modalidades, o produtor recebe um bônus além do preço de mercado. Há ainda a opção de vender a energia “direto na linha”, mas essa modalidade não é regulada pelo Decreto 661.

Essa legislação ainda obriga o produtor e o distribuidor a celebrar o contrato, usando um modelo disponível no site do Registro Administrativo Geral das Instalações de Produção de eletricidade, seguindo os pormenores técnicos ali descritos.

Em 2005, foi aprovado o Plano de Energias Renováveis 2005-2010, que prediz que, em 2010, 12,1% da energia primária consumida na Espanha virá de fontes renováveis.

A Tabela 20.7 apresenta os empreendimentos elegíveis para o Regime Especial.

Tabela 20.7: Empreendimentos elegíveis para participar do Regime Especial.

Energia eólica	Elegíveis plantas <i>onshore</i> e <i>offshore</i> até que um limite de mercado de 20155 MW seja alcançado (arts. 2, 38 RD 661/2007).
Energia solar	Elegíveis fotovoltaicas e termais (art. 2 RD 661/2007) desde que a capacidade do sistema não exceda: Sistemas registrados antes de 29/09/2008: 371 MW para fotovoltaicos e 500 MW para termais. Sistemas registrados depois de 29/09/2008: limites atualizados a cada três meses, publicados no site do Ministério da Indústria, Turismo e Comércio (art. 5 RD 1578/2008, Anexo III RD 1578/2008).
Energia geotérmica	Elegível, incluindo a tecnologia de rochas quentes secas (HDR) (art. 2 RD 661/2007). A lei não estabelece limites de capacidade.
Biogás	Elegíveis se o principal combustível é biocombustível ou biogás proveniente da digestão anaeróbica de resíduos da agricultura e pecuária, resíduos industriais biodegradáveis, lama de esgoto ou gás de aterro. Biogás e biomassa juntos são elegíveis para subsídios até que o limite de 250 MW seja alcançado (arts. 2, 41 RD 661/2007).
Biomassa	Elegível, se o principal combustível for biomassa de esterco, culturas energéticas, resíduo de jardinagem, de silvicultura ou proveniente do manejo de florestas ou do solo. Biogás e biomassa juntos são elegíveis para subsídios até o limite de 250 MW (arts. 2, 41 RD 661/2007).
Hidro-energia	Sistemas cuja fonte primária de energia sejam as ondas, as marés, as correntes e a energia térmica oceânica são elegíveis. Usinas hidrelétricas tradicionais são elegíveis se sua capacidade não exceder 50 MW (arts. 2 b) 3, 45.2 RD 661/2007). Sistemas hidrelétricos que gerem acima de 10 MW são elegíveis até o limite de mercado de 2400 MW ser alcançado (art. 40 RD 661/2007).

Fonte: Ministério do Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear da Alemanha.

As fontes de energia sujeitas à tarifa de alimentação recebem o incentivo durante toda a sua vida útil, mas o valor é reajustado depois de um tempo, que varia para cada tecnologia.

- **Energia eólica (onshore):** 7.3228 €/kWh nos primeiros 20 anos, 6.12 €/kWh nos anos seguintes;
- **Energia solar (fotovoltaica):** 22.9764 – 44.0381 €/kWh (dependendo do tamanho do sistema) por 25 anos e 18.3811 – 35.2305 €/kWh nos anos seguintes;
- **Energia solar (fotovoltaica) instalada após 29/09/2008:** 32 – 34 €/kWh por 25 anos (dependendo do tamanho do sistema);
- **Energia solar (térmica):** 26.9375 €/kWh por 25 anos e 21.5498 €/kWh pelos anos seguintes;
- **Energia geotérmica:** 6.89 €/kWh por 20 anos e 6.51 €/kWh pelos anos seguintes;
- **Biomassa:** 10.754 – 15.889 €/kWh por 15 anos (dependendo da fonte e do tamanho do sistema) e 8.066 – 12.347 €/kWh pelos anos seguintes;
- **Hidroenergia:** 7.8 €/kWh por 25 anos e 7.02 €/kWh pelos anos seguintes (usinas com capacidades entre 10 e 15 MW são sujeitos à fórmula determinada no art. 36 RD 661/2007);

As leis, decretos e planos que regulam os mecanismos acima expostos são, em resumo:

- **Plan de Energías Renovables en España 2005-2010**
- **Real Decreto 661/2007** (promove todas as fontes de energia renováveis);
- **Real Decreto 1578/2008** (tarifa de alimentação para sistemas fotovoltaicos);
- **Real Decreto 436/2004** (promove todas as fontes de energia renováveis; pode ainda ser aplicado durante um momento de transição);
- **Ley 54/1997** (Lei do Setor Elétrico);
- **Ley 35/2006** (Lei sobre a taxação de empresas);
- **Real Decreto Legislativo 4/2004** (Decreto legislativo sobre a taxação de empresas);

- **Real Decreto 1955/2000** (uso da rede);
- **Real Decreto 2019/1997** (venda de eletricidade);
- **Real Decreto 2017/1997** (custo do uso da rede).

20.4.6 Austrália:

A Austrália tem uma política de Meta Obrigatória de Energias Renováveis (MRET – *Mandatory Renewable Energy Target*) desde 2001. Quando a política foi criada, a meta era adicionar 9500 GWh de renováveis à matriz australiana até 2020. Em 2009, a meta subiu para 45000 GWh até 2020.

O país também adotou a política de RECs dos EUA, permitindo aos geradores certificados de renováveis à venda de um REC por MWh. As empresas geradoras que não alcancem suas metas de energias renováveis devem pagar multa de 0AUD 40 por MWh.

20.4.7 China²²

A China, em 2006, criou sua Legislação Nacional de Energias Renováveis (NREL, em inglês). Por meio dessa lei, o país pretende alcançar 15% de participação de energias renováveis em sua matriz até 2020.

O mecanismo de escolha dos chineses foi o de instaurar uma tarifa de alimentação. As distribuidoras de energia (eletricidade, gás natural, combustíveis líquidos e calor) são obrigadas a comprar toda a energia produzida de fontes renováveis, pagando essa tarifa. Aquelas distribuidoras que não cumprirem a lei estão sujeitas a penalidades.

A lei é bem genérica e foi explicada e regulamentada por um catálogo, disposições, medidas e uma circular. O *Renewable Energy Industry Development Guidance Catalogue* determina as energias apoiadas pela China como sendo:

- Energia eólica, *onshore* e *offshore*, ligada ou não à rede.
- Energia solar para a produção de eletricidade, calor e refrigeração, integrada ou não a construções.
- Energia da água, incluindo apenas a hidreletricidade, que pode ou não ser elegível para o incentivo.
- Energia oceânica das marés, das ondas, das correntes e dos gradientes de temperatura.
- Energia geotérmica, incluindo energia do solo, de águas subterrâneas, rios, lagos, água do mar e esgoto, bem como armazenamento geotérmico de energia.
- Energia da biomassa, definida como energia das plantas, excrementos e resíduos urbanos e rurais. Inclui também a queima ou gaseificação de resíduos agrícolas e florestais, desde que não sejam feitos em fornos de baixa eficiência.
- Biocombustíveis líquidos são o etanol, o metanol, o biodiesel e qualquer outro líquido proveniente da biomassa.
- Culturas energéticas, “plantas herbáceas ou lenhosas especialmente plantadas para serem matérias-primas de energia”.

A conexão da energia produzida pelas fontes renováveis deve ser garantida pelos operadores de rede, que também serão responsáveis pelo investimento, construção e gerenciamento de projetos de média e larga escala. Os empreendimentos de pequena escala são controlados pelo fornecedor da energia, após consultas ao operador da rede.

Qualquer empreendimento que vá se conectar à rede precisa se submeter a uma licitação, caso haja mais de um candidato. O preço final da licitação não pode ser superior à taxa que o governo estipulou para aquele tipo de energia.

É importante notar que a legislação chinesa ainda está em fase de consolidação e há muitos aspectos a serem regulados ainda.

20.4.8. Índia²³

As energias alternativas na Índia têm seu próprio ministério, o Ministério de Energia Nova e Renovável. Esse foi, possivelmente, o primeiro ministério de energias alternativas a ser criado no mundo, ainda nos anos 1980. Apesar disso, até hoje, o país tem uma baixíssima participação de renováveis em sua matriz.

A seção 86 do *Electricity Act 2003* promove a cogeração e a produção de energia por fontes renováveis de energia. Para isso, estabelece, em cada área de atuação das concessionárias de distribuição, uma porcentagem mínima de eletricidade renovável que deve ser adquirida.

Em 2005, a *National Electricity Policy 2005* estipula que a porcentagem de energia renovável da matriz indiana deve aumentar. Ela determina o sistema de licitações para as vendas de energias alternativas às distribuidoras de energia e cria um sistema de tarifa de alimentação.

Tanto a lei de 2003 quanto a política de 2005 são regulamentadas pela *Tariff Policy 2006*. Ela ainda determina que, a longo prazo, a licitação pela venda de eletricidade envolverá a competição de todas as formas de energia, em uma clara intenção de diminuir rapidamente os custos das renováveis.

No âmbito da Geração Distribuída, as *National Rural Electrification Policies 2006* determinam metas para a eletrificação de todas as habitações da Índia até 2009 e fornecimento de alta qualidade até 2012. Isso inclui o uso de energias renováveis para a eletrificação de vilas onde a rede de energia não consegue alcançar.

Em 2010, foi lançado o *Jawaharlal Nehru National Solar Mission*, que tem como objetivo implantar 22 GW de energia solar (20 GW conectados à rede e 2 GW desconectados) até 2020.

20.4.9. Japão²⁴

A política de eletricidade no Japão é gerenciada pela Agência dos Recursos Naturais e Ambiente, que pertence ao Ministério da Economia, Comércio e Indústria. O país adota um sistema de tarifas de alimentação combinadas a um RPS (determinado pela Lei RPS, de 2002) semelhante ao norte-americano. O Japão se comprometeu a alcançar 10% de sua energia primária em renováveis até 2020. Em 2007, havia alcançado 3%. As PCH's para pequenas comunidades são promovidas por subsídios governamentais.

A estratégia energética no Japão segue a Lei Básica de Política Energética, de 2003, apoiada em três princípios básicos: assegurar um fornecimento estável, adequação ambiental e utilização dos mecanismos de mercado. As metas da lei para 2030, com respeito às alternativas energéticas, são aumentar a taxa de independência energética de 38% para 70%, aumentar a participação das fontes de energia com emissões zero na matriz de 34% para 70%, diminuir pela metade as emissões de CO₂ do país e manter a eficiência energética do setor industrial no mais alto nível do mundo e melhorar a situação.

Para alcançar essas metas, o país se propõe a expandir o sistema de tarifas de alimentação e aumentar o apoio à introdução (com apoio ao P&D, apoio ao custo inicial, redução de impostos de introdução etc.).

A Tabela 20.8 mostra os mecanismos legais determinados para cada energia alternativa contemplada pelo Japão:

Tabela 20.8: Políticas para a promoção de energias renováveis no Japão.

Energia	Mecanismo
Solar	Subsídios (para instalações domésticas, comerciais e públicas); Sistemas de compra do excesso de eletricidade (tarifa de alimentação, regulada desde 2009); RPS limitado àqueles que não adotem a tarifa de alimentação.
Eólica	Subsídios (para instalações comerciais e públicas); Tributação diferenciada; RPS limitado àqueles que não adotem a tarifa de alimentação.
Biomassa	Subsídios (para instalações comerciais e públicas); Tributação diferenciada; RPS.
Hidrelétrica	Subsídios (para instalações comerciais e públicas); RPS para usinas de menos de 1000 kW.
Geotérmica	Subsídios (para instalações comerciais e públicas); RPS no caso das que não reduzem dramaticamente o uso de água quente.

20.4.10 Rússia²⁵

A política russa de renováveis começou em junho de 2008, com o Decreto N° 426, que determina a qualificação dos geradores que usam energias renováveis. Em fevereiro de 2009, a regulação N° 187 regulamentou o uso de RECs no território russo.

Uma diretiva executiva de janeiro de 2009 delineou a política russa de energias renováveis. O país pretende aumentar a participação das energias renováveis dos menos de 1% de 2009 para 1,5% em 2010 e 4,5% em 2020. As hidrelétricas de mais de 25 MW não estão incluídas nessa participação, que é restrita a PCH's, biomassa, energias solar, eólica, geotérmica e maré-motriz.

Em 2008, a Rússia não estava entre os 25 países que mais investem em energias alternativas, por conta de sua grande liderança nos setores de petróleo e gás natural. A legislação ainda é vaga; o que existem são anteprojetos de lei, como os anteprojetos “Sobre combustíveis alternativos”, “Bases para o desenvolvimento da bioenergia na Federação Russa” e “Sobre o Apoio ao Uso de Energias Renováveis”. Nenhum deles, até o presente momento, foi sancionado.

No tocante à eficiência energética, a Rússia tem uma lei que obriga a rotulagem de bens de acordo com sua eficiência e determina metas de eficiência para novas instalações.

20.5 Referências

- BRITO. R. **A importância das Energias Alternativas**. Disponível em: <http://www.fiec.org.br/artigos/energia/importancia_energias_alternativas.htm>. Acesso em: 12 de nov. 2011.
- REN 21. **Renewables 2010: Global Status Report**. Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR_2010_full_revised%20Sept2010.pdf>. Acesso em: 18 de set. 2011.

- 3 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Proinfa**. Disponível em:
<<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em: 24 de set. 2011.
- 4 AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Legislação**. Disponível em:
<<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: 18 de ago. 2011.
- 5 SECRETARIA DE ENERGIA. **Programa “GENREN”: Licitación de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables**. Disponível em: <<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3065>>. Acesso em: 17 de jul. 2011.
- 6 AGUSTÍN A. IRIZARRY-RIVERA, JOSÉ A. COLUCCI-RÍOS, EFRAÍN O’NEILL-CARRILLO. **Achievable Renewable Energy Targets For Puerto Rico’s Renewable Energy Portfolio Standard**. Disponível em:
<http://www.uprm.edu/aret/docs/ARET_for_PR_RPS.pdf>. Acesso em: 18 de nov. 2011.
- 7 FORMAN, L. **Chile’s Renewable and Non-Conventional Energy (ERN) Law**. Disponível em:
<<http://www.leslieforman.com/2011/07/chiles-renewable-and-non-conventional-energy-ernc-law-translation-and-notes/>>. Acesso em: 15 de out. 2011.
- 8 WIKIPEDIA. **Renewable Energy in Colombia**. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_energy_in_Colombia>. Acesso em 15 de nov. 2011.
- 9 MAINIERI, A. **Laws And Regulations On Geothermal Energy Utilization In Costa Rica**. Disponível em:
<<http://www.os.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-02-18.pdf>>. Acesso em: 13 de dez. 2011.
- 10 CONELEC. **Leyes Reglamentos y Normas**. Disponível em:
<http://www.conelec.gob.ec/normativa_tipo.php?cd=1135&cod_tipo=9&l=1>. Acesso em: 30 de out. 2011.
- 11 CÁMARA DE DIPUTADOS DEL H. CONGRESO DE LA UNIÓN. **LEY PARA EL Aprovechamiento De Energías Renovables Y El Financiamiento De La Transición Energética**. Disponível em:
<<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf>>. Acesso em: 13 de nov. 2011.
- 12 THE NICARAGUA DISPATCH. **Renewable energy revolution steams forward**. Disponível em:
<<http://www.nicaraguadispatch.com/news/2012/03/renewable-energy-revolution-steams-forward/3133>>. Acesso em: 16 de nov. 2011.
- 13 EarthTrends 2003. **Energy and Resources—Panama**. Disponível em:
<http://www.gbltrends.com/doc/Panama%20Energy_cou_profile.pdf>. Acesso em: 30 de set. 2011.
- 14 WIKIPEDIA. **Electricity sector in the Dominican Republic**. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_sector_in_the_Dominican_Republic>. Acesso em: 15 de nov. 2011.
- 15 Ministerio de Industria, Energía y Minería. **MIEM - Memoria Anual 2010**. Disponível em:
<<http://www.miem.gub.uy/gxpsites/hgxpp001?5,1,152,O,S,0,MNU;E;20;18;MNU;./adm>>. Acesso em: 17 de out. 2011.
- 16 WIKIPEDIA. **Energy policy of Venezuela**. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_policy_of_Venezuela>. Acesso em: 14 de out. 2011.
- 17 WIKIPEDIA. **Renewable portfolio standard**. Disponível em:
<http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_portfolio_standard>. Acesso em: 17 de nov. 2011.

- 18 WIKIPEDIA. **Non-Fossil Fuel Obligation**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Non-Fossil_Fuel_Obligation>. Acesso em: 13 de out. 2011.
- 19 WIKIPEDIA. **German Renewable Energy Act**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/German_Renewable_Energy_Act>. Acesso em: 16 de nov. 2011.
- 20 WIKIPEDIA. **Energy in France**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_in_France>. Acesso em: 14 de nov. 2011.
- 21 WIKIPEDIA. **Renewable energy in Spain**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_energy_in_Spain>. Acesso em: 13 de nov. 2011.
- 22 ROSEN, D. H., HOUSER, T. **China Energy: A Guide for the Perplexed**. Disponível em: <<http://www.iie.com/publications/papers/rosen0507.pdf>>. Acesso em: 13 de set. 2011.
- 23 WIKIPEDIA. **Energy policy of India**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_policy_of_India>. Acesso em: 15 de out. 2011.
- 24 WIKIPEDIA. **Energy in Japan**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_in_Japan>. Acesso em: 13 de dez. 2011.
- 25 WIKIPEDIA. **Energy policy of Russia**. Disponível em: <http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_policy_of_Russia>. Acesso em: 18 de dez. 2011.

21 MATRIZ E PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DOS PAÍSES DA AMÉRICA LATINA

Cada vez mais, tornou-se importante para os países o conhecimento de qual é a sua dependência de cada fonte de energia. Para tanto, usa-se o conceito de *oferta de energia*. A oferta de energia é a energia disponível aos consumidores. É a medida da produção, somada com a importação, tendo sido subtraída a exportação.

A partir da quantificação da oferta, tem-se a matriz energética, que é a representação gráfica da oferta de energia. A importância de se construir e consultar a matriz energética de um país é estratégica. O conhecimento da matriz permite que sejam traçadas políticas energéticas nacionais, geralmente com o objetivo de tornar a matriz do país mais limpa e de diminuir a dependência externa da energia.

Os países da América Latina, atualmente, seguem o planejamento feito na década de 2000. Em alguns casos, eles são consequência dos projetos de integração do continente, que demandaram dos países participantes um conhecimento maior de sua matriz e a divulgação dos resultados. Na América Central, os principais projetos são o SIEPAC, que fará a interconexão entre os países continentais da América Central (da Guatemala ao Panamá), a Conexão Guatemala-México e a Conexão Panamá-Colômbia.

A integração no restante da América Latina sofre dificuldades de ordem política, o que não impede que iniciativas sejam tentadas. Em 2004, Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Equador, Guinana, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela assinaram a Declaração de Cuzco, criando a UNASUR (União das Nações Sulamericanas)¹ que, entre outras coisas, busca promover a integração energética desses países.

21.1 Matriz e Planejamento Energético na América Latina^{2,3}

A matriz energética da América Latina mostra, por um lado, maior dependência do petróleo que a média mundial. Por outro lado, as energias renováveis somam 30,5% da matriz da América Latina e apenas 12,7% da matriz mundial. Os responsáveis por essa expressividade dos renováveis na América Latina são o grande aproveitamento do potencial hidráulico da região, o uso ainda importante de lenha e a cogeração com resíduos de cana. A América ainda tem a vantagem de ter uma baixíssima dependência do carvão mineral, ao contrário do mundo como um todo. A geração nuclear é incipiente na América Latina quando em comparação ao mundo, uma vez que o maior número de reatores nucleares está nos Estados Unidos e na Europa. A Figura 21.1 mostra a matriz energética mundial, e a Figura 21.2, a matriz da América Latina.

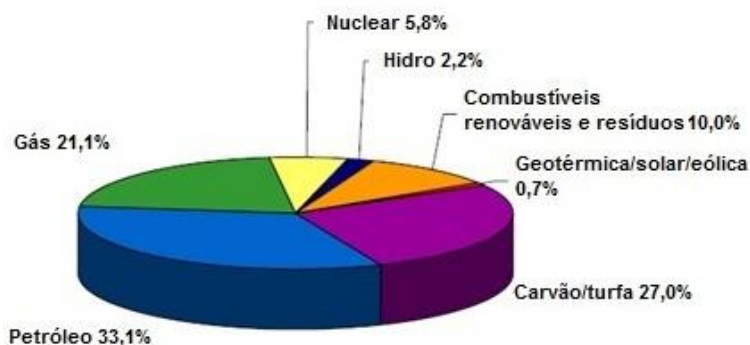


Figura 21.1: Matriz energética mundial em 2008. (Total: 12267 milhões de tep).

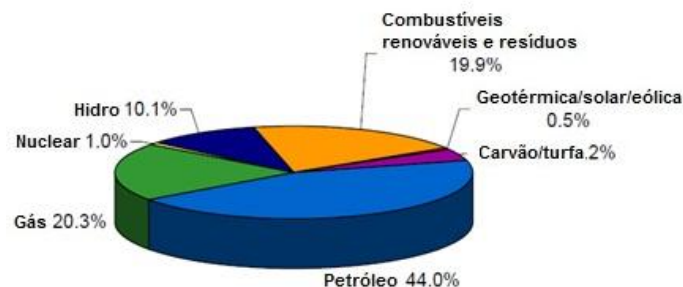


Figura 21.2: Matriz energética da América Latina em 2008. (Total: 575 milhões de tep).

O planejamento energético de um país é um dos itens-chave de seu desenvolvimento. Por razões diversas, nem todos os países possuem um planejamento energético de longo prazo, abrangendo energias alternativas. Ou, se possuem, não o divulgam.

Os países cujo planejamento não foi encontrado foram: Haiti, Paraguai, Porto Rico e Venezuela. No caso da Venezuela, a justificativa está no fortíssimo setor petrolífero do país, que faz com que os planos não envolvam outras formas de energia. O Haiti passou, recentemente, por grandes crises e, possivelmente, ainda está em reestruturação interna. Assim, não surpreende que não tenha sido encontrado um plano energético do país.

É importante frisar que o fato de todos os países citados não divulgarem seus planos de desenvolvimento energético não quer dizer que tais planos não existam. Argentina e Paraguai, por exemplo, sinalizam, em notas de seus *sites* oficiais, que tais planos existem, embora não se encontrem disponíveis.

21.1.1 Argentina⁴

A matriz energética argentina (Figura 21.3) se destaca pelo pouco uso de combustíveis renováveis derivados da biomassa e de resíduos, cujo consumo é comparável à oferta de energia nuclear do país. Outra fonte excepcionalmente pouco utilizada é o carvão mineral. Também é notável a precocidade do programa nuclear argentino quando comparado ao brasileiro, por exemplo. A energia nuclear faz parte da matriz energética do país desde a década de 1970. Outro ponto interessante é a baixa porcentagem de energia hidrelétrica na matriz argentina, quando comparada à de outros países.

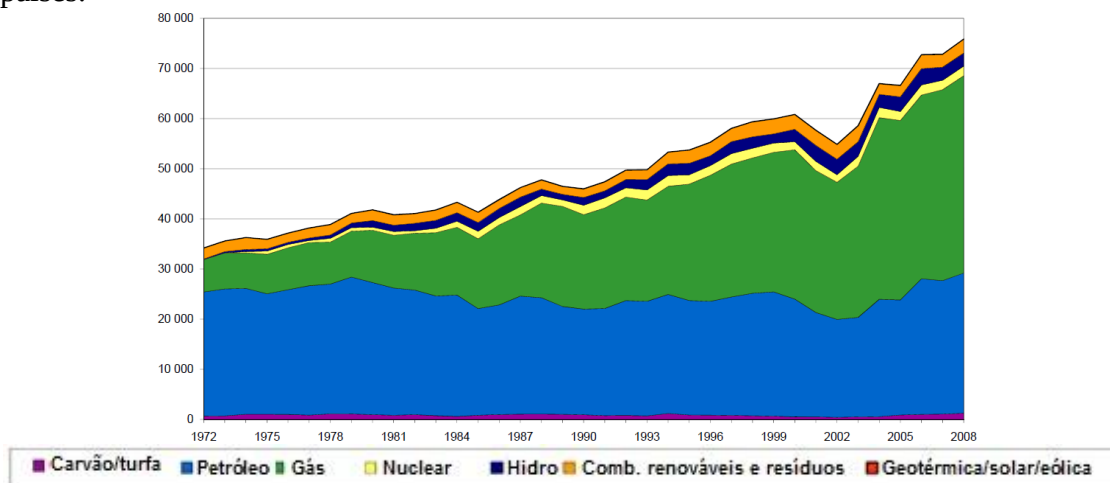


Figura 21.3: Matriz energética da Argentina ao longo do tempo (em milhares de tep).

21.1.2 Bolívia⁵

A matriz energética boliviana (Figura 21.4) é composta, principalmente, de petróleo e gás natural. O gás natural é a maior fonte de energia primária na Bolívia, sendo que, atualmente, mais de 80% da produção desse recurso é destinado à exportação. Dentre as demais fontes que compõem a matriz, destaca-se o uso de combustíveis renováveis provenientes da biomassa, que representavam, em 2007, 14,4% da matriz nacional (Figura 21.5). Os recursos hídricos têm parcela reduzida na composição da matriz energética boliviana, representando aproximadamente 5% do total de fontes primárias. Em resumo, percebe-se a influência significativa de fontes fósseis não-renováveis na matriz da Bolívia, fato que se alia à pouca diversividade de recursos energéticos no país.

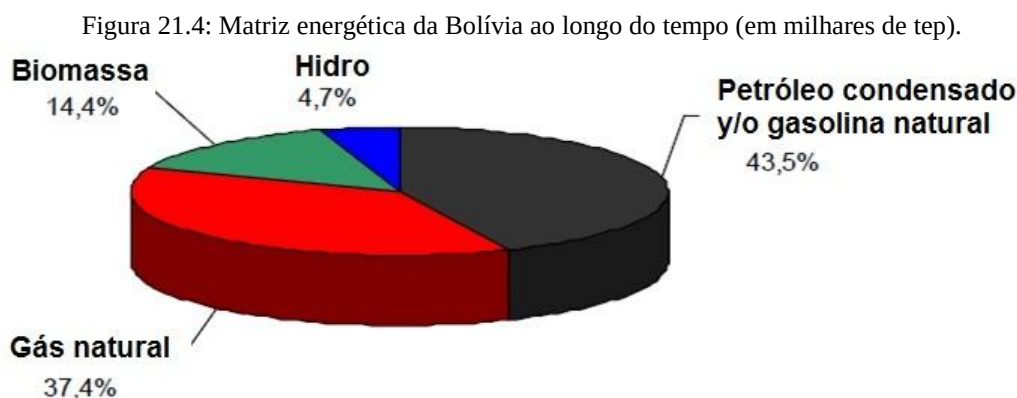
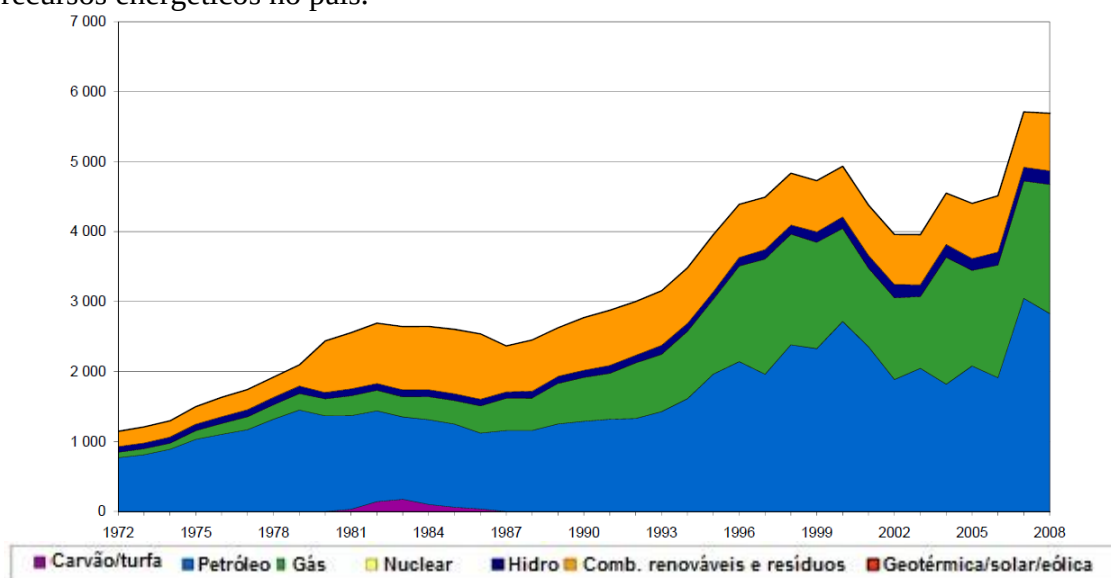


Figura 21.5: Oferta Interna de Energia Primária na Bolívia.

O planejamento energético da Bolívia está descrito no *Plan de Desarrollo Energético – Análisis de Escenarios: 2008-2027*, documento elaborado pelo Ministério de Hidrocarburos e Energia. A elaboração do plano de desenvolvimento no país se baseou em metas que foram traçadas a partir de cenários elaborados para longo, médio e curto prazo. O cenário de desenvolvimento de longo prazo foi estabelecido em função de resultados obtidos em análises de cenários alternativos. Assim, o cenário a longo prazo contempla as melhores características dos três cenários analisados.

As características do cenário de desenvolvimento energético a longo prazo contempla: a maior produção e consumo interno de gás natural (substituição do uso de GLP, derivados de petróleo e biomassa, principalmente nos setores residencial e de transporte); maior uso de energia renovável na produção de energia elétrica (acréscimo de geração, por meio de plantas hidrelétricas e geotérmicas); redução do uso de biomassa (substituição de biomassa por gás natural); exportação de energia elétrica; redução dos níveis de emissão de CO₂ e SO_x (aumento no uso de gás natural e hidroeleticidade).

Dessa forma, as metas a longo prazo são as seguintes: alcançar uma produção de gás natural de 103,7 MMpcd (*Millones de pies* cúbicos diários); aumentar a utilização de Gás Natural mediante a ampliação do número de instalações de gás em residências, com o objetivo de alcançar, em 2027, uma cobertura total de 78% da população, além de alcançar 35% de conversão do parque automotor para GNV até 2017; aumentar a capacidade instalada do sistema interligado nacional de atuais 1110 MW para 2250 MW aproximadamente.

Considerando as características que contemplarão o cenário de desenvolvimento a longo prazo (2027), foram elaboradas metas para curto prazo (2012) e médio prazo (2017), cujos números são mostrados na Tabela 21.1.

Tabela 21.1: Participação de energéticos por setor.

% de participação dos energéticos por setor					
	Energético	Situação 2007	Metas 2012	Metas 2017	Metas 2027
Produção de eletricidade	Hidráulica	39,00%	27,50%	22,20%	50,20%
	Gás/diesel	59,00%	71,40%	69,20%	44,80%
	Outros	2,00%	1,10%	8,60%	5,00%
Energéticos para uso industrial	Gás natural	39,70%	44,20%	50,50%	63,70%
	Biomassa	43,60%	39,80%	34,60%	21,10%
	Eletricidade	11,10%	11,70%	12,10%	13,20%
	Outros (GLP+Querosene +Diesel)	5,60%	5,50%	5,00%	4,00%
Energéticos para uso residencial	Gás natural	2,80%	16,50%	24,00%	32,00%
	GLP	49,00%	39,90%	33,20%	25,20%
	Biomassa	27,00%	20,00%	18,00%	15,00%
	Eletricidade	20,30%	22,70%	23,90%	26,90%
	Outros (Querosene)	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%
Energéticos para uso comercial	Gás natural	15,70%	17,00%	22,00%	30,00%
	GLP	5,70%	5,00%	4,00%	2,00%
	Eletricidade	78,60%	78,00%	74,00%	68,00%
Energéticos para agricultura e mineração	Eletricidade	14,10%	15,00%	20,00%	25,00%
	Diesel	85,90%	85,00%	80,00%	75,00%
Combustíveis para transporte	GNV	13,60%	19,30%	26,00%	48,60%
	Gasolinas	34,70%	32,60%	30,00%	27,00%
	Diesel	43,90%	40,30%	35,00%	16,60%
	Combustível de avião	7,80%	7,80%	7,80%	7,80%

Portanto, percebe-se que as metas para os diversos prazos sempre convergem para a disseminação da utilização do gás natural internamente, na Bolívia, tanto para a produção de energia elétrica quanto para o uso no setor de transporte. Na Figura 21.6, é representado o planejamento energético da Bolívia. O plano de desenvolvimento energético boliviano atribui considerações que determinam que o gás natural e os recursos hídricos são as fontes de energia mais atrativas e importantes para o planejamento energético do país.

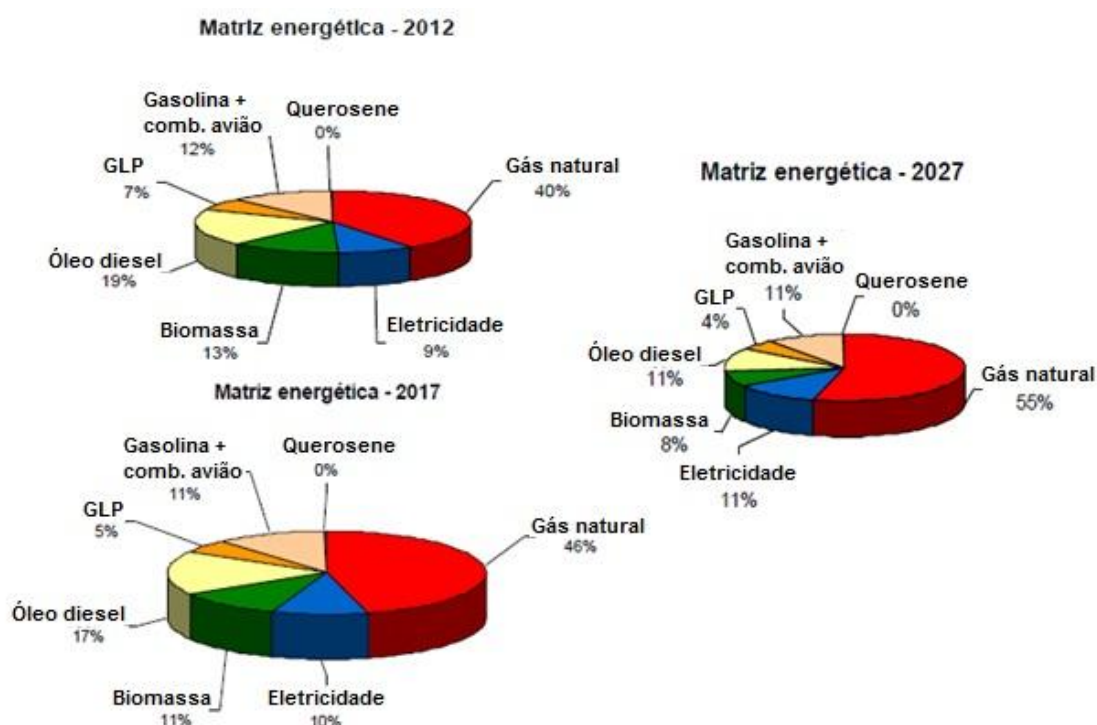


Figura 21.6: Evolução da participação de fontes na matriz energética em longo, médio e curto prazo.

21.1.3 Brasil^{2,6,7}

A matriz energética brasileira (Figura 21.7) tem como destaque o alto índice de fontes renováveis, especificamente a biomassa. Isso é particularmente notável quando se leva em conta que o Brasil é o segundo maior produtor de petróleo da América do Sul, perdendo apenas para a Venezuela.

Recentemente, ganharam destaque o gás natural, a partir da década de 1980, e a energia nuclear, com a introdução de Angra 1. As energias eólica, solar e geotérmica ainda estão presentes numa porcentagem muito pequena, quando se consideram as demais fontes.

É importante frisar que a parcela pertencente à biomassa mudou de composição com o passar do tempo. Inicialmente formada praticamente por lenha e carvão vegetal, atualmente tem uma significativa parcela correspondente ao etanol de cana e ao biodiesel.

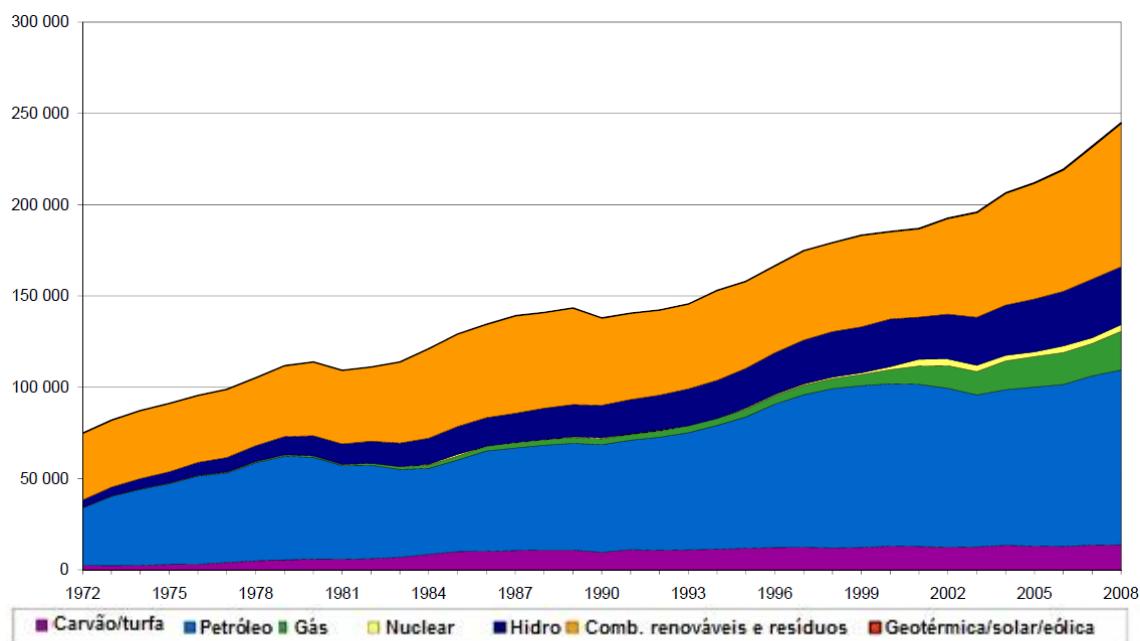


Figura 21.7: Matriz energética da Bolívia ao longo do tempo (em milhares de tep).

Uma comparação entre a matriz energética brasileira e a matriz mundial (Figura 21.8) mostra o quanto a matriz brasileira é mais renovável do que a do mundo. Embora o Brasil use ligeiramente mais petróleo que o restante do mundo, sua baixa dependência de carvão mineral já o torna um país mais “limpo” que a média global.

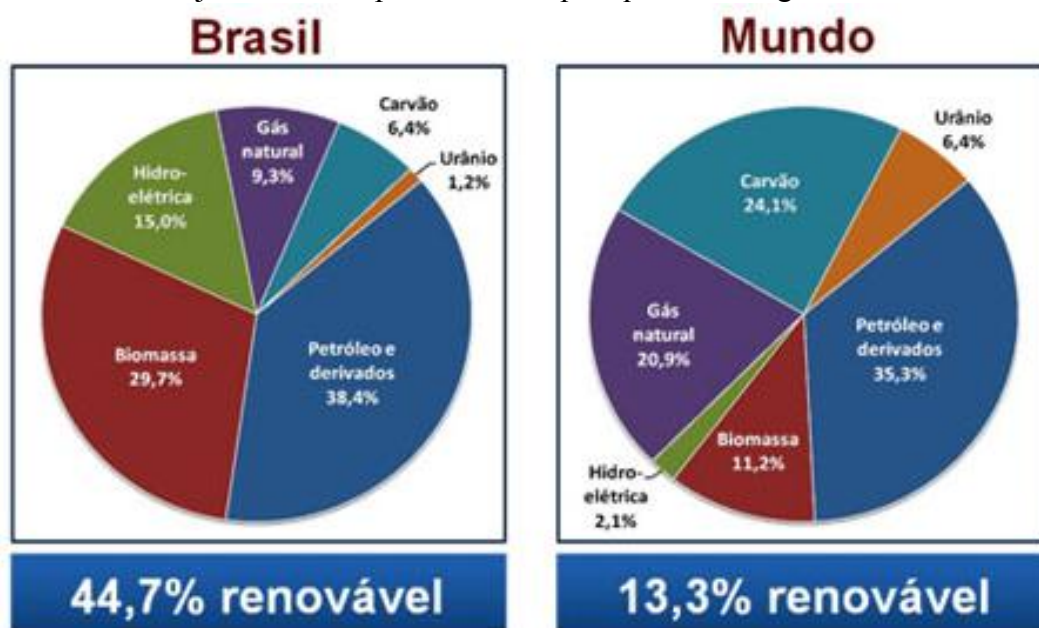


Figura 21.8: Comparação entre as matrizes energéticas do Brasil e do mundo.

Em termos de energia elétrica, a hidráulica segue como a fonte mais importante da matriz brasileira, com 71% de participação. As termelétricas vêm em segundo lugar, e as fontes alternativas correspondem a 7,4%, número que vem crescendo com o aumento das instalações eólicas no país.

O planejamento energético do Brasil (PNE) foi feito pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética – abrangendo até o ano de 2030 (Figura 21.9). Já o Plano Decenal de Energia (PDE), também desenvolvido pela EPE, tem duração até 2019. O objetivo do planejamento energético brasileiro é diversificar suas fontes e diminuir o uso do

petróleo, dos cerca de 40% atuais para 30%, além de aumentar a participação de fontes renováveis como a solar e a eólica de 2% para 7%.



Figura 21.9: Projeção da matriz energética brasileira projetada para 2030.

O plano de expansão da produção de energia elétrica prioriza a energia hidráulica, cuja expansão prevista é mais que o dobro de qualquer outra. Como é possível notar na Figura 21.10, o maior número de futuros empreendimentos se encontra na região Norte. Por ser menos populosa, essa região é a que tem seu potencial menos aproveitado, atualmente.

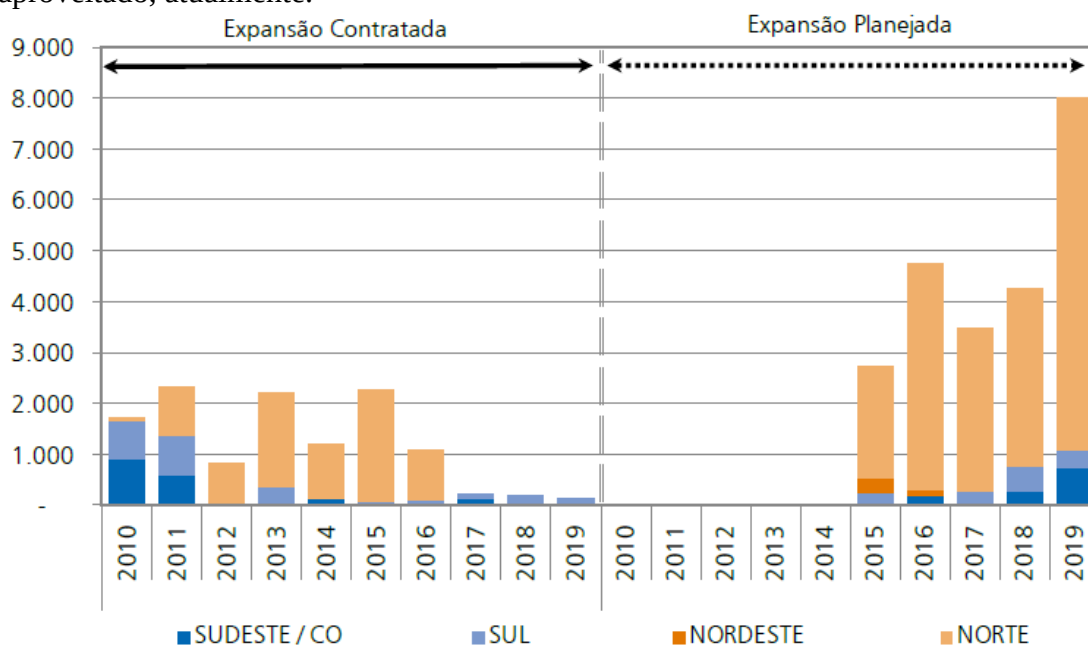


Figura 21.10: Acréscimo de potência instalada por região – energia hidráulica (MW).

No tocante à energia térmica de origem fóssil (carvão e óleo combustível), não há planejamento do governo para expandir seu uso, graças à meta de aumento da parcela renovável da matriz energética nacional. No tocante à energia nuclear, o único projeto até 2019 é o de Angra 3, com um acréscimo de 1500 MW de potência. Tendo em vista essa expansão do sistema elétrico planejada, a projeção da produção de energia elétrica de fontes térmicas pode ser vista na Figura 21.11.

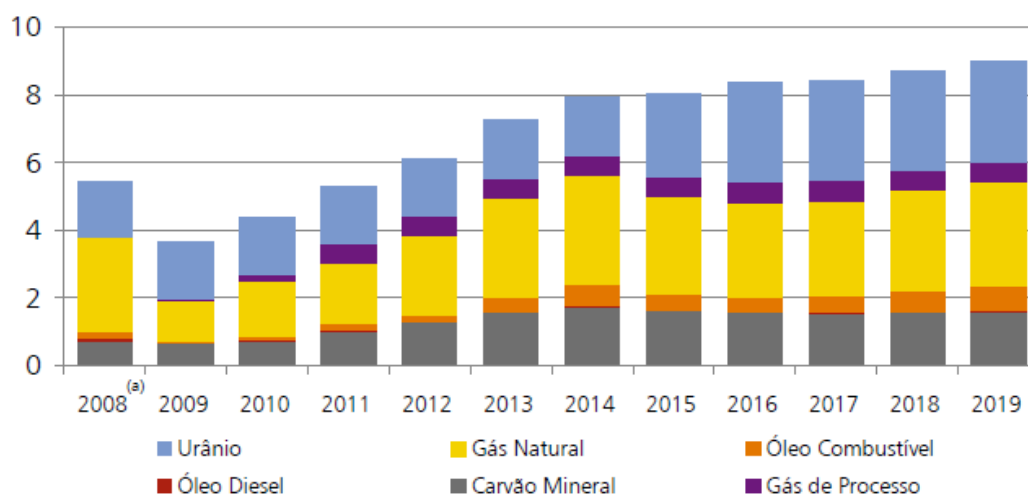


Figura 21.11: Geração térmica por fonte até 2019 (GWmed). (a) Geração verificada, conforme publicado no relatório.⁷

Diferentemente da energia hidráulica, que terá maior expansão no Norte e da energia termelétrica, que terá sua expansão no Nordeste, as fontes alternativas apresentam maior destaque na região Sudeste do país. Isso porque é no Sudeste onde se prevê o maior crescimento das plantas de cogeração movidas a bagaço de cana. A grande potência a ser instalada no Nordeste, em 2012, é devida, principalmente, à energia eólica. Na Figura 21.12, é apresentado o planejamento em fontes alternativas.

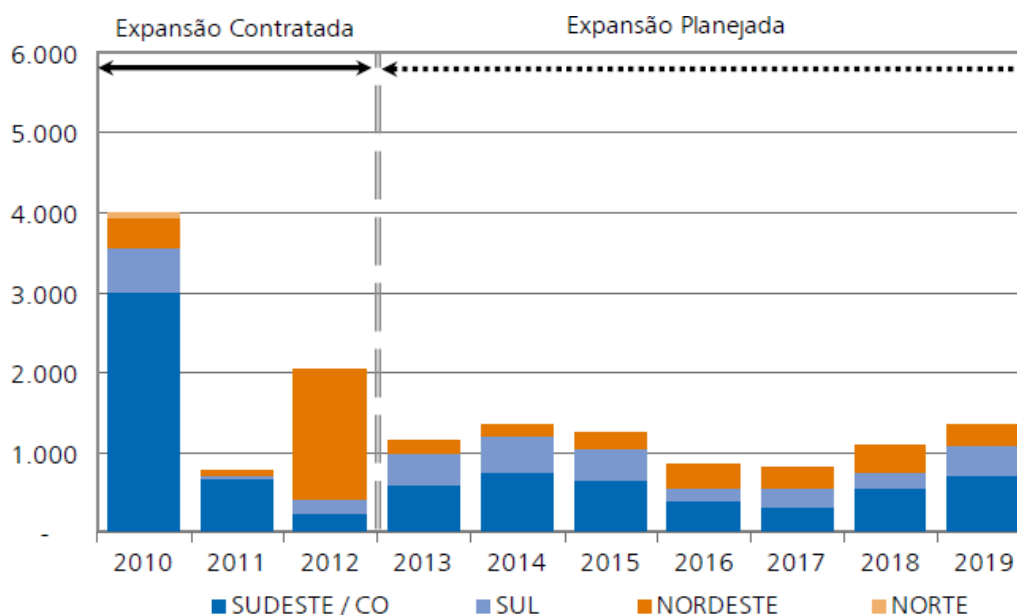


Figura 21.12: Acréscimo de potência instalada por região – fontes alternativas (MW). Fonte: PDE

A reunião de toda essa expansão contratada e planejada, por fontes, pode ser vista na Figura 21.13. Torna-se clara a preocupação do Brasil com as fontes renováveis e a priorização das hidrelétricas. Ainda assim, nota-se a tentativa de uma participação crescente das fontes alternativas.

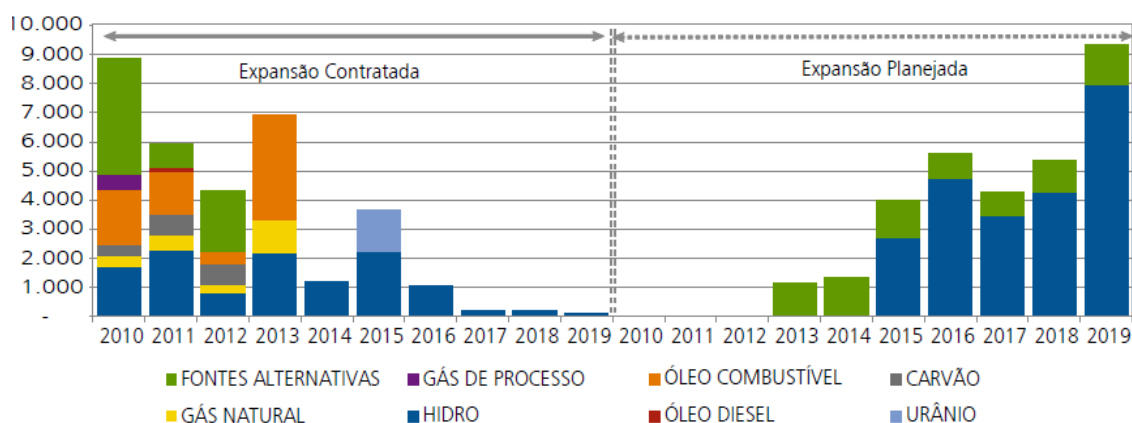


Figura 21.13: Acréscimo de potência instalada por fonte (MW).

Em 2030 (Figura 21.14), a estrutura do consumo de petróleo continuará muito semelhante à atual. O destaque fica para a diminuição do consumo de óleo combustível, uma vez que se espera que não sejam criadas novas usinas termelétricas que o usem.

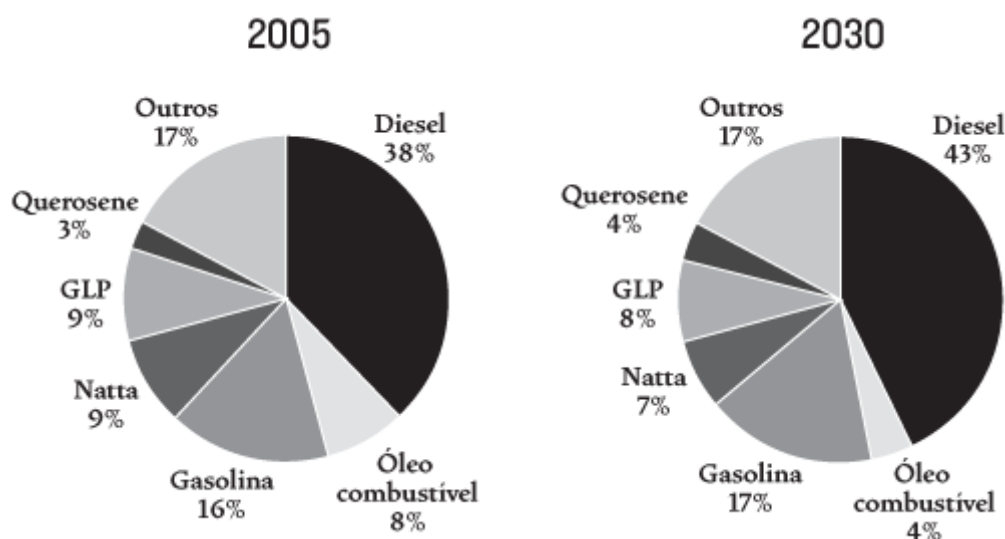


Figura 21.14: Estrutura do consumo de derivados de petróleo.

No quesito de consumo de gás natural (Figura 21.15), o esperado é a diminuição do consumo industrial deste e o aumento de seu uso para a produção de derivados de petróleo. Essa produção, por meio do processo Fischer-Tropsch, é vantajosa por ser uma alternativa viável quando as reservas de petróleo começarem a escassear e pelo fato de o gás natural conter muito menos impurezas poluentes que o óleo cru. É possível notar, também, um pequeno aumento no uso do gás natural para a produção de energia elétrica.

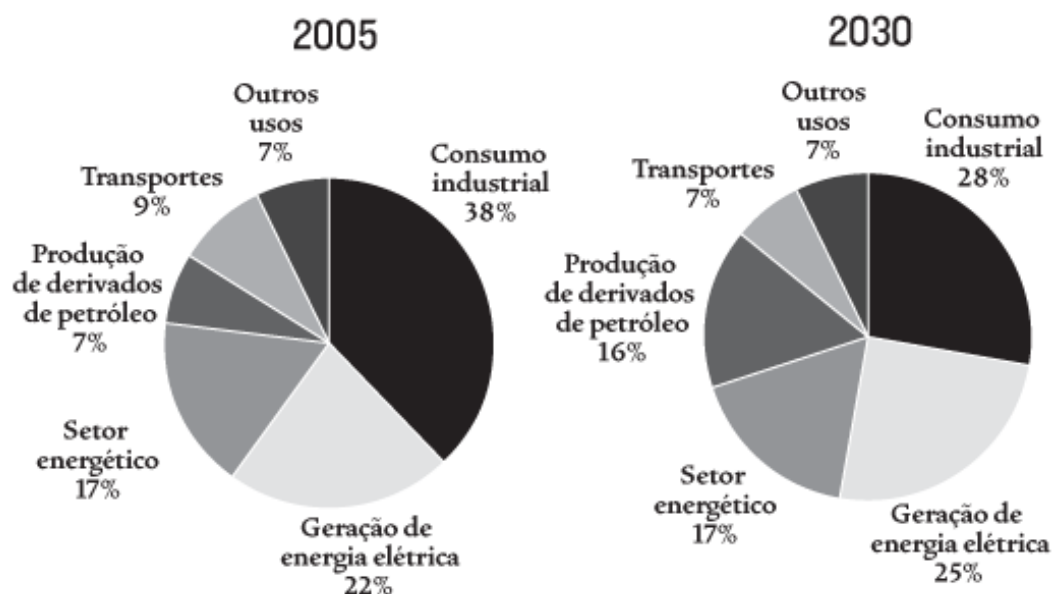


Figura 21.15: Estrutura do consumo de gás natural.

Em 2030, espera-se que o Brasil diminua sua necessidade de importação de energia graças à eficiência energética. Espera-se um crescimento de cerca de 4% da participação da geração não-hidráulica de eletricidade na matriz nacional (Figura 21.16)

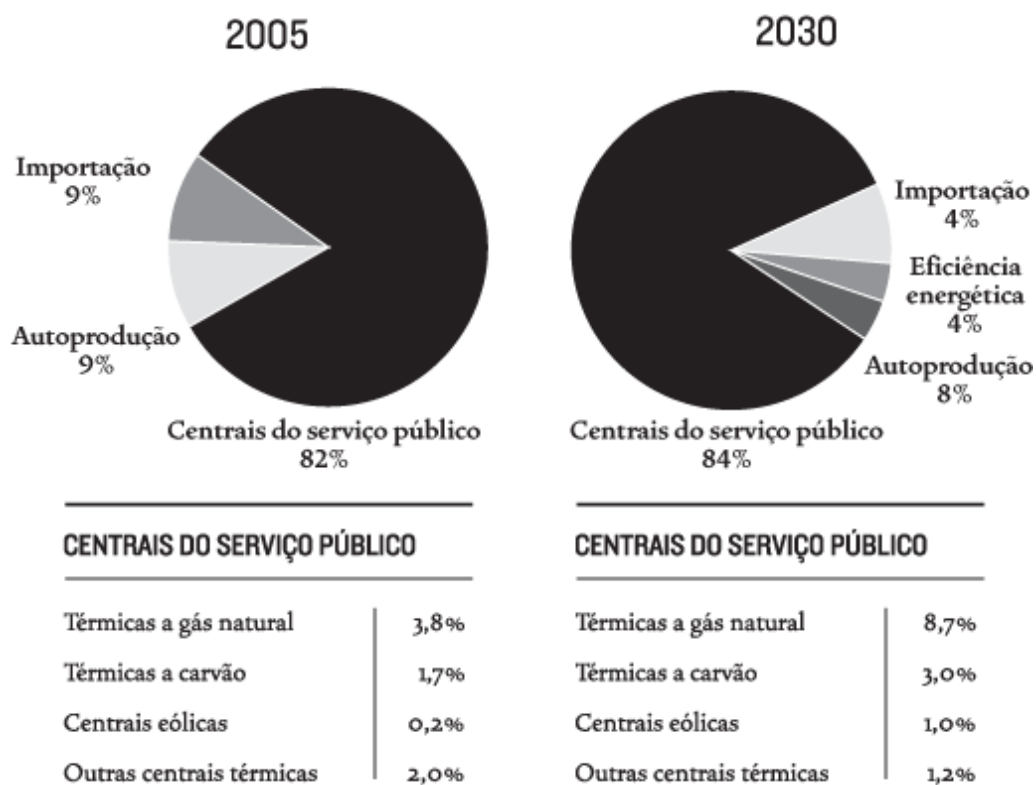


Figura 21.16: Evolução da estrutura da oferta de eletricidade. A porcentagem restante das centrais do serviço público é devida à energia hidráulica.

21.1.4. Chile^{2,8}

A matriz energética do Chile (Figura 21.17) apresenta o petróleo como principal fonte primária e os recursos hídricos como fonte menos atuante. Há um certo equilíbrio entre os outros recursos, sendo que é importante destacar os combustíveis renováveis, dentre os quais se destacam a lenha, como segunda fonte mais presente na matriz nacional. A evolução da matriz energética, ao longo do tempo, aponta o gás natural como recurso de maior taxa de crescimento nos últimos anos. Houve uma inversão de tendência desde 2004, quando a Argentina, principal fornecedora de gás natural para o Chile, apresentou restrições na exportação de gás em função da crise energética ocorrida naquele ano. A partir daí, a consequência na matriz energética chilena foi a gradual substituição do gás natural por outras fontes como o carvão mineral. A Figura 21.18 enfatiza essa situação, demonstrando a evolução do consumo de fontes primárias de 2000 a 2007.

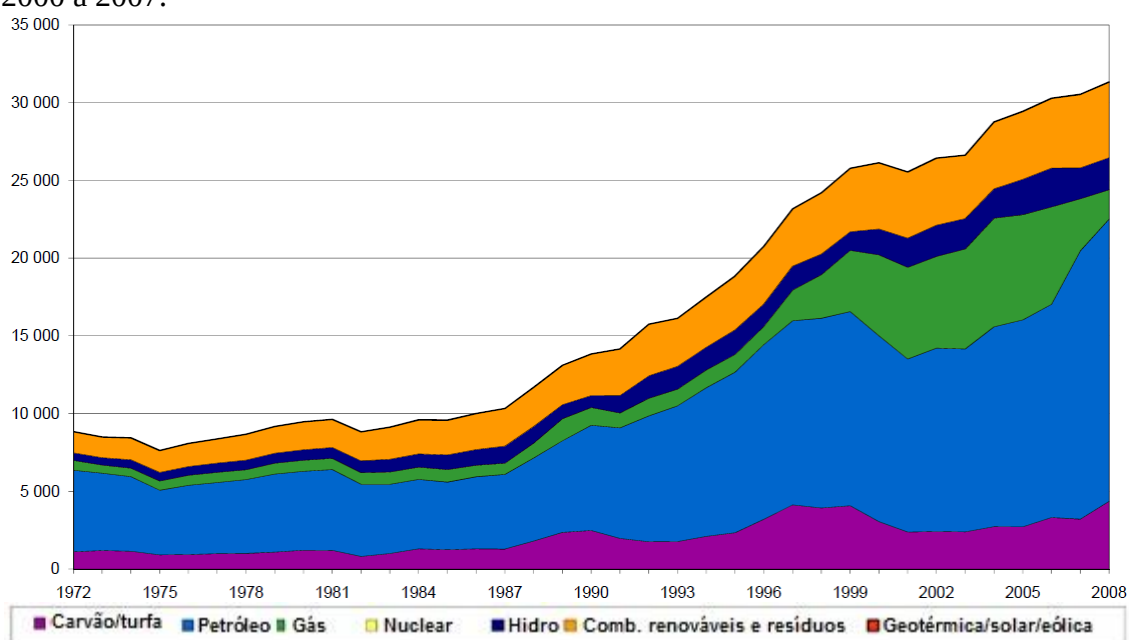


Figura 21.17: Matriz energética do Chile ao longo do tempo (em milhares de tep).



Figura 21.18: Consumo de fontes primárias no Chile/2000-2007

21.1.5 Colômbia^{2, 9, 10}

A Colômbia apresenta, em sua matriz energética (Figura 21.19), a predominância de Petróleo, energético que teve sua oferta interna elevada nos últimos vinte anos em virtude do aumento nas exportações. O destaque para os últimos vinte anos vão para o gás natural e para os recursos hídricos, que tiveram suas participações elevadas em 95% e 50%, respectivamente. A biomassa, em particular a lenha, vem perdendo participação na matriz em função da distribuição de gás GLP na zona rural e periferias de cidades, o que resulta em mudança no padrão de consumo no setor residencial rural.

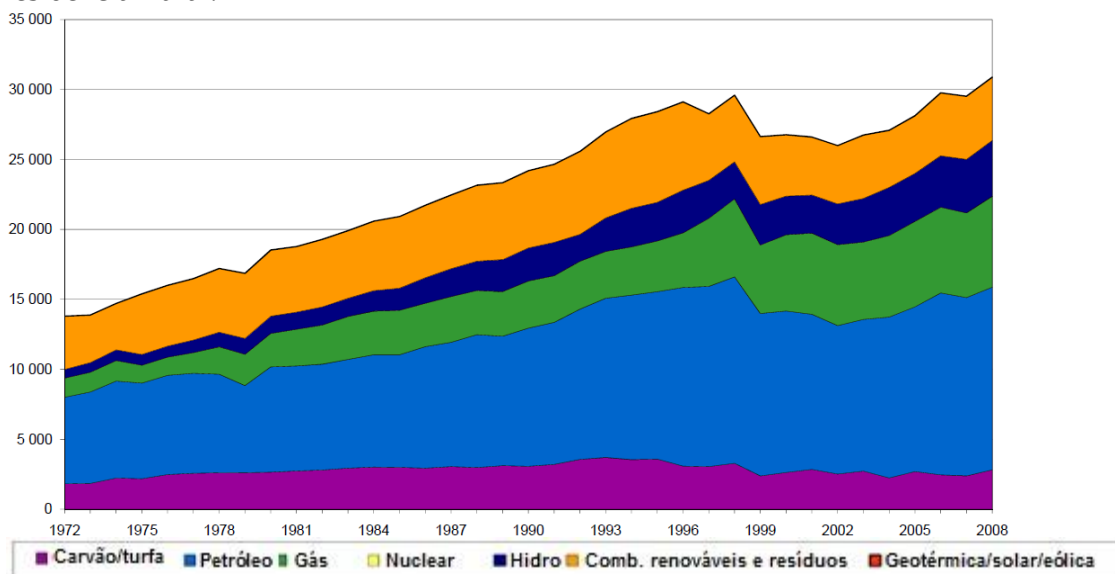


Figura 21.19: Matriz energética da Colômbia ao longo do tempo (em milhares de tep).

O planejamento energético colombiano (Figura 21.20) foi realizado por meio do Plano Energético Nacional – Contexto e Estratégias 2006-2025. O panorama de produção de petróleo, principal recurso na atual matriz energética, é bastante incerto no país, uma vez que a Colômbia sofre uma queda na produção nos últimos anos, além de não obter perspectivas e descobertas de novas reservas a serem exploradas. Por outro lado, esperam-se resultados positivos baseados na ampla atividade de exploração atual, cujos níveis, em termos de poços explorados, supera os registrados nos anos 1990. O cenário contemplado no plano energético da Colômbia considera um crescimento de 49% de 2006 a 2025 quanto ao consumo de recursos primários, o que significa uma taxa de crescimento de demanda em torno de 2,1 % ao ano.

Os recursos hídricos e o gás natural representam os energéticos com maior perspectiva de crescimento, uma vez que a demanda praticamente é duplicada no horizonte de análise.

Segundo o relatório, o maior consumo em 2025 será de petróleo, seguido de gás natural e recursos hídricos. É importante destacar que o incremento em consumo de petróleo, deve-se à ampliação da capacidade de refino em Cartagena. As fontes não convencionais de energia, como biomassa e eólica, apresentam taxas de crescimento baixas, representando, no final do período de estudo 10,9% do consumo total, enquanto o petróleo participará com 40,4%. Na Tabela 21.20, é apresentada uma expectativa da evolução do consumo.

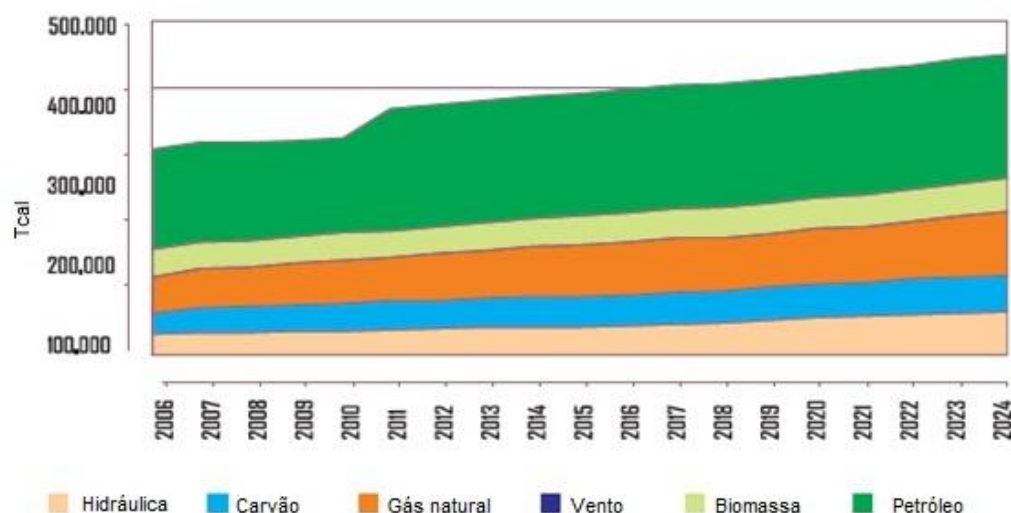


Figura 21.20: Evolução da demanda de energia primária na Colômbia 2006-2025.

Tabela 21.20: Consumo de cada energia primária na Colômbia 2006-2025.

FONTE	2006	2010	2015	2020	2025
Petróleo	48,9%	44,0%	47,0%	43,8%	40,4%
Hidráulica	9,9%	11,1%	10,8%	13,3%	14,1%
Carvão	10,3%	12,6%	11,6%	12,1%	13,1%
Gás natural	17,9%	20,0%	19,7%	19,7%	21,4%
Eólica	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomassa	13,1%	12,3%	10,8%	11,2%	10,9%

Quanto ao cenário de oferta de energia elétrica (Figura 21.21), não se percebem muitas mudanças no horizonte de análise, no qual a hidroeletricidade predomina sobre o gás natural e o carvão. As baixas contribuições de fontes alternativas de energia na produção de eletricidade podem sofrer alterações devido a possíveis modificações regulatórias que facilitem a evolução da geração distribuída, dentro da qual se destacam, na Colômbia, os projetos de cogeração.

O planejamento energético enfatiza, de forma geral, a participação hídrica e de gás natural, principalmente para produção de energia elétrica, sendo que, em um caso-base, são considerados acréscimos de geração para 2025, sendo: 3900 MW para plantas hidrelétricas; até 3000 MW em plantas a gás natural; 2150 MW a partir de derivados de petróleo e 200 MW para sistemas eólicos.

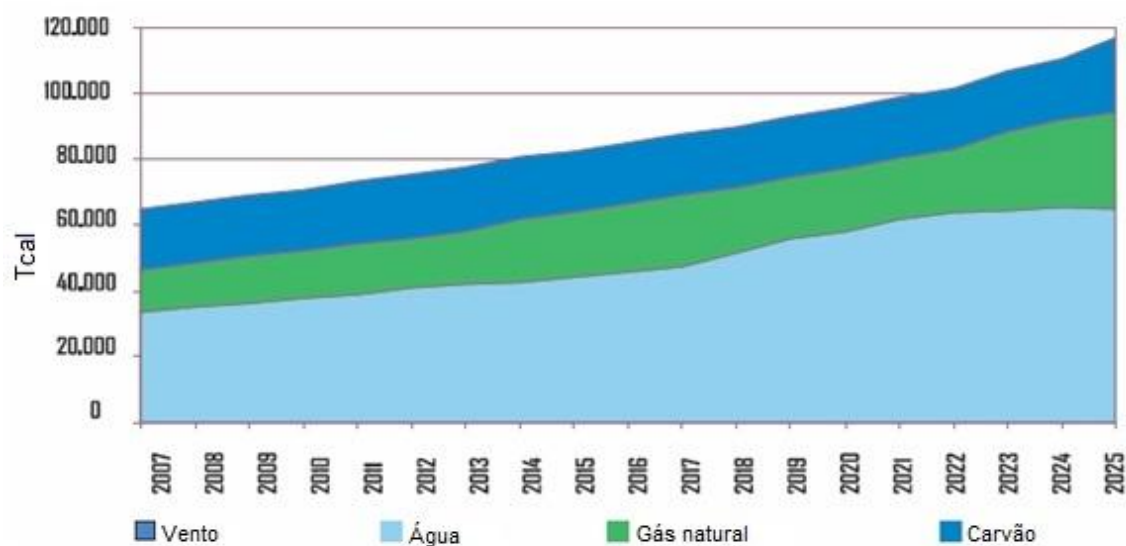


Figura 21.21: Oferta de energia elétrica por fonte na Colômbia 2006-2025.

21.1.6 Costa Rica^{2,11}

O grande destaque para a matriz energética da Costa Rica (Figura 21.22) se dá pela utilização de fontes alternativas de energia: em 2008, estes recursos representaram a segunda principal fonte para o país. As energias eólica e geotérmica são as responsáveis por essa posição de destaque, uma vez que as empresas do setor elétrico estão realizando um grande trabalho para o possível acesso de quase toda a totalidade da população à eletricidade.

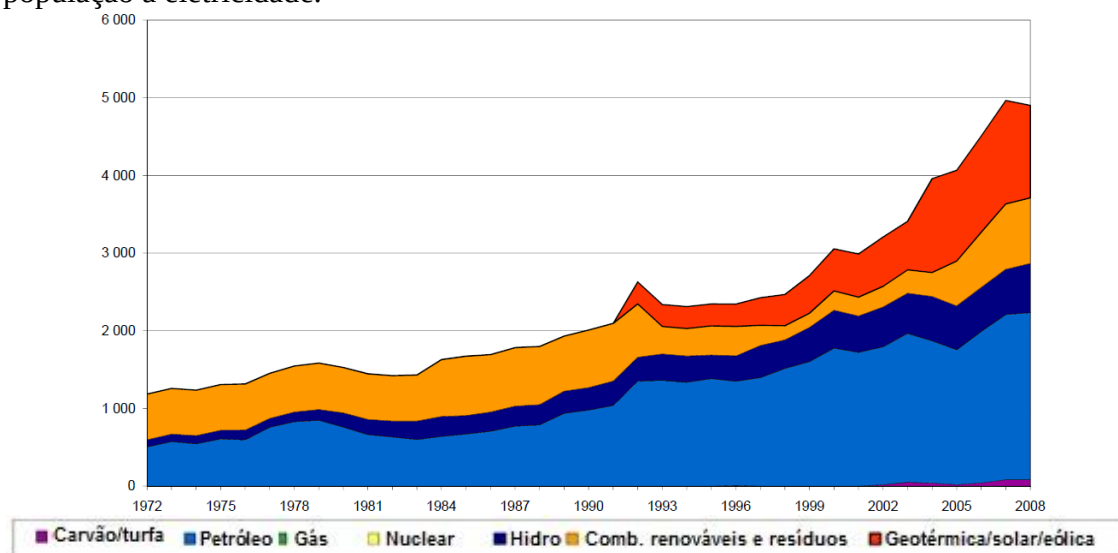


Figura 21.22: Matriz energética da Costa Rica ao longo do tempo (em milhares de tep).

O documento no qual se expõem alguns direcionamentos sobre o aproveitamento energético futuro na Costa Rica apresenta um nome sugestivo: “Hacia un nuevo modelo energético para nuestro país”, ou seja, o país tem pretensões diferenciadas para o uso de energia, fato que se comprova no decorrer do documento.

No primeiro momento, o que chama a atenção no planejamento energético da Costa Rica é a visão do uso de petróleo para o próximo século; a estratégia do país visa

à minimização do uso de petróleo e derivados de forma eficaz (Figuras 21.23-21.24). Dentre os caminhos citados para evitar o crescimento da demanda de petróleo se destacam: introdução progressiva de veículos elétricos e híbridos no mercado nacional; melhora nas tecnologias de produção de calor no setor industrial; uso de gás natural no transporte público, indústria e comércio; uso progressivo de biocombustíveis; minimização no uso de combustíveis fósseis para a produção de eletricidade.

Outra medida que provocará efeitos positivos são projetos de refinarias de petróleo locais em 2013, que promoverão uma possível redução de custos com a diminuição da dependência externa deste recurso.

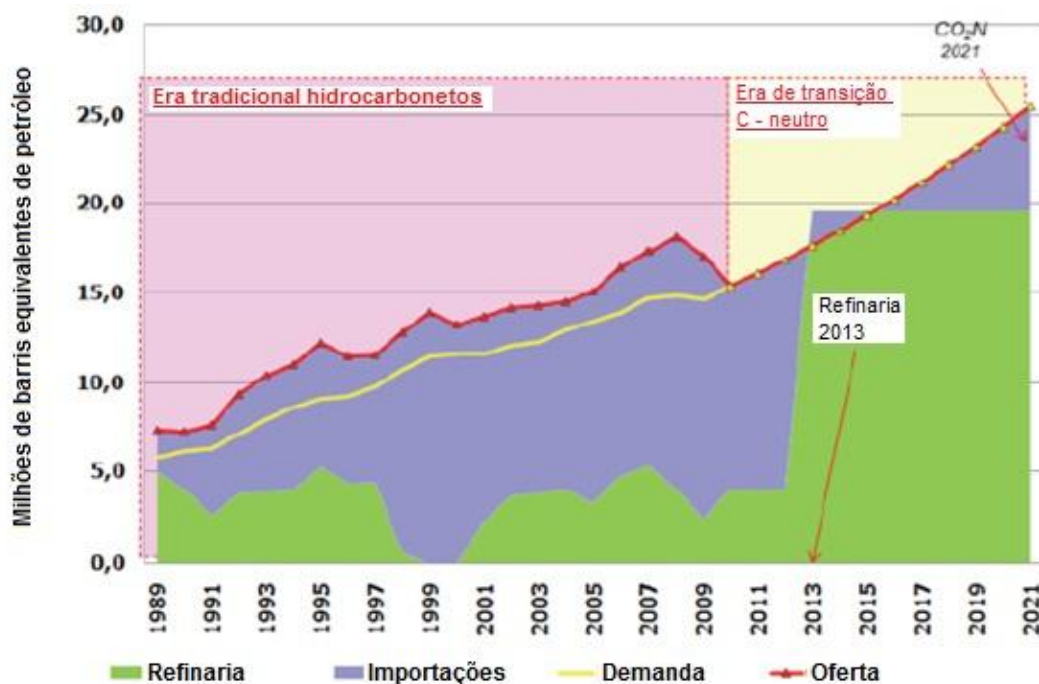


Figura 21.23: Visão Evolutiva do Petróleo e derivados na Costa Rica até 2021.

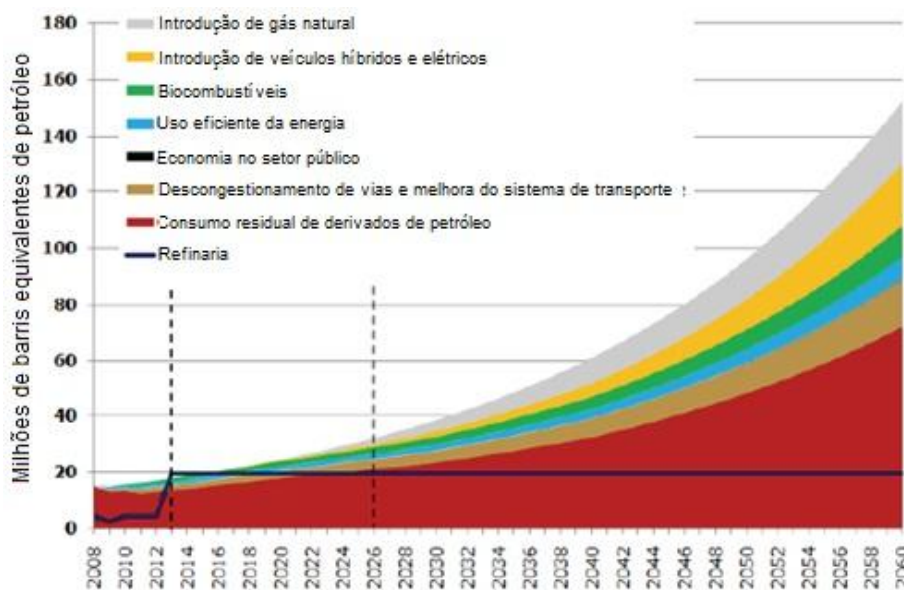


Figura 21.24: Opções para redução de consumo de Petróleo e derivados.

Quanto à energia elétrica, a primeira ação prevista no planejamento é a eliminação da queima de derivados de petróleo para produção de eletricidade. Para este primeiro objetivo, é essencial a construção de grandes plantas hidrelétricas, objetivo que já consta com projetos de dois empreendimentos: *Reventazón* e *El Diquís*. A Figura 21.25 mostra a visão evolutiva quanto à eletricidade para os próximos anos, na qual se observa o esgotamento do potencial hidráulico por volta de 2030.

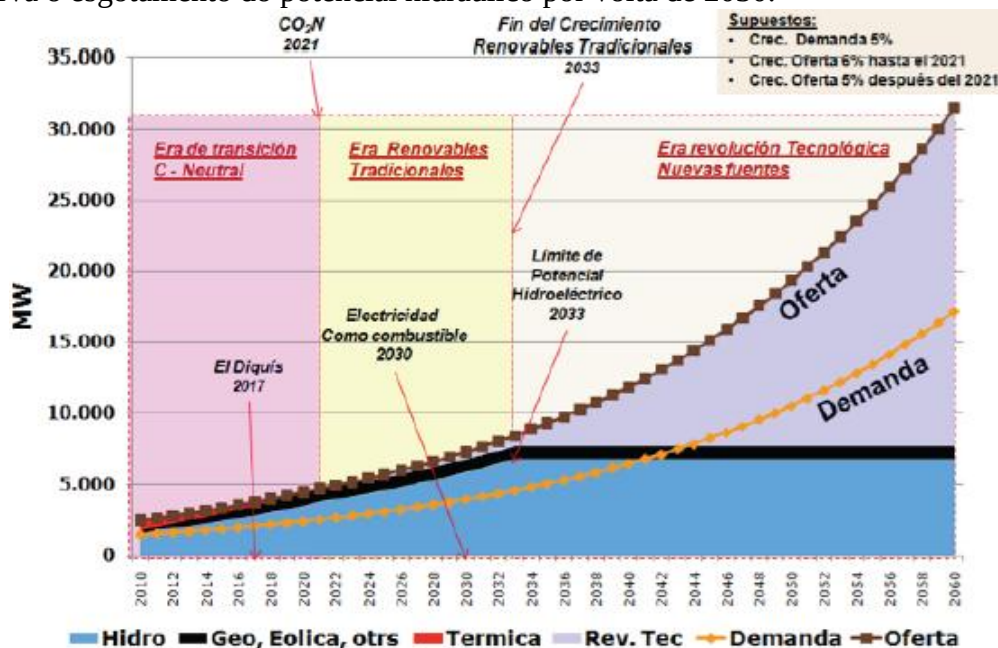


Figura 21.25: Visão evolutiva quanto à eletricidade na Costa Rica.

Em paralelo ao aproveitamento hidrelétrico, estão outras fontes alternativas e renováveis com o objetivo de minimizar o uso de derivados de petróleo para a produção de energia elétrica. A Figura 21.26 demonstra que, até 2021, o principal recurso para produção de energia elétrica será proveniente de fontes hídricas, contudo outras fontes renováveis, principalmente a geotermia e a energia eólica, ganharão destaque e crescerão em uma taxa significativa, que pode substituir, de forma gradativa, o aproveitamento térmico com fontes fósseis.

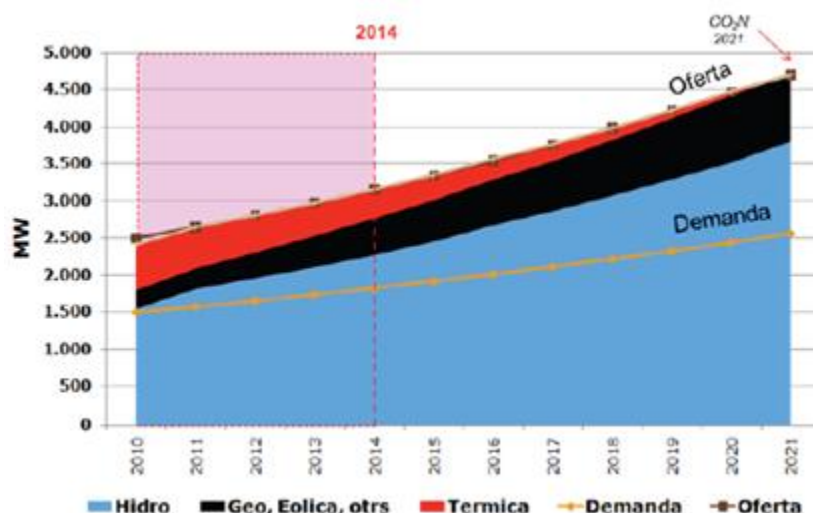


Figura 21.26: Visão evolutiva quanto à eletricidade na Costa Rica até 2021.

De acordo com o relatório, os recursos renováveis tradicionais permitirão cobrir o ritmo de crescimento de consumo atual até 2033; posteriormente, será necessário incorporar novas tecnologias ao sistema. Dentre estas novas fontes, o documento reforça a importância de se conhecerem tecnologias solares.

O planejamento energético da Costa Rica enfatiza algumas medidas imediatas para o período de 2010-2014, visando alcançar os objetivos propostos. Dentre essas medidas estão: aumentar a competitividade no setor petrolífero; estruturar mecanismos para compra internacional de petróleo; introduzir progressivamente biocombustíveis; criar comissão técnica para analisar investimentos em Gás Natural; aumentar a competitividade do país quanto à eficiência, qualidade e segurança de suprimento de eletricidade; impulsionar, por meio de instrumentos legais, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis; promover o uso racional de energia; promover eficiência energética no transporte; constituir uma Comissão Tecnológica de Energia.

21.1.7 Cuba^{2, 12}

Durante muito tempo, a matriz energética cubana (Figura 21.27) se baseava em duas fontes principais: petróleo e biomassa (a biomassa em Cuba inclui, principalmente, bagaço de cana e lenha). Somente a partir de 1999, o gás natural foi inserido, de forma considerável, no país. Cuba sofreu uma substituição da biomassa pelo petróleo ao longo da história, com exceção do período em torno de 1990, quando houve um aumento significativo na produção de cana de açúcar; após esse período, registrou-se a continuidade de tal fenômeno (Figura 21.28).

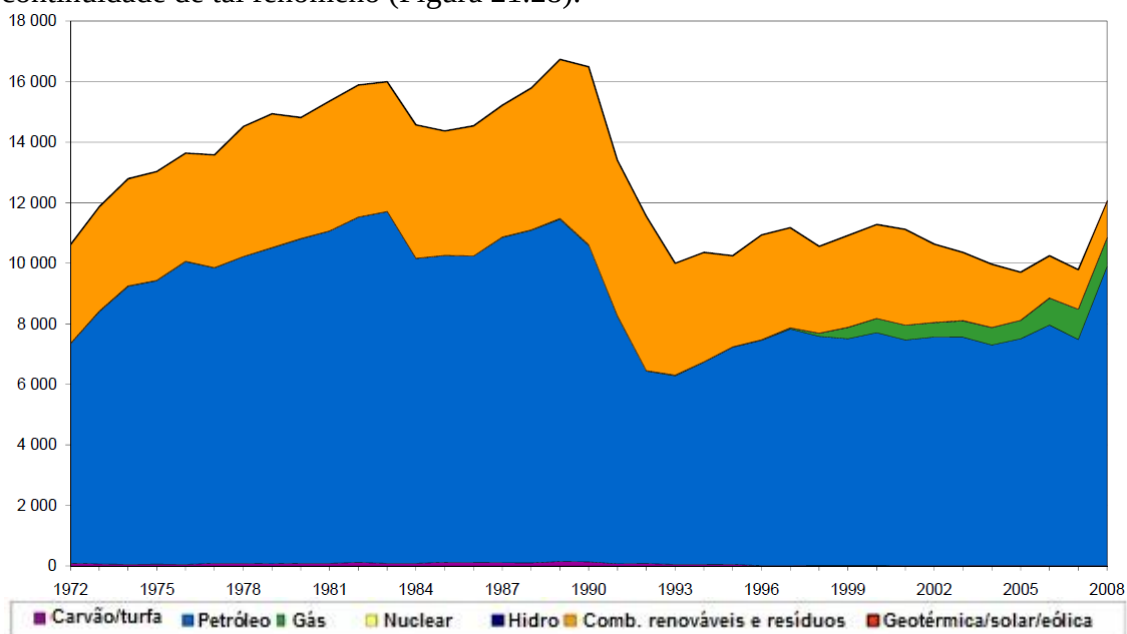


Figura 21.27: Matriz energética de Cuba, ao longo do tempo (em milhares de tep).

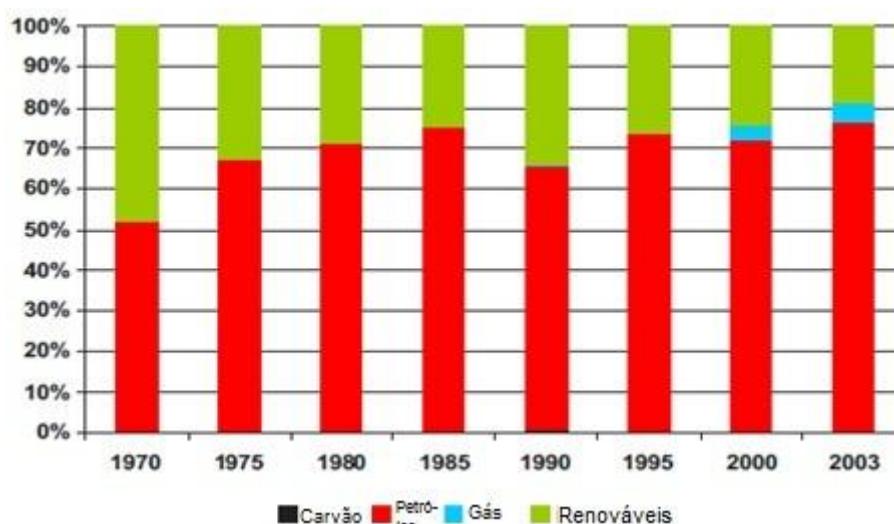


Figura 21.28: Uso de fontes primárias em Cuba ao longo do tempo.

Cuba: A Country Profile on Sustainable Energy Development é o documento que apresenta alguns apontamentos sobre o planejamento energético cubano; o relatório foi desenvolvido na IAEA (*International Atomic Energy Agency*) em parceria com as Nações Unidas e com a CubaEnergia (Centro de Gestão da Informação e Desenvolvimento da Energia).

O relatório em questão estabelece alguns cenários nos quais são realizadas algumas projeções para se poder traçar um plano de ações futuras. Os cenários se dividem em quatro: REF (Cenário de Referência) assume a continuação da situação atual – negócios continuam no mesmo ritmo); FOS (assume o uso intensivo de combustíveis fósseis baseados na exploração de um número considerável de novos campos no Golfo do México); REN (assume o uso intensivo de combustíveis renováveis, baseados em políticas para a exploração do potencial estimado); MIX (considera uma mescla entre os cenários FOS e REN, acrescidos de mudanças na matriz energética do país). Dessa forma, a projeção de fornecimento de energia primária para 2025 tem o comportamento representado na Figura 21.29.

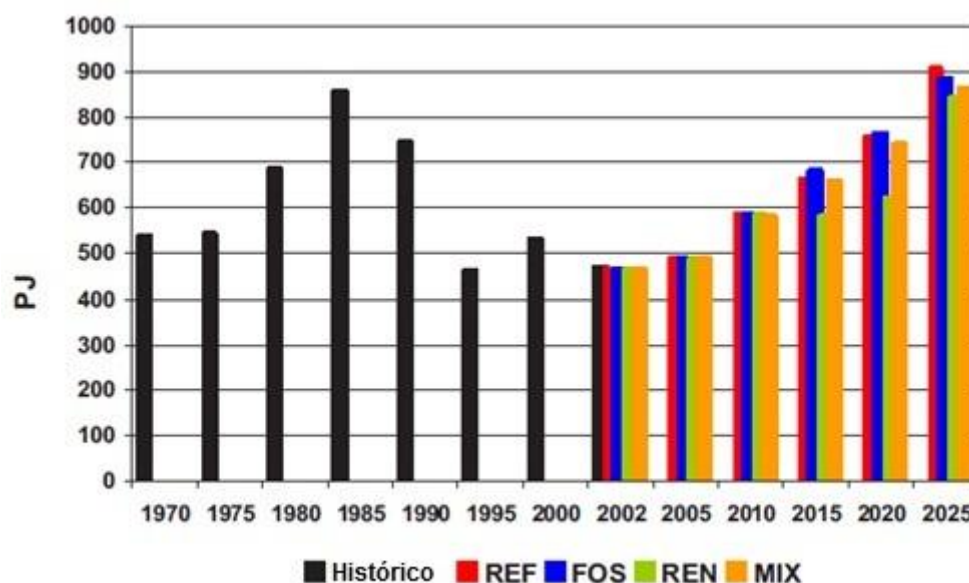


Figura 21.29: Fornecimento de Energia Primária em Cuba até 2025.

Quanto à produção de energia elétrica por fonte, obtém-se o resultado da Figura 21.30, que demonstra a grande participação do petróleo, inclusive com o cenário menos propício a seu desenvolvimento. Outros fatores importantes a atentar são: a parcela de participação de energias eólica e solar em todos os cenários supostos; e a consolidação da participação do gás natural.

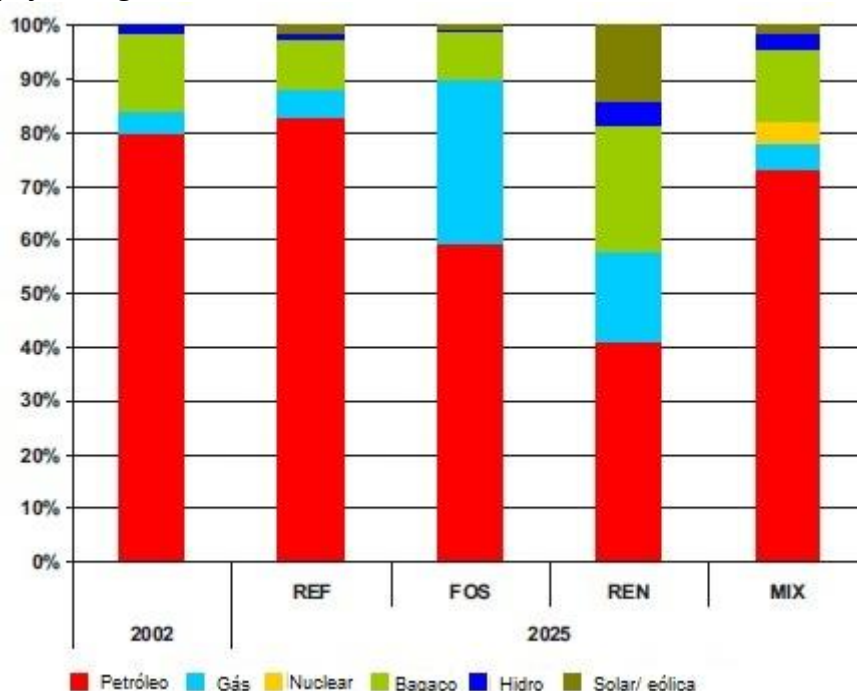


Figura 21.30: Participação dos diferentes recursos na produção de eletricidade em Cuba - 2025.

Percebe-se, portanto, a grande dependência cubana de recursos fósseis, que tende a crescer inclusive no cenário REN, o qual propõe o uso intensivo de recursos renováveis. Contudo, caso o potencial de exploração de petróleo e gás natural no Golfo do México se concretize, a dependência externa desses recursos pode diminuir substancialmente, até mesmo nas importações de produtos de petróleo, caso novas refinarias sejam construídas.

Segundo o relatório, o grande problema para Cuba nos próximos anos está relacionado à segurança no fornecimento de energéticos. As estratégias propostas para esta questão se baseiam nas seguintes premissas: aumento da competitividade econômica; conservação e uso racional de energia; exploração e uso eficiente de petróleo e gás natural; desenvolvimento de fontes renováveis de energia; suporte legal e institucional de atividades no setor energético; envolvimento ativo em fóruns e eventos internacionais relacionados a questões tecnológicas, energéticas e ambientais, visando à integração de recursos.

21.1.8 El Salvador²

O grande destaque para El Salvador é a energia geotérmica; responsável por gerar 20% da energia elétrica consumida no país, representa 26,7% da matriz energética nacional. O país é o maior produtor de energia geotérmica na América Central. No país, essa fonte representa aproximadamente 150 MW, significando 12% da capacidade instalada de produção de eletricidade (Figura 21.31).

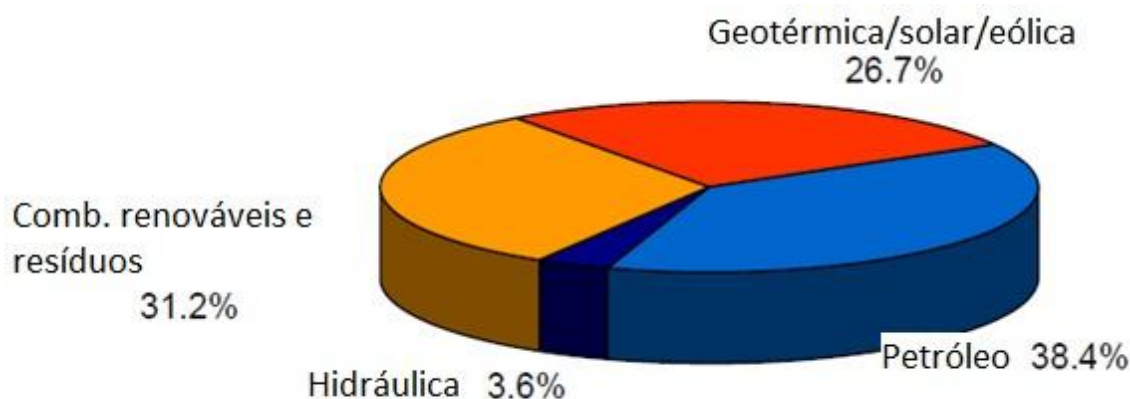


Figura 21.31: Matriz energética de El Salvador (Total consumido:4882 ktep).

21.1.9 Equador^{2,13}

O Equador é um dos maiores exportadores de petróleo da América Latina, fato que se reflete na presença deste recurso como principal participante da matriz energética do país (Figura 21.32), com grande participação (cerca de 80%) em comparação às outras fontes.

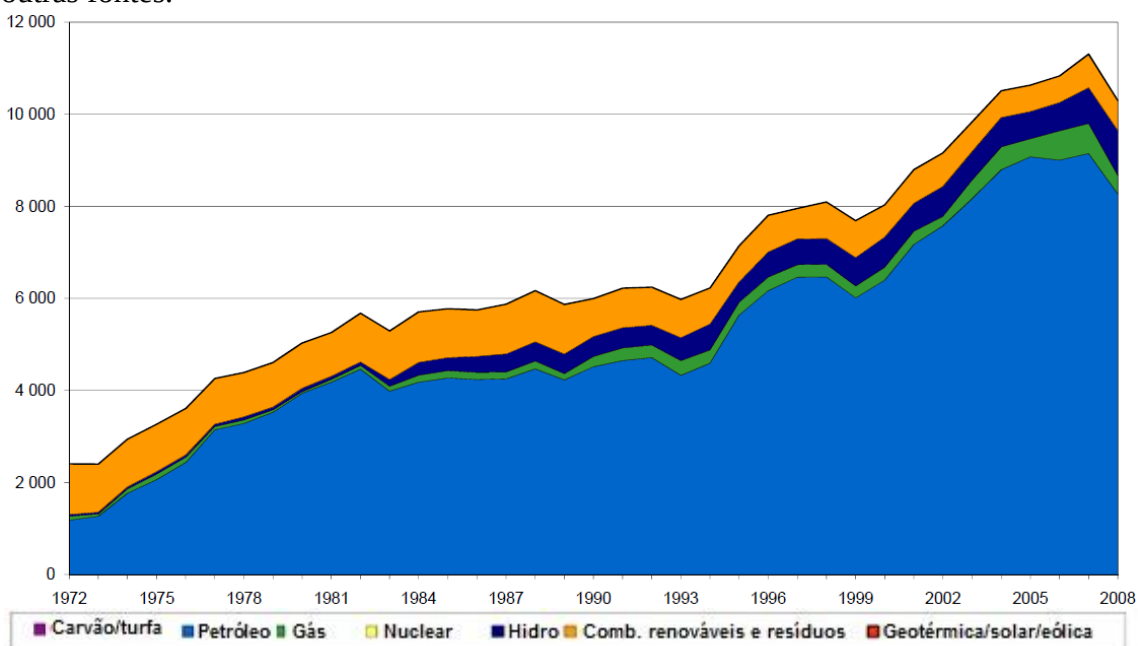


Figura 21.32: Matriz energética do Equador ao longo do tempo (em milhares de tep).

Outro destaque para a matriz do país é a energia hidráulica. Como segundo principal recurso, é responsável por 50% da produção de energia elétrica nacional. O Equador através do CONELEC (Conselho Nacional de Eletricidade) divulgou em 2009 o “Plan Maestro de Eletrificación 2009-2020”, plano no qual são estabelecidos alguns parâmetros e planejamentos para o setor elétrico e energético como um todo.

Seguindo o ideal proposto no PND (Plano Nacional de Desenvolvimento) 2007-2010, é necessário ao Equador projetar suas bases para uma perspectiva pós-petróleo, ou seja, o país não pode depender de exportação de um produto como o petróleo, seja por questões econômicas ou por questões ambientais. Portanto, planejamento energético do país com a proposta do PND, a manutenção da matriz energética tende a ser o foco, não somente para compensar a queda na dependência de petróleo, mas fundamentalmente

para compor a estrutura energética com a participação de recursos renováveis, visando garantir a autonomia energética de forma sustentável.

O levantamento da matriz energética no país tem passado por uma reestruturação, para que assim seja possível o desenvolvimento de um planejamento que visa às seguintes ações: diversificar a matriz energética com energias limpas e renováveis, como a eólica, biomassa, biogás, solar, geotérmica e hidráulica; trabalhar em marcos jurídicos para incentivar o uso de biocombustíveis; introduzir o conceito de eficiência energética e uso racional de energia; criar uma lei de incentivo ao uso de energias renováveis; inserir o componente de eficiência energética na educação básica; instituir um programa de etiquetagem para melhorar a eficiência energética de equipamentos; substituir veículos com motores de combustão interna por veículos elétricos híbridos; ter apoio por parte do MEER (Ministério de Eletricidade e Energia Renovável) e do Ministério de Minas e Petróleo a projetos de novas refinarias.

O relatório estipula dois cenários para se entender a perspectiva futura do comportamento da produção, demanda, exportação e importação na matriz energética nacional. Em um primeiro cenário denominado Tendencial, a matriz se comporta de acordo com tendências históricas. Neste cenário, a oferta energética (produção mais importação) mostra uma queda de cerca de 15% entre os períodos de 2006-2011 e 2012-2020, redução que se explica pela diminuição da produção de petróleo (Figura 21.33). A demanda interna de energia aumenta cerca de 90% até 2020, enquanto as exportações reduzem aproximadamente 42%.

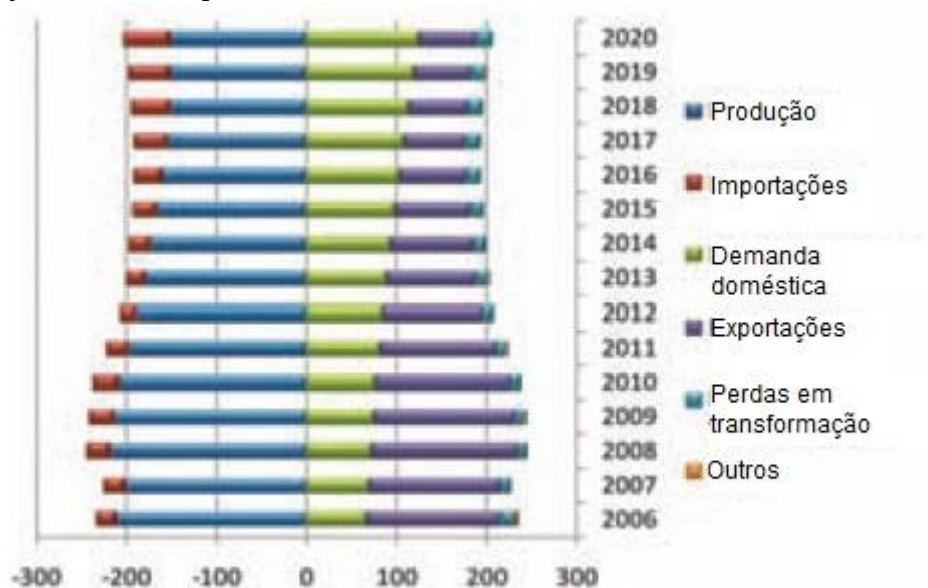


Figura 21.33: Comportamento da matriz energética no Equador para o Cenário Tendencial 2006-2020.

Em um segundo cenário (Figura 21.34) com intervenção, ou seja, no qual há um acréscimo de novos empreendimentos, principalmente na produção de energia elétrica, percebe-se um aumento na oferta, sendo possível até maior exportação de recursos e menor importação.

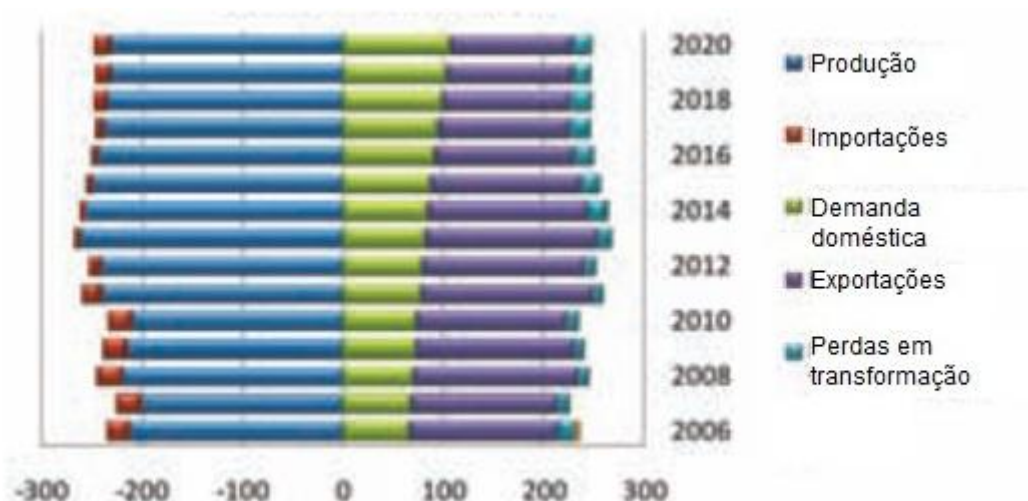


Figura 21.34: Comportamento da matriz energética no Equador para o Cenário com intervenção 2006-2020.

Quanto à energia elétrica, a perspectiva futura da matriz energética mostra claramente que os projetos hidrelétricos são de fundamental importância para suportar as necessidades do crescimento de produção de energia no país. Além do aproveitamento hidráulico, também mostra-se necessária a inclusão de geração térmica eficiente que utilize combustíveis produzidos nacionalmente na matriz. Portanto, a diversificação da matriz energética e a inclusão de geração hidrelétrica e termelétrica levarão o país a ter uma oferta de energia elétrica autossuficiente, sendo possível exportar ou realizar substituição de combustíveis em outros setores como no transporte e na indústria.

Visando, portanto, à minimização da utilização de petróleo como recurso principal no país, as autoridades demonstram grande interesse nas energias renováveis como alternativa. O *Plan Maestro de Electrificación 2009-2020* demonstra algumas iniciativas e trabalhos que já em desenvolvimento no Equador para esse fim.

21.1.10 Guatemala^{2, 14}

A matriz energética da Guatemala (Figura 21.35-21.36) é composta principalmente pela biomassa. O país ainda é muito dependente do uso da lenha, embora esteja tentando mudar essa realidade.

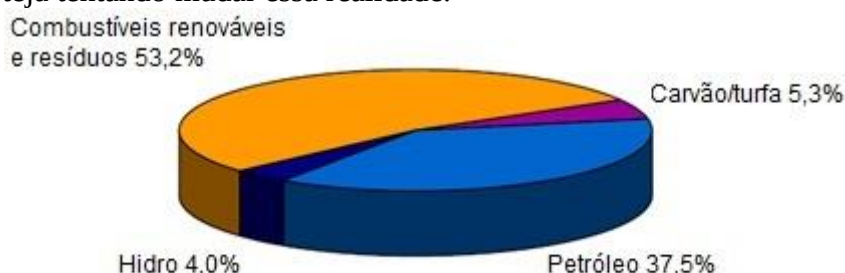


Figura 21.35: Matriz energética da Guatemala (total: 8072 milhares de tep).

A produção de energia elétrica tem como principal fonte a hidreletricidade. Os combustíveis fósseis e o *bunker* (derivado de petróleo) representam, juntos, 31% da matriz. A integração com o México responde por 11% da oferta de energia da Guatemala, situação que o país está disposto a mudar.

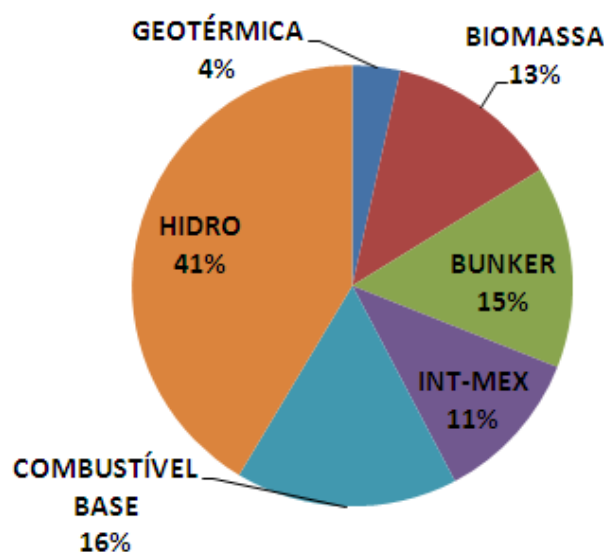


Figura 21.36: Matriz de energia elétrica da Guatemala. (Combustível base: carvão, gás natural, coque de petróleo)

A Guatemala tem seu Plano de Expansão do Sistema Elétrico Guatemalteco, que fez projeções para 2022 (Figura 21.37), com base em 2007. Pouco foi dito a respeito das fontes alternativas nesse plano, que se focou em hidrelétricas e termelétricas a combustíveis fósseis, especialmente nas primeiras.

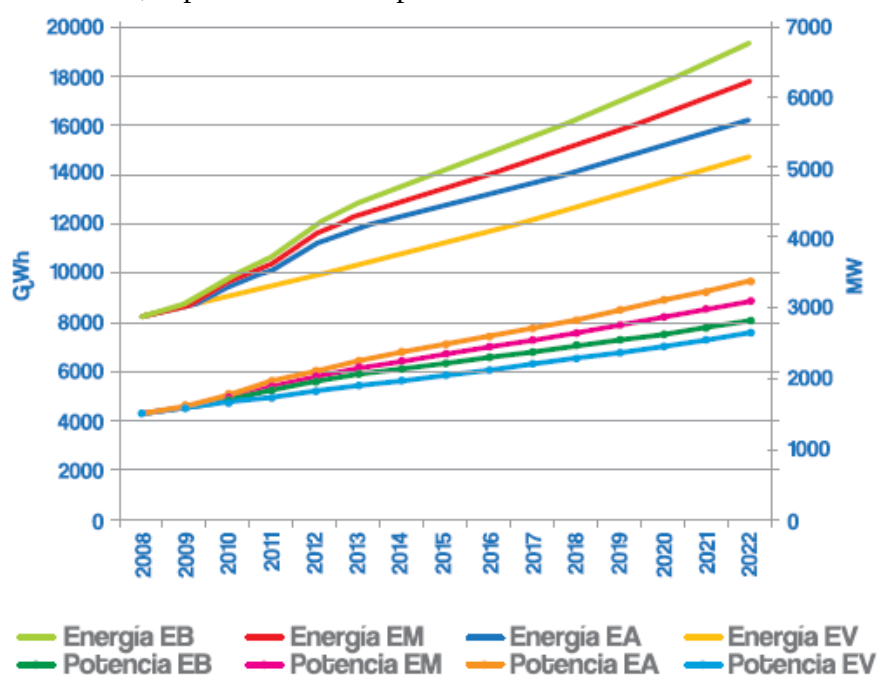


Figura 21.37: Projeções do consumo de energia e da potência instalada em quatro cenários propostos pelo governo guatemalteco.

Nas projeções a longo prazo, o que se nota é o expressivo aumento da geração hidrelétrica e a diminuição do uso do *bunker*, de origem fóssil. Essa redução pode ser observada nos três cenários de demanda projetados, mas é menos significativa no cenário de demanda alta, já que ela levaria à ativação de termelétricas fósseis. Também é possível observar que a necessidade de Guatemala de importar energia elétrica do

México diminuirá drasticamente nas três projeções. Isso é condizente com a proposta do país de ter maior independência energética em 2022.

21.1.11 Haiti¹⁵

A estrutura da matriz energética do Haiti reflete a condição econômica do país, que conta com um dos menores percentuais de população com acesso à energia elétrica de forma regulamentada, cerca de 12,5% das pessoas. A grande participação de combustíveis renováveis na matriz se dá em função do uso de lenha. A energia elétrica consumida no Haiti tem 70% de sua origem na geração térmica com combustíveis derivados de petróleo, o que torna o país bastante vulnerável em relação à instabilidade do preço de petróleo.

21.1.12. Honduras¹⁶

Honduras, por muitos anos, utilizou de lenha e biomassa proveniente de resíduos agrícolas para suprir suas necessidades energéticas. Esse panorama sofreu alterações ao longo dos anos, e o petróleo passou a atuar com mais intensidade, porém o país nunca produziu petróleo e depende de importação para suprir suas necessidades (Figura 21.38).

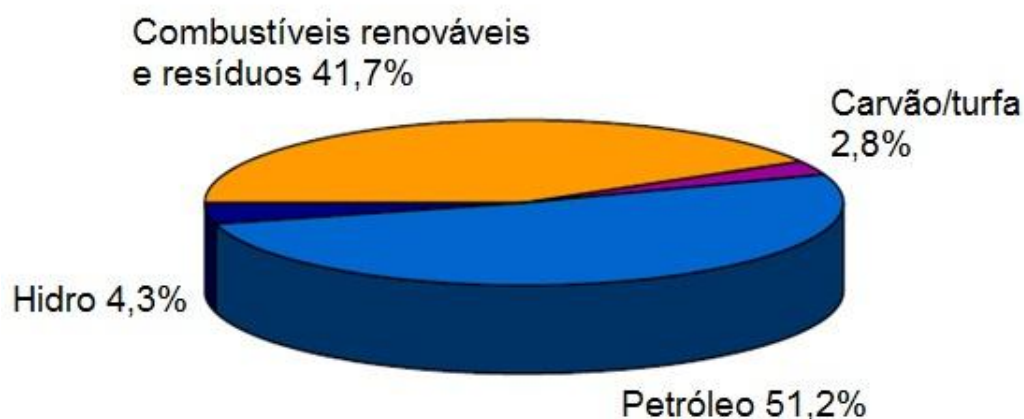


Figura 21.38: Matriz energética de Honduras (Total consumido: 4624 ktep). Fonte: IEA/2010.

A meta de Honduras, definida na Visão de País 2010-2038 (Tabela 21.3), é a de que, ao fim do período, a produção de eletricidade hondurenha conte com, pelo menos, 80% de energia vinda de fontes renováveis. A energia renovável escolhida para se atingir essa meta é a hidrelétrica, embora o documento destaque a importância de se pesquisar a implantação de outras formas, como a solar, a eólica, a geotérmica e outras.

Tabela 21.3: Evolução da porcentagem de eletricidade renovável na matriz energética hondurenha, de acordo com a Visão de País

	2009	2013	2017	2022	2038
% de Energia Elétrica Renovável participando na matriz de geração, (ENEE)	20%	40%	50%	60%	80%

Fonte: Visão de País 2010-2038

21.1.13. México^{2,17}

Em 2009, o México foi o sétimo maior produtor de petróleo do mundo, sendo o setor petrolífero um componente crucial para a economia mexicana. Petróleo e gás natural representam os dois principais recursos energéticos presentes na matriz energética do país (Figura 21.39), sendo que o gás gradualmente vem substituindo o petróleo usado como para a aplicação em produção de energia elétrica, daí o aumento da participação na matriz nos últimos anos. Contudo, o gás natural no México é importado, o que pode gerar instabilidade futura, ocasionando um aumento nas importações oriundas dos EUA e até mesmo investimento em importações por via de GNL (Gás Natural Liquefeito).

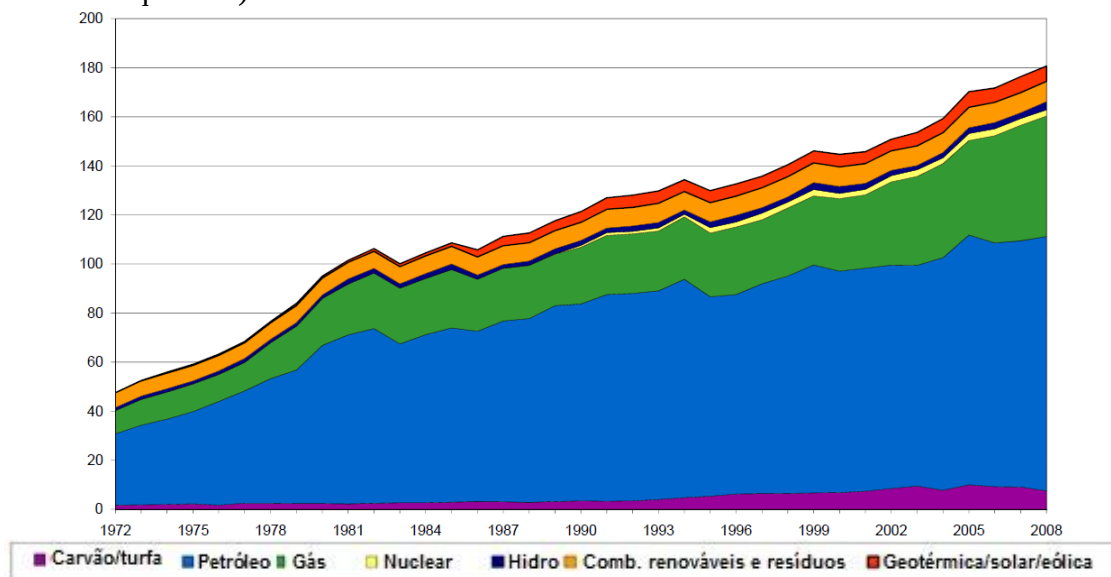


Figura 21.39: Matriz energética do México ao longo do tempo (em milhares de tep).

O país possui a terceira maior produção mundial de energia elétrica por meio de recursos geotérmicos, contando com um parque gerador geotérmico que totalizava aproximadamente 960 MW em 2008. O México possui ainda a maior usina geotérmica do mundo com capacidade instalada de 720 MW. A estrutura de aproveitamento de fontes nucleares no México é parecida com a brasileira – o país possui um único empreendimento com 1400 MW de potência instalada, significando 2,4% da capacidade de produção de energia elétrica do país.

O México é um dos grandes produtores de petróleo da América Latina. Ao contrário da Venezuela, entretanto, ele tem uma preocupação com a introdução de energias renováveis em sua matriz energética, expressa em seu Programa Setorial de Energia 2006-2012. A meta mexicana é sair de 23% de energias renováveis em 2006 para 26% em 2012. A Figura 21.40 mostra a evolução esperada das fontes de produção de energia elétrica no país. É possível ver o crescimento da participação dos renováveis e do gás natural às custas da diminuição do uso do petróleo.

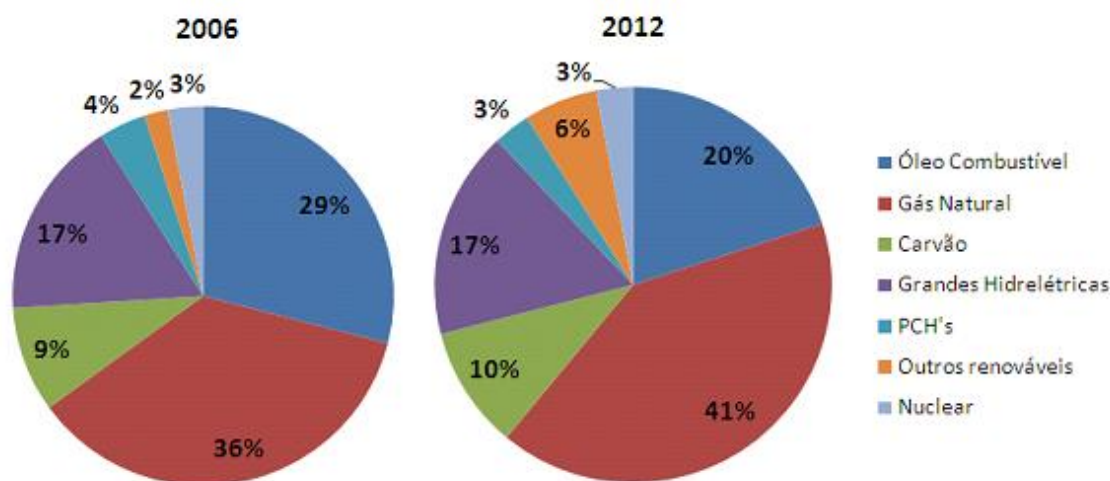


Figura 21.40: Projeção da evolução da participação das fontes na produção de eletricidade no México no fim de 2012.

O Programa Setorial não especifica quais fontes renováveis serão responsáveis por esse aumento, mas chega a mencionar que pretende desenvolver o aquecimento e a eletricidade de fontes solares. Os bicomcombustíveis também são um alvo da política energética mexicana, que pretende fomentar as pesquisas nessa área e o desenvolvimento do setor.

Outro alvo do Programa é a eficiência energética. O país espera economizar energia implantando um programa de economia nos setores públicos e na produção de energia. Espera-se que, até 2012, 43,416 GWh de eletricidade tenham sido economizados com os programas de eficiência.

21.1.14 Nicarágua^{2,18}

A Nicarágua tem como destaque a grande participação da energia geotérmica, em sua matriz (Figura 21.41) a partir da década de 1980. A exploração dessa fonte, no país, está nas mãos da empresa GEMOSA, do grupo Ormat, um dos líderes mundiais em geotérmica. Os resíduos de cana têm participação importante na fatia correspondente à biomassa da matriz nicaraguenha. Também é interessante notar a ausência da participação do gás natural e a quase ausência da energia hidráulica.

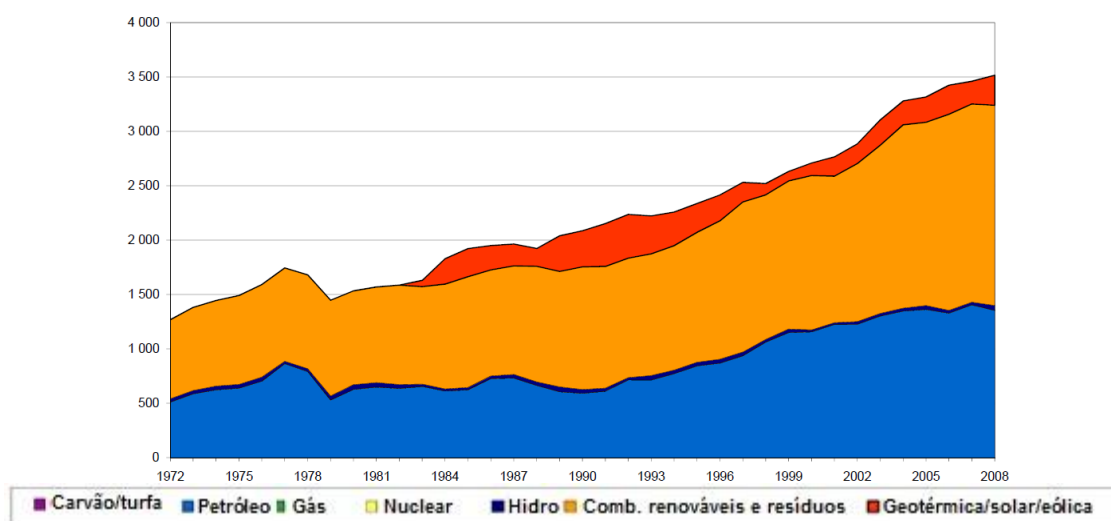


Figura 21.41: Matriz energética da Nicarágua ao longo do tempo (em milhares de tep).

O planejamento energético da Nicarágua está descrito no Plano Indicativo da Geração do Setor Elétrico 2005-2016. Atualmente, o país aproveita apenas 2,7% de seu potencial hidrelétrico de 1760 MW, além de possuir potencial para a energia geotérmica, devido a suas características geológicas. A Nicarágua também tem um potencial eólico de mais de 200 MW e um potencial em biomassa não determinado, mas cujas oportunidades estão na cogeração com bagaço de cana e madeira de eucalipto. A energia solar não foi contemplada no Plano por seu alto custo de ligação com a rede.

O plano também considerou as usinas termelétricas a derivados de petróleo, inclusive com ciclo combinado. Em uma perspectiva nacional, considerou-se apenas as termelétricas a carvão de pequeno porte (125 MW), embora usinas de 250 MW tenham sido aceitas nos planos de abrangência regional.

Como é considerado duvidoso o abastecimento de gás natural mexicano e colombiano, as termelétricas a gás natural não foram incluídas.

Dois macrocenários (Figura 21.42-21.43) são considerados no Plano: o *Integrado* e o *Isolado*. No primeiro, considera-se que os seis países que integram o projeto SIEPAC (*Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*, integrado por Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicarágua, Costa Rica e Panamá) se desenvolverão de uma forma integrada, uns dependendo dos outros, o que é considerado um cenário idealista. O segundo conta como cada país fará seu desenvolvimento mais ou menos isoladamente, contando apenas com os próprios recursos para suprir suas demandas. Esses macrocenários dão origem a cenários que levam em conta se a demanda será alta ou se será a esperada (A ou E), se o preço do combustível será alto ou base (A ou B), se serão levadas em conta todas as hidrelétricas, ou só as abaixo de 100 MW (HT ou HM), se o SIEPAC será implantado (+SS) ou se atrasará (+SS10) ou se não será implantado (-SS) e se haverá ou não interconexão com o México (+MX).

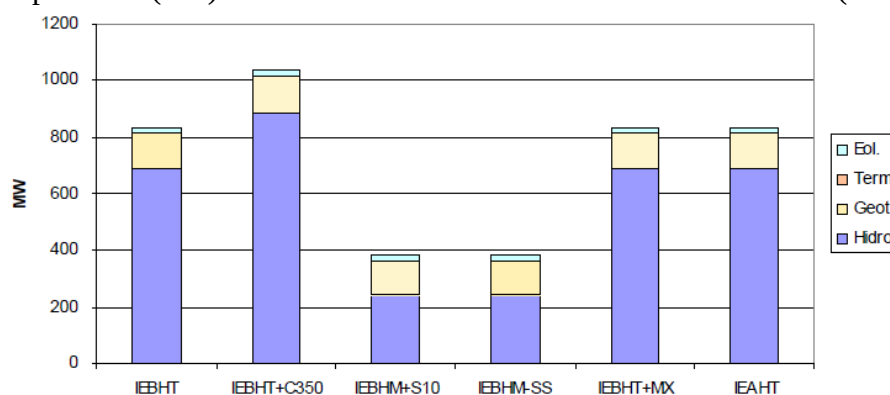


Figura 21.42: Instalação na Nicarágua no período 2005-2016, para cada um dos cenários do macrocenário integrado.

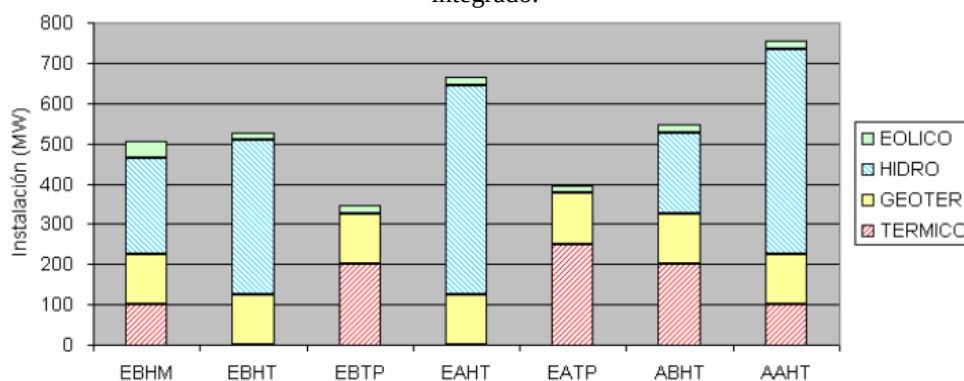


Figura 21.43: Instalação na Nicarágua no período 2005-2016, para cada um dos cenários do macrocenário integrado.

Uma projeção da matriz energética nicaraguense (Figura 21.44-21.46) foi feita pelo Plano com base nos três cenários principais do macrocenário *Isolado*, considerado o mais provável. O caso EBHM leva em conta uma demanda esperada, preços baixos dos combustíveis e considera apenas as hidrelétricas abaixo de 100 MW. O caso EBHT é semelhante ao EBHM, mas leva em conta todas as hidrelétricas. O cenário EATP traz a demanda esperada, preços altos dos combustíveis e abertura apenas de termelétricas; é considerado um cenário “de emergência”, caso o país não consiga abrir hidrelétricas até 2016. As projeções indicam que a demanda deve crescer de 442 MW em 2003 para 858 MW em 2018 (podendo alcançar 918 MW, em um cenário de alta demanda).

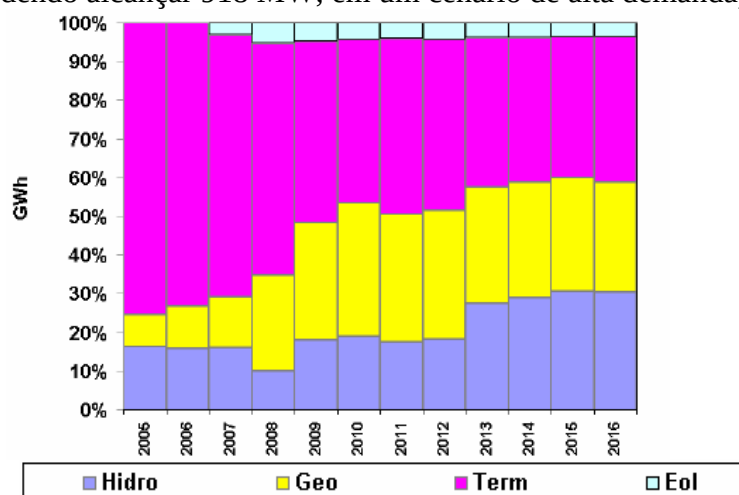


Figura 21.44: Projeção da matriz energética nicaraguense para o caso EBHM.

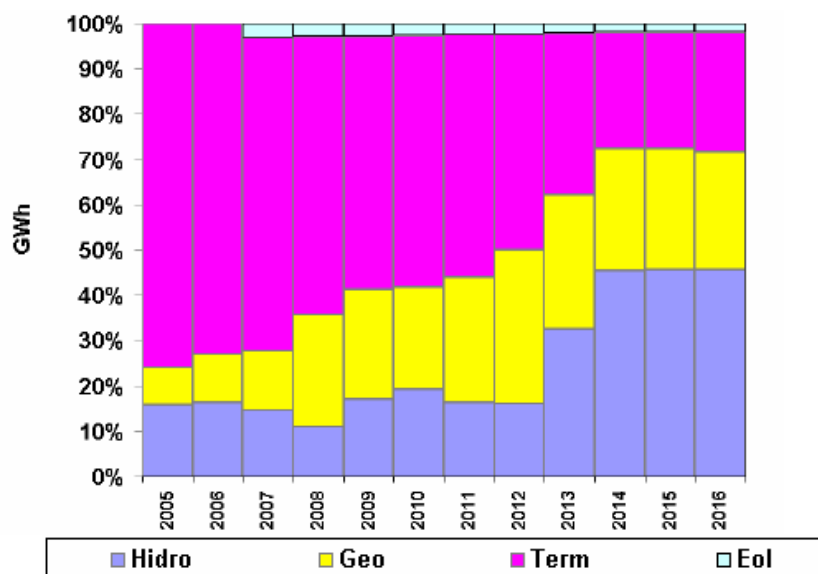


Figura 21.45: Projeção da matriz energética nicaraguense para o caso EBHT.

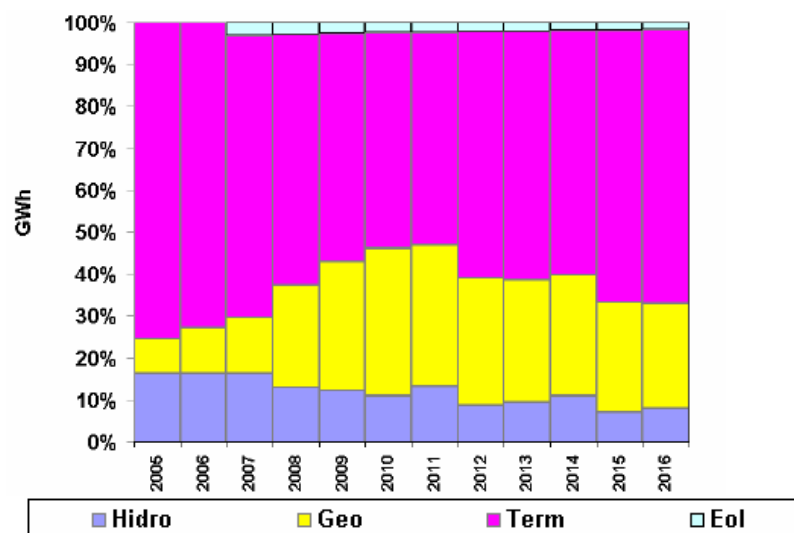


Figura 21.46: Projeção da matriz energética nicaraguense para o caso EATP.

21.1.15 Panamá^{2,19}

É afirmado na Política Nacional de Hidrocarbonetos e Energias Alternativas do Panamá que o país é fortemente dependente das importações de petróleo de seus vizinhos, sendo que a porcentagem de energia produzida nacionalmente cai a cada ano, apesar do aumento do consumo. Isso coloca o país em uma situação delicada, da qual ele busca sair com a referida Política (Figura 21.47).

O restante da matriz panamenha é composta de biomassa e uma pequena parcela de hidreletricidade. A parcela da biomassa subdivide-se em carvão vegetal, lenha e resíduos de cana, aqui em ordem decrescente de participação.

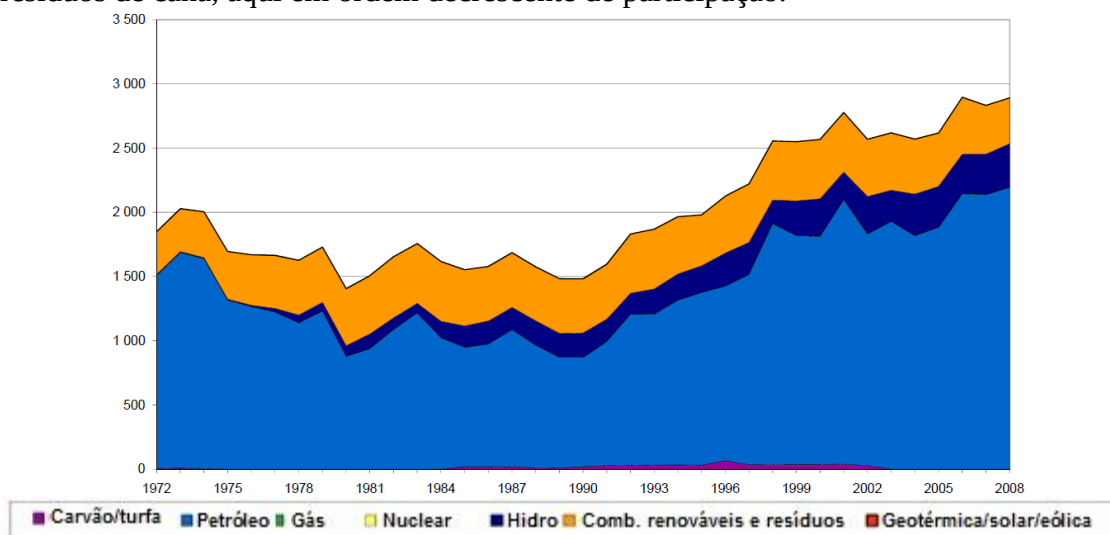


Figura 21.47: Matriz energética do Panamá ao longo do tempo (em milhares de tep).

O Plano Nacional de Energia 2005-2020 é o documento contendo as políticas energéticas panamenhas de longo prazo. O plano prevê que a demanda energética do país sairá de 946,28 MW em 2005 e ficar entre 1784 MW e 1953 MW em 2020. Para cumprir essa demanda, o país aposta na energia hidrelétrica como principal frente de expansão da oferta de energia. Até 2009, foram instalados 108 MW de hidrelétricas, sendo que vários grandes projetos estão concorrendo para uma licitação. A energia

eólica participa desse planejamento com 167,4 MW de empreendimentos que obtiveram licença provisória. A Figura 21.48 apresenta o mapa de potencial do Panamá.

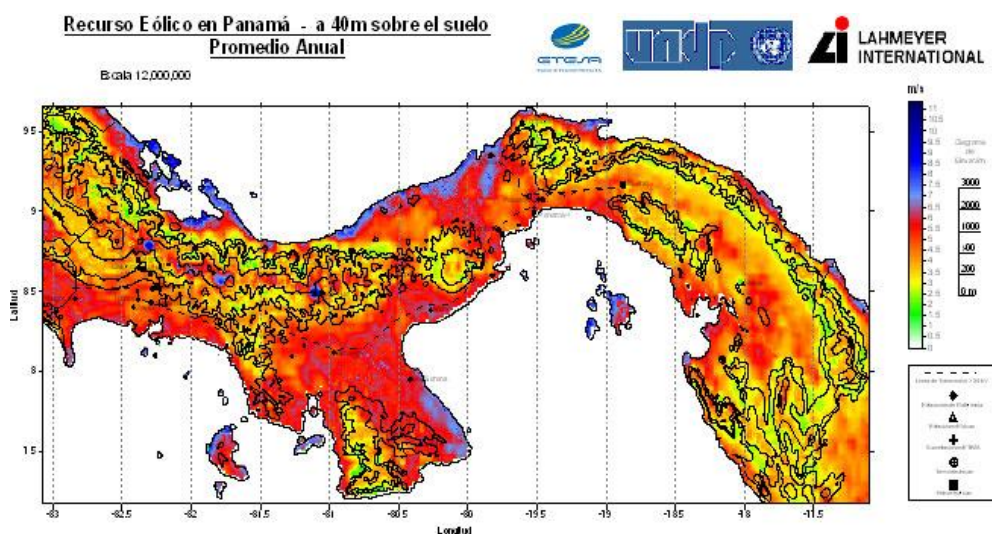


Figura 21.48: Mapa do potencial eólico do Panamá a 40 m do solo. As cores se referem às velocidades dos ventos. O branco representa 0 m/s e o azul escuro, 11 m/s.

A energia solar fotovoltaica é contemplada no planejamento como fonte de geração distribuída para escolas e postos de saúde. Outro ponto importante é a integração energética da América Central. Como participante do SIEPAC, o Panamá enxerga uma oportunidade de se tornar o canal energético entre as Américas do Sul e Central, por sua posição privilegiada. O país faz estudos de viabilidade para a introdução do gás natural em sua matriz, para a produção de biogás a partir de esgoto e para a cogeração com biomassa, além da queima de turfa para a produção de energia.

21.1.16 Paraguai^{2, 20}

O Paraguai se destaca por sua matriz predominantemente renovável. Nos últimos trinta anos, a oferta de energia hidráulica cresceu bastante, passando a ter destaque na matriz energética paraguaia (Figura 21.49) como não tem em nenhum outro lugar.

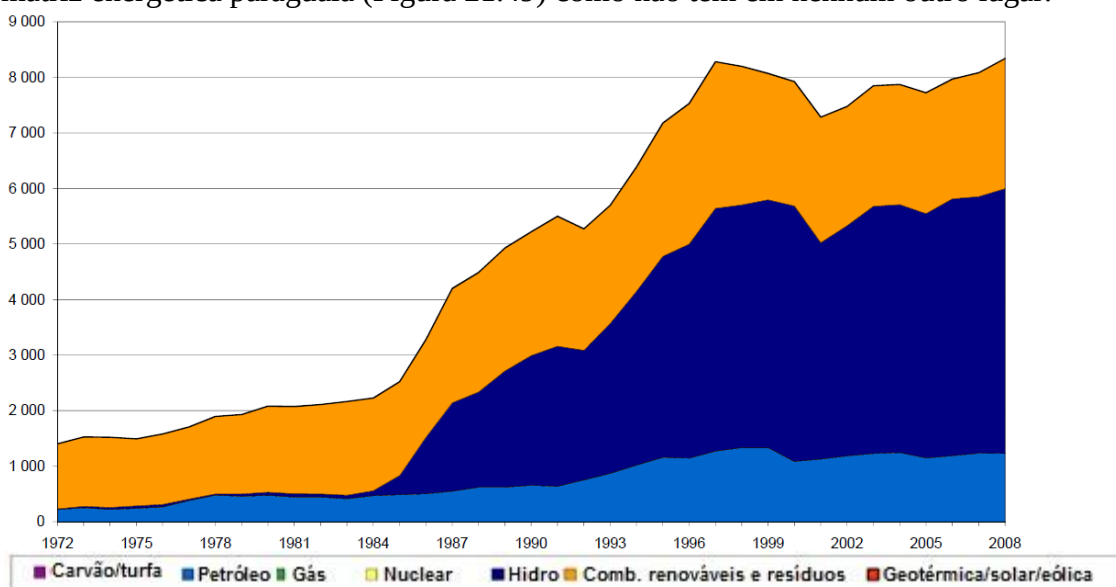


Figura 21.49: Matriz energética do Paraguai ao longo do tempo (em milhares de tep).

21.1.17 Peru^{2, 21}

A matriz energética do Peru é predominantemente fóssil (Figura 21.50), com uma crescente participação do carvão e do gás natural. Nos últimos anos, houve um aumento do número de termelétricas a carvão mineral e de plantas de cogeração.

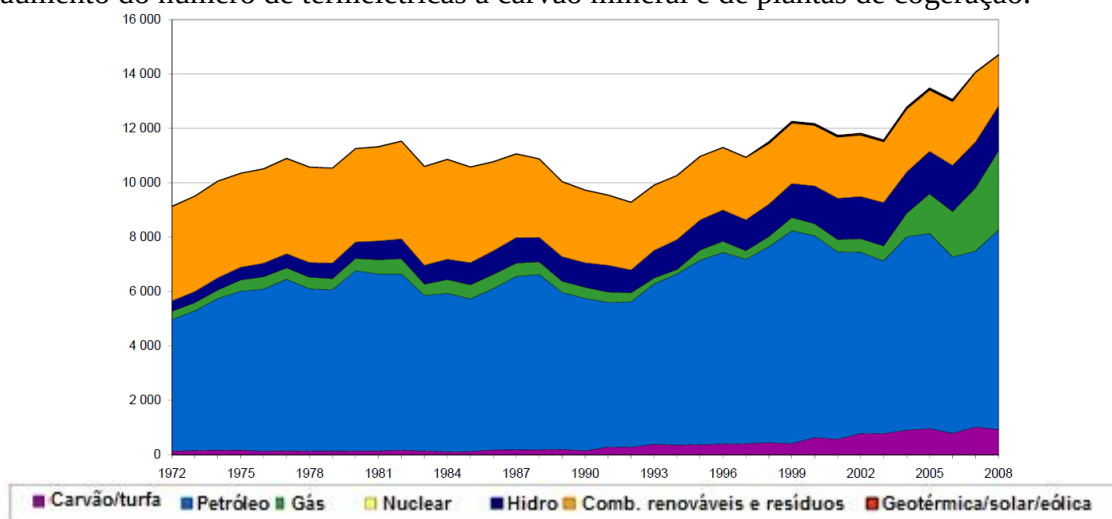


Figura 21.50: Matriz energética do Peru ao longo do tempo (em milhares de tep).

Em seu Plano Referencial de Eletricidade 2006-2015, o Peru faz projeções que levam em conta apenas energias fósseis e hidrelétricas. O Plano diz respeito apenas à energia elétrica, participante ou não do Sistema Integrado Nacional. É possível ver na figura que o Peru gera eletricidade apenas a partir de hidrelétricas e termelétricas, praticamente com a mesma potência instalada.

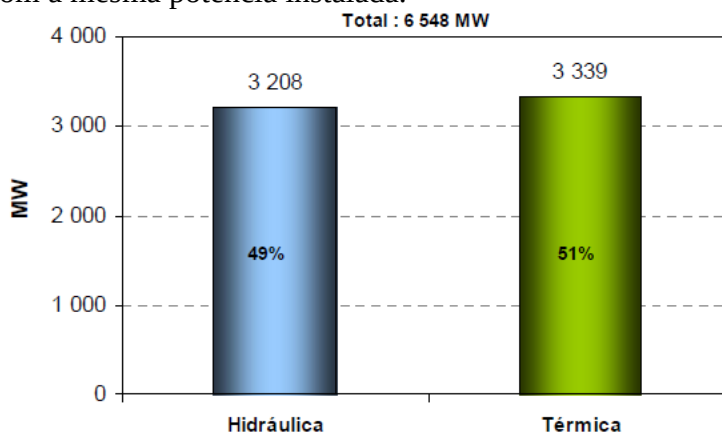


Figura 21.51: Potência instalada em 2006, por origem.

O país trabalha com um cenário médio, um conservador e um otimista (Figura 21.52-21.54). Em nenhum desses cenários, há o planejamento de participação das energias renováveis. Apenas no cenário otimista há a possibilidade da substituição do carvão por petróleo residual e diesel, que são menos poluentes, mas ainda assim, de fonte fóssil.

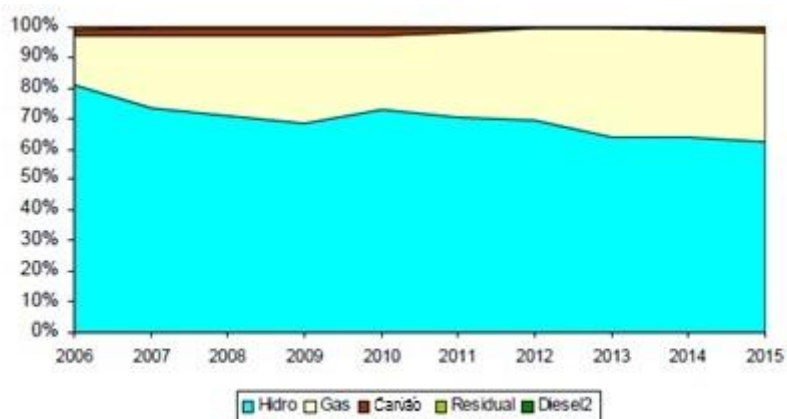


Figura 21.52: Participação por tipo de fonte na oferta de eletricidade. Cenário de demanda média.

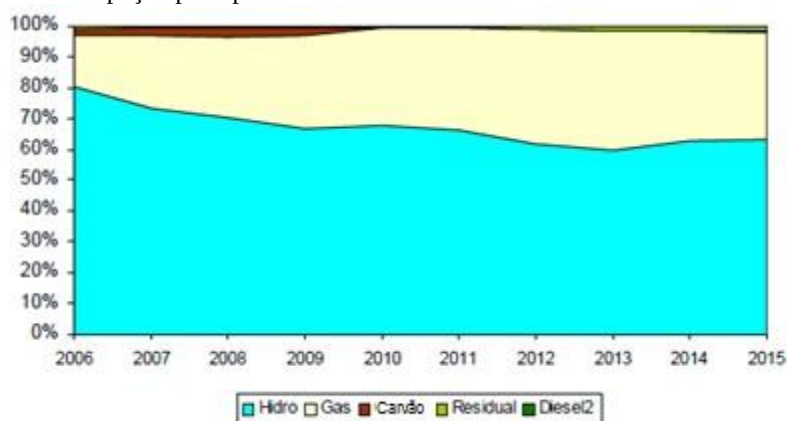


Figura 21.53: Participação por tipo de fonte na oferta de eletricidade. Cenário de demanda otimista.

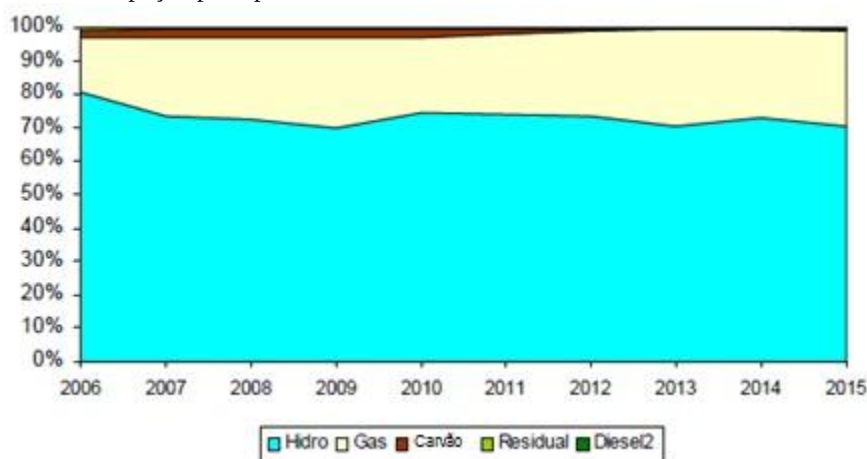


Figura 21.54: Participação por tipo de fonte na oferta de eletricidade. Cenário de demanda conservadora.

21.1.18 República Dominicana²

A oferta de petróleo na República Dominicana aumentou muito nos últimos vinte anos, acompanhada pelo aumento do número de termelétricas a carvão mineral e do surgimento do gás natural na matriz, em 2002. A biomassa, com participação expressiva, se refere a carvão vegetal, bagaço de cana e lenha (Figura 21.55).

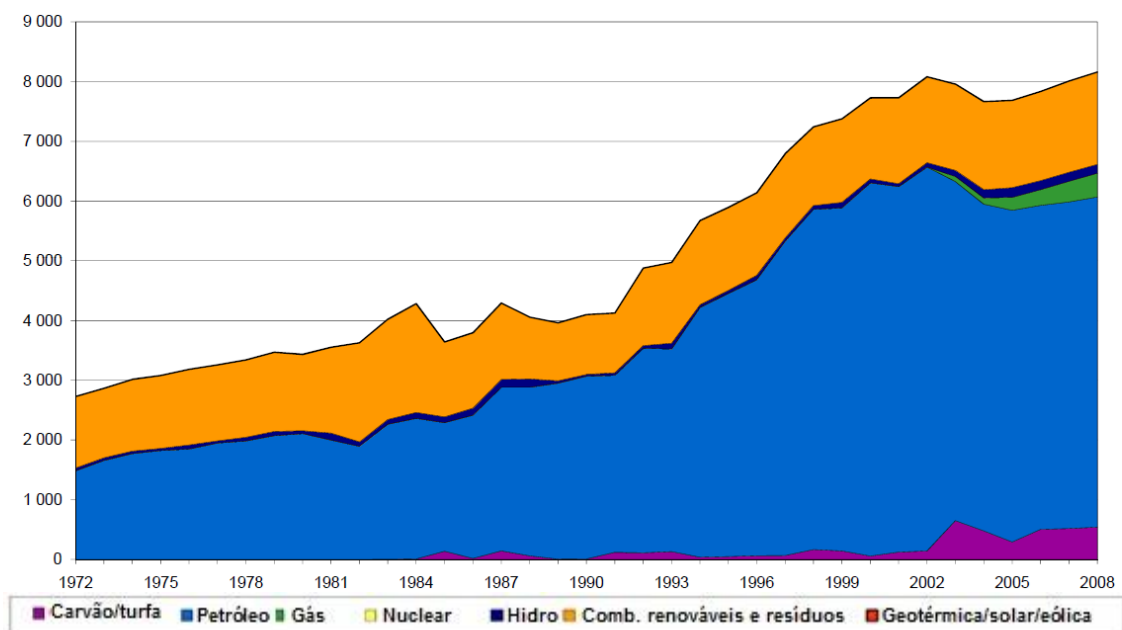


Figura 21.55: Matriz energética da República Dominicana ao longo do tempo (em milhares de tep).

A Comissão Nacional de Energia da República Dominicana disponibiliza o *Estudio Prospectiva de la Demanda de Energía de República Dominicana*, que faz projeções para a situação energética do país em um horizonte 2005-2025 (Figura 21.56). Foram analisados dois cenários: o *Alternativo*, no qual as alternativas energéticas alcançam maior expressividade, e o *Tendencial*, que apresenta um crescimento mais conservador. Toda a análise é feita com base no conceito de energia líquida (da energia fornecida pelo combustível subtrai-se a energia necessária para produzi-lo). Mesmo para o cenário tendencial, é esperado um grande crescimento da demanda líquida até 2025.

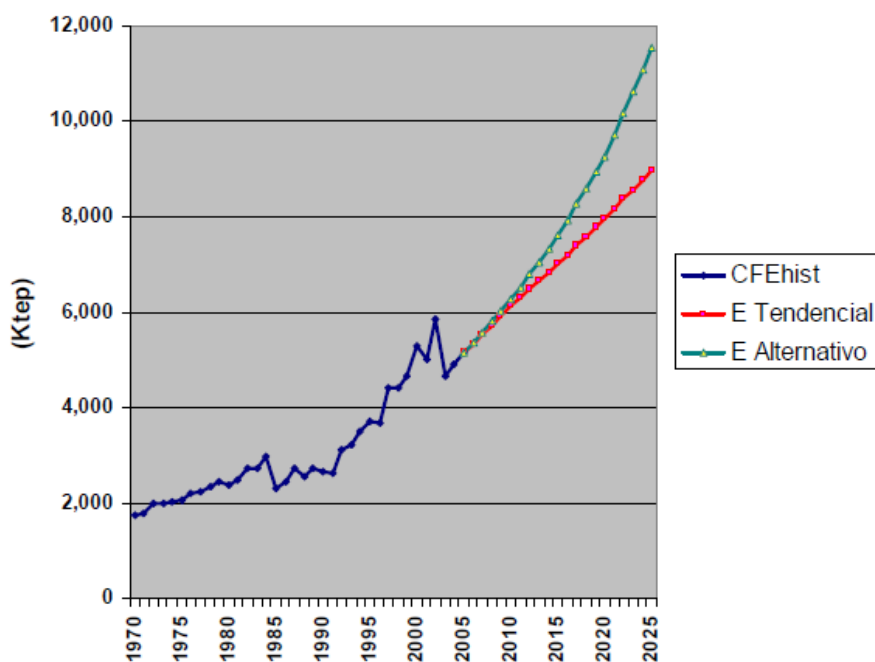


Figura 21.56: Demanda líquida total 1970-2025. Fonte: *Estudio Prospectiva de la Demanda de Energía de República Dominicana*.

Nas Figuras 21.57-21.58, são mostradas as matrizes futuras da República Dominicana em cada um dos cenários. No cenário alternativo, prevê-se uma grande penetração do gás natural na matriz dominicana. O bioetanol e o biodiesel também ganhariam destaque: a diminuição da participação da biomassa total na matriz seria consequência da entrada do gás natural e da diminuição do uso de lenha. Outra fonte que apresentaria um grande crescimento seria a solar fotovoltaica, embora sua participação continue pequena em comparação ao resto.

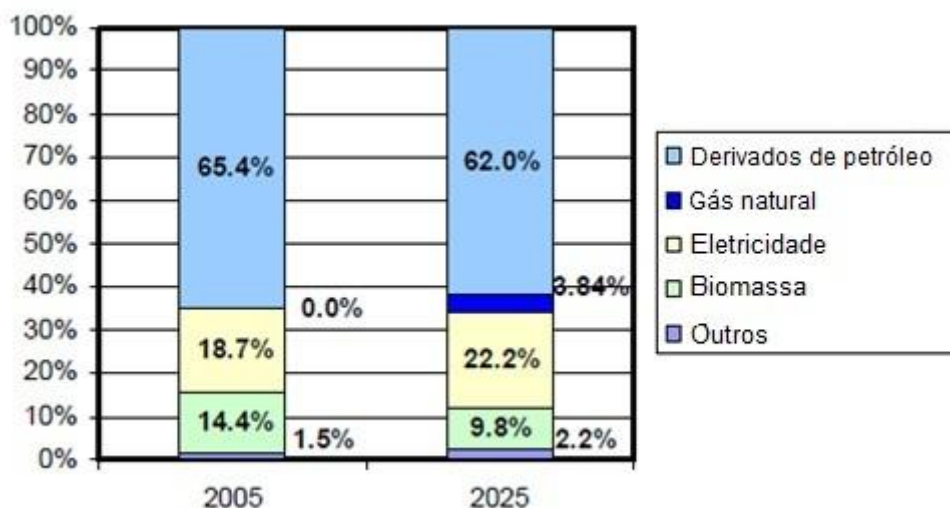


Figura 21.57: Consumo líquido por categoria de fontes, cenário alternativo.

No cenário tendencial (Figura 21.58), o gás natural e os biocombustíveis não têm entrada maciça na matriz. Os maiores crescimentos ficam por conta da energia solar (mesmo que sua participação continue pequena), do óleo combustível e do GLP. O diesel, a lenha e o bagaço de cana apresentam redução na participação. Percebe-se uma preocupação do país com a diversificação de fontes e diminuição de emissões de gases-estufa. Espera-se que o setor com maior crescimento de demanda seja o dos transportes.

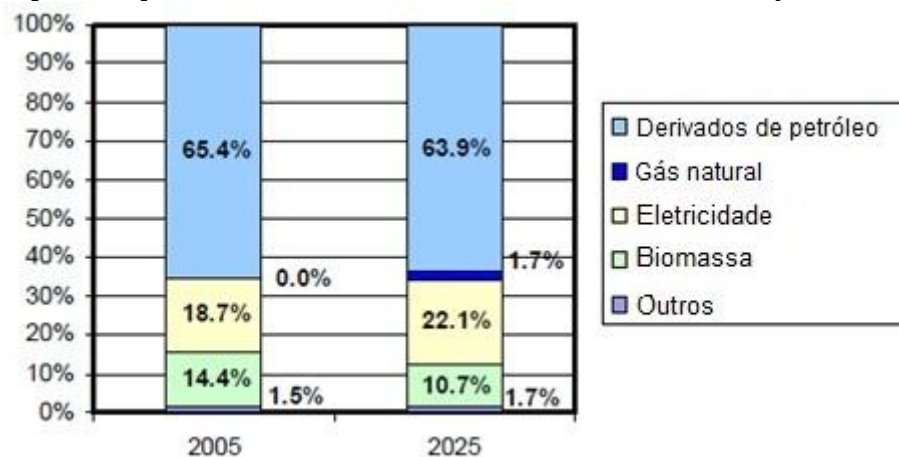


Figura 21.58: Consumo líquido por categoria de fontes, cenário tendencial.

21.1.19 Uruguai²³

A matriz do Uruguai (Figura 21.59) é fortemente dependente do petróleo, com uma participação significativa da energia hidráulica. A partir de 1999, vemos a inserção do gás natural, ainda que sua participação seja muito pequena.

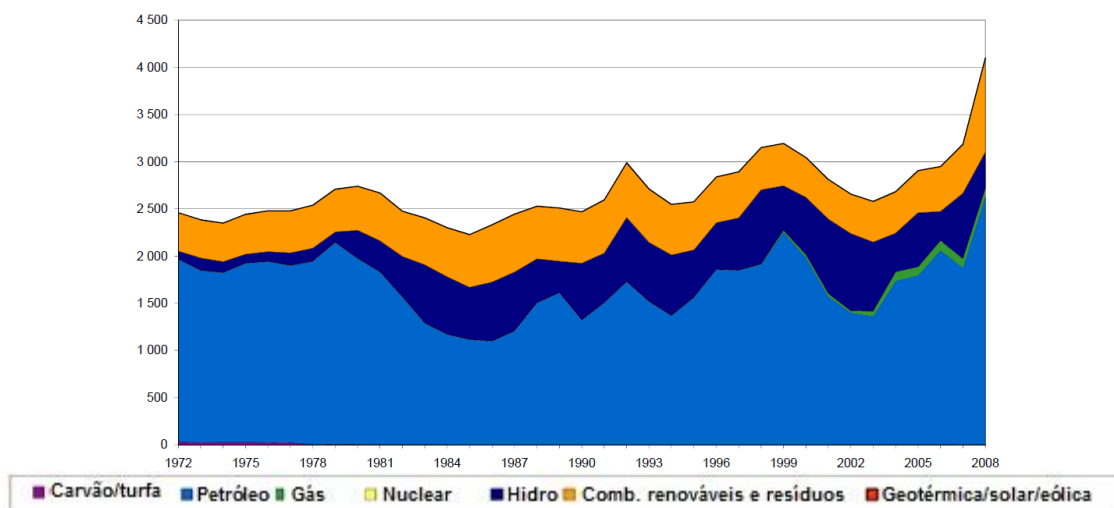


Figura 21.59: Matriz energética do Uruguai ao longo do tempo (em milhares de tep).

O Uruguai não possui reservas de petróleo e gás natural (sua importação representa 27% de todas as importações do país), além de ter quase esgotado seu potencial hidrelétrico. Isso faz com que o país aposte seriamente na introdução de energias renováveis até 2015. Em seu Panorama Energético 2005-2030, o país determina metas ambiciosas para curto prazo (2015): pretende alcançar 90% de fontes renováveis para a produção de eletricidade e tornar renováveis 50% da matriz energética.

O país pretende, até 2015, ter 500 MW de energia eólica instalada, 200 MW de capacidade instalada de biomassa (com 30% do resíduo agrícola sendo usado para a produção de energia), incluindo biocombustíveis e produção de energia elétrica. Além disso, prevê 500 kWp de solar fotovoltaica até o meio de 2011.

A longo prazo, o objetivo da política uruguaia é diminuir sua dependência de importação de eletricidade e combustíveis. Em 2008, a matriz energética ainda mostrou-se muito distante do que se pretende para 2015, como se pôde ver na seção anterior.

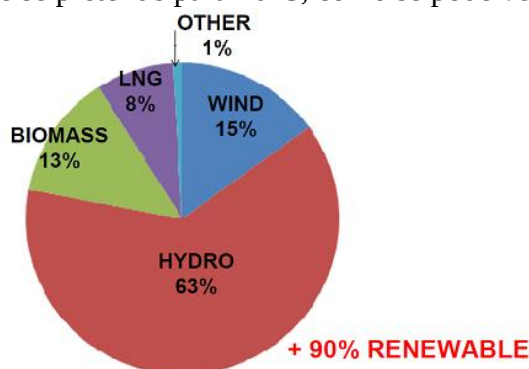


Figura 21.60: Meta de participação das fontes de energia elétrica para o Uruguai em 2015.

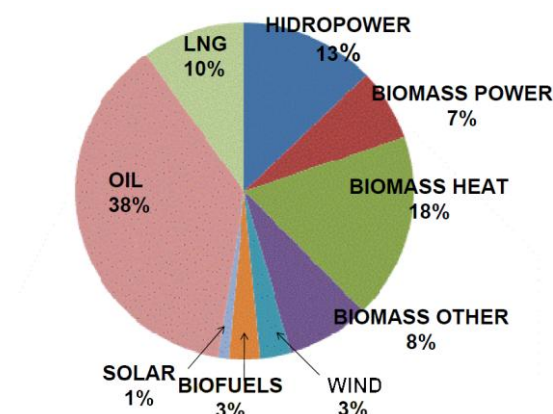


Figura 21.61: Meta da matriz energética para o Uruguai em 2015.

21.1.20. Venezuela²

A Venezuela praticamente não apresenta contribuição da biomassa em sua matriz (Figura 21.62), composta basicamente de petróleo e gás natural. Isso é facilmente explicável, levando-se em conta o fato de a Venezuela ser um dos países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo). É nada menos que a maior reserva de petróleo do Ocidente, sendo que o petróleo é responsável por cerca de três quartos dos rendimentos que a Venezuela tem com a exportação. Com a grande oferta de petróleo e derivados, as fontes renováveis ficam em grande desvantagem competitiva.

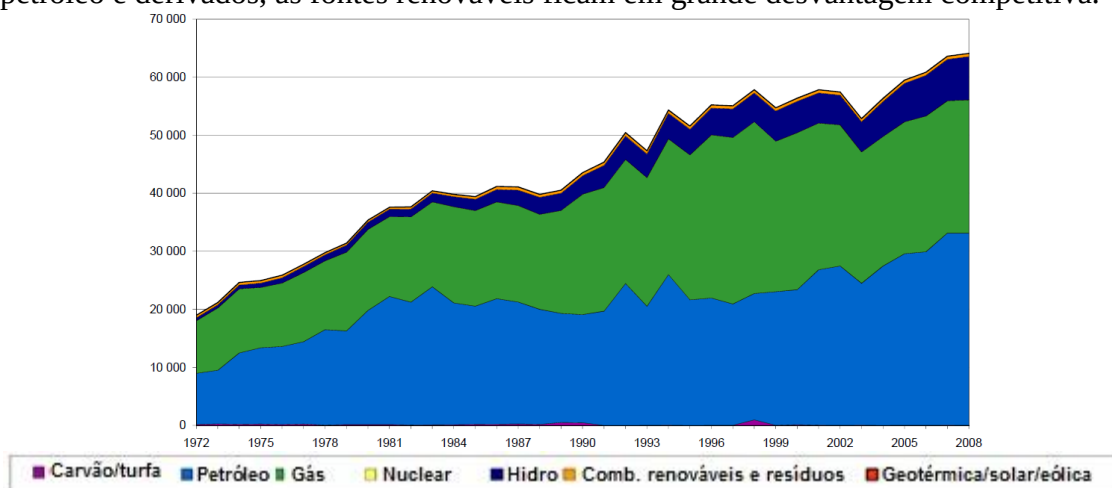


Figura 21.62: Matriz energética da Venezuela ao longo do tempo (em milhares de tep).

21.2 Considerações finais

A característica da matriz energética dos países da América Latina, no geral, é o fato de serem fortemente dependentes de petróleo, gás natural e da biomassa (especialmente lenha e biocombustíveis). A participação da energia hidráulica é mais significativa nessa região do que no restante do mundo. Exceções são a Costa Rica e El Salvador, com uma expressiva parcela devida à energia geotérmica, e o Paraguai, com uma parcela de energia hidráulica realmente grande.

Nesse contexto, uma preocupação comum das nações latino-americanas é o desenvolvimento das energias renováveis (tanto hidráulica quanto outras, não convencionais), que diminuam sua dependência dos combustíveis fósseis e eventuais importações de energia.

É curioso notar que existem iniciativas de unificação do mercado de energia de setores da América Latina, como a Unasul e SIEPAC; os planejamentos energéticos da América Latina se inclinam mais à independência energética dos países que à integração. Isso é compreensível no caso do Uruguai, que importa praticamente toda a energia consumida, de modo que 27% de todas as suas importações são de energéticos. Porém, no caso de outros países, perde-se um potencial interessante ao se desconsiderar a integração energética. Um dos grandes benefícios da integração seria a maior segurança que os participantes teriam contra apagões e racionamentos.

As energias alternativas mais visadas são a geotérmica, nos países que se encontram em posição geográfica favorável, e a eólica, nos demais. Biocombustíveis têm posição de destaque em países como o Brasil e a República Dominicana.

A América Latina já possui uma matriz muito mais limpa que o restante do mundo (69,5% de combustíveis fósseis na matriz contra 87,3% do mundo), mas irá consolidar ainda mais sua posição, caso os planejamentos de seus países sejam levados a cabo. A riqueza de recursos da região a tornam uma verdadeira promessa para as próximas décadas.

21.3 Referências

1. FECOMERCIOMG. **Blocos Econômicos:** Unasul. Disponível em: <http://www.fecomerciomg.org.br/pdfs/comex_estudos_unasul.pdf>. Acesso em: 13 de fev. 2012.
2. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Latn America: Statistics.** Disponível em: <http://www.iea.org/stats/regionresults.asp?COUNTRY_CODE=21>. Acesso em: 13 de mai. 2012.
3. WORLD ENERGY COUNCIL. **Regional Energy Integration in Latin America and the Caribbean: Executive Summary.** Disponível em: <http://www.worldenergy.org/documents/lac_executive_summary.pdf>. Acesso em: 12 de jun. 2012.
4. CHIMALE, N.D., ACOSTA, G. F. **Transitioning to a sustainable and prosperous future – Argentine’s energy outlook 2010 to 2100.** Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/241.pdf>>. Acesso em: 12 de mai. 2012.
5. ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA. **Plan de Desarrollo Energético.** Disponível em: <http://www.hidrocarburos.gob.bo/MHE2012/index.php?option=com_docman&Itemid=137>. Acesso em: 14 de mai. 2012.
6. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Plano Nacional de Energia - PNE 2030.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pne/forms/empreendimento.aspx>>. Acesso em 25 de ago. 2011.
7. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Plano Decenal de Energia - PDE 2019.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em 25 de ago. 2011.
8. EMBAJADA DE SUIZA IN CHILE. **The Chilean Energy Market.** Disponível em: <http://www.osec.ch/sites/default/files/The%20Chilean%20Energy%20Market_Embassy%20of%20Switzerland%20in%20Chile.pdf>. Acesso em: 13 de abr. 2012.
9. AMERICAS COUNCIL OF THE SOCIETY AMERICAS. **Colombia’s Energy Renaissance.** Disponível em: <<http://www.as-coa.org/files/ColombiasEnergyRenaissance.pdf>>. Acesso em: 30 de mai. 2012.

10. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – Upme. **Plan Energético Nacional 2006-2025 Contexto Y Estrategias**. Disponível em: http://www.upme.gov.co/Docs/PLAN_ENERGETICO_NACIONAL_2007.pdf>. Acesso em: 16 de mai. 2010.
11. TORRE, T. **Hacia Un Nuevo Modelo Energetico Para Nuestro Pais**. Disponível em: http://www.cicr.com/docs/XVII-Congreso/Hacia_un_nuevo_modelo_energetico-Teofilo_de_la_Torre.pdf>. Acesso em: 1 de jun. 2012.
12. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. **Cuba: A Country Profile on Sustainable Energy Development..** Disponível em: http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/pdf/pub1328_web.pdf>. Acesso em 13 de mai. 2012.
13. CONELEC. **Plan Maestro de Eletrificación 2009-2020..** Disponível em: <http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920CAP5.pdf>>. Acesso em: 15 de jun. 2012.
14. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. **Perspectivas de mediano plazo (2010-2015) para el suministro de electricidad del sistema eléctrico nacional**. Disponível em: <http://www.cnee.gob.gt/peg/Docs/Perspectivas%20PEG.pdf>>. Acesso em: 13 de jun. 2012.
15. DEVELOPING RENEWABLE. **Country energy information Haiti**. Disponível em: <http://www.energyrecipes.org/reports/genericData/Caribbean/061129%20RECIPES%20country%20info%20Haiti.pdf> >. Acesso em: 30 de abr. 2012.
16. CONGRESSO NACIONAL. **República de Honduras Visión de País 2010 – 2038 y Plan de Nación 2010-2022**. Disponível em: http://www.enlaceacademico.org/base-documental/biblioteca/documento/honduras-vision-de-pais-2010-2038-y-plan-de-nacion-2010-2022/?tx_comments_pi1%5Bpage%5D=1 >. Acesso em: 14 de abr. 2012.
17. SECRETARIA DE ENERGIA. **Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012**. Disponível em: <http://vmwl1.iie.org.mx/sitioIIE/sitio/control/11/PSE.pdf>> . Acesso em: 14 de fev. 2012.
18. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. **Plan Indicativo De La Generacion Del Sector Electrico Periodo 2005 – 2016**. Disponível em: http://www.ine.gob.ni/DGE/mercado/Plan_Indicativo_2005.pdf >. Acesso em: 13 de mar. 2012.
19. EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELECTRICA. **Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional**. Disponível em: http://www.etsa.com.pa/plan_expansion.php> . Acesso em: 15 de mar. 2012.
20. OLADE, PARAGUAY: **Final Report Product 1: Renewable Technological**. Disponível em: [http://www.renenergyobservatory.org/fileadmin/outputs/Paraguay%20Producto%201%20and%202%20\(Eng\).pdf](http://www.renenergyobservatory.org/fileadmin/outputs/Paraguay%20Producto%201%20and%202%20(Eng).pdf) >. Acesso em: 15 de abr. 2012.
21. MINISTÉRIO DE ENERGIA Y MINAS. **Plan Referencial De Electricidad 2006 – 2015**. Disponível em: <http://www.lib.utexas.edu/benson/lagovdocs/peru/federal/energia/Plan%20Referencial%20de%20Electricidad%202006-2015.pdf> >. Acesso em: 4 de jun. 2012.
22. FUNDACIÓN BARILOCHE. **Estudio prospectiva de la demanda de energía de República Dominicana : informe final**. Disponível em: http://www.cne.gov.do/serve/listfile_download.aspx?id=2305&num=1 > . Acesso em: 13 de jul. 2012.
23. REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY. **Renewable Energy Investment opportunities in Uruguay**. Disponível em: http://www.uruguayxxi.gub.uy/wp-content/uploads/2012/03/Renewable-Energy-February-2012_UruguayXXI.pdf> . Acesso em 12 de jun. 2012.

22 GRANDES EMPRESAS DO SETOR ENERGÉTICO NACIONAL E MUNDIAL

22.1 Empresas energéticas nacionais

Neste tópico, serão apresentadas, de forma sucinta, as principais empresas do setor energético nacional.

22.1.1 PETROBRÁS¹⁻⁴

Desde 1968, com a criação do Cenpes (Centro de Pesquisa e Desenvolvimento), na ocasião o maior centro de pesquisas da América Latina, a Petrobras se destaca pela preocupação em desenvolvimento tecnológico. Em 1975, dois anos após a primeira grande crise do petróleo, a empresa ampliou horizontes devido à necessidade de contornar o problema com o recurso fóssil, e se envolveu no Proálcool com atuação fundamental no abastecimento e distribuição do etanol.

Após a quebra do monopólio estatal do petróleo em 1997, a companhia ganhou *status* e iniciou uma fase de crescimento significativo. Com isso, a Petrobras começa uma trajetória baseada na diversificação dos produtos e serviços, visando agregar valores e acelerar o desenvolvimento tecnológico.

O primeiro grande marco para essa nova filosofia foi alavancado pelo apagão em 2001, que fez com que a empresa comprasse participações em diversas termelétricas a gás natural, e se envolvesse definitivamente com essa fonte primária e a produção de energia elétrica. Quanto ao desenvolvimento de energias renováveis, o grande acontecimento se dá em 2004, quando a Petrobras inaugura sua primeira Usina Eólica, na cidade de Macau, no Rio Grande do Norte. Já os biocombustíveis, abordados anteriormente com o Proálcool, voltaram a ganhar destaque em 2008, principalmente pelo surgimento dos veículos bicomcombustíveis e devido ao desenvolvimento do biodiesel, que passou a ser acrescido ao diesel tradicional por exigências legais. Dessa forma, foi criada, no mesmo ano, a empresa Petrobras Biocombustíveis, subsidiária responsável pelo desenvolvimento de projetos de produção e gestão de etanol e biodiesel.

22.1.1.1 Fontes Alternativas de Energia

A Petrobras deixou de atuar exclusivamente com petróleo, para se tornar uma empresa integrada de energia, no sentido mais amplo. Dessa forma, fontes alternativas de energia fazem parte das pesquisas da Petrobras, destacando-se as energias do sol, dos ventos e das águas. A empresa conta com unidades que testam a utilização dessas fontes renováveis, assim como também investe em células a hidrogênio.

Quanto ao aproveitamento de energia eólica, a Petrobras possui uma usina localizada em Macau (RN). O projeto consiste na substituição de dois geradores elétricos e uma bomba mecânica de petróleo, ambos a diesel, por três geradores eólicos de energia elétrica que totalizam uma capacidade de 1,8 MW. A energia gerada é utilizada nas unidades operacionais locais, ou transferida para plataformas por uma rede submarina.

Além desse projeto, a Companhia realiza estudos para instalação de outras unidades e parcerias nos projetos do PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica).

A energia solar está sendo pesquisada pela Petrobras em duas frentes: no sistema de aquecimento de água e em painéis fotovoltaicos para a produção de energia elétrica. A empresa desenvolve um programa de instalação de equipamentos termossolares em diversas unidades como refinarias, campos de produção e postos de serviços. Sistemas de aquecimento de água já são utilizados nos banheiros e cozinhas de cinco unidades industriais, inclusive no edifício-sede da Companhia (EDISE), localizado no Rio de Janeiro. Com essa iniciativa, a Companhia obtém, anualmente, uma economia de 1228 MWh, utilizando 2180 m² de coletores de energia solar.

A Companhia possui uma potência instalada de cerca de 100 kW em painéis fotovoltaicos. É o caso dos equipamentos de monitoramento de pequenas plataformas de produção de petróleo, anteriormente alimentados por geradores a diesel, que exigiam supervisão contínua. Além disso, a energia solar tem sido utilizada em sistemas de controle e proteção catódica de dutos (que evitam corrosão na tubulação), no suprimento de energia elétrica para instrumentação e no acionamento automático do sistema de bombeamento de petróleo.

A Petrobras participa em diversos projetos nas várias regiões do país, tratando-se de uma estratégia importante quanto ao investimento em empreendimentos de produção de energia elétrica pela companhia. Atualmente a empresa possui participação em 14 pequenas centrais distribuídas nos Estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Goiás, sendo que as usinas têm capacidade de 4 a 30 MW de potência instalada.

Quanto ao setor de biocombustíveis, a Petrobras atua como distribuidora e produtora de biodiesel e álcool, além de acompanhar linhas de pesquisa para desenvolver novas matérias-primas e técnicas de produção desses combustíveis. Desde outubro de 2006, a Petrobras desenvolve, em parceria com a Cooperbio (Cooperativa Mista de Produção, Industrialização e Comercialização de Biocombustíveis do Brasil), um projeto piloto de produção de etanol por meio de agricultura familiar no Estado do Rio Grande do Sul. Naquele ano, o contrato previa a instalação de nove microdestilarias e uma retificadora central ainda em 2007. Os agricultores forneceriam a matéria-prima para a produção do biocombustível e seriam responsáveis pela operação das microdestilarias. A característica principal do projeto é que as microusinas do noroeste gaúcho teriam produção diversificada – consorciada com a produção de alimentos. Seria possível produzir etanol a partir de outras matérias-primas como mandioca, por exemplo.

No final de 2009, a companhia transformou a usina termelétrica Juiz de Fora, que faz parte do parque gerador da Petrobras, em uma térmica *flex fuel* (biocombustível). Além de operar com gás natural, a usina passa a ser a primeira do mundo a gerar energia com o etanol. O projeto consistiu na adaptação de uma das duas turbinas (com potência de 43,5 MW) para operação com etanol; a conversão da turbina consistiu na troca da câmara de combustão, de dois bicos injetores e na instalação de equipamentos periféricos (sistema de recebimento, tanques, bombas e filtros) que permitem o recebimento, o armazenamento e a movimentação do etanol para a turbina.

A Petrobras começou a produzir etanol, em abril de 2010, na Usina de Bambuí, situada na cidade de Bambuí. Esta é a primeira usina produtora de etanol da estatal, que adquiriu 40,4% do capital da unidade da Total Agroindústria Canavieira, por meio de sua subsidiária Petrobras Biocombustíveis. O objetivo da companhia é fechar o ano com uma produção de 80 milhões de litros de álcool somente na usina localizada em Minas

Gerais. O investimento no projeto é de R\$ 150 milhões, sendo que a Petrobras pretende duplicar a capacidade de estocagem da usina e deve aumentar a área plantada em quatro vezes.

A Petrobras participa de forma decisiva no Programa Brasileiro de Biodiesel por meio de um programa de grande amplitude que abrange o desenvolvimento tecnológico, a produção comercial de biodiesel e sua disponibilidade nos postos de combustíveis. A companhia começou a desenvolver os combustíveis em usinas experimentais em 2006, e já em 2008 entraram em operação três usinas industriais, com capacidade de produção de 57 milhões de litros por ano, nos estados da Bahia, Minas Gerais e Ceará, sendo que para a matéria-prima, privilegiam-se as agriculturas familiares, havendo também o fornecimento de agronegócios do setor. Os óleos para produção do combustível se baseiam em óleos vegetais, óleos de gordura animal, óleos de frituras e gorduras residuais.

Em parceria com universidades brasileiras, a Petrobras está aprimorando as tecnologias existentes no aproveitamento da biomassa para produção de energia elétrica. Nesses estudos, destacam-se possibilidades de melhor aproveitamento de resíduos vegetais na agricultura e de lixo orgânico. Em 2006, a Petrobras criou o modelo das Redes Temáticas voltado para o relacionamento com as universidades e institutos de pesquisas brasileiros. Hoje já há 50 redes operando em parceria com 114 universidades e instituições de pesquisas de todo o Brasil. Nas redes, as instituições desenvolvem pesquisas em temas estratégicos para o negócio da Petrobras e para a indústria brasileira de energia. Os investimentos possibilitam às instituições conveniadas a implantação de infraestrutura, aquisição de modernos equipamentos, criação de laboratórios de padrão mundial de excelência, capacitação de pesquisadores/recursos humanos e desenvolvimento de projetos de Pesquisa & Desenvolvimento nas áreas de interesse.

Junto com a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), a empresa inaugurou o Laboratório de Biomassa e Biocombustíveis para o desenvolvimento de pesquisas em processo de obtenção de bio-óleo por pirólise rápida catalítica, a partir de resíduos vegetais. Gerado a partir de matérias-primas como serragem de madeira, capim-elefante e principalmente palha ou bagaço de cana-de-açúcar, o bio-óleo com qualidade adequada pode ser processado em unidades de refino convencionais, gerando combustíveis de alta qualidade. No novo laboratório, pesquisadores do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) e da Universidade desenvolverão estudos sobre melhoramento da qualidade de bio-óleo gerado por este processo, para poder, no futuro, incorporá-lo às plantas de refino da companhia. Os novos equipamentos estão instalados em laboratório com 150m² de área construída, sendo o principal deles uma planta piloto de pirólise térmica. Com capacidade de processar 1 kg/h de biomassa seca, esta é a primeira planta piloto de pirólise térmica em uma universidade brasileira.

Preparando-se para uma possível transformação do mercado de energia, em que o hidrogênio seria o principal vetor energético, a Petrobras busca capacitar-se para a produção futura desse energético, abrangendo os aspectos de rotas de processo para a geração de hidrogênio, sua estocagem, movimentação, entrega ao consumidor, bem como no desenvolvimento de tecnologias de uso final, considerando, em toda a cadeia, aspectos de segurança e especificação de uso e produtos. Focando todos esses tópicos, a definição de um portfólio de projetos, em conjunto com universidades brasileiras e outras instituições, inclusive internacionais, está em andamento, com as seguintes abordagens:

- Produção de hidrogênio a partir de gás natural para uso em sistemas de células a combustível;
- Rotas tecnológicas para produção e purificação de hidrogênio;

- Tecnologias para armazenamento de hidrogênio;
- Aplicações e usos energéticos do hidrogênio;
- Levantamento dos mercados de hidrogênio.

Estão em andamento vários projetos de pesquisa com o objetivo de conhecer as diversas tecnologias existentes de células a combustível e suas aplicações, um dos quais visa à operação de uma célula a combustível com tecnologia do tipo ácido fosfórico, alimentada a gás natural, que opera desde junho de 2002, alimentando o CPD do Centro de Pesquisas da Petrobras, o CENPES. Outros projetos, em conjunto com universidades, objetivam o desenvolvimento de membranas para células do tipo PEM (membranas permeáveis), bem como de sistemas de células do tipo SOFC (óxido sólido).

22.1.1.2 Estratégia Corporativa/Plano de negócios 2010-2014 em Alternativas Energéticas⁵⁻⁶

A estratégia corporativa da Petrobras está baseada em três pilares: crescimento integrado, rentabilidade e responsabilidade socioambiental. A empresa pretende ampliar a atuação em diversos mercados alvo, sendo que, em relação ao desenvolvimento de alternativas energéticas, destacam-se os investimentos em gás natural, energia elétrica e biocombustíveis. O plano de negócios da empresa propõe alterações na carteira de projetos mediante diversas ações relacionadas à exclusão de projetos, mudança de cronograma, mudança de custo e de escopo, mudanças de participação societária; quanto aos investimentos em novos projetos, 21% estão relacionados ao gás natural e energia (Figura 22.1).

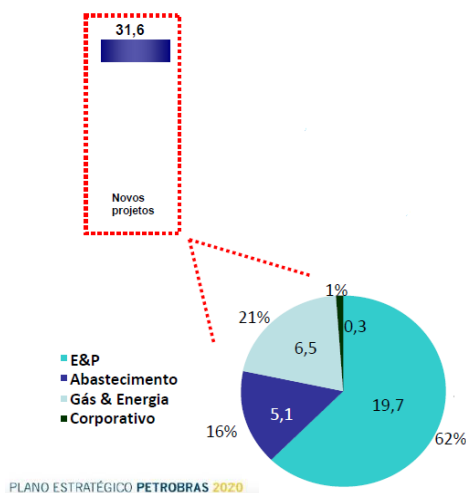


Figura 22.1 – Setores de investimento pela Petrobras de novos projetos. Fonte: Petrobras – Plano de Negócios 2010-2014.

Os investimentos em produção de energia elétrica se mostram muito presentes no escopo da empresa para os próximos anos; assim, está previsto um aumento de 9% da capacidade instalada até 2014, sendo que, em apenas quatro anos, a Petrobras pretende aumentar aproximadamente 2,5 vezes a capacidade de geração proveniente de fontes renováveis de energia, passando de atuais 137 MW para 365 MW (Figura 22.2).

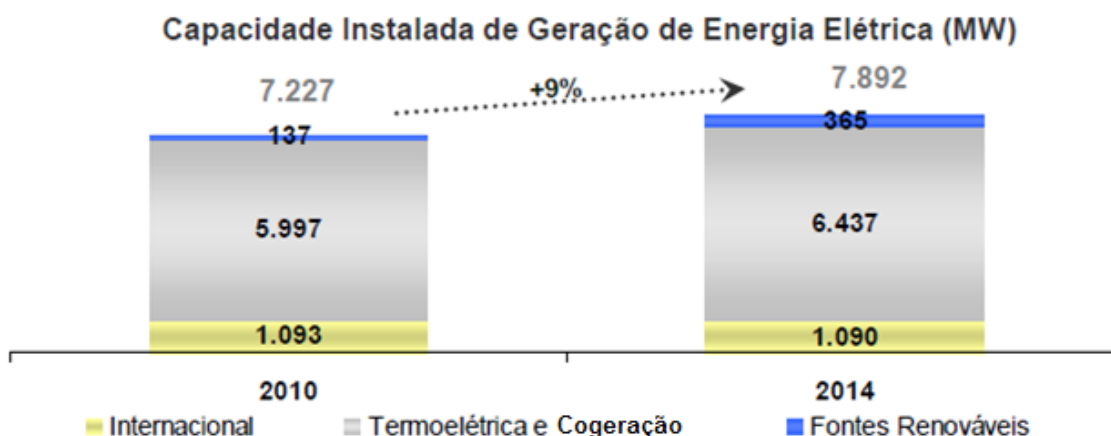


Figura 22.2 – Evolução da capacidade instalada para produção de energia elétrica. Fonte: Petrobras – Plano de Negócios 2010-2014.

A consolidação dos investimentos em produção de energia elétrica ocupa a maior parte (32%) do montante de 17,8 bilhões de dólares previsto para o setor de Gás, Energia e Gás-Química (Figura 22.3).

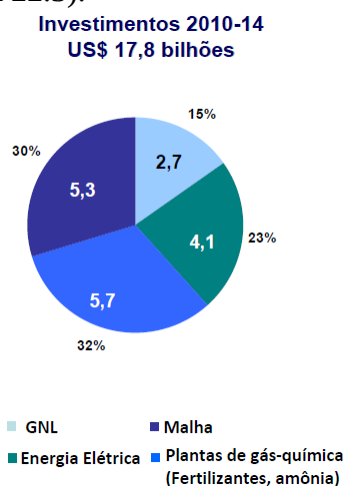


Figura 22.3 – Setores de Investimento pela Petrobras para 2014. Fonte: Petrobras – Plano de Negócios 2010-2014.

Para o segmento de biocombustíveis, a Petrobras também prevê expansão, com investimentos estimados em 3,5 bilhões de dólares, o que resultará em um aumento na produção de etanol em 193% e de biodiesel em 47% para 2014 (Figura 22.4).

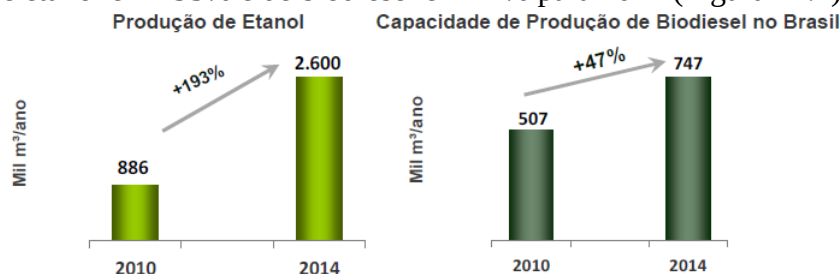


Figura 22.4 – Evolução da produção de biocombustíveis pela Petrobras para 2014. Fonte: Petrobras – Plano de Negócios 2010-2014.

No plano de negócios da Petrobras, é evidente a preocupação com alternativas energéticas, sendo que os biocombustíveis e a produção de energia elétrica, a partir de fontes não convencionais, aparecem como principais desafios tecnológicos no que se diz respeito à diversificação dos produtos e agregação de valores.

22.1.2 CPFL⁷⁻⁹

A Companhia Paulista de Força e Luz surgiu em 1912 com a fusão de quatro pequenas empresas de energia do interior de São Paulo, e, ao longo de sua história, alguns fatos podem ser destacados quanto à participação no setor de energias alternativas. Em 1986, por exemplo, a companhia foi a primeira do Brasil a realizar contratos de compra de energia de biomassa proveniente da cana de açúcar. Assim como diversas outras empresas do setor elétrico, em resposta à necessidade de uma gestão mais eficiente e sinergia entre as empresas do grupo, foi criada uma *holding*, ou seja, um grupo de controle chamado CPFL Energia. Já em 2008, a CPFL Energia constituiu a CPFL Bioenergia, empresa especializada em negócios a partir da biomassa, promovendo e incentivando a produção de energia limpa. Em 2009, após ser uma das vencedoras do primeiro Leilão de energia eólica no Brasil, a CPFL Energia ampliou seu portfólio de investimentos em energia renovável.

O Planejamento Estratégico da CPFL para 2015 busca consolidar a liderança no setor elétrico nacional, com criação de valor para os acionistas superior a do mercado, por meio de ações focadas no crescimento contínuo. O planejamento visa aumentar a capacidade instalada de geração atual, procurando ser líder em geração de fontes alternativas (biomassa, eólicas e PCHs); quanto à comercialização de energia, a empresa pretende explorar lastro próprio de novos projetos de biomassa e PCH, vendendo a energia no mercado livre.

Em 2007, a CPFL Energia criou o Comitê de Sustentabilidade, setor da empresa responsável pela integração das diversas ações desenvolvidas pelo Grupo relacionadas ao meio ambiente, sustentabilidade e responsabilidade corporativa. O planejamento da companhia trabalha a sustentabilidade em seis pontos de atenção, alinhados aos temas que deverão ser monitorados pela gestão das empresas, a saber: Consumo Consciente, Balanço de carbono, Cadeia Reversa, Biodiversidade, Sustentabilidade envolvendo usinas e, finalmente, o ponto relacionado ao envolvimento com alternativas energéticas, denominado Energias para o Futuro.

Em setembro de 2009, a CPFL Geração adquiriu sete Parques Eólicos, denominados Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurus VI, com capacidade instalada de 188 MW e energia assegurada de 76 MW médios. Esses parques eólicos serão construídos nos municípios de João Câmara e Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte,

Como consequência dos investimentos da companhia em formas alternativas de energia, fortalecida pela criação da CPFL Bioenergia, em 2008, a CPFL Energia fechou parceria com a Baldin Bioenergia, apostando na estratégia de investir em coprodução de energia a partir da biomassa. O investimento de R\$ 98 milhões foi disponibilizado para a construção de uma termelétrica movida a bagaço de cana-de-açúcar. Um terço da energia gerada será usado na produção da própria usina, e o excedente será comercializado no mercado livre pela CPFL Brasil. Além da Baldin, a CPFL também está investindo na cogeração por meio da CPFL Bioformosa na UTE Baía Formosa, no Rio Grande do Norte.

Como meio de desenvolvimento de tecnologias em alternativas energéticas, a CPFL conta com diversos projetos de P&D relacionados ao tema. Atualmente, a companhia possui um portal de inovação tecnológica no qual se encontram, detalhadamente, os investimentos da empresa em projetos de inovação.

Dentre os projetos em andamento na CPFL, os seguintes se destacam quanto a alternativas energéticas: Usina de Resíduos, Roda Elétrica, Membranas Compósitas

para Célula Combustível, Produção de energia por rejeitos de bananeira e *Green building* – tecnologias Verdes.

22.1.3 COPEL¹⁰⁻¹¹

A Copel sempre se mostrou envolvida com a ideia de desenvolver seus recursos sustentavelmente; já em 1972, a revista *Copel Informações* publicou um artigo para melhor aproveitamento da energia por meio da utilização de energias limpas e, acompanhando a tendência global, desencadeada pela crise do petróleo, a empresa lançou a campanha para o consumo inteligente de energia. Ainda em reflexo das crises petrolíferas, a companhia investiu em projetos de veículos elétricos – em 1981, a Copel, em consórcio com outras quatro empresas, desenvolveu o Eletron, um veículo elétrico que tem autonomia de 100 km e velocidade máxima de 80 km/h; já no ano de 1982, o carro elétrico Itaipu E-400 foi adquirido da Gurgel para ser testado na empresa. Um ciclo de palestras sobre opções energéticas com participação da Copel marcou o ano de 1985; o seminário abordou tópicos como: gerenciamento energético, consórcio entre pequenos agricultores para produção de microdestilarias de álcool, biodigestores, PCHs e energia eólica. Em 1995, a Superintendência de Energias Alternativas da Copel desenvolveu o Projeto Ventar (mapeamento do potencial eólico do Estado para a produção de energia), que se baseia em 10 anemômetros digitais espalhados pelo estado para armazenar informações. O projeto desencadeou a criação da Usina Eólica de Palmas em 1999. Ainda em 1995, a Copel realizou pesquisa do uso da energia solar nos chuveiros da Ilha do Mel, além da elaboração de planos para experimento de energia solar na iluminação artificial da ilha. Em 2001, entrou em funcionamento a primeira célula a combustível a operar no Hemisfério Sul, para suprir o Centro de Processamento de dados – CPD da Copel, no Polo do Km 3, em Curitiba. Em julho de 2003, a Copel realizou um seminário sobre alternativas energéticas. A partir de um breve histórico e da forma como a empresa apresenta suas ideias, percebe-se o envolvimento da companhia paranaense com o setor de alternativas energéticas e seu interesse em investir fortemente na área.

Com o propósito de avaliar o potencial eólico do Paraná, no ano de 1994, a Copel implementou o Projeto Ventar. O projeto levantou o potencial de 25 locais em diferentes regiões do Paraná. A campanha de medições foi realizada com a instalação de estações anemográficas (equipamentos que medem e registram os dados relativos à velocidade e direção de vento) em locais previamente escolhidos em diferentes áreas do Estado do Paraná. O Projeto foi uma das ferramentas para a criação do Mapa Eólico do Paraná, *software* no qual se podem identificar as áreas mais promissoras ao aproveitamento da energia eólica. O Projeto Ventar também desencadeou a construção Usina Eólico-Elétrica de Palmas. A Copel detém 100% do capital social da “Centrais Eólicas do Paraná Ltda.”, empresa responsável pela construção e operação do empreendimento. A usina é composta por cinco aerogeradores de 500 kW cada, totalizando 2,5 MW de potência instalada, e está situada na região de Horizonte, no Município de Palmas, ao sul do Estado do Paraná.

O estudo do aproveitamento da energia solar para a eletrificação de residências e para o aquecimento d’água na substituição de chuveiros elétricos teve início na Copel em meados de 1994, na antiga Superintendência de Energias Alternativas (SEA). O objetivo era atender algumas necessidades específicas e dotar o corpo técnico de experiência na utilização dessas tecnologias.

Em 1996, utilizando recursos do Prodeem – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – e do Governo Federal, foi instalada, na

comunidade de Barra do Ararapira (litoral norte do Paraná), uma central fotovoltaica de carregamento de baterias, para a iluminação de 35 casas de pescadores artesanais. Nos anos de 1996 e 1997, foi implantado o Projeto de Conservação de Energia na Ilha do Mel, com recursos provenientes do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), contemplando a instalação de mais de 200 aquecedores solar d'água, em substituição a chuveiros elétricos, e a troca de 2.000 lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas. Esse projeto foi reconhecido como um dos melhores em sua categoria, no Congresso Mundial de Meio Ambiente, realizado no Rio de Janeiro em 1998. Entre 1997 e 1998, com recursos próprios da Copel, mais doze comunidades isoladas no litoral norte do Paraná foram eletrificadas por sistemas fotovoltaicos, atendendo a, aproximadamente, 230 famílias de pescadores de baixa renda.

Em 1997, a Copel avaliou, num Projeto Piloto, a eletrificação rural por meio da energia fotovoltaica. Para isso, instalou sistemas fotovoltaicos em residências rurais, distribuídas em diversas regiões do interior do estado do Paraná, aproveitando a infraestrutura de seus escritórios regionais.

Em paralelo a essas realizações, a Copel atendeu a solicitações de diversos órgãos do governo, como IAP – Instituto Ambiental do Paraná, IBAMA, Marinha do Brasil e a Polícia Florestal, entre outros, para a eletrificação, por energia solar, de parques ambientais, faróis de marinha, postos avançados de fiscalização, situados em locais remotos e de difícil acesso.

A Copel e o Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Lactec) proporcionaram à cidade de Curitiba pioneirismo no hemisfério sul quanto ao funcionamento de uma célula a combustível. O equipamento foi importado com custo de US\$ 860 mil e é constituído de três unidades no Paraná: uma no centro administrativo da Copel, outra no Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Lactec) e outra que seria instalada no Hospital Erasto Gaertner.

No caso da célula instalada no polo km3 da COPEL, no bairro Mossunguê, em Curitiba, a fonte energética é o gás natural. Mas há equipamentos que funcionam com o gás gerado pela combustão natural de dejetos orgânicos, por exemplo. A célula da COPEL, a PC25, tem potência instalada de 200 quilowatts (kW) de eletricidade e 200 kW de vapor. Na Copel, o equipamento fornece um terço da eletricidade consumida pelo principal banco de dados da companhia e, ainda, abastece o refeitório com água quente. São seis mil litros de água usados diariamente, em local onde trabalham mais de 1,6 mil pessoas.

O Lactec ficou encarregado de realizar os testes para tropicalizar (adaptar o maquinário às condições brasileiras) o equipamento para o hemisfério sul, e vender o equipamento na América do Sul. O Instituto e a IFC criaram a Fuel Cell Brasil, da qual o Lactec possui 51%, para a comercialização da célula a energia. Segundo Luiz Eduardo Caron, gerente da área de materiais e química aplicada do Lactec, o equipamento hoje gera um megawatt-hora (MWh) a US\$ 110. São dois os campos de ação na pesquisa que o Lactec vem empreendendo: o primeiro são os estudos sobre a aplicação dessa tecnologia, e o segundo, a criação de modelos de negócios.

22.1.4 Eletrobras¹²

O desenvolvimento de fontes alternativas de energia na Eletrobras é promovido, basicamente, por três frentes: Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) e Itaipu Binacional pela Plataforma Itaipu de Energias Renováveis.

O Cepel¹³ foi criado em 1974, por iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME) e de empresas do setor de energia elétrica, e hoje faz parte das doze atuais subsidiárias do grupo Eletrobras.

Quanto à atuação no setor de alternativas energéticas, o Cepel pesquisa soluções energéticas para áreas isoladas do país, propiciando novas possibilidades para o atendimento dessas populações, com o uso de fontes de energia não convencionais, geração distribuída e sistemas pequenos e modulares, geralmente inferiores a 50MW. O centro de pesquisa realiza inventários regionais de energias alternativas: eólica, solar, biomassa, e cria metodologias para identificação de vocações energéticas por região, além de projetos com o uso de informações geo-referenciadas (GIS). Neste campo, o Cepel elaborou o *Atlas Solarimétrico* e o *Atlas do Potencial Eólico Nacional* destinados à identificação de aproveitamentos energéticos. O Laboratório de Sistemas de Informações Geográficas, LABGIS, estuda as aplicações de sistemas de informações georeferenciadas no setor elétrico. Para demonstração de energias renováveis. O Cepel mantém em suas instalações a Casa Solar e o CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

Através do apoio tecnológico à Eletrobrás e ao Ministério das Minas e Energia, o Cepel atua no programa Luz no Campo, desenvolvendo modelos para análises técnicas e econômicas, sensoreamento remoto para projetos de eletrificação rural e redes elétricas rurais de alto desempenho e baixo custo. Essa linha de pesquisa realiza atendimento energético a comunidades ribeirinhas isoladas na região amazônica, com o objetivo de implantar sistemas piloto para demonstração da viabilidade técnico-econômica e socioambiental de sistemas de geração, baseados em fontes alternativas de energia e no aproveitamento de potenciais energéticos locais.

A Eletrobras apóia o desenvolvimento e gerencia o maior programa brasileiro de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, o Proinfa, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002. Com ele, a companhia tem buscado soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivado o crescimento da indústria nacional. O Proinfa prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobras. Além da produção de energia a partir de fontes renováveis, o Proinfa, até a sua total implantação, deverá gerar mais de 150 mil empregos diretos e indiretos. Os investimentos são da ordem de R\$ 10,14 bilhões, com financiamentos de cerca de R\$ 7 bilhões e receita anual em torno de R\$ 2 bilhões.

A Eletrobras, em nome do governo brasileiro, detém metade do capital de Itaipu Binacional¹⁴. Atualmente a Itaipu Binacional tem como iniciativa importante a Plataforma Itaipu de Energias Renováveis sob a responsabilidade da Coordenadoria de Energias Renováveis. A mudança na estrutura organizacional da empresa demonstra a importância estratégica desse tema para a Itaipu. O objetivo central é demonstrar a viabilidade técnica, econômica e ambiental do uso de fontes renováveis de energia, área na qual o Brasil tem assumido uma posição de liderança e pioneirismo, favorecido por seus imensos recursos naturais, condições climáticas, elevada biodiversidade e forte produção agropecuária.

A missão da plataforma é promover a eficiência energética regional e o desenvolvimento sustentável a partir do emprego das energias solar, eólica, biomassa e hidráulica. O objetivo é criar novas oportunidades de negócio e proporcionar autonomia

energética para os setores agropecuário e agroindustrial da região Oeste do Paraná, paralelamente a um processo de saneamento ambiental. Ao desenvolver a metodologia de plataforma, a Itaipu atua como articuladora de diferentes atores econômicos e sociais – instituições de ensino e pesquisa, associações e cooperativas, empresas e governos. Fisicamente instalada no Parque Tecnológico Itaipu (PTI), em Foz do Iguaçu (PR), a Plataforma vem se somar a um conjunto de iniciativas que estão contribuindo para mudar o perfil da região, aliando tecnologia e cuidados ambientais para um futuro sustentável.

A plataforma conta com projetos no setor de energia solar, da produção de hidrogênio e da produção de energia a partir da biomassa. A Tabela 3 demonstra os projetos em andamento; a maioria dos atuais projetos encontra-se na área de biomassa, porém a empresa tem intenção de investir forte em energia eólica com o intuito de aproveitar o potencial verificado no mapa eólico do estado elaborado pela Copel.

Em 2007, foi iniciado o desenvolvimento do projeto de uma planta de produção de hidrogênio por parte da Itaipu Binacional, tendo como característica pioneira a observação de novas normas técnicas ISO específicas para o desenvolvimento de projetos de hidrogênio. Para o ano de 2008, estavam previstas a licitação da obra, a compra, instalação e comissionamento dos equipamentos.

22.1.5 COELBA¹⁵ e CELPE¹⁶ (grupo Neoenergia)

A Coelba (Companhia de Eletricidade do estado da Bahia) e a Celpe (Companhia Energética de Pernambuco), empresas do grupo Neoenergia, se destacam na região nordeste do país dentre as empresas que investem em alternativas energéticas. Ambas possuem estratégias bem definidas para o investimento em energia solar, sendo que a companhia de Pernambuco também possui investimentos em energia eólica.

Desde 2005, a Coelba passou a utilizar Sistemas Individuais de Produção de energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI), por meio de painéis fotovoltaicos. Alguns critérios foram definidos pela empresa para determinar o atendimento com energia solar fotovoltaica, tais como: um perfil de carga compatível com o sistema a ser instalado; índice do custo por consumidor maior que R\$13.872,00; distância da rede convencional de energia superior a 18 km; domicílios em área de proteção ambiental rígida. A instalação do sistema é gratuita, e o cliente paga apenas o valor subsidiado equivalente ao consumo mensal de 13 kWh, para cobrir os custos de manutenção referente à troca da bateria e reparo nos componentes, tendo direito ao serviço de atendimento da empresa via *call center*. Apesar das limitações de carga do sistema, a satisfação dos clientes atendidos com SIGFI é superior a 75%. Do total de 10.133 sistemas instalados nos três últimos anos, 6.282 aconteceram em 2007. Um bom exemplo de utilização desse sistema solar foi a eletrificação das 23 residências das comunidades nativas do Vale do Pati, localizado no Parque Nacional da Chapada Diamantina, uma unidade de conservação de proteção integral, onde não é permitida a instalação de redes convencionais.

A Celpe participou de convênios que, no total instalaram cerca de 900 sistemas fotovoltaicos para eletrificação de escolas e residências rurais, bem como para bombeamento d'água.

22.1.6 EDP Brasil¹⁷⁻¹⁸

O grupo EDP deu início às operações no Brasil em 1996 com a aquisição de uma participação minoritária na Cerj (atual Ampla). Ao longo dos anos, a empresa fez

diversas parcerias, investindo no setor de geração hidrelétrica e termelétrica, até que, em 2000, foi criada a EDP Brasil. Em 2002, entrou em operação a Hidrelétrica Lajeado, com potência de 902,5 MW, empreendimento no qual a empresa assumiu 25% dos investimentos em 1997. Quanto aos investimentos em fontes alternativas de energia, o marco da empresa se deu no ano de 2008, quando a EDP energias do Brasil e a EDP Renováveis criaram uma subsidiária e acordaram o primeiro investimento eólico no país. Em 2009, a EDP no Brasil passa a ter nova assinatura da marca: “EDP, uma boa energia”, ano em que esta empresa realizou fórum que reuniu especialistas em inovação e sustentabilidade.

A EDP, em Portugal, destaca-se pelos investimentos em energias renováveis (A EDP, pela EDP Renováveis, ocupa a 4ª posição entre os produtores mundiais de energia eólica), destaque que se deve ao fato de o país já possuir um desenvolvimento consolidado quanto ao uso dessas tecnologias, devido aos incentivos legais; dessa forma, o intuito da empresa é trazer essa excelência ao Brasil, fazendo uso das experiências já consolidadas na Europa.

Os maiores investimentos da EDP quanto ao uso de energias alternativas renováveis está no setor de energia eólica; por meio da EDP Renováveis, a empresa possui dois parques eólicos no Estado de Santa Catarina, totalizando uma capacidade de geração de 13,8 MW. A UEE Horizonte, localizada no município de Água Doce, possui potência instalada de 4,8 MW, com um total de seis unidades geradoras; já a UEE Água Doce, também situada no mesmo município, tem capacidade de gerar 9 MW em 12 unidades geradoras. Além das unidades eólicas em operação, a EDP Brasil possui participação de 48 % na construção de um parque eólico de capacidade instalada de 70 MW no Rio Grande do Sul, a UEE Tramandaí, que contará com 31 unidades geradoras.

Os investimentos em Pequenas Centrais Hidrelétricas também têm importante participação no parque gerador da empresa, que possui nove usinas, sendo sete no Estado do Espírito Santo e duas no Mato Grosso do Sul, totalizando uma capacidade instalada de 132,3 MW de potência.

A inovação para o crescimento dos negócios da empresa é expresso pela criação, em 2009, de uma Diretoria de Desenvolvimento de Novos Negócios e Inovação e pela meta de dobrar o investimento em inovação até 2012. Duas ferramentas estão em desenvolvimento para permitir o alcance de resultados: coleta de ideias e seções de conhecimento. Essa passa a ser outra frente de estímulo a ideias, além dos recursos aplicados em pesquisa e desenvolvimento (P&D).

22.1.7 Tractebel¹⁹

A Tractebel Energia chegou ao Brasil em 1998, com a aquisição da companhia estatal Gerasul. Em 2003, a empresa deu início à operação da unidade de Cogeração Lages, a primeira a funcionar com biomassa no Estado de Santa Catarina. Outro marco quanto à alternativa energética se deu em 2008, quando a Tractebel adquiriu duas Usinas Eólicas no Ceará e no Piauí com capacidade de 44 MW; além disso, no mesmo ano, a empresa deu início à construção de uma termelétrica movida a bagaço de cana-de-açúcar com 33 MW de potência.

A Tractebel Energia tem uma política esclarecida de atuação em fontes alternativas de energia, fato que se comprova nos atuais grandes investimentos da empresa e na capacidade instalada de produção de energia elétrica a partir dessas fontes. Atualmente a companhia possui 160 MW de empreendimentos alternativos, sendo três PCHs, duas usinas eólicas e duas usinas térmicas a biomassa.

Um grande destaque para a Tractebel é a usina a biomassa de Lages –o empreendimento possui uma capacidade instalada de 28 MW e 25 t/h de vapor, e é o único empreendimento catarinense capacitado a negociar os créditos de carbono oriundos da transformação de resíduos de madeira para a produção de energia elétrica pelo Comitê Executivo de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo da Organização das Nações Unidas (ONU).

Quanto aos projetos de P&D desenvolvidos pela empresa na área de alternativas energéticas, percebe-se grande predominância de projetos que visam ao estudo de biomassa para a produção de energia.

22.2 GRANDES EMPRESAS INTERNACIONAIS

Neste item, serão apresentadas as grandes empresas energéticas em âmbito internacional. Mais especificamente, serão tratadas em um breve descritivo das empresas indicadas, juntamente com a Cemig, ao Índice Dow Jones de Sustentabilidade.

22.2.1 AGL Company²⁰

A sigla AGL significa, originalmente, *Australian Gas Light Company*. Ela foi fundada em Sidney, em 1837, e fornecia gás natural para a iluminação pública da cidade. Atualmente, é a líder em energias renováveis na Austrália e a maior empresa de energias renováveis do setor privado.

Os maiores investimentos da AGL são em energias hidráulica e eólica, mas a empresa também tem investimentos em energia solar, geotérmica, da biomassa, de bagaço e de gás de aterro sanitário. Da energia gerada pela empresa, 40% provêm dessas fontes. Além disso, a AGL se mantém no mercado de gás natural e carvão.

22.2.2 Centrica PLC²¹

Empresa britânica ligada ao gás natural. Ela também tem negócios nos EUA, onde assume o nome de *Direct Energy*. A *Centrica PLC* é a maior instaladora de produtos para a eficiência energética no Reino Unido – 55.000 unidades, ainda em fase de teste, com 400.000 previstas até 2012.

A *Centrica* também possui ações na EDF, referentes a geradores nucleares. A fim de cumprir a exigência do governo britânico (pelo menos 15% da energia fornecida pelas empresas aos consumidores deve vir de fontes renováveis), a empresa investe em fazendas eólicas *offshore*.

22.2.3 E.ON AG²²

Essa empresa alemã surgiu em 2000, com a fusão das empresas VEBA (*Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks Aktiengesellschaft*) e VIAG (*Vereinigte Industrie-Unternehmungen AG*) e tem sua sede em Düsseldorf. Seu nome é derivado da palavra grega *eon*, que pode significar “vida” ou “ciclo de tempo”.

Sua matriz ainda é predominantemente fóssil, mas a empresa busca diversificar seu portfólio de energia, aumentando a participação das fontes renováveis não convencionais de 4% para 12%, sem diminuir a participação das hidrelétricas. Dos 105 milhões de euros gastos em 2009 pela empresa, 33% foram dedicados a energias

renováveis, particularmente em energia eólica. A Tabela 22.1 mostra a percentagem das fontes usadas na produção de energia elétrica pela E.ON.

Tabela 22.1: Porcentagem das fontes usadas na produção de energia elétrica.

Porcentagens	2009	2008	2007
Carvão mineral	36	39	43
Nuclear	24	24	30
Petróleo/Gás	30	27	16
Hídrica	6	7	8
Eólica	2	1	-
Resíduos	1	1	1
Outras	1	1	2
Total	100	100	100

Fonte: E.ON

22.2.4 EDP²³

A EDP (Energias de Portugal S.A.) é uma empresa portuguesa com atividades em vários outros países, inclusive no Brasil. Mais de 75% de seus investimentos são nas energias hidrelétrica e eólica (Figura 22.5). Em 2007, a EDP tornou-se o 3º maior *player* de energia eólica, no mercado dos EUA e na Europa, e o 4º *player* em nível mundial. Apenas 37% da potência instalada da EDP corresponde a combustíveis fósseis. O restante se divide em energia hidráulica e eólica, com 1% de participação de outros renováveis.

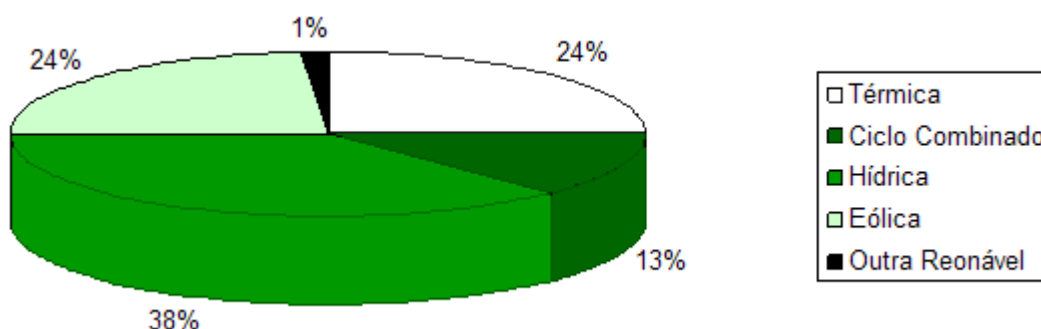


Figura 22.5 – Potência instalada do Grupo EDP em 2008. Fonte: EDP

22.2.5 Enagás S.A.²⁴

O capital da Enagás pertence à Gas Natural SDG. A empresa é o gestor técnico do sistema de transporte do gás natural espanhol. Mais informações, ver Gas Natural SDG, adiante.

22.2.6 Endesa S.A.²⁵

A Endesa é uma companhia privada, a maior empresa de energia elétrica da Espanha, com negócios em Portugal, no Chile, na Colômbia, no Brasil, no Peru, na Argentina, na Irlanda e no Marrocos. A Enel é sua principal acionista, com 92,06% das ações. Pode-se resumir a potência instalada da empresa em alternativas energéticas na

Figura 22.6. Percebe-se a grande participação da energia eólica, seguida pela cogeração e pelas PCHs.

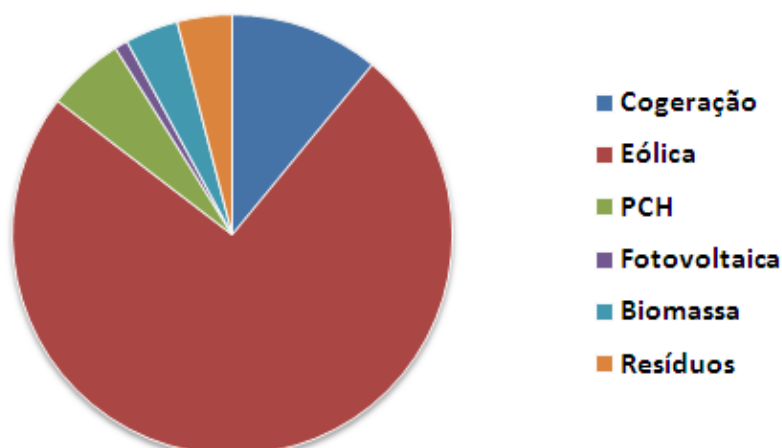


Figura 22.6 – Participação de cada fonte na potência instalada de energia renovável da Endesa. O total corresponde 1459 MW. Fonte: Endesa

No Brasil, a Endesa atua por intermédio das empresas Ampla (antiga CERJ) e Coelce, que somam juntas 5,5 milhões de clientes. A geração no país é feita pela hidrelétrica Cachoeira Dourada (665 MW) e pela termelétrica Endesa Fortaleza (322 MW), além de fazer a interconexão energética entre Brasil e Argentina por meio da Endesa Cien (1000 km de linhas).

22.2.7 Enel²⁶

Enel é a sigla de *Ente Nazionale per l'energia Elettrica*. Empresa de energia italiana, é a segunda empresa de utilidades europeia em capacidade instalada, perdendo apenas para a EDF (*Électricité de France*). O grupo está presente em 40 países de quatro continentes. Seus investimentos em energias renováveis englobam as energias hidráulica, geotérmica, eólica, solar e da biomassa (Figura 22.7). Segundo seu relatório de sustentabilidade, 36% da capacidade instalada da Enel vêm de fontes renováveis.

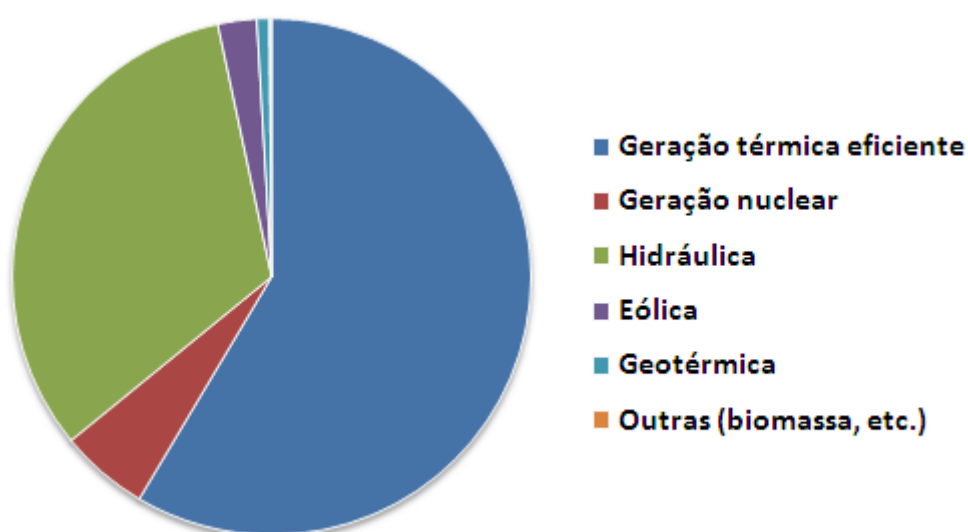


Figura 22.7 – Divisão da capacidade instalada da Enel por suas diversas fontes. A capacidade total é de 95.326 MW. Fonte: Enel.

22.2.8 Entergy Corp.²⁷

Empresa norte-americana, dona de cerca de uma capacidade de produção de energia elétrica de 30.000 MW, além de ser a segunda maior geradora de energia nuclear dos Estados Unidos.

Publicamente contrária à adoção da política de RPS (*Renewable Portfolio Standard*) pelos EUA, a empresa aposta principalmente em usinas de carvão com captura e armazenamento de CO₂, em eficiência energética e em energia nuclear. O RPS, a título de esclarecimento, determina que todas as empresas de energia devem fornecer uma porcentagem mínima de energia renovável a seus consumidores.

22.2.9 Fortum Oyj²⁸

A *Fortum* é sediada em Espoo, na Finlândia, e possui negócios nos países nórdicos, bálticos e na Rússia. Seus negócios abrangem a geração hidrelétrica, nuclear, eólica, produção de calor, aproveitamento de resíduos e cogeração (Figura 22.8).

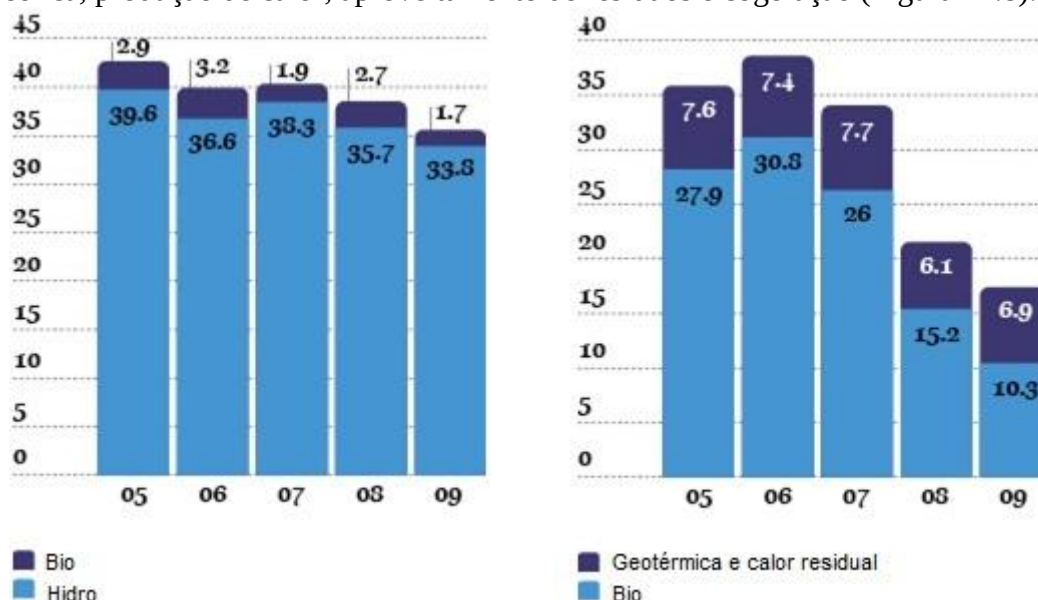


Figura 22.8 – Participação das energias renováveis na produção de eletricidade e calor, respectivamente, da *Fortum* nos últimos cinco anos. Fonte: Fortum.

A empresa tem como meta alcançar parcela significativa de energia eólica em sua matriz energética. Atualmente, a empresa tem fazendas eólicas em construção em vários países e ações em empresas que geram energia eólica.

22.2.10 Gas Natural SDG S.A.²⁹

A *Gas Natural* é uma companhia espanhola presente em 25 países. Desde a aquisição da companhia *Unión Fenosa*, a *Gas Natural SDG* deixou de lidar apenas com o comércio de gás e entrou no negócio da energia elétrica, passando a se chamar *Gas Natural Fenosa*. A Tabela 22.2 indica a composição da energia gerada pela empresa.

Tabela 22.2: Potência instalada do grupo *Gas Natural Fenosa* em 2009.

	Potência (MW)
Potência instalada em regime ordinário (Espanha)	12.436
Hidráulica	1.860
Nuclear	589
Carvão	2.048
Óleo combustível/gás natural	617
Ciclo combinado	7.322
Potência instalada em regime especial (Espanha)	974
Renováveis	974
Potência instalada total (Espanha)	13.410
Potência instalada em regime ordinário (Internacional)	4.451
Hidráulica	73
Óleo combustível/gás natural	321
Ciclo combinado	4.057
Potência total	17.861

Fonte: *Gas Natural Fenosa*

A empresa tem planos de ampliar sua oferta de energias renováveis e diminuir o impacto causado pela geração fóssil. Os investimentos, até o momento, foram feitos em eficiência energética, bombas de calor geotérmico e plantas eólicas com geração, armazenamento e uso de hidrogênio. A Figura 22.9 mostra o montante de investimento em P&D da empresa.

Figura 22.9 – Investimento em P&D da *Gas Natural Fenosa* em 2009 (milhões de euros).Fonte: *Gas Natural Fenosa*

22.2.11 Iberdrola³⁰

A *Iberdrola* é o maior grupo energético espanhol e uma das maiores empresas de energia do mundo, além de ser líder mundial de energia eólica. Está presente em dez países, inclusive no Brasil. A *Iberdrola Renováveis* é o ramo da *Iberdrola* que lida com alternativas energéticas. A Figura 22.10 apresenta a composição da produção de energia da empresa por fonte.

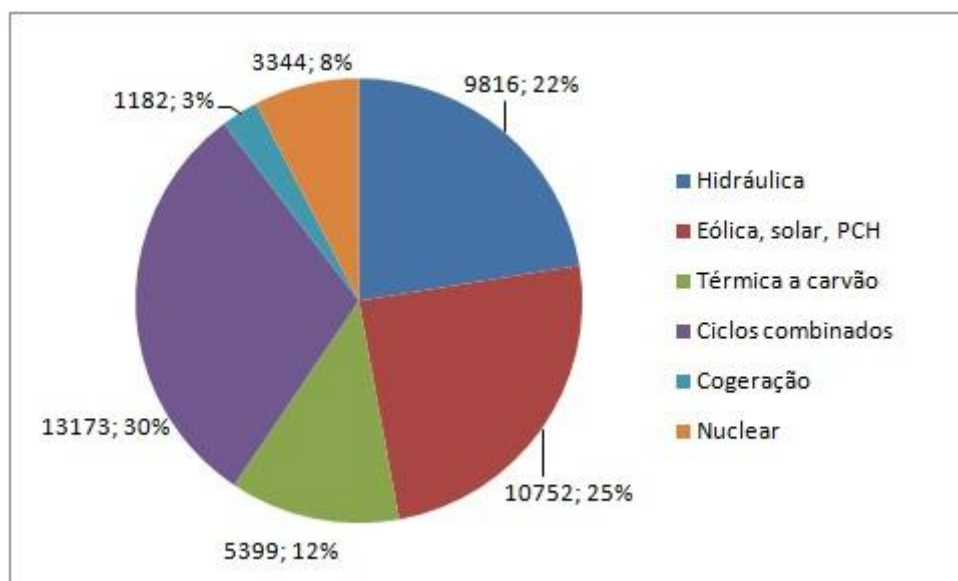


Figura 22.10 – Porcentagens de produção de energia da *Iberdrola* no ano de 2009. Geração total: 43.666 MW. Fonte: *Iberdrola*

A empresa tem como alvo alcançar mais de 16.000 MW de capacidade instalada até 2012 e, a partir dessa data, expandir significativamente seu parque de turbinas eólicas *offshore*.

No Brasil, a *Iberdrola* é dona das empresas Coelba, Cosern e Celpe, além de possuir 39% de participação na Neoenergia, maior distribuidora do Nordeste brasileiro.

22.2.12 PG&E Corp.³¹

A PG&E Corp. (*Pacific Gas and Electric Company*) é uma empresa de energia da Califórnia, atuante nos setores de gás natural e eletricidade dos Estados Unidos. Sua energia elétrica provém de hidrelétricas, usinas nucleares e usinas a gás.

Uma vez que já possui boa parte de sua geração em energias alternativas, a empresa desenvolve estudos envolvendo veículos elétricos (pertence a eles o primeiro caminhão-cesto elétrico dos EUA) e eficiência energética.

22.2.13 Red Eléctrica Corp. S.A.³²

A espanhola *Red Eléctrica Corporación* foi a primeira empresa do mundo a lidar exclusivamente com a transmissão da energia e a operação de sistemas elétricos, em 1985. A empresa apóia o desenvolvimento do veículo elétrico na Espanha, uma vez que acredita que ele pode ser um grande aliado na operação do sistema, participando de seis programas, a seguir:

- Memorando para a Promoção do Veículo Elétrico, elaborado pelo Ministério da Indústria, do Turismo e do Comércio espanhol;
- Projeto VERDE, junto com a SEAT, para um protótipo de veículo elétrico que permite integração à rede;
- Programa de P&D Domocell, que pretende criar um sistema de recarga em garagens comunitárias, que permita o gerenciamento da recarga dos veículos e a devolução da energia deles para a rede;
- Estudos da VLPGO (*Very Large Power Grid Operators*), que procura entender o impacto dos veículos elétricos nos sistemas;

- Projeto REVE, que estuda a regulação da geração eólica por meio de veículos elétricos;
- Projeto MERGE (*Mobile Energy Resources in Grids of Electricity*), que estuda o impacto de veículos elétricos nos sistemas europeus, no tocante ao planejamento da rede e à operação, bem como os mercados.

Além disso, a *Red* se preocupa com a integração das energias renováveis à rede. Desde 2006, ela começou o projeto CECRE (Centro de Controle de Energias Renováveis), iniciativa pioneira no mundo todo de monitorar e controlar a conexão das fontes renováveis à rede.

22.2.14 RWE AG³³

Com base na Alemanha, a RWE é uma das maiores empresas europeias de energia. É a primeira produtora da Alemanha, a segunda da Holanda e a terceira do Reino Unido, além de fazer negócios com a África e boa parte da Europa.

Os investimentos em energias alternativas da RWE se concentram em eficiência energética e carros elétricos. A grande preocupação da empresa está em investir em tecnologias com baixa emissão de CO₂ e na adequação de suas plantas de combustíveis fósseis já existentes (com o uso de tecnologias de captura e armazenamento de carbono, por exemplo), conforme indica a Figura 22.11.

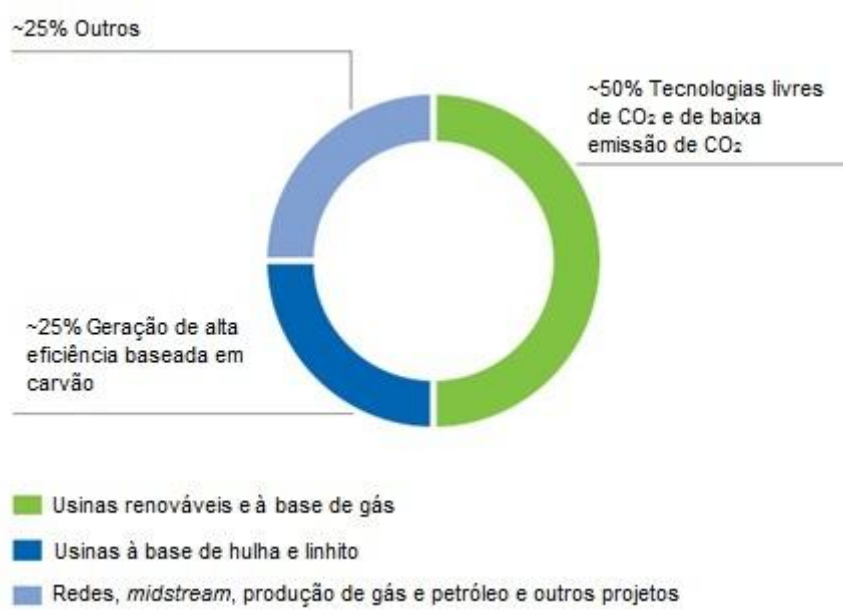


Figura 22.11 – Investimentos em propriedade, usinas e equipamentos esperados entre 2010 e 2013. O total perfaz entre 18 e 28 bilhões de euros. Fonte: RWE

A *RWE Innogy* é a empresa do grupo RWE que lida com as energias renováveis. A empresa tem negócios com energia eólica, hidráulica e da biomassa. A Figura 22.12 mostra a porcentagem de participação das energias renováveis na potência instalada do grupo RWE, enquanto a Figura 22.13 mostra o grande destaque da geração eólica *onshore* e da energia hidráulica para a empresa. Futuramente, a *RWE Innogy* planeja implantar usinas de biogás, solar térmicas, geotérmicas e oceânicas.

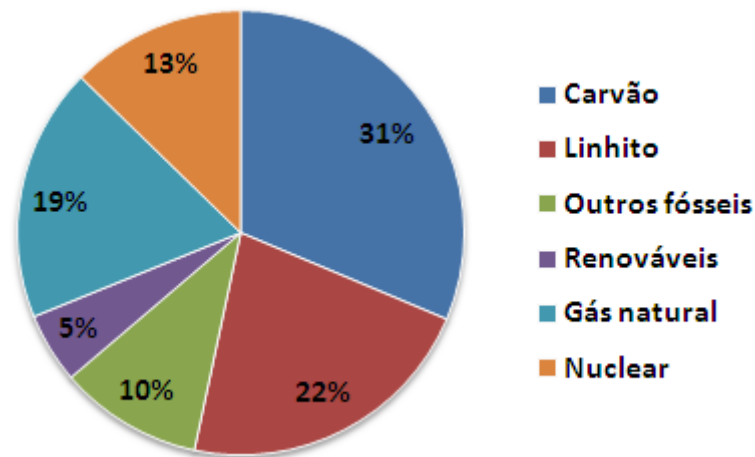


Figura 22.12 – Porcentagem de cada fonte na potência instalada do grupo RWE. O total da potência perfazia 49.582 MW no fim de 2009. Fonte: *RWE Innogy*

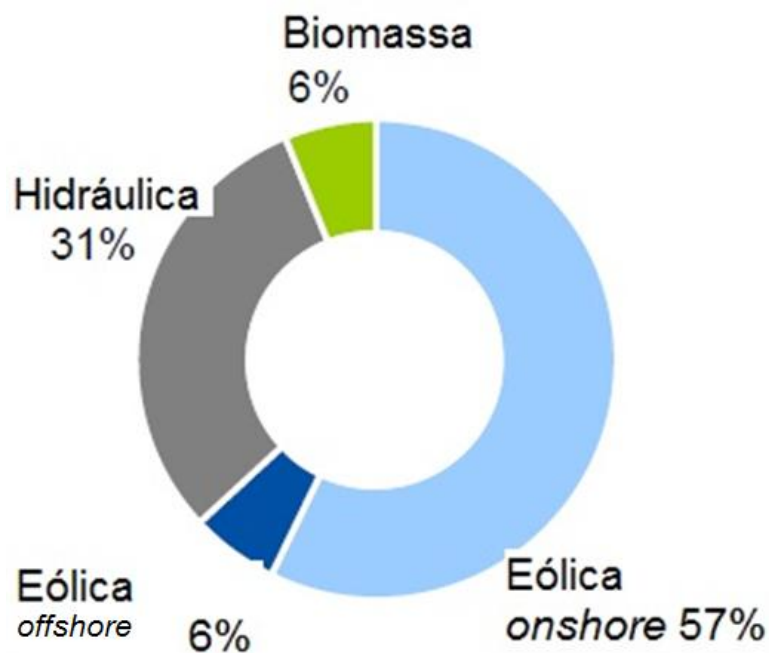


Figura 22.13 – Porcentagem de cada fonte na potência instalada renovável da RWE em 2009 (Total: 2,5 GW). Fonte: *RWE Innogy*

22.2.15 Snam Rete Gas Spa³⁴

A *Snam Rete Gas* (*Società Nazionale Metanodotti*) é a principal empresa italiana de transporte de gás natural. A empresa transporta, despacha, distribui e armazena gás natural e regasifica GNL (gás natural liquefeito).

A empresa não possui investimento em alternativas energéticas. Os investimentos da *Snam Rete* se concentram em tecnologias mais limpas e captura e armazenagem de CO₂.

22.2.16 TERNAL SpA³⁵

Terna S.p.a. é uma empresa italiana, que atua no negócio de transmissão de energia e operação da rede. A Enel é dona de cerca de 5% de seu capital.

Uma das metas da Terna é preparar a rede para a distribuição e venda de energia elétrica gerada por fontes renováveis. Nos últimos anos, a empresa tem trabalhado para adequar a rede da Itália às gerações que não podem ser preditas.

22.2.17 Veolia Environnement S.A.³⁶

A Veolia é uma empresa multinacional francesa, que atua nas áreas de água, resíduos e energia. A subsidiária da Veolia que lida com energia é a Dalkia (antiga Veolia Energy), que oferece serviço de consultoria para a eficiência energética de usinas e para a otimização das emissões de CO₂ destas, além de gerar energia. A Dalkia está presente em 42 países, inclusive no Brasil.

As alternativas privilegiadas pela Dalkia são a energia da biomassa, o gás de aterros sanitários e a energia solar (Figura 22.14). A biomassa é usada, principalmente, na cogeração e na substituição de combustíveis fósseis em caldeiras. A energia solar é usada no aquecimento e em painéis fotovoltaicos, e a Dalkia Solar tem presença na Itália, Chile, Israel, Argentina e França. Além disso, a empresa tem 40 anos de experiência em energia geotérmica.

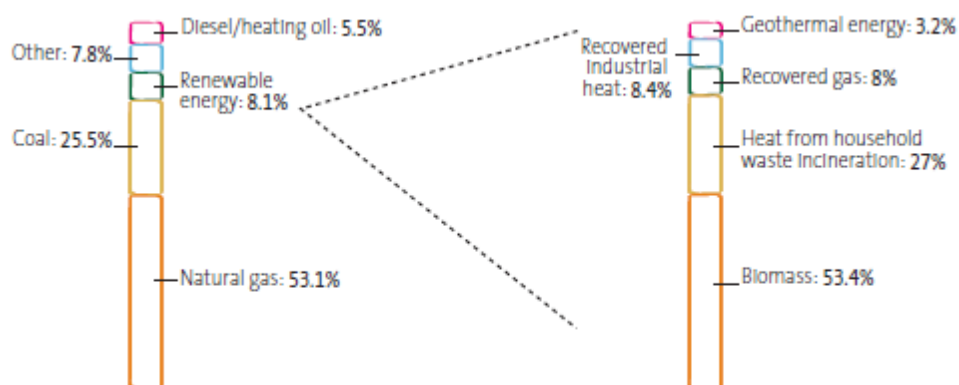


Figura 22.14 – Divisão dos combustíveis usados pela Dalkia.

Fonte: Dalkia

22.3 Análise das principais concorrentes

A partir do levantamento de informações sobre as principais concorrentes da CEMIG no que tange ao envolvimento com alternativas energéticas, propõe-se um estudo comparativo entre as empresas no intuito de avaliar as principais concorrentes da companhia.

Para tal, foram estabelecidos três critérios de avaliação: primeiramente foram elaboradas algumas questões quanto ao envolvimento em alternativas energéticas, e posteriormente, visando consolidar o estudo, considerou-se o Valor da Receita Operacional líquida das empresas em 2009, e a capacidade instalada em MW a partir de fontes alternativas de energia.

As perguntas foram baseadas no envolvimento de cada empresa com as principais tecnologias relacionadas a fontes alternativas de energia, considerando-se empreendimentos já instalados, projetos de pesquisa e desenvolvimento, histórico da empresa e a presença de um plano estratégico no setor. A elaboração das questões no

método de avaliação proposto permite duas respostas, positiva (1) ou negativa (0). As perguntas estão divididas em duas temáticas principais: Envolvimento da Empresa com Alternativas Energéticas e Pesquisas em Alternativas Energéticas, sendo que a primeira se baseia na pesquisa realizada no presente relatório, e a segunda fundamenta-se no próprio relatório e em dados da Aneel quanto ao envolvimento de empresas em projetos de P&D por tema de pesquisa, conforme explicita a Figura 22.15.

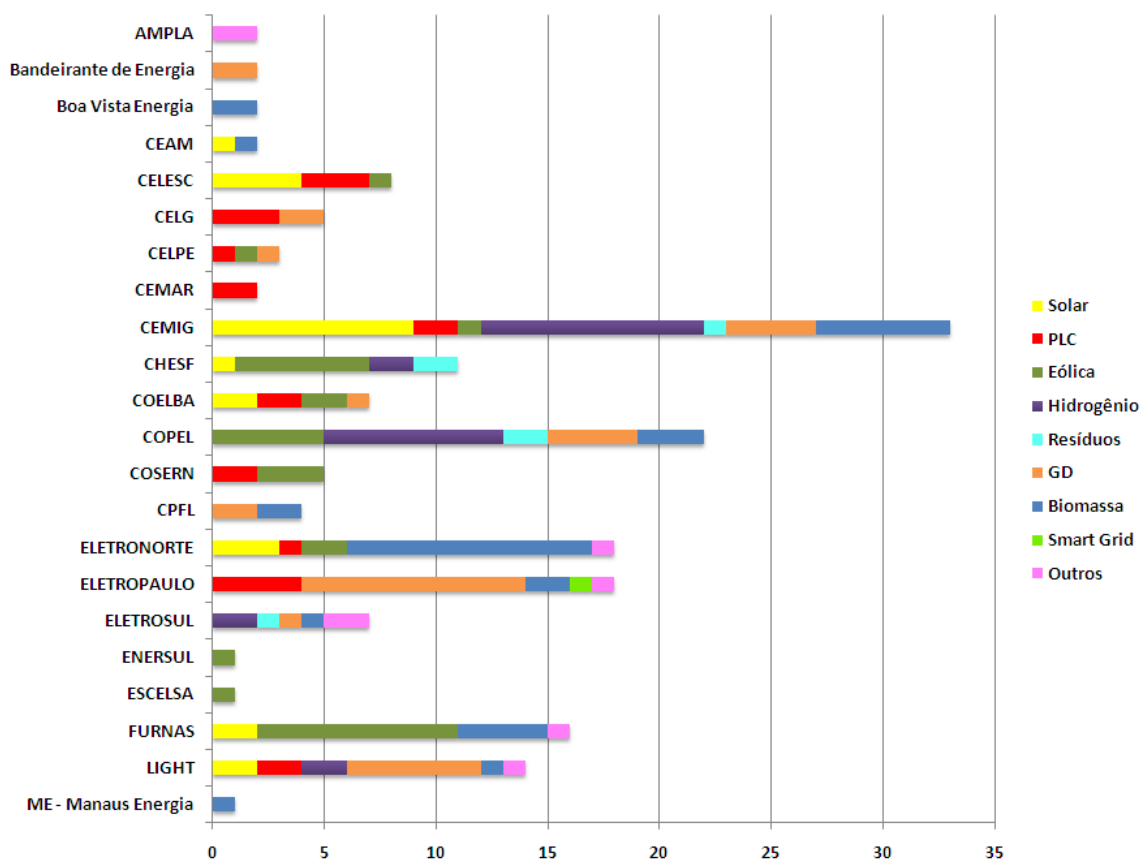


Figura 22.15 - Projetos de P&D por tema. Fonte: P&D Aneel.

Dessa forma, a avaliação baseada no questionário resultou na Tabela 22.3 e na Figura 22.16, tendo o gráfico sido elaborado de acordo com os valores das somas das respostas.

Tabela 22.3: Questionário de avaliação para a concorrência da CEMIG.

	PETROBRAS	CPFL	COPEL	ELETROBRAS	COELBA e CELPE	EDP Brasil	TRACTEBEL Energia
Envolvimento da Empresa com Alternativas Energéticas							
Possui histórico consolidado em empreendimentos e pesquisas de alternativas energéticas?	1	1	1	1	0	1	1
Investimentos em usinas eólicas?	1	1	1	1	0	1	1
Investimentos em Sistemas de aproveitamento solar?	1	0	1	0	1	0	0
Investimentos em pequenas centrais hidrelétricas?	1	1	1	1	1	1	1
Investimentos em usinas térmicas a biomassa?	0	1	0	0	0	0	1
Investimentos em veículos elétricos?	0	1	1	1	0	1	0
Possui uma política estruturada para investimentos em alternativas energéticas?	1	1	0	1	0	1	1
Possui plano estratégico que visa a investimentos futuros em alternativas energéticas?	1	1	0	1	0	1	1
Pesquisas em alternativas energéticas							
Projetos de pesquisa relacionados a energia eólica?	0	0	1	1	1	0	0
Projetos de pesquisa relacionados a energia solar?	1	0	0	1	1	0	1
Projetos de pesquisa relacionados a biomassa ou resíduos sólidos?	1	1	1	1	0	1	1
Projetos de pesquisa relacionados a biocombustíveis?	1	0	1	0	0	1	1
Projetos de pesquisa relacionados a células a combustível?	1	1	1	0	0	0	0
Projetos de pesquisa relacionados a hidrogênio?	1	0	1	1	0	0	0
Projetos de pesquisa relacionados a <i>Smart Grid</i> ?	0	0	0	0	0	0	0
Projetos de pesquisa relacionados a Geração Distribuída?	0	1	0	1	1	0	1
SOMATÓRIO DAS RESPOSTAS	11	10	10	11	5	8	10

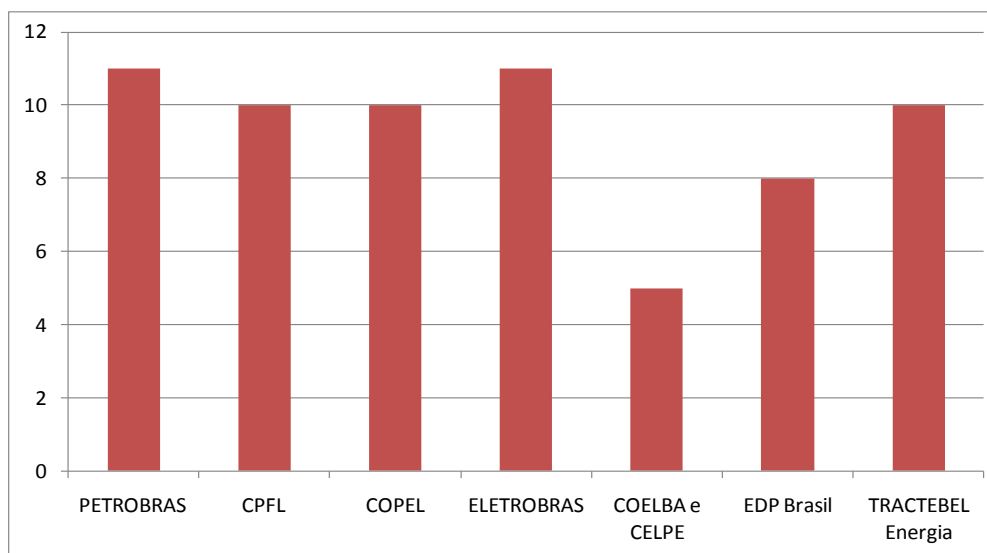


Figura 22.16 – Somatório das questões de avaliação de acordo com a metodologia proposta.

Neste primeiro estudo, percebe-se que não houve uma distinção satisfatória o suficiente para possíveis conclusões das principais concorrentes da CEMIG. Tal fato fez com que outras análises fossem realizadas; propôs-se, portanto, a avaliação da Receita Operacional Líquida (ROL) e da capacidade instalada (MW) das companhias concorrentes. Parâmetros passíveis de análise, uma vez que a ROL está associada ao percentual de investimentos em projetos de P&D, de acordo com exigência da Aneel, que contemplam fortemente a temática de fontes alternativas de energia. Já a capacidade instalada de empreendimentos no setor traduz o real envolvimento das empresas com a questão, uma vez que já integram a estrutura da empresa de forma concreta.

Tabela 22.4: RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (ROL) 2009

PETROBRAS	R\$ 215,1 bilhões
CPFL	R\$ 4,78 milhões
COPEL	R\$ 5,62 milhões
ELETROBRAS	R\$ 19,34 milhões
COELBA	R\$ 6,7 milhões
CELPE	R\$ 2,5 milhões
EDP Brasil	R\$ 4,65 milhões
TRACTEBEL Energia	R\$ 3,5 milhões

Tabela 22.5: Capacidade instalada por fontes alternativas de energia

PETROBRAS	334,8 MW
CPFL	414,7 MW
COPEL	37,67 MW
ELETROBRAS	2032,0 MW
EDP Brasil	140,3 MW
TRACTEBEL Energia	160,0 MW

Os dados da ROL e de potência instalada foram levantados a partir dos relatórios anuais das respectivas empresas. Para os dados de capacidade instalada, foram considerados empreendimentos de aproveitamento eólico, de biomassa e PCHs.

Uma vez levantados os dados adicionais, foram estabelecidos fatores de multiplicação, com o propósito de aplicá-los ao valor inicial encontrado na pesquisa baseada no questionário sobre o envolvimento das empresas com alternativas energéticas. As constantes para multiplicação foram estabelecidas de acordo com a Tabela 22.6.

Tabela 22.6: Fatores de Multiplicação para cada faixa de dados.

ROL (R\$)	Fator de multiplicação	CAPACIDADE INSTALADA FONTES ALTERNATIVAS (MW)	Fator de multiplicação
1 a 3 milhões	1	1 a 100	1
3 a 5 milhões	2	100 a 200	2
5 a 8 milhões	3	200 a 300	3
8 a 10 milhões	4	300 a 400	4
15 a 20 milhões	5	400 a 500	5
Acima de 20 milhões	6	Acima de 500	6

Aplicando-se os fatores de multiplicação, obtém-se o gráfico a seguir (Figura 22.17) que demonstra, em ordem decrescente de importância, as principais concorrentes da CEMIG quanto ao setor de alternativas energéticas.

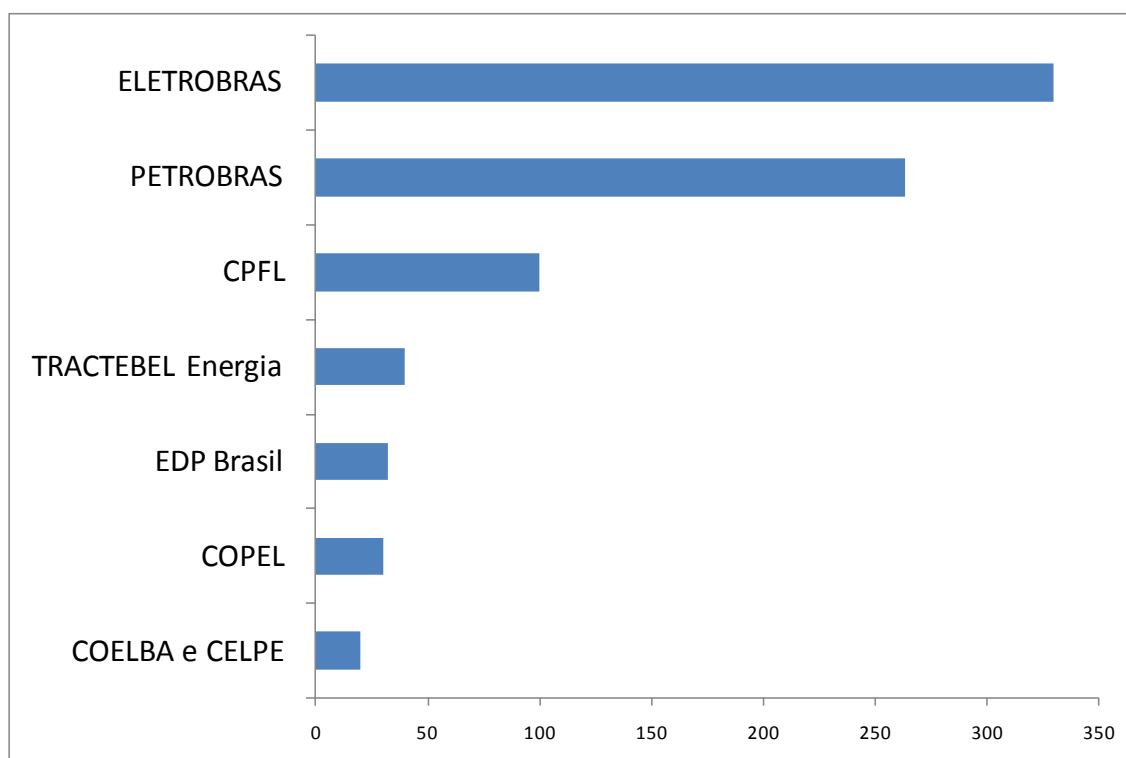


Figura 22.17 – *Ranking* das principais concorrentes da CEMIG quanto a alternativas energéticas.

22.4 Referências

1. PETROBRÁS. **Outras Fontes de Energia**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/outras-fontes-energia/>>. Acesso em: 15 de mai. 2012.
2. PETROBRÁS. **Biocombustíveis**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/biocombustiveis/>>. Acesso em 17 de fev. 2012.
3. PETROBRÁS. **Tecnologia e Pesquisa**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/tecnologia-e-pesquisa/>>. Acesso em 13 de fev. 2012.
4. PETROBRÁS. **Energia e Tecnologia**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/>>. Acesso em 14 de jan. 2012.
5. PETROBRÁS. **Estratégia Corporativa**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/>>. Acesso em: 15 de mai. 2012.
6. GABRIELLI, J. S., BARBASSA, A. **Business Plan 2010-2014**. Disponível em: <<http://www.slideshare.net/joaquimpleao/petrobras-investments-webcast-pn-2010-2014>>. Acesso em: 15 de abr. 2012.
7. CPFL. **Inovação Tecnológica**. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/parceiros_inovacao_tecnologica/Default.aspx>. Acesso em: 12 de fev. 2012.
8. CPFL. **Sustentabilidade**. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/Default.aspx?alias=www.cpfl.com.br/sustentabilidade>>. Acesso em: 13 de abr. 2012.
9. CPFL. **Relatório Anual 2009**. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/relatorioanual2009/CPFL/tabid/1631/EntryId/135/Desempenho-Social.aspx>>. Acesso em: 17 de jan. 2012.
10. COPEL. **Programa de P&D**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F539B982D593F72860325740500420AF6>>. Acesso em: 22 de fev. 2012.
11. COPEL. **Eólica**. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F301DC3A7702B129303257405005C2FDB>>. Acesso em 24 de fev. 2012.
12. ELETROBRÁS. **Programas**. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26ITEMID4CD80A9D8141489CAE9A9A81D0E177E0PTBRIE.htm>>. Acesso em: 16 de jan. 2012.
13. ELETROBRÁS – CEPEL. **Fontes Alternativas de Energia**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/pesquisa/per.shtm>>. Acesso em: 14 de mar. 2012.
14. ITAIPU BINACIONAL. **Plataforma Itaipu de Energias Renováveis**. Disponível em: <<http://www.plataformaitaipu.org/>>. Acesso em: 17 de mai. 2012.
15. COELBA. **Relatório de Sustentabilidade 2010**. Disponível em: <http://www.coelba.com.br/ARQUIVOS_ANEXO/relatorio%20de%20sustentabilidade;0201;20110822.pdf>. Acesso em 10 de jan. 2012.

16. CELPE. **Relatório de Sustentabilidade 2008**. Disponível em:
http://www.celpe.com.br/ARQUIVOS_EXTERNOS/Relatorio_Sustentabilidade_2008;;20100809.pdf.
Acesso em 4 de abr. 2012.
17. EDP ENERGIAS DO BRASIL. **Relatórios Anuais de Sustentabilidade**. Disponível em:
<http://energiasdobrasil.infoinvest.com.br/static/ptb/relatorios-anuais-de-sustentabilidade.asp?language=ptb>.
Acesso em: 13 de mai. 2012.
18. EDP. **Histórico**. Disponível em:
<http://www.energiasdobrasil.com.br/energia/empresa/historico/historico.asp>. Acesso em: 21 de mai. 2012.
19. TRACTEBEL. **Relatório de Sustentabilidade**. Disponível em:
<http://riccari.com.br/blog/2011/09/06/relatorio-de-sustentabilidade-2011-tractebel-energia/>. Acesso em: 16 de mai. 2012.
20. AGL. **AGL Sustainability Performance**. Disponível em: <http://2011.aglsustainability.com.au/>. Acesso em: 13 de jun. 2012.
21. CENTRICA. **Reports**. Disponível em:
http://www.centrica.com/index.asp?pageid=1099#ref_responsibility/index.asp?pageid=77. Acesso em: 15 de mai. 2012.
22. EON. **EON Sustainability Report**. Disponível em: <http://www.eon.com/en/sustainability.html>. Acesso em: 21 de jun. 2012.
23. EDP. **EDP Sustainability Report**. Disponível em:
http://www.edp.pt/en/sustentabilidade/PublicacoesRelatorios/relatorios/Pages/default_new.aspx. Acesso em: 12 de mai. 2012.
24. ENAGAS. **Annual Report**. Disponível em:
http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1146236524584&language=en&pagename=ENAGAS%2FPage%2FENAG_listadoComboAnio. Acesso em: 12 de mai. 2012.
25. ENDESA. **Annual Report**. Disponível em:
<http://www.endesa.com/en/saladeprensa/centrodocumental/Paginas/informesanuales.aspx>. Disponível em: 31 de mai. 2012.
26. ENEL. **Sustainability Report**. Disponível em: http://www.enel.com/en-GB/sustainability/our_responsibility/sustainability_balance_sheets/reports/. Acesso em 3 de jun. 2012.
27. ENTERGY. **2011 Sustainability Report**. Disponível em: <http://www.entergy.com/sustainability/main.aspx>. Acesso em: 15 de abr. 2012.
28. FORTUM OYJ. **Annual Report**. Disponível em: <http://www.annualreports.com/Company/5870>. Acesso em: 14 de abr. 2012.
29. GAS NATURAL FENOSA. **2010**. Disponível em:
http://portal.gasnatural.com/archivos/corp/Corporate_Responsability_Eng.pdf. Acesso em: 13 de jan. 2012.
30. IBERDOLA. **Sustainability Report**. Disponível em:
<https://www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ENWEBACCINFANSOSTENIBI>. Acesso em: 14 de mai. 2012.

31. PG&E CORP. **Annual Corporate Responsibility And Sustainability Report** . Disponível em: < http://www.pgecorp.com/corp_responsibility/>. Acesso em: 13 de mai. 2012.
32. RED ELECTRICA CORP. **Corporate Report 2010**. Disponível em: <http://www.ree.es/ingles/responsabilidad_corporativa/pdf/Corporate_Responsibility_Report_2010_v3.pdf>. Acesso em: 17 de fev. 2012.
33. RWE AG. **CR Reports**. Disponível em: <<http://www.rwe.com/web/cms/en/1510216/rwe/responsibility/cr-reporting-and-facts/cr-reports/>>. Acesso em 17 de jun. 2012.
34. SNAM RETE GAS. **Sustainability Report** . Disponível em: <<http://sustainabilityreport2009.snamretegas.it/>> . acesso em 13 de fev. 2012.
35. TERNA. **Terna: 2010 sustainability report on line** . Disponível em: <http://www.terna.it/default/home_en/the_company/press_room/press_releases/pr_2011/pr_july_2011/Terna_2010_sustainability_report_online.aspx>. Acesso em: 14 de abr. 2012.
36. DALKIA. **Sustainable development** . Disponível em: < <http://www.dalkia.ca/en/about-us/sustainable-development/>> . Acesso em: 14 de jan. 2012.

23 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

O processo de pesquisa e desenvolvimento – P&D – é uma das principais ferramentas competitivas de uma empresa. O P&D leva à evolução de tecnologias e processos e, com isso, garante grande vantagem a quem o realiza.

No Brasil, essa prática ganhou destaque nos anos 1970, e foi realizada por grandes empresas estatais. A Petrobrás é o caso mais emblemático da importância que o P&D teve para essas empresas: cerca de 40 anos depois dos primeiros projetos, é a quarta empresa no mundo em seu setor.

O Brasil investe mais de 1,4% de seu PIB em P&D. Embora pareça significativo, esse volume, proporcionalmente, ainda é muito maior em outros países, como os EUA (2,7%) e o Japão (3,4%). Há planos para que o investimento brasileiro dobre, para garantir a vanguarda que o país alcançou em alguns setores, como o de biocombustíveis.

No setor de energia, a necessidade do P&D desponta de forma cada vez mais crítica. A sociedade pressiona por energias renováveis e menores emissões de gás carbônico, o que torna a inovação necessária. Recursos renováveis tradicionais, como a hidráulica, têm capacidade de crescimento limitada, e a demanda mundial por energia não para de crescer. Apenas o P&D em energia e alternativas energéticas poderá viabilizar a implantação, em larga escala, de novas energias renováveis, e aqueles que realizarem esse P&D poderão ter a posição de liderança quando essas formas se tornarem viáveis.

Esse texto tem como objetivo contextualizar a Cemig no âmbito do programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), além de trazer dados da pesquisa acadêmica nacional e de investimentos governamentais internacionais para oferecer um panorama mais amplo do P&D em energia.

23.1 Comparativo: Cemig e demais empresas de energia elétrica

Para fomentar o desenvolvimento do setor elétrico, foi criado pelo Governo Federal um programa de pesquisa e desenvolvimento, que obriga que empresas de energia elétrica invistam uma determinada porcentagem de seus rendimentos em P&D. A Aneel é a responsável pela regulamentação desse programa.

Os primeiros contratos de concessão determinavam que percentuais de 0,25% da receita operacional líquida (ROL) da empresa fossem investidos em pesquisa. Com a Lei 9.921/2000, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica passaram a ser obrigadas a investir, no mínimo, 1% de sua ROL em P&D, sendo que 40% desse valor são destinados à execução dos projetos, 40% devem ser recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNCDT) e 20% devem ser recolhidos ao Ministério de Minas e Energia (MME). Estão isentas apenas as empresas que geram energia apenas a partir de instalações eólica, solar, biomassa, cogeração qualificada e pequenas centrais hidrelétricas.

Para a comprovação desse gasto, a empresa deve enviar para a Aneel um projeto, contendo a descrição, o planejamento dos gastos e os objetivos da pesquisa, que devem ser bem definidos. Até o ciclo 2007/2008, foram aprovados 2731 projetos de P&D, de empresas de todo o país, sendo 154 em alternativas energéticas.

A Cemig participa do programa desde sua criação, com 293 projetos, até 2008 (33 em alternativas energéticas).

Foi feita a consulta dos projetos de P&D da Cemig e das demais empresas de energia no site da Aneel¹, separando-se as que são centradas em alternativas energéticas. Das empresas participantes do programa de P&D, 40% possuem pesquisa nessa área. As empresas em questão são listadas abaixo:

- AMPLA Energia e Serviços S/A
- Bandeirante de Energia
- Boa Vista Energia
- CEAM - Companhia Energética do Amazonas
- CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina
- CELG - Companhia Energética de Goiás
- CELPE - Companhia Energética de Pernambuco
- CEMAR - Companhia Energética do Maranhão S/A
- CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
- CHESF - Companhia Hidrelétrica do São Francisco
- COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
- COPEL - Companhia Paranaense de Energia
- COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte
- CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz
- ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A
- ELETROPAULO - Eletropaulo S.A - Eletricidade de São Paulo
- ELETROSUL - Eletrosul Centrais Elétricas S/A
- ENERSUL - Empresa Energética do Mato Grosso do Sul
- ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A
- FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A
- GEAM - Grupo de Empresas Associadas Machadinho
- LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S.A
- ME - Manaus Energia

As Figuras 23.1-23.3 mostram um panorama da pesquisa de alternativas energéticas no programa de P&D da Aneel, destacando-se a posição da Cemig. Os maiores destaques da empresa estão nas áreas de solar/fotovoltaica e de hidrogênio e células a combustível, em que a Cemig possui um número de projetos que é mais de um terço do total de projetos de P&D do setor.

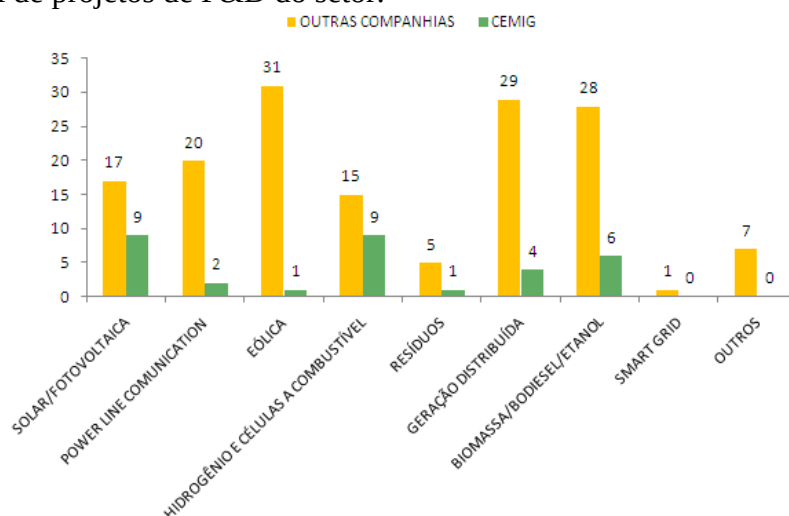


Figura 23.1: Número de projetos de P&D por área: Cemig x Outras companhias.

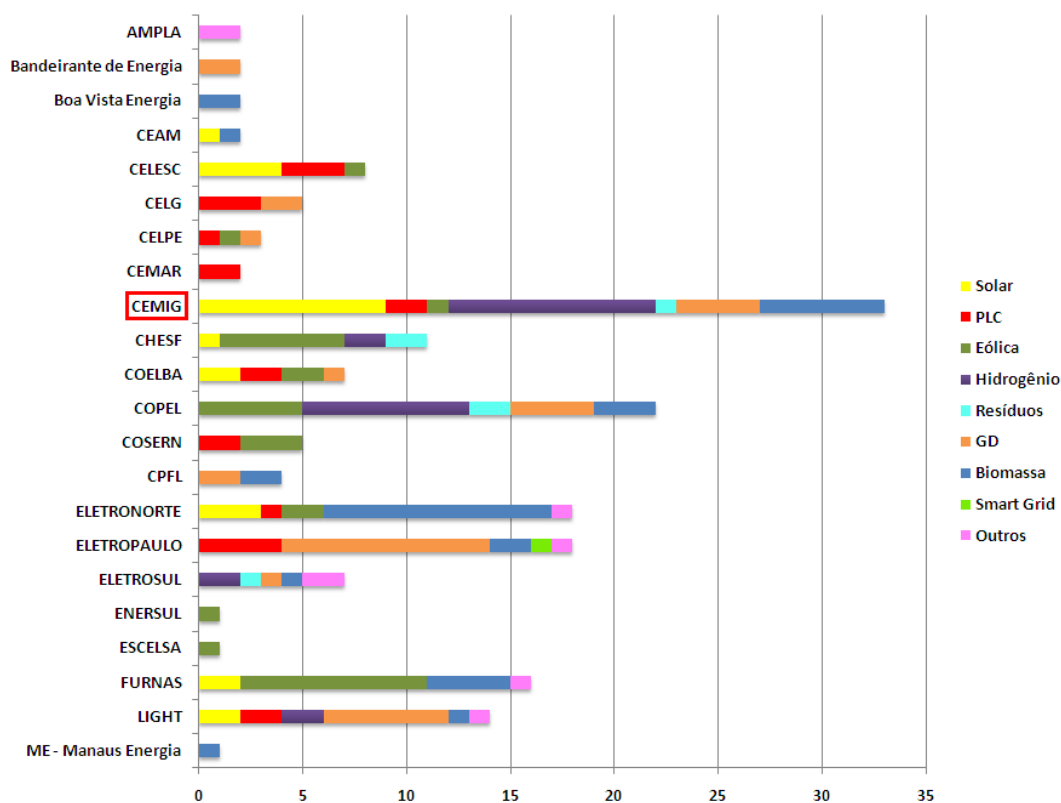


Figura 23.2: Projetos de P&D em alternativas energéticas por categoria e por empresa.

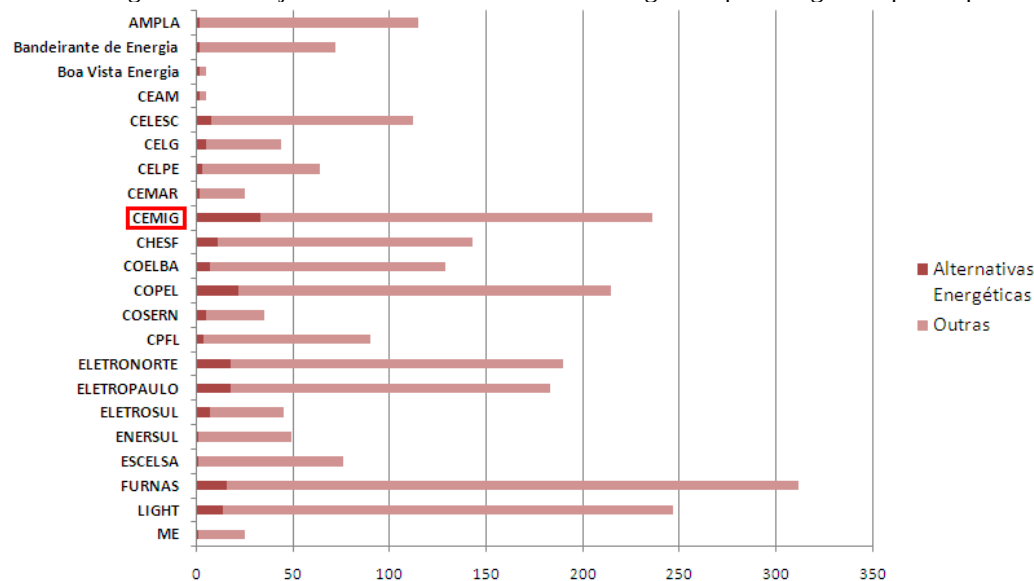


Figura 23.3: Projetos de P&D (total) das empresas, destacando-se os projetos em alternativas energéticas.

Como pode ser observado, a Cemig não é somente a empresa com mais projetos de P&D em alternativas energéticas: ela é também a empresa com P&D no maior número de categorias. A seguir, um breve comentário sobre os projetos em alternativas energéticas, de maneira geral.

- **Energia solar:** a campeã de projetos na área de energia solar é a geração fotovoltaica, particularmente sua ligação à rede elétrica. Outras áreas são a de aquecimento termossolar de residências e a manufatura de células. A CHESF (Companhia Hidrelétrica do São Francisco) tem um projeto em geração termelétrica solar por concentradores parabólicos, lançado algum tempo depois do projeto de P&D da Cemig com esse tipo de geração, que culminou em uma usina de 10 kW.

- **Energia eólica:** os temas campeões em projetos de P&D na energia eólica são a conexão de turbinas eólicas à rede e a construção de modelos para sua otimização e implantação no Brasil. A construção e incrementação de turbinas responde por cerca de um quinto dos projetos. O restante é composto de análises de viabilidade do empreendimento, atlas eólicos estaduais e uma análise de impactos ambientais. A Cemig possui um projeto de adaptação de turbinas à realidade mineira.
- **Hidrogênio e células a combustível:** a Cemig possui quase tantos projetos nessa área quanto todas as outras empresas juntas. Células a combustível do tipo PEM também são muito pesquisadas. A Cemig possui o maior número de projetos nesses dois temas, além de projetos na área de células a combustível do tipo SOFC e na utilização de hidrogênio em motores de combustão interna.
- **Resíduos:** na área de resíduos, as empresas, no geral, apostam na produção de biogás e no aproveitamento de resíduos industriais.
- **Biomassa:** o biodiesel possui a maioria absoluta de projetos de P&D nessa área, correspondendo a quase metade dos projetos das outras empresas de energia. Estudos para o aproveitamento de biomassa (geralmente residual) também respondem por um volume considerável. A Cemig possui projetos nessas áreas, em gaseificação e em motores a etanol.
- **Demais alternativas:** embora a Cemig não tenha projetos em demais alternativas, em outras empresas é possível ver projetos sobre o aproveitamento de energia das ondas, sobre turbinas hidrocinéticas, sobre veículo elétrico e sobre armazenamento de energia.

23.2 Outras estatísticas nacionais

Para expandir um pouco mais o panorama nacional de P&D em energia, duas fontes trazem dados importantes para análise: a base de dados de grupos de pesquisa do Centro Nacional de Tecnologia e Desenvolvimento (CNPq)² e da Petrobrás³, a maior empresa nacional de energia.

Os grupos de pesquisa cadastrados no CNPq pertencem a universidades e centros de pesquisa em todo o Brasil. Um grupo de pesquisa compreende vários professores universitários que trabalham juntos em torno de um assunto comum. Eles podem ser da mesma área ou não. Cada grupo trabalha com várias linhas de pesquisa, subordinados ao tema geral.

A maioria absoluta dos 229 grupos de pesquisa do CNPq tem como linha a biomassa ou o estudo geral das alternativas energéticas, sem a escolha de uma específica. Dentre os grupos que pesquisam biomassa, a linha de pesquisa de biocombustíveis foi a mais popular: dos 63 grupos pesquisando biomassa, 45 pesquisam biocombustíveis. As demais linhas são mostradas na Tabela 23.1.

Esses grupos pertencem majoritariamente à Engenharia Elétrica (56 dos 229 grupos) e Mecânica (50 dos 229), sendo seguidos pela Química (22 dos 229) e Engenharia Química (18 dos 229). Eles estão distribuídos por 105 instituições de pesquisa, sendo a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), com 10 grupos e a Universidade Estadual Paulista (UNESP), com 9 grupos, as que possuem maior participação.

Os temas das pesquisas foram discriminados por tipo de produção de energia, geração distribuída (GD), eficiência energética e renováveis em geral (pesquisas que comparam alternativas energéticas, por exemplo, ou destinados a decidir qual a alternativa mais viável para sua região).

Tabela 23.1: Temas de pesquisa dos grupos cadastrados no CNPq e linhas de pesquisa respectivas.

Temas		Linhas de pesquisa	
Biomassa	69	Biocombustíveis	45
		Biodigestão	5
		Biogás	10
		Biohidrogênio	1
		Carvão vegetal	3
		Gaseificação	11
		Lenhosos	4
		Pirólise	1
		Reforma	2
		Resíduos	10
Eficiência	20		
Eólica	17	Turbinas	8
GD	3		
Geotérmica	1		
Hidráulica	1	PCH	1
Hidrogênio	23	Células a combustível	18
		Produção	5
		Armazenamento	3
		Eletrólise	3
		Automotivo	1
		Biocélulas a combustível	2
Nuclear	6	Reatores	4
Oceânica	1	Ondas	1
Solar	33	Fotovoltaica	23
		Filmes Finos	1
		Solar Térmica	12
Renováveis em geral	71	Biomassa	4
		Hidráulica	1
		Hidrogênio	1
		Marés	1
		Nuclear	1
		PCH	5
		Solar	13
		Resíduos	2

O mesmo grupo pode figurar em duas categorias, de modo que as somas das células são maiores que os totais de grupos.

A distribuição desses grupos de pesquisa é mostrada na Figura 23.4. A energia solar, o hidrogênio, a energia eólica e a eficiência energética ocupam lugar de destaque, abaixo das duas maiores linhas. As energias hidráulica, nuclear, geotérmica e oceânica receberam pouco destaque, da mesma forma que acontece com as concessionárias de energia.

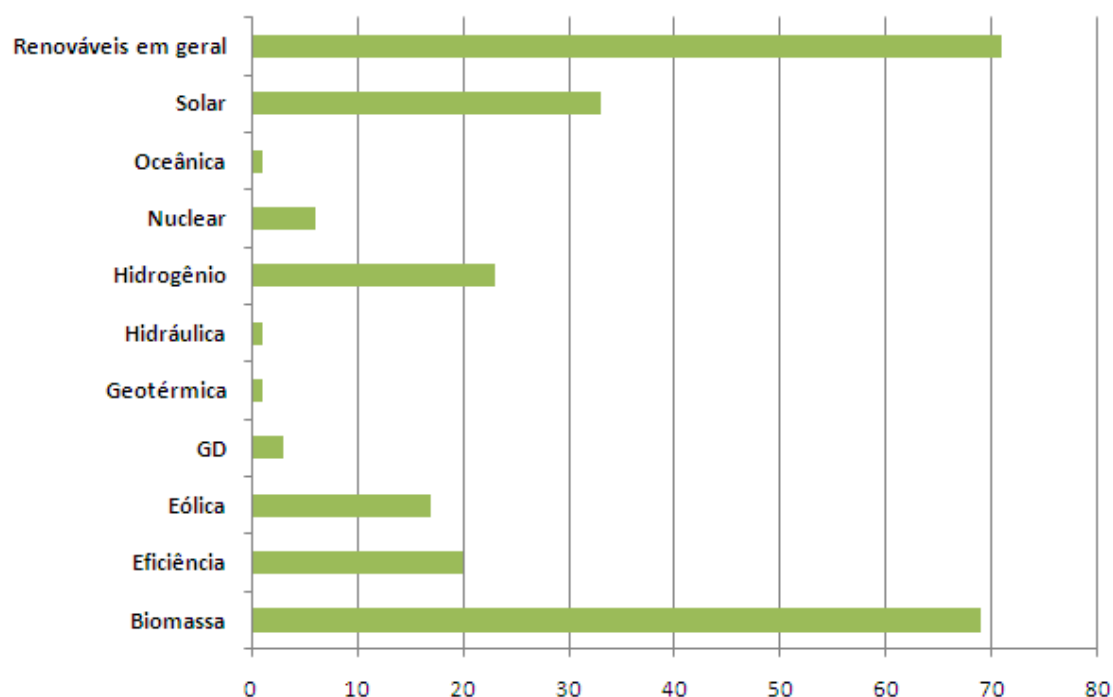


Figura 23.4: Grupos de pesquisa em alternativas energéticas certificados pelo CNPq.

A Petrobrás possui 42 linhas de pesquisa no CENPES – Centro de Pesquisa –, oito das quais são na área de gás natural, energia e desenvolvimento sustentável, indicadas abaixo. Essas linhas mostram que a empresa, como o restante do país, mostra clara preferência pela energia da biomassa. Além disso, possui uma linha exclusiva para o hidrogênio.

- Nanotecnologia Aplicada à Indústria de Energia – Nanocatálise e Nanomateriais
- Hidrogênio: Produção, Uso e Armazenagem
- Pesquisa em Bioprodutos
- Centro de Desenvolvimento de Tecnologias do Gás Natural
- Mudanças Climáticas
- Planejamento, Gestão e Regulação em Petróleo, Gás Natural, Energia e Desenvolvimento Sustentável
- Monitoramento Ambiental Marinho
- Conservação e Recuperação de Ecossistemas e Remediação de Áreas Impactadas

23.3 Estatísticas internacionais

A IEA (*International Energy Agency*)⁴ possui séries históricas de dados dos países que compõem a OECD (*Organization for Economic Co-operation and Development*) no tocante a seus investimentos governamentais em alternativas energéticas. A OECD é formada majoritariamente por países desenvolvidos e compreende os seguintes membros: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Coreia, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Suécia, Suíça e Turquia. É particularmente notável o volume de investimento em energia nuclear nos últimos 35 anos, embora recentemente ela esteja perdendo espaço para as demais alternativas, conforme apresenta a Figura 23.5.

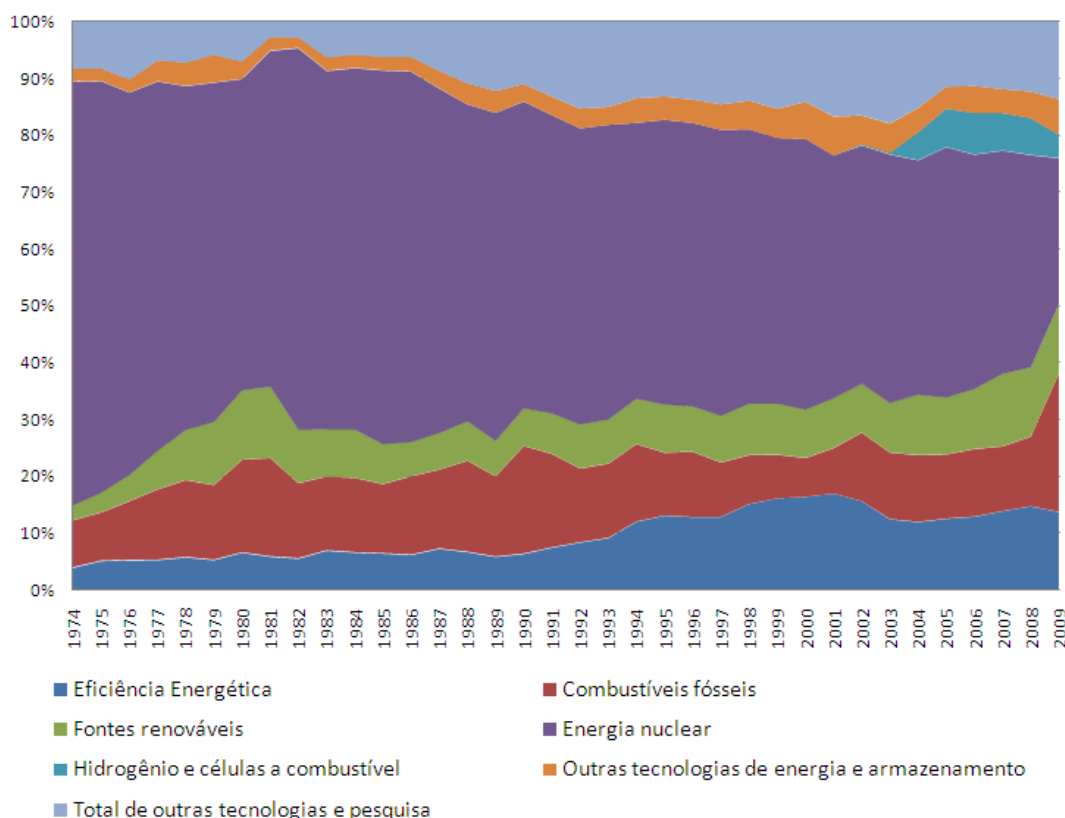


Figura 23.5: Série histórica de investimentos em P&D em energia dos países da OECD.

Outra série histórica mostra os investimentos em energias renováveis (Figura 23.6). É possível notar que a energia solar, embora seja ainda responsável por uma parcela importante dos recursos, vem dividindo a dominância cada vez mais com a energia da biomassa. Outro ponto interessante é a diminuição drástica do interesse dos governos em energia geotérmica alguns anos depois do *boom* dessa forma de energia, nos anos 1960 e 1970, graças ao domínio da tecnologia. Digna de nota é a crescente importância de outras formas renováveis de energia diferentes das tradicionais.

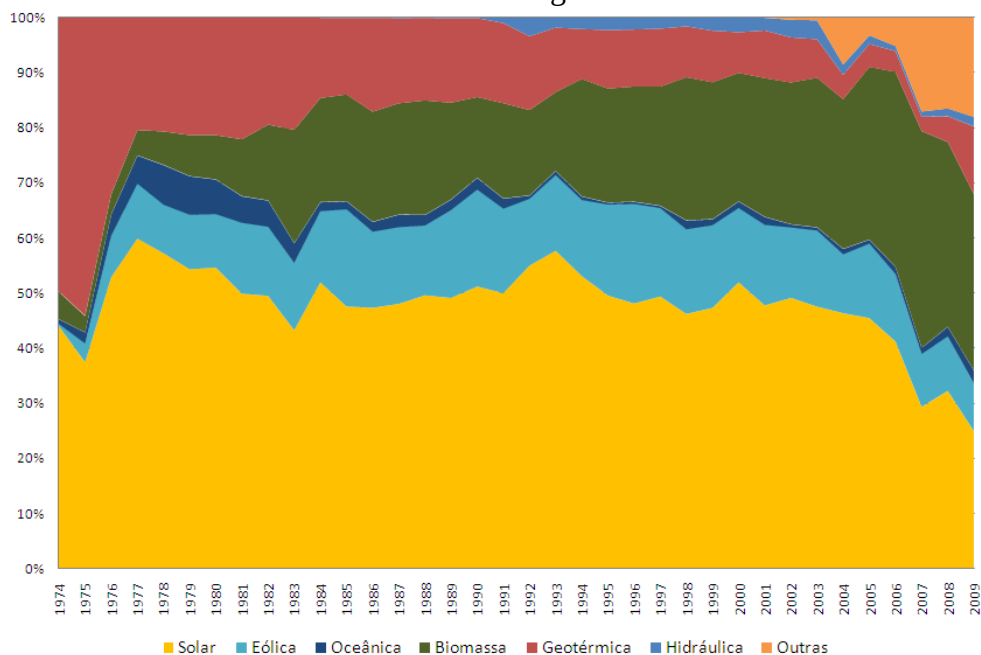


Figura 23.6: Investimentos de P&D em energias alternativas dos países da OECD.

Os governos que mais investem em P&D em energia na OECD são, respectivamente o Japão e os Estados Unidos, seguidos pela França e pela Alemanha (Figura 23.7). O Japão é um país pequeno, mas de grande população, o que faz com que a questão energética seja particularmente importante para o governo. Já os EUA possuem a maior demanda energética do mundo, não sendo surpreendente que pesquise muito o setor. A Alemanha e a França são líderes mundiais em energia limpa (Figura 23.8). A França possui mais de 70% de sua matriz energética ocupada pela energia nuclear (Figura 23.9).

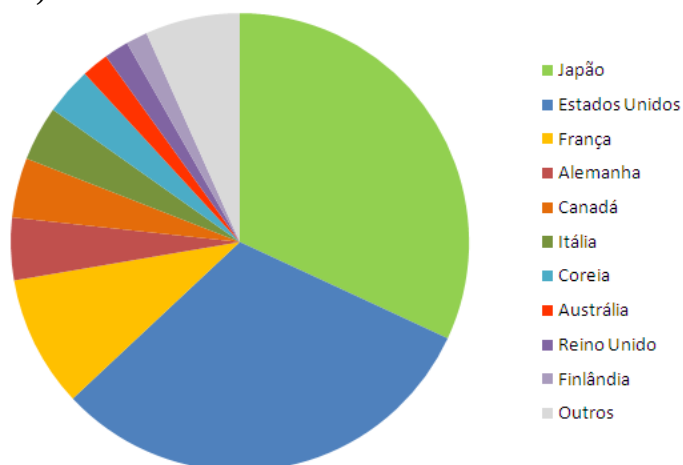


Figura 23.7: Investimento em P&D em energia, por país, em 2007(total investido USD 13429 Mi).

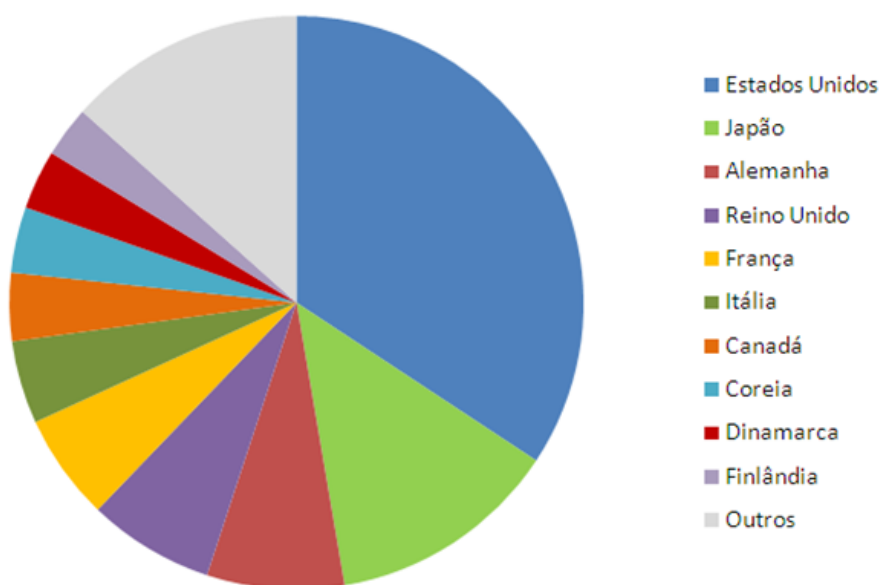


Figura 23.8: Investimento em P&D em energia renovável, por país, em 2007(Total USD 1680,393 Mi).

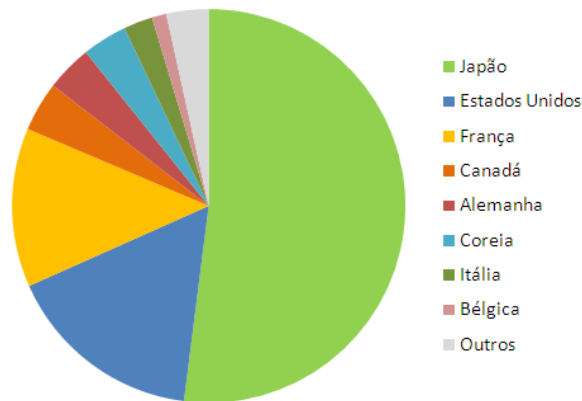


Figura 23.9: Investimento em P&D em energia nuclear, por país, em 2007. O total investido é de 5329,303 milhões de dólares.

Quando se leva em conta apenas as energias renováveis, os EUA continuam na liderança com aproximadamente a mesma porcentagem de antes, enquanto a participação do Japão cai drasticamente. Isso pode ser explicado pelo fato de que os investimentos japoneses em energia nuclear são bem maiores do que aqueles em energias renováveis. A Alemanha tem a maior porcentagem de investimento em renováveis do que a França, o que explica sua subida de posição, e o Reino Unido tem 51% de seus investimentos em energia nos renováveis.

O primeiro caso é o dos EUA (Figura 23.10). Os investimentos são bem balanceados nas categorias de produção de energia. Quando se migra para as renováveis, é possível ver a clara predominância de investimentos na biomassa, refletindo, entre outras coisas, a liderança norte-americana na produção de etanol.

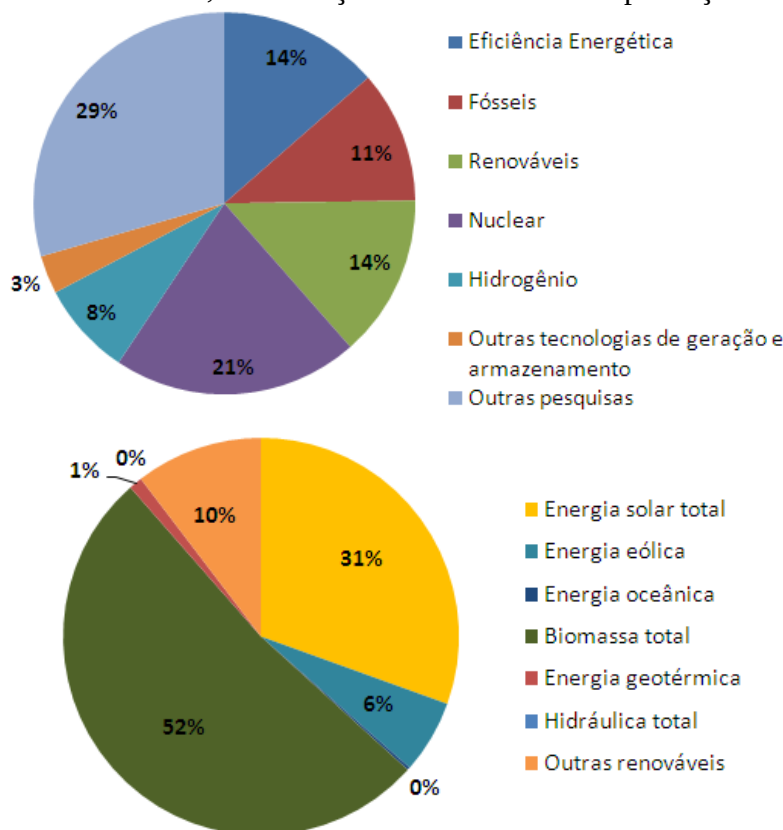


Figura 23.10: Investimentos de P&D do governo dos EUA em 2007.

O outro caso a ser mostrado é o do maior investidor em P&D da OECD, o Japão (Figura 23.11). O país tem a grande maioria de seus investimentos voltados para a energia nuclear e parcelas significativas para a eficiência energética, as energias fósseis e as renováveis. A França e a Coreia estão na mesma situação. A particularidade japonesa está na ênfase em energias renováveis diferentes das tradicionais – 85% dos investimentos do governo japonês em energias renováveis não são em solar, eólica, hidráulica, geotérmica ou biomassa, contrariando o que é visto em todos os outros países da OECD.

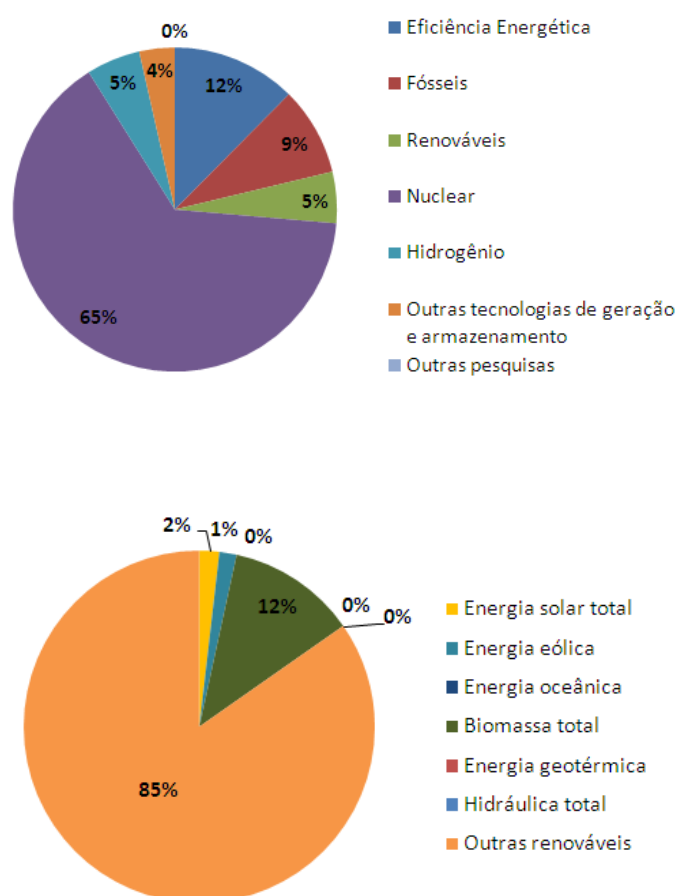


Figura 23.11: Investimentos de P&D do governo do Japão.

O próximo caso digno de nota é o do Reino Unido (Figura 23.12). Ao contrário dos demais países, o Reino Unido destina mais de 50% dos seus investimentos governamentais às energias renováveis. Desse investimento, mais da metade é destinado à biomassa, parte considerável se destina a eólica e solar. A energia oceânica mostra mais destaque do que na maior parte dos demais países.

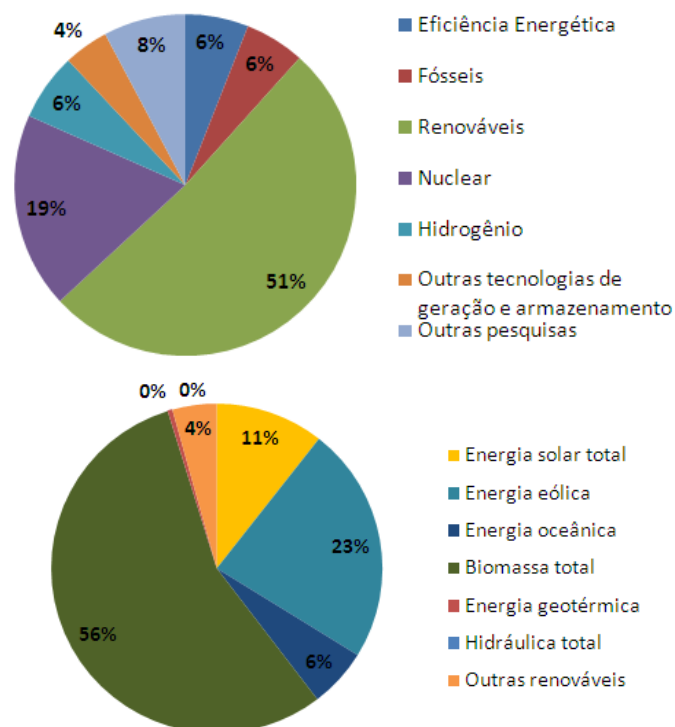


Figura 23.12: Investimentos de P&D do governo do Reino Unido.

A Dinamarca investe bastante em energias renováveis (Figura 23.13), também, mas sua particularidade está em investir muito mais que os outros países em tecnologias do hidrogênio – cerca de um quarto dos investimentos. O país também se diferencia por investir mais que os demais, em porcentagem, na energia eólica.

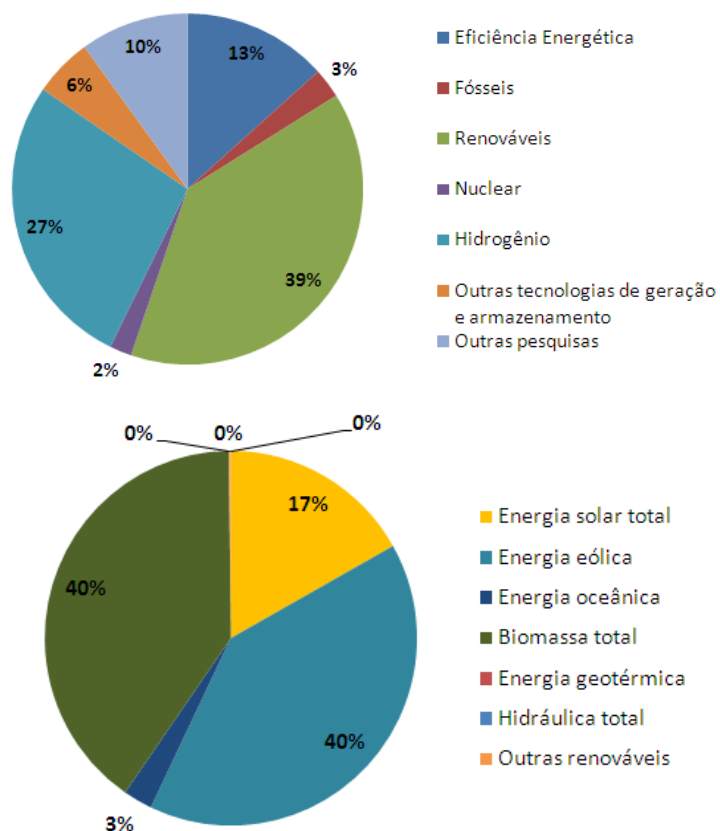


Figura 23.13: Investimentos de P&D do governo da Dinamarca.

O que se nota, em todos esses países, é a grande importância da biomassa, e a presença praticamente indispensável das energias solar e eólica – pouquíssimos governos não as pesquisam como alternativas. Isso mostra que o Brasil está alinhado às tendências dos países desenvolvidos em energias renováveis, embora aqui a energia nuclear não tenha o enorme volume de investimentos visto no exterior.

23.4. Considerações Finais

No programa P&D Aneel, a Cemig se destaca como a empresa que possui mais projetos de P&D em alternativas energéticas, englobando o maior número de alternativas. Isso a coloca em posição de vanguarda e alinhada com o que é feito em âmbito nacional e internacional, onde as grandes tendências são a energia solar e a biomassa. A Petrobrás investe em linhas de biomassa e hidrogênio, o que a torna um fator a ser observado constantemente.

Os interesses dos governos internacionais mudaram bastante ao longo dos últimos trinta anos, com alternativas ganhando o cenário e sendo parcialmente abandonadas. Uma forma de energia que tem atraído grande atenção durante todo esse tempo é a energia nuclear, de longe a que atrai mais investimentos. Também é visível a tendência de aumento dos gastos com alternativas diferentes das renováveis já tradicionais – solar, eólica, biomassa, hidráulica, oceânica e geotérmica. É necessário um olhar próximo a essa movimentação de recursos e a essas novas tecnologias para que não sejam perdidas as oportunidades que surgem.

23.5 Referências

- 1 ANEEL. **Pesquisa e Desenvolvimento**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=75>. Acesso em: 16 de mar. 2011.
- 2 CNPQ. **Diretorios de Grupos de Pesquisa no Brasil**. Disponível em: <<http://dgp.cnpq.br/buscaoperacional/>>. Acesso em: 19 de out. 2011.
- 3 PETROBRÁS. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/>>. Acesso em: 20 de out. 2011.
- 4 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Disponível em: < <http://www.iea.org/> >. Acesso em: 21 de out. 2011.

