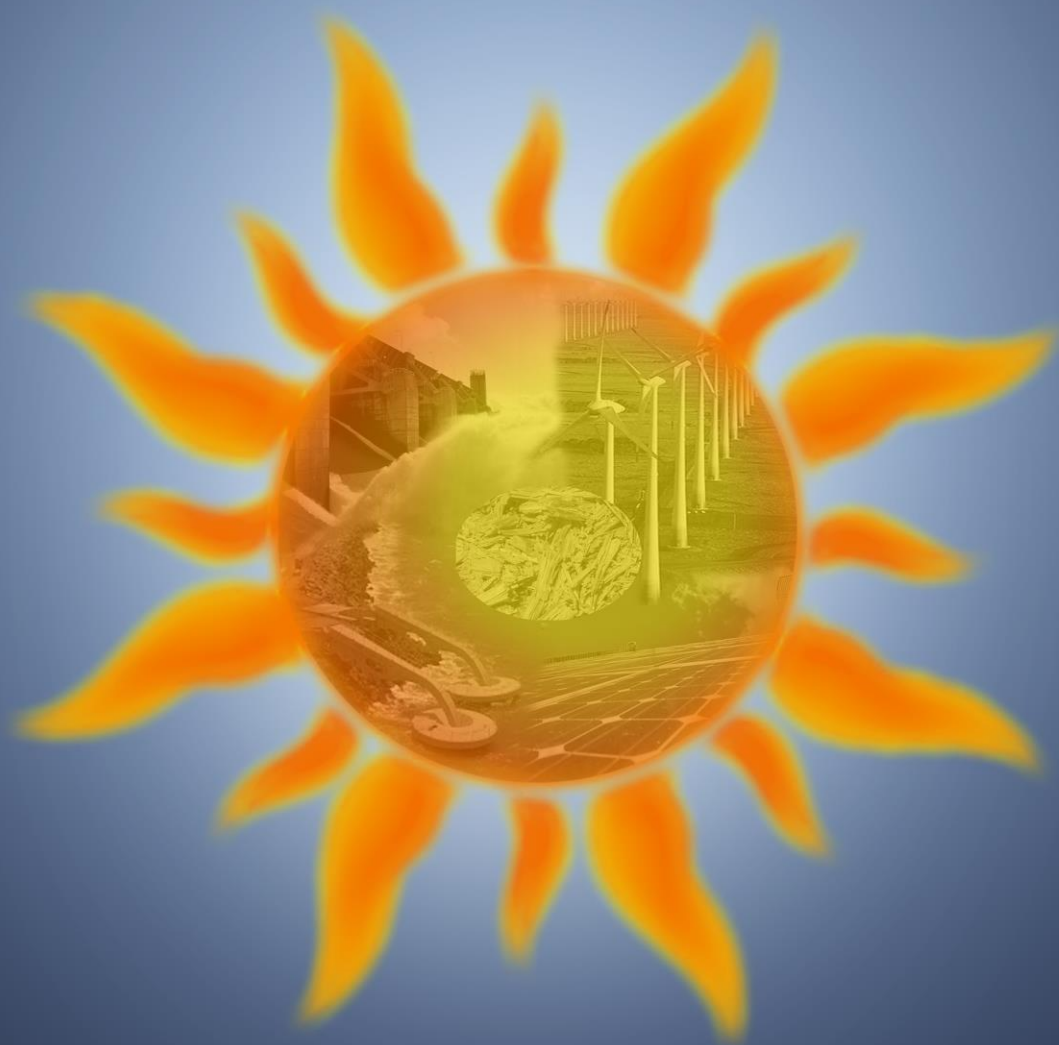


ENERGIA RENOVÁVEL

HIDRÁULICA, BIOMASSA, EÓLICA, SOLAR, OCEÂNICA

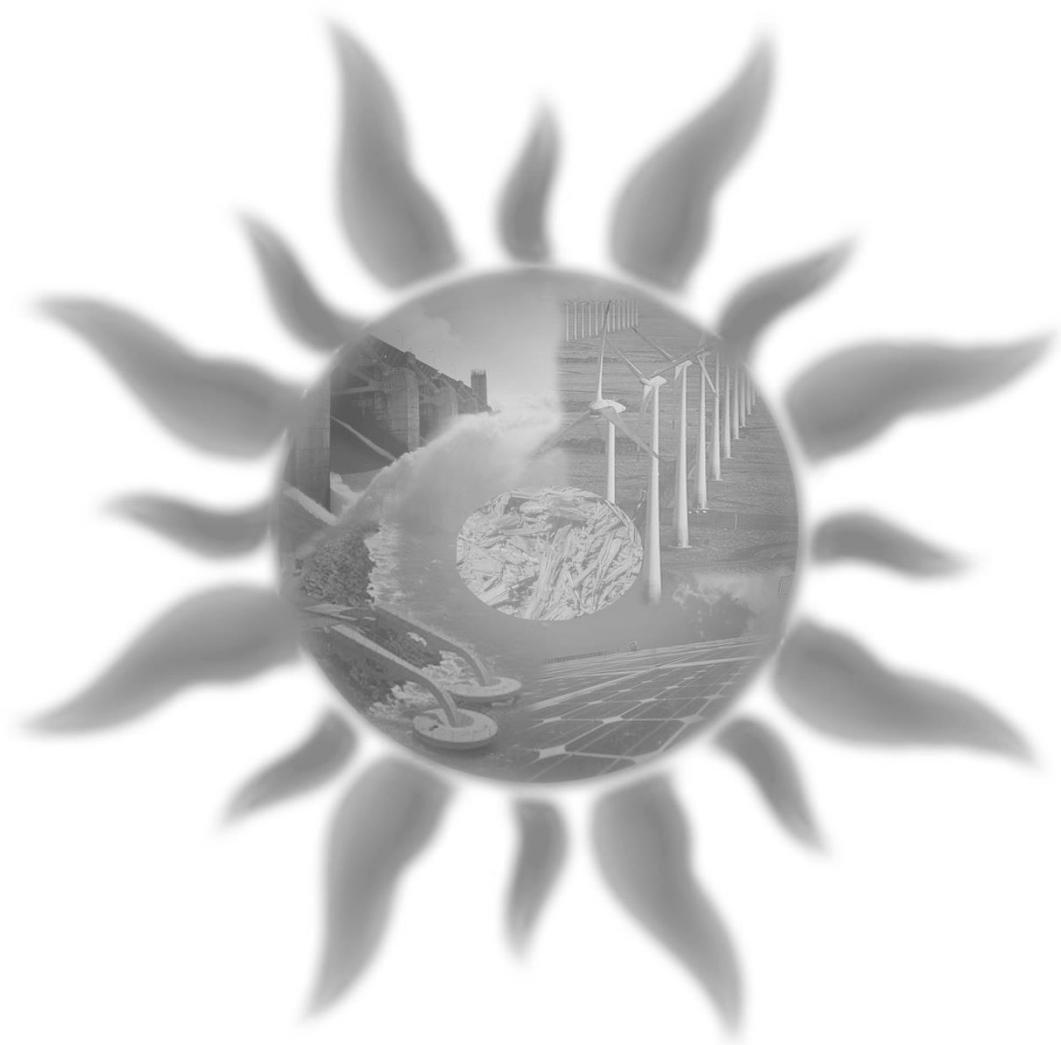
MAURICIO T. TOLMASQUIM
(coordenador)



ENERGIA RENOVÁVEL

HIDRÁULICA, BIOMASSA, EÓLICA, SOLAR, OCEÂNICA

MAURICIO T. TOLMASQUIM
(coordenador)



Copyright © 2016 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Todos os direitos desta edição reservados à Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Coordenação geral do projeto editorial Mauricio Tiomno Tolmasquim

Capa: *Carlos Henrique Brasil de Carvalho*

Formatação do Texto: *William Pimentel Berk de Queiroz*

Tolmasquim, Mauricio Tiomno

Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). – EPE: Rio de Janeiro, 2016

452p.: il; 21 x 29,7cm

Inclui bibliografia e índice

ISBN 978-85-60025-06-0

1. Energia Elétrica – Brasil. 2. Setor Elétrico – Brasil. 3. Energia Hidrelétrica. 4. Bioeletricidade. 5. Energia Eólica. 6. Energia Solar. 7. Energia Oceânica. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.



Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Avenida Rio Branco, nº 1 – 11º andar – Centro – 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Tel.: (21) 3512-3100 / Fax: (21) 3512-3198

www.epe.gov.br – presidencia@epe.gov.br

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica

Giovani Vitória Machado

Isaura Frega

Jeferson Borghetti Soares

Jorge Trinkenreich

Luciano Basto Oliveira

Maria Luiza Viana Lisboa

Paulo Roberto Amaro

Capítulos

Planejamento e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Renato Haddad Simões Machado

Angela Regina Livino de Carvalho

Revisores

Jorge Trinkenreich

Hidrelétrica

André Makishi

André Velloso

Bernardo Folly de Aguiar

Bianca Nunes de Oliveira

Guilherme Mazolli Fialho

Renata de Azevedo Moreira da Silva

Renato Haddad Simões Machado

Simone Quaresma Brandão

Tereza Cristina Paixão Domingues

Thiago Ivanoski Teixeira

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Análise Socioambiental

Ana Dantas M. de Mattos

Cristiane Moutinho Coelho

Elisângela Medeiros de Almeida

Guilherme de Paula Salgado

Gustavo Fernando Schmidt

Paula Cunha Coutinho

Vinicius Mesquita Rosenthal

Revisores

Angela Regina Livino de Carvalho

Paulo Roberto Amaro

Biomassa

Daniel Kuhner Coelho

Henrique dos Prazeres Fonseca

Marcelo Costa Almeida

Análise Socioambiental

Ana Dantas M. de Mattos

Leonardo de Sousa Lopes

Marcos Ribeiro Conde

Mariana Lucas Barroso

Rodrigo Vellardo Guimarães

Thiago Ivanoski Teixeira

Revisores

Angela Oliveira da Costa

Rachel Martins Henriques

Eólica

Gustavo Brandão Haydt de Souza

Análise Socioambiental

Marcos Ribeiro Conde

Robson O. Matos

Rodrigo Vellardo Guimarães

Verônica S. M. Gomes

Revisores

Marcia Andreassy

Patrícia Costa Gonzalez de Nunes

Renata Nogueira Francisco de Carvalho

Solar

Gabriel Konzen

Análise Socioambiental

André Viola Barreto

Leyla A. Ferreira da Silva

Marcos Ribeiro Conde

Revisores

Cristiano Saboia Ruschel

Dan Abensur Gandelman

Marcia Andreassy

Oceânica

Ana Dantas M. de Mattos

Daniel Dias Loureiro

Gabriel Konzen

Leonardo de Sousa Lopes

Análise Socioambiental

Ana Dantas M. de Mattos

Daniel Dias Loureiro

Leonardo de Sousa Lopes

Revisores

Thais Iguchi

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Agradecimentos

A elaboração deste livro só foi possível graças ao empenho e dedicação do quadro técnico da EPE. A eles sou grato.

Agradeço também a contribuição dos Diretores da EPE, Alvaro Pereira, Amilcar Guerreiro, Gelson Serva e Ricardo Gorini assim como aos meus assessores Denilvo Moraes, Carlos Henrique Carvalho e Emilio Matsumura.

É claro que, como coordenador deste livro, qualquer erro ou omissão é de minha inteira responsabilidade.

MAURICIO T. TOLMASQUIM

Apresentação

Visando a subsidiar e a esclarecer tomadores de decisão no governo e no setor privado, membros da academia, organizações ambientais, e demais setores da sociedade com interesse na questão da energia elétrica no Brasil, o presente livro “Energia Renovável” tem como objetivo caracterizar o aproveitamento elétrico das fontes hidráulica, biomassa, eólica, solar e oceânica no Brasil, apresentando para cada uma das fontes seu potencial, o panorama mundial e nacional, a estrutura da respectiva cadeia da geração elétrica, a caracterização técnica e econômica, as questões socioambientais e o potencial de geração, entre outros aspectos.

Juntamente com o livro “Energia Termelétrica” (em que são consideradas as fontes a partir da gás natural, biomassa, carvão mineral e urânio), ambos têm sua gênese em demanda de estudos de planejamento energético feita pelo Tribunal de Contas da União – TCU ao Ministério de Minas e Energia (MME) e encaminhada à Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O escopo de tais estudos estava relacionado à “identificação clara dos custos e benefícios econômicos e sócio-ambientais da utilização de cada tecnologia de geração de energia elétrica (hidrelétrica, termonuclear, térmica convencional, eólica, etc.), considerando as possibilidades, os requisitos e os efeitos de sua inserção na matriz energética brasileira e na expansão do parque gerador, com base em critérios que propiciem o compromisso adequado entre segurança energética, economicidade, aí incluídas as imperiosas qualidades relacionadas à modicidade tarifária e ao cumprimento dos acordos internacionais e legislação ambientais, especialmente aos relacionados à contenção/redução da emissão de gases produtores do efeito estufa”.

Tal objeto tem sido parte sistemática dos estudos elaborados rotineiramente pela EPE. De fato, desde a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, o planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil tem se apoiado em uma série de estudos produzidos pela EPE, tais como: o Plano Decenal da Expansão de Energia (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE), além de diversas notas técnicas com temas específicos sobre energia.

O PDE é um dos principais instrumentos de planejamento da expansão da energia do País. Seu objetivo é orientar as ações e decisões dos agentes que atuam no setor no

sentido de estimular a necessária expansão no horizonte decenal e, por conseguinte, garantir à sociedade o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável. Elaborado anualmente, cada edição da PDE não só atualiza as informações do ambiente setorial (revisão da demanda de energia, resultados dos leilões de expansão da oferta de energia, etc.) como também leva em consideração as contribuições pertinentes recolhidas no processo de consulta pública, de modo a incorporar as alterações do ambiente (cenário econômico, progresso tecnológico, mudanças de preferências, etc.) no qual se inscreve.

Por sua vez, o PDE guarda relação com os estudos de planejamento de horizonte mais extenso, consolidados no Plano Nacional de Energia – PNE, no qual são examinadas com mais detalhamento as questões tecnológicas, com atenção especial para aquelas que se caracterizam como vetores portadores de alterações no futuro, tais como tecnologias de armazenamento de energia elétrica, veículos elétricos, smart grids, etc. Por seu caráter e alcance estratégicos, o PNE é submetido ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), subsidiando as diretrizes orientadoras, entre outras, do planejamento da expansão em um plano tático, tal como se pode classificar o PDE.

Além disso, estudos específicos, com vistas a embasar políticas energéticas, são demandados à EPE e, para tanto, são elaboradas notas técnicas, publicadas pela EPE em seu site, entre as quais podem ser citadas as que discutem temas como a modernização e repotenciação de usinas hidrelétrica, a penetração da geração solar, a capacidade de geração distribuída existente nas instalações dos consumidores, as opções ainda existentes de reservatórios de regularização sazonal ou plurianual no sistema elétrico nacional etc., cujos resultados e conclusões são incorporados no PDE e no PNE.

Por seu caráter eminentemente estratégico, o enfoque natural dos estudos baseou-se primordialmente nas análises feitas no âmbito do PNE. O PNE incorpora mudanças profundas ocorridas nos ambientes energéticos nacional e mundial nos últimos anos, com reflexos nas principais condições de contorno, conforme listadas a seguir:

- Inserção de tecnologias de baixo carbono;
- Evolução das tecnologias de captura e armazenamento de carbono;
- Armazenamento da energia;
- Geração distribuída de eletricidade (redes inteligentes);
- Exploração do potencial hidrelétrico da Amazônia;
- Usinas para atendimento à base da demanda por energia elétrica;
- Preços internacionais do petróleo, gás natural e commodities agrícolas;

- Volume da produção nacional de petróleo e gás natural;
- Penetração do gás não convencional e do biogás;
- Mudanças climáticas e tecnologias associadas;
- Futuro das políticas globais para biocombustíveis;
- Evolução das energias renováveis.

Dadas as perspectivas relacionadas às condições de contorno, as principais questões discutidas nos estudos elaborados relativos às fontes renováveis foram:

- aproveitamento hidrelétrico na Amazônia (critérios socioambientais, novas tecnologias e custos de investimento e operação),
- participação das energias renováveis no horizonte de longo prazo (disponibilidade de biomassa, evolução da eólica: disponibilidade, tecnologia e competitividade), vislumbrando qual seria a cota máxima de segurança para a participação das fontes renováveis eólica, biomassa, solar e PCH na matriz elétrica.
- usinas a biomassa: elevação do período de disponibilização de combustível (bagaço, ponta-palha, RSA) para a geração termelétrica, custos, competitividade do uso da ponta-palha, competição com a produção de etanol;
- energia eólica on shore e off shore;
- energia solar centralizada: (estimativa de potencial regional, competitividade das tecnologias heliotérmica e fotovoltaica, rotas tecnológicas, tecnologias de armazenamento local e usinas híbridas);
- capacidade industrial: limites máximos e mínimos de acréscimo anual de potência (UHE, eólica, biomassa);
- evolução da geração distribuída (estimativa da parcela de demanda atendida por autoprodução, cogeração, sistemas PV e aproveitamento de resíduos); e
- armazenamento de energia elétrica (impactos da redução da capacidade de armazenamento do parque hidrelétrico, análise da confiabilidade do suprimento de potência e do atendimento à demanda de ponta do SIN a longo prazo).

Dessa forma, este livro é o resultado dos estudos conduzidos pela EPE em relação às fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, sendo composto de cinco capítulos.

O Capítulo 1 descreve o funcionamento do sistema elétrico brasileiro, no que concerne à segurança do abastecimento com modicidade tarifária, considerando a ordem de mérito do despacho das usinas, a estrutura de transmissão, a complementaridade entre

as fontes, o risco de déficit, a programação operacional e o planejamento energético. Por seu caráter sistêmico, este capítulo também é apresentado no livro sobre termelétricas.

O Capítulo 2 aborda a fonte hidráulica, atualmente responsável por cerca de mais de 2/3 da capacidade de geração elétrica no país. Além da sua predominância na matriz elétrica, usinas hidrelétricas têm importante papel com relação às emissões de gases de efeito estufa resultantes de atividades antrópicas, já que se constitui em fonte de geração limpa. Ademais, por conta da sua capacidade de armazenamento e de rápida resposta operativa frente às flutuações entre oferta e demanda, podem ser essenciais para promover o desenvolvimento de fontes renováveis intermitentes como a eólica e solar.

Apesar disso, a hidreletricidade enfrenta hoje enormes dificuldades para sua expansão devido aos impactos socioambientais decorrentes, destacadamente interferência com área de proteção ambiental ou área de ocupação indígena ou de quilombolas. Em caso de projetos hidrelétricos de grande porte, pesa adicionalmente o financiamento dos elevados investimentos necessários para a viabilização dos empreendimentos. Outra importante dificuldade dos novos aproveitamentos hidrelétricos é sua grande distância dos grandes centros de consumo, o que resulta na necessidade de investimentos adicionais em linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade.

De todo modo, se por um lado existem desafios para a construção de novas usinas hidrelétricas, por outro lado, em função do preço de sua energia, de sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento, esses projetos podem ser fundamentais para o desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro como um todo.

O Capítulo 3 aborda a energia a partir da biomassa, a chamada bioeletricidade. Por caracterizar-se como fonte termelétrica renovável, este capítulo também é apresentado no livro “Energia Termelétrica”. A geração a partir da biomassa é responsável atualmente por cerca de 8% da energia gerada e apresenta grande potencial prospectivo: calcula-se que sua oferta potencial, tomando-se apenas a geração centralizada, possa triplicar atingindo 380 TWh, equivalentes a 51.000 MW de capacidade com fator de capacidade de 85%, e, na forma de geração distribuída, possa dobrar e chegar a 67 TWh, equivalentes a 9.000 MW de capacidade com fator de capacidade de 85%, até 2050.

Por outro lado desafios à maior participação da biomassa como fonte de energia elétrica ainda se impõem de modo geral e especificamente a cada tipo de biomassa. De modo geral, os custos de investimento em bioeletricidade devem considerar plantas de pré-processamento e armazenamento da biomassa. Especificamente, pode-se citar, entre outros, os desafios relacionados à questão da produtividade e qualidade da cana, os custos

mais elevados das tecnologias mais eficientes, elevado grau de endividamento das usinas, a melhoria no escoamento da bioeletricidade no caso da biomassa da cana; já no caso da lenha, o desenvolvimento de tecnologias avançadas de conversão da lenha em energia, para aumento da produtividade dos plantios entre outros; e, por fim, no caso da geração elétrica a partir dos resíduos, o desenvolvimento técnico e comercial em larga-escala de plantas com alta eficiência e à garantia de fornecimento contínuo a um preço baixo.

Os capítulos 4 e 5 descrevem respectivamente duas fontes intermitentes com boas perspectivas no Brasil: a fonte eólica e a fonte solar.

A característica continental do Brasil e a sua localização geográfica são pontos de apoio importante para o aproveitamento das fontes eólica e solar. No caso da eólica, ambas têm permitido a implantação de parques eólicos localizados em diferentes regiões com diferentes regimes de ventos e, além disso, os fatores de capacidade dos parques eólicos vencedores dos leilões de energia têm sido mais altos do que os valores médios globais. No caso da solar, favorecem elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional, pelo fato de o Brasil estar situado numa região com incidência mais vertical dos raios solares. Adicionalmente, a proximidade à linha do equador faz com que haja pouca variação na incidência solar ao longo do ano, de modo que, mesmo no inverno, pode haver bons níveis de irradiação.

Por outro lado, os principais desafios relacionados a ambas as fontes estão ligados à sua natureza variável, levando ao surgimento de problemas de estabilidade e garantia de abastecimento. Dada a natureza não controlável destes recursos, a plena integração dessas fontes intermitentes, em particular o atendimento à carga em todos os momentos, é uma questão não trivial. Contudo, uma série de possibilidades surge para auxiliar sua inserção, como a ampliação da transmissão, o armazenamento de energia, a gestão de carga, a mudança de operação das atuais usinas, a flexibilização da carga, entre outras.

Por serem ainda tecnologias relativamente incipientes, ambas requereram ativa atuação do governo para sua expansão inicial: na regulamentação adequada da geração distribuída conectada à rede e na realização de leilões específicos para a contratação de plantas centralizadas. O sucesso da inserção das usinas eólicas tem servido de paradigma para a energia solar, contribuindo para manter a predominância das fontes renováveis na matriz elétrica do País pelos próximos anos.

No Capítulo 6 aborda-se a energia a partir dos oceanos (ondas, marés, gradientes de salinidade e temperatura), no qual a questão tecnológica ainda se constitui em principal barreira, já que as tecnologias de conversão em energia elétrica ainda estão em fase de maturação e a maioria dos equipamentos atualmente utilizados é de protótipos não

consolidados. Isso significa que ainda não surgiu uma tecnologia “vencedora”, que sirva como referência para a indústria e que concentre os esforços de P&D.

O potencial brasileiro onde existe uma possibilidade de exploração economicamente viável está situado em regiões de costa pouco estudada e com grande relevância ambiental ou turística, sendo este um importante limitador ao desenvolvimento da fonte. Na verdade, atualmente é limitado o conhecimento dos impactos dessa fonte, pois as iniciativas brasileiras são pontuais e de pouca expressividade.

De todo modo, por sua perspectiva promissora, uma vez que o potencial é elevado e a utilização de fontes de energia limpa e renovável é desejável, foi também considerada nos estudos.

MAURICIO T. TOLMASQUIM

Sumário

PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	21
1 INTRODUÇÃO	21
2 SISTEMA EXISTENTE E OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	23
2.1 ETAPAS DA OPERAÇÃO E MODELOS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS	28
3 DESAFIOS DA OPERAÇÃO FUTURA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	29
3.1 DESAFIOS PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA FUTURA DO SIN	31
3.2 RELAÇÃO ENTRE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO E MERCADO	31
3.3 ATENDIMENTO A DEMANDA HORÁRIA	36
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	37
5 REFERÊNCIAS.....	37
HIDRELÉTRICA	38
1 INTRODUÇÃO	38
2 PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DO USO DO RECURSO PRIMÁRIO	39
2.1 BREVE HISTÓRICO	39
2.2 PANORAMA MUNDIAL	41
2.3 PANORAMA NACIONAL.....	49
3 LEVANTAMENTO DE RECURSOS E RESERVAS.....	55
3.1 POTENCIAL DE CONVERSÃO DA FONTE PRIMÁRIA EM ENERGIA ELÉTRICA – UHES E PCHS	59
3.2 POTENCIAL DE CONVERSÃO DA FONTE PRIMÁRIA EM ENERGIA ELÉTRICA – UHES REVERSÍVEIS ..	61
4 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DO RECURSO PRIMÁRIO EM ENERGIA ELÉTRICA	61
4.1 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO	61
4.1.1 Classificação das hidrelétricas.....	73
4.1.2 Hidrelétricas Reversíveis	74
4.1.3 Pequenas centrais hidrelétricas – PCH.....	76
4.1.4 Desenvolvimento tecnológico.....	77

4.1.5	<i>Aprimoramentos em turbinas.....</i>	77
5	ESTRUTURA DA CADEIA DE HIDRELETRICIDADE	82
6	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA	84
6.1.1	<i>Incerteza e variabilidade hidrológicas.....</i>	87
6.1.2	<i>Fator de capacidade das UHEs do SIN</i>	97
6.1.3	<i>Faixa de idade das usinas hidrelétricas.....</i>	98
6.1.4	<i>Tipos de turbinas.....</i>	99
6.2	ASPECTOS ECONÔMICOS.....	99
6.2.1	<i>Custos de investimentos</i>	99
6.2.2	<i>Juros durante a construção</i>	105
6.2.3	<i>Custos operacionais</i>	106
6.3	CUSTO NIVELADO.....	107
7	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	110
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	110
7.2	BENEFÍCIOS.....	112
7.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO.....	114
7.4	DESAFIOS E GESTÃO	123
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	126
8.1	POTENCIAL HIDRELÉTRICO INVENTARIADO.....	127
8.2	APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO NA AMAZÔNIA.....	128
8.3	USINAS COM RESERVATÓRIOS OU A FIO D'ÁGUA	128
8.4	USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS	129
8.5	REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO.....	130
8.6	USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA	130
9	REFERÊNCIAS.....	131
	BIOMASSA	137
1	INTRODUÇÃO	137
2	PANORAMA.....	141
2.1	PANORAMA MUNDIAL.....	141
2.2	PANORAMA NACIONAL.....	147
2.2.1	<i>Parque Gerador a Biomassa</i>	147
2.2.2	<i>A Bioeletricidade nos Leilões de Energia do Mercado Regulado</i>	151
2.2.3	<i>A Bioeletricidade nos Mercados Livre e de Curto Prazo</i>	156

3	RECURSOS ENERGÉTICOS	157
3.1	PREMISSAS DA DISPONIBILIDADE DE RECURSOS PARA BIOELETRICIDADE	158
3.1.1	<i>Uso do Solo e Disponibilidade de Terra para Expansão das Atividades Agrícola, Pecuária e Florestal</i>	158
3.1.2	<i>Condicionantes da Disponibilidade de Resíduos Sólidos Urbanos</i>	161
3.2	BIOMASSA DA CANA	163
3.2.1	<i>Produção de Cana e Etanol</i>	165
3.2.2	<i>Disponibilidade de Biomassa de Cana</i>	166
3.2.3	<i>Sazonalidade da oferta de biomassa de cana</i>	169
3.3	BIOMASSA DE FLORESTAS ENERGÉTICAS	170
3.4	BIOMASSAS RESIDUAIS	172
3.4.1	<i>Biomassas Residuais da Atividade Agrícola (Exceto cana-de-açúcar)</i>	172
3.4.2	<i>Biomassas Residuais da Atividade Pecuária</i>	174
3.4.3	<i>Resíduos Sólidos Urbanos</i>	176
4	ESTADO DA ARTE NA GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE	178
4.1	GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE COM CICLO VAPOR	179
4.1.1	<i>Ciclo Vapor na Cogeração e na Geração Elétrica com Biomassa</i>	180
4.2	GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE COM CICLO À GÁS E COM CICLO COMBINADO	183
4.2.1	<i>Aproveitamento de Biomassas Sólidas em Ciclo a Gás e Ciclo Combinado</i>	183
4.2.2	<i>Aproveitamento de Biocombustíveis Líquidos e Gasosos com Ciclo à Gás e Ciclo Combinado</i>	186
4.3	CONJUNTO MOTOGERADOR	186
4.4	BIODIGESTÃO ANAERÓBIA	187
4.4.1	<i>Biodigestor Modelo Chinês</i>	190
4.4.2	<i>Biodigestor Modelo Indiano</i>	191
4.4.3	<i>Biodigestor Modelo Canadense</i>	193
4.5	RESUMO DAS TECNOLOGIAS	194
5	ESTRUTURA DAS CADEIAS ENERGÉTICAS	195
5.1	BIOMASSA DEDICADA	196
5.2	BIOMASSA RESIDUAL	197
5.2.1	<i>Biomassa Residual Dispersa</i>	197
5.2.2	<i>Biomassa Residual Concentrada</i>	197
5.2.3	<i>Biomassa Residual Distribuída</i>	197
6	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	198
6.1	PARÂMETROS GERAIS	198

6.2	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA BIOELETRICIDADE DA CANA-DE-AÇÚCAR	199
6.2.1	<i>Custos do Empreendimento Termelétrico com Biomassa de Cana</i>	<i>199</i>
6.2.2	<i>Custo dos Combustíveis</i>	<i>199</i>
6.3	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA BIOELETRICIDADE DE FLORESTAS ENERGÉTICAS	202
6.3.1	<i>Custos dos Empreendimentos</i>	<i>202</i>
6.3.2	<i>Custo do Combustível.....</i>	<i>203</i>
6.4	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA BIOELETRICIDADE DE RESÍDUOS	204
6.4.1	<i>Custos dos Empreendimentos</i>	<i>204</i>
6.4.2	<i>Custos da Biomassa de Resíduos.....</i>	<i>204</i>
6.5	CUSTO NIVELADO DA BIOELETRICIDADE E PREÇO NOS LEILÕES DE ENERGIA	206
7	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	209
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	209
7.2	BENEFÍCIOS.....	210
7.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO	211
7.3.1	<i>Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica</i>	<i>212</i>
7.3.2	<i>Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas</i>	<i>218</i>
7.3.3	<i>Considerações sobre os impactos da cadeia</i>	<i>219</i>
7.4	DESAFIOS E GESTÃO.....	220
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	221
8.1	POTENCIAL DE OFERTA DA BIOELETRICIDADE	221
8.1.1	<i>Potencial da Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar.....</i>	<i>223</i>
8.1.2	<i>Potencial da Bioeletricidade de Florestas Energéticas</i>	<i>224</i>
8.1.3	<i>Potencial da Bioeletricidade de Resíduos em Geração Centralizada.....</i>	<i>225</i>
8.1.4	<i>Potencial da Bioeletricidade em Geração Distribuída</i>	<i>227</i>
8.1.5	<i>Potencial Agregado da Bioeletricidade</i>	<i>228</i>
8.2	DESAFIOS	229
8.2.1	<i>Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar</i>	<i>229</i>
8.2.2	<i>Bioeletricidade de Florestas Energéticas</i>	<i>231</i>
8.2.3	<i>Bioeletricidade de Resíduos</i>	<i>232</i>
9	REFERÊNCIAS.....	233
	EÓLICA.....	237
1	INTRODUÇÃO	237
2	PANORAMA.....	238
2.1	PANORAMA MUNDIAL.....	238

2.2	CONCEITOS.....	245
2.3	RECURSOS NACIONAIS.....	246
2.4	CONVERSÃO DE ENERGIA, DISPONIBILIDADE E POTENCIAL.....	251
2.5	MEDIÇÃO DE RECURSO EÓLICO NO BRASIL E SUAS CARACTERÍSTICAS	257
3	ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DA ENERGIA EÓLICA EM ELETRICIDADE	260
3.1	DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA EÓLICA PARA FINS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	260
3.2	TECNOLOGIAS E INOVAÇÕES.....	263
3.2.1	<i>Topologias dos aerogeradores</i>	264
3.2.2	<i>Aerogeradores com velocidade fixa e caixa de engrenagem de múltiplo estágio.....</i>	264
3.2.3	<i>Aerogeradores com velocidade variável limitada e caixa de engrenagem de múltiplo estágio.....</i>	265
3.2.4	<i>Aerogeradores com velocidade variável e caixa de engrenagem de múltiplo estágio.....</i>	266
3.2.5	<i>Aerogeradores de acionamento direto e velocidade variável.....</i>	268
3.2.6	<i>Aerogeradores com velocidade variável e caixa de engrenagem de único estágio</i>	269
3.2.7	<i>Componentes de um aerogerador e parque eólico</i>	270
3.2.8	<i>Torre.....</i>	270
3.2.9	<i>Rotor</i>	270
3.2.10	<i>Nacele</i>	270
3.2.11	<i>Parque eólico.....</i>	271
4	ESTRUTURA DE PRODUÇÃO, TRANSPORTE E LOGÍSTICA	271
4.1	TRANSPORTE E LOGÍSTICA	272
4.2	CAPACIDADE DE PRODUÇÃO NACIONAL DE AEROGERADORES	272
5	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA	274
5.1	ASPECTOS TÉCNICOS	274
5.1.1	<i>Papel das eólicas no Sistema Interligado Nacional</i>	279
5.2	ASPECTOS ECONÔMICOS.....	283
6	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	288
6.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	288
6.2	BENEFÍCIOS.....	289
6.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO.....	290

6.3.1	<i>Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica</i>	290
6.4	DESAFIOS E GESTÃO	296
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	297
8	REFERÊNCIAS	303
	SOLAR	310
1	INTRODUÇÃO	310
2	PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DO USO DA ENERGIA SOLAR	312
2.1	PANORAMA MUNDIAL	312
2.2	CONTEXTO POLÍTICO E REGULATÓRIO	315
2.3	PANORAMA NACIONAL	317
3	LEVANTAMENTO DO RECURSO SOLAR	321
3.1	CONCEITOS E PREMISSAS	321
3.2	RADIAÇÃO SOLAR	322
3.2.1	<i>Distribuição da radiação solar na superfície terrestre</i>	322
3.2.2	<i>Otimização do aproveitamento solar</i>	326
3.3	RECURSO SOLAR NACIONAL	328
4	ESTADO DA ARTE DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DA ENERGIA SOLAR EM ENERGIA ELÉTRICA	331
4.1	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO	331
4.1.1	<i>Fotovoltaica</i>	331
4.1.2	<i>Heliotérmica</i>	333
4.2	TECNOLOGIAS E INOVAÇÕES	334
4.2.1	<i>Geração fotovoltaica</i>	334
4.2.2	<i>Células laminadas (wafer based)</i>	336
4.2.3	<i>Filmes finos</i>	337
4.2.4	<i>Células de multijunção</i>	339
4.2.5	<i>Concentração Fotovoltaica (CPV)</i>	339
4.2.6	<i>Inversores</i>	340
4.2.7	<i>Inovações e Tendências</i>	341
4.2.8	<i>Geração heliotérmica</i>	342
4.2.9	<i>Cilindro parabólico</i>	343
4.2.10	<i>Torre Solar</i>	344
4.2.11	<i>Refletor linear Fresnel</i>	344

4.2.12	<i>Disco Stirling</i>	344
4.2.13	<i>Armazenamento térmico</i>	344
4.2.14	<i>Inovações e Tendências</i>	345
4.2.15	<i>Tecnologias de mitigação de impactos</i>	346
5	CADEIA DE VALOR DA INDÚSTRIA DE ENERGIA SOLAR	347
5.1	FOTOVOLTAICA	347
5.1.1	<i>Cadeia Upstream</i>	348
5.1.2	<i>Cadeia Downstream</i>	353
5.1.3	<i>Capacidade de produção</i>	355
5.2	HELIOTÉRMICA	357
6	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	359
6.1	ASPECTOS OPERACIONAIS	359
6.1.1	<i>Fotovoltaica</i>	359
6.1.2	<i>Integrando a geração renovável não despachável ao SIN</i>	361
6.1.3	<i>Fatores de capacidade</i>	363
6.1.4	<i>Heliotérmica</i>	366
6.1.5	<i>Armazenamento térmico e hibridização</i>	366
6.1.6	<i>Fator de capacidade</i>	367
6.2	ASPECTOS ECONÔMICOS	368
6.2.1	<i>Fotovoltaica</i>	368
6.2.2	<i>Geração Distribuída</i>	369
6.2.3	<i>Geração Centralizada</i>	371
6.2.4	<i>Sistemas Isolados (off-grid)</i>	373
6.2.5	<i>Heliotérmica</i>	373
7	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	376
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	376
7.2	BENEFÍCIOS	376
7.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO	377
7.3.1	<i>Fotovoltaica</i>	378
7.3.2	<i>Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica</i>	378
7.3.3	<i>Considerações sobre os impactos da cadeia</i>	382
7.3.4	<i>Descarte</i>	383
7.3.5	<i>Heliotérmicas</i>	384
7.3.6	<i>Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica</i>	384
7.4	DESAFIOS E GESTÃO	387

8	POTENCIAL DE CONVERSÃO DA FONTE PRIMÁRIA EM ENERGIA ELÉTRICA	389
8.1.1	<i>Geração fotovoltaica centralizada</i>	389
8.1.2	<i>Potencial técnico da geração distribuída fotovoltaica</i>	393
8.1.3	<i>Potencial técnico heliotérmico</i>	395
8.2	DESAFIOS E CONDICIONANTES PARA A EXPANSÃO.....	398
9	REFERÊNCIAS.....	400
	OCEÂNICA	409
1	INTRODUÇÃO	409
2	PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DO USO DA ENERGIA OCEÂNICA	410
2.1	PANORAMA MUNDIAL DA GERAÇÃO OCEÂNICA.....	410
2.2	PANORAMA NACIONAL	411
3	LEVANTAMENTO DO RECURSO OCEÂNICO.....	412
3.1	CONCEITOS E PREMISSAS	412
3.1.1	<i>Energia das ondas</i>	412
3.1.2	<i>Energia das marés</i>	413
3.1.3	<i>Energia das correntes</i>	415
3.1.4	<i>Gradiente de temperatura</i>	416
3.1.5	<i>Gradiente de salinidade</i>	416
3.2	RECURSO OCEÂNICO NACIONAL.....	416
4	ESTADO DA ARTE DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DA ENERGIA OCEÂNICA EM ENERGIA ELÉTRICA	419
4.1	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO	419
4.1.1	<i>Energia das ondas</i>	419
4.1.2	<i>Energia das marés</i>	425
4.1.3	<i>Energia das correntes</i>	426
4.1.4	<i>Gradiente de temperatura</i>	428
4.1.5	<i>Gradiente de salinidade</i>	429
4.2	TECNOLOGIAS E INOVAÇÕES	430
5	CADEIA DE VALOR DA INDÚSTRIA DE ENERGIA OCEÂNICA.....	431
6	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA	432
6.1	ASPECTOS OPERACIONAIS.....	432
6.1.1	<i>Fator de Capacidade</i>	432

6.2	ASPECTOS ECONÔMICOS.....	433
6.2.1	<i>Energia das marés</i>	433
6.2.2	<i>Energia das ondas</i>	435
7	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	436
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	436
7.2	BENEFÍCIOS.....	437
7.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO.....	437
7.3.1	<i>Energia a partir de ondas onshore</i>	438
7.3.2	<i>Energia a partir de ondas offshore e correntes</i>	438
7.3.3	<i>Energia a partir de marés</i>	439
7.3.4	<i>Energia a partir do gradiente térmico</i>	440
7.3.5	<i>Energia a partir do gradiente de salinidade</i>	441
7.4	DESAFIOS	448
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	448
9	REFERÊNCIAS.....	449
	ANEXOS	451
1	TABELA ANEXA A: PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO ASSOCIADOS À GERAÇÃO EÓLICA	451

Planejamento e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) possui características singulares que norteiam as decisões da operação e do planejamento. Merecem destaque:

- dimensões continentais;
- predominância de geração hidrelétrica com grande participação de usinas com capacidade de regularização;
- diversidade hidrológica das bacias hidrográficas permitindo uma complementariedade entre as regiões;
- interligação plena entre as regiões a partir de um extenso sistema de linhas de transmissão de longa distância;
- participação de diversos agentes com usinas no mesmo rio, bem como linhas de transmissão operadas por agentes distintos;
- tempo de maturação e construção das grandes obras de geração e transmissão de energia.

A Figura 1 ilustra algumas destas características.

Na Figura 1 também é possível observar que algumas regiões do Brasil ainda não estão interligadas (exemplo Boa Vista, posto que a interligação prevista partindo de Manaus ainda está em construção), da mesma forma, algumas comunidades no interior do Amazonas, Acre e Roraima ainda permanecem com atendimento isolado, sendo desta forma chamados sistemas isolados.

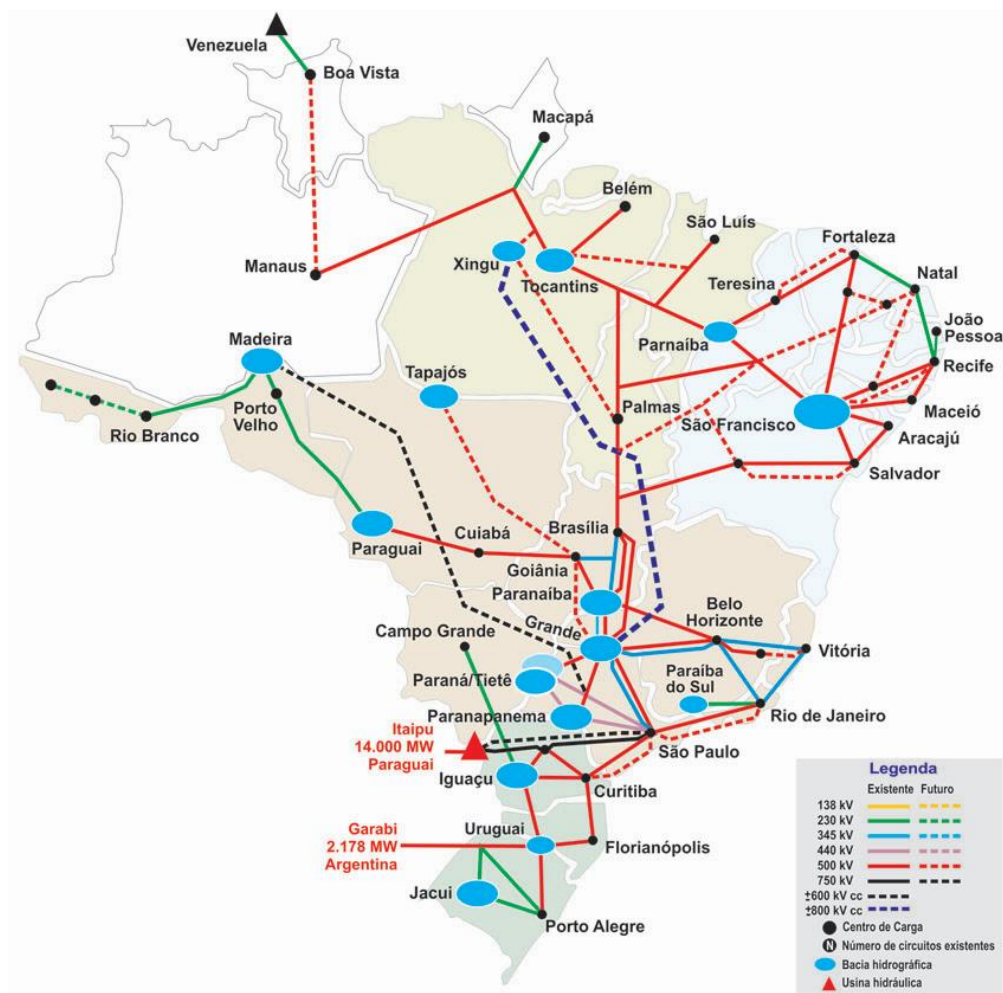


Figura 1 Integração Eletroenergética do Sistema Elétrico Brasileiro – 2015

Fonte: ONS (2015)

O restante do país é atendido a partir da rede interligada e é chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), atualmente o SIN é composto de quatro subsistemas designados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, que compreendem os centros de carga destas regiões.

2 SISTEMA EXISTENTE E OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Considerando apenas os empreendimentos de geração do SIN, incluindo a parcela de Itaipu vendida pelo Paraguai, o Brasil dispunha de um sistema gerador com capacidade instalada de 133 GW. A distribuição desta capacidade instalada, por tipo de fonte, é apresentada na Figura 2, mostrando a grande participação das fontes renováveis, principalmente da fonte hidráulica. Apesar da participação de hidrelétricas em capacidade instalada ser de pouco mais de 60%, a participação desta fonte na produção de energia é maior do que 80% em média, podendo ser maior ou menor em função da disponibilidade do recurso ano a ano.

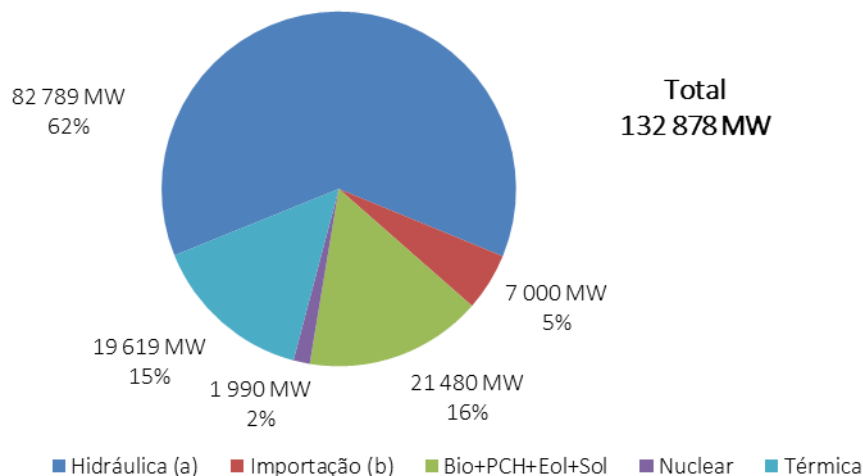


Figura 2 Capacidade Instalada no SIN em dezembro de 2014

(a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW).

(b) Importação da parcela Paraguaia da UHE Itapu.

Fonte: EPE (2015)

A estrutura da rede de transmissão do SIN é extensa e complexa, como pode ser visto na Figura 3. Em 2014, a rede de transmissão, em tensão acima de 230 kV, somava mais de 116.000 km de extensão.

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema

hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, parte com reservatórios de regularização e com múltiplos proprietários.

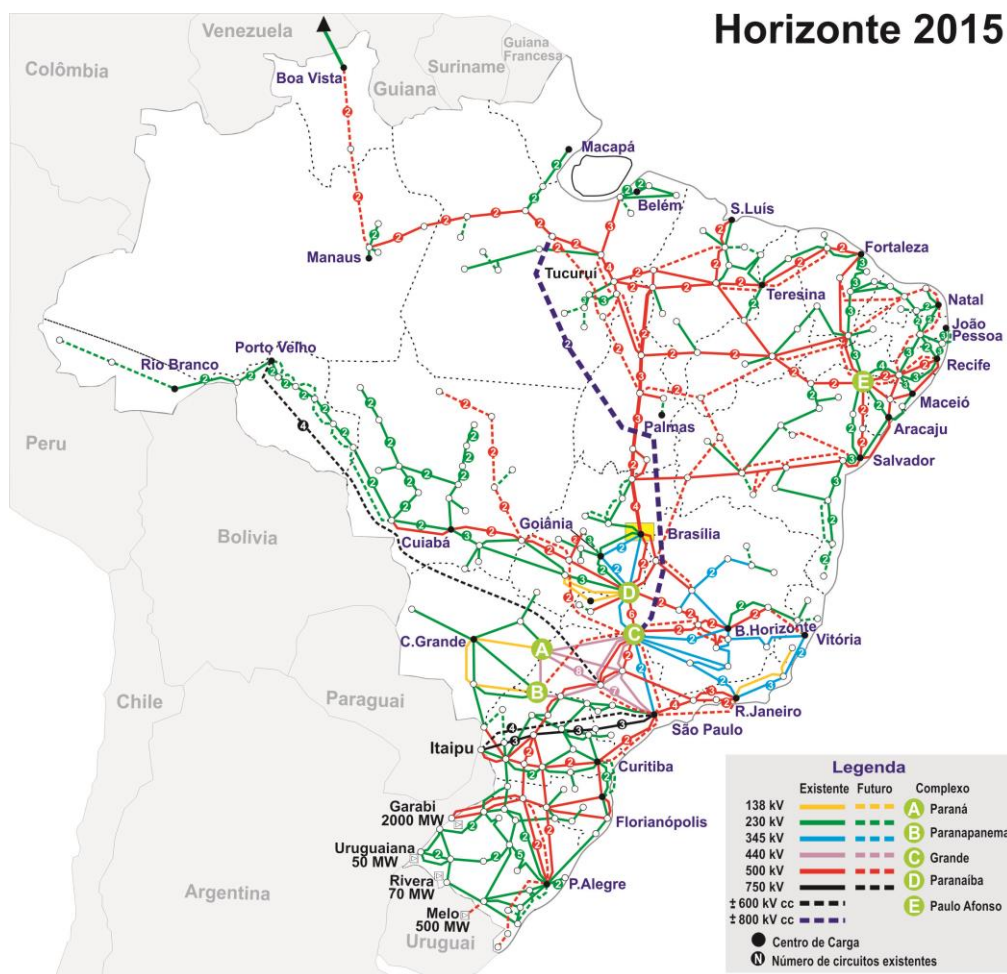


Figura 3 Sistema de Transmissão – Horizonte 2015

Fonte: ONS (2015)

A operação de um sistema predominantemente hidroelétrico, com regularização plurianual, deve ser integrada, pois quando uma usina com reservatório regulariza uma bacia, os benefícios são incorporados não só à própria bacia, mas também a todas as usinas que estão conectadas hidráulicamente a ela, buscando-se a operação ótima do sistema.

Todas essas características reforçam a necessidade de uma operação interligada feita por um órgão independente que coordene a operação das usinas geradoras e do sistema de transmissão buscando uma otimização dos recursos.

Esta otimização resulta em um conjunto de ações que visam ao atendimento da carga prevista para o SIN ao menor custo, ou seja, minimizando a utilização de geração térmica, evitando vertimentos nos reservatórios das usinas e equalizando, na medida do possível, os custos marginais de operação entre as regiões interligadas. Esta otimização sinaliza a necessidade da utilização de geração térmica em complementação à geração hidroelétrica e da transferência de energia entre regiões ou bacias, bem como indica a adequada produção de energia por bacia, considerando as restrições operativas associadas a cada aproveitamento, de caráter ambiental e de uso múltiplo da água.

Neste contexto, foi criado em 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos.

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações a serem exercidas sobre o sistema e seus agentes para manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o País.

Na sua função de coordenação e operação do sistema, o ONS busca atender simultaneamente dois objetivos: otimização energética e segurança elétrica. Para atingir a otimização energética é feita a gestão otimizada dos armazenamentos dos reservatórios de regularização das usinas hidrelétricas e é determinado o despacho ótimo das usinas termelétricas. Para garantir a segurança elétrica é feita a operação da geração e da Rede Básica de Transmissão/Demais Instalações de Transmissão (DITs).

Para atendimento aos seus objetivos o ONS convive com diversas restrições de cunho regulatório (Condicionantes Legais, Procedimentos de Rede e Políticas do MME) e físicas (Condicionantes Ambientais e de Uso Múltiplo das Águas e Restrições Operacionais das usinas).

Sob a ótica da operação energética, podemos considerar alguns fundamentos característicos da oferta hidrelétrica brasileira que determinam a escolha dos modelos e metodologias utilizados para dar suporte à tomada de decisão.

- *A volatilidade interanual.* Os rios brasileiros apresentam grandes variações entre os anos, há uma grande dispersão com relação à vazão média anual. Podendo ocorrer, por exemplo, uma sequência de anos de altas vazões seguida de anos de baixíssimas vazões.

- *A sazonalidade intra anual.* Além da natural variabilidade anual, também há uma grande variação intra anual caracterizada por uma marcante diferença entre período seco e úmido.
- *A complementariedade e diversidade regional.* As bacias hidrográficas brasileiras estão localizadas em regiões com características físicas e climáticas bem distintas, levando a comportamentos hidrológicos bem distintos, muitas vezes complementares. Por exemplo, ao mesmo tempo que rios da região Sudeste e Nordeste do Brasil podem estar enfrentando severa escassez hídrica, rios na região Sul podem estar em vazões bem acima da média.
- *O acoplamento espacial e temporal das decisões.* Considerando a características do SIN com usinas hidrelétricas com expressiva capacidade de regularização localizadas em alguns rios com outras usinas de distintos agentes e com características hidrológicas distintas, as decisões de geração em algumas usinas influenciam agentes diferentes. Da mesma forma, a vantagem proporcionada pelo armazenamento nos reservatórios está associada à grande responsabilidade da decisão do momento de uso do recurso.

A responsabilidade citada acima pode ser traduzida pela imagem da Figura 4, usualmente apresentada como o “dilema do operador”.

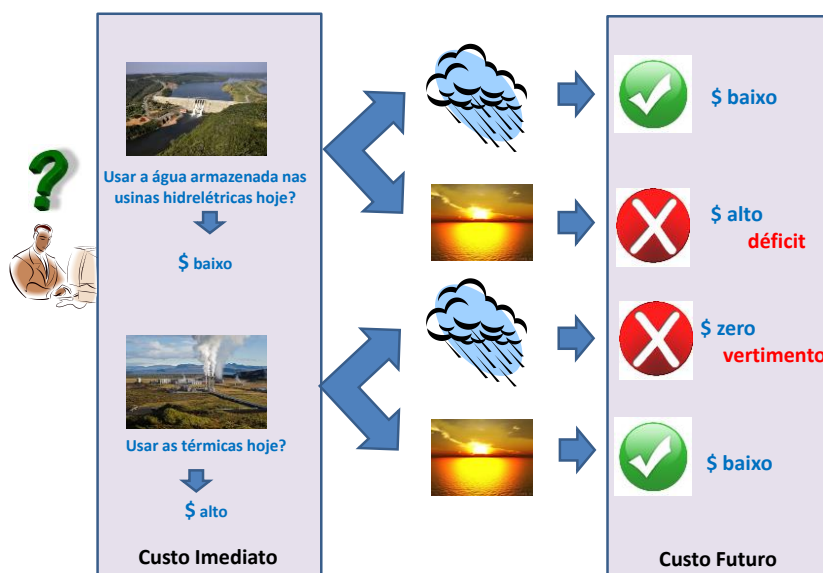


Figura 4 Dilema do Operador – Acoplamento temporal das decisões

Fonte: Elaboração Própria

Apesar deste exercício ter sido apresentado com apenas dois níveis iniciais de decisão (apenas usar a água dos reservatórios ou as térmicas) existem diversos estágios de armazenamentos iniciais e custos de térmicas que podem gerar múltiplos cenários de decisão. Como a ocorrência futura de vazões é incerta, este é um típico problema de decisão sob incerteza onde a chave para a melhor escolha está na abrangência de cenários futuros avaliados, para que a decisão quando simulada para todos os cenários futuros, resulte nos menores custos, em média, para o consumidor.

A operação como apresentada sugere um exercício de otimização, tendo como função objetivo, a minimização do custo total (CT), dado pela soma dos custos futuros (CF) e dos custos imediatos (CI). O ótimo é obtido no ponto de mínimo custo total, conforme ilustrado na Figura 5.

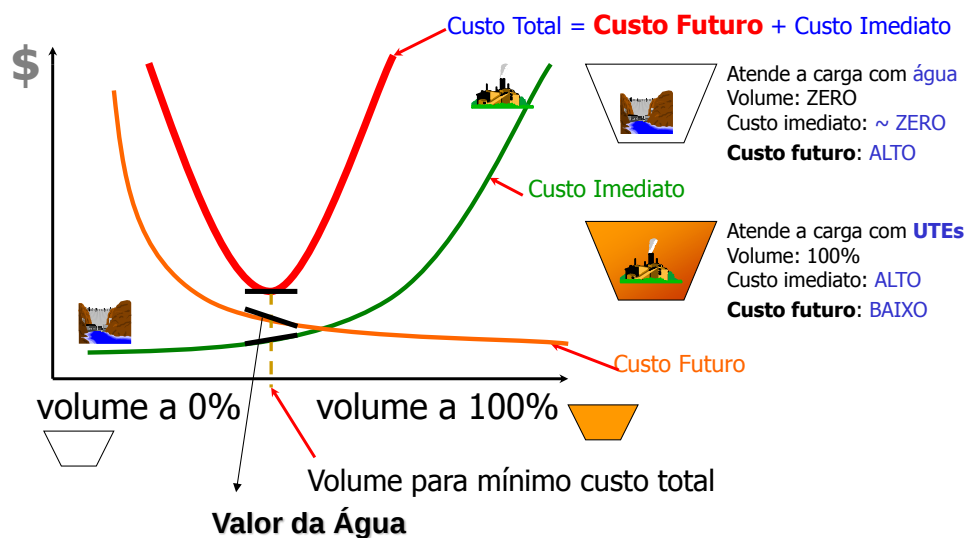


Figura 5 Minimização do Custo de Operação

Fonte: ONS, 2006

Em resumo, com as características do sistema apresentadas:

- Regularização Plurianual (levando ao acoplamento temporal das decisões);
- Interdependência Espacial (gerando p acoplamento espacial das decisões);
- Tempo de maturação das Obras de Geração e Transmissão (tempos de construção elevados, chegando a 5 anos);
- Incertezas com relação às vazões;
- Incertezas com relação à carga;

- Incertezas com relação a disponibilidade de equipamentos;

Em adição à redução dessas incertezas com o tempo (horizontes de mais curto prazo possuem menores incertezas) e necessidade de aumento do detalhamento para a operação em tempo real (interdependência G e T), há a justificativa para a divisão da operação em etapas com a utilização de modelos de otimização com características e objetivos distintos.

2.1 Etapas da Operação e Modelos Computacionais Utilizados

O planejamento e a programação da operação energética possuem as seguintes etapas de estudos e cadeia dos principais modelos de otimização dispostos na Figura 6.



Figura 6 Etapas de estudos e cadeia dos principais modelos matemáticos utilizados no planejamento e programação da operação energética

Fonte: Adaptado de ONS, 2006

De forma a auxiliar na execução destes modelos outras ferramentas são utilizadas para obtenção de insumos (tais como previsão de vazões e de carga).

O NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados

desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

O DECOMP, também desenvolvido pelo CEPEL, é um modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE). Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, a política de intercâmbio entre as regiões e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga.

O modelo DECOMP é executado semanalmente em cada revisão do PMO, tendo em vista a influência significativa das mudanças na conjuntura de curto prazo ao longo do mês. Fatores como novas frentes frias com chuvas intensas ou mesmo bloqueio de frentes previstas, necessidade de revisão das vazões, novas indisponibilidades ou manutenção de máquinas podem gerar alterações na operação recomendada para o curto prazo.

3 DESAFIOS DA OPERAÇÃO FUTURA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Para fazer frente ao seu crescimento, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental, o Brasil dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia (potencial hidráulico, eólico, de biomassa e solar).

Conforme (Tolmasquim, 2015), a expansão da geração está fundamentada na contratação de novas instalações, cuja produção é contratada por meio dos leilões públicos para atendimento à expansão da carga dos consumidores cativos (cerca de 70% a 75% da carga total). Com base em cenários de crescimento da demanda, a EPE define um plano de expansão indicativo para atender às necessidades de todos os agentes de consumo. Cabe aos investidores a decisão de construir novos empreendimentos, através de propostas de preço de venda de energia nos leilões de transmissão e de energia nova. A realização dos investimentos depende, portanto, de sua atratividade, que, por sua vez, depende da evolução esperada dos custos de geração.

Nesse sentido, o Plano Decenal de Expansão 2024 (PDE 2024) adotou como uma das principais diretrizes a priorização da participação dessas fontes renováveis para atender

ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal, compatibilizando esta participação com o atendimento à carga de forma segura e tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa. Segundo o PDE 2024, a capacidade instalada do SIN expandirá 55% em dez anos, com preponderância de geração hidrelétrica, como mostrado na Figura 7.

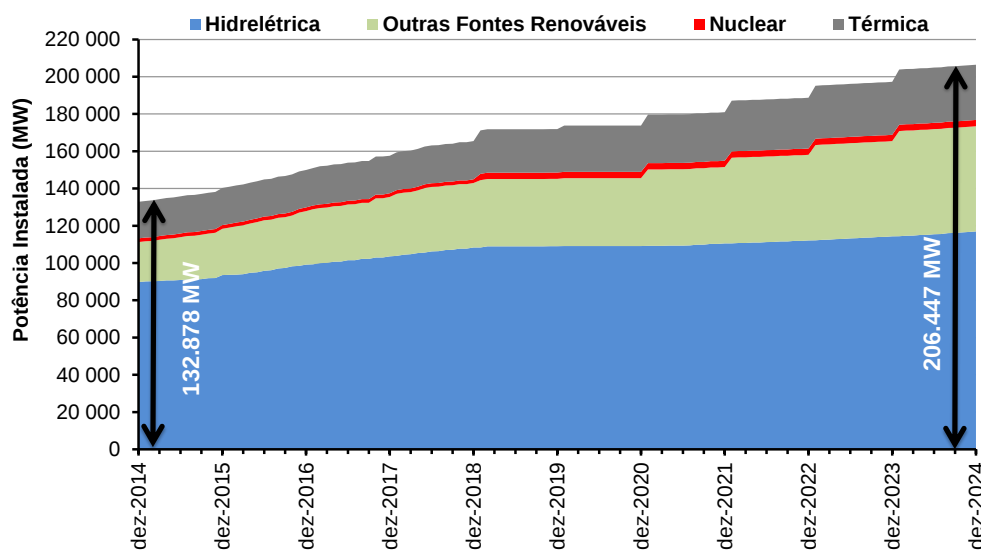


Figura 7 Evolução da capacidade instalada no SIN 2014-2024

Fonte: EPE (2015)

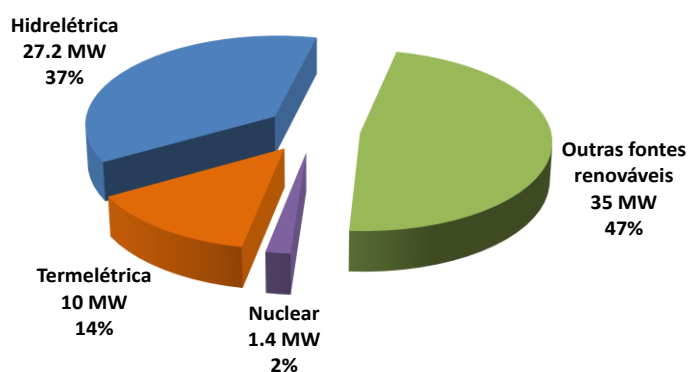


Figura 8 Participação das fontes na capacidade instalada 2015-2024

Fonte: EPE (2015)

As Figuras 8 e 9 detalham, respectivamente, a participação das diversas fontes na expansão da capacidade de geração prevista para o período de 2015 a 2024 e na composição do parque de geração instalado previsto para ao ano de 2024.

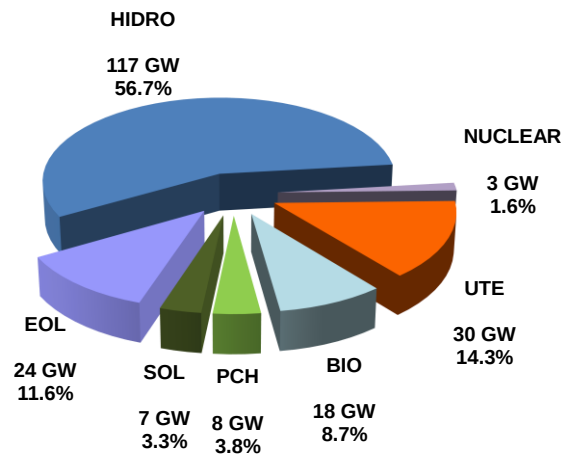


Figura 9 Participação das fontes de geração na capacidade instalada em dezembro/2024

Fonte: EPE (2015)

3.1 Desafios para a operação energética futura do SIN

Apesar da incerteza das afluências, o SIN caracteriza-se pela presença de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização, que o transformam, juntamente com o parque termelétrico instalado, em um sistema predominantemente composto por fontes controláveis, despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). No entanto, a diminuição da capacidade de regularização do SIN, em virtude da notória dificuldade para construir grandes reservatórios, sobretudo na região da bacia amazônica, e a expansão significativa das fontes não controláveis, com destaque para aquelas intermitentes (eólica e solar fotovoltaica), traz um grande desafio à operação futura do SIN.

3.2 Relação entre capacidade de armazenamento e mercado

Com a inserção na matriz energética brasileira das fontes não controláveis, com diferentes perfis de geração, os reservatórios assumem importância cada vez maior, exigindo análise cuidadosa da variação do grau de dependência do SIN aos reservatórios e das políticas de operação, para o atendimento tanto à carga de energia elétrica ao longo dos meses, quanto à demanda de potência a qualquer hora. A relação entre a Capacidade de Armazenamento e o Mercado é, dessa forma, um parâmetro que auxilia na avaliação da segurança do sistema ao longo do horizonte de planejamento, já que os reservatórios constituem a forma mais adequada de estoque de energia para garantir o fornecimento nas situações mais críticas.

Nos cenários em que a afluência às UHE é reduzida, ou a geração de outras fontes não controláveis, como eólicas, PCH, biomassas e solares, ocorre abaixo da expectativa, a geração a partir de fontes controláveis, predominantemente UHE com reservatórios de regularização, é requisitada. Neste momento, deve-se tomar a decisão entre utilizar a energia armazenada nos reservatórios ou as termelétricas, de custo mais elevado. Tal decisão impactará no custo e segurança, tanto imediato quanto futuro, do atendimento à demanda.

Apesar do aumento expressivo na capacidade instalada de usinas hidrelétricas nos próximos dez anos, conforme apresentado acima, o acréscimo da capacidade de armazenamento é de apenas 2,6 GW médios neste mesmo período, o que corresponde a, aproximadamente, 1% do total existente em 2015. Destaca-se a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam aproximadamente 70% da energia armazenável do SIN no início de 2015, enquanto as regiões Nordeste, Sul e Norte possuem, respectivamente, 18%, 7% e 5%. Por outro lado, o crescimento do mercado é de aproximadamente 45%, ou seja, bem superior ao crescimento da energia armazenável.

Conforme apresentado no relatório do PDE 2024, a Figura 10 compara o crescimento da energia armazenável máxima do SIN e o crescimento do mercado de energia. A maioria das usinas viabilizadas recentemente é enquadrada na categoria “fio d’água”, ou seja, com reservatórios capazes de armazenar água por apenas algumas horas ou dias. Assim, parte dos incrementos de energia armazenável ocorre pelo fato dessas usinas a fio d’água agregarem produtibilidade à cascata onde se situam, quando possuem reservatórios de regularização à montante. Entretanto, a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização nesse período e, portanto, ainda não contribuirão com o incremento de energia armazenável.

Apesar de ser notório que a variação do mercado é muito maior que a variação da capacidade de armazenamento, a Figura 10 não é suficiente para afirmar que a segurança do sistema será decrescente no horizonte decenal. Outras fontes de energia além das fontes controláveis (hidrelétricas com capacidade de estoque e termelétricas flexíveis) contribuem para o atendimento ao mercado e, dentro das características de cada uma, é possível estimar uma contribuição para determinados níveis de confiabilidade, embora seja inegável a necessidade de aumentar a capacidade de armazenamento.

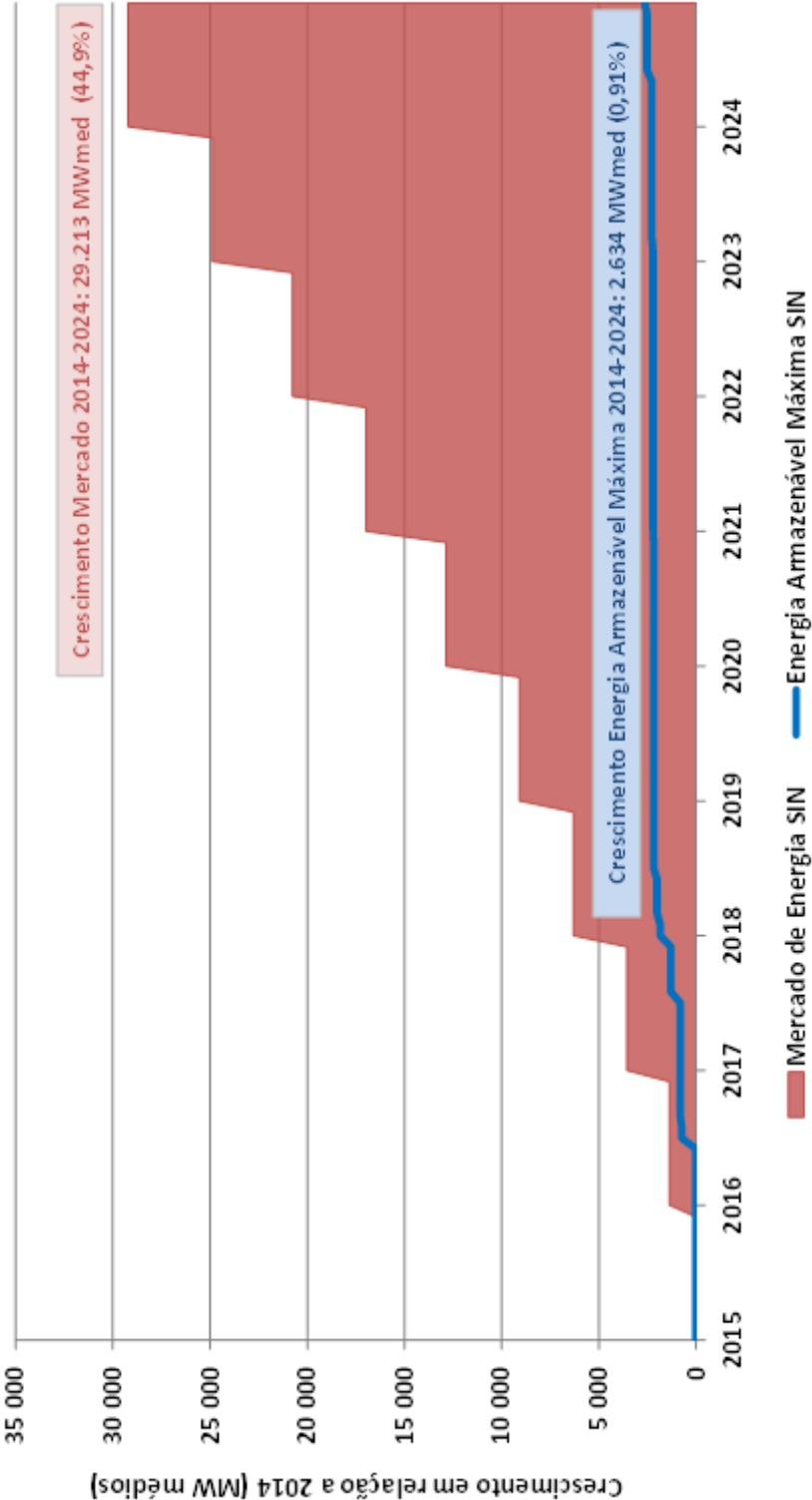


Figura 10 Crescimento do Mercado de Energia do SIN x Energia Armazenável Máxima

Para efeito de análise, no PDE 2024, as fontes não controláveis foram divididas em três grupos na consideração da oferta de energia: o primeiro grupo considerando eólica, solar, biomassa e PCH (chamadas de “outras fontes renováveis” – OFR); o segundo grupo com a energia incremental às usinas a fio d’água e o terceiro composto pela geração térmica mínima (relacionada à inflexibilidade contratual das usinas), visto que não há decisão sobre seu despacho.

Nos cenários críticos de geração das fontes não controláveis, é necessário dispor de fontes controláveis para garantir o atendimento ao mercado. A Figura 11 apresenta o mercado total e as parcelas de cada fonte de geração não controlável. Neste gráfico, define-se o mercado líquido como o mercado remanescente a ser atendido pelas fontes controláveis, ou seja, é o mercado total do SIN abatido das parcelas de geração não controlável. Observa-se que ocorre uma mudança no perfil da curva do mercado total¹ do SIN (curva cinza tracejada) para o mercado líquido (curva preta). Essa mudança de perfil indica que, embora a maior demanda de energia do SIN ocorra no período úmido, a maior demanda a ser atendida por fontes controláveis ocorre no período seco. Dessa forma, será necessário um maior deplecionamento dos reservatórios neste período, tradicionalmente marcado por baixa afluência, e/ou maior acionamento de usinas termelétricas. Já nos meses de maior afluência, o mercado para as fontes controláveis tende a ser reduzido, aumentando assim a possibilidade de maior enchimento dos reservatórios e também de vertimentos.

Na Figura 11, foi considerado um cenário com baixa afluência incremental às usinas a fio d’água. Ressalta-se, entretanto, que o perfil do mercado líquido e as conclusões são as mesmas para os cenários de alta afluência.

Diante do exposto acima, a atual configuração de expansão do sistema hidrelétrico com usinas a fio d’água, devido aos entraves ambientais associados à construção de novos reservatórios de regularização, resulta, além da redução gradativa da relação estoque/mercado, em impactos mais acentuados da sazonalidade ao longo dos meses, ou seja, necessidade de enchimento dos reservatórios no período úmido e rápido esvaziamento no período seco, a cada ciclo hidrológico anual. Neste sentido, torna-se

¹ Mercado do SIN descontando a energia proveniente de usinas submotorizadas, somado aos suprimentos de energia previstos à ANDE e o consumo da usina Itaipu, assim como é feito na simulação energética.

necessário a complementação com outras fontes de energia para atenuar o efeito dos cenários de afluências ruins e garantir o nível de segurança adequado.

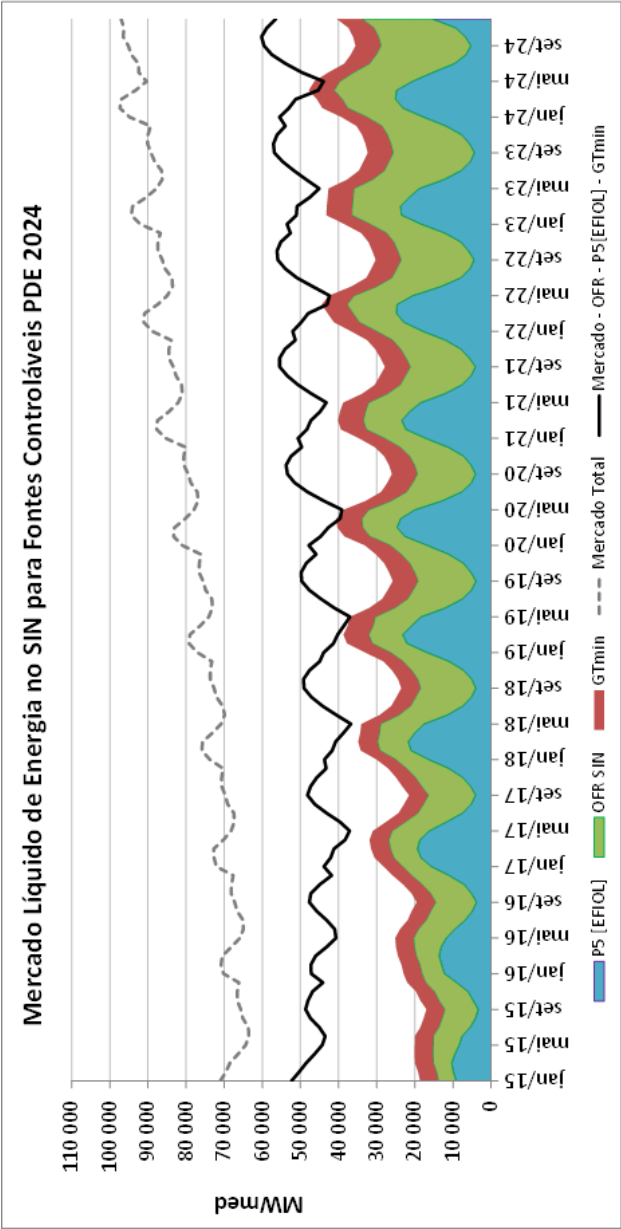


Figura 11 Mercado Líquido de Energia do SIN para Fontes Controláveis

Variável	Descrição
OFR SIN	Expectativa de Geração de Outras Fontes Renováveis (geração considerada no PDE 2024).
P5 [EFIOI]	Cenário de afluência baixa: Energia Fio d'água Líquida, onde 5% dos cenários de séries sintéticas são aquém.
GTmin	Total de Geração Térmica Inflexível, conforme configuração do PDE 2024.

Outras fontes renováveis, que possuem perfil de geração superior no período seco, como eólicas e termelétricas a biomassa, contribuem para essa complementação. Além dessas fontes, as usinas termelétricas serão de suma importância para prover a garantia necessária ao atendimento do mercado e, nessas condições, cresce a importância das interligações regionais. A decisão da política operativa, a ser definida à luz de informações mais detalhadas da operação a cada ano, definirá os montantes de deplecionamento aceitáveis dos reservatórios no período seco.

3.3 Atendimento a demanda horária

A forte participação de fontes intermitentes na matriz energética brasileira traz ainda outro questionamento: como garantir o atendimento à demanda a qualquer hora do dia? As análises realizadas a partir da Figura 10 podem ser expandidas para a discretização horária. À medida que as fontes não controláveis passam a responder por parcela significativa da carga, os momentos em que as usinas com geração controlável serão mais exigidas podem não mais ocorrer nos instantes de demanda máxima.

A mudança de perfil operativo apresentada acima exige uma mudança também do planejamento. Com esse novo comportamento, a garantia de atendimento à demanda máxima do sistema não é mais suficiente para suprir à demanda nas outras horas do dia. Além disso, a grande variação na geração de fontes intermitentes, que poderá ocorrer em poucas horas ou até mesmo minutos, exigirá da matriz uma maior participação de fontes controláveis com flexibilidade operativa, para “acompanhar” a curva de carga horária líquida do sistema (curva de carga total descontada da expectativa de geração horária das usinas não controláveis). Essas fontes flexíveis, por outro lado, tendem a apresentar maiores custos operativos, exigindo do planejamento a adequada definição do montante necessário de modo a não onerar em demasia o sistema.

As principais variáveis operativas que impactam na máxima disponibilidade hidráulica são o nível de armazenamento e a vazão turbinada. O nível de armazenamento definirá a altura de queda líquida da UHE, que se for menor que a altura de referência da unidade geradora ocasionará uma perda de potência devido ao deplecionamento. A vazão turbinada é consequência da disponibilidade hídrica naquele momento. O volume total disponível, que dependerá da política operativa estabelecida, definirá por quanto tempo aquela máxima potência poderá ser mantida.

O nível de armazenamento dos reservatórios será impactado pela geração média das fontes não controláveis. Já o tempo de geração máxima das fontes controláveis será

consequência da curva de carga horária líquida, que foi modificada pela geração instantânea das fontes intermitentes conforme descrito anteriormente.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Sistema Elétrico Brasileiro possui uma complexidade natural que demanda investimentos constantes em metodologia e ferramentas computacionais que auxiliem na tomada de decisão de operação energética.

Atualmente, o ONS já enfrenta desafios associados aos conflitos pelo uso da água, especialmente em situações de escassez do recurso hídrico, como a que o Brasil enfrentou no triênio 2013-2015; e também desafios diversos associados à manutenção da confiabilidade do sistema frente à baixa geração hidrelétrica associada, recorrendo ao combustível fóssil das usinas termelétricas para atendimento da carga. Esta operação muitas vezes é questionada por ser muito cara, porém é o recurso disponível que deve ser utilizado para manutenção da segurança no atendimento.

Adicionalmente, conforme mencionado nos desafios da operação energética futura, há um grande estímulo para que o planejamento passe a enfrentar a questão da operação futura do SIN, frente à forte inserção de fontes não controláveis, especialmente as eólicas e fotovoltaicas, tanto para atendimento energético quanto na segurança da operação da rede elétrica.

5 REFERÊNCIAS

EPE. (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE.

ONS (2006). Planejamento e Programação Energética - Cadeia de Modelos de Planejamento, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Treinamento na CCEE., 2006. São Paulo

ONS (2015) Figura Obtida no www.ons.org.br acessado em 02/05/2016

Tolmasquim, M. T. (2015). Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2ª Edição Revista e Ampliada. Rio de Janeiro: Synergia.

Hidrelétrica

1 INTRODUÇÃO

A hidreletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro por várias décadas, tanto pela sua competitividade econômica quanto pela abundância deste recurso energético a nível nacional. Trata-se de uma tecnologia madura e confiável que, no atual contexto de maior preocupação com as emissões de gases de efeito estufa, apresenta a vantagem adicional de ser uma fonte renovável de geração.

A construção de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação, interligações regionais e parque gerador termelétrico em regime operativo complementar foram as soluções até então aqui adotadas para mitigar a incerteza e a sazonalidade hidrológica, assim como para explorar, com ganhos sinérgicos significativos, as diferenças dos regimes de chuvas das inúmeras bacias hidrográficas brasileiras.

Sob o ponto de vista estritamente da operação elétrica, usinas hidrelétricas são capazes de prover uma série de serviços auxiliares, como controle de tensão e de frequência, que são importantes para garantir um atendimento da demanda de eletricidade com o padrão de qualidade desejado. Os reservatórios das usinas hidrelétricas, por sua vez, podem prover uma série de serviços não energéticos, como controle de cheias, irrigação, processamento industrial, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação. Vale ressaltar, no entanto, que os múltiplos usos da água podem, por vezes, gerar conflitos e eventualmente impor restrições à operação hidrelétrica.

Apesar das inúmeras vantagens, a hidreletricidade enfrenta hoje dificuldades para sua expansão devido aos seus impactos socioambientais negativos (geralmente associados às áreas alagadas por seus reservatórios¹) e, para projetos hidrelétricos de grande porte, o financiamento dos elevados investimentos necessários para sua construção. Ainda, novos

¹ Embora existam outros, como o impacto nas comunidades de peixes com a construção de barragens.

aproveitamentos hidrelétricos estão cada vez mais distantes dos grandes centros de consumo, o que resulta na necessidade de investimentos adicionais em linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade.

Se por um lado existem desafios para a construção de novas usinas hidrelétricas, por outro lado, em função de sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento, podem ser fundamentais para o desenvolvimento de fontes renováveis intermitentes como a energia eólica e solar fotovoltaica. Para este fim especialmente, vale destacar as usinas hidrelétricas com armazenamento bombeado, também conhecidas como usinas hidrelétricas reversíveis. Embora sejam de fato consumidoras líquidas de energia, são também capazes de prover serviços auxiliares e armazenamento².

2 PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DO USO DO RECURSO PRIMÁRIO

2.1 Breve histórico

A hidreletricidade é uma tecnologia de geração elétrica consolidada, economicamente competitiva e segura. A primeira usina hidrelétrica foi construída no final do século XIX, em Cragside, na Inglaterra, e hoje, após pouco mais de um século, esta fonte de geração está presente em cerca de 160 países (IEA, 2012).

O uso da hidreletricidade foi rapidamente disseminado nos Estados Unidos e em países europeus, inicialmente para serviços públicos de iluminação e tração e para algumas atividades econômicas (como na mineração). Nestes países, o potencial hidrelétrico foi largamente explorado e, com o crescimento da demanda de energia elétrica e o aparecimento de novas fontes de geração, a participação da hidreletricidade no parque gerador foi gradualmente reduzindo ao longo do tempo. Atualmente, nos Estados Unidos, apesar de a capacidade hidrelétrica instalada ser a terceira maior do mundo, sua participação na matriz elétrica, em termos de geração, é cerca de 7%, conforme ilustrado na Figura 1.

² Neste caso o armazenamento é feito bombeando-se a água de um reservatório inferior para outro superior, nos momentos do dia em que há excedentes de oferta eólica e solar fotovoltaica.

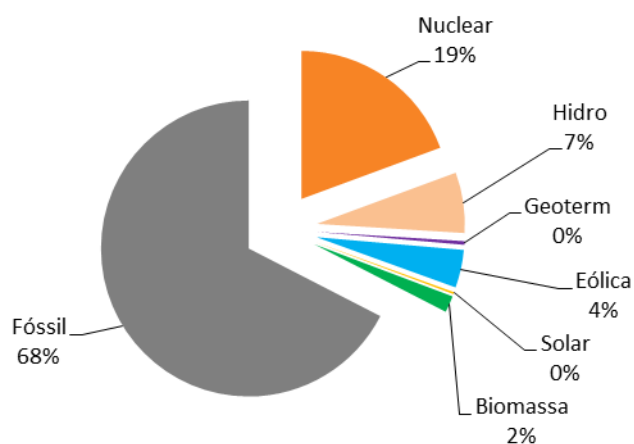


Figura 1 Composição da matriz elétrica americana em 2013 (4071 TWh)

Fonte: Elaboração EPE, com base nos dados de (EIA, 2016)

Nos países menos desenvolvidos, de maneira geral, verificou-se uma maior expansão a partir da segunda metade do século passado. Com as crises do petróleo das décadas de 70 e 80, verificou-se um movimento de instalação de indústrias multinacionais (eletrointensivas) para alguns países com disponibilidade hídrica, dentre os quais o Brasil. Nestas duas décadas, de fato, a expansão hidrelétrica brasileira ocorreu a taxas elevadas, conforme mostrado na Figura 2.

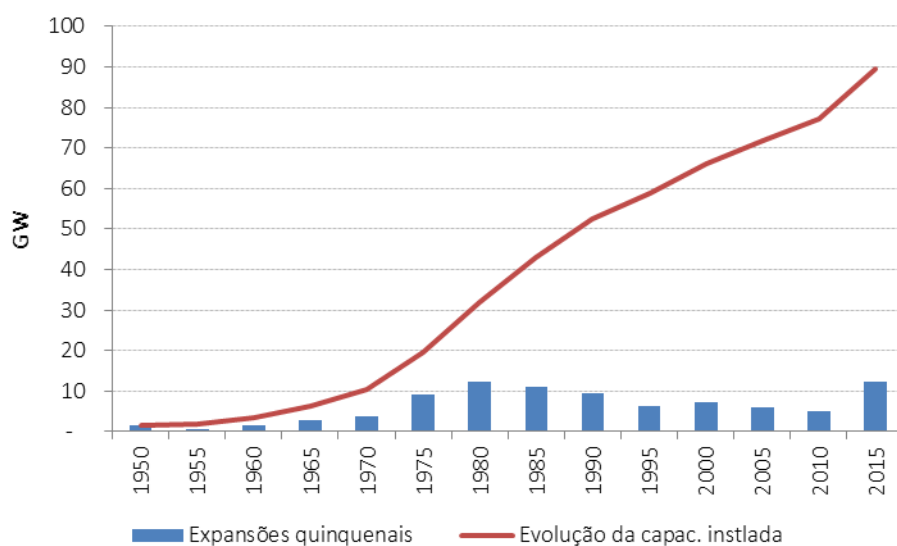


Figura 2 Evolução do parque hidrelétrico brasileiro

Fonte: Elaboração EPE, com base nos dados de ANEEL (2016)

Na década 90, começaram a surgir questionamentos sobre os impactos socioambientais associados à construção de grandes barragens (WEC, 2015) e dificuldades de financiamento para a construção de grandes projetos hidrelétricos, que resultaram num período de expansão hidrelétrica a taxas bastante modestas, mesmo havendo significativo potencial hidrelétrico a ser explorado.

A partir de 2005, no entanto, com o melhor equacionamento das questões relacionadas a financiamento e desenvolvimento de projetos sustentáveis, verifica-se, sobretudo nos países em desenvolvimento, a retomada da exploração de seus potenciais hidrelétricos. Modernas tecnologias de transmissão permitem que a expansão hidrelétrica se estenda para países vizinhos com potenciais hidrelétricos significativos com relação às suas demandas e com interesse na produção de eletricidade para exportação.

A retomada da expansão hidrelétrica se deve também à preocupação mundial com as emissões de gases de efeito estufa, que impactam o clima do planeta. Neste sentido, a hidreletricidade desempenha um papel duplamente importante para a redução das emissões no setor elétrico, pois além de ser uma fonte renovável (com emissões bastante reduzidas quando comparadas com aquelas associadas à geração termelétrica fóssil), sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento permitem a maior penetração de fontes renováveis intermitentes, como a geração eólica e a solar fotovoltaica. Usinas hidrelétricas, inclusive as reversíveis, são capazes de responder rapidamente às flutuações típicas da geração eólica e solar fotovoltaica, assim garantindo um atendimento confiável da demanda de energia. Os reservatórios hidrelétricos, por sua vez, representam hoje a única tecnologia economicamente competitiva capaz de armazenar grandes quantidades de energia, que é fundamental para maximizar o atendimento da demanda de eletricidade com fontes renováveis de geração.

Por fim, vale ressaltar os benefícios não energéticos que o desenvolvimento da hidreletricidade pode propiciar, como o abastecimento de água, irrigação, recreação e controle de cheias, dentre outros.

2.2 Panorama mundial

Em 2014, cerca de 16,6% da produção global de eletricidade, estimada em 3900 TWh, foi oriunda de usinas hidrelétricas, o que representou aproximadamente 73% da eletricidade gerada por fontes renováveis, conforme ilustrado na Figura 3 (REN21, 2015). Trata-se, portanto, de uma importante fonte de geração elétrica.

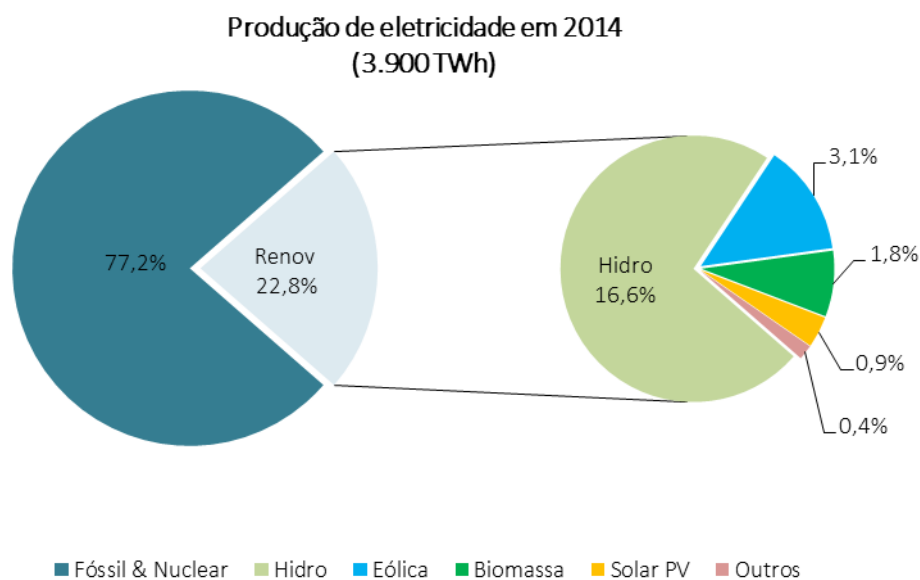


Figura 3 Produção mundial de eletricidade em 2014

Fonte: Elaboração EPE, com base nos dados publicados em REN 21 (2015)

Ao longo de 2014, o parque hidrelétrico mundial expandiu cerca de 3,6% (37 GW), atingindo a capacidade instalada de aproximadamente 1055 GW (REN 21, 2015). Este acréscimo ocorreu preponderantemente na China (22 GW) e, em menor escala no Brasil (3,3 GW), Canadá (1,7 GW), Turquia (1,4 GW), Índia (1,2 GW) e Rússia (1,1 GW). Com as expansões verificadas naquele ano, consolida-se a liderança chinesa em termos de capacidade hidrelétrica instalada e conduz o Brasil para à segunda posição, conforme ilustrado na Figura 4.

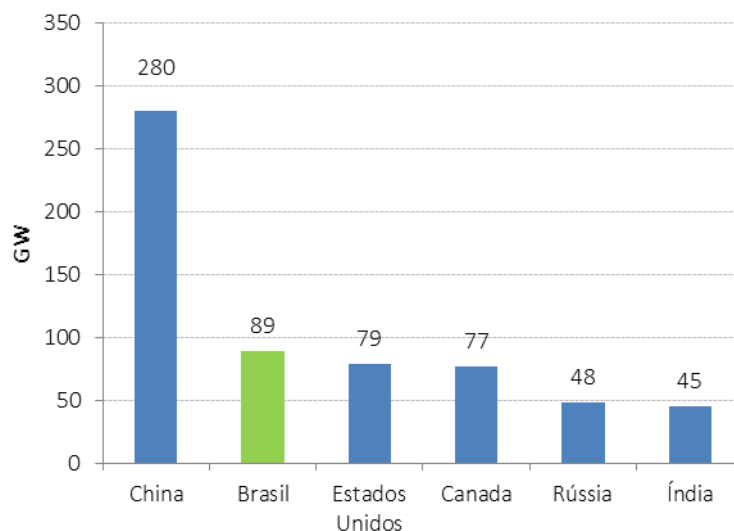


Figura 4 Capacidade hidrelétrica instalada nos principais países em 2014.

Fonte: Elaboração EPE, com base nos dados publicados em REN 21 (2015)

Este crescimento expressivo, de fato, tem sido verificado de forma sustentada desde 2005, após alguns anos de estagnação, conforme mencionado no item anterior e que pode ser observado no gráfico da Figura 5. Esta estagnação se deve em parte às controvérsias locais e internacionais que surgiram a respeito dos impactos socioambientais associados à construção de grandes barragens (WEC, 2015). Com o intuito de equacioná-las, foi criada em 1997 a Comissão Mundial de Barragens (World Commission on Dams - WCD), que em 2000 publicou o relatório *“Dams and Development: A New Framework for Decision-making”*. Neste documento são propostas novas diretrizes para a construção de grandes barragens, baseadas na proteção ao meio ambiente e às populações afetadas pelas barragens e distribuição equânime dos benefícios que podem advir de sua construção. Alguns anos foram necessários para que o setor elétrico e a comunidade financeira alinhassem suas normas e práticas às novas diretrizes.

De 2005 em diante, a expansão concentrou-se na América Latina e na Ásia, com destaques para o Brasil e sobretudo para a China, cuja produção praticamente triplicou, passando de 350 TWh, em 2004, para 1042 TWh, em 2014 (EIA, 2016). A expansão da hidreletricidade mais expressiva nestes países se deve às suas demandas crescentes e disponibilidade de recursos hídricos que, diferentemente da maior parte dos países mais desenvolvidos, ainda não foram extensamente explorados. Vale destacar que cerca de 60% da produção de hidreletricidade esteve concentrada nos seis maiores produtores após 2010, conforme ilustrado na Figura 6.

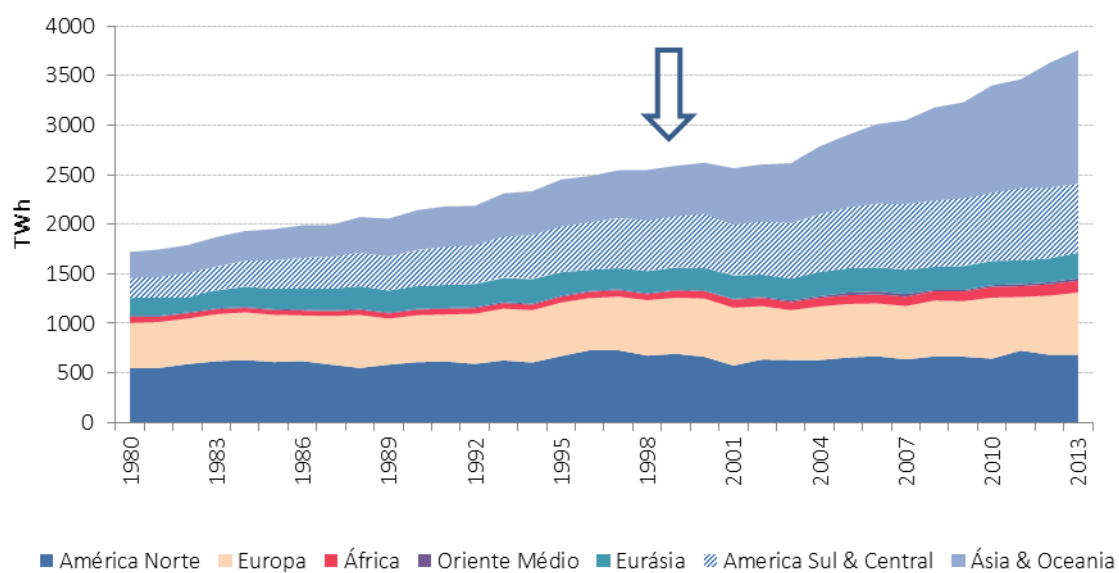


Figura 5 Produção hidrelétrica por regiões do mundo 1980-2013³

Fonte: Elaboração EPE, com base nos dados descritos em EIA (2016.)

³ Dados de produção hidrelétrica para todas as regiões do mundo estão disponíveis até 2013

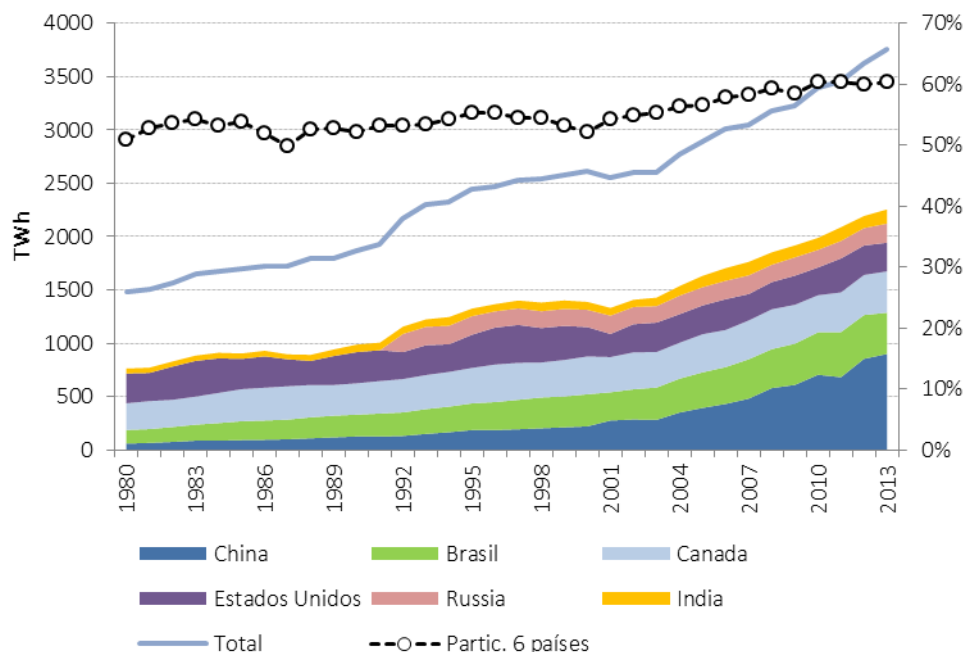


Figura 6 Produção hidrelétrica por países 1980-2014

Fonte: Elaboração EPE, com base nos dados descritos em EIA (2016).

Na Tabela 1 são listados os países com produção hidrelétrica superior a 50 TWh em 2013 e os correspondentes valores de participação hidrelétrica na matriz elétrica e fatores de capacidade médio. Pode ser observado que a participação desta fonte na matriz elétrica varia de 7% (Estados Unidos) a 96% (Noruega), chegando a 100% no caso do Paraguai. Estes valores decorrem da relação entre potencial hidrelétrico explorado e a demanda de energia elétrica de cada país.

Os fatores de capacidade médios apresentam também diferenças que não serão aqui discutidas detalhadamente. No entanto, pode-se observar que os menores fatores estão associados aos países com parque gerador com predominância térmica (como os Estados Unidos e Japão), enquanto que os países com predominância hidráulica, como Brasil, Canadá, Noruega, Venezuela e Paraguai, apresentam fatores de capacidade mais elevados. Parte destas diferenças pode ser justificada pela composição da matriz elétrica, que resulta numa operação hidrelétrica diferenciada, ou na base (elevado fator de capacidade) ou acompanhando a curva horária de carga (baixos fatores de capacidade). Vale ressaltar que estes fatores refletem a configuração do sistema elétrico de cada país naquele ano assim como as condições hidrológicas verificadas. Com a evolução do sistema elétrico, mudanças na composição do parque gerador e/ou na capacidade de

armazenamento do parque hidrelétrico podem se ocorrer e impactar a operação do parque hidrelétrico, com consequente alteração de seus fatores de capacidade.

Tabela 1 Maiores produtores de hidroeletricidade - 2013

País	Produção Hidro	Partic. Hidro	F. Capac
	TWh	%	%
China	900	17%	41%
Canadá	388	61%	59%
Brasil	387	72%	53%
Estados Unidos	269	7%	39%
Rússia	179	18%	43%
Índia	133	12%	35%
Noruega	127	96%	50%
Venezuela	83	69%	63%
Japão	77	8%	40%
França	70	13%	44%
Suécia	61	41%	44%
Paraguai	60	100%	78%
Turquia	59	26%	34%
Vietnã	57	47%	50%
Itália	52	19%	42%

Fonte: Elaboração EPE, com base em EIA (2016).

Tabela 2 Fatores de capacidade médios por região - 2012

Região	Fator de capacidade médio (%)
América do Norte	47
América Latina	56
Europa	39
África	48
Ásia e Oceania	38
Oriente Médio	18
Mundo	42

Fonte: Elaboração EPE, com base em EIA (2016).

A Tabela 2 apresenta estimativas de fatores de capacidade com base nas capacidades instaladas regionais e na geração anual em 2012.

Outra grande motivação para o desenvolvimento da hidreletricidade, além daquela de suprir a demanda de forma econômica e limpa, é a necessidade dos sistemas elétricos de serviços auxiliares e capacidade de armazenamento para viabilizar uma maior participação de fontes renováveis intermitentes sem comprometimento da confiabilidade da operação.

Fontes renováveis intermitentes têm se apresentado como alternativas para uma maior segurança energética para países com forte dependência de combustíveis fósseis, visto que os recursos são finitos e/ou, para países importadores, embargos e flutuações de preços indesejáveis podem ocorrer. Mas, fundamentalmente, a expansão de fontes renováveis intermitentes apresenta-se como alternativa para o atendimento da demanda sem emissões de gases de efeito estufa, principalmente naqueles países em que o potencial hidrelétrico já foi quase totalmente utilizado (como é o caso de alguns países europeus e Estados Unidos), ou o potencial é reduzido com relação à demanda a ser atendida (como é o caso da China, dentre outros).

Os parques eólicos são susceptíveis a reduções de capacidade de geração em qualquer momento do dia, pela eventual ausência de ventos, e as usinas solares fotovoltaicas não geram durante o período da noite, além de poderem apresentar variações de geração ao longo do dia em função da nebulosidade. Portanto, para garantir o atendimento à demanda em qualquer instante com o padrão de qualidade desejado (isto é, com variações de tensão e frequência dentro dos limites estabelecidos), é necessário uma fonte de geração de *back up*, capaz de assumir as oscilações positivas ou negativas das fontes de geração eólica e/ou solar fotovoltaica. Usinas hidrelétricas, pelas suas características operativas, são uma solução eficaz para mitigação das flutuações de geração típicas destas fontes renováveis. A capacidade de armazenamento das hidrelétricas, por sua vez, permite minimizar a produção de eletricidade a partir de fontes térmicas a combustíveis fósseis. Parques eólicos e/ou usinas solares fotovoltaicas, em condições mais favoráveis de ventos e/ou irradiação solar, podem maximizar sua oferta de eletricidade através da redução de geração das usinas hidrelétricas, que assim poupam a água armazenada em seus reservatórios, para posterior turbinamento, quando houver menor oferta eólica ou solar.

Usinas hidrelétricas reversíveis são outro tipo de tecnologia também capaz de prover os mesmos serviços ancilares e armazenamento das usinas hidrelétricas convencionais. Sua operação baseia-se no bombeamento da água de um reservatório inferior para um superior no período noturno (quando a demanda é baixa), para turbiná-

la durante o dia, nos horários de ponta. No contexto atual de mitigação de flutuações de geração de fontes renováveis intermitentes, as variações dos modos de operação, de bombeamento para turbinamento e vice-versa, ocorrem com mais frequência ao longo do dia.

Em 2010, usinas reversíveis representavam cerca de 99% da capacidade total de armazenamento a nível mundial, na época igual a 127.841 MW (EPRI, 2010), sendo 50 delas com potência instalada superior a 1000 MW. Em 2014, a capacidade instalada em usinas reversíveis já havia evoluído para cerca de 146 GW (REN 21, 2015).

Em países com potencial hidrelétrico reduzido ou inexistente ou naqueles em que o potencial hidrelétrico encontra-se praticamente explorado em sua totalidade, uma maior participação de fontes renováveis intermitentes pode ser viabilizada através de intercâmbios com países vizinhos que dispõem de potenciais hidrelétricos superiores às suas próprias demandas. É o caso da Noruega, que atualmente exporta para Dinamarca, país com maior participação eólica na matriz elétrica (cerca de 35% em 2013, (EIA, 2016)) e Holanda e, uma interligação com o Reino Unido está em estudo (através cabos submarinos, com 730 km de extensão e capacidade de 1400 MW (IHA, 2015)). A Islândia é outro país que vem paulatinamente explorando seu potencial hidrelétrico e geotérmico e, embora adotando uma política de desenvolvimento industrial, também analisa a possibilidade de exportação de eletricidade para o Reino Unido através de cabos submarinos.

A interligação entre países não é novidade, sendo adotada há décadas para otimizar o uso dos recursos energéticos de uma região e/ou para aumentar a confiabilidade da operação elétrica, ou mesmo promover o desenvolvimento regional (tendência que se verifica em maior escala nos países asiáticos). Estas interligações também podem surgir da necessidade e interesse no desenvolvimento de potencial hidrelétrico de rios fronteiriços, por exemplo, a usina hidrelétrica binacional de Itaipu (Brasil-Paraguai).

Portanto, são inúmeras formas e motivações para a expansão da hidreletricidade e um enorme potencial hidrelétrico a nível mundial ainda a ser explorado, embora a maior parcela esteja concentrada na Ásia, América do Sul e África.

A Figura 8 apresenta o potencial hidrelétrico técnico das seis regiões do mundo⁴ em termos de geração anual e capacidade instalada. O potencial técnico mundial de geração

⁴ América Latina inclui Américas Central e do Sul.

hidrelétrica foi estimado em 14.576 TWh/ano. Essa geração potencial corresponde a uma estimativa de capacidade instalada mundial de 3.761 GW, baseada em potenciais de geração regionais e fatores de capacidade regionais médios (Kumar *et al.*, 2011). Na Europa, restam apenas 47% do potencial teórico a ser aproveitado, enquanto que na África somente 8% do potencial teórico foi explorado.

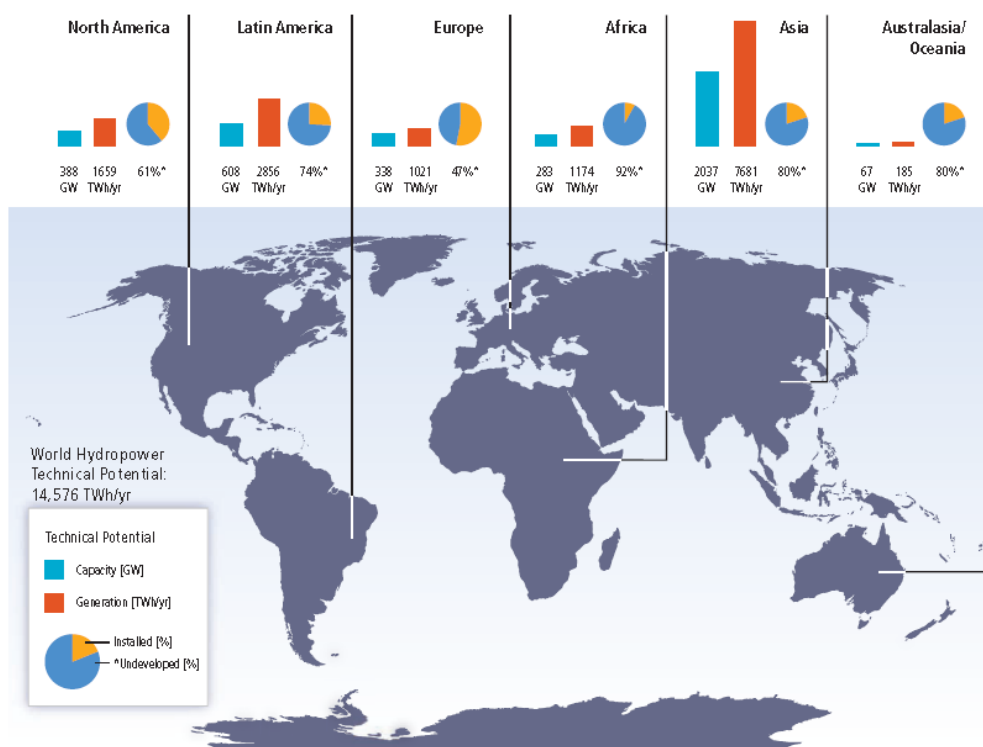


Figura 7 Potencial técnico hidrelétrico regional em termos de geração anual e capacidade instalada e o percentual de potencial técnico não desenvolvido em 2009

Fonte: IJHD (2010) apud Kumar *et al.* (2011)

2.3 Panorama Nacional

A hidreletricidade no Brasil remonta ao final do século XIX, com usinas de pequeno porte construídas próximas aos centros urbanos, com operação local e isolada. O primeiro empreendimento hidrelétrico construído no Brasil foi a Usina Hidrelétrica Marmelos Zero, no século XIX, localizada as margens do rio Paraíba, a 6 km da cidade de Juiz de Fora, no estado de Minas Gerais. Com 2 unidades geradoras fornecidas pela empresa americana Westinghouse, de 125 kW cada uma, a usina foi inaugurada no dia 5 de setembro de 1889 e operou até o ano de 1896. Foi um Marco da engenharia Nacional, considerada a primeira UHE da América do Sul. Restaurada pela CEMIG, foi tombada pelo Patrimônio Histórico

Artístico e Cultural em 1983, hoje se tornou Museu, mantido pela Universidade Federal de Juiz de Fora. À medida que se disseminava o uso da energia elétrica e com o desenvolvimento das tecnologias de geração e transmissão, usinas de maior porte foram sendo construídas e aos poucos sendo interligadas. Inicialmente, explorou-se o potencial hidrelétrico das regiões Sudeste e Sul, onde estavam e ainda estão localizados os maiores centros de consumo do país, e mais tarde a exploração do potencial hidrelétrico das regiões Nordeste e Norte.

O histórico de expansões hidrelétricas por região geográfica está ilustrado na Figura 8, onde pode ser percebido que expansões mais significativas ocorreram a partir da década de 50, quando houve uma decisão estratégica do governo brasileiro de explorar o vasto potencial hidrelétrico do país (MME/EPE, 2007b). As expansões foram particularmente significativas na década de 80, em consequência dos choques no preço do petróleo ocorridos na década de 70, quando grandes indústrias eletrointensivas começaram a se instalar no país. Ressalta-se o início da exploração do potencial hidrelétrico da região Norte a partir da década de 80. Nestas duas décadas, as expansões ocorreram, sobretudo através da construção de usinas hidrelétricas de grande porte, conforme pode ser observado no gráfico da Figura 9.

O parque gerador foi fundamentalmente desenvolvido por empresas estatais até a década de 90, quando foram realizadas reformas institucionais no setor elétrico para atrair o investidor privado. No entanto, devido às incertezas associadas ao novo marco regulatório, os investimentos nos anos que se seguiram foram modestos.

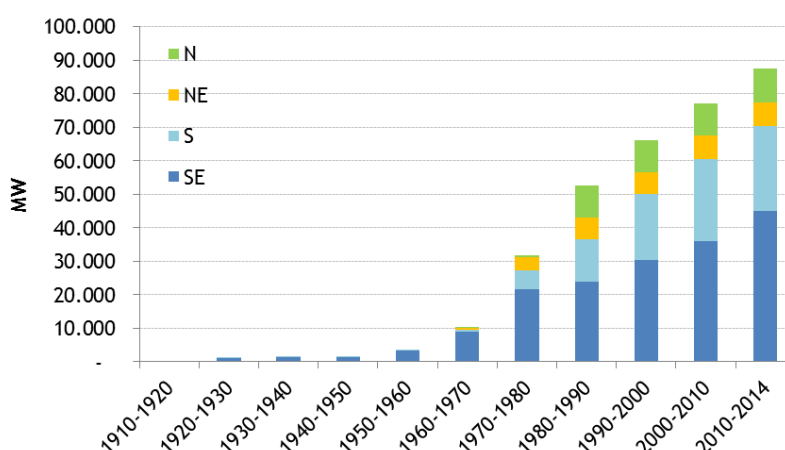


Figura 8 Evolução do parque hidrelétrico por região geográfica

Fonte: Elaboração EPE, com base em ANEEL (2016) e EPE (2015c).

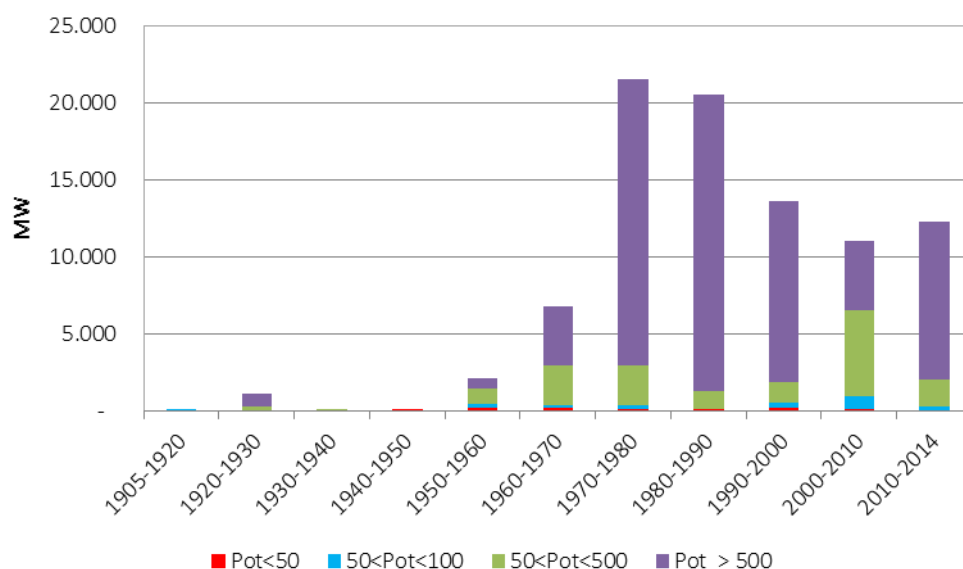


Figura 9 Expansões decenais do parque hidrelétrico por classe de potência

Fonte: Elaboração EPE, com base em ANEEL (2016) e EPE (2015c).

Racionamento 2001: Ao longo do período compreendido entre 1975 a 2014, conforme ilustrado na Figura 10, a capacidade instalada total foi bastante superior à demanda, até meados da década de 80, quando então passou a descarecer paulatinamente. Expansões quase exclusivamente hidrelétricas e modestas (iguais ou inferiores aos acréscimos de demanda) ocorreram na década de 90 e, quando afluências desfavoráveis começaram a evidenciar o início de um período crítico, esforços foram feitos por parte do governo federal para a construção de usinas termelétricas a gás natural⁶ e, posteriormente, termelétricas a óleo combustível para operação em caráter emergencial. As expansões tardias e aquém dos montantes necessários para acompanhar o crescimento da demanda resultaram numa operação com maior utilização da energia armazenada nos reservatórios hidrelétricos. A severidade da crise hídrica combinada com a insuficiente energia armazenada nos reservatórios e geração termelétrica de *backup* (com relação à demanda da época), resultou então no racionamento de energia decretado pelo governo federal em 2001.

⁶ Através do decreto No.3.371/2000 foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), concedendo alguns incentivos para a construção de projetos termelétricos a gás natural.

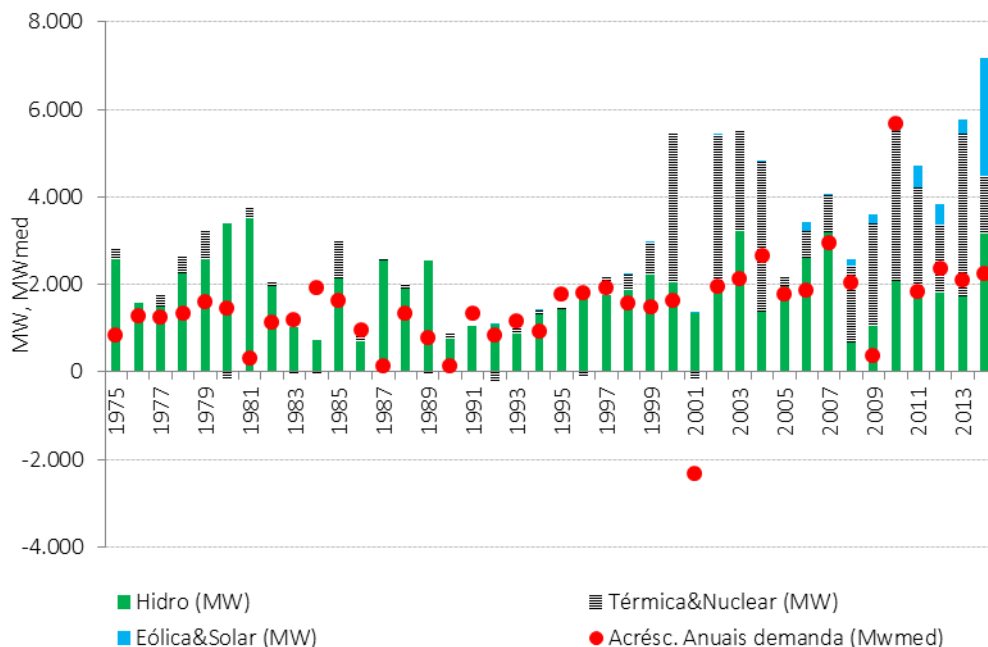


Figura 10 Evolução do parque gerador 1975-2014

Fonte: Elaboração EPE com base nos dados de EPE (2015a)

Evolução do parque gerador pós-acionamento: Com a reforma do marco regulatório em 2004⁷, houve uma retomada das expansões de usinas hidrelétricas e termelétricas, além da introdução da geração eólica no parque gerador brasileiro, conforme pode ser observado na Figura 11. Destaca-se que, a participação de hidrelétricas na capacidade instalada total do parque gerador reduz de quase 80% em 2005 para cerca de 67% em 2014 e, em termos de geração, sua participação na matriz elétrica reduz de 83% para 63% no mesmo período (Figura 12). No triênio 2013 a 2015 verifica-se outro período de hidrologia desfavorável, porém, em função da maior participação da geração termelétrica

7 Com o objetivo de garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica, um novo modelo para o setor foi implantado em 2004 (Leis nº 10.847 e 10.848), retomando para o Estado o papel de coordenador e planejador setorial e introduzindo o conceito de leilões competitivos como forma de negociar contratos de compra e venda de energia. Foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para realizar os estudos de planejamento de expansão de curto e longo prazos, com base nos quais o governo define sua política energética, que é perseguida por meio dos leilões de energia. Com este novo modelo, foi possível promover expansões importantes do parque gerador brasileiro, como a construção de usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, e a usina de Belo Monte, no rio Xingu (em fase final de construção).

e eólica, assim como os reforços no sistema de transmissão (cerca de 25.000 km entre 2011 a 2014), conforme mostrado na Figura 13, que combinados com a crise econômica (e, conseqüente redução de demanda), pode-se evitar novo racionamento.

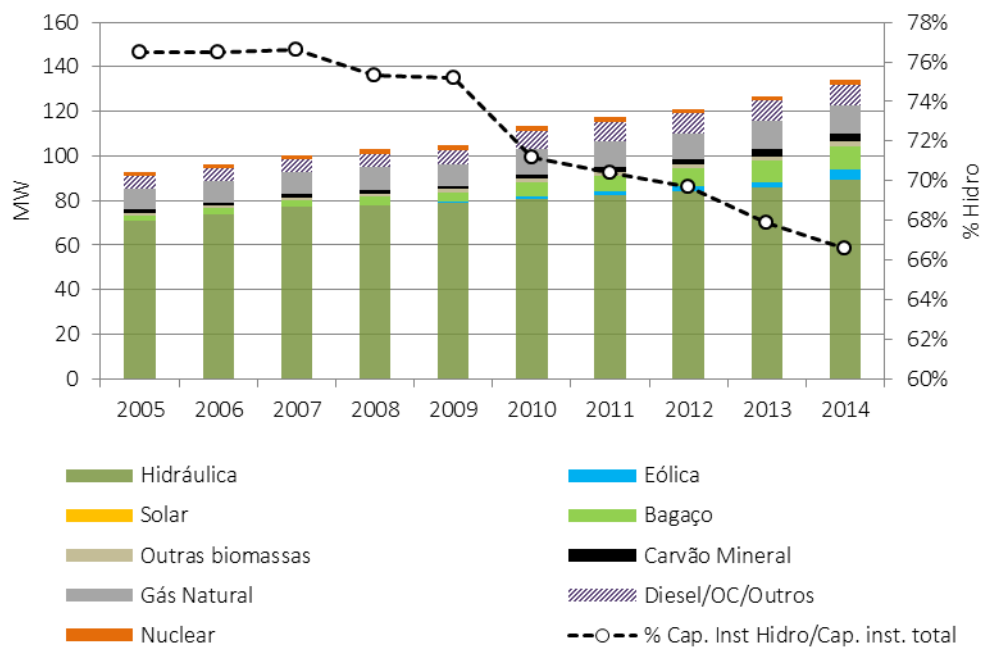


Figura 11 Parque gerador SIN 2005-2014

Fonte: Elaboração EPE com base nos dados de EPE (2015a)

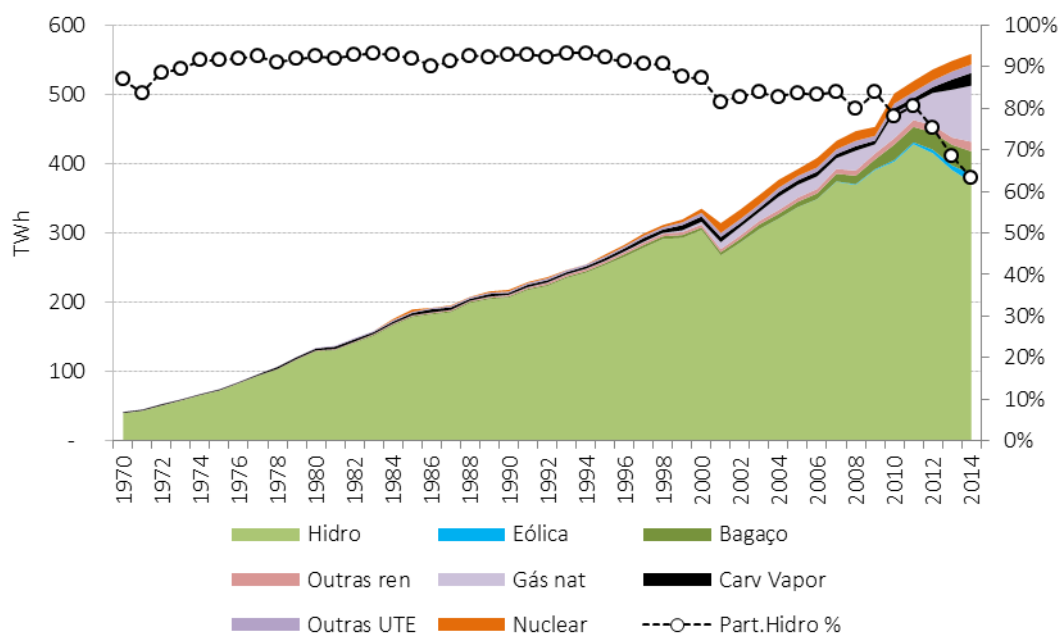
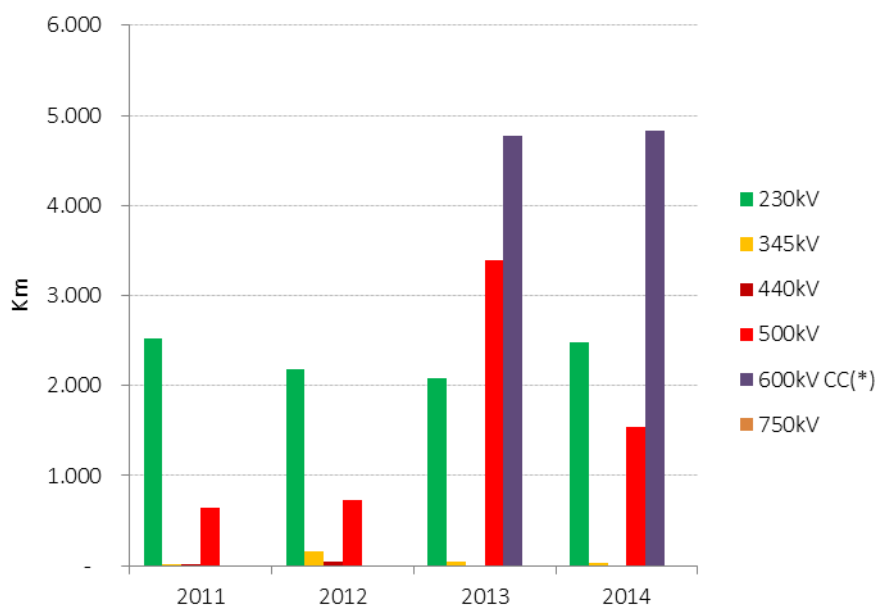


Figura 12 Geração por fonte e participação hidro (%) na matriz elétrica

Fonte: Elaborado a partir de EPE (2015d).



Nota: (*) A extensão dos circuitos 600kV CC correspondem à extensão de cada bipolo, sendo que pode haver operação independente por polo.

Figura 13 Expansão de LTs acima 230 kV

Fonte: Elaboração EPE com base nos dados do ONS (2016).

O fator de capacidade médio das UHE, que oscilava em torno de 55%, caiu para 48% em 2014 (Figura 14), em função de condições hidrológicas desfavoráveis.

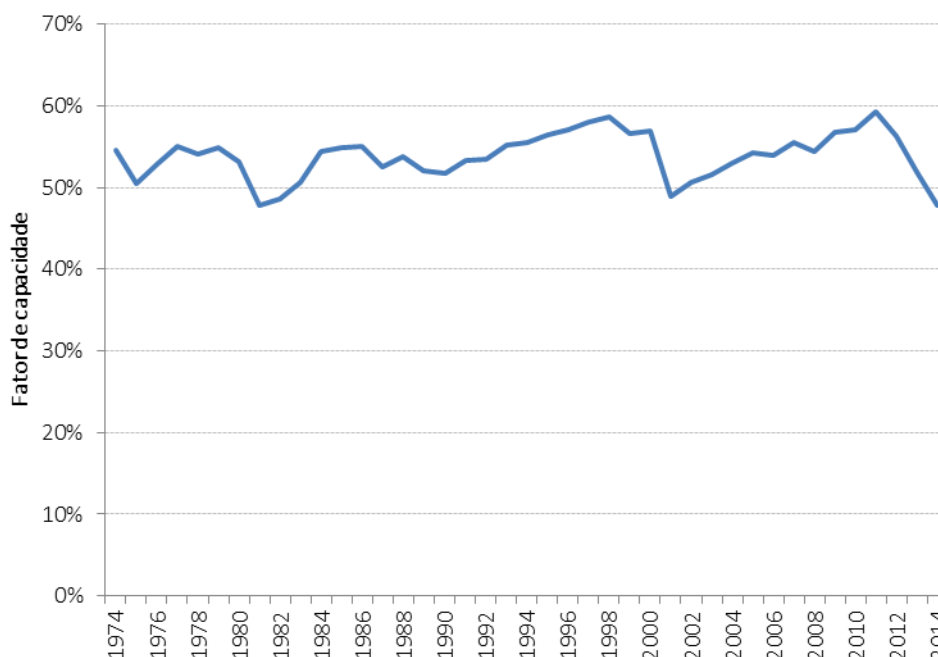


Figura 14 Evolução do fator de capacidade do parque hidrelétrico

Fonte: Elaborado a partir de EPE (2015c).

A expansão do parque instalado é contratada com antecedência para atendimento das necessidades futuras de consumo, considerando o prazo para implantação dos empreendimentos. Em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, o Brasil realiza leilões para compra de energia nova com três e cinco anos de antecedência. A região Norte é onde deverá ocorrer a maior expansão hidrelétrica no médio prazo, com a entrada em operação de grandes empreendimentos como a usina hidrelétrica de Belo Monte (EPE, 2015b).

3 LEVANTAMENTO DE RECURSOS E RESERVAS

Atualmente, o desenvolvimento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica brasileira requer uma série de estudos, os quais são realizados em cinco etapas (MME, 2007): (i) estimativa do potencial hidrelétrico; (ii) inventário hidrelétrico; (iii) estudo de viabilidade; (iv) projeto básico e; (v) projeto executivo.

Na primeira etapa, a estimativa do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica é feita com base em dados disponíveis, sem levantamentos detalhados e investigações *in*

situ. Trata-se de uma análise preliminar das características da bacia hidrográfica, incluindo os aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, para avaliar seu potencial e estimar os custos de seu aproveitamento. Os resultados dessa etapa apresentam grandes incertezas e são, portanto, indicativos.

Na etapa seguinte, do inventário hidrelétrico, faz-se a concepção e análise de diversas alternativas de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica. As alternativas são formuladas buscando o pleno aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia, a partir de combinações de diferentes projetos hidrelétricos, variando a seleção de eixos de barramento e níveis dos reservatórios. As alternativas formuladas são objeto de levantamentos de campo e estudos de pré-dimensionamento, sendo então comparadas segundo critérios econômicos, energéticos e socioambientais. Ao final, seleciona-se aquela que apresenta melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais.

Em paralelo é realizada a Avaliação Ambiental Integrada – AAI, na qual são analisados os efeitos cumulativos e sinérgicos dos impactos associados ao conjunto de aproveitamentos da alternativa selecionada na bacia hidrográfica e estabelecidas diretrizes e recomendações que poderão subsidiar os processos de licenciamento ambiental de seus aproveitamentos.

Após a aprovação do inventário hidrelétrico, cada aproveitamento, individualmente, a depender de sua atratividade, será objeto de estudos de viabilidade, visando um maior detalhamento e otimização do projeto, bem como seus custos. Juntamente com os estudos de viabilidade, desenvolve-se o estudo de impacto ambiental, que irá fundamentar o processo de obtenção da licença ambiental prévia⁸ e detalhar os planos, programas e medidas de caráter socioambiental. Concluída essa etapa e após aprovação da ANEEL, os projetos podem ser submetidos aos leilões de energia elétrica, onde a concessão do empreendimento será disputada visando a comercialização dessa energia.

⁸ A licença prévia (LP) deve ser solicitada ao órgão ambiental responsável na fase dos Estudos de Viabilidade (Decreto Nº 8.437/2015). Essa licença não autoriza a instalação do projeto, e sim aprova a viabilidade ambiental do projeto e autoriza sua localização e concepção tecnológica. Além disso, estabelece as condicionantes a serem consideradas no desenvolvimento do projeto executivo.

Após o processo de outorga de concessão, elabora-se o Projeto Básico do aproveitamento hidrelétrico⁹, detalhando-se suas características técnicas e programas socioambientais e cumprindo as condicionantes necessárias à obtenção da licença de instalação¹⁰.

Finalmente, como última etapa para implantação de um aproveitamento hidrelétrico, desenvolve-se o Projeto Executivo, que consiste no detalhamento das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos, assim como a definição de medidas necessárias à implantação do reservatório.

Concluída a etapa de implantação do empreendimento, a licença de operação (LO) deve ser solicitada antes do mesmo entrar em operação, pois é a que autoriza o início do funcionamento da usina. Sua concessão está condicionada à vistoria a fim de verificar se todas as exigências e detalhes técnicos descritos no projeto aprovado foram desenvolvidos e atendidos ao longo de sua instalação e se estão de acordo com o previsto nas LP e LI.

O valor do potencial hidrelétrico brasileiro a ser aproveitado não pode ser considerado estático, principalmente num estudo de planejamento de longo prazo, podendo haver alguns aproveitamentos superdimensionados e outros subdimensionados, dependendo da evolução das hipóteses consideradas na concepção dos projetos. Desde a estimativa de potencial até a entrada em operação são necessários mais de dez anos (Figura 15).

9 As pequenas centrais hidrelétricas – PCH, aproveitamentos limitados a 30 MW, passam diretamente da etapa de inventário para Projeto Básico. Além disso, cumpre observar que os aproveitamentos com potência igual ou inferior a 50 MW, inclusive PCH, podem ser outorgados diretamente pela ANEEL, não participando necessariamente de leilão de energia nova.

10 A licença de instalação (LI) autoriza o início das obras de implantação do empreendimento.

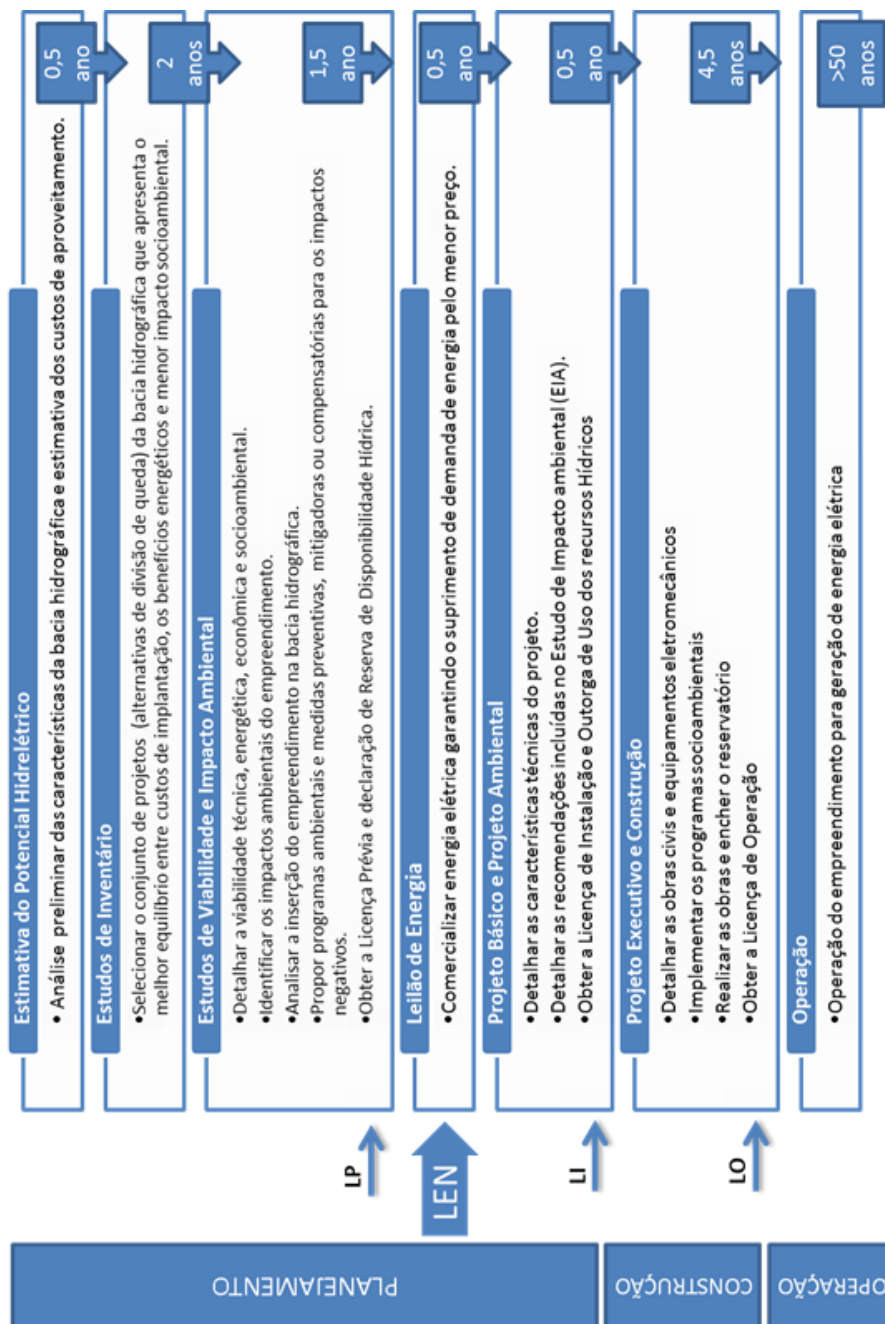


Figura 15 Etapas de implantação de uma usina hidrelétrica

Fonte: Elaborado a partir de EPE (2010)

3.1 Potencial de conversão da fonte primária em energia elétrica – UHEs e PCHS

No PNE 2030 (MME/EPE, 2006), foi indicado um potencial hidrelétrico brasileiro de cerca de 251 GW (excluindo as usinas de ponta). Após esta publicação, novos inventários foram realizados e outros revisados, aumentando a acurácia e a confiabilidade do potencial hidrelétrico.

Tabela 3 Potencial hidrelétrico por região hidrográfica (inclui PCHs) Fonte: EPE

Região Hidrográfica	Operação 2016 (GW)	Potencial Inventariado (GW)	Potencial Hidrelétrico Total (GW)	Aproveitado (%)
Amazônica	21,9	35,4	57,3	8%
Tocantins-Araguaia	13,4	9,4	22,8	59%
Atl. Nordeste Ocidental	0,0	0,1	0,1	0%
Parnaíba	0,2	0,6	0,9	28%
Atl. Nordeste Oriental	0,0	0,0	0,1	33%
São Francisco	10,7	3	13,7	78%
Atlântico Leste	1,3	1,7	2,9	44%
Atl. Sudeste	5,5	3,6	9	57%
Atlântico Sul	5	1,2	6,3	80%
Paraguai	1,1	0,8	2	58%
Paraná	35,1	7,7	42,8	82%
Uruguai	10,4	4,2	14,6	70%
Total	104,6	67,7	172,4	50%

Os valores de Fonte: Elaboração EPE

Com base nas informações descritas no “Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas - Versão de 31/05/2013 ”Banco de Informações da Geração (consulta online em 15/07/2013 e atualização das UHEs com entrada em operação até maio de 2016), dados elaborados pela ANEEL e disponíveis em seu portal, a EPE relacionou um potencial hidrelétrico de 172 GW, que considera os aproveitamentos hidrelétricos (UHEs e PCHs) em operação ou em construção, assim como aqueles inventariados. Apesar da possibilidade de que novos inventários sejam desenvolvidos ou revisados ao longo do tempo, para fins de cômputo do potencial hidrelétrico brasileiro optou-se por desconsiderar o potencial estimado anteriormente (ELETROBRAS, 1994), dada a elevada incerteza a ele associada. Sendo assim, não é possível fazer uma

comparação direta entre o potencial levantado em estudos anteriores com o levantamento aqui apresentado. A distribuição desse potencial por região hidrográfica está ilustrada na Figura 16 enquanto na Tabela 3 uma descrição sucinta é apresentada.

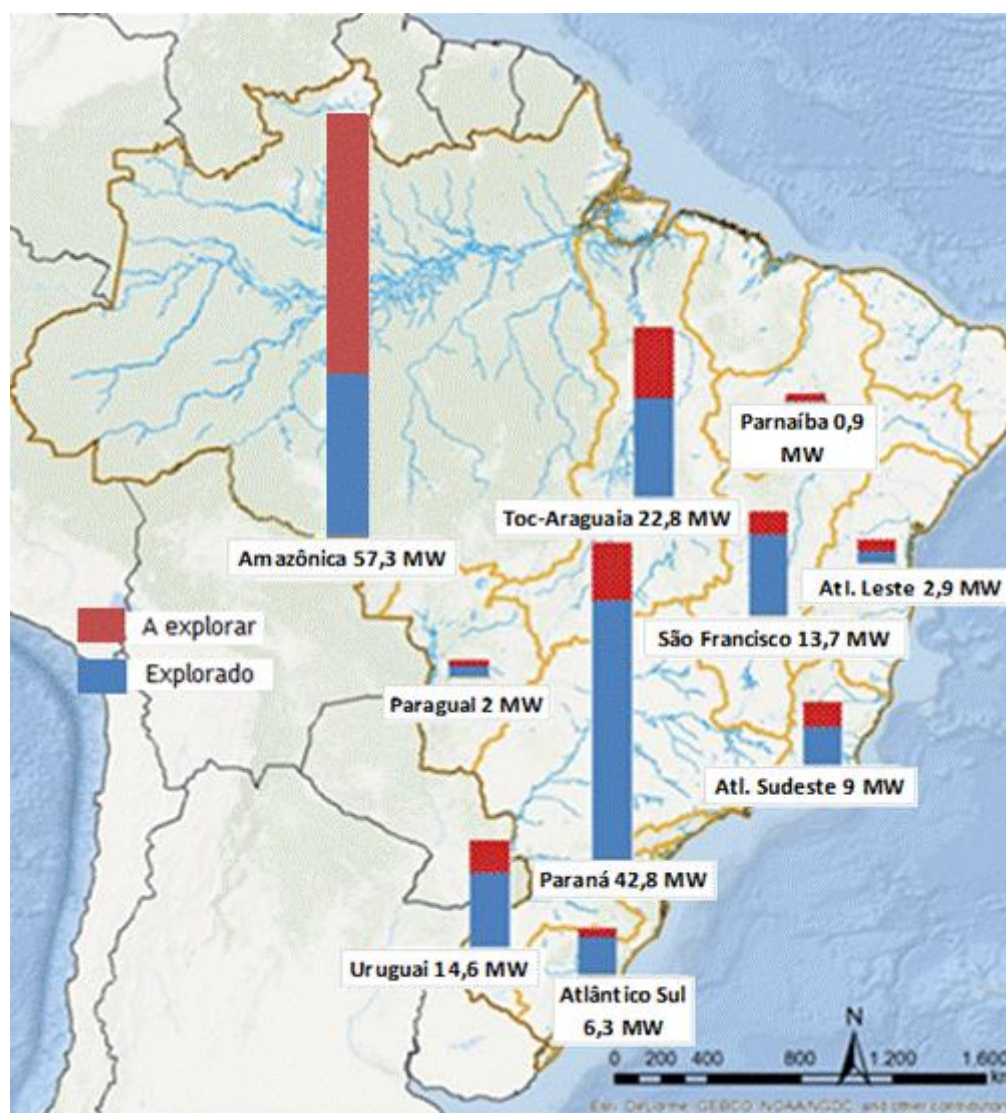


Figura 16 Potencial hidrelétrico por região hidrográfica

Fonte: Elaboração EPE com base em Aneel (2013)

Com relação ao aproveitamento futuro do potencial inventariado, merece destaque o fato de a maior parte estar localizado nas regiões hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia, onde há grandes extensões de áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas e terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos).

3.2 Potencial de conversão da fonte primária em energia elétrica – UHEs Reversíveis

Em relação ao potencial de aproveitamento de hidrelétricas reversíveis no Brasil, o último levantamento foi realizado em 1991, pela Eletrobrás. No estudo intitulado "Levantamento do Potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis", foram analisadas as regiões sul, sudeste e nordeste do país, nas quais foram identificados 642 projetos que somavam uma potência de 1.355 GW. A distribuição deste potencial por estado vista é detalhada na Tabela 4.

Tabela 4 Potencial de usinas hidrelétricas reversíveis.

Região/Estado	% Total	Potência Média por Projeto (MW)
Sudeste	52%	1.860
Sul	23%	2.311
Nordeste	25%	2.041

Trata-se, entretanto, de potenciais estimados há mais de 20 anos e, portanto, devem ser considerados com cautela. Novas metodologias de avaliação e restrições socioambientais devem resultar em valores de potenciais distintos e mais conservadores.

4 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DO RECURSO PRIMÁRIO EM ENERGIA ELÉTRICA

4.1 Princípios de funcionamento

A energia hidráulica provém da irradiação solar e da energia potencial gravitacional. O sol e a força da gravidade condicionam a evaporação, a condensação e a precipitação da água sobre a superfície da Terra. O desnível entre volumes de água (queda) proporcionado pelo relevo da superfície terrestre representa assim um potencial energético que pode ser aproveitado pelas usinas hidrelétricas. Assim a potência de uma usina hidrelétrica pode ser obtida por:

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

onde:

P = potência elétrica nos bornes do gerador [W]

ρ = massa específica da água [kg/m³]

g = aceleração da gravidade local [m/s²]

Q = Vazão turbinada [m³/s]

H = Queda líquida (diferença entre os níveis de montante e jusante, descontadas as perdas de carga no circuito de geração) [m.c.a.]

η = rendimento do conjunto turbina-gerado

Uma usina hidrelétrica é composta, basicamente, de barragem, sistemas de captação e adução de água, casa de força e vertedouros. Cada um dessas partes demanda obras e instalações que devem ser projetadas para um funcionamento conjunto¹¹.

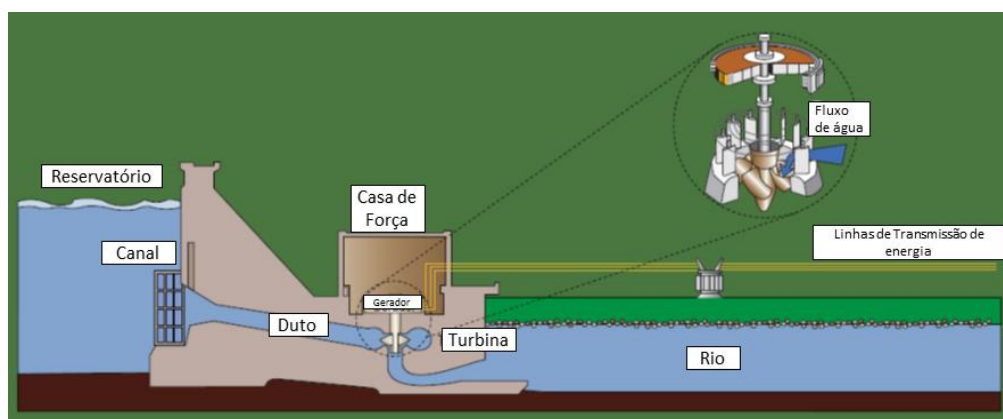


Figura 17 Perfil esquemático de usina hidrelétrica

Fonte: ANEEL (2008)

A barragem interrompe o curso normal do rio, formando, na maioria das vezes, um lago artificial denominado reservatório. A barragem proporciona desnível de água (queda) criando assim um potencial energético, além de realizar em alguns casos a regularização da vazão por meio do armazenamento de água. A localização do eixo da barragem e do circuito de geração é um dos critérios mais importantes para a escolha do arranjo mais econômico em rios que tem desníveis concentrados, como saltos, cachoeiras

¹¹ Este item baseia-se em Tolmasquim (2005) e MME (2007).

ou corredeiras. Em geral, nestes casos, o eixo da barragem deve ficar localizado à montante da queda concentrada de maneira a reduzir a altura das estruturas e, portanto, o custo do empreendimento.

Tradicionalmente os arranjos dos barramentos contemplam diversas alternativas de construção, como por exemplo: barragem de terra, de enrocamento, tipo mista em terra/enrocamento, ou mesmo em concreto, atualmente muito comum o uso de concreto compactado com rolo – CCR. Sua escolha se dá de acordo com a conformação do vale onde será localizado seu eixo, custos estimados, disponibilidade de materiais naturais, entre outros.

O arranjo e concepção do circuito hidráulico de geração e estruturas dependem das características topográficas e geológicas do local de construção, bem como das características operacionais.

As dimensões do circuito hidráulico de geração são determinantes para a concepção do arranjo geral da usina. Da Figura 13 a Figura 18 estão alguns exemplos de diferentes tipos de circuitos hidráulicos, onde as estruturas estão dispostas de forma a definir um conjunto que resulte em menores volumes de obras e ao mesmo tempo, maximizar a geração energética.

A água captada no reservatório pela tomada d'água é levada até as turbinas localizadas na casa de força, por meio de túneis, canais, condutos metálicos ou pela própria passagem hidráulica da turbina como é o caso das turbinas Bulbo e Kaplan de caixa semi-espiral.

De forma a evitar riscos de obstrução e danos pela entrada de corpos estranhos nas máquinas, são normalmente previstas grades na tomada d'água com sistema de limpeza.

A casa de força abriga as unidades geradoras bem como os equipamentos auxiliares como sistemas de resfriamento, filtros, acumuladores de óleo, possuindo ainda equipamentos destinados aos serviços de montagem e desmontagem das unidades geradoras.

Para realizar a manutenção das máquinas, são utilizadas comportas ensecadeiras dispostas a montante e a jusante, permitindo a atuação do sistema de esgotamento.

Para eventual risco de falha na parada da máquina ou fechamento do distribuidor da turbina, utiliza-se ainda um órgão de guarda capaz de cortar o fluxo de água em condições acidentais, como válvula borboleta, válvula esférica, comporta vagão, comporta cilíndrica, dentre outros meios.

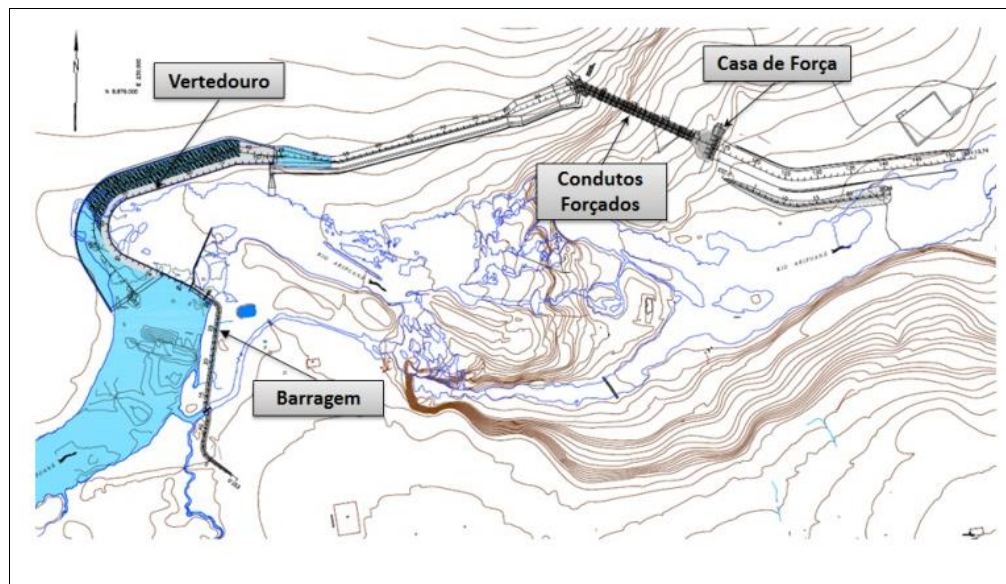


Figura 18 Arranjo da UHE Dardanelos

Fonte: PCE/LEME (2004)

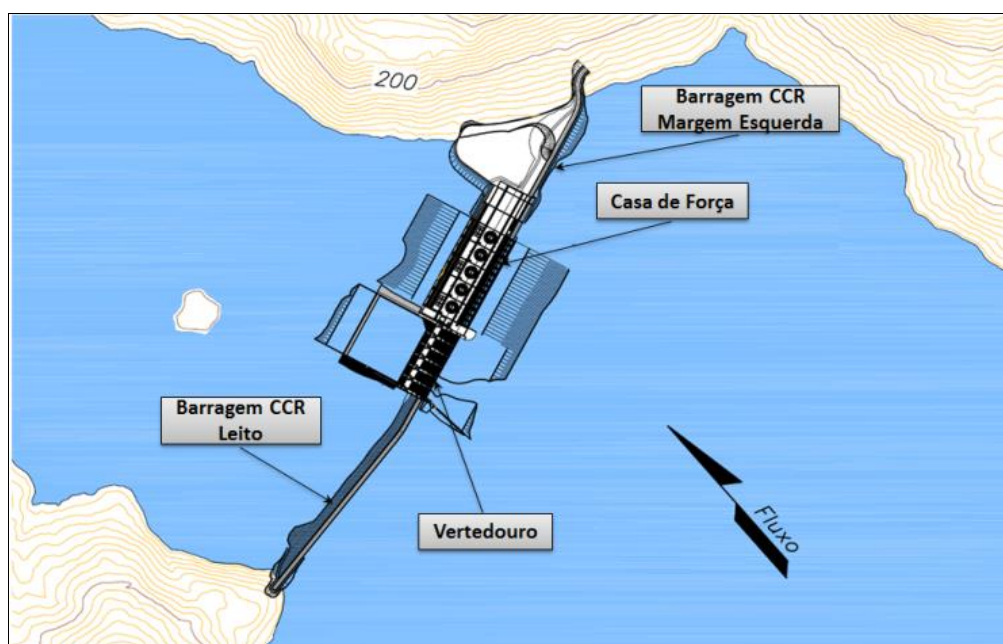


Figura 19 Arranjo da UHE São Manoel

Fonte: EPE/LEME (2011)

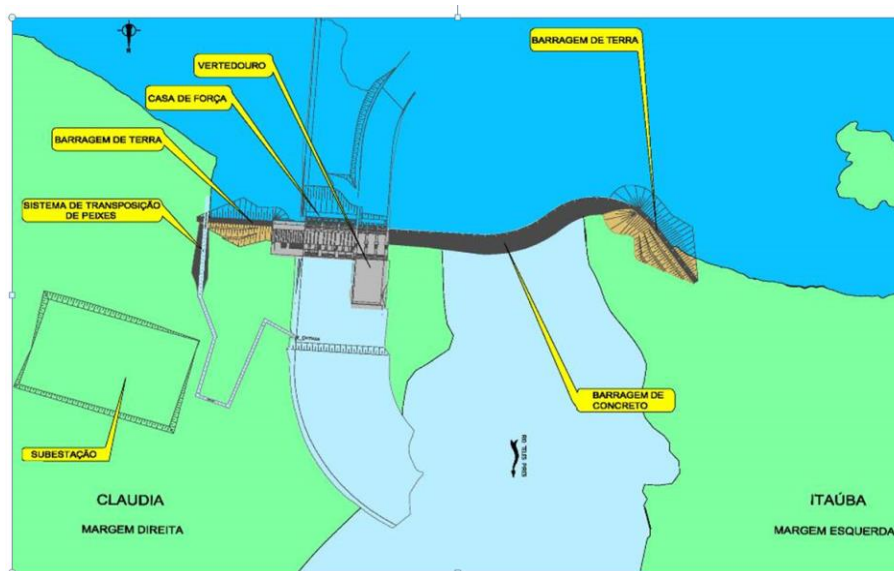


Figura 20 Arranjo da UHE Sinop

Fonte: EPE/Themag (2010)

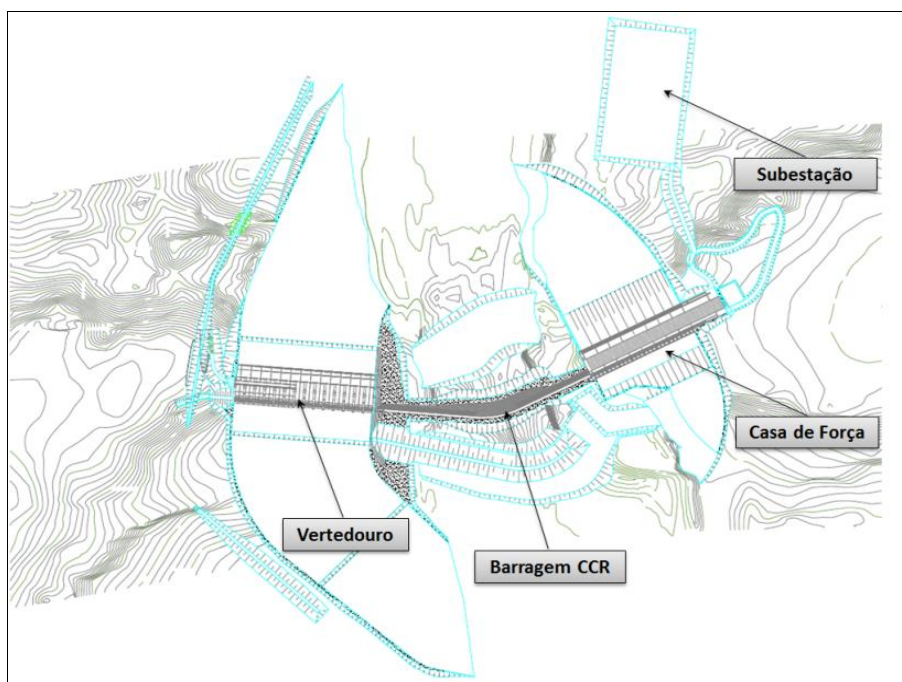


Figura 21 Arranjo da UHE Estreito

Fonte: CNEC/Intertechne (2007)

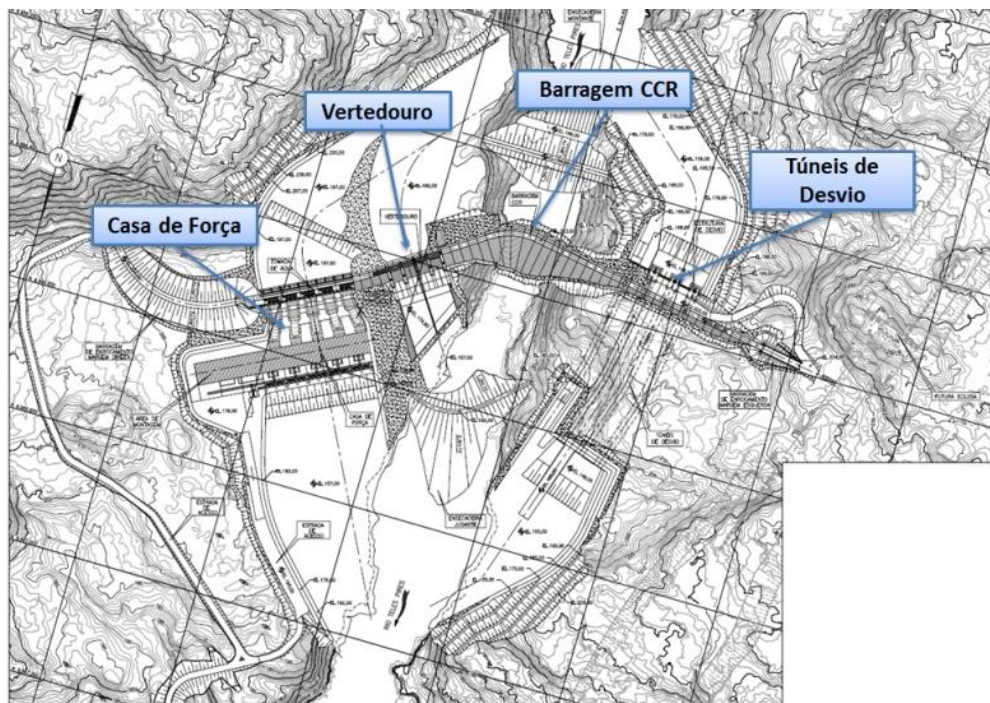


Figura 22 Arranjo da UHE Teles Pires

Fonte: PCE/Intertechne (2010)

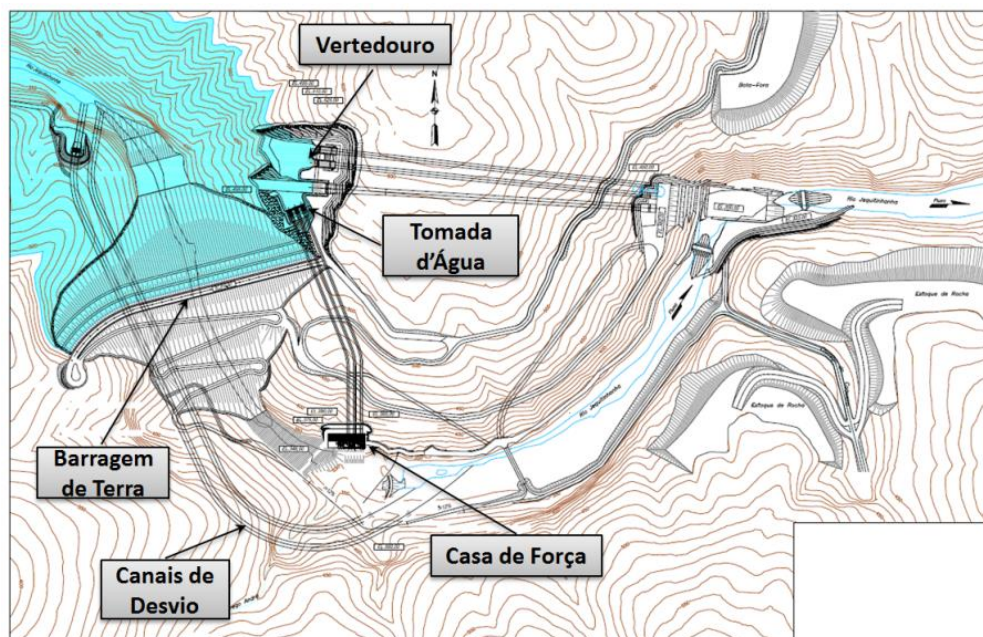


Figura 23 Arranjo da UHE Irapé

Fonte: LEME/Intertechne (2000)

Para o caso de vazões do rio superiores a capacidade de armazenamento e de engolimento das máquinas, utiliza-se o vertedouro permitindo a descarga da água caso os níveis do reservatório ultrapassem os limites recomendados.

A turbina é o equipamento que realiza a conversão da energia potencial hidráulica proveniente do desnível d'água em potência mecânica de eixo, a ser utilizada pelo gerador para conversão em energia elétrica. Nela, a água é conduzida pelas passagens hidráulicas, onde passa pelas pás do rotor produzindo torque (transmitido ao eixo sob rotação constante), e escoa pelo tubo de sucção até a saída a jusante.

O rendimento associado a esta conversão de energia está intimamente relacionado a geometria das passagens hidráulicas de cada turbina e a cada condição de níveis d'água e vazão, em que a máquina opera. A Figura 25 ilustra o mapeamento típico do rendimento para uma turbina Francis, em função da queda líquida e da vazão, denominado diagrama de colina, onde é possível observar linhas de iso-rendimento (em preto) e a condição ótima de vazão e queda (ponto de máximo rendimento).

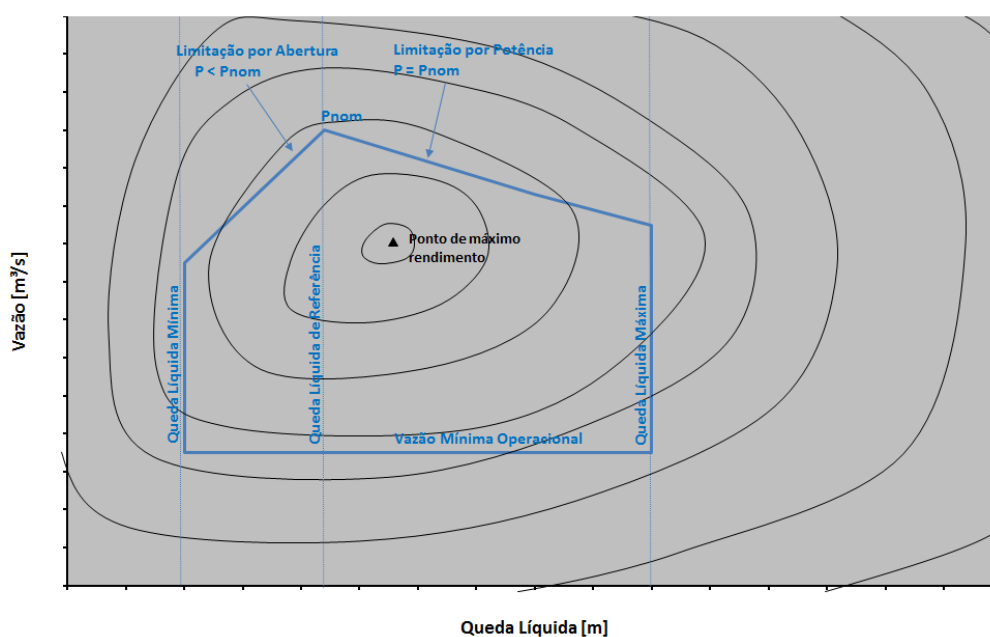


Figura 24 Diagrama de Colina Típico – Turbina Francis

Fonte: Elaboração própria

A delimitação em azul representa a faixa operacional da turbina, possuindo limites horizontais pelas quedas líquidas máxima e mínima e limites verticais pela vazão mínima (limitação inferior) e pela potência máxima na respectiva queda (limitação superior).

Denomina-se queda líquida de referência ou queda líquida nominal a menor queda em que a turbina é capaz de suprir sua potência nominal.

Para quedas líquidas inferiores a queda de referência a potência máxima é usualmente limitada pela abertura do distribuidor e/ou rotor para o caso de turbinas Kaplan e Bulbo, enquanto que para quedas superiores a queda de referência, a potência é usualmente limitada pela potência nominal da turbina ou gerador.

Ainda que dentro dos limites aceitáveis de quedas líquidas, para vazões elevadas, o escoamento atinge grandes velocidades na região do rotor, gerando baixa pressão podendo assim resultar em cavitação com um possível potencial de danos estruturais e influência sobre o desempenho do equipamento. A submergência, traduzida pela diferença entre o nível d'água de jusante e o rotor, influencia diretamente o surgimento deste tipo de cavitação, mas por outro lado, pode ter efeito importante sobre os custos de obras civis.

Em condições de operação suficientemente longe das condições ideais, como em cargas parciais, não somente há perda de rendimento como podem ocorrer ainda instabilidades no escoamento como vórtices e pulsação de pressão periódica, prejudiciais a integridade estrutural do equipamento e da casa de força.

Seja pela variação de demanda de energia ou pelo próprio regime sazonal de vazões do rio, turbinas hidráulicas são máquinas sujeitas a variação das condições operativas, refletidas em variação do comportamento para cada situação, a depender de sua geometria. Desta forma o rendimento da unidade geradora (turbina e gerador) é variável de usina para usina, sendo atualmente praticados valores médios entre 85% e 93%.

As turbinas hidráulicas podem ser classificadas quanto a posição do eixo (horizontal, vertical, inclinado), tipo de rotor (Francis, Kaplan, Hélice, Pelton, Michell-Banki, Turgo), direção do escoamento (axial, radial, diagonal, tangencial), transformação de pressão no rotor (ação, reação), faixa de quedas (alta, média, baixa), controle de vazão (simples regulação, dupla regulação), formato, tipo de desmontagem dentre outras classificações.

Alguns dos tipos mais comuns utilizados para usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH), segundo nomenclatura praticada no mercado, são listadas a seguir:

- Turbina Francis Simples Horizontal;
- Turbina Francis Dupla (Gêmea) Horizontal;
- Turbinas Francis Vertical;
- Turbina Francis Horizontal de Caixa Aberta;
- Turbina Francis Vertical de Caixa Aberta;

- Turbina Kaplan Vertical, com caixa espiral metálica;
- Turbina Kaplan Vertical, com caixa semi-espiral de concreto;
- Turbina Hélice Vertical;
- Turbina Hélice Horizontal;
- Turbina Bulbo Horizontal (rotor Kaplan);
- Turbina Poço Horizontal (rotor Kaplan);
- Turbina Kaplan “S” Horizontal, com gerador a montante;
- Turbina Kaplan “S” Horizontal, com gerador a montante;
- Turbina SAXO vertical (rotor Kaplan);
- Turbina Pelton Vertical;
- Turbina Pelton Horizontal;
- Turbina Michell-Banki (Ossberger).

Os rotores Kaplan são empregados em usinas de baixa queda e possuem pás móveis, acionadas normalmente através de sistema de óleo pressurizado e mecanismo interno ao rotor. O ajuste do ângulo das pás para cada condição de abertura do distribuidor e queda, faz com que seu rendimento seja mais robusto frente à variação de condições operativas (curva de rendimento “*flat*”), comparado a rotores com pás fixas.

A escolha do tipo de turbina para cada usina hidrelétrica envolve diversos fatores como desempenho e flexibilidade operativa, custos, prazos, influência em outros equipamentos e obras civis e limitações tecnológicas, sendo o tipo mais adequado para cada usina encontrado em função de suas características específicas de quedas, níveis d’água, vazões, potências unitárias, qualidade da água, relevo local bem como a tecnologia dos fabricantes disponíveis.

Mesmo para um determinado tipo de turbina, são diversas as possibilidades construtivas, como seu tamanho e geometria, e as características de cada componente como o eixo, os mancais de guia, o mancal de escora, a divisão para transporte e tipo de desmontagem de cada componente, os materiais empregados, a pressão de óleo do sistema de regulação, a concepção do sistema distribuidor e o sistema de proteção contra sobrecarga, o tipo e posição da vedação de eixo, a concepção construtiva do rotor, palhetas diretrizes, pré-distribuidor e caixa espiral, válvulas de aeração, entres outros, fazendo com que cada empreendimento possua máquinas projetadas, fabricadas, transportadas, montadas e ensaiadas tendo em vista as condições específicas da usina, levando em conta

o melhor compromisso entre os custos, prazos, desempenho, vida útil e facilidades de manutenção.

Para grandes centrais hidrelétricas, é comum ainda a realização de desenvolvimento dedicado e ensaio de modelo reduzido da turbina, onde são verificados características hidráulicas de comportamento como o rendimento, potência, cavitação, disparo, estabilidade hidráulica, torques hidráulicos nas palhetas diretrizes e pás do rotor Kaplan (se aplicável), entre outras.

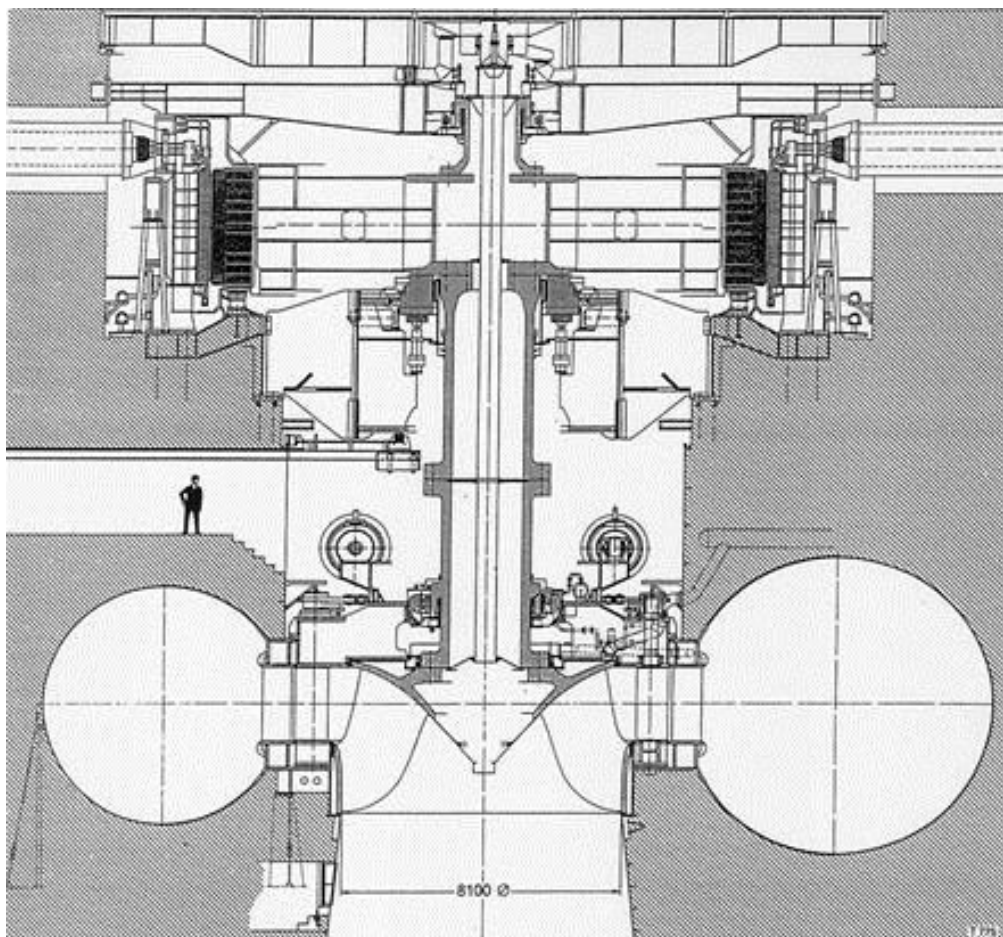


Figura 25 Corte transversal de Turbina Francis

Fonte: Toth (2014)

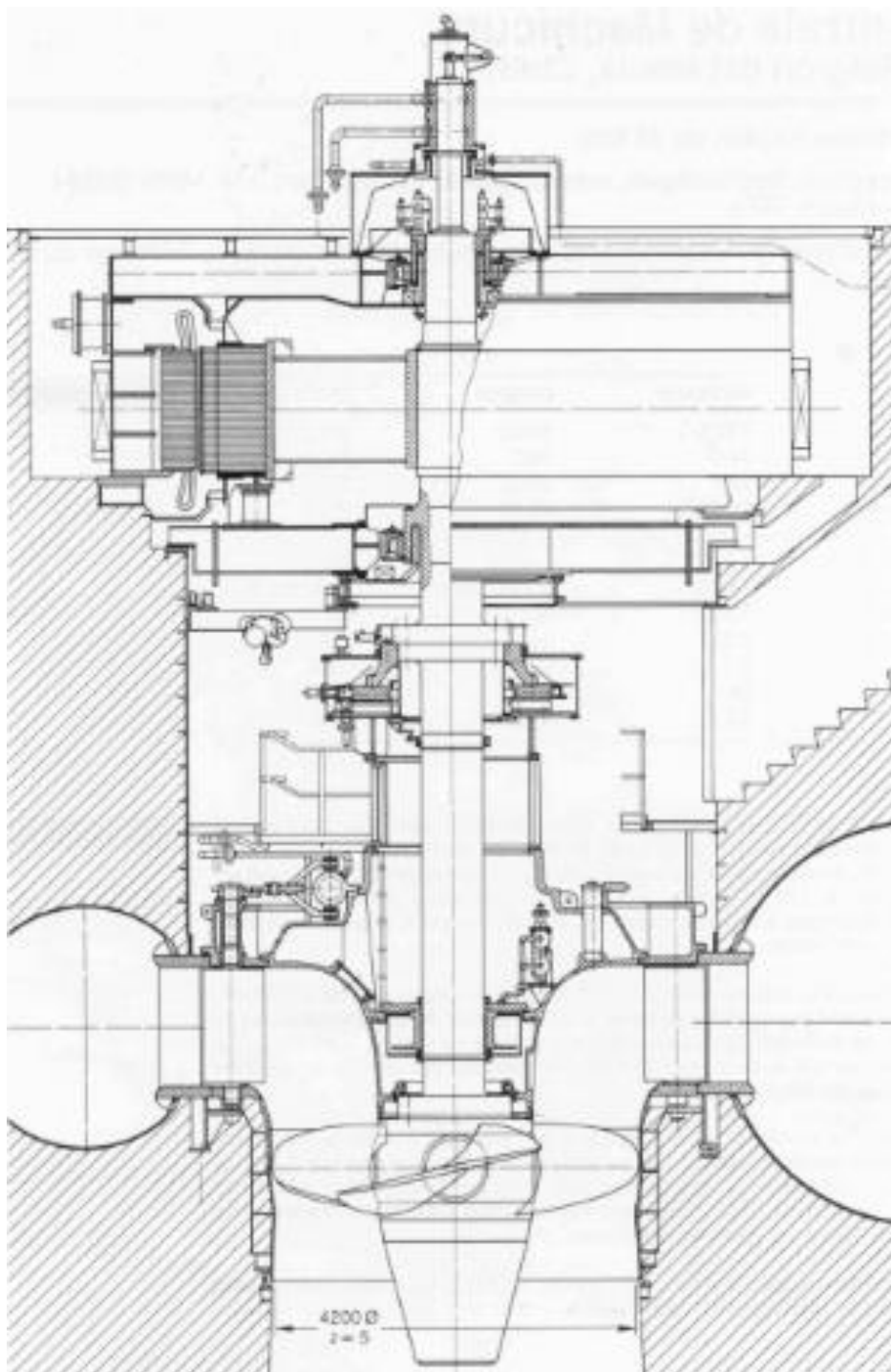


Figura 26 Corte transversal de Turbina

Fonte: NTNU (2016)

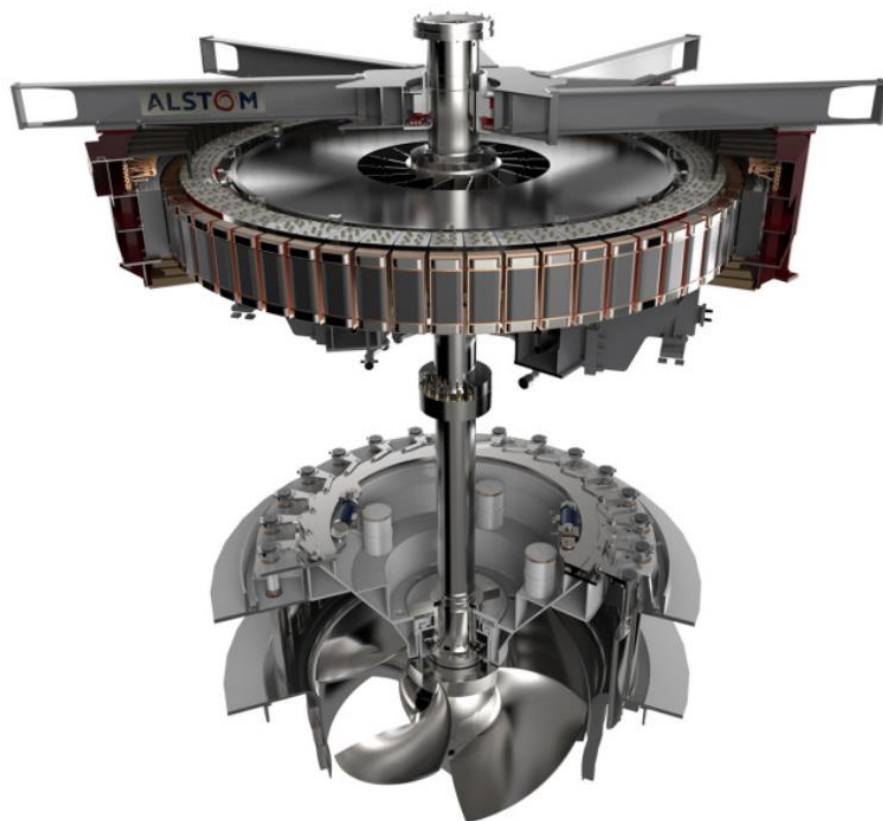


Figura 27 Exemplo Turbina Kaplan

Fonte: Alstom (2016)

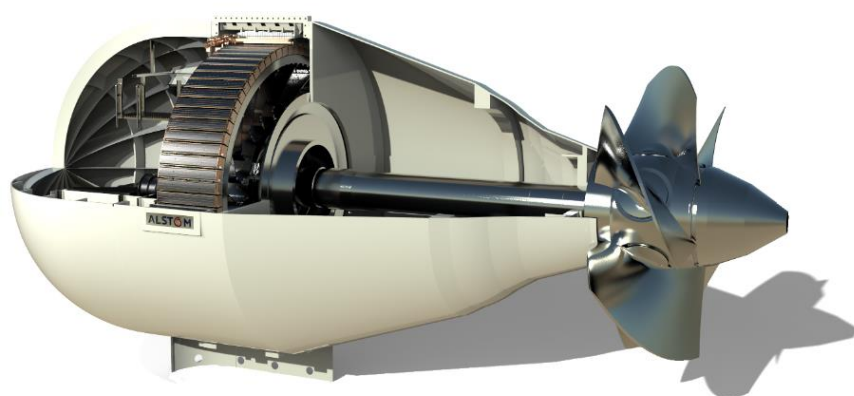


Figura 28 Exemplo Turbina Bulbo

Fonte: Alstom (2016)



Figura 29 Exemplo Turbina Bomba

Fonte: Alstom (2016)

4.1.1 Classificação das hidrelétricas

Cada projeto hidrelétrico representa uma solução tecnológica específica, pois são definidos de acordo com as características topográficas, geológicas e socioambientais de cada local. Portanto, projetos hidrelétricos podem diferir em vários aspectos, quer seja no tamanho ou tipo de usina, tamanho ou tipo de unidade geradora, altura de queda e múltiplas funções (para atendimento da demanda de energia, atendimento a ponta, múltiplos usos da água. A Agência Internacional de Energia (IEA, 2012) classifica as hidrelétricas em três categorias funcionais: usinas com reservatório de acumulação, usinas a fio d'água e usinas hidrelétricas reversíveis. Em um mesmo rio, os dois primeiros grupos podem ser combinados em sistemas de cascata, com reservatórios de acumulação localizados na cabeceira dos rios.

Usinas com reservatório de acumulação caracterizam-se pela sua capacidade de armazenar grandes quantidades de água, o que permite mitigar a variabilidade

hidrológica sazonal e, dependendo das dimensões dos reservatórios, mitigar o impacto de um período de estiagem severa. A água armazenada em períodos de hidrologia favorável pode ser utilizada para garantir a geração nos meses ou anos mais secos.

Usinas a fio d'água produzem energia elétrica em função quase exclusivamente das vazões que chegam aos seus reservatórios. Podem apresentar pequena capacidade de armazenamento, permitindo alguma flexibilidade operativa ao longo do dia, como a necessária para acompanhar a variação horária de carga.

4.1.2 Hidrelétricas Reversíveis

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) armazenam energia potencial gravitacional na forma de água em um reservatório elevado, que é bombeada de um reservatório inferior. O ciclo normal de operação consiste na geração de energia elétrica durante períodos de alta demanda de eletricidade, através da liberação da água para o acionamento das turbinas, enquanto nos períodos de baixa demanda (durante a madrugada e finais de semana, por exemplo) a água é bombeada para o reservatório superior (Figura 30). Ressalta-se que, ao contrário de uma usina hidrelétrica convencional, uma UHR é consumidora líquida de energia. Isto se deve às perdas elétricas e hidráulicas decorrentes do ciclo de operação. Em geral, o sistema de bombeamento-turbinamento apresenta uma eficiência em torno de 70% a 85% (IEA, 2012). Portanto, uma UHR não deve ser interpretada como unidade geradora, mas como uma alternativa de armazenamento de eletricidade.

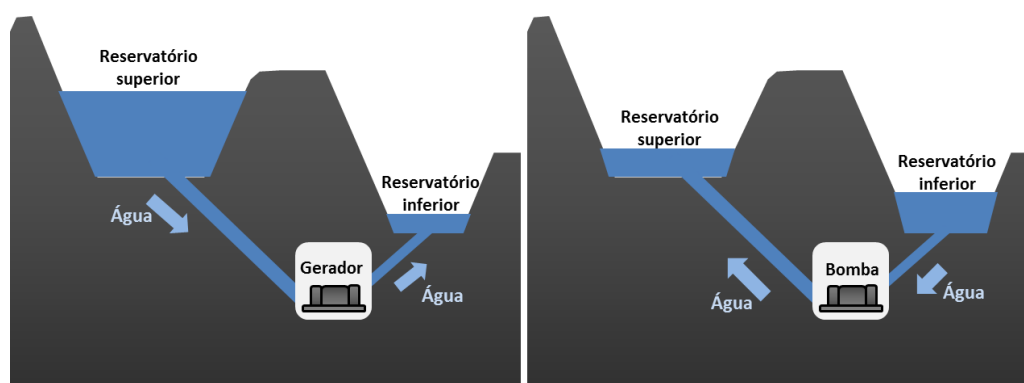


Figura 30 Diagrama de uma planta reversível

Fonte: Elaborado a partir de IEA (2012)

Dentre as tecnologias de armazenamento de eletricidade, as UHR são as mais desenvolvidas mundialmente, representando mais de 99% da capacidade total de

armazenamento (IEA, 2014). Este estágio de desenvolvimento é reflexo do longo histórico desta tecnologia, que teve início no final do século XIX. As primeiras plantas utilizavam sistemas distintos de bombas e turbinas, enquanto a partir da década de 1950 começou a ser empregado um conjunto reversível único de bomba/turbina, que se tornou o mais comum hoje em dia (MWH, 2009). Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos, atualmente há 142 GW de UHR espalhadas pelo mundo, sendo Japão, China e EUA os países mais proeminentes em termos de capacidade instalada (Tabela 3).

Tabela 3 Potência de usinas hidrelétricas reversíveis em operação no Mundo

País	Potência (MW)
Japão	25.372
China	23.635
EUA	20.383
Itália	7.071
Espanha	6.889
Alemanha	6.228
França	5.812
Índia	5.072
Áustria	4.808
Coréia do Sul	4.700
Outros	32.145
Total	142.115

Fonte: USDOE (2014a).

Classificam-se usualmente as usinas hidrelétricas reversíveis em três tipos: ciclo aberto, semiaberto e fechado, de acordo com sua conexão com o rio ou outro corpo d'água (STORE, s.d.).

Ciclo aberto: nesta configuração os reservatórios superior e inferior estão presentes ao longo do curso natural de um rio. É bastante similar a uma usina hidrelétrica convencional, com a adição do reservatório inferior e o sistema de bombeamento. É possível, portanto, através de *retrofit*, transformar uma usina convencional em uma usina reversível de ciclo aberto.

Ciclo semiaberto: este modelo consiste num reservatório isolado (geralmente artificial), enquanto o outro reservatório faz parte do fluxo do rio. Uma variação desta configuração utiliza o oceano como reservatório inferior. Este arranjo traz alguns desafios adicionais em função do ambiente marinho corrosivo.

Ciclo fechado: uma UHR de ciclo fechado apresenta dois reservatórios isolados do curso d'água. O enchimento inicial do reservatório é realizado através de sua própria zona de captação ou através do desvio de um corpo d'água próximo. Caso o sistema de captação natural dos reservatórios não seja suficiente para compensar as perdas por evaporação, periodicamente os reservatórios necessitam ser preenchidos por alguma fonte externa.

Historicamente, as usinas hidrelétricas reversíveis vinham sendo utilizadas para atendimento do período de ponta do sistema elétrico, turbinando a água que havia sido bombeada em períodos de baixa demanda. No entanto, com o passar dos anos, em países com sistemas elétricos mais dinâmicos (por exemplo: Europa, EUA), as UHRs passaram a ser utilizadas também em serviços auxiliares, como regulação de tensão através da geração de reativos, acompanhamento de carga (*load following*), controle de frequência e reserva girante (*spinning reserve*) (MWH, 2009).

A maioria das usinas reversíveis possui um motor/gerador síncrono onde o conjunto opera em velocidade constante. Porém, desde a década de 1990 começaram a ser empregados, em algumas plantas, motores/geradores assíncronos que permitem que seja ajustada a rotação da turbina/bomba. Esta tecnologia, apesar de ser um pouco mais cara, tem a vantagem de oferecer maior flexibilidade à planta, pois permite um campo maior de operação (carga leve e pesada) com maior eficiência que uma planta convencional (DEANE *et al.*, 2010). Estas características ampliam sua capacidade de prover serviços auxiliares, oferecendo, por exemplo, resposta mais rápida no controle de frequência e a possibilidade de controle quando operando como bomba (MWH, 2009).

4.1.3 Pequenas centrais hidrelétricas – PCH

Toda a descrição apresentada se aplica, guardada as devidas proporções, para PCH. Basicamente, o que define a classificação de um aproveitamento hidrelétrico como PCH é sua potência instalada e o tamanho de seu reservatório. No passado, outras limitações construtivas eram consideradas, mas, a partir de dezembro de 2015, ficou estabelecido, por meio da Lei nº 13.097 de 19 de janeiro de 2015, que os aproveitamentos com características de PCH são aqueles que têm potência superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km². Admite-se, contudo, que um aproveitamento possa ainda ser considerado com características de PCH mesmo sem atender a limitação da área do reservatório, respeitados, sempre, os limites de potência e modalidade de exploração. Nesses casos, deverá ser atendida pelo menos uma das seguintes condições:

- Atendimento à equação

$$A \leq (14,3 * P) / H_b, \text{ sendo } A \leq 13,0 \text{ km}^2$$

Onde:

A = área do reservatório em km², que é a área a montante do barramento, delimitada pelo nível d'água máximo normal operativo;

P = potência elétrica instalada em MW;

H_b = altura de queda bruta em metro, definida pela diferença entre os níveis d'água máximos normal de montante e normal de jusante.

- Dimensionamento do reservatório comprovadamente baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica, sendo, nesse caso, necessária a articulação entre a ANEEL, a Agência Nacional de Águas (ANA), os Comitês de Bacia Hidrográfica e as Unidades da Federação, conforme a localização, de acordo com a respectiva competência.

A importância e o cuidado na caracterização de um aproveitamento hidrelétrico como PCH estão relacionados, entre outros fatores, à preservação do aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico de um determinado sítio e às vantagens fiscais e tarifárias que uma PCH desfruta, estabelecidas com o objetivo de incentivar investimentos nesse tipo de projeto, especialmente pela iniciativa privada. PCHs podem ser classificadas, quanto à capacidade de regularização de seu reservatório, em usinas a fio d'água, isto é, que não operam o reservatório, ou de acumulação, com regularização diária ou mensal. Raramente dimensiona-se o reservatório de uma PCH com acumulação capaz de promover regularização superior à mensal.

Por fim, ressalta-se que existem ainda aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior a 3.000 kW, que podem ser classificados como microcentrais (potência igual ou inferior a 100 kW) e minicentrais (potência entre 100 kW e 3.000 kW).

4.1.4 Desenvolvimento tecnológico

Apesar de a hidreletricidade ser uma tecnologia madura e altamente eficiente, ainda existem possibilidades de desenvolvimento tecnológico, principalmente no que concerne às dimensões físicas, à eficiência hidráulica e ao desempenho ambiental (IEA, 2012).

4.1.5 Aprimoramentos em turbinas

De maneira geral, os avanços tecnológicos das turbinas hidráulicas motivados pela demanda por: (i) maior eficiência; (ii) maior flexibilidade operativa, que é desejável em sistemas elétricos com maior penetração de fontes renováveis intermitentes; (iii)

maior disponibilidade operativa e menores custos de manutenção (iv) melhorias de desempenho no que diz respeito aos impactos ambientais negativos associados à operação de uma turbina.

Com o desenvolvimento de ferramentas computacionais de análise numérica de escoamento de fluidos (Dinâmica de Fluidos Computacional), tem sido possível aprimorar o design de rotores de turbinas hidráulicas, aumentando sua eficiência. Adicionalmente, esforços de pesquisa têm sido feitos em propriedades de materiais, por exemplo, materiais com maior resistência à cavitação e à corrosão, para prolongar a vida útil de uma turbina e reduzir suas paradas para manutenção, materiais com maior resistência, para permitir a fabricação de rotores mais leves e eficientes, e para melhorar a usinagem de forma a possibilitar a fabricação de turbinas com formatos mais complexas, aumentando a potência elétrica (IEA, 2012). Estes esforços têm resultado na utilização de novos materiais como o aço inoxidável e revestimentos de turbinas mais resistentes à corrosão, e fibra ótica e materiais plásticos que permitem reduzir custos ou melhorar desempenho.

Com relação ao desempenho ambiental, um aprimoramento tecnológico importante refere-se ao novo conceito de rotor desenvolvido pelo *Alden Research Laboratory*. As turbinas Alden apresentam uma menor velocidade de rotação e possuem apenas três pás, o que permite uma passagem de peixes pelas turbinas mais segura, com uma menor taxa de mortalidade. Com financiamento da DOE, EPRI e parceiros industriais, o Alden Research Laboratory colaborou com a Voith para aperfeiçoamento das características de desempenho deste tipo de turbina, ilustrada na Figura 31.



Figura 31 Turbina mais amigável a peixe

Fonte: Voith (2015)

Turbinas hidrocínéticas:

Pesquisa e desenvolvimento (P&D) estão sendo feitos em turbinas hidrocínéticas, quer seja para produção de eletricidade a partir da energia cinética das ondas e marés, quer seja a partir da correnteza dos rios. No Brasil, esforços em P&D vêm sendo feitos para a utilização de turbinas hidrocínéticas em rios brasileiros visando principalmente o fornecimento de energia para comunidades isoladas. O Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília (UnB) vem se destacando no desenvolvimento desta tecnologia, com o incentivo de várias instituições de financiamento à pesquisa (CNPq, FINEP, FAP-DF, etc.) e apoio da Eletrobrás Eletronorte.

O primeiro protótipo de turbina hidrocínética desenvolvido pela UnB foi instalado em Correntina, na Bahia, em 1995¹². Essa turbina, conhecida como Geração 1, apresentava alguns aspectos inovadores que permitiram aumentar o aproveitamento da energia hidráulica disponível e uma construção robusta (BRASIL JUNIOR, 2007). Este primeiro protótipo era composto por um rotor axial de duas pás com uma grade cônica de proteção frontal contra eventuais detritos flutuantes e um estator com pás diretrizes, para otimizar a transformação da energia hidráulica em mecânica. Um novo protótipo de turbina hidrocínética, conhecida por Geração 2 (Figura 33), foi construído e instalado no mesmo município de Correntina, na Bahia (2005) e em Maracá, município de Mazagão, no Amapá (2006). Como inovação, destaca-se a instalação de um difusor cônico para aumentar a velocidade de escoamento na entrada, permitindo assim aumentar o coeficiente de potência¹³. Porém, conforme salientado em (BRASIL JUNIOR, 2007), a incorporação do difusor resultou em um aumento das dimensões da turbina, tornando-a inadequada para uso em rios com baixa profundidade.

12 Trata-se de uma miniusina com capacidade para gerar até 1 quilowatt (kW), desenvolvida para atender um pequeno posto médico desta comunidade isolada.

13 Desenvolvimento com base no mesmo conceito utilizado em usinas eólicas com difusor.



Figura 32 Turbina hidrocínética Geração 2

Fonte: Brasil Junior (2007)

Um novo protótipo de turbina com difusor foi desenvolvido (Geração 3), mais compacta, portátil e como melhor desempenho hidrodinâmico, e que está ilustrada na Figura 33. O desenvolvimento destas turbinas tem sido feito utilizando ferramentas computacionais (Dinâmica de Fluidos Computacional) e ensaios em túnel de vento com modelo reduzido.

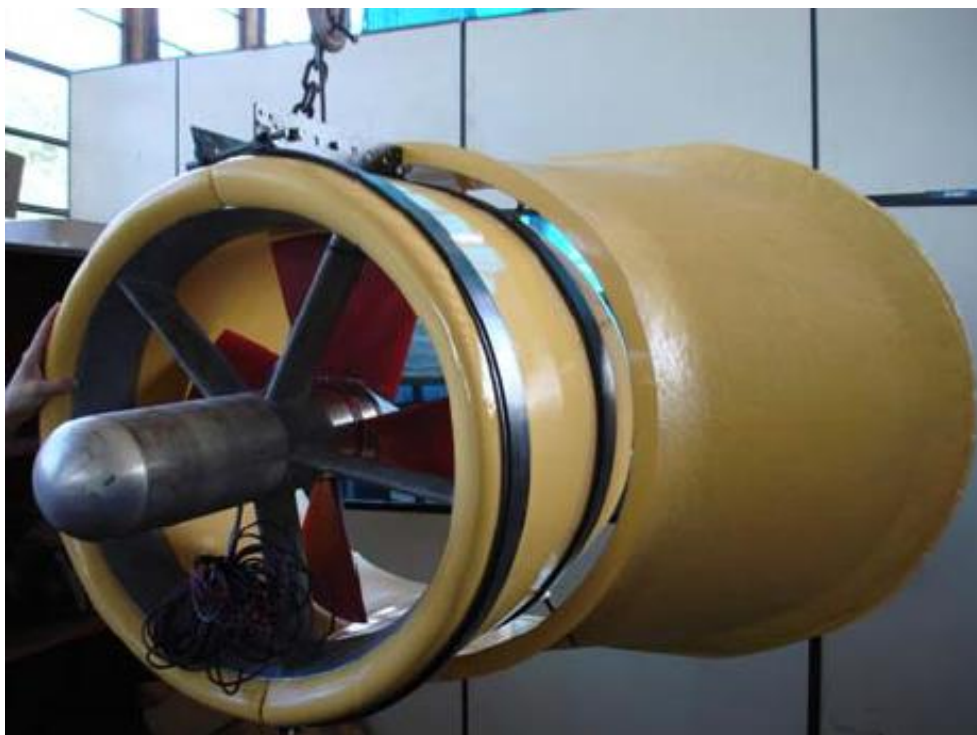


Figura 33 Turbina hidrocínética Geração 3

Fonte: Brasil Junior (2007)

Vale ressaltar o projeto da Eletrobrás Eletronorte de instalação de um parque hidrocínético na usina de Tucuruí, divulgado em 2014. Este parque deverá ser instalado no canal de fuga de Tucuruí, e ser composto por conjunto de turbinas hidrocínéticas com potência estimada em 500 kW cada, a partir do aproveitamento das águas já vertidas ou turbinadas pela hidrelétrica. O parque hidrocínético é resultado do projeto de P&D Tucunaré¹⁴, elaborado por esta empresa em parceria com uma série de instituições e

¹⁴ Turbinas Hidráulicas Hidrocínéticas para o Aproveitamento do Potencial Remanescente em Usinas Hidrelétricas

universidades federais, como a Universidade Federal do Pará (UFPA) e de Brasília (UnB). Para esse fim, foi também firmado um acordo de cooperação técnica com Itaipu Binacional para estudos de mapeamento do potencial hidrocínético dos rios no país e para as obras de instalação dos empreendimentos. (BRASIL ENERGIA, 2014)

Um outro projeto da Eletrobrás Eletronorte, contratado com a Universidade Federal de Itajubá – Unifei, irá avaliar o potencial hidrocínético nos rios das hidrelétricas Samuel, em Rondônia, e Curuá-Una, no Pará, com previsão de conclusão para 2016. Este projeto (“Levantamento do potencial hidrocínético para geração de energia elétrica na região norte do Brasil”) será feito em parceria com o Governo Britânico, que através do prosperity Fund estará investindo cerca de £ 167.900 (aproximadamente, R\$ 967 mil) (AMBIENTE ENERGIA, 2015).

O aproveitamento da energia cinética da água que flui em canais, por exemplo, canais de irrigação, é uma possibilidade que vem sendo explorada nos Estados Unidos em anos recentes (DOE, 2014b).

5 ESTRUTURA DA CADEIA DE HIDRELETRICIDADE

Dada a tradição na geração de energia através de energia hidráulica no Brasil, esta é uma tecnologia madura no país e no mundo, tanto para usinas de grande porte quanto para as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Conforme CGEE (2009), o Brasil detém o conhecimento ao longo de toda a cadeia produtiva, inclusive nas áreas de otimização de projetos de turbinas hidráulicas e destacadamente de engenharia civil, sendo que uma parte dessas atividades é realizada por empresas privadas. Em termos de transferência de tecnologia, essa é uma área onde o Brasil pode inclusive exportar conhecimento.

Diversos aspectos devem ser levados em consideração para a viabilização de uma hidrelétrica, tais como o levantamento dos recursos financeiros, a disponibilidade de mão-de-obra e a capacidade da indústria de fornecer equipamentos para a implantação de um empreendimento hidrelétrico em conformidade com o seu cronograma executivo.

A indústria já consolidada e com elevado grau de maturidade deve-se a um uso histórico da hidreletricidade no país. A Figura 34 ilustra a evolução da capacidade instalada no Brasil, onde se pode ser observado, que desde os anos 1970 há um constante aumento da capacidade instalada de mais de 1,5 GW ao ano, fato que garantiu que a indústria tivesse um mercado consistente de demanda de equipamentos e componentes que constituem uma hidrelétrica.

Dentre os componentes de uma hidrelétrica, a escolha da turbina depende de características de cada projeto, as condições geográficas que vão influenciar na altura de

queda e o porte da usina. A indústria deve estar apta para o suprimento das turbinas e demais componentes mecânicos. Conforme levantamento da CGEE (2009) há diversas empresas que fabricam turbinas hidráulicas e equipamentos auxiliares, dentre elas estão Siemens, OSSBERGER, EFG, VA Tech Hydro, Wasserkraft, Wiegert & Bähr Maschinenbau, Voith, Andritz Hydro, e Alstom.

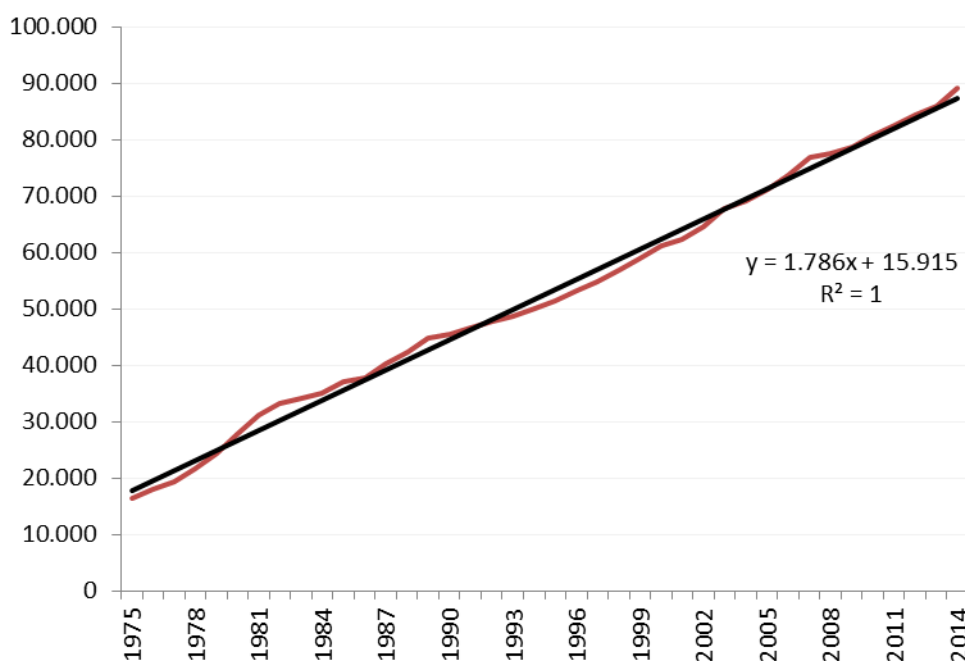


Figura 34 Histórico da evolução da capacidade instalada de hidreletricidade (MW)

Fonte: Elaborado a partir de EPE (2015a)

Em um contexto de longo prazo, do potencial total inventariado de 172 GW, cerca de 57 GW e 22,8 GW estão localizados nas regiões hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia respectivamente. Também deve ser pensada a logística para o transporte dos equipamentos de maneira que estes cheguem às diversas regiões, inclusive as de remoto acesso, levando-se inclusive em consideração melhorias da infraestrutura para o uso de estradas e cabotagem.

Em uma amostra de 244 usinas inventariadas, de médio e grande porte, exibida na Tabela 6, considerando apenas projetos, há uma concentração de potencial na região Norte. A dinâmica da indústria deve estar preparada para atender as especificidades da construção desta região.

Em todas as regiões/subsistemas elétricos do país há uma amplitude significativa entre os valores de capacidade instalada da menor e maior usina. Enfatizando que os

fornecedores devem possuir esta variabilidade de equipamentos dada a perspectiva de viabilização dos empreendimentos.

Tabela 6 Amostra de usinas inventariadas por região/subsistema

Região	Número de Usinas	Soma de potência (GW)	Menor potência (MW)	Maior potência (MW)
Nordeste	24	2,4	33	342
Norte	95	59,6	28	11.233
SE/CO	83	8,1	30	458
Sul	42	5,9	32	725
Total Geral	244	76,0		

Existe também um potencial inventariado de 10 GW de PCHs, o que torna a demanda por equipamentos para este tipo de usina de menor porte um mercado consistente e promissor, uma vez que estes empreendimentos possuem um menor impacto ambiental, aspecto que, conforme discutido no item 7, tem se configurado como um desafio à expansão da hidreletricidade.

A estrutura da cadeia também inclui a capacidade do país de prover mão de obra qualificada no setor. Com relação aos projetos de engenharia e obras civis, incluindo a construção de barragens, o país está na vanguarda do conhecimento. O Brasil dispõe inclusive de estrutura e qualificação técnica para a operação e manutenção para os empreendimentos. Também cabe ressaltar que o Brasil possui centros de excelência na área (CGEE, 2009). Portanto, historicamente a cadeia de suprimento para a geração hidrelétrica teve evolutivamente a oportunidade de se adaptar e dinamizar para atender as suas demandas e garantir a expansão do parque.

6 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

Ao final de dezembro de 2014, a capacidade instalada do parque gerador hidrelétrico brasileiro era de 89.193 MW (EPE, 2015a), com a composição das diversas fontes geradoras ilustradas na Figura 36. Trata-se de um parque gerador de grande porte (ocupa a segunda posição a nível mundial), constituído por 1213 usinas hidrelétricas (ANEEL, 2015) com diferentes dimensões e configurações, distribuídas pelas 12 regiões hidrográficas do vasto território nacional, conforme ilustrado na Figura 35.

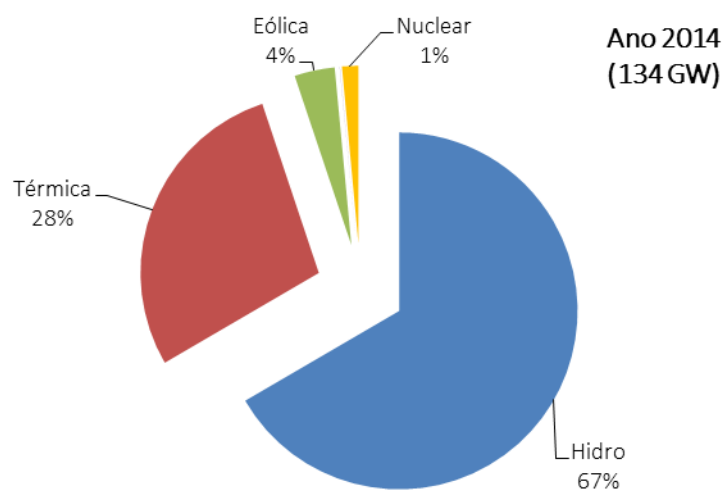


Figura 35 Composição do parque gerador brasileiro

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2015a)

Em função da potência instalada, estas usinas estão classificadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em Centrais Geradoras Hidrelétricas- CGH (potência instalada até 3 MW), Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH (superior a 3 MW e igual ou inferior a 30 MW) e Usinas Hidrelétricas de Energia –UHE (com potência instalada superior a 30 MW). Cerca de 93% da atual capacidade do parque hidrelétrico é constituído por UHEs (137 usinas que totalizam 82.789 MW), 6% por PCHs e 1% CGHs.

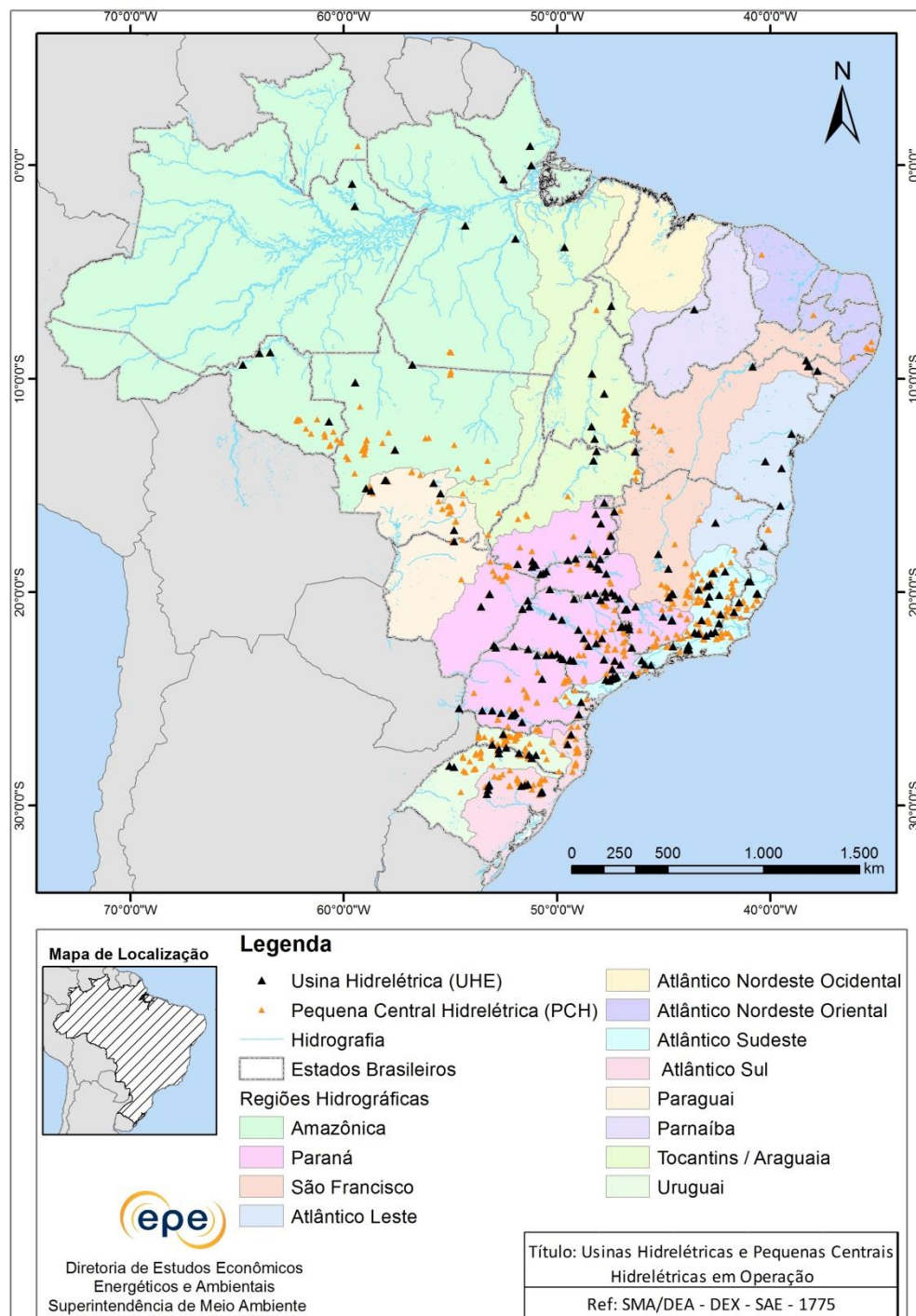


Figura 36 Distribuição das UHEs e PCHs em operação por região hidrográfica

Fonte: EPE a partir de ANEEL (2013).

O atual parque de UHEs conta com cerca de 70% de usinas com potência instalada superior a 1000 MW, conforme ilustrado na Figura 38, destacando-se a parcela brasileira da usina Itaipu Binacional (7.000 MW), a segunda maior usina hidrelétrica do mundo.

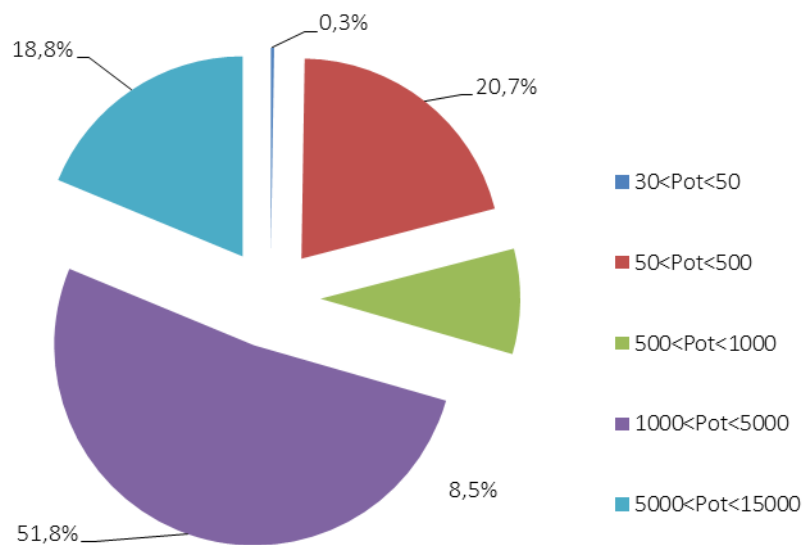


Figura 37 Distribuição do atual parque UHE (82,7 GW) por classe de potência instalada

Fonte: EPE a partir de ANEEL (2016).

6.1.1 Incerteza e variabilidade hidrológicas

A geração de uma usina hidrelétrica está subordinada às vazões afluentes, que são incertas (com eventuais anos de estiagem) e apresentam variabilidade sazonal. Dadas as dimensões continentais do Brasil e a distribuição geográfica de suas inúmeras bacias hidrográficas, as incertezas e sazonalidades hidrológicas podem ser distintas de uma região para outra, e complementariedades entre elas podem existir. Na Figura 39, são mostrados os históricos de energia natural afluente (ENA) de 1931 a 2014, em média anual (Figura 39.a), assim como a variabilidade média sazonal das regiões Sudeste, Sul, Nordeste e Norte (Figura 39.b). Podem ser observados os períodos de hidrologia desfavorável (início da década de 50, início de 2000 e a que o país está enfrentando) e a complementariedades dos regimes hidrológicos da região Sul e Sudeste.

Para mitigar as incertezas e variações sazonais da produção hidrelétrica, devem ser exploradas, de forma individual ou em conjunto, as seguintes soluções:

- (i) construção de reservatórios de acumulação;

- (ii) parque gerador para operação complementar (*back up*);
- (iii) intercâmbio de energia elétrica entre as regiões do país.

Estas três soluções são discutidas a seguir.

(i) *Reservatórios de acumulação*: São reservatórios com capacidade para armazenar água nos meses/anos de hidrologia favorável para sua utilização nos meses/ anos de estiagem, a depender se o reservatório é de regularização anual ou plurianual (maior porte). Conforme será mostrado na seção seguinte, usualmente a maior parcela dos custos de investimento de um projeto hidrelétrico está associada à construção da barragem. De maneira geral, os custos são mais elevados para os empreendimentos com reservatórios de maiores dimensões, com capacidade de armazenamento. O compromisso entre confiabilidade e economicidade deve ser uma questão a ser considerada na dimensão de um de reservatório de acumulação. Ressalta-se que, em anos mais recentes, usinas com reservatório de acumulação vêm enfrentando restrições socioambientais.

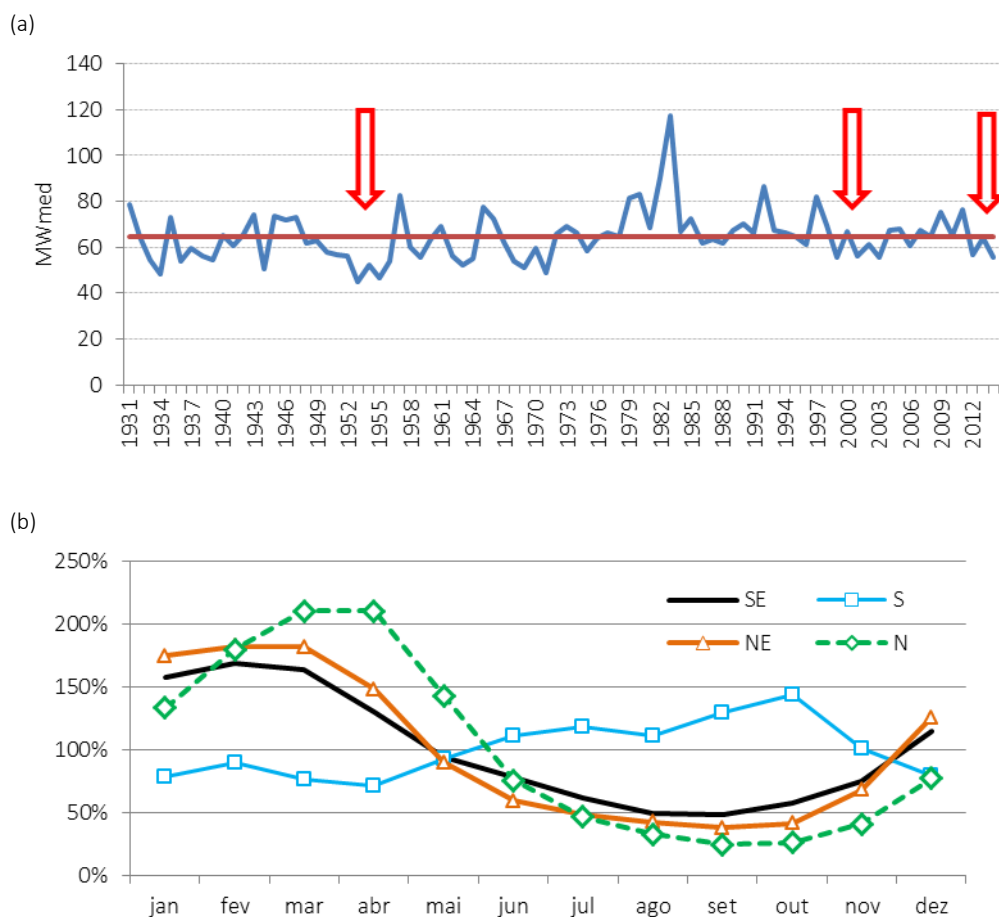


Figura 38 (a) Histórico ENA; (b) Variabilidade média sazonal das diversas regiões (com relação à média anual)

Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2016)

Atualmente, 59 das 137 UHEs brasileiras (43%) possuem reservatório de acumulação, sendo que 40 localizam-se na região Sudeste (Tabela 5). Com relação às UHEs com reservatórios de acumulação, a maior parte do volume de armazenamento está concentrado nos reservatórios da região Sudeste (Figura 39).

As usinas podem ser construídas em cascata (uma sequência de usinas em um mesmo rio), neste caso, usinas com reservatórios de acumulação geralmente são localizadas na cabeceiras dos rios e usinas a fio d'água a jusante. Nesta configuração, as usinas com reservatório de acumulação apresentam fatores de capacidade menores que aquelas a fio d'água, devido à maior utilização de seus reservatórios para maximização do ganho energético ao longo da cascata (EPE, 2007). A Figura 41 ilustra o diagrama

esquemático das UHE conectadas ao SIN, indicando os reservatórios de acumulação e a fio d'água.

Tabela 7 Classificação das UHEs quanto à sua capacidade de regularização

Capacidade regularização	Subsistema	Potência Instalada (MW)	% Pot Inst	No Usinas	% No Usinas
Diária	SE	30.871	34%	55	40%
	S	6.477	7%	16	12%
	NE	7.904	9%	3	2%
	N	1.496	2%	4	3%
	Subtotal	46.748	52%	78	57%
Mensal	SE	22.997	26%	40	29%
	S	8.302	9%	12	9%
	NE	2.927	3%	4	3%
	N	8.815	10%	3	2%
	Subtotal	43.041	48%	59	43%
	Total	89.789	100%	137	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2015c)

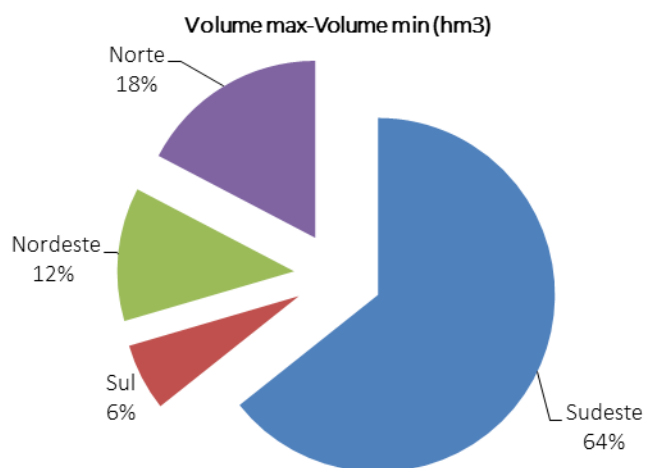
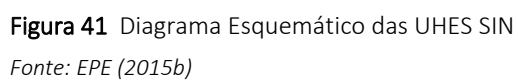


Figura 39 Distribuição da capacidade de armazenamento das UHEs por subsistema

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2015c)



Fonte: EPE (2015b)

(ii) *Parque gerador com operação complementar*: usinas termelétricas apresentam custos de investimentos inferiores aos das usinas hidrelétricas, porém, sua competitividade econômica está diretamente relacionada com os custos de combustíveis, usualmente elevados. Considerando a operação ao longo de toda a vida útil de uma termelétrica, o custo médio de sua produção de eletricidade (que inclui investimento e custo de combustível) será elevado se operar na base, quando comparado com o custo médio de produção hidrelétrica. Por outro lado, se está inserida em um parque gerador predominantemente hidráulico, sua geração será, na maior parte do tempo, definida em seu mínimo operativo, visto que os anos de hidrologia crítica são raros e é mais econômico atender a demanda com a geração hidrelétrica. Nestas condições, numa perspectiva de médio e longo prazo, o custo da geração combinada térmica e hídrica será baixo, garantindo um atendimento confiável e econômico à demanda de energia elétrica¹⁵.

Os fatores de capacidade médios das usinas termelétricas do SIN estão ilustradas na Figura 43 para o período 2005 a 2014, indicando fatores inferiores a 30% para UTEs a carvão e abaixo de 50% para as UTEs a gás natural, nos anos de hidrologia favorável, ou seja, até 2012. A partir de deste ano, estes valores se elevam, em decorrência de um novo período de hidrologia crítica no país, que compromete a oferta hidrelétrica.

15 Trata-se de uma explicação bastante simplificada. Para um sistema com as dimensões e características do sistema hidrelétrico brasileiro, o despacho hidrotérmico é definido através de sofisticados modelos computacionais.

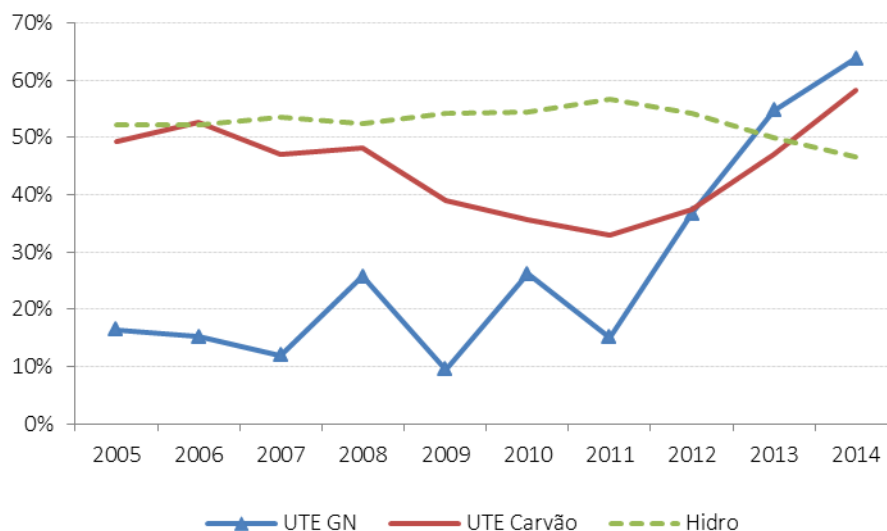


Figura 42 Fatores de capacidade de usinas brasileiras (SIN)

Fonte: Elaboração própria

(iii) *Intercâmbio de energia elétrica de regiões vizinhas*: a possibilidade de importação deve ser explorada havendo regiões vizinhas com excedentes de energia a custos competitivos. Considerando as dimensões continentais do Brasil, com um potencial hidrelétrico distribuído por inúmeras bacias hidrográficas com regimes pluviométricos diversos, por vezes complementares, as interligações regionais permitem explorar as diversidades hidrológicas com ganhos sinérgicos significativos.

Em função do desenvolvimento histórico dos parques hidrelétricos regionais, fez-se primeiro a interligação entre as regiões Sudeste e Sul (SE-S), seguida pela interligação das regiões Norte e Nordeste (N-NE) e, posteriormente, as interligações entre os subsistemas SE-S e N-NE, dando origem ao SIN, ao qual vem sendo continuamente acrescidas novas linhas de transmissão de alta tensão. A operação do sistema assim interligado permite explorar as sinergias e reduzir custos operacionais, mas torna-se bastante mais complexa, exigindo o desenvolvimento de sofisticados modelos computacionais para auxiliar no planejamento da operação elétrica e energética.

A Figura 45 ilustra a configuração elétrica do SIN em 2015 (em linhas cheias) e na Tabela 8 estão descritos os comprimentos totais das linhas de transmissão por classe de tensão.

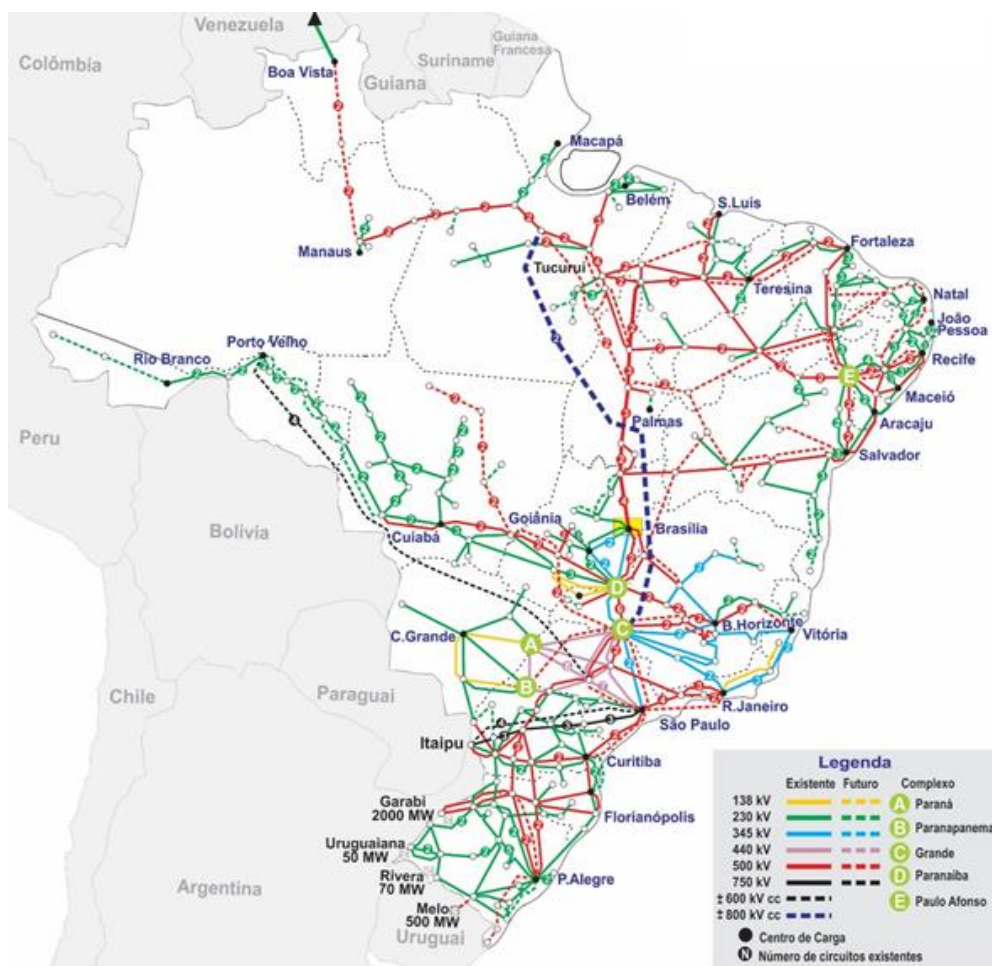


Figura 43 Configuração elétrica do SIN

Fonte: ONS (2016)

Tabela 8 Extensão das Linhas de Transmissão do SIN - km

Tensão	2014
230kV	52.450
345kV	10.303
440kV	6.728
500kV	40.659
600kV CC(*)	12.816
750kV	2.683
SIN	125.640

Fonte: ONS (2016)

Com a perspectiva de maior penetração da geração eólica, vale destacar o papel igualmente importante do sistema de transmissão no desenvolvimento desta nova fonte de geração, cujo potencial está concentrado principalmente na região Nordeste. As interligações entre esta região e as demais permitirão utilizar o parque hidrelétrico nacional para mitigar a intermitência típica da geração eólica e, explorar as sinergias entre esta fonte e o parque hidrelétrico no que diz respeito à capacidade de armazenamento dos reservatórios de acumulação. A Figura 44 ilustra o perfil sazonal da bacia eólica do Nordeste, que é complementar à sazonalidade hidrológica desta região, indicando a possibilidade de ganhos sinérgicos com a exploração destes dois recursos naturais.

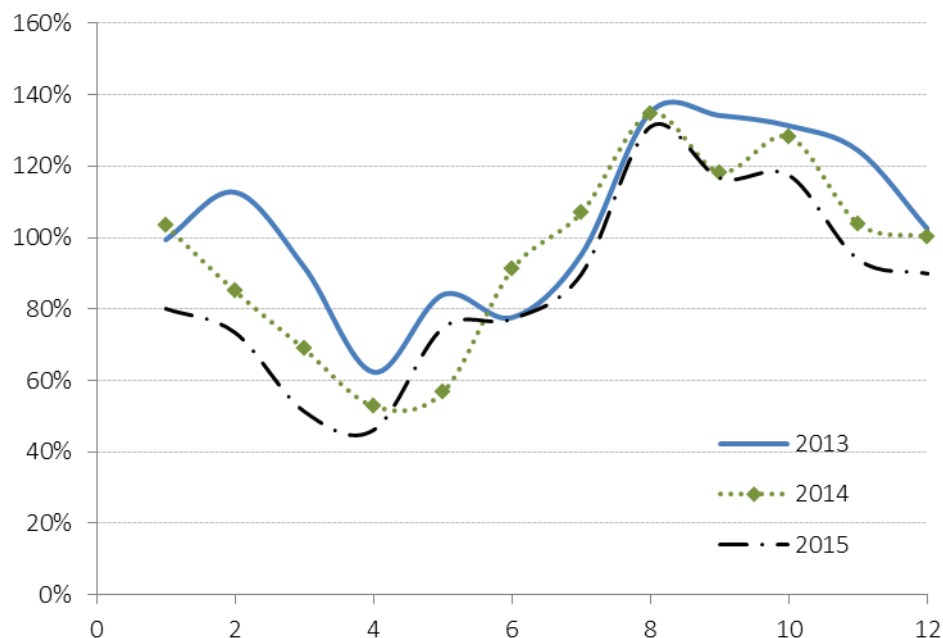


Figura 44 Variabilidade sazonal da bacia eólica do Nordeste

6.1.2 Fator de capacidade das UHEs do SIN

O fator de capacidade é um importante parâmetro para os estudos de viabilidade econômica de um projeto hidrelétrico e para o planejamento da expansão da geração de longo prazo. Este dado é função das características técnicas de uma usina, da configuração do sistema hidrotérmico e das vazões afluentes aos reservatórios. De maneira geral, com base no histórico de operação, o fator de capacidade médio do parque hidrelétrico do SIN oscila em torno de 55%. Este valor, no entanto, poderá ser alterado com algumas mudanças na composição do parque gerador brasileiro (a maior penetração de fontes renováveis intermitentes) ou a construção de projetos hidrelétricos com menor capacidade de regularização, notadamente na Amazônia.

A menor capacidade de regularização trará como consequência uma maior variabilidade operativa dos reservatórios de acumulação existentes (notadamente na região Sudeste), que serão utilizados para mitigar o perfil com elevada sazonalidade das

usinas hidrelétricas da Amazônia¹⁶. Adicionalmente, reduz-se a capacidade de regularização plurianual, ainda mais com o aumento progressivo da demanda, o que pode exigir uma maior capacidade instalada de usinas termelétricas para garantir o atendimento à demanda dentro dos padrões de qualidade desejados.

6.1.3 Faixa de idade das usinas hidrelétricas

As usinas hidrelétricas foram agrupadas por faixas de anos em operação conforme ilustrado Figura 45. Pode-se observar que 50% da capacidade instalada têm mais de 30 anos em operação, o que sugere que investimentos podem ser necessários na modernização de algumas delas. As possibilidades de repotenciação merecem ser investigadas, principalmente com uma maior participação das fontes renováveis intermitentes e novas usinas a fio d'água na Amazônia.

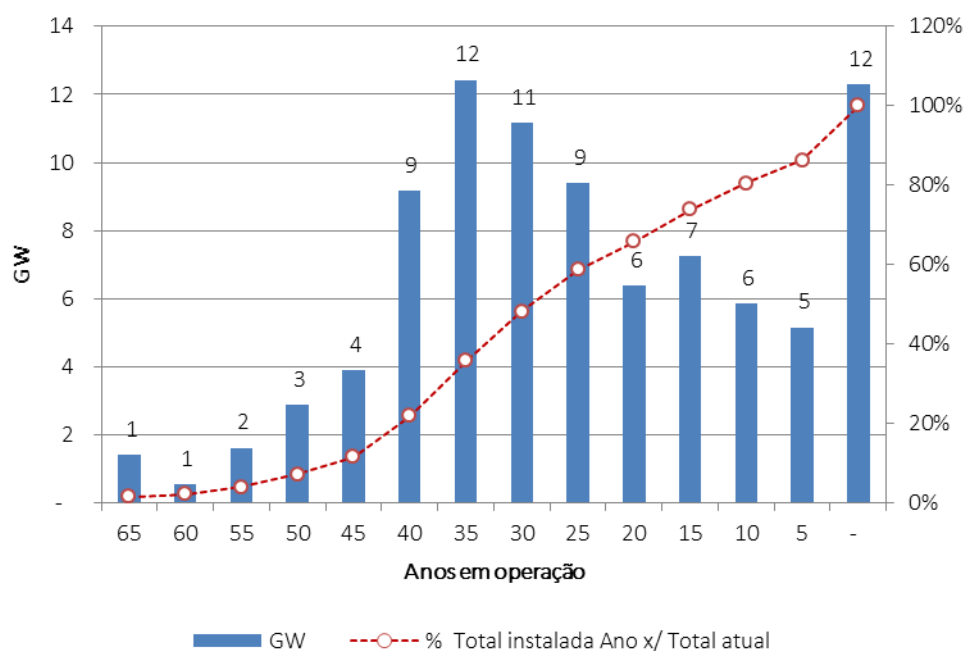


Figura 45 Tempo de operação do parque brasileiro

Fonte: Elaboração própria a partir ANEEL (2016).

¹⁶ Sem reservatórios de acumulação, a geração das usinas hidrelétricas da Amazônia irão apresentar o mesmo perfil sazonal dos rios desta região.

6.1.4 Tipos de turbinas

Em termos de tipo de turbina empregada, 53% das 137 UHEs utilizam turbinas Francis, destacando-se as turbinas de 700 MW da usina de Itaipu e, 36% utilizam turbinas Kaplan. Turbinas bulbo foram empregadas em quatro usinas do Sudeste (Baguari, Igarapava, Canoas I e II), nas usinas Jirau e Santo Antônio, do rio Madeira e também empregadas em Belo Monte (casa de força complementar), no rio Xingu. Turbinas Pelton foram usadas apenas nas usinas de Henry Borden e Capivari (Tabela 9).

Tabela 9 Classificação das UHEs brasileiras por tipo de turbina

Tipo de Turbina	Potência	Número de usinas	Número de turbinas	% Turbinas
Francis	70626	81	347	53%
Kaplan	13873	48	184	28%
Pelton	1149	2	18	3%
Bulbo	4141	6	109	17%
Total	89789	137	658	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2015c) e ANEEL (2016)

Nota: (i) A potência total pode diferir do valor do Balanço Energético Nacional em função da data de acesso ao site da Aneel (ii) Não inclui Belo Monte

6.2 Aspectos econômicos

A hidreletricidade caracteriza-se por ser uma tecnologia de investimento intensivo em capital, sendo cada projeto definido de acordo com as características do local onde se pretende construir, e como consequência, com soluções técnicas particulares. São necessários anos para sua construção, assim como um tempo usualmente longo para o desenvolvimento do projeto técnico (inventário, estudos de viabilidade técnica e econômica etc) e obtenção das licenças ambientais. Os custos de produção de energia, por outro lado, são baixos, requerendo uma equipe pequena para sua operação e manutenção, sem custos com matéria-prima para geração (MME/EPE, 2007a).

6.2.1 Custos de investimentos

Usualmente, as parcelas mais significativas dos investimentos de um projeto hidrelétrico referem-se aos custos associados às obras civis e ao fornecimento e montagem dos equipamentos eletromecânicos. Entretanto, deve-se destacar os custos cada vez mais elevados relacionados às ações de mitigação de impactos socioambientais

associados à implantação do projeto hidrelétrico. Assim, de maneira geral, a descrição dos custos de investimentos são comumente agrupados em três parcelas principais: (i) obras civis; (ii) equipamentos eletromecânicos e; (iii) ações socioambientais.

Sucintamente, conforme descrito em MME/EPE, 2007b, a parcela associada às obras civis, incluem os custos de construção da barragem, diques, vertedouro, obras para desvio do rio (ensecadeiras, galerias, tuneis), tomada d'água, casa de força, além da infraestrutura de acesso (estradas, porto e/ou aeroporto), benfeitorias na área da usina, entre outros. A parcela associada aos equipamentos eletromecânicos reúne os custos de fornecimento e montagem das turbinas, geradores, pontes rolantes, guindastes, comportas, condutos forçados, grades de proteção, entre outros. Finalmente, os custos associados às ações socioambientais compreendem, principalmente, a aquisição de terrenos e benfeitorias, relocações de infraestrutura e população e programas socioambientais, como limpeza do reservatório, conservação da fauna e flora e apoio a comunidades indígenas e tradicionais.

De maneira geral, segundo IEA, 2012b, a razão entre os custos de equipamentos eletromecânicos e obras civis é alta em projetos hidrelétricos de pequeno porte. Para projetos de usinas de grande porte, a relação se inverte, predominando os custos em obras civis, que podem variar consideravelmente em função do tipo de projeto, dificuldade de acesso, custos de mão de obra, e custos de commodities como o cimento e aço na região/país da implantação da usina hidrelétrica. Os equipamentos eletromecânicos apresentam menor variação de custos, pois tendem a seguir os preços do mercado internacional.

Existem ainda os custos indiretos, tais como canteiro e acampamento, engenharia, administração do proprietário, entre outros.

A Tabela 10 apresenta os percentuais das parcelas de Ações Socioambientais, Obras Civis, Equipamentos e Custos Indiretos relacionados aos empreendimentos hidrelétricos de 2011 a 2015, cujos orçamentos foram elaborados pela EPE e aprovados pelo TCU. Conforme pode ser observado, em média poderá ser considerada a incidência de 20% para as Ações Socioambientais e 40% tanto para Obras Civis, como para Equipamentos Eletromecânicos. Com relação aos Custos Indiretos, tem sido adotado um percentual de 14,6% em relação ao CDT (valor definido considerando os últimos acordos firmados para os custos de infraestrutura, relativos às subcontas de canteiro e acampamento).

Tabela 10 Composição dos custos de investimentos em UHES

Empreendimento	Potência (MW)	Ações Socioambientais (% do CDT)	Obras Civas (% do CDT)	Equipamentos (% do CDT)	Custos Indiretos (% em relação ao CDT)
Apertados	139,0	26,8%	35,2%	38,1%	14,6%
Belo Monte	11.233,0	21,0%	36,8%	42,2%	22,7%
Cachoeira	63,0	16,5%	33,7%	49,8%	13,5%
Cachoeira do Caldeirão	219,0	12,7%	38,3%	49,0%	12,4%
Castelhano	64,0	15,2%	40,3%	44,5%	13,5%
Ercilândia	87,1	28,8%	31,1%	40,1%	14,6%
Estreito	56,0	11,5%	38,3%	50,2%	13,5%
Itaocara I	150,0	35,3%	27,3%	37,4%	13,5%
Jirau	3.300,0	9,6%	34,5%	55,9%	21,6%
Ribeiro Gonçalves	113,0	19,6%	51,0%	29,4%	13,5%
Santo Antônio	3.150,4	8,7%	41,9%	49,4%	21,3%
São Manoel	700,0	12,2%	32,4%	55,4%	14,2%
São Roque	135,0	21,8%	48,6%	29,5%	12,4%
Sinop	400,0	30,0%	32,3%	37,7%	12,1%
Telêmaco Borba	118,0	24,6%	38,4%	37,0%	14,6%
Teles Pires	1.820,0	11,4%	30,7%	57,9%	12,4%

Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 11 são mostrados os valores de investimentos de empreendimentos participantes dos recentes leilões de energia nova, indicando grande variabilidade de custos unitários de investimento, com um valor mínimo de 688 US\$/kW e máximo de 2636 US\$/kW. Vale destacar que os valores reduzidos dos grandes empreendimentos localizados na região Amazônica, como belo Monte e Teles Pires.

Tabela 11 Valores de investimento - Empreendimentos participantes dos leilões de energia nova - UHE

Tipo	Empreendimento	Potência (MW)	Custo Total ⁽¹⁾ (R\$ x mil)	R\$/kW	US\$/kW ⁽²⁾
UHE	Belo Monte	11.233,00	29.938.767,00	2.665,30	688,18
UHE	Teles Pires	1.819,95	5.097.397,50	2.800,80	723,19
UHE	São Manoel	700	2.779.736,66	3.971,10	1.025,34
UHE	Jirau	3.300,00	14.738.395,71	4.466,20	1.153,19
UHE	Foz do Chapecó	855	3.968.786,30	4.641,90	1.198,55
UHE	Cachoeira do Caldeirão	219	1.121.655,81	5.121,70	1.322,45
UHE	Santo Antônio	3.150,40	16.877.821,72	5.357,40	1.383,29
UHE	Sinop	400	2.154.771,13	5.386,90	1.390,93
UHE	Estreito	1.087,00	6.099.303,42	5.611,10	1.448,82
UHE	Itaocara I	150	969.236,77	6.461,60	1.668,41
UHE	São Roque	135	897.114,78	6.645,30	1.715,84
UHE	Baixo Iguaçu	350	2.572.334,72	7.349,50	1.897,68
UHE	Ferreira Gomes	252	1.881.750,55	7.467,30	1.928,08
UHE	Tibagi Montante	32	240.502,69	7.515,70	1.940,59
UHE	Serra do Facão	212,6	1.599.475,15	7.523,40	1.942,58
UHE	Colíder	300	3.063.171,54	10.210,60	2.636,42

Os custos estão referenciados a dezembro/2015.

Cotação média do dólar (US\$) em dez/2015: R\$ 3,8729.

Para os empreendimentos de PCHs participantes de leilões de energia nova recentes, os valores dos custos unitários de investimento são, em geral, maiores em comparação aos projetos de grande porte devido aos ganhos de escala que estes apresentam. Existe também uma variabilidade dos custos das PCHs resultantes das especificidades de cada projeto, conforme observado na Tabela 12 onde o maior valor é cerca de seis vezes o menor.

Tabela 12 Valores de investimento - empreendimentos participantes dos leilões de energia nova - PCH

Tipo	Empreendimento	Potência (MW)	Custo Total ⁽¹⁾		US\$/kW ⁽²⁾
			dez/2015 (R\$ x mil)	R\$/kW	
PCH	Renic	16,00	28.381,67	1.773,9	458,02
PCH	Morro Grande	9,80	32.848,37	3.351,9	865,47
PCH	Tigre	9,00	32.852,77	3.650,3	942,53
PCH	Santa Carolina	10,50	44.385,61	4.227,2	1.091,48
PCH	Jardim	9,00	42.960,14	4.773,3	1.232,50
PCH	Quartel III	30,00	145.865,18	4.862,2	1.255,43
PCH	Fazenda Velha	16,50	83.093,16	5.035,9	1.300,30
PCH	Confluência	27,00	143.468,62	5.313,7	1.372,01
PCH	Serra das Agulhas	28,00	152.346,14	5.440,9	1.404,87
PCH	Quartel I	30,00	174.248,99	5.808,3	1.499,73
PCH	Secretário	2,68	15.700,39	5.858,4	1.512,65
PCH	Nova Mutum	14,00	82.993,79	5.928,1	1.530,67
PCH	Quartel II	30,00	179.122,83	5.970,8	1.541,68
PCH	Ado Popinhak	19,30	120.864,32	6.262,4	1.616,98
PCH	Senhora do Porto	12,00	75.293,53	6.274,5	1.620,09
PCH	Bandeirante	27,15	175.630,61	6.468,9	1.670,30
PCH	Linha Aparecida	24,92	163.025,39	6.541,9	1.689,16
PCH	Dores de Guanhães	14,00	94.938,71	6.781,3	1.750,97
PCH	das Pedras	5,60	38.223,71	6.825,7	1.762,42
PCH	Jacaré	9,00	62.343,94	6.927,1	1.788,61
PCH	Xavantina	6,08	42.090,34	6.928,5	1.788,96
PCH	Garça Branca	6,50	45.319,05	6.972,2	1.800,24
PCH	Boa Vista II	26,50	186.566,03	7.040,2	1.817,82
PCH	Linha Jacinto	17,41	123.188,75	7.077,0	1.827,30
PCH	Pito	4,00	28.938,72	7.234,7	1.868,03
PCH	Fortuna II	9,00	65.691,98	7.299,1	1.884,66
PCH	Água Limpa	23,00	172.643,22	7.506,2	1.938,14
PCH	Serra dos Cavalinhos I	25,00	243.122,73	9.724,9	2.511,01
PCH	Verde 4A	28,00	296.664,70	10.595,2	2.735,72
PCH	Verde 4	19,00	214.324,50	11.280,2	2.912,61

Os custos estão referenciados a dezembro/2015.

Cotação média do dólar (US\$) em dez/2015: R\$ 3,8729.

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Os dados detalhados nas tabelas anteriores foram agrupados por classe de potência, conforme descrito na Tabela 13. Pode-se observar a competitividade econômica dos projetos de grande porte, que são quase 60% inferiores aos projetos até 300 MW.

Tabela 13 Custos unitários por faixa de potência

Porte	Empreendimento (UHE)	Potência (MW)	Custo Total (R\$ x mil)	R\$/kW	R\$/kW médio
Pequeno Até 300 MW	São Roque	135,00	897.114,78	6.645,3	7.238,30
	Itaocara I	150,00	969.236,77	6.461,6	
	Serra do Facão	212,60	1.599.475,15	7.523,4	
	Cachoeira do Caldeirão	219,00	1.121.655,81	5.121,7	
	Ferreira Gomes	252,00	1.881.750,55	7.467,3	
	Colíder	300,00	3.063.171,54	10.210,6	
Médio De 300 MW a 1000 MW	Baixo Iguaçu	350,00	2.572.334,72	7.349,5	5.337,34
	Sinop	400,00	2.154.771,13	5.386,9	
	São Manoel	700,00	2.779.736,66	3.971,1	
	Foz do Chapecó	855,00	3.968.786,30	4.641,9	
Grande Acima de 1000 MW	Estreito	1.087,00	6.099.303,42	5.611,1	4.180,15
	Teles Pires	1.819,95	5.097.397,50	2.800,8	
	Santo Antônio	3.150,40	16.877.821,72	5.357,4	
	Jirau	3.300,00	14.738.395,71	4.466,2	
	Belo Monte	11.233,00	29.938.767,00	2.665,3	

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 46 estão escalonados os custos unitários de investimento para os empreendimentos hidrelétricos por classe de potência.

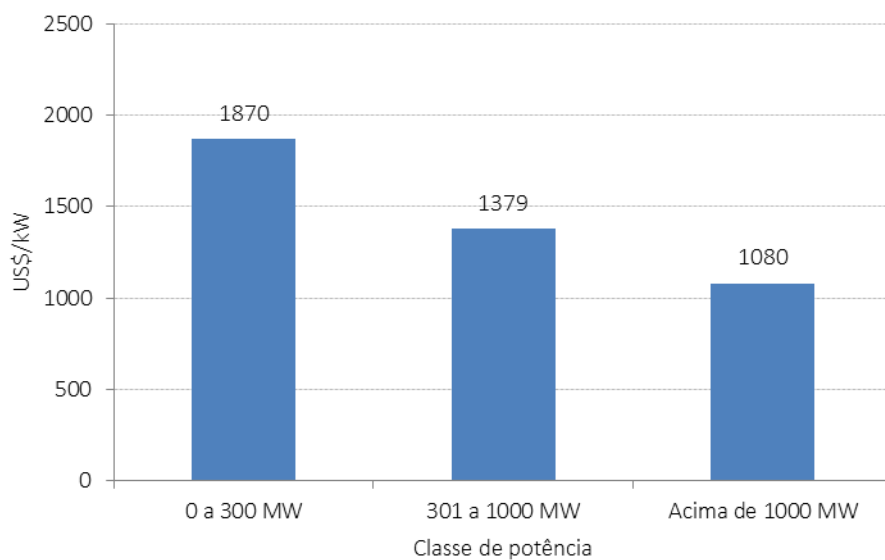


Figura 46 Custos unitários de investimentos em UHE para diferentes classes de potência

Fonte: *Elaboração própria*

6.2.2 Juros durante a construção

A taxa de juros durante a construção é um fator que pode influenciar a competitividade econômica dos empreendimentos. Expressando de outra forma, em termos econômicos, dependendo da taxa de juros, poderá haver sensível diferença entre dois projetos com benefícios energéticos similares e investimento total comparável caso os cronogramas de desembolso de cada projeto sejam significativamente diferentes.

A Tabela 14, abaixo, apresenta os valores de JDC estimados pelos desenvolvedores de Estudos de Viabilidade (EVTE) de UHEs participantes dos Leilões de Energia Nova.

Tabela 14 Orçamentos recebidos dos empreendedores

Empreendimento	Potência (MW)	Data Base	Juros Durante a Construção
Apertados	139,0	dezembro/2014	15,0%
Belo Monte	11.233,0	maio/2010	16,2%
Cachoeira	63,0	junho/2013	15,0%
Cachoeira do Caldeirão	219,0	dezembro/2010	17,5%
Castelhano	64,0	junho/2013	15,0%
Colíder	300,0	março/2010	15,6%
Ercilândia	87,1	dezembro/2014	15,0%
Estreito	56,0	junho/2013	15,0%
Ferreira Gomes	252,0	dezembro/2009	17,5%
Foz do Piquiri	93,2	dezembro/2013	15,0%
Garibaldi	177,9	dezembro/2009	13,0%
Itaocara I	150,0	maio/2014	18,4%
Jirau	3.300,0	agosto/2008	11,8%
Riacho Seco	276,0	dezembro/2009	15,0%
Ribeiro Gonçalves	113,0	junho/2013	15,0%
Santo Antônio	3.150,4	dezembro/2005	11,1%
Santo Antônio do Jari	300,0	dezembro/2010	10,9%
São Roque	135,0	fevereiro/2011	11,4%
Telêmaco Borba	118,0	dezembro/2013	18,0%
Uruçuí	134,0	janeiro/2010	15,0%

Fonte: Elaboração própria

6.2.3 Custos operacionais

Os custos operacionais incluem os custos fixos e variáveis de operação e de manutenção e, as despesas com o seguro das instalações. Conforme destacado em EPE (2006), a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), criada pela Lei 9.990/1989, incide sobre a quantidade de energia efetivamente gerada pela usina, com alíquota de 6,75% da Tarifa Atualizada de Referência – TAR, vindo sendo também tratada como custo operacional.

De maneira geral, os custos de operação e de manutenção compreendem os gastos com pessoal, material de consumo e equipamentos (exclusive reposição e reparos de grande monta nos equipamentos permanentes principais da usina) necessários à operação normal da usina e do sistema de transmissão associado (conexão) ¹⁷. Na literatura internacional, destacam-se os valores divulgados em (EIA, 2013), que informa um custo médio de 14 US\$/kW/ano para usinas de grande porte (500 MW) e de 18 US\$/KW/ano para usinas hidrelétricas reversíveis (250 MW).

Adicionalmente, de acordo com o estudo dos custos unitários de O&M de Usinas Hidrelétricas do SIN, realizado pela consultoria ANEEL e Andrade & Canellas, em novembro de 2006, para fins de composição da Tarifa de Energia de Otimização – TEO, o custo de O&M resultou em R\$ 2,86/MWh¹⁸. Estes valores são menores que aqueles definidos em EPE (2006) (descritos na Tabela 15).

Tabela 15 Custos operacionais de usinas hidrelétricas

Item de custo	US/MWh
O&M	1,75 a 2,90
Seguro	0,12 a 0,13
"Royalties"	2,03
Total	3,90 a 5,06

Nota: royalties não devidos no caso de PCH

Fonte EPE (2006)

6.3 Custo nivelado

O custo nivelado de eletricidade representa uma métrica bastante simples para comparar distintas tecnologias de geração. São parâmetros fundamentais para seu cálculo os custos de investimento, combustível, operação e manutenção (O&M), além da vida útil, fator de capacidade médio e taxa de desconto. Seu cálculo é definido pela seguinte equação (IEA/NEA, 2015):

¹⁷ Existem poucos dados disponíveis a respeito dos custos operacionais de UHEs, mas usinas de menor porte devem apresentar custos unitários de operação e manutenção mais elevados. De qualquer modo, a importância relativa desses custos na composição do custo total da geração hidrelétrica é pequena.

¹⁸ Referência: novembro/2016.

$$C = \frac{\sum (Invest + O\&M + Combustível + Descomissionamento) * (1+tx)^t}{\sum MWh * (1+tx)^{-t}}$$

Onde C é o custo nivelado (dado em \$/MWh), tx é a taxa de desconto e MWh a produção média anual, definida com base num valor esperado de fator de capacidade. A soma se estende desde o início da construção até o fim da vida útil da tecnologia.

Apesar de ser bastante usado internacionalmente, em estudos e discussões de política energética, o custo nivelado não pode ser usado como critério de decisão para o planejamento da expansão de um sistema elétrico. O custo nivelado não captura todos os benefícios e custos que podem advir com a operação desta tecnologia integrada a um sistema elétrico, que geralmente e, principalmente no caso brasileiro, é composto por tecnologias de geração com distintas características operativas e um extenso e complexo sistema de transmissão. Na verdade, com a perspectiva de maior penetração de fontes renováveis intermitentes, existe atualmente uma preocupação no desenvolvimento de métodos mais adequados, capazes de ponderar os benefícios de cada tecnologia.

A Tabela 15 descreve os dados para o cálculo de um custo nivelado médio para usinas hidrelétricas brasileiras.

Tabela 15. Parâmetros técnicos e econômicos UHE

Parâmetros	Unidade	Valores
FC Médio	%	55
O&M fixo	\$/kWano	13
O&M var	\$/MWh	1,8
Vida útil	Anos	50
Taxa de desconto	0	8%

Fonte: Elaboração própria

Com base nos custos unitários de investimentos indicados no item 6.2.1 e os valores de parâmetros técnicos e econômicos detalhados na Tabela 11, foram determinados os custos nivelados de UHE ilustrados na Figura 47.

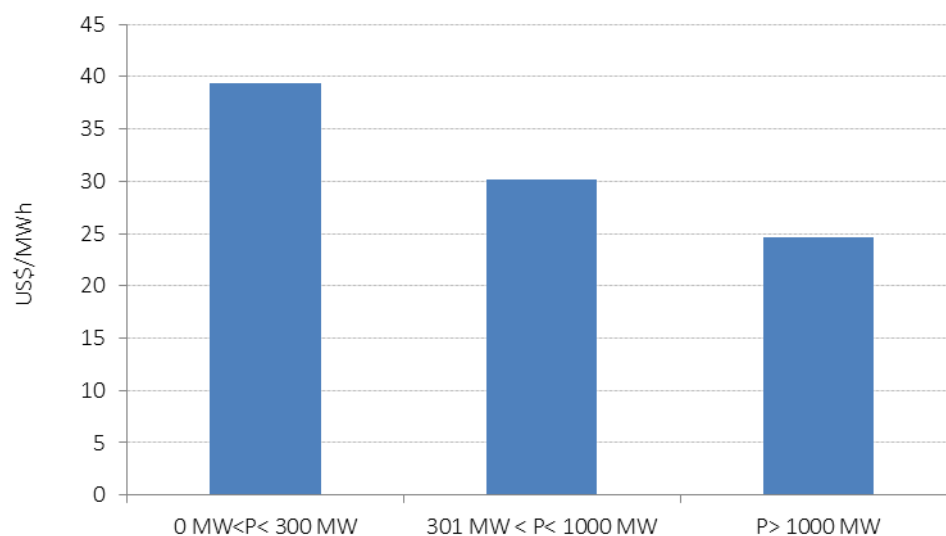


Figura 47 Custos nivelados de UHE para as diversas classes de potência

Fonte: *Elaboração própria*

Outras estimativas feitas por várias organizações internacionais são apresentadas na Tabela 16. Ressalta-se, no entanto, que estes custos não são diretamente comparáveis, visto que não necessariamente foram baseados no mesmo conjunto de premissas.

Tabela 16 Custos nivelados internacionais

País e/ou Potência	US\$/MWh	Referência	Ano
OECD	27 a 240	IRENA	2014
Outros não OECD	18 a 136	IRENA	2015
África	30 a 220	WEC	2014
Brasil	25 a 110	WEC	2014
América Central	40 a 170	WEC	2014
China	20 a 350	WEC	2014
Eurásia	30 a 330	WEC	2014
Europa	30 a 320	WEC	2014
Índia	30 a 330	WEC	2014
Oriente médio	40 a 120	WEC	2014
América Norte	35 a 210	WEC	2014
Oceânia	60 a 270	WEC	2014
Outos Ásia	20 a 250	WEC	2014
Outros América Sul	30 a 250	WEC	2014
Austria	116	IEA/NEA	2015
Alemanha	180 a 306	IEA/NEA	2015
Japão	321	IEA/NEA	2015
Portugal	218 a 283	IEA/NEA	2015
Espanha	39 a 130	IEA/NEA	2015
Suiça	106 a 218	IEA/NEA	2015
Turquia	54	IEA/NEA	2015
Reino Unido	227	IEA/NEA	2015
Estados Unidos	38 a 249	IEA/NEA	2015
Brazil	40 a 103	IEA/NEA	2015
China	28	IEA/NEA	2016

Fonte: Elaboração própria.

7 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

7.1 Considerações iniciais

A predominância da hidreletricidade no Brasil se deve ao grande potencial hídrico do país associado aos benefícios da fonte e às ações e estratégias adotadas ao longo da história do setor energético brasileiro.

De fato, a geração hidrelétrica apresenta, entre outras, a vantagem de ser uma fonte renovável, com baixo custo, além de possuir grande flexibilidade operativa, capaz de reservar energia e de responder prontamente às variações de demanda em horários de pico. Os projetos hidrelétricos se adaptam às características físicas dos locais, utilizando quedas d'água de diversas alturas e diferentes vazões, em centrais geradoras de pequeno porte (CGHs e PCHs) ou usinas hidrelétricas (UHEs) de grande porte, com reservatórios de acumulação ou à fio d'água.

Se por um lado a hidreletricidade apresenta grandes vantagens, por outro, assim como todo projeto de geração de energia, implica em alterações socioambientais na região onde se insere, ainda que adotadas medidas preventivas e mitigadoras para o conjunto de impactos negativos e potencializadoras para os impactos positivos. Obviamente as alterações provocadas variam de acordo com as especificidades de cada projeto e das características locais.

É relevante citar que a trajetória desta fonte no contexto brasileiro naturalmente trouxe muitos avanços tecnológicos, tanto no desenvolvimento de equipamentos como no tratamento dos impactos socioambientais dos projetos. Ou seja, possivelmente, é uma das fontes de energia cujos impactos foram mais estudados e, conseqüentemente, mais se conhece sobre as medidas e ações a serem tomadas na implantação de um projeto. Isto se traduz também na incorporação de análises socioambientais em todas as fases dos estudos de planejamento energético.

Dessa forma, as preocupações com as interferências socioambientais começam já na etapa de estudos de inventário, primeira etapa dos estudos de planejamento para aproveitamento do potencial hidrelétrico, em que se definem a concepção dos aproveitamentos e os locais onde poderão ser implantados. O resultado indica o conjunto de projetos para o aproveitamento do potencial de um rio, considerando o menor custo (R\$/MW) e o mínimo impacto socioambiental negativo. Ainda nesses estudos são avaliados os efeitos cumulativos e sinérgicos do conjunto de aproveitamentos em um mesma bacia hidrográfica, sendo a alternativa final selecionada submetida à Avaliação Ambiental Integrada (AAI).

Nas etapas seguintes, de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e de Projeto Básico Ambiental (PBA), são avaliadas em maior detalhe as interferências dos projetos individualmente. As informações levantadas auxiliam a proposição de medidas que buscam reduzir os impactos causados e de programas de controle e monitoramento das questões relevantes. O *layout* construtivo (arranjo dos projetos), por exemplo, incorpora questões como a construção de escada de peixes e de mecanismos de transposição de níveis para embarcações.

Cabe considerar que o Brasil ainda possui potencial hidrelétrico significativo disponível, grande parte situado na região amazônica, onde se encontra a maior extensão de áreas protegidas do país. Assim, os estudos de planejamento tornam-se particularmente importantes para a expansão do parque gerador brasileiro de maneira compatível com a conservação ambiental e considerando os direitos das populações.

Por fim, há que se considerar que não existe geração de energia sem impactos socioambientais. A escolha da melhor solução para aproveitamento do potencial passa por pesar os custos, benefícios e impactos socioambientais, considerando que mitigar impactos encarece a energia. Ressalta-se, ainda, que devido à sua capacidade de produzir grandes montantes de energia e à maturidade tecnológica alcançada, a hidreletricidade deverá continuar tendo papel de destaque na expansão da matriz elétrica nacional.

7.2 Benefícios

Conforme abordado nas considerações iniciais, a hidreletricidade é a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro. Isto se deve, entre outros fatores, ao grande potencial hidrelétrico do país, aliado aos benefícios desta fonte, que serão tratados no presente item.

Hidrelétricas, em geral, apresentam baixa emissão de gases de efeito estufa (CO_2 e CH_4)¹⁹, principalmente quando comparadas a usinas termelétricas, especialmente aquelas dependentes de combustíveis fósseis. Sendo assim, a utilização da hidreletricidade possibilita a redução da geração térmica no parque existente, e, conseqüentemente, a emissão de gases de efeito estufa provenientes da matriz elétrica.

Ao contrário dos combustíveis fósseis, a fonte hídrica é renovável, uma vez que tem como combustível a água, em constante renovação pelo ciclo hidrológico. Além disso, a geração de energia numa usina hidrelétrica não implica em consumo de água, ficando o recurso hídrico disponível para outros usos após a geração. Justamente por este motivo, a hidreletricidade é uma fonte economicamente competitiva, com baixo custo de operação quando comparada a outras fontes.

¹⁹ A publicação Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas, do Projeto BALCAR (Brasil, 2014) investigou 8 reservatórios de usinas hidrelétricas brasileiras. Apenas o reservatório da UHE Balbina apresentou emissões equivalentes maiores do que usinas termelétricas.

Outro benefício da hidreletricidade é a flexibilidade operativa, principalmente no contexto atual, no Brasil e no mundo, de expansão da participação de fontes de geração renováveis não despacháveis, como a energia eólica e a solar fotovoltaica. Devido à variabilidade e imprevisibilidade de geração dessas fontes, para a operação do sistema elétrico faz-se necessária a existência de fontes de geração capazes de assumir, de forma rápida e eficaz, as oscilações de tensão ou de frequência decorrentes de eventuais desbalanços entre oferta e demanda. Usinas hidrelétricas, principalmente reversíveis e que possuem reservatórios de acumulação, e termelétricas a gás natural em ciclo simples são tecnologias capazes de dar suporte à integração de fontes renováveis intermitentes no sistema elétrico.

As usinas reversíveis são plantas que operam com o bombeamento de água de um reservatório inferior para outro superior, nos horários do dia em que a oferta de energia excede a demanda (por exemplo, quando há excedentes de geração solar e/ou eólica). A água armazenada no reservatório superior, por sua vez, pode ser turbinada nos outros horários em que há escassez de oferta de geração, por exemplo, nos horários de pico de consumo ou na ausência de ventos ou de irradiação solar. Destaca-se que, neste processo, há um consumo líquido de energia ao longo de um período (geralmente de um dia). Esse tipo de projeto, comum em outros países, está em estágio inicial de desenvolvimento no Brasil.

Reservatórios de acumulação, por sua vez, são estruturas capazes de reservar água em períodos de cheia para utilização em períodos de seca, atualmente a forma mais eficiente de se armazenar energia elétrica, na forma de volume de água. A implantação desses reservatórios agrega não só a geração de energia em suas próprias casas de força, como também nas usinas que se situam a jusante, pela regularização que promovem nas aflúências dos cursos d'água. Além dos benefícios energéticos, dentre os quais o suporte à penetração de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica, diminuição da geração térmica no parque existente e o aumento da segurança energética de todo sistema, reservatórios de acumulação regularizam a vazão dos rios, contribuindo, ainda, para minimizar a ocorrência de enchentes em cidades localizadas a jusante dos barramentos, e para promover outros usos da água, como abastecimento humano, a irrigação, a navegação e a exploração turística, gerando alternativas de trabalho para a população local.

Considerando a crescente participação das fontes eólica e fotovoltaica menor ritmo de expansão de hidrelétricas para garantir o suprimento da demanda em momentos de indisponibilidade, serão necessárias usinas termelétricas para garantir a segurança no suprimento de energia, com o aumento das emissões de gases do efeito estufa (GEE).

A implantação de UHEs também pode ser um vetor de desenvolvimento regional. Como exemplo, no âmbito da UHE Belo Monte foi instituído o Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável (PDRS) do Xingu (Decreto nº 7.340/2010) com a finalidade de promover políticas públicas que resultem na melhoria da qualidade de vida da população dos municípios localizados na área de abrangência do empreendimento. Ainda pode-se citar o incentivo ao turismo local nos municípios ribeirinhos aos reservatórios, como em Itaipu, a melhoria das condições de trabalho e produtividade agrícola nos Projetos de Reassentamento, caso da UHE de Salto Caxias no Rio Iguaçu, e o aporte financeiro proveniente da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica (CFURH), que ocorre em todas as UHEs.

Por fim, destaca-se o desenvolvimento social e econômico obtido a partir do avanço da indústria hidrelétrica no Brasil. O investimento nessa fonte estimulou a produção interna de equipamentos e turbinas hidráulicas, assim como a formação de mão-de-obra especializada em diferentes áreas. Atualmente o país é referência no mercado internacional, exportando tecnologia e conhecimento para outros países.

Também nessa linha destaca-se o aumento do conhecimento científico acerca da biota e dos ecossistemas, devido aos estudos socioambientais e aos programas de monitoramento para a implantação dos projetos.

7.3 Principais impactos e medidas de mitigação

Neste capítulo são abordados os impactos típicos de projetos hidrelétricos, assim como as medidas frequentemente utilizadas para preveni-los, evitá-los, mitigá-los ou compensá-los. Embora os impactos associados a essa tipologia de empreendimento sejam, em geral, conhecidos, esses podem variar de acordo com as características individuais de cada projeto e da região em que o empreendimento está inserido.

De maneira geral, é comum aos projetos hidrelétricos, independentemente do seu porte, a interrupção do curso d'água com a construção de um barramento e a formação de um reservatório.

O barramento e a formação do reservatório alteram o regime hídrico do corpo d'água, influenciando o padrão de escoamento superficial e subterrâneo, tanto na área do reservatório como a jusante deste. No trecho do reservatório ocorre a redução da velocidade de escoamento e a alteração do regime lótico para lântico, propiciando, ainda, maior retenção de sedimentos. No trecho a jusante do barramento, há redução da descarga no período de enchimento do reservatório e, em alguns casos, permanentemente

devido à derivação do rio. Nesses casos, há a formação de um trecho de vazão reduzida (TVR).

Particularmente, usinas com reservatórios de acumulação regularizam o fluxo natural do rio, retendo a vazão afluyente no período de cheias e utilizando-a no período de seca, resultando na atenuação dos picos de cheia e elevação das vazões de seca no trecho a jusante. Já em projetos a fio d'água, as alterações no trecho a jusante são mínimas. Ainda, a formação do reservatório e a regularização do regime fluvial podem beneficiar outros usos da água, por exemplo, facilitando a navegação.

De modo a minimizar e avaliar os efeitos da alteração do regime hidrológico, geralmente são realizados os monitoramentos hidrossedimentológico, climatológico e do nível do lençol freático, além do estabelecimento de restrições e regras operativas, especialmente nos casos em que há formação de trechos de vazão reduzida (TVR).

Durante a etapa de construção a exposição dos solos com a retirada de vegetação e a movimentação de maquinário intensificam os processos erosivos e o carreamento de sólidos, impactando a dinâmica hidrossedimentológica e deteriorando a qualidade da água. Além disso, a elevação do nível do rio no trecho do reservatório pode propiciar a erosão das margens, especialmente nos casos em que ocorrem oscilações dos níveis d'água.

Para as consequências relacionadas à alteração do uso do solo são adotadas medidas como a contenção de taludes e encostas marginais, a recuperação de áreas degradadas e o monitoramento, buscando identificar e controlar os processos erosivos.

Com o enchimento do reservatório deverá ocorrer a degradação da matéria orgânica submersa, processo que pode comprometer a qualidade da água do futuro reservatório. Esta alteração pode ser prejudicial à biota aquática, além de possivelmente ocasionar conflitos de uso dessa água, tanto na área do reservatório como a jusante deste. Algumas medidas podem ser tomadas para prevenir os efeitos desse impacto, especialmente a limpeza e o desmatamento da área do reservatório. Deverá ainda ser realizado o acompanhamento das condições limnológicas e de qualidade da água durante a construção e operação do empreendimento.

Um dos impactos mais relevantes é a retirada da vegetação nativa para formar o reservatório e para a abertura de vias de acesso, implantação de áreas de empréstimo e bota-fora, além de outras infraestruturas associadas à obra. Assim, é importante que sejam adotadas medidas compensatórias, como a formação de banco de germoplasma de espécies da área impactada e a recomposição da vegetação de áreas impactadas, além da implantação de área de preservação permanente (APP) no entorno do reservatório.

A perda de vegetação, além de representar diretamente a supressão de espécimes da flora, também leva à perda de habitats para a fauna terrestre, já impactada pelo maior fluxo de pessoas, veículos e maquinário na região. Neste contexto é essencial que sejam adotadas ações de monitoramento, resgate e manejo da fauna.

Em função das alterações nos ecossistemas aquáticos com a formação do reservatório, é esperado que a fauna aquática, sobretudo os peixes, seja o grupo mais impactado. As modificações nas características do sistema aquático afetam diretamente a comunidade de peixes, alterando sua composição e estrutura e interferindo em sítios de reprodução e alimentação. Destaca-se ainda que a instalação do barramento pode interromper rotas migratórias, fundamentais para a sobrevivência de algumas espécies. De forma a minimizar estas interferências, algumas medidas são comumente adotadas, como o resgate de peixes, a construção de mecanismos de transposição de peixes e o monitoramento e manejo da fauna aquática. Devem-se citar também mecanismos de repulsão de peixes, que buscam evitar que estes sofram danos físicos provocados pelas turbinas.

Quanto ao meio socioeconômico, durante a fase de planejamento, quando não ocorrem ainda trabalhos efetivos no sítio da obra, mas onde há circulação de técnicos na região, já são observados alguns impactos, como a geração de expectativas na população, pois as pessoas imaginam que serão de alguma forma afetadas pelo empreendimento. Por essa razão, ultimamente os empreendedores têm buscado antecipar as ações de comunicação e relacionamento com a sociedade.

A construção do empreendimento pode atingir diretamente cidades, vilas, distritos, afetando moradias, benfeitorias, equipamentos sociais, dentre outros. Com intuito de minimizar o impacto destas interferências são estabelecidos programas de remanejamento da população tratando de reassentamentos, realocações e indenizações. Ao longo do processo, programas que estabelecem a comunicação com a população são importantes para garantir o acesso e a transparência às informações, bem como a participação social.

Possivelmente um dos aspectos mais relevantes do empreendimento é a atração de população para a região do projeto. Frequentemente, tal fator interfere de forma expressiva no cotidiano da população. Algumas consequências possíveis são o aumento da prostituição, devido ao acréscimo de população masculina durante a construção da usina, e o aumento da incidência e disseminação de doenças, como doenças sexualmente transmissíveis e, em projetos na Amazônia, malária. Para minimizar estes problemas, devem ser realizados o monitoramento e o controle de doenças através de um programa de saúde pública, visando à vigilância epidemiológica e a assistência à saúde.

A alteração na dinâmica na população igualmente é considerada um impacto importante associado à população atraída com a obra. Principalmente na fase de implantação, observa-se uma atração significativa de pessoas, considerando a chegada dos trabalhadores e de pessoas buscando empregos e novos negócios. Parte dessas pessoas pode permanecer na região mesmo após o término da obra. Para tratar disso, é necessário planejar a desmobilização da mão de obra, incentivando o retorno das pessoas para seus locais de origem.

Cabe ressaltar que o incremento populacional também implica em um aumento na busca de serviços de saúde, habitação, educação, dentre outros, o que pode gerar uma sobrecarga nos equipamentos e serviços públicos. Nesse cenário, é preciso adotar medidas visando redimensionar os equipamentos e serviços sociais da região, buscando melhorias na infraestrutura. Por sua vez, estas melhorias (iluminação e pavimentação de vias, rede elétrica, etc) podem contribuir com a valorização e a especulação imobiliária e, conseqüentemente, com a ocupação de novas áreas e o aumento da pressão sobre os recursos naturais.

A geração de emprego está diretamente associada às questões apresentadas anteriormente, visto que condiciona a atração e a retração de pessoas em função da oferta de trabalho. Da mesma maneira que provoca processos negativos, ela desencadeia uma série de impactos positivos, promovendo oportunidades de trabalho tanto diretos como indiretos para a região. O aumento de população empregada faz com que haja um aumento da massa salarial circulante, aumentando a demanda por bens e serviços que favorece a abertura de mais postos de trabalho. Nesse sentido, favorece a dinamização da economia local.

Com intuito de potencializar os efeitos positivos, bem como minimizar os negativos, da geração de empregos, são propostos programas que têm como objetivo a capacitação e a contratação da mão de obra local. Assim, atenua-se a quantidade da população de fora atraída e aumenta-se o montante de população local empregada mantendo a dinamização econômica.

Outro aspecto que estimula a economia é o incremento das receitas locais, fruto da arrecadação do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN) que incide sobre as atividades de implantação da usina e é repassado aos municípios diretamente afetados. Além disso, é previsto em lei (Lei nº 7.990/1989) o pagamento da Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para Fins de Geração de Energia Elétrica (CFURH). Ambos os recursos podem ser alocados de forma a melhorar na qualidade de vida da população da região. Partindo-se deste objetivo, é fundamental direcionar ações para o fortalecimento da gestão pública.

Ainda sobre a economia local, espera-se uma interferência nas atividades econômicas da região, como pesca, mineração, turismo, agropecuária, etc. Estas interferências ocorrem em função dos impactos de natureza física, biótica e socioeconômica relacionados com a implantação do empreendimento. Ou seja, considerando questões como o barramento do curso d'água, as alterações no uso do solo, na paisagem e a mudança no quadro socioeconômico, é esperado que as atividades anteriormente desenvolvidas tenham que ser adequadas às novas condições. Com isso, são fundamentais medidas direcionadas para o fomento das atividades econômicas locais, criando condições para potencializá-las e capacitando a população para se adequar e/ou empreender diante do novo contexto.

Vários dos processos impactantes já citados influenciam diretamente nos modos de vida da população, visto que interferem na organização social, política e cultural da região. Um dos aspectos mais significativos é o deslocamento compulsório das pessoas que residem em áreas comprometidas com a obra. No aspecto psicológico, o remanejamento mexe com os vínculos afetivos criados com o lugar onde as pessoas vivem e com as relações entre os parentes e vizinhos. Geralmente, essas mudanças são muito sentidas pela população, provocando angústia diante da insegurança sobre o futuro. No plano socioeconômico, além da população realocada, em alguns casos pode ser importante preparar os habitantes da região que receberão os realocados para integração menos conflitiva. Para minimizar os problemas, é fundamental um conjunto de ações que visem apoiar a comunidade diretamente afetada, planejar o remanejamento e manter constante o diálogo com a população, partindo-se da premissa de manter ou melhorar a qualidade de vida das pessoas, tanto individualmente quanto enquanto comunidade, nos casos em que assim se identificam.

A nova realidade que surge após a decisão de implantar o empreendimento contribui de forma expressiva para a desestruturação da vida social e política da sociedade. Nessa linha, em decorrência do conjunto de impactos sofrido pela população local, é comum surgirem novos conflitos e/ou aumentarem os já existentes, tanto entre os segmentos da sociedade local quanto desta com os agentes externos atuantes na região. Entretanto, o convívio entre populações de modos de vida distintos, com a chegada de um grande contingente de pessoas na região, também pode produzir efeitos positivos, tais como fortalecimento das instituições locais, intercâmbios culturais e convivência pacífica. Medidas são direcionadas para os impactos específicos visando minimizar os conflitos que podem ser gerados indiretamente.

Quanto ao patrimônio, a obra pode interferir em locais com elementos do patrimônio natural, cultural, histórico, arqueológico, paleontológico, paisagístico e espeleológico. Para

minimizar essas interferências, são propostos programas de pesquisa do patrimônio e de resgate e preservação, quando for o caso. Trata-se de uma iniciativa com objetivo de reconstituir e valorizar a memória histórica, cultural e arqueológica da região afetada.

Todos os impactos já descritos se aplicam aos povos e comunidades indígenas e tradicionais, entretanto, analisando as particularidades socioculturais dessas comunidades, pressupõe-se que elas são mais sensíveis aos impactos da construção de uma usina. Em linhas gerais, povos e comunidades com um modo de vida muito dependente dos recursos naturais se reproduzem socialmente por meio de modos de produção ligados à pesca, ao extrativismo e à agricultura de subsistência e, para tal, se organizam a partir de lógicas familiares, comunitárias e religiosas. Assim sendo, tais características conferem a estes povos e comunidades, especialmente as indígenas, uma maior vulnerabilidade frente às interferências aos recursos naturais, às novas infraestruturas na região (como estradas), ao novo vetor de integração econômica da região ao país e aos impactos associados à população atraída.

Ao longo dos anos, o processo de licenciamento ambiental incorporou a necessidade de manifestação dos órgãos ou entidades envolvidos no licenciamento (Fundação Nacional do Índio - Funai, Fundação Cultural Palmares - FCP, Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional - Iphan, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama e Ministério da Saúde - MS) e de estudos que visam aprofundar o conhecimento sobre a intervenção de empreendimentos em temas específicos, como terra indígena, terra quilombola, patrimônio, área de risco para malária, etc. Dentre estes estudos, cabe destacar: o Estudo do Componente Indígena (ECI); Estudos do Componente Quilombola; Estudos sobre o Patrimônio Histórico e Artístico Nacional; Avaliação do Potencial Espeleológico; e Avaliação do Potencial Malarígeno (APM).

Os estudos trazem conteúdos voltados ao tema e no geral abarcam planos de trabalho, diagnósticos, avaliação de impactos e planos de mitigação e controle. Dentre as medidas e programas contidas nestes planos, podem ser citados: acompanhamento e controle dos contatos interétnicos; programas especiais de remanejamento de comunidades ribeirinhas; fomento às atividades tradicionais; fortalecimento institucional e dos direitos indígenas; programa de saúde indígena; e programa de comunicação com as comunidades afetadas e as entidades representativas.

Além dos programas mencionados, outras ações merecem destaque. De modo geral, trata-se de medidas compensatórias e de estudos e planos específicos que frequentemente são propostos ou exigidos por lei e que também têm como propósito a minimização dos impactos socioambientais de uma UHE.

Em termos de compensação financeira, são previstos em lei dois mecanismos que visam compensar os impactos causados por empreendimentos hidrelétricos. A compensação ambiental, que obriga o empreendedor a apoiar a implantação e manutenção de unidades de conservação, é regulamentada pelo Decreto nº 4.340/2002, onde se determina que seja aplicado até 0,5% do valor investido no empreendimento (não contabilizados os custos com programas ambientais) para compensar os efeitos dos impactos negativos não mitigáveis. A CFURH, regulamentada pelo Decreto nº 3.739/2001 e pela Resolução Aneel nº 67/2001, assegura aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios participação no resultado da exploração de recursos hídricos para geração elétrica.

Os principais impactos descritos acima estão sintetizados na Tabela 18 a seguir.

Tabela 18 Principais impactos socioambientais da geração hidrelétrica

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Recursos Hídricos	Alteração no regime hidrológico.	C/O	Estabelecimento de restrições e regras operativas; Manutenção de vazões mínimas nos trechos de vazão reduzida (TVR); Monitoramento hidrossedimentológico, climatológico e do nível do lençol freático.
Qualidade da água	Deterioração da qualidade da água.	C/O	Limpeza e desmatamento da área do reservatório; Controle da proliferação de algas, macrófitas aquáticas e outros organismos; Monitoramento limnológico e da qualidade da água.
Uso e ocupação do solo	Alteração do uso do solo; Intensificação dos processos erosivos e assoreamento.	C/O	Contenção de taludes e encostas; Recuperação de áreas degradadas; Zoneamento, monitoramento e controle do uso do solo; Monitoramento da erosão, do transporte e da deposição dos sedimentos.
Fauna e flora terrestre	Supressão da vegetação; Interferência na fauna.	C/O	Resgate e manejo da fauna; Monitoramento da fauna; Recomposição da vegetação; Implantação de APP do reservatório; Criação de banco de germoplasma e implantação de viveiro de mudas.
Fauna aquática	Interferência na fauna aquática; Interferência na migração de peixes.	C/O	Monitoramento e manejo da fauna aquática Resgate de peixes; Construção de mecanismos de transposição de peixes

Tabela 19 Principais impactos socioambientais da geração hidrelétrica (Continuação)

Tema	Impactos	Fase	Medidas
População	Geração de expectativas; Interferência em cidades, vilas, distritos (moradias, benfeitorias, equipamentos sociais, estabelecimentos comerciais, etc); Atração de população;	P/C/O	Comunicação com a população; Remanejamento da população (reassentamento, relocação e indenização); Desmobilização da mão de obra e retorno ao local de origem; Redimensionamento dos equipamentos e serviços sociais; Monitoramento e controle de doenças.
	Pressão sobre serviços e equipamentos sociais (saúde, educação, etc); Aumento da incidência de doenças.		
Empregos	Geração de empregos; Redução do emprego após as obras e retração das atividades econômicas.	C/O	Capacitação e contratação de mão de obra local.
Infraestrutura	Interferência e pressão na infraestrutura (sistema viário, redes de esgotos, etc).	P/C/O	Recuperação e redimensionamento da infraestrutura afetada; Gestões junto aos órgãos competentes.
Economia	Interferência nas atividades econômicas (pesca, mineração, agropecuária, turismo, etc); Dinamização da economia local; Incremento das receitas locais (tributos, CFURH, etc).	P/C/O	Fomento às atividades econômicas locais; Ações para fortalecimento da gestão pública.
Modos de Vida	Alteração na organização social, política e cultural.	P/C/O	Remanejamento de comunidades; Diálogo com as comunidades afetadas.

Fonte: EPE. Legenda: P – Planejamento, C – Construção e O – Operação.

7.4 Desafios e gestão

Nos últimos anos, o setor elétrico vem enfrentando desafios para desenvolver as UHEs planejadas. Alguns surgiram em função do potencial estar localizado em áreas preservadas, principalmente na região Amazônica. Parte decorreu da maior participação da sociedade nas discussões socioambientais relacionadas, sobretudo, aos grandes empreendimentos, o que provocou alterações na dinâmica do processo de licenciamento ambiental. Por fim, outros desafios se dão em função da necessidade cada vez maior de articulação entre diferentes órgãos governamentais para realização de projetos intersetoriais.

Diante deste quadro, sob a perspectiva socioambiental, um dos grandes desafios para a expansão da oferta de energia hidrelétrica é compatibilizar o aproveitamento do potencial inventariado com as políticas de proteção socioambiental. Esta questão é particularmente importante para o contexto da região Amazônica, considerando que 60% do potencial inventariado está na região e que esta possui cerca de metade de sua extensão coberta por áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas e terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos).

Neste cenário, alguns aspectos merecem destaque no processo de implantação de empreendimentos hidrelétricos. O primeiro deles é a falta de regulamentação quanto aos dispositivos legais e normativos que regem a situação dos povos indígenas, quilombolas e povos e comunidades tradicionais. No Brasil, determinou-se que a consulta prévia, livre e informada prevista na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT se aplica aos povos indígenas e quilombolas afetados diretamente por medidas legislativas ou administrativas. Entretanto, ainda não existe regulamentação sobre o procedimento de consulta. Ademais, há demanda para inclusão dos povos e comunidades tradicionais entre os sujeitos de direito da Convenção nº 169 da OIT, o que ampliaria o escopo de territórios e povos sob esta legislação.

Outra incerteza relacionada às comunidades indígenas refere-se ao artigo 231 da Constituição Federal, que trata do reconhecimento dos direitos originários dos índios sobre as terras tradicionalmente ocupadas. A falta de regulamentação do §3º, sobre a exploração dos recursos hídricos em terras indígenas, deixa em aberto o procedimento de consulta e a forma de compensação às comunidades afetadas, exigindo atualmente a autorização do Congresso Nacional para a instalação de projetos nessas terras.

Outro aspecto que cabe citar é a incerteza quanto aos encaminhamentos para o processo de licenciamento ambiental de aproveitamentos hidrelétricos com interferência em unidades de conservação. A implantação de aproveitamentos hidrelétricos geralmente

é incompatível com seus objetivos de criação. Portanto, para construir usinas em sítios localizados em unidades de conservação, há necessidade de redelimitar as áreas destas unidades, o que só pode ser feito por meio de lei específica (§7º do art. 22 da lei 9.985/2.000 do Sistema Nacional de Unidade de Conservação – SNUC). Embora algumas unidades já tenham sido redelimitadas para a implantação de projetos hidrelétricos, ainda não existe nenhum dispositivo legal que estabeleça os procedimentos necessários para tal processo, o que dificulta a resolução do conflito.

Além disso, por motivos diversos, tem sido observada uma tendência à judicialização do processo de licenciamento ambiental de UHEs, por meio da instauração de Ações Civis Públicas (ACPs) movidas pelo Ministério Público. Antes dessas ações, ainda são frequentes inquéritos civis e Termos de Ajustamento de Conduta (TACs). Tais fatores refletem uma crescente percepção negativa da sociedade frente às usinas hidrelétricas, questionando os impactos e benefícios associados aos grandes projetos. Cabe destacar que muitas dessas ações implicam na suspensão do processo de licenciamento e/ou tornam o projeto inviável.

As dificuldades legais apresentadas geram incertezas no planejamento da expansão do sistema elétrico, já que a viabilização da implantação de projetos hidrelétricos requer consultas diversas e processos complexos de licenciamento ambiental, dentre outras demandas. Nestas condições, a implantação de um projeto hidrelétrico pode constituir-se num longo processo.

Diante desse cenário, o setor elétrico brasileiro começou a buscar alternativas e uma nova forma de se planejar e construir hidrelétricas, visando dar continuidade ao aproveitamento de seu expressivo potencial. O governo iniciou, então, um processo de articulação entre ministérios, promovendo discussões e estudos na busca por soluções inovadoras e estruturantes que cumpram esse desafio.

Dentre as iniciativas do setor, estão estudos que buscam compatibilizar o desenvolvimento do potencial hidrelétrico com a conservação da biodiversidade em bacias hidrográficas de interesse para o setor elétrico. Nesta esfera, destaca-se a Avaliação Ambiental Integrada, cuja metodologia foi definida a partir de um termo de compromisso firmado entre órgãos do MMA e do MME. Nestes moldes, a AAI foi definitivamente incorporada às diretrizes e procedimentos de inventário e de planejamento do MME e visa, dentre outros objetivos, fornecer subsídios para a tomada de decisão do órgão licenciador. Outro estudo também já realizado em bacias hidrográficas de interesse para o setor é o mapeamento de áreas críticas para conservação, em que se aplica a metodologia de Planejamento Sistemático da Conservação (PSC).

O aprimoramento do conceito de usina-plataforma também é mais uma ação nesse sentido. Essa solução se aplica a aproveitamentos localizados em áreas preservadas e com baixa ocupação humana. Nestes casos, considera-se que um conjunto de inovações em diversos módulos (planejamento, logística, construção, entre outros) possa contribuir para a conservação ambiental do local. Assim, são previstas, por exemplo, medidas a fim de evitar a ocupação no entorno do empreendimento hidrelétrico e não incentivar a permanência de trabalhadores na região.

Ressalta-se também a mobilização do setor acerca das questões sociais e legais no âmbito do planejamento energético, tais como: a regulamentação da atuação dos órgãos e entidades federais envolvidos no processo de licenciamento ambiental; a instituição do cadastro socioeconômico da população atingida por empreendimentos de geração de energia elétrica; e o esforço para o estabelecimento dos procedimentos de consulta nos moldes da Convenção nº 169 da OIT e para a regulamentação do artigo 231 da Constituição Federal.

Para os dois últimos pontos foi instituído Grupo de Trabalho Interministerial com a finalidade de estudar, avaliar e apresentar proposta de regulamentação da Convenção nº 169 da OIT sobre Povos Indígenas e Tribais, no que tange aos procedimentos de consulta prévia dos povos indígenas e tribais e desde 2011 o MME vem discutindo a regulamentação deste artigo com a Presidência da República e outros entes do Governo Federal.

Outro projeto interessante do MME é a realização de estudos voltados para o desenvolvimento regional sustentável de áreas onde poderão ser implantadas usinas hidrelétricas estruturantes. Estudos desta natureza são especialmente relevantes para a gestão socioambiental de regiões que possuem a perspectiva da implantação de grandes empreendimentos.

Por fim, cabe citar a publicação da “Metodologia para o Diagnóstico Social, Econômico e Cultural dos Atingidos por Barragens” pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) e pela Secretaria-Geral da Presidência da República. A metodologia apresentada tem como objetivo quantificar e qualificar as populações atingidas na construção de barragens no Brasil. Neste tema, ainda destaca-se a Política Nacional de Tratamento dos Atingidos por Barragens que está sendo consolidada com base nos debates e sugestões dos ministérios envolvidos.

As iniciativas citadas acima refletem o esforço governamental para aprimorar a gestão socioambiental dos projetos hidrelétricos previstos. Ainda que haja muito a ser feito, é um avanço trazer essas discussões para a esfera do planejamento e reconhecer a

importância da articulação intersetorial para compatibilizar a geração de energia com as políticas sociais e ambientais.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em função das preocupações crescentes das sociedades com relação às emissões de gases de efeito estufa e seu impacto no clima do planeta, existe hoje um consenso, a nível internacional, da necessidade de adoção de medidas capazes de reduzir as emissões associadas a atividades antrópicas. No que diz respeito ao setor elétrico, o uso de equipamentos mais eficientes na geração, o uso final da eletricidade e a maior participação de fontes renováveis na matriz elétrica são soluções propostas, que em vários países já foram incorporadas em seus planejamentos estratégicos e em suas políticas energéticas. Neste contexto, a hidreletricidade desempenha papel duplamente importante: (i) no atendimento à demanda de energia elétrica com baixas emissões e, (ii) na viabilização da maior participação de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica, provendo serviços auxiliares e armazenamento. Adicionalmente, trata-se de uma tecnologia de geração madura e economicamente competitiva e, seus reservatórios são capazes de prover uma série de benefícios não energéticos, como abastecimento de água, irrigação, navegação e recreação. O seu emprego para controle de cheias pode tornar-se ainda mais importante em caso de mudanças climáticas, mitigando o impacto de chuvas ou secas mais severas.

Apesar de suas inúmeras vantagens, a hidreletricidade enfrenta alguns desafios para sua expansão. Do ponto de vista econômico é reconhecido o fato de a construção de grandes usinas hidrelétricas exigirem investimento significativo de recursos. Neste sentido, a viabilidade de tais projetos pode estar associada à disponibilidade de recursos para financiá-los e também a existência de condições favoráveis de financiamento. Ressalta-se ainda que o prazo para construção é usualmente maior do que para outras opções de geração, o que posterga o início do recebimento de receitas associadas à sua operação e impacta negativamente o retorno do investimento. Vale ainda destacar que o processo de decisão para a construção é usualmente demorado, pois deve ser pautada numa série de estudos técnicos e ambientais, que são interdependentes. Por vezes, estes estudos podem resultar num árduo e complexo processo de entendimento e equacionamento de interesses.

As questões socioambientais associadas à construção de usinas hidrelétricas suscitaram muitas controvérsias no final do século passado. Esforços foram feitos, a nível nacional e internacional, para o adequado equacionamento destas questões (que inclui os usos múltiplos da água), que resultaram na proposição de novas diretrizes e normas para

a construção de projetos hidrelétricos sustentáveis. No entanto, particularmente no Brasil, trata-se ainda de uma questão complexa, pois a maior parte do potencial hidrelétrico inventariado a ser explorado localiza-se na Amazônia, com impacto em áreas de proteção ambiental e terras indígenas e/ou quilombolas. Ainda, são projetos distantes dos grandes centros de consumo, o que resulta na necessidade de investimentos adicionais em linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade.

Se por um lado existem desafios à expansão da hidreletricidade relacionados às questões de financiamento, impactos socioambientais e usos múltiplos da água, a hidreletricidade é indubitavelmente uma tecnologia importante para a operação segura e econômica de sistemas elétricos, principalmente naqueles com uma maior participação de fontes renováveis intermitentes no sistema de geração. A flexibilidade operativa das hidrelétricas permite mitigar as flutuações típicas das fontes eólicas e solares fotovoltaicas, garantindo o suprimento de energia confiável. A capacidade de armazenamento de energia em seus reservatórios permite otimizar o uso dos recursos energéticos, sobretudo dos recursos renováveis, maximizando o atendimento da demanda de energia elétrica por fontes de geração limpas. Serviços auxiliares e armazenamento também podem ser providos por usinas hidrelétricas reversíveis, embora sejam consumidoras líquidas de energia.

Nas seções seguintes são sumarizadas os aspectos mais importantes relacionados à expansão hidrelétrica, seu potencial inventariado e desafios tecnológicos e regulatórios.

8.1 Potencial hidrelétrico inventariado

Com base nas informações descritas no “Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas - Versão de 31/05/2013” e no Banco de Informações da Geração (consulta online em 15/07/2013), dados elaborados pela ANEEL e disponíveis em seu portal, a EPE relacionou um potencial hidrelétrico de 172 GW, que considera os aproveitamentos hidrelétricos (UHEs e PCHs) em operação ou em construção, assim como aqueles inventariados. Com base em nova consulta ao Banco de Informações da Geração da ANEEL, em 11/05/2016, foram atualizados os dados referentes às usinas que estão em operação (104,6 GW), restando, portanto, 67,7 GW de projetos hidrelétricos inventariados para serem explorados. Deste total, cerca de 66% são projetos localizados nas regiões hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia e 18% nas regiões hidrográficas Paraná e Uruguai.

8.2 Aproveitamento do potencial hidrelétrico na Amazônia

O potencial inventariado brasileiro localizado na Amazônia possui cerca de metade de sua extensão coberta por áreas protegidas. São rios de planície (portanto, baixa queda d'água), com vazões elevadas e padrão fortemente sazonal. Para minimizar impactos socioambientais, tem sido adotada como solução a construção de projetos de usinas hidrelétricas a fio d'água. Esta solução, pelo porte das usinas nesta região, exigiu várias concepções inovadoras em engenharia e tecnologia, dentre as quais a utilização de turbinas bulbo (que hoje, são as maiores em funcionamento no mundo). Esta solução, no entanto, resulta numa produção de energia elétrica com padrão sazonal, impactando a operação do sistema interligado nacional. Mantida esta tendência, a operação dos reservatórios de acumulação existentes apresentará maiores variações, e considerando ainda a demanda crescente de energia, o sistema como um todo apresentará uma menor capacidade de regularização. Os paradigmas da operação certamente terão que ser revistos, e pode-se antever que um maior parque termelétrico deverá ser necessário para garantir a confiabilidade do atendimento da demanda em condições hidrológicas adversas.

Aspectos tecnológicos são também relevantes na questão da transmissão quando se tem em vista o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. Com efeito, a floresta e as grandes distâncias envolvidas entre os sítios de geração e os mercados consumidores de maior magnitude descortinam o uso de tecnologias que permitam maximizar o volume de energia transportado, travessias de rios ou sítios que poderão exigir grandes vãos de linha e torres de grande altura, para minimizar impactos sobre o meio físico.

8.3 Usinas com reservatórios ou a fio d'água

A construção de usinas a fio d'água como solução para minimização de impactos socioambientais não se restringe à Amazônia e este tema tem sido alvo de discussões da agenda setorial.

Diante da necessidade de levantar informações de projetos hidrelétricos com reservatórios que promovam a regularização das afluências e que gerem benefícios para todo o sistema, a EPE elaborou a estudo (EPE, 2015e) com o objetivo de selecionar um conjunto de projetos hidrelétricos de regularização e avaliá-los sob a ótica energética, econômica e socioambiental, de forma a subsidiar as discussões e possíveis tomadas de decisão quanto à implantação destes projetos.

Neste estudo da EPE, inicialmente, foram identificados 71 aproveitamentos que operariam promovendo a regularização mensal, capazes de contribuir com 50,7 GWmed de energia armazenável, acrescentando cerca de 18% na capacidade de armazenamento total atual do SIN. Notou-se, porém, que este potencial se encontra distribuído assimetricamente, uma vez que 90% do total de energia armazenável está concentrada em 30% dos aproveitamentos.

Finalmente, para uma análise mais detalhada, foram escolhidos aqueles projetos cuja capacidade de armazenamento supere 480 MWmed, tendo como base os principais reservatórios do SIN monitorados pelo ONS. Assim foram definidos 25 projetos, cujos reservatórios poderiam agregar 46.646 MWmed de Energia Armazenável ao sistema, ou seja, cerca de 16% da capacidade de armazenamento em 2015.

A avaliação socioambiental categorizou os 25 projetos analisados em quatro grupos de acordo com suas principais interferências socioambientais (áreas legalmente protegidas e população afetada). Além disso, foram apresentadas outras questões importantes no âmbito do processo de licenciamento ambiental. O resultado da avaliação socioambiental indicou que 16 projetos, correspondente a 54% da energia armazenável de todo o conjunto (25.153 MWmed), apresentam, pelos critérios utilizados, grau de complexidade socioambiental menor do que os demais. Outros nove projetos, que compreendem cerca de 46% da energia armazenável de todo o conjunto (21.493 MWmed), apresentam maior grau de complexidade.

Por fim, destacou-se que a análise apresentada não pretendia esgotar todos os aspectos que permeiam a implantação dos projetos. De uma forma geral, isto acontece em função da subjetividade inerente às análises socioambientais e à deficiência de dados devido a fase em que se encontram a maioria dos projetos. Tais questões acabam por dificultar uma abordagem mais detalhada, tornando inevitável assumir simplificações e premissas. Ainda assim, acredita-se que a contextualização energética, econômica e socioambiental realizada contribui de forma significativa para enriquecer as discussões sobre a implantação de empreendimentos hidrelétricos com reservatórios de regularização.

8.4 Usinas hidrelétricas reversíveis

O potencial de aproveitamento de hidrelétricas reversíveis no Brasil, estimado em 1991, é bastante expressivo, e seu valor deve ser inferior com as novas metodologias de avaliação. Há que se considerar, também, que o levantamento realizado há mais de 20 anos precisa ser atualizado considerando principalmente o uso e ocupação atuais da região, já que essas áreas podem estar urbanizadas ou protegidas, por exemplo. Assim, é

necessário realizar estudos para estimar com maior precisão o real potencial de centrais hidrelétricas reversíveis no Brasil.

8.5 Repotenciação e modernização

Ainda no campo da geração, há a questão da recapacitação e modernização de usinas existentes, ideia que ganha força na medida do avanço cronológico dos equipamentos em operação. Embora os ganhos em potência efetiva e de energia com repotenciação, não sejam expressivos (avaliados pela EPE em 605 MW 272 MWmed, respectivamente), esta solução tecnológica requer aperfeiçoamentos institucionais, legais e regulatórios se for o caso de se incentivar os investimentos em ações de R&M. Na legislação atual, não há um reconhecimento financeiro e comercial dos possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com um eventual aumento de potência efetiva sem aumento de rendimento da usina. Mesmo nos casos de repotenciação com aumento de rendimento, tem se observado dificuldades a serem superadas na revisão da energia assegurada da usina. Além do reconhecimento do aumento de energia assegurada da usina, para os casos em que se demonstre o aumento do rendimento das unidades geradoras, e da regulamentação de sua comercialização, outro aperfeiçoamento que poderá estimular projetos de R&M é o reconhecimento do aumento de potência efetiva da usina e consequentemente de sua contribuição para o aumento da reserva de potência do SIN.

8.6 Usos múltiplos da água

A compreensão de que os recursos hídricos atendem a diversas demandas fundamenta a Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei Federal 9.433/97), através da qual se criou também o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Com esta nova lei, a água é considerada um bem de domínio público, dotado de valor econômico (para incentivar o uso racional da água), tendo por usos prioritários o abastecimento humano e a dessedentação de animais (ANA, 2002).

As usinas hidrelétricas, mesmo quando não projetada para este fim, contribuem para os usos múltiplos da água, como fontes de água potável, lazer, pesca, piscicultura, irrigação para agricultura, turismo e transporte.

Os múltiplos usos das águas geram conflitos, pois a água é um recurso natural limitado, e sendo as demandas crescentes, os conflitos devem ser cada vez mais frequentes, e intensificados em períodos de estiagem. A compatibilização das usinas hidrelétricas e demais usuários dos recursos hídricos poderá permear o conjunto de ações necessárias ao desenvolvimento do potencial hídrico brasileiro.

Todos esses aspectos apresentados inserem incertezas no planejamento da expansão hidrelétrica no Brasil, visto que a decisão de implantação de novos empreendimentos pode incorrer num longo processo que envolve estudos de viabilidade, aprimoramentos tecnológicos, conciliação de conflitos socioambientais, dentre outros.

9 REFERÊNCIAS

- ALSTOM. 2016. Disponível em: <www.keyshot.com/gallery/alstom>. Acesso em 26 abr. 2016.
- AMBIENTE ENERGIA. Pesquisadores britânicos estudam potencial de energia hidrocinética no norte do Brasil. 2015. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br>>.
- ANA. A Evolução da Gestão dos Recursos Hídricos no Brasil. Brasília: ANA, 2002. Agência Nacional de Águas.
- ANEEL. Resolução nº 67, de 22 de fevereiro de 2001. Estabelece o procedimento para o cálculo e recolhimento da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, devida pelos concessionários e autorizados de geração hidrelétrica, dá outras providências e revoga as Portarias DNAEE 304 de 29.04.1993, 827 de 20.07.1993 e as disposições da Portaria 033 de 02.03.1995, que com esta conflitam. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 23 fev. 2001.
- _____. Energia Hidráulica. In: ANEEL Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3ª. ed. 2008. Cap. 3. Parte II : Fontes renováveis.
- _____. BIG - Banco de Informações de Geração. 2013. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 2013.
- _____. BIG - Banco de Informações de Geração. 2015. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: set. 2015.
- _____. BIG - Banco de Informações de Geração. 2016. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: abr. 2016.
- BLACK&VEATCH/NREL. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies. 2012. Disponível em: <<http://bv.com>>. Acesso em: abr. 2016.
- BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Brasília, 5 de outubro de 1988.
- _____. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 29 dez. 1989.

- _____. Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000. Regulamenta o art. 225, § 1o, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 19 jul. 2000.
- _____. Decreto nº 3.739, de 31 de janeiro de 2001. Dispõe sobre o cálculo da tarifa atualizada de referência para compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e da contribuição de reservatórios de montante para a geração de energia hidrelétrica, de que trata a Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 1 fev. 2001
- _____. Decreto nº 4.340, de 22 de agosto de 2002. Regulamenta artigos da Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000, que dispõe sobre o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza - SNUC, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 23 ago. 2002
- _____. Decreto nº 5.051, de 19 de abril de 2004. Promulga a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT sobre Povos Indígenas e Tribais. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 20 abr. 2004
- _____. Decreto nº 7.340/2010, de 21 de outubro de 2010. Institui o Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável - PDRS do Xingu, o seu Comitê Gestor e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 22 out. 2010.
- _____. Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010. Institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, cria o Comitê Interministerial de Cadastramento Socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 27 out. 2010.
- _____. Portaria Interministerial nº 340, de 1 de junho de 2012. Estabelece competências e procedimentos para a execução do Cadastro Socioeconômico para fins de identificação, quantificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica, nos termos previstos no Decreto nº 7.342, de 26 de outubro de 2010. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 04 jun. 2012.
- _____. Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas - Projeto Balcar. Rio de Janeiro, 2014.
- BRASIL ENERGIA. UHE Tucuruí terá parque para geração hidrocínética de energia. 2014. Disponível em: <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/daily/beck-online/eletrica/2014/11/uhe-tucurui-tera-parque-para-geracao-hidrocinetica-de-energia-460658.html>> <http://www.gazetadopovo.com.br/economia/projeto-quer-testar-potencial-de-energia-hidrocinetica-ej6qhshoz6r58trkdcrtufke>>.
- BRASIL JUNIOR, Antonio C. P. *et al.* Turbina Hidrocínética Geração 3. 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/citenel2007/pdf/it46.pdf>>.

- CGEE. Oportunidades para a Difusão de Tecnologias de Energia Limpas: Subsídios para a Participação Nacional na Conferência de Mudança do Clima. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Brasília. 2009.
- CNEC/Intertechne. Estudo de Viabilidade Técnica-Econômica da UHE Sinop. 2007.
- CONAMA. Resolução nº 01 de 23 de janeiro de 1986. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 17 fev. 1986.
- DEANE, J. P. et al. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 4, p. 1293-1302, 2010.
- EIA. Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. 2013. Disponível em <www.eia.gov>. Acesso em: abr. 2016.
- _____. EIA Beta. 2016. Disponível em: <http://www.eia.gov/beta/>. Acesso em: 02 mai. 2016.
- ELETROBRAS. Levantamento do Potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis. Rio de Janeiro. 1991.
- _____. Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 : Plano 2015 : Volume II : Estudos Básicos. Rio de Janeiro. 1994. Disponível em: <https://www.elektrobras.com/>.
- EPE. Plano Nacional de Energia de Longo Prazo (Horizonte 2030) – Geração Hidrelétrica – Avaliação dos impactos socioambientais. 2006.
- _____. Considerações sobre Repotenciação e Modernização de usinas hidrelétricas. 2008. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. Nota Técnica DEN 03/08. Junho de 2008.
- _____. Relatório de Impacto Ambiental UHE Teles Pires. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2010.
- _____. Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014. Rio de Janeiro: EPE, 2015a. 292 p.
- _____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. 2015b. Ministério de Minas e Energia. Brasília. Em consulta pública de 16/09/15 a 07/10/15.
- _____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 : Arquivos de dados para o processamento do programa Newave. 2015c. Ministério de Minas e Energia. Brasília. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em abr. 2016.
- _____. Balanço Energético Nacional : Séries Históricas Completas. 2015d. Tabelas 2.28 e 5.3. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 26 out. 2015

- _____. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração : Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização. 2015e. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. (EPE-DEE-DEA-RE-001/2015-r0).
- EPE/LEME. Estudo de Viabilidade Técnica-Econômica da UHE Dardanelos. 2011.
- EPE/THEMAG. Estudo de Viabilidade Técnica-Econômica da UHE Sinop. 2010.
- EPRI. Electricity Energy Storage Technology Options : A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. 2010.
- E3/WECC. Capital cost review of Power Generation Technologies. 2014. Disponível em: <www.wecc.biz>. Acesso em: abr. 2016.
- IEA. Technology Roadmap : Hydropower. International Energy Agency. Paris. 2012. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/>.
- _____. Technology Roadmap : Energy storage. International Energy Agency. Paris. 2014.
- IEA/NEA. Projected Costs of Generating Electricity-2015 Edition. 2015. International Energy Agency/Nuclear Energy Agency. Paris.
- IHA. Hydropower Status Report. 2015. Disponível em: <<https://www.hydropower.org/2015-hydropower-status-report>>.
- IJHD. World Atlas & Industry Guide. International Journal of Hydropower and Dams. Wallington, Surrey, UK, p. 405. 2010.
- INAGE, S. Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids. International Energy Agency. Paris. 2009. IEA Working Paper.
- IPCC. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2011.
- IPEA. Coordenação: Eduardo Luiz Zen. Metodologia para o diagnóstico social, econômico e cultural dos atingidos por barragens. Brasília, 2014.
- IRENA. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. 2012. Disponível em: <www.irena.org>. Acesso em: abr. 2016.
- _____. Hydropower Technology Brief. 2015. Disponível em: <www.irena.org>. Acesso em: abr. 2016.
- KUMAR, A. et al. Hydropower. In: EDENHOFER, O., et al. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge, United Kingdom and New York: Cambridge University Press, 2011.
- LEME/Intertechne. Estudo de Viabilidade Técnica-Econômica da UHE IRAPÉ. 2000.

MME. Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, p. 684. 2007. Disponível em: <http://www.cepel.br/ManualInventario07/Manual_inventario_port.pdf>.

_____. Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada – TEIF e Programada – IP de Usinas Hidrelétricas. 2015. Ministério de Minas e Energia. Brasília. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/revisao-dos-valores>>.

MME/EPE. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007a. 408 p.

_____. Plano Nacional de Energia 2030 : Geração Hidrelétrica. Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília. 2007b.

MWH. Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest : Final Report : prepared for: U.S. Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center. 2009. Agosto. Disponível em: <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2014.

NTNU. Kaplan Turbines. 2016. Norwegian University of Science and Technology. Disponível em: <<http://www.ivt.ntnu.no>>. Acesso em: 28 jan. 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2016. Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: abr. 2016.

PCE/Intertechne. Estudo de Viabilidade Técnica-Econômica da UHE Teles Pires. 2010.

PCE/LEME. Estudo de Viabilidade Técnica-Econômica da UHE Dardanelos. 2004.

REN21. GLOBAL STATUS REPORT. 2015. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>>.

STORE. Development of Bulk Energy Storage & Natura 2000 : Deliverable 3.3. [s.d.]. Disponível em: <http://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/development-of-bulk-energy-storage-natura-2000>. Acesso em: 27 nov. 2014.

TOLMASQUIM, M. T. Geração de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência : CENERGIA, 2005.

TOTH, A. Hydropower utilization. 2014. Disponível em: <http://www.tankonyvtar.hu/hu/tartalom/tamop412A/2011_0059_SCORM_MFKGT5050-EN/sco_05_01.scorm>. Acesso em 26 abr. 2016.

USDOE. DOE Global Energy Storage Database. 2014. Office of Electricity Delivery & Energy Reliability. Disponível em: <<http://www.energystorageexchange.org/projects>>. Acesso em: 2014a.

_____. 2014 Hydropower Market Report. 2014b. Disponível em: <<http://energy.gov/hydropower-market-report>>. Acesso em 2015.

VOITH.Turbinas Alden. 2015. Disponível em: <<http://www.voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/produtos-ecologicamente-corretos/turbina-alde-873.html>>.

WEC. Charting the Usurhe in Hydropower Development. 2015. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf>.

Biomassa

1 INTRODUÇÃO

O uso da biomassa como fonte de energia precede o aparecimento do homo sapiens. Estudos arqueológicos indicam o uso do fogo por homínídeos há mais de 1 milhão de anos. Entretanto, o uso regular desta fonte deve ter se iniciado entre 350.000 e 320.000 anos atrás (SHIMELMITZ et al, 2014). O aproveitamento energético da biomassa disponível foi essencial para a evolução humana, sendo que seu próprio meio de obtenção e uso progrediram juntos, desde a lenha catada para cocção, proteção e aquecimento, até as modernas práticas de produção silvo-agropecuárias e industriais, de transformação e uso de biocombustíveis para geração de calor, força motriz e eletricidade. Esta última, símbolo da evolução tecnológica e ambiental, é o objeto deste estudo.

A principal biomassa empregada para geração elétrica no Brasil é o bagaço de cana. Sua participação tem sido crescente no cenário nacional, decorrente da pujante indústria de etanol e açúcar estabelecida em solo nacional. Historicamente, uma das políticas de maior impacto para a introdução dos biocombustíveis no mercado brasileiro foi o Programa Nacional de Álcool (Proálcool)¹, em 1975. Com ele, a indústria sucroenergética nacional foi consolidada e ampliada, tornando-se referência internacional. O Proálcool é considerado um programa pioneiro de biocombustíveis, e teve como principal objetivo produzir um combustível alternativo nacional, já que, após os choques do petróleo em 1973 e 1979, este produto e seus derivados, tiveram um considerável aumento de preço, impactando fortemente o balanço de pagamentos. (EPE, 2015).

No Brasil, a bioeletricidade é obtida principalmente através da cogeração² em unidades dos segmentos industriais sucroenergético e, em menor escala, de papel e celulose, tendo como fonte a lixívia. Dependendo do nível de eficiência energética destas unidades, pode haver geração excedente de bioeletricidade, passível de ser comercializada

1 O Proálcool foi criado em 14 de novembro de 1975 pelo decreto nº 76.593.

2 A cogeração é o processo que permite a geração combinada de energia elétrica e de energia térmica (calor e/ou frio), sendo ambas posteriormente utilizadas.

em leilões de energia (mercado regulado) ou nos mercados livre e de curto prazo. Uma parcela ainda significativa do parque instalado, especialmente do setor sucroenergético, utiliza processos industriais e centrais de cogeração de baixa eficiência, consumindo a biomassa com o objetivo principal de atender as demandas energéticas (calor e eletricidade) da unidade, com pouco ou nenhum excedente.

Entretanto, nas últimas décadas, os segmentos sucroenergético e de papel e celulose se expandiram e suas unidades vêm se modernizando. Unidades mais modernas são mais eficientes na cogeração e no uso energético pelos processos industriais, gerando maiores excedentes de bioeletricidade, que ampliam a receita. Consequentemente, a bioeletricidade passou a ter uma participação importante para complementar e diversificar a oferta de energia elétrica no Brasil. Adicionalmente, o uso da lenha de florestas plantadas (Florestas Energéticas) para geração elétrica vem aumentando e contribuindo para esta diversificação. A Figura 1 permite ver a evolução da oferta de bioeletricidade (bagaço, lixívia e lenha), desde 1970 até 2014, bem como a participação da bioeletricidade na geração elétrica total.

Entre 1970 e 2000, o crescimento da bioeletricidade foi bastante moderado, mas a partir de 2000 o crescimento se acelera, baseado na expansão do aproveitamento do bagaço de cana-de-açúcar. Dentre os incentivos federais que fomentaram a participação da bioeletricidade na matriz nacional, destaca-se o PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, o PROINFA foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). Outro marco que merece destaque é a promulgação pela Lei nº 10.848 de março de 2004 do novo marco do setor elétrico. Esta regulamentação fomentou a adoção de um mercado competitivo, a garantia do suprimento elétrico e promoveu a modicidade tarifária, através de leilão para a contratação de energia pelas distribuidoras, com o critério de menor tarifa. Em 2014, a bioeletricidade gerada com bagaço de cana, lixívia e lenha somou 44,7 TWh de energia, 8% da geração elétrica total. O bagaço foi a principal fonte de biomassa utilizada, com 32,3 TWh, seguida da lixívia com 10,5 TWh. O uso de lenha registrou naquele ano apenas 1,9 TWh. Estes números mostram que a bioeletricidade tem um papel relevante na oferta de energia elétrica brasileira, dominada pela fonte hidráulica, que neste mesmo ano contribuiu com 373,4 TWh.

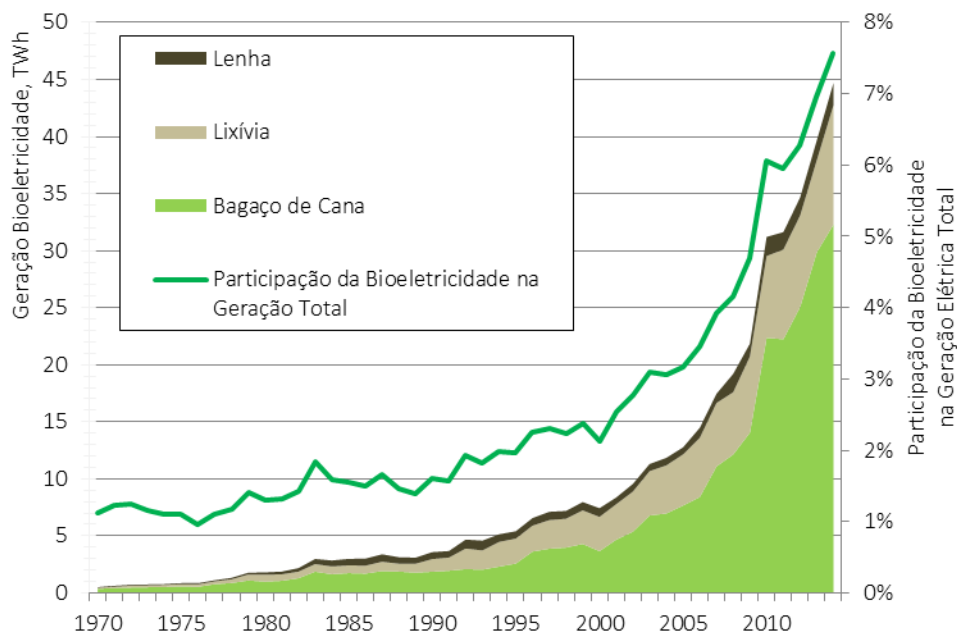


Figura 1 Evolução da oferta de bioeletricidade, em TWh, e evolução da participação da bioeletricidade na geração total, de 1970 a 2014, no Brasil

Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2015a.

Diversas outras biomassas, além do bagaço, da lixívia e da lenha, também podem ser utilizadas para geração elétrica. A Tabela 1 apresenta a classificação de empreendimentos termelétricos à biomassa no Banco de Informações sobre Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Entretanto, à exceção do bagaço, lixívia e lenha, a quantidade de energia gerada com a utilização destas outras fontes de biomassa, representava menos de 4% deste insumo, é muito pequena para ser destacada nas estatísticas nacionais.

A biomassa de cana-de-açúcar se destaca, devido à quantidade e economicidade, pois sua disponibilidade é decorrente da produção de açúcar e etanol, produtos com enormes mercados doméstico e internacional (especialmente no caso do açúcar, que é *commodity*). Em relação ao ano de 1975 (início do Proálcool), a produção de cana-de-açúcar no Brasil cresceu quase 9 vezes. Em 2015, a área utilizada para plantar cana-de-açúcar no Brasil foi de aproximadamente 9 milhões de hectares, resultando em uma produção de 658,4 milhões de toneladas (Mt). Desta quantidade de cana, 177,8 Mt de bagaço e 102,1 Mt de

toneladas de ponta e palha foram produzidos³. A geração de excedentes de bioeletricidade, majoritariamente a partir do bagaço da cana-de-açúcar, e sua comercialização nos mercados regulado e livre são uma realidade no cenário nacional.

Tabela 1 Classificação das fontes de biomassa no Aneel-BIG

Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar
		Biogás-AGR
		Capim Elefante
		Casca de Arroz
		Lixívia
	Floresta	Lenha
		Gás de Alto Forno - Biomassa
		Resíduos Florestais
		Carvão Vegetal
		Biogás - Floresta
	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU
	Resíduos animais	Biogás - RA
	Biocombustíveis líquidos	Etanol
		Óleos vegetais

Fonte: Extraído de ANEEL (2016a).

A participação das palhas e pontas na geração elétrica tende a ser ainda mais significativa com o tempo. Uma vez que a queima da palha com vistas a facilitar a colheita manual ocasiona poluição atmosférica, este procedimento tem sido inibido por meio de legislação e de acordos estabelecidos entre o poder público e a iniciativa privada, que visam sua eliminação através da mecanização da colheita. No Centro-Sul, como resultado das diversas legislações⁴ estaduais específicas para este fim, acima de 90% da cana já é colhida de forma mecanizada.

³ Por razões agrônômicas, um percentual de 60% a 50% da palha e ponta total produzida deve ser deixada no campo, com funções de proteger o solo e adubação.

⁴ O Projeto de Lei Federal nº1712/2007, ainda em tramitação, objetiva eliminar este procedimento em todo território nacional.

Destaca-se o Governo do Estado de São Paulo que, em acordo com atores do setor, promulgou em setembro de 2002 a Lei nº 11.941, que estipulou um cronograma gradativo de extinção da

Com a colheita mecanizada, a palha também pode ser utilizada como combustível para cogeração. Aumentando a quantidade de biomassa de cana, haverá um incremento na geração de excedentes de bioeletricidade, comercialização nos mercados regulado e livre são uma realidade no cenário nacional.

O setor florestal, cujos principais produtos são papel e celulose, carvão vegetal e madeira para uso geral, é bem desenvolvido no País. Entretanto, uso da lenha para geração elétrica com finalidade de comercialização, apenas recentemente tem conquistado espaço, com tendência de crescimento. A lixívia é utilizada como combustível para cogeração no setor de papel e celulose, mas como se verificará mais adiante, seu uso é predominantemente para autoprodução, embora o setor tenha potencial de geração de excedentes.

O aproveitamento energético de resíduos da agricultura e da pecuária permite a aplicação do conceito de Sistema Integrado de Produção de Alimentos e Energia (SIPEA). Além de disponibilizar uma fonte de energia limpa, sustentável e, potencialmente economicamente atrativa, agrega valor às cadeias produtivas de base rural. Em relação aos resíduos urbanos (Resíduos Sólidos Urbanos e Efluentes Sanitários), o aproveitamento energético contribui adicionalmente para o equacionamento da questão do saneamento.

Com base na relevância das fontes para a geração elétrica atual e nas projeções do Plano Nacional de Energia 2050, este item foca no aproveitamento da biomassa da cana-de-açúcar, da lenha de florestas energéticas e nos resíduos.

2 PANORAMA

2.1 Panorama Mundial

Segundo dados da Associação Mundial de Bioenergia (WBA, 2014), em 2011, o consumo total de bioeletricidade totalizou 348 TWh. A biomassa sólida respondeu por

queima da cana-de-açúcar, a partir da safra 2002, e determinou a sua erradicação para o ano de 2021 nas áreas mecanizáveis e 2031 para áreas não mecanizáveis. A Secretaria de Meio Ambiente, Agricultura e Abastecimento e a União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA) visando à proteção ambiental, firmaram o Protocolo Agroambiental do Setor Sucroalcooleiro Paulista, em 2007, que reduziu os prazos para o término da queima.

65% deste valor, seguido dos resíduos com 22% e do biogás com 12%. Estes resultados são mostrados na Figura 2.

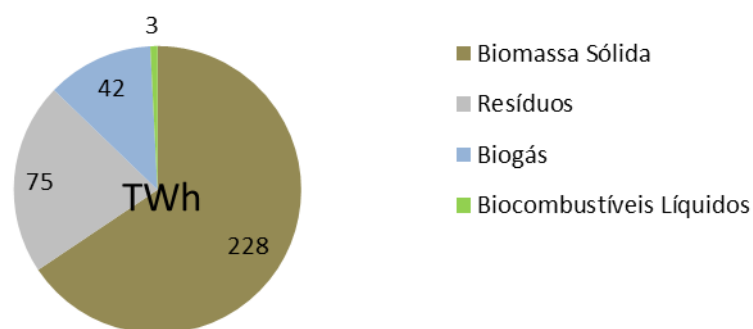


Figura 2 Consumo de bioeletricidade por fonte, em TWh, em 2011

Fonte: Elaborado a partir de WBA, 2014.

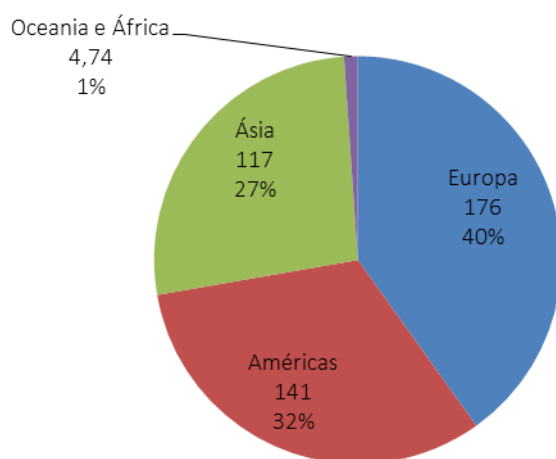


Figura 3 Geração elétrica a biomassa, em TWh, e distribuição por continentes, em 2012

Fonte: Elaborado a partir de WBA, 2015.

De acordo com dados da Associação Mundial de Bioenergia (WBA, 2015; WBA, 2014), entre 2000 e 2012, a geração elétrica a biomassa cresceu 140% no mundo, chegando em 439 TWh. Nos anos de 2013 e 2014, segundo dados do relatório REN21 (2015), a geração a biomassa foi de 396 TWh e 433 TWh, respectivamente, mostrando uma redução seguida de retomada da tendência de crescimento. Ainda segundo este mesmo relatório, a potência instalada de geração elétrica a biomassa em 2014 era de 93 GW, o que correspondia a 14% da capacidade renovável total (sem contar a fonte hidráulica). A Figura 3 mostra a distribuição da geração elétrica à biomassa por região do

mundo, em 2012. A Figura 4 e a Figura 5 mostram as curvas de evolução de 2000 a 2012, para as regiões do mundo, e para os maiores geradores nas Américas e na Ásia, respectivamente.

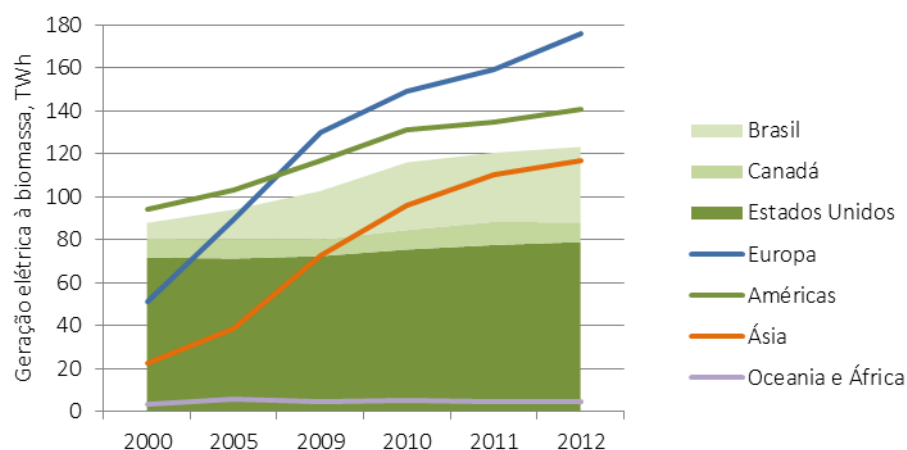


Figura 4 Evolução da geração elétrica a biomassa de 2000 a 2012, para as regiões do mundo, e para os maiores geradores nas Américas

Fonte: Elaborado a partir de WBA, 2015; WBA, 2014 apud IEA statistics.

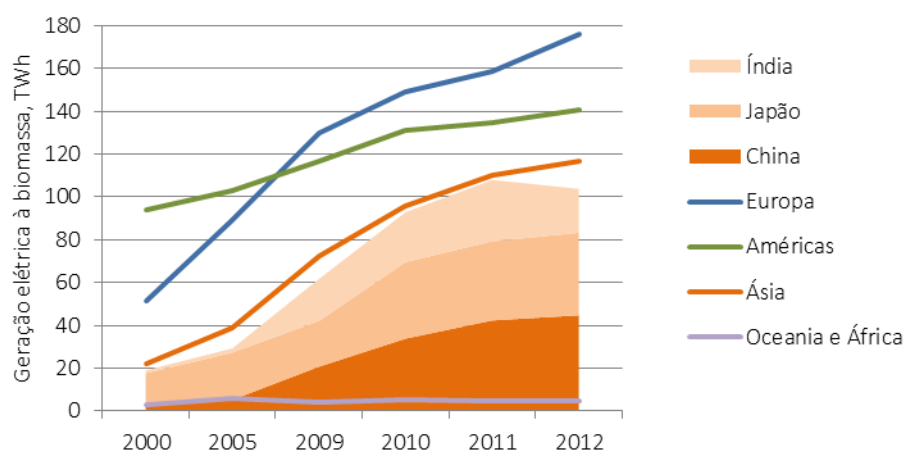


Figura 5 Evolução da geração elétrica a biomassa de 2000 a 2012, para as regiões do mundo, e para os maiores geradores na Ásia.

Fonte: Elaborado a partir de WBA, 2015; WBA, 2014 apud IEA statistics.

A Europa apresentou um forte crescimento, ultrapassando as Américas em 2009 e chegando em 2012 com 176 TWh, dos quais 51,2 na Alemanha. Esse crescimento ocorreu

principalmente nos países da Zona do Euro. Nas Américas, apesar da expansão nos Estados Unidos ter sido modesta, 10% entre 2000 e 2012, este país continuou tendo a maior geração elétrica a biomassa no mundo, saindo de 71,7 TWh em 2000 para 78,9 TWh em 2012. O Canadá também apresentou um crescimento modesto de cerca de 11%, chegando à 9,1 TWh em 2012. Mas nesta região, o maior crescimento foi observado no Brasil, com cerca de 350%, saindo de 7,84 TWh e chegando à 35,2 TWh em 2012. A Ásia também apresentou um forte crescimento neste período. Na China, a geração termelétrica foi de modestos 2,42 TWh para 44,7 TWh. Crescimento semelhante ocorreu na Índia, onde a geração era de 1,35 TWh e foi para 20,5 TWh, com um pico de 28,7 TWh em 2011. O Japão, neste período, mais que dobrou a geração elétrica a biomassa, chegando a 38,6 TWh (WBA, 2014).

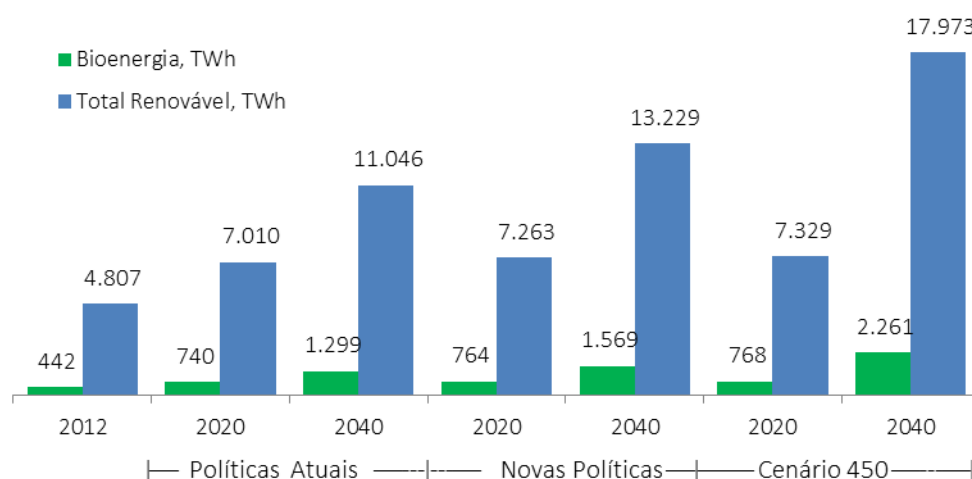


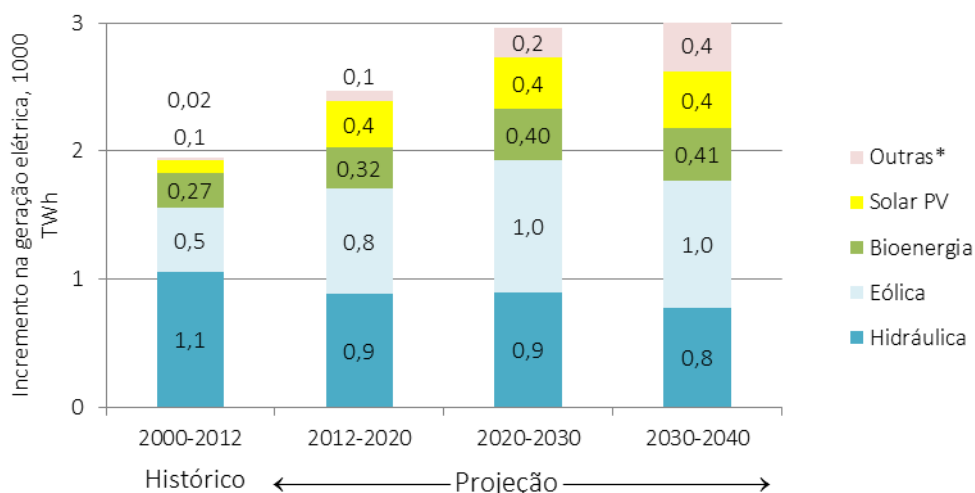
Figura 6 Geração elétrica de base renovável total e a biomassa no mundo, em 2012 e nos cenários Novas Políticas, Políticas Atuais e Cenário 450.

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

A Agência Internacional de Energia (2014) traça três cenários para o futuro da oferta de energia: 1) manutenção das políticas atuais, 2) introdução de políticas de incentivo de fontes renováveis e mitigação de emissões, e 3) limitar a concentração de gases de efeito estufa na atmosfera em 450 ppm para evitar um aumento superior à 2°C na temperatura global média. A geração de bioeletricidade conforme estes cenários é mostrada na Figura 6.

No cenário de Novas Políticas, a bioeletricidade deve alcançar quase 1.600 TWh em 2040, a partir de uma geração em 2012 de 442 TWh, aumentando a participação de 9% para 12% na geração de base renovável mundial.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014), o incremento da geração mundial anual baseada em bioenergia em 2040 comparada com 2012 deverá ser de 1.127 TWh, a Figura 7 apresenta detalhes desta evolução.



*A categoria "Outras" inclui energia geotérmica, solar concentrada e oceânica.

Figura 7 Incremento na geração elétrica de base renovável mundial por fonte, histórico e cenário de Novas Políticas.

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

No horizonte de 2040, a China deverá apresentar o maior crescimento na geração anual de base renovável, com um incremento de 2.200 TWh, dos quais 15% (330 TWh) deverão ser a partir de biomassa. Em termos de expansão da capacidade instalada, a geração elétrica renovável em 2040 somará pouco mais de 3.700 GW sobre a capacidade existente. A biomassa responderá por cerca de 250 GW (7%) deste incremento. A expansão da capacidade instalada na China deverá ser de cerca de 60 GW. Na América Latina, este incremento será de 16 GW, a maior parte no Brasil. Estados Unidos e União Europeia, juntos, somam um incremento de mais de 70 GW. A Figura 8 mostra detalhes destes números (IEA, 2014).

Conforme mostra a Figura 9, o investimento necessário para este incremento na capacidade instalada de bioeletricidade será de cerca de 660 bilhões de dólares de 2013. Dos US\$₍₂₀₁₃₎960 bilhões que os Estados Unidos devem investir em energias renováveis, 86,4 bilhões de dólares serão para geração elétrica a biomassa.

Em 2013, os subsídios a todas as fontes renováveis de energia somaram 121 bilhões de US\$ (2013), dos quais 97 bilhões (80%) foram para geração elétrica. A maior parte do subsídio (90%) foi praticado em 15 países⁵, num total de 87 bilhões de dólares, sendo que 18 bilhões de dólares (15%) foram para bioeletricidade. Em 2040, o total de subsídios às fontes renováveis deve alcançar 205 bilhões de dólares, sendo 47 bilhões de dólares para bioeletricidade. (IEA, 2014).

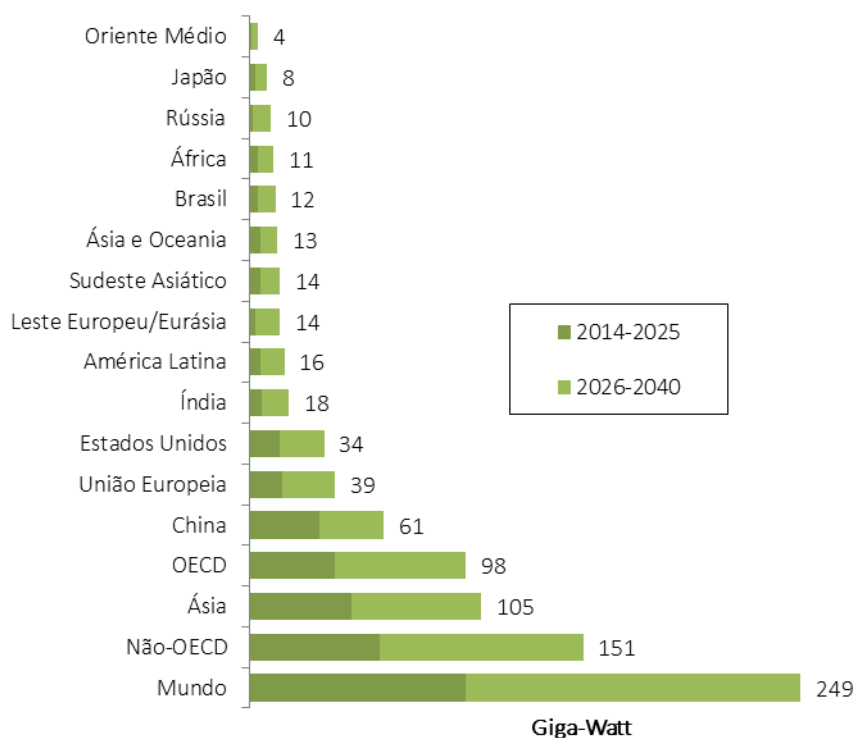


Figura 8 Capacidade adicional acumulada de geração renovável por região e por fonte, no cenário Novas Políticas, GW

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

⁵ Alemanha, Estados Unidos, Itália, Espanha, China, Japão, Reino Unido, França, Índia, Bélgica, Grécia, Holanda, Áustria, Portugal, Dinamarca.

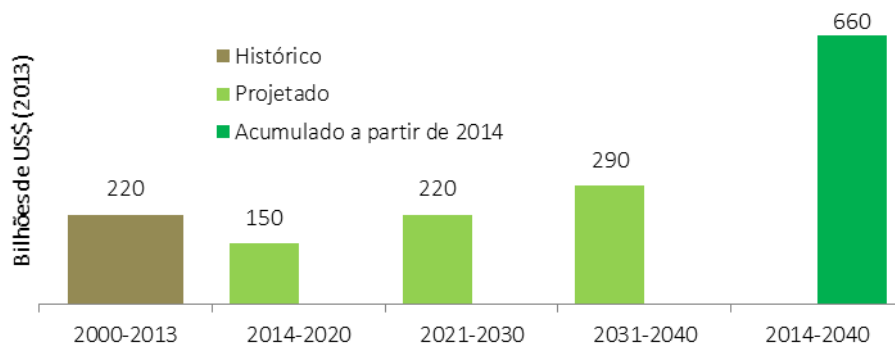


Figura 9 Investimento mundial, em bilhões de dólares (valor de 2013) em geração elétrica a partir de biomassa, histórico, projeção por período e projeção acumulada até 2040

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

2.2 Panorama Nacional

O Governo Federal vem praticando uma série de incentivos, com vistas ao aumento da participação da bioeletricidade no panorama energético nacional, com destaque para os leilões de energia dedicados às fontes alternativas. Desde 2004, com a reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional, a participação da biomassa tem aumentado neste segmento, uma vez que as políticas nacionais formuladas fomentaram a diversificação da geração elétrica, a adoção de um mercado competitivo descentralizado e a necessidade do uso mais racional da energia (diminuindo os impactos ambientais das fontes energéticas nacionais).

Esta seção apresenta o parque gerador a biomassa em operação, em construção e ainda sem início de construção, mas com outorga pela ANEEL, e a bioeletricidade comercializada em leilões no mercado regulado.

2.2.1 Parque Gerador a Biomassa

Atualmente, 517 empreendimentos termelétricos a biomassa estão em operação no País, somando uma potência instalada de quase 14 GW. A biomassa da cana, essencialmente bagaço, é o principal combustível de 394 termelétricas, com uma potência de aproximadamente 11 GW. Termelétricas a lixo somam 17 empreendimentos, com 2,2 GW de potência. Os poucos empreendimentos que consomem lenha de florestas energéticas, atualmente estão incluídos na categoria Resíduos Florestais, junto com empreendimentos menores que consomem resíduos da atividade madeireira na forma de cavaco ou serragem. Alguns alto-fornos do setor siderúrgico consomem carvão vegetal juntamente com carvão metalúrgico para reduzir o minério de ferro e utilizam o gás

resultante a altas temperaturas para geração elétrica voltada ao autoconsumo. A Tabela 2 apresenta a quantidade de empreendimentos a biomassa, em operação, e a potência instalada por fonte.

Tabela 2 Quantidade de usinas termelétricas a biomassa e potência instalada (kW), em operação no país, em janeiro de 2016

Fonte		APE ⁶	PIE ⁷	REG ⁸	Total
Bagaço*	Unid.	71	206	116	394
	kW	1.286.122	9.283.709	390.910	10.961.941
Lixívia	Unid.	10	5	2	17
	kW	1.512.441	709.109	8.100	2.229.650
Resíduos Florestais	Unid.	8	11	30	49
	kW	147.380	166.120	69.795	383.295
GAF ⁹ a Biomassa	Unid.	3	1	5	9
	kW	88.905	10.000	16.400	115.305
Biogás - RU	Unid.		3	9	12
	kW		52.926	25.305	78.231
Biogás - RA	Unid.			10	10
	kW			1.924	1.924

Continua.

6 APE - Autoprodutor de energia elétrica. É a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

7 PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica. É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

8 As usinas sujeitas a Registro (REG) são aquelas com capacidade reduzida (até 1MW para hidráulicas e até 5MW para as demais fontes). A usina pode gerar energia para consumo próprio ou pode vender no mercado livre, conforme seu interesse e possibilidade (Fonte: Contato pessoal com SCG/ANEEL).

9 Gás de Alto-Forno.

Tabela 2 (Continuação)

Fonte		APE ¹⁰	PIE ¹¹	REG ¹²	Total
Biogás-AGR	Unid.			2	2
	kW			1.722	1.722
Capim	Unid.		2	1	3
Elefante	kW		64.000	1.700	65.700
Carvão Vegetal	Unid.	1	3	3	7
	kW	7.200	30.900	13.297	51.397
Casca de Arroz	Unid.	1	3	8	12
	kW	5.800	20.525	19.008	45.333
Óleos vegetais	Unid.			2	2
	kW			4.350	4.350
Total Geral	Unid.	94	234	188	517
	kW	3.047.848	10.337.289	552.512	13.938.849

* Um empreendimento termelétrico a bagaço, com 1.200 kW, consta como não informada a destinação de energia. Fonte: Elaborado a partir de ANEEL, 2016b.

A maioria dos empreendimentos está cadastrada no BIG como Produtores Independente de Energia – PIE, o que significa que podem comercializar energia. A Figura 10 apresenta a capacidade instalada em operação por fonte de biomassa, por regime do empreendimento.

No caso do bagaço, quase 90% da potência instalada é no regime PIE. No setor de papel e celulose, a potência instalada à base de lixívia neste mesmo regime é apenas um terço do total. Este fato, juntamente com a ausência de empreendimentos em leilões de energia do mercado regulado, indica que este segmento tem como destino majoritário da sua bioeletricidade o autoconsumo, e que há interesse pelo mercado livre quando os

10 APE - Autoprodutor de energia elétrica. É a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

11 PIE - Produtor Independente de Energia Elétrica. É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

12 As usinas sujeitas a Registro (REG) são aquelas com capacidade reduzida (até 1MW para hidráulicas e até 5MW para as demais fontes). A usina pode gerar energia para consumo próprio ou pode vender no mercado livre, conforme seu interesse e possibilidade (Fonte: Contato pessoal com SCG/ANEEL).

preços de comercialização são atrativos. Em relação aos resíduos florestais, 60% da capacidade instalada está neste mesmo regime.

A Tabela 3 apresenta dados dos 14 empreendimentos termelétricos a biomassa em construção no País, atualmente, que somam 876 MW de capacidade instalada.

Os empreendimentos no regime de PIE somam 75% da capacidade instalada. Na categoria de APE, há apenas 1 empreendimento do setor siderúrgico. Três empreendimentos baseados na biomassa de cana, todos PIE, somam 177 MW de capacidade. Este resultado é ilustrado na Figura 11.

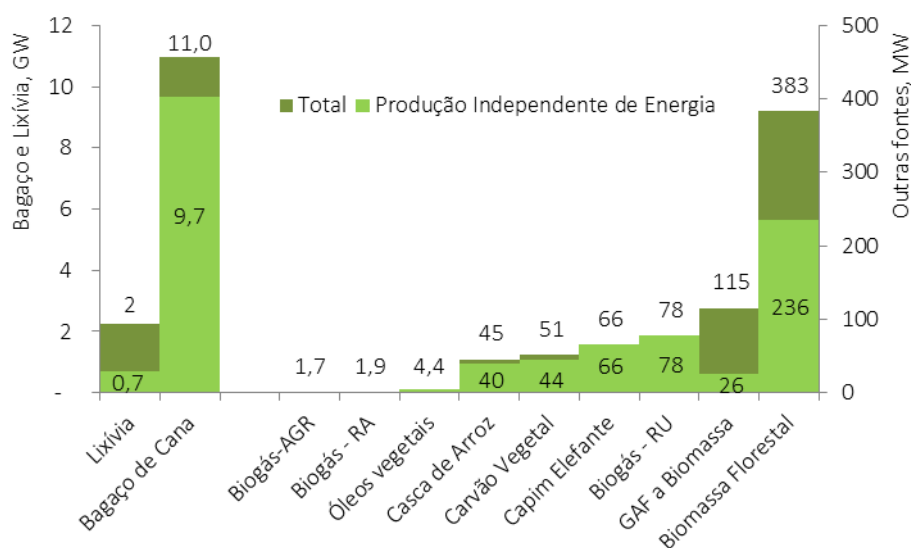


Figura 10 Capacidade instalada de geração elétrica a biomassa em operação, por fonte, total e por produtores independentes de energia elétrica, em janeiro de 2016

Fonte: Elaborado a partir de Aneel, 2016.

Uma quantidade considerável de empreendimentos termelétricos a biomassa já se encontra outorgada pela Aneel, mas não iniciou a construção das instalações. Estes 38 empreendimentos somam 1,26 GW de capacidade instalada. Resíduos florestais e bagaço de cana são as biomassas com maiores capacidades instaladas nesta situação, respondendo juntas por mais de 90% do total. Importante observar que dos 688 MW de capacidade instalada com resíduos florestais, 628 MW são de apenas 4 empreendimentos (2 de 150 MW e 2 de 164 MW). Dos 478 MW de capacidade baseados no bagaço, 1 empreendimento se destaca com 150 MW. A Tabela 4 apresenta o número de

empreendimentos e a capacidade instalada com construção não iniciada, por fonte de biomassa, que também é ilustrado na Figura 12.

Tabela 3 Quantidade de usinas termelétricas à biomassa e potência instalada (kW), em construção no país, em janeiro de 2016.

Fonte		APE	PIE	Total
Lixívia	Unid.		1	1
	kW		330.000	330.000
GAF a Biomassa	Unid.	1		1
	kW	218.000		218.000
Bagaço	Unid.		3	3
	kW		177.000	177.000
Resíduos Florestais	Unid.		5	5
	kW		81.970	81.970
Biogás - RU	Unid.		2	2
	kW		49.547	49.547
Capim Elefante	Unid.		2	2
	kW		19.600	19.600
Total Geral	Unid.	1	13	14
	kW	218.000	658.117	876.117

Fonte: Elaborado a partir de ANEEL, 2016b.

2.2.2 A Bioeletricidade nos Leilões de Energia do Mercado Regulado

Desde a introdução do novo modelo¹³ do setor elétrico em 2004, é através dos leilões de energia que os empreendimentos geradores comercializam a energia elétrica junto às distribuidoras. Esse é o chamado mercado regulado, onde o preço da energia, pago aos geradores, é definido nos leilões e contratos¹⁴ de fornecimento de longo prazo são

13 Uma breve descrição do atual modelo do setor elétrico, e dos modelos anteriores está disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico

14 CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.

estabelecidos. Dois tipos de contrato são realizados, por disponibilidade¹⁵ e por quantidade¹⁶, em função do risco de não geração por falta de combustível.

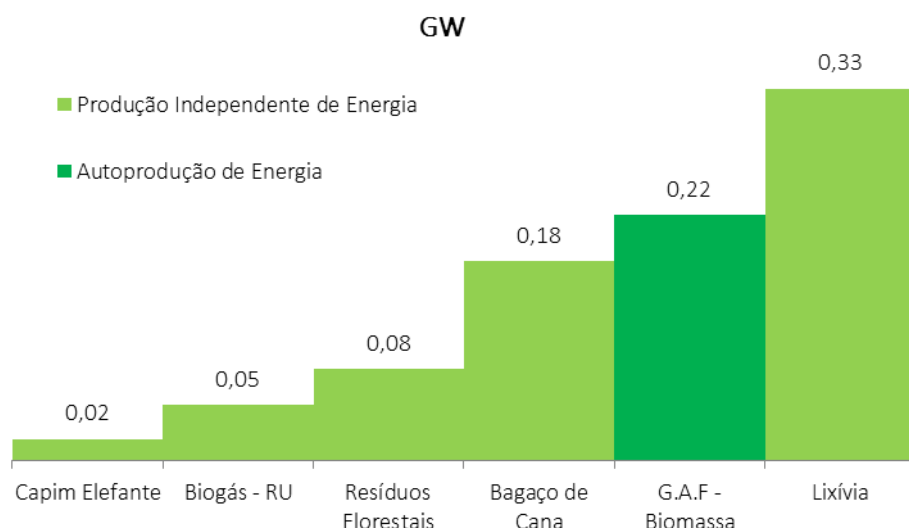


Figura 11 Capacidade de geração a biomassa em construção, por fonte e destino da energia, em janeiro de 2016

Fonte: Elaborado a partir de ANEEL, 2016b.

A bioeletricidade teve um importante impulso com os Leilões de Fontes Alternativas (LFA), que foram criados para incentivar a diversificação da matriz de energia elétrica, incluindo além da biomassa, a energia eólicas e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Também nos Leilões de Energia Nova (LEN) e de Leilão de Energia Reserva (LER), tem havido projetos a biomassa.

Em relação ao horizonte de contratação, os leilões podem ser classificados como A-5, A-3, A-1 e de Ajuste. Nos três primeiros, o número que acompanha determina quantos

15 CCEAR por Disponibilidade - Os custos decorrentes dos riscos de não geração serão assumidos pelos agentes compradores (distribuidoras), e eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, positivas ou negativas, serão assumidas pelas distribuidoras, com repasse ao consumidor final, conforme mecanismo definido pela Aneel.

16 CCEAR por Quantidade - Os riscos de não geração são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada, devendo existir mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados e eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem contratos nessa modalidade.

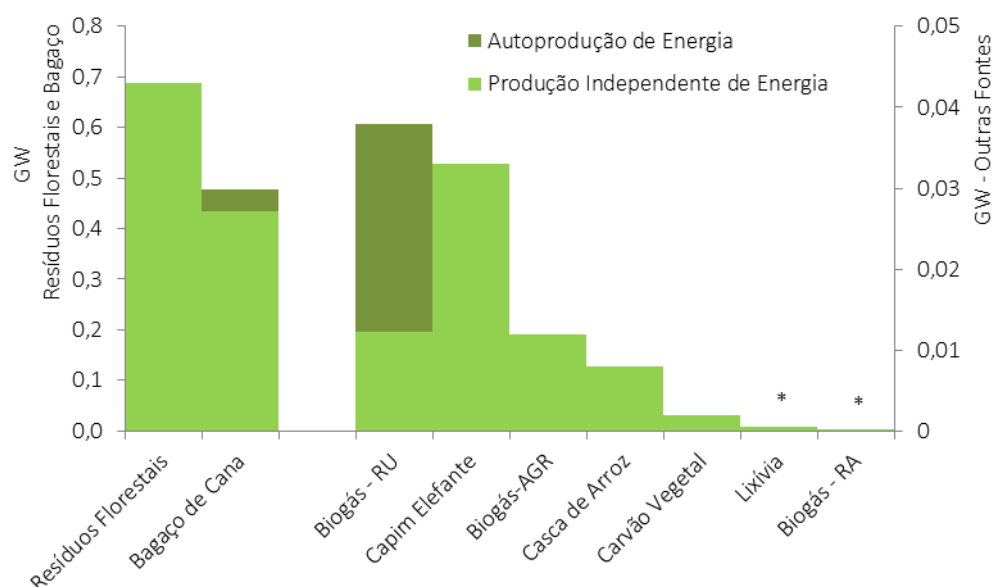
anos após a realização do leilão deve se dar o início de fornecimento da energia contratada. Os leilões A-5 e A-3 são para novos empreendimentos (LEN), e o A-1 para empreendimentos existentes. Os leilões de ajuste têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor. A energia adquirida pelas distribuidoras é revendida para os consumidores finais.

Tabela 4 Quantidade de usinas termelétricas à biomassa e potência instalada (kW), outorgados pela Aneel, mas com construção iniciada, em janeiro de 2016

Fonte		APE	PIE	REG	Total
Resíduos	Unid.		5	4	9
Florestais	kW		677.998	10.147	688.145
Bagaço	Unid.	5	11	3	19
	kW	45.000	423.554	9.900	478.454
Biogás - RU	Unid.	1	1	2	4
	kW	25.600	5.704	6.601	37.905
Biogás-AGR	Unid.		1		1
	kW		11.940		11.940
Capim	Unid.		1		1
Elefante	kW		33.006		33.006
Casca de	Unid.		1		1
Arroz	kW		8.000		8.000
Carvão	Unid.			1	1
Vegetal	kW			2.000	2.000
Resíduos ¹⁷	Unid.			1	1
	kW			440	440
Biogás - RA	Unid.			1	1
	kW			42	42
Total Geral	Unid.	6	20	12	38
	kW	70.600	1.160.202	29.130	1.259.932

Fonte: ANEEL, 2016b.

¹⁷ No BIG, este empreendimento está cadastrado para consumo de lixo como principal combustível. Entretanto, trata-se de uma instalação localizada em centro de pesquisa sobre aproveitamento energéticos de resíduos sólidos de modo geral.



* Valores muito pequenos.

Figura 12 Capacidade de geração elétrica à biomassa outorgada, mas com construção não iniciada, por fonte e destino da energia, em janeiro de 2016

Fonte: Elaborado a partir de Aneel, 2016.

A bioeletricidade começou a ser comercializada neste mercado no 1º leilão de energia nova em 2005 e fornecida em 2008, com empreendimento termelétrico a bagaço de cana. No ano seguinte, empreendimentos a biogás e cavaco de madeira também comercializaram energia. Em 2010, foi a vez da fonte de biomassa capim elefante ter energia vendida. O total de energia vendida naquele ano foi de 561 MW médios, exclusivamente em contratos de disponibilidade, dos quais 542 MW médios eram de bagaço de cana. A bioeletricidade gerada com casca de arroz começou a ser comercializada em 2014. A bioeletricidade contratada em leilões realizados até 2015 é mostrada na Figura 13.

O bagaço de cana e o cavaco de madeira respondem por quase a totalidade da bioeletricidade comercializada, e contratos do tipo disponibilidade reúnem a maior parte da energia. Em torno de 2020, a energia já comercializada forma um platô de cerca de 1.300 MW médios para a biomassa de bagaço, e de 2.000 MW médios para a bioeletricidade total. A biomassa de bagaço é dominante até 2024, quando os contratos de 20 anos de duração assinados em torno de 2004 se encerram. Empreendimentos

termelétricos de grande porte à cavaco de madeira começam a comercializar em 2018 e mantêm cerca de 500 MW médios até meados da década de 2040.

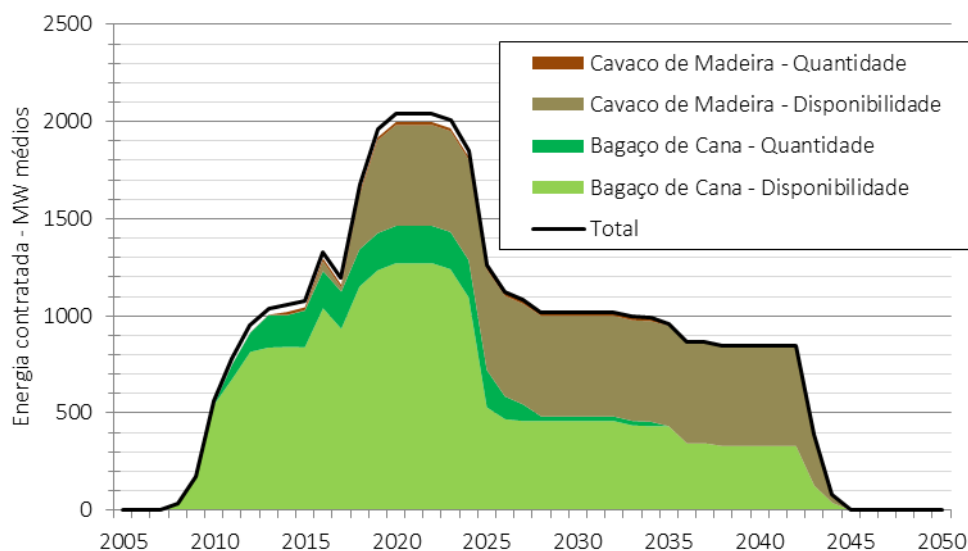


Figura 13 Bioeletricidade total, de bagaço e de cavaco de madeira contratada nos leilões do mercado regulado, por quantidade e por disponibilidade, em leilões realizados até 2015

Fonte: Elaborado a partir de CCEE, 2015.

A lixívia, que se destaca no parque gerador instalado, não tem participado dos leilões de energia no ambiente regulado, comercializando seus excedentes apenas no mercado livre.

A quantidade de bioeletricidade proveniente de biogás, capim elefante e casca de arroz comercializada nos leilões já realizados é bastante reduzida. A Figura 14 apresenta as quantidades provenientes destas fontes e o período de fornecimento.

Destas fontes o capim elefante é a que tem maior quantidade de energia comercializada, com 337 MW médios fornecidos entre 2010 e 2024. As quantidades de bioeletricidade comercializadas, provenientes de biogás e casca de arroz, são de 150 MW médios e 130 MW médios, respectivamente.

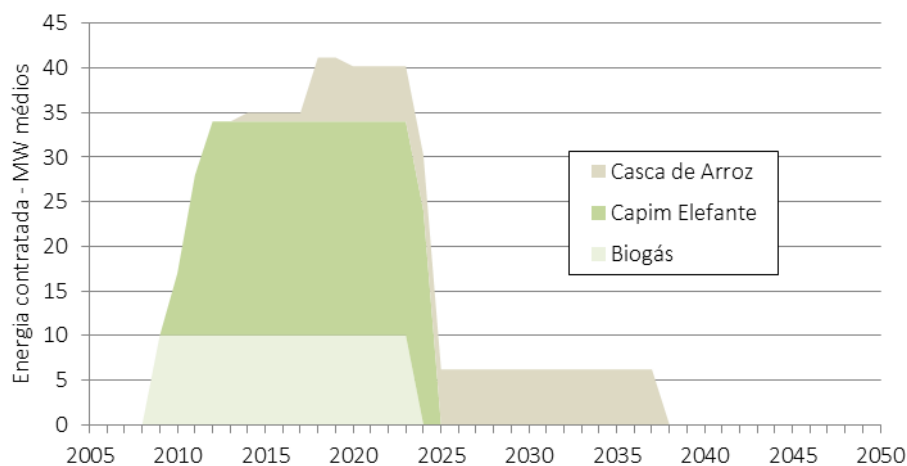


Figura 14 Bioeletricidade de biogás, capim elefante e casca de arroz contratada nos leilões do mercado regulado, por quantidade e por disponibilidade, em leilões realizados até 2015

Fonte: Elaborado a partir de CCEE, 2015.

2.2.3 A Bioeletricidade nos Mercados Livre e de Curto Prazo

Há poucas estatísticas públicas sobre os mercados livre de energia e de curto prazo. No ambiente de contratação livre, os geradores a título de serviço público, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento. Estas operações são pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (CCEE, 2016).

O Mercado de Curto Prazo pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). No Mercado de Curto Prazo não existem contratos, ocorrendo a contratação multilateral, conforme as Regras de Comercialização (CCEE, 2016).

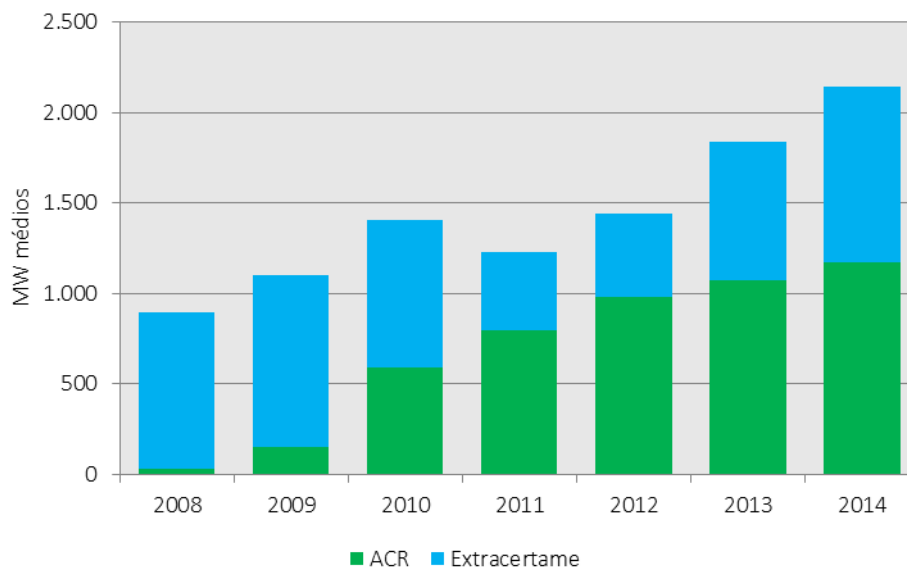


Figura 15 Evolução da bioeletricidade de bagaço injetada na rede

Fonte: EPE, 2015c.

A Figura 15 apresenta a evolução da bioeletricidade gerada com bagaço injetada na rede através de leilões do ambiente regulado e fora do ambiente regulado.

Percebe-se um crescimento gradual da comercialização de bioeletricidade gerada com bagaço no mercado regulado, enquanto que a quantidade de bioeletricidade comercializada nos outros mercados se manteve praticamente inalterada, com uma redução temporária em 2011 e 2012.

3 RECURSOS ENERGÉTICOS

Neste ítem, são apresentados premissas e inventários da disponibilidade potencial de biomassa para geração elétrica exportável para o Sistema Interligado Nacional (SIN), através de unidades de cogeração ou geração elétrica, em geração centralizada ou distribuída.

Conforme definido anteriormente, as fontes de biomassa consideradas serão a cana-de-açúcar, a floresta energética e os resíduos (agrícola, da pecuária confinada e urbano).

Outras fontes de biomassa e biocombustíveis, tais como o capim elefante, resíduos de madeira, carvão vegetal, sistemas extrativistas (por exemplo, jurema preta), óleos vegetais, biodiesel etc. não serão considerados.

3.1 Premissas da Disponibilidade de Recursos para Bioeletricidade

Diferentemente dos recursos energéticos de origem mineral, como o carvão, o petróleo, o gás natural e o urânio, que formam reservas físicas limitadas, a ocorrência da biomassa se dá em função das atividades urbanas e rurais (agrícola, pecuarista e florestal, diretamente e de suas respectivas indústrias). Por esta razão, a disponibilidade potencial de recursos na forma de biomassa para bioeletricidade será adotada como as quantidades projetadas no Plano Nacional de Energia para 2050, que considerou a expansão da oferta destes recursos de forma consistente com restrições ambientais, sociais, econômicas e técnicas de cada fonte.

No caso das atividades agrícola, pecuarista e florestal, além da demanda dos produtos derivados destas cadeias, a disponibilidade de terra é um fator crucial. As atividades agrícola e florestal podem ser dedicadas à produção de biomassa para aproveitamento energético, ou terem outras finalidades não energéticas, mas gerando biomassa, como subproduto, que pode ter aproveitamento energético. No caso da disponibilidade de biomassa de resíduos urbanos, o tamanho da população urbana, a renda *per capita* e a existência dos serviços de coleta, são fatores essenciais.

A menos que informada no texto outra fonte, as informações e dados apresentados nas sub-seções 3.1.1 e 3.1.2, a seguir, foram levantadas em (EPE, 2015b).

3.1.1 Uso do Solo e Disponibilidade de Terra para Expansão das Atividades Agrícola, Pecuarista e Florestal

Atualmente, de todo o território nacional com uma extensão territorial de cerca de 8,5 milhões de quilômetros quadrados (850 milhões hectares (Mha)), dos quais cerca de 300 Mha (35% do território nacional) são utilizados para a atividade agrícola, pecuarista e silvicultura, sendo a maior parte, com cerca de 210 Mha, ocupada pela pecuária, seguida da agricultura com 77 Mha e das florestas plantadas (silvicultura) com 12 Mha. O restante da área (550 Mha) é, principalmente, ocupada por florestas nativas, grande parte protegida por meio da legislação ambiental, por centros urbanos e corpos d'água.

Um mapeamento de áreas potencialmente disponíveis para a expansão das atividades agrícola e florestal no Brasil é mostrado na Figura 16.

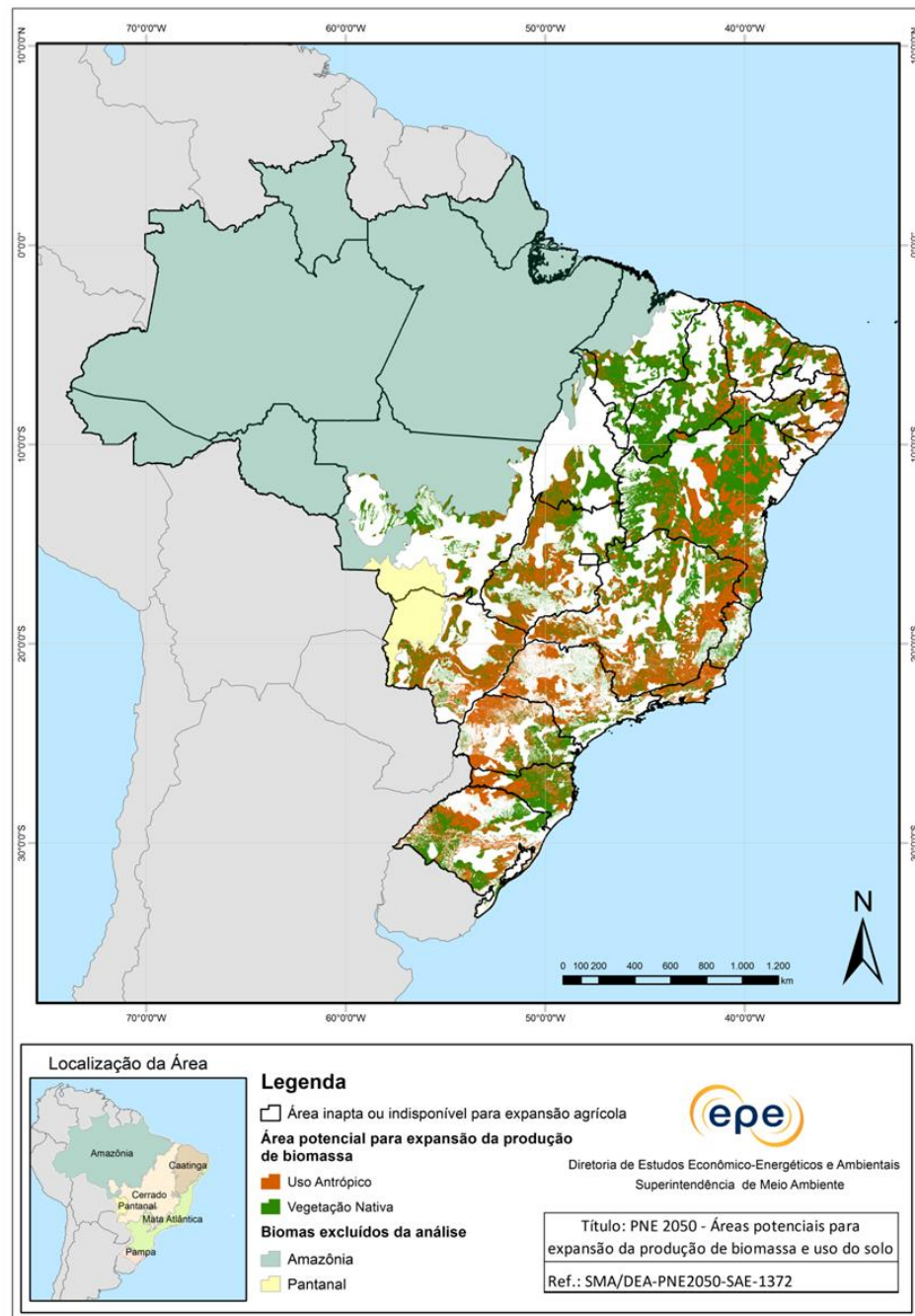
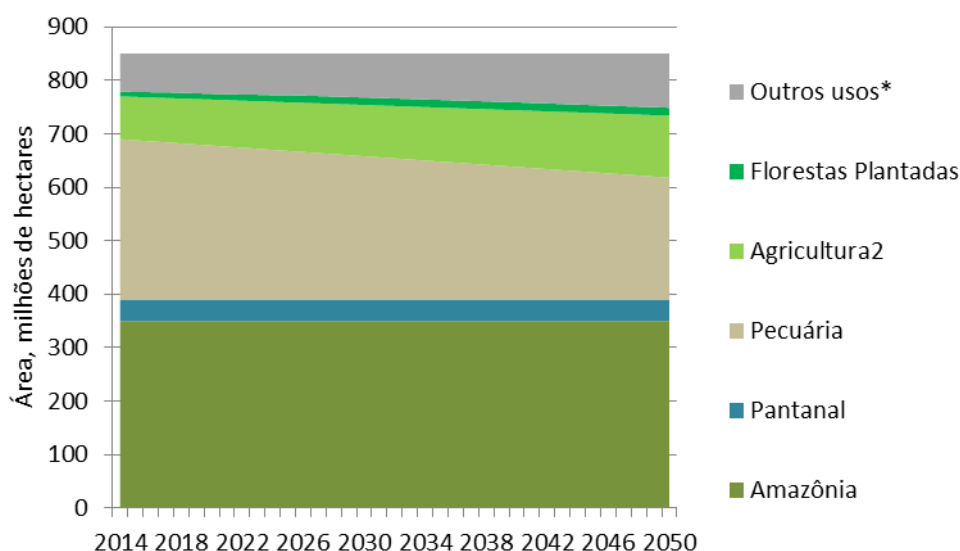


Figura 16 Mapeamento de áreas para expansão das atividades agrícola e florestal no Brasil

A projeção destes usos do solo para o longo prazo é um desafio de modelagem econômica da demanda e oferta de produtos de base agrícola, pecuarista e florestal. No Plano Nacional de Energia para 2050¹⁸, é considerado que as atividades econômicas acompanham o crescimento do Produto Interno Bruto – PIB do País. Ganhos de produtividade agrícola e florestal e eficiência na alocação do recurso área na pecuária (intensificação) também são considerados. A Figura 17 apresenta este resultado.

Com o Brasil tem o objetivo de erradicar o desmatamento ilegal, e proteger os biomas Amazônico e do Pantanal (em grande parte ainda preservados), estas áreas foram excluídas das áreas destinada à expansão das atividades agrícola e florestal. Diversas outras áreas para proteção ambiental também foram desconsideradas.



* Inclui outras áreas de preservação e áreas dos demais biomas, áreas urbanas, corpos d'água etc.

Figura 17 Projeção dos usos do solo no Brasil até 2050

Na pecuária, especialmente de gado bovino, mesmo com um aumento dos rebanhos de 212 milhões de cabeças para 305 milhões de cabeças, a área de pastagens deve se reduzir dos atuais 210 milhões de hectares para 142 milhões de hectares. Assim, a densidade deve sair dos atuais 1,01 cabeça por hectare para 2,15 cabeças por hectare. Os

¹⁸ Para detalhes ver (EPE, 2015b).

68 milhões de hectares liberados devem ser ocupados pela expansão da agricultura e de florestas plantadas.

Em 2014, no Brasil, a agricultura ocupou cerca de 80 milhões de hectares (IBGE, 2016a) e a silvicultura para fins industriais ocupava cerca de 8 milhões de hectares (Iba, 2015). A área agrícola deve ter um crescimento de 79% chegando à 137 milhões de hectares, sendo a soja, o milho e a cana-de-açúcar as culturas que ocupam maiores extensões de terra. A área florestal tem o potencial de alcançar 15 milhões de hectares, dos quais 3,8 milhões de hectares podem ser para florestas energéticas.

3.1.2 Condicionantes da Disponibilidade de Resíduos Sólidos Urbanos

A população brasileira atualmente é predominantemente urbana, tendência que deve se acentuar no futuro segundo o PNE 2050. Os resíduos sólidos urbanos são constituídos principalmente por materiais oriundos da coleta residencial e dos restos de varrição e podas. A geração destes resíduos acompanha o crescimento da população urbana e modificações socioeconômicas desta. A Figura 18 apresenta as curvas de projeção do crescimento das populações urbana e rural, no Brasil.

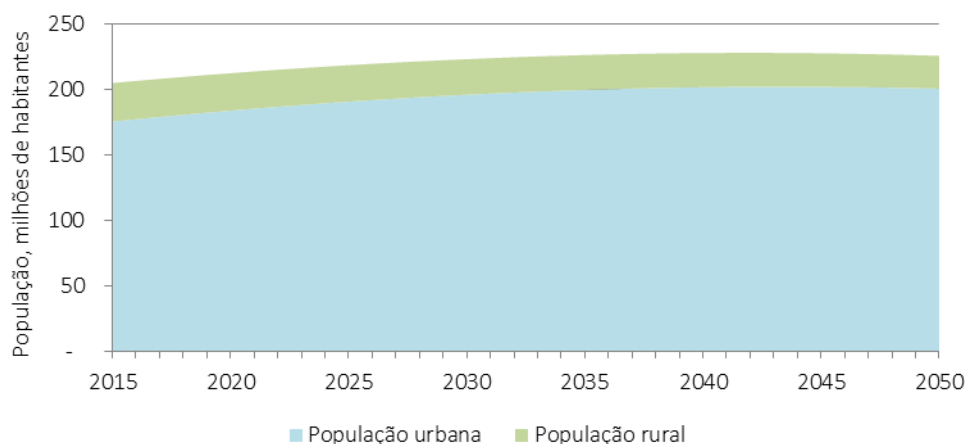


Figura 18 Projeção do crescimento das populações, urbana e rural, e do PIB per capita do Brasil, de 2015 a 2050

Os hábitos de consumo, especialmente ditados pela renda, definem a composição destes resíduos. A Figura 19 apresenta a projeção da composição dos resíduos sólidos urbanos.

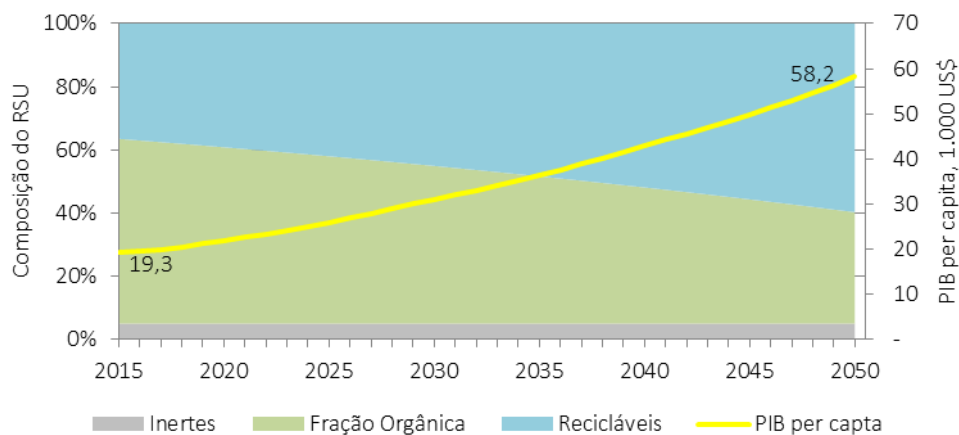


Figura 19 Evolução da composição dos resíduos sólidos urbanos e do PIB per capita, até 2050

A partir da Figura 19, depreende-se que à medida que a renda aumenta, a fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos diminui. A fração de recicláveis, papel, plásticos e metais, usados em uma diversidade de produtos descartáveis, aumenta.

Atualmente, a produção *per capita* de resíduos é de 0,37 tonelada por ano. Considerando o valor projetado do PIB *per capita* em 2050, e tomando como referência países desenvolvidos com valores próximos, estima-se que naquele ano o fator de produção de resíduos no Brasil será de 0,5 t/hab.ano. Ao longo do período, assumiu-se um crescimento linear. A Figura 20 mostra as curvas de produção de resíduos sólidos urbanos totais e da fração orgânica no Brasil até 2050.

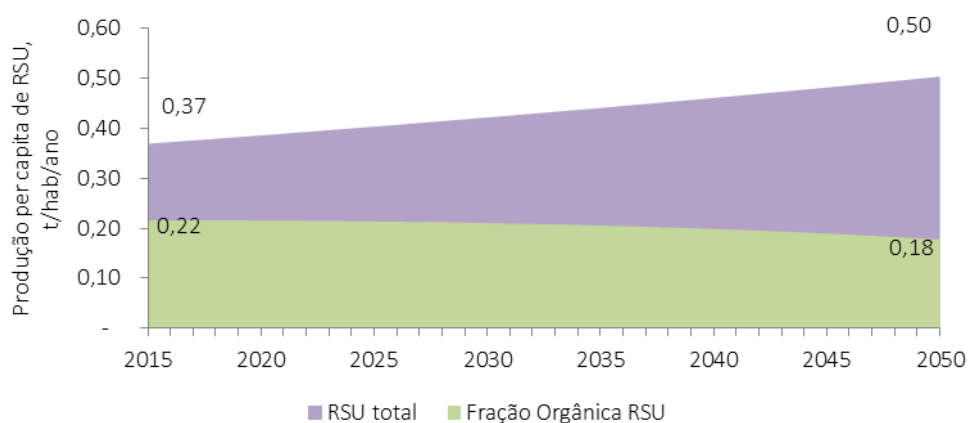


Figura 20 Projeção da produção per capita de resíduos sólidos urbanos totais e da fração orgânica, no Brasil, de 2015 a 2050

Em relação à coleta dos resíduos sólidos urbanos no País, dados do Sistema Nacional de Informações Sobre Saneamento (SNIS) relatam que em 2014, a cobertura foi de 98,6%, no mesmo nível que nos anos anteriores. Por outro lado, sua disposição final ainda é problemática, havendo um volume significativo depositados em lixões e aterros controlados. A participação de aterros sanitários tem crescido nos últimos anos, em parte pela existência da Lei 12.305¹⁹.

3.2 Biomassa da Cana

A cana é uma planta do gênero *Saccharum*, cuja espécie *saccharum officinarum*, com características predominantes de elevados teores de açúcares e baixo teor de fibra, possui diversas variedades que são cultivadas no Brasil. Historicamente, os programas de melhoramento da cana priorizaram aumentar o teor de sacarose, desenvolvendo variedades regionais, adaptadas a ambientes específicos (NOVACANA, 2016).

A quantidade de açúcar contido na cana é feita através do índice ATR – açúcar total recuperado, que consiste em uma unidade de medida muito utilizada no setor sucroenergético. Sua presença na cana vai influenciar na remuneração e na quantidade de produtos (açúcar e etanol) que poderá ser obtido.

Recentemente, motivado pelo desenvolvimento do etanol celulósico, tem se buscado desenvolver variedades de cana com maior o teor de fibra, em detrimento do teor de açúcares. Os esforços neste sentido são feitos a partir de outra espécie de cana, a *saccharum spontaneum*. As variedades desenvolvidas a partir desta espécie são denominadas cana-energia, em contraposição à cana-de-açúcar (NOVACANA, 2016). A diferenciação entre cana-de-açúcar e cana-energia será utilizada quando necessário.

A utilização da cana-de-açúcar, para a produção de açúcar e de etanol, confere ao Brasil, assim como aos demais países cujas condições edafoclimáticas permitem seu cultivo, uma enorme vantagem comparativa frente aos outros produtores mundiais, que utilizam milho (para etanol), principalmente os Estados Unidos, e beterraba (para açúcar e etanol), no caso da Europa, que são as duas principais culturas concorrentes. Além da elevada produtividade de açúcar e etanol por área, a cana-de-açúcar fornece um volume

19 Lei nº 12.305/10, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS).

significativo de biomassa para uso como combustível na geração de vapor e eletricidade, o que torna as unidades energeticamente autossuficientes e até exportadoras de energia.

A parte aérea da cana é composta por colmos, folhas e pontas. Os colmos são caracterizados por nós bem marcados e entrenós distintos. É nesta estrutura que a planta da cana armazena os açúcares. Na extremidade superior do colmo fica o ponteiro, uma região de formação de novas folhas e que tem pouco teor de açúcares, sendo por isso cortado na colheita da cana-de-açúcar²⁰ e deixado no campo juntamente com as folhas. A Figura 21 mostra uma representação esquemática da parte aérea da cana.

De modo geral, o ciclo da cana-de-açúcar tem 5 cortes e mais um ano e meio de cultivo. Diversos fatores afetam a duração deste ciclo, tais como mecanização da colheita, variedade de cana, clima, solo etc. A colheita mecanizada pode impactar este ciclo, devido aos danos físicos causados à soca²¹ da cana. A produtividade em toneladas de colmo por hectare diminui a cada corte até se tornar economicamente interessante renovar o canavial.

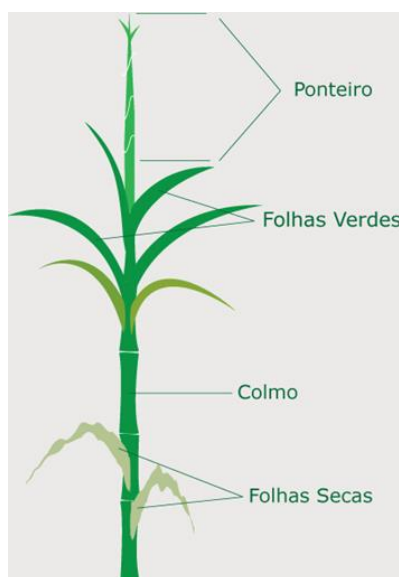


Figura 21 Representação esquemática da parte aérea da cana.

Fonte: CTC, 2005.

²⁰ No caso de cana-energia, esta operação não seria necessária, e a cana seria colhida com pontas e folhas.

²¹ Parte restante da cana após a colheita, de onde se origina a rebrota.

Neste item, a oferta projetada de biomassa de cana considera que a produção é proveniente do cultivo de variedades de cana-de-açúcar. As curvas de penetração das tecnologias de etanol de segunda²² e de terceira²³ geração, bem como das variedades de cana-energia são variáveis com elevados níveis de incerteza atualmente, embora algumas plantas de etanol de segunda geração tenham iniciado operação no País nos últimos anos.

É definido como bagaço o resíduo fibroso da cana resultante do último terno de moagem ou prensagem da cana, constituído de fibra mais caldo residual. O bagaço é a principal fonte de energia das usinas sucroenergéticas, utilizado como insumo energético para produção de açúcar e etanol e exportação de energia. Dentre os dados observados, a média de toda cana processada tem 27% do seu peso como bagaço, com 50% de umidade.

3.2.1 Produção de Cana e Etanol

Em 2015, a área plantada com cana-de-açúcar foi de cerca de 9 milhões de hectares, com uma produção de 658,4 milhões de toneladas. Segundo (ANP, 2016), a produção de etanol total (anidro e hidratado), neste mesmo ano, foi de 31,8 bilhões de litros.

Em 2050, a produção de cana-de-açúcar deve alcançar cerca de 1.050 milhões de toneladas, com um crescimento de 65% em relação a 2014. A produção de etanol deve alcançar 65 bilhões de litros, com um crescimento de quase 140%. A Figura 22 mostra as curvas de produção de cana-de-açúcar e etanol.

²² Via hidrólise termoquímica da biomassa.

²³ Via hidrólise enzimática da biomassa.

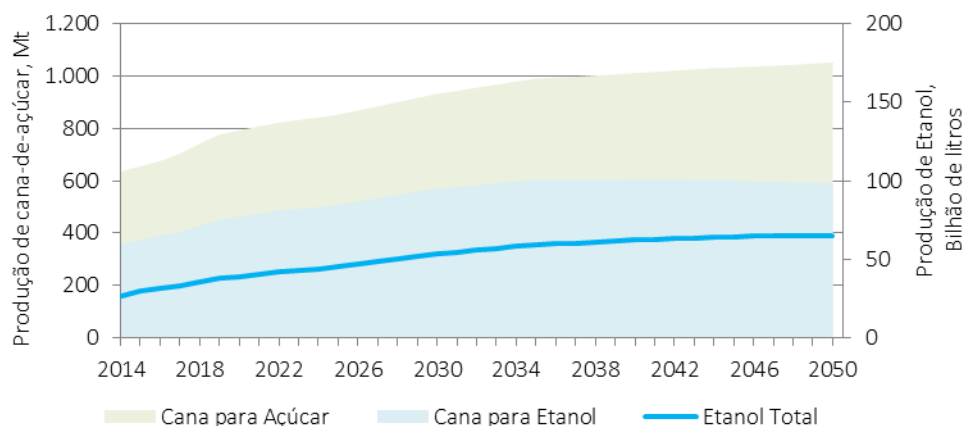


Figura 22 Projeção da produção de cana-de-açúcar e de etanol no Brasil

Importante observar que, em 2050, uma parcela do etanol produzido é de segunda geração, utilizando-se parte do bagaço excedente e da ponta e palha coletadas no campo.

O conteúdo energético de uma tonelada de cana-de-açúcar (toda a parte aérea) equivale a cerca de 1,2 barril de petróleo, dividido em partes aproximadamente iguais, entre os açúcares do caldo, o bagaço, e as palhas e pontas (DE HOLLANDA & ERBER, S/D).

3.2.2 Disponibilidade de Biomassa de Cana

As biomassas da cana de interesse são o bagaço, a ponta e palha e a vinhaça (efluente gerado na produção de etanol).

De modo geral, cada tonelada de cana-de-açúcar processada nas usinas resulta na produção de 270 quilogramas de bagaço, constituído de 50% fibras lignocelulósicas e 50% de umidade. Em uma usina moderna, cerca de 70%²⁴ deste bagaço deve ser utilizado para atender as demandas energéticas da unidade, e os 30% restantes (bagaço excedente) podem ser comercializados ou utilizados para exportação de bioeletricidade (CAMPOS, 1990). O teor energético do bagaço, com este teor de umidade, é de 8,92 GJ por tonelada (equivalente a 2,48 MWh ou 1,5 bep²⁵, com base no poder calorífico inferior).

²⁴ Estes percentuais podem variar, dadas as diversas configurações de processo e tecnológicas possíveis, além das variáveis de operação da unidade.

²⁵ Barril equivalente de petróleo (bep).

A ponta e palha no momento da colheita têm cerca de 50% de umidade, que pode se reduzir até cerca de 15%, após uma ou duas semanas no campo. A quantidade total de palha e ponta produzida, por tonelada de cana-de-açúcar processada, é de cerca de 155 kg (15% de umidade). Assumindo que o teor calorífico da ponta e palha com 50% de umidade é considerado igual ao do bagaço, com 15% de umidade o teor calorífico seria de 15,16 GJ por tonelada de palha e ponta (equivalente a 4,22 TWh ou 2,55 bep, com base no poder calorífico inferior), cerca de 70% superior ao do bagaço.

Em relação à vinhaça, o volume produzido depende, principalmente, do tipo de tecnologia dos processos de extração do caldo e de destilação do vinho. Na extração do caldo em moendas, é utilizada água de embebição para aumentar a recuperação dos açúcares retidos nas fibras que compõem o colmo da cana. A decisão sobre a quantidade de água de embebição a se utilizar resulta em um caldo mais ou menos diluído de açúcares. Na extração por difusor, em geral se utiliza maior volume de água de embebição que nas moendas. Na destilação, se o vapor é aplicado direto sobre a corrente de vinho, parte do seu condensado pode se juntar à corrente de vinhaça que é produzida, aumentando seu volume e diluindo a carga orgânica.

A maior parte da vinhaça é utilizada diretamente para ferti-irrigação. O aproveitamento energético da vinhaça através da biodigestão anaeróbia para produção de biogás foi implantado em algumas destilarias, desde a década de 1970. Os objetivos destes projetos eram tanto a produção de biometano para combustível veicular como de geração de energia elétrica. Entretanto, vários destes projetos foram descontinuados, e a biodigestão anaeróbia da vinhaça não se tornou uma prática comum. Importante observar que a biodigestão da vinhaça não remove seu poder fertilizante, apenas converte um percentual (60-80%) da carga orgânica em biogás, de modo que o efluente resultante ainda pode ser utilizado na ferti-irrigação.

Independente do volume gerado, o conteúdo energético recuperável a partir da vinhaça depende do rendimento da fermentação, ou seja, quanto dos açúcares totais no caldo são convertidos em etanol pelas leveduras. Outro fator relevante, em menor escala, é a presença de outros hidrocarbonetos, além dos açúcares, tais como proteínas, ácidos, óleos essenciais etc. Todas estas substâncias, juntamente com subprodutos da fermentação, tais como álcoois pesados, compõem a carga orgânica da vinhaça que pode ser biodigerida. De modo geral, com dados de CRAVEIRO (1985), podemos considerar que para cada 1.000 litros de etanol produzidos, 150 metros cúbicos de biogás, com 60% de

teor de metano poderão ser obtidos. Em termos energéticos, isto significa 0,079²⁶ tep por 1.000 litros de etanol²⁷.

A Tabela 5 resume os parâmetros de produção e energéticos das biomassas da cana.

A Figura 23 mostra as projeções de disponibilidade das biomassas da cana-de-açúcar para bioeletricidade consideradas nesta análise²⁸.

Em 2014, a oferta de biomassa de cana-de-açúcar disponível para bioeletricidade foi de cerca de 27 Mtep. Neste mesmo ano, a geração termelétrica consumiu 34,6 Mtep na forma de combustíveis fósseis, principalmente de gás natural. Em 2050, a oferta de biomassa de cana para bioeletricidade deve alcançar 47 Mtep.

Tabela 5 Parâmetros de produção e teor energético das biomassas da cana

Biomassa Sólida	Fator de Produção	Conteúdo Energético
	kg biomassa/t colmo	tep/t biomassa
Bagaço total	270	
Bagaço excedente ²⁹	80	0,213
Ponta e Palhiço (15% umidade)	155	0,362
Biomassa Dissolvida	Nm ³ biogás /m ³ etanol	tep biogás/ m ³ etanol
Vinhaça (Biogás)	150	0,079

26 Para comparação, um volume de 1.000 litros de etanol hidratado tem um teor energético de 0,51 tep.

27 O Poder Calorífico Inferior (PCI) do biometano foi assumido como igual ao do gás natural seco, que é de 8.800 kcal/Nm³ (0,88 tep/1.000Nm³).

28 O etanol pode ser utilizado para geração termelétrica em conjuntos motogeradores e turbinas a gás, como será apresentado no item 4. Entretanto, esta alternativa não é considerada nesta análise, porque o uso veicular do etanol deve se manter economicamente mais atrativo do que o uso para geração elétrica.

29 Considera-se que 30% do bagaço total é excedente em uma usina moderna. O bagaço excedente corresponde ao bagaço que sobra após atendida toda a necessidade energética da usina, portanto podendo ser comercializado ou utilizado para exportação de bioeletricidade. Este valor pode chegar até a 50%.

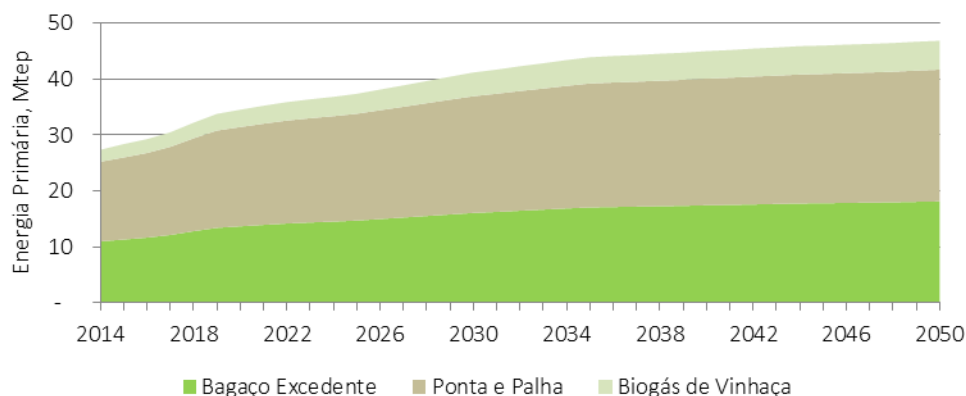


Figura 23 Projeção da disponibilidade potencial de biomassa da cana-de-açúcar para bioeletricidade, tep

3.2.3 Sazonalidade da oferta de biomassa de cana

A oferta de biomassa de cana-de-açúcar apresenta uma sazonalidade, devida ao ciclo de maturação da planta, que restringe sua disponibilidade a um determinado período do ano. Na região centro-sul, a colheita da cana-de-açúcar é realizada, aproximadamente, entre os meses de março e outubro. Na região norte-nordeste, a colheita ocorre aproximadamente no período de entressafra da região centro-sul. Esta diferença é explicada pelas condições climáticas destas duas regiões. No período de colheita, o teor de açúcares no colmo apresenta um máximo, e caso esta não seja realizada, a planta utilizará esta reserva para voltar a crescer (produzir fibras), até o início do próximo ciclo³⁰.

O bagaço e a ponta e palha, caso estas sejam recolhidas, são armazenados em pátio aberto. O dimensionamento da planta termelétrica, para atender a demanda interna de energia e gerar excedentes comercializáveis, define a quantidade desta biomassa que fica disponível para sua utilização na entressafra da cana.

A vinhaça, efluente residual da destilaria, não pode ser armazenada, pois a ação de microorganismos selvagens levam à biodigestão não controlada, com perda de carga

³⁰ Esta não seria uma limitação para a cana-energia, pois o que se busca é mesmo o teor de fibra. Entretanto, as condições climáticas poderiam impedir as operações de colheita.

orgânica e potencial emissão fugitiva³¹ de metano. Assim, seu aproveitamento fica restrito ao período de funcionamento da destilaria.

3.3 Biomassa de Florestas Energéticas

A produtividade³² florestal brasileira é a mais elevada do mundo, devido às condições naturais favoráveis e, também, ao esforço técnico e científico realizado pelas instituições e empresas do setor florestal. Esta condição garante ciclos de produção mais curtos, de 7 a 8 anos, em comparação aos de outros países. A Figura 24 apresenta os valores de produtividade média do eucalipto e do pinus, no Brasil e em alguns países com atividade florestal importante.

A produtividade média do segmento florestal brasileiro é de cerca de 37,4 m³/ha/ano (IBA, 2015). Espera-se que no longo prazo a produtividade tenha um crescimento anual médio de 1,5%, chegando em 2050 a 63,9 m³/ha/ano. SANTOS JR (2011), a partir de dados coletados do IPEF e da ABRAF, mostra que com irrigação adicional a produtividade atual pode chegar a 50 m³/ha/ano, e 52 m³/ha/ano com irrigação e fertilização adicionais. Complementarmente, a introdução do eucalipto transgênico também pode aumentar de 30% a 40% o ganho a produtividade (FAPESP, 2013).

31 Emissões fugitivas são aquelas não pretendidas, são decorrentes de vazamentos, situações anormais etc.

32 Nesta análise, a produtividade florestal é tomada como o Incremento Médio Anual (IMA) obtido pela razão entre o volume comercial produzido em um hectare e a idade da plantação.

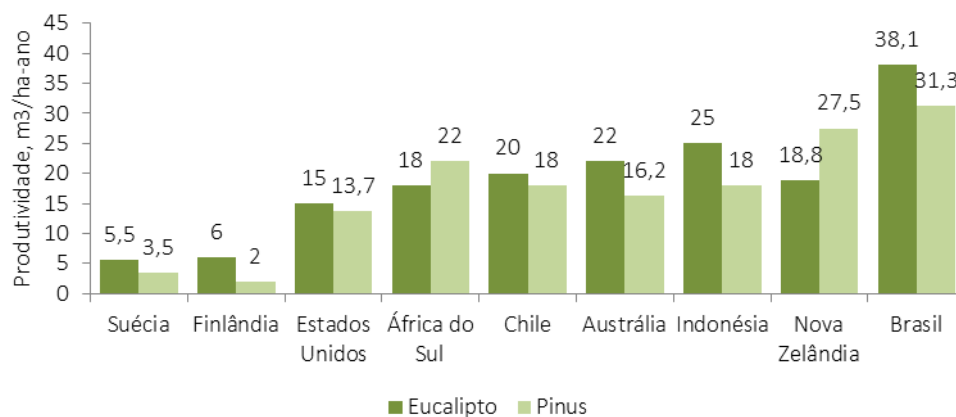


Figura 24 Produtividade do eucalipto e do pinus, no Brasil e em países selecionados,

Fonte: ABRAF, 2013 (Adaptado de Poyry) apud IBA, 2014.

As duas principais espécies cultivadas na silvicultura brasileira são o eucalipto e o pinus. Os principais usos desta atividade florestal são a produção de celulose e papel, carvão vegetal e madeira para outros fins.

A Tabela 6 apresenta a densidade típica da lenha e seus parâmetros energéticos.

Tabela 6 Parâmetros de produção e teor energético da biomassa de florestas energéticas

Biomassa	Densidade	Conteúdo Energético
	t /m ³ de lenha	tep/t lenha
Lenha	0,39	0,31

A utilização da lenha de florestas energéticas, silvicultura dedicada à geração elétrica, ainda tem uma participação marginal na atividade florestal brasileira. Entretanto, projeta-se que esta fonte vá se desenvolver e ganhará destaque no parque gerador nacional. A Figura 25 apresenta a projeção do potencial de produção de lenha para bioeletricidade no Brasil.

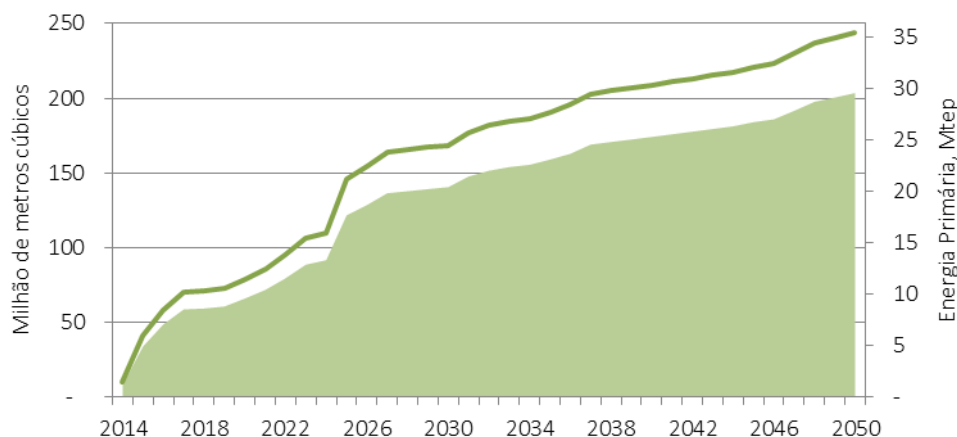


Figura 25 Disponibilidade anual potencial de lenha para bioeletricidade no Brasil, quantidade e energia primária

Até 2020, em decorrência dos empreendimentos que já comercializaram energia nos leilões, a demanda de lenha para bioeletricidade deve alcançar 70 milhões de metros cúbicos, aproximadamente o que se destina hoje para a fabricação de papel e celulose ou de carvão vegetal. Em 2050, o volume potencial de lenha para bioeletricidade será de quase 250 milhões de metros cúbicos, com um conteúdo energético de quase 30 Mtep.

3.4 Biomassas Residuais

Conforme mencionado, são três os tipos gerais de resíduos considerados neste item, biomassas residuais de origem agrícola, pecuarista e urbana.

Serão consideradas como biomassas residuais as palhas resultantes da produção de soja e milho, assim como o esterco da pecuária de gados de corte e leite confinados, suínos e aves.

As curvas de disponibilidade desta biomassa foram obtidas a partir das projeções das produções agrícolas e da pecuária constantes em EPE (2015b).

3.4.1 Biomassas Residuais da Atividade Agrícola (Exceto cana-de-açúcar)

Depois da cana-de-açúcar, a soja e o milho ocupam a segunda e a terceira posições na classificação das lavouras com maior produção. Juntas, estas três culturas vêm historicamente aumentando a sua participação, que atualmente representa 88,5% de toda

a produção agrícola do país em 2014, com 70%, 9,5% e 9%, respectivamente. A Figura 26 apresenta as curvas das projeções das produções de soja e milho no horizonte do estudo.

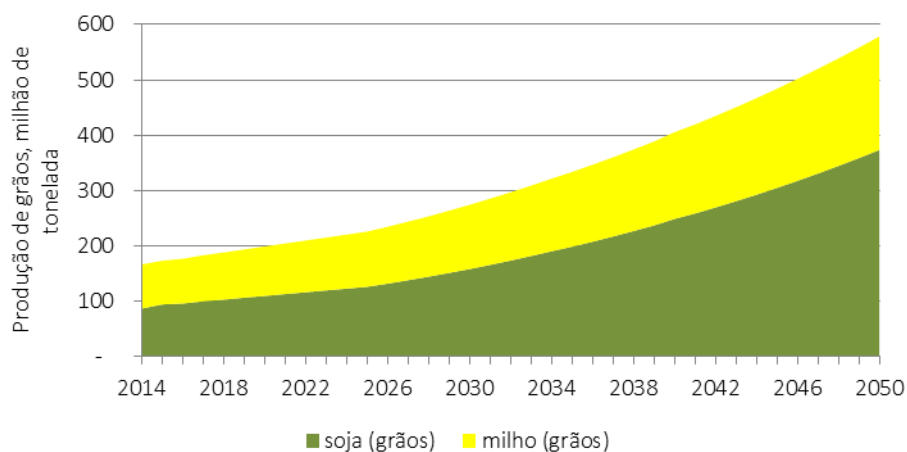


Figura 26 Projeção da produção de grãos de soja e milho no horizonte de estudo

A Tabela 7 resume os parâmetros de produção e energéticos das biomassas residuais da agricultura, usados para desenvolver suas projeções de disponibilidade. As projeções de disponibilidade de biomassa residual agrícola em base seca e conteúdo energético são ilustradas na Figura 27.

Tabela 7 Parâmetros de produção e teor energético das biomassas residuais da agricultura

Biomassa	Fator de geração	Disponibilidade	Conteúdo energético
	t palha bbs /t grãos <i>i.n.</i> ³³		tep/t bbs
(Palha)			
Soja	1,68	30%	0,349
Milho	1,98	40%	0,423

³³ i.n. – in natura.

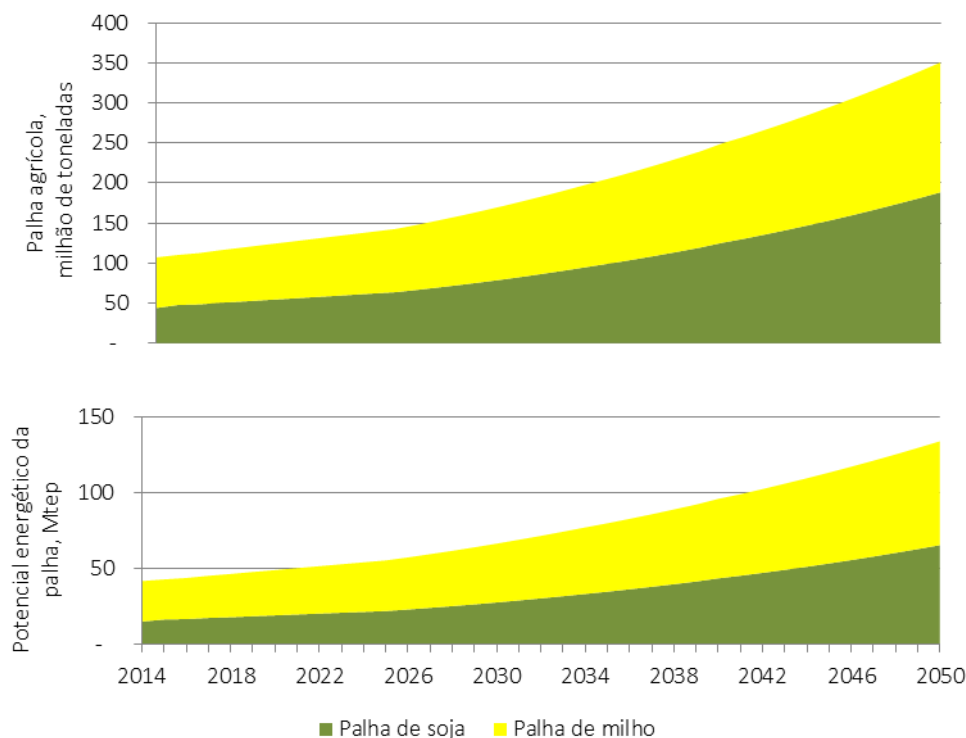


Figura 27 Projeção da disponibilidade de biomassa residual agrícola e seu conteúdo energético

Em 2014, o conteúdo energético da biomassa residual agrícola produzida foi de 42 Mtep. Em 2050, o conteúdo energético da produção de biomassa residual agrícola deve atingir 134 Mtep.

3.4.2 Biomassas Residuais da Atividade Pecuária

A Figura 28 apresenta as curvas de projeções da produção de biomassa de esterco de bovinos de leite e corte, suínos e de aves, obtidas a partir das projeções das produções pecuárias constantes na Nota Técnica de Premissas Econômicas de Longo Prazo.

A Tabela 8 resume os parâmetros de produção e energéticos das biomassas residuais da pecuária, usados para desenvolver suas projeções de disponibilidade que são apresentadas na Figura 29. O conteúdo energético é estimado em função do potencial de metanização dos esterco.

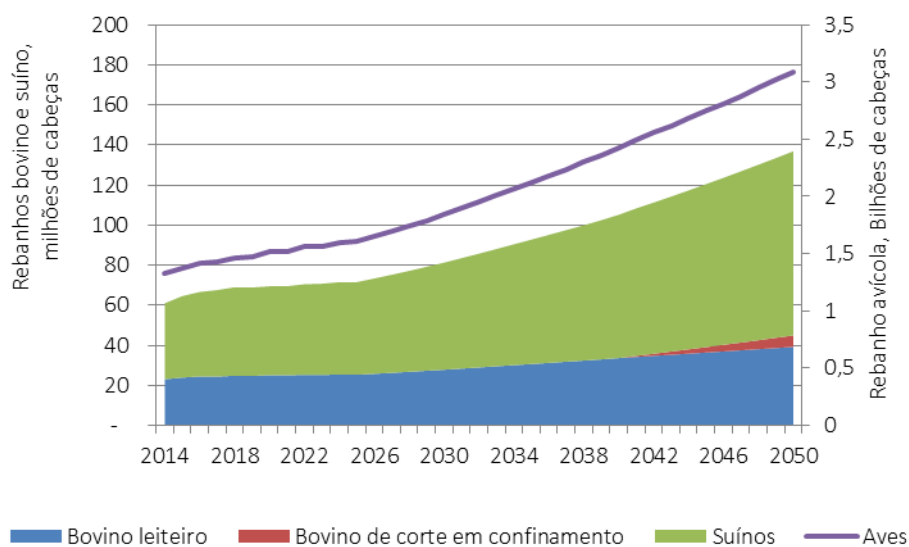


Figura 28 Projeção dos rebanhos de bovinos de leite e corte, suínos e de aves no horizonte de estudo

Tabela 8 Parâmetros de produção e teor energético das biomassas residuais da pecuária

Biomassa (Esterco)	Fator de geração	Fator de metanização	Conteúdo Energético
	Kg esterco/cbç/dia	Nm ³ CH ₄ /t esterco	tep biogás/t esterco
Bovino	15	24	0,0211
Suíno	2,5	46,8	0,0412
Avícola	0,1	91,9	0,0809

Em 2014, o conteúdo energético da biomassa residual pecuária (esterco) produzida foi de 8 Mtep. Em 2050, o conteúdo energético desta produção de biomassa residual deve atingir 18 Mtep, um crescimento de 210%.

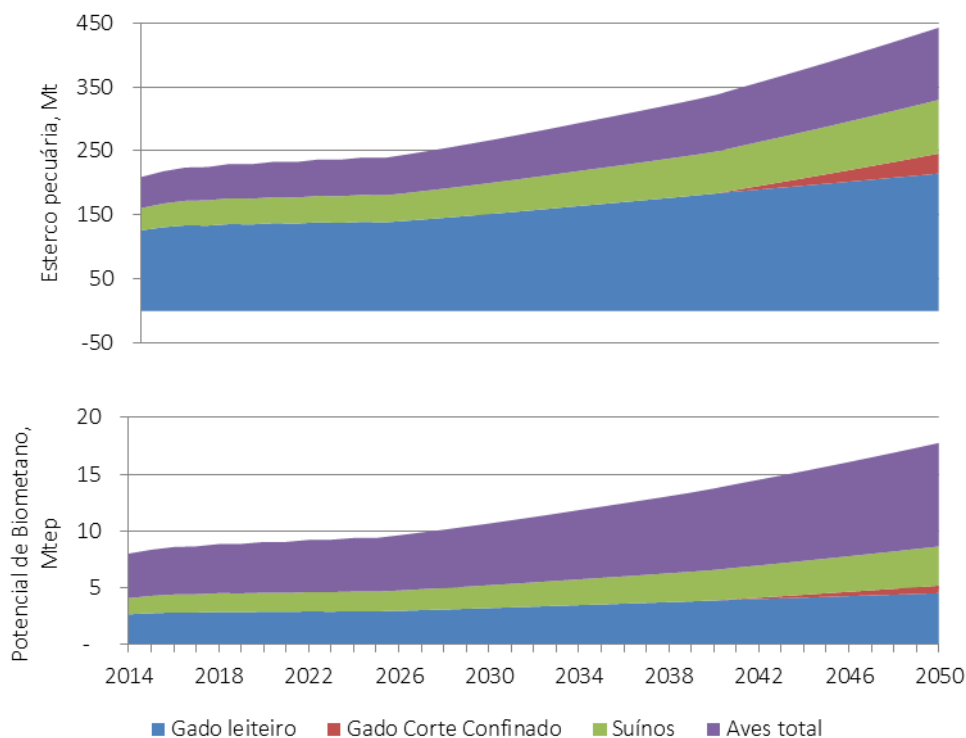


Figura 29 Projeção da disponibilidade de biomassa residual pecuarista e seu conteúdo energético

3.4.3 Resíduos Sólidos Urbanos

Nas atividades diárias da vida, seja nas residências, no comércio, nas atividades públicas etc., as pessoas geram grandes quantidades de resíduos de natureza orgânica. No Brasil, a fração orgânica *in natura* nos resíduos sólidos urbanos coletados e destinados aos aterros sanitários e, infelizmente ainda em muitos casos, aos lixões, é de cerca de 60%.

Devido ao elevado teor de umidade da fração orgânica dos RSU, em torno de 50% em peso, o aproveitamento energético deste resíduo por incineração é pouco eficiente, sendo sua biodigestão para produção de biogás mais indicada. Por esta razão, o conteúdo energético desta fonte de biomassa será estimado em termos da quantidade de biometano equivalente potencialmente recuperável por biodigestão.

Os efluentes sanitários, embora contenham uma carga orgânica que pode ser convertida em biogás, não serão contemplados neste estudo, pois o nível de diluição é elevado e o potencial energético bastante limitado em comparação com os RSU³⁴.

A Tabela 9 resume os fatores de geração e de metanização, e o conteúdo energético potencial da Fração Orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos (FORSU) obtido via biodigestão anaeróbia.

Tabela 9 Fatores de geração e de metanização, e conteúdo energético potencial da Fração Orgânica dos Resíduos Sólidos Urbanos (FORSU), via biodigestão

Fator de Geração $t_{\text{FORSU}}/\text{hab.}/\text{ano}$		Fator de metanização	Conteúdo Energético
2015	2050	$\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{t F.O. RSU}$	$\text{tep biogás}/\text{t F.O. RSU}$
0,22	0,18	55	0,0484

A Figura 30 apresenta os resultados das projeções da geração e do conteúdo energético da biomassa residual sólida urbana, obtidas a partir das projeções populacionais e econômicas dadas na seção 3.1.2 e dos parâmetros dados na Tabela 9.

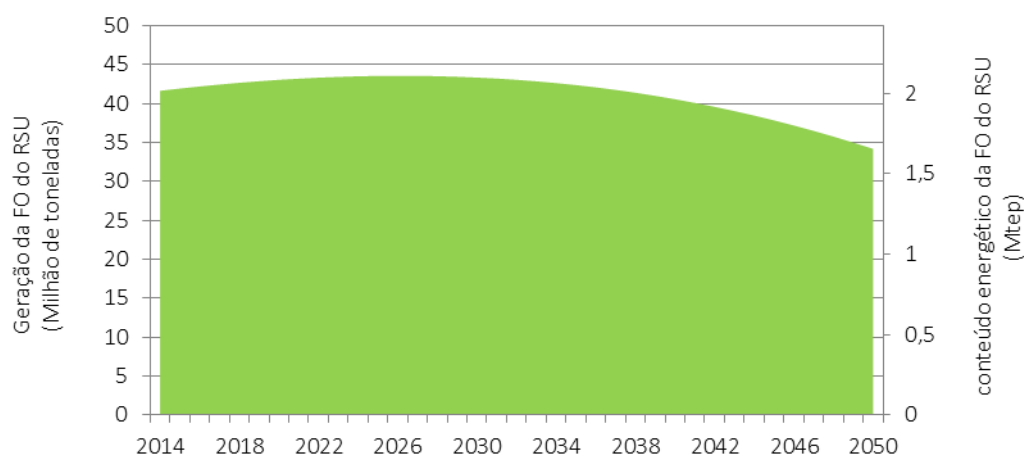


Figura 30 Projeção da geração e do conteúdo energético da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos

³⁴ A geração elétrica a partir de biogás de efluentes sanitários pode ter como objetivo o suprir parte da demanda de energia das Estações de Tratamento de Esgoto (Auto-consumo).

4 ESTADO DA ARTE NA GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE

A conversão da energia química contida na biomassa para obtenção de eletricidade ocorre, principalmente, por meio de tecnologias que utilizam ciclos termodinâmicos. Por vezes, a fonte de biomassa requer pré-tratamentos, tais como evaporação ou biodigestão, para ser convertida em uma fonte de energia mais adequada ao armazenamento ou à geração de bioeletricidade. Este é o caso de fontes de biomassa na forma líquida, como a vinhaça, a lixívia e efluentes sanitários. Também é possível obter hidrogênio a partir de processos termoquímicos ou bioquímicos, o qual pode ser utilizado em células a combustível para geração de energia elétrica. Esta tecnologia ainda se encontra em estágio de desenvolvimento. A Figura 31 apresenta um fluxograma simplificado das rotas de conversão energética da biomassa.

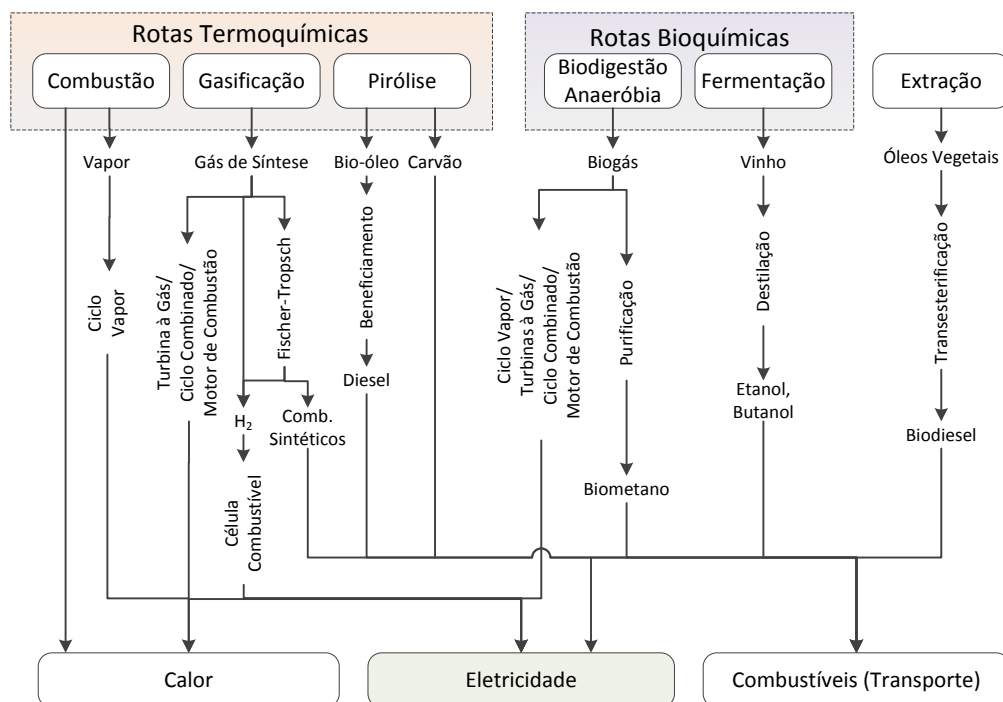


Figura 31 Representação esquemática simplificada das principais rotas de aproveitamento energético da biomassa

Modificado de Turkenburg, 2000.

As seções a seguir apresentam de forma simplificada as principais tecnologias no aproveitamento da biomassa para fins elétricos, em cogeração e em geração elétrica.

4.1 Geração de Bioeletricidade com Ciclo Vapor

O ciclo a vapor mais utilizado para a geração elétrica é o Rankine. Este ciclo é composto de 4 etapas. Na primeira, o fluido de trabalho é bombeado para aumentar a pressão até o nível requerido para a próxima etapa. Na segunda, à pressão constante, o fluido de trabalho é aquecido para passar para o estado de vapor saturado. Na terceira etapa, o vapor saturado à elevada pressão e temperatura é expandido numa turbina até valores menores de pressão e temperatura. Por fim, o fluido de trabalho passa por um condensador a vácuo, ou por algum processo industrial que demande calor, e se condensa à pressão constante, sendo então novamente bombeado, reiniciando o ciclo.

Algumas modificações do ciclo Rankine são:

- O Ciclo Rankine com reaquecimento
- O Ciclo Rankine Regenerativo
- O Ciclo Rankine Supercrítico
- O Ciclo Rankine Orgânico

O ciclo Rankine com reaquecimento utiliza duas turbinas. Após o vapor passar pela primeira turbina de alta pressão ele é reaquecido, a uma pressão menor que a anterior, mas a uma temperatura idealmente igual à da primeira alimentação. Em seguida o vapor passa pela segunda turbina de baixa pressão. Entre as vantagens deste arranjo está o aumento da durabilidade do equipamento por evitar a condensação na fase de expansão com consequente dano às aletas da turbina. Outra vantagem é o aumento da eficiência do ciclo.

No ciclo Rankine regenerativo, o condensado e o ar que alimentam a caldeira são aquecidos utilizando vapor extraído da turbina. O aumento da temperatura da água de alimentação da caldeira reflete positivamente no aumento da eficiência do ciclo, demandando menos combustível para a mesma geração de vapor (TGM, 2012).

O ciclo Rankine supercrítico utiliza como fluido de trabalho um fluido supercrítico. Este tipo de fluido pode ser qualquer substância que esteja à pressão e temperatura acima de seu Ponto Crítico, aquele a partir do qual não há mais distinção entre as fases líquida e gasosa. Para a água, o Ponto Crítico corresponde à pressão de 220,64 bar e temperatura de 374°C. Atualmente, no parque sucroenergético brasileiro não há nenhum empreendimento operando com esta tecnologia, e há uma tendência de uso de caldeiras em torno de 65 bar de pressão.

No ciclo Rankine orgânico, substâncias orgânicas, como n-pentano ou tolueno, são utilizadas como fluido de trabalho, ao invés da água. Isto permite o uso de fontes quentes a

temperaturas não muito elevadas, como reservatórios de energia térmica (solar, geotérmica etc.).

As modificações do ciclo Rankine adequadas à geração termelétrica com biomassa são do tipo com reaquecimento e regenerativo.

No aproveitamento energético da biomassa, o uso do ciclo vapor pode ser tanto em cogeração como para geração elétrica, conforme a natureza da biomassa, seja residual ou produto principal. As sub-seções a seguir descrevem estas duas situações de aplicação do ciclo vapor para o aproveitamento da biomassa.

4.1.1 Ciclo Vapor na Cogeração e na Geração Elétrica com Biomassa

Cogeração é a geração combinada de calor e eletricidade, com uso útil de ambas as formas de energia.

Na indústria sucroenergética, a cogeração é utilizada para gerar vapor e bioeletricidade consumidos nos processos de produção de açúcar e etanol³⁵. O vapor é utilizado para acionamento mecânico das moendas e picadores no processamento dos colmos da cana e nos processos de fabricação de açúcar e etanol. Em usinas modernas, as moendas e picadores são eletrificados, o que reduz a demanda por vapor e permite seu direcionamento para a geração elétrica.

Tradicionalmente, a configuração do ciclo vapor adotada na usina de açúcar e álcool era a com turbinas de contrapressão, e não se gerava excedentes de bioeletricidade para comercialização. Aperfeiçoamentos desta configuração passaram a permitir a geração de bioeletricidade excedente. Entretanto, a usina permanecia limitada a operar apenas durante a safra, quando há demanda por vapor. Posteriormente, a introdução da turbina de condensação no ciclo do vapor, além de permitir um maior rendimento na geração elétrica³⁶, tornou possível a geração na entressafra³⁷. As configurações que contêm

35 A cogeração com biomassa também é feita na indústria de papel e celulose (usando a lixívia e resíduos florestais), instalações de beneficiamento de madeira (com lenha, cavacos e serragem), etc., onde se demandam calor e eletricidade para os processos.

36 O condensador permite um maior salto entálpico, ou seja, maior a diferença entre a entalpia do vapor que entra na turbina e do vapor que sai da turbina. Quanto maior esta diferença, maior a conversão da energia contida no vapor em eletricidade.

37 Período em que não há a colheita da cana e a usina não produz açúcar e etanol, aproveitando este tempo para manutenção dos equipamentos.

Figura 32 Representação esquemática simplificada do ciclo vapor com condensação e extração em cogeração e na geração elétrica (hachurado)

Tradicionalmente, o gerador de vapor (caldeira) empregado é de 21 bar de pressão e cerca de 380°C de temperatura, do tipo grelha. Com a modernização dos processos e o foco na maximização de excedentes de energia elétrica, o setor tem cada vez mais adotado caldeiras e turbinas de maior capacidade, 40 bar, 65 bar ou mais, e temperaturas como 550°C. Segundo MARINO (2013), o emprego de caldeiras de leito fluidizado, substituindo as de grelha, é mais adequado para o novo cenário de aproveitamento de biomassas outras além do bagaço, pois permite uma variabilidade maior das características do combustível. Conjuntos caldeira e turbina com 65 bar de pressão e 550°C têm sido os mais utilizados na expansão recente do setor sucroenergético.

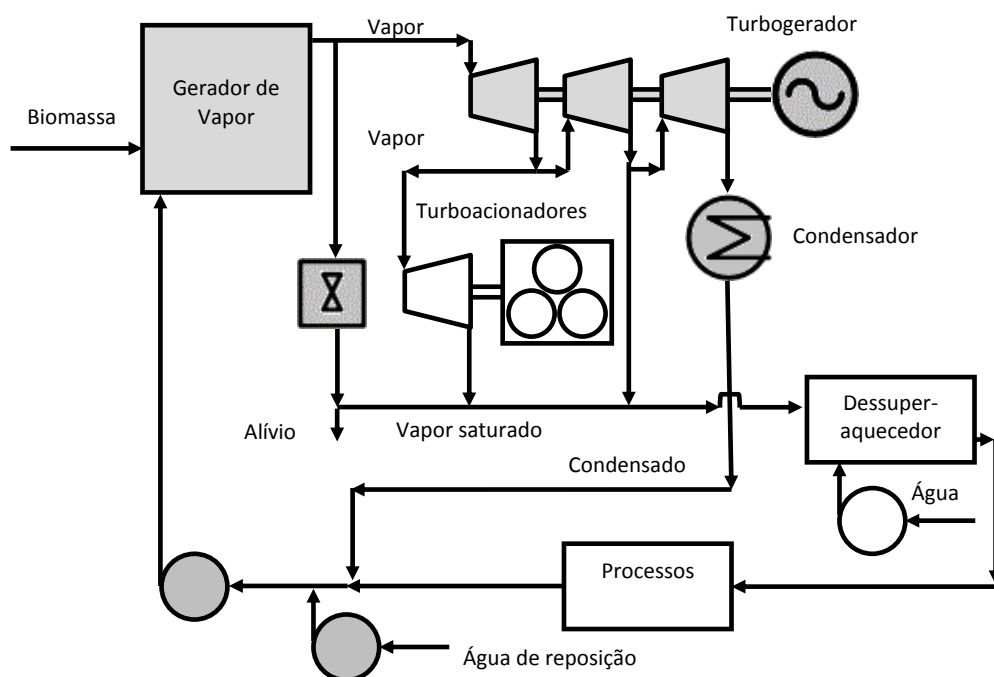


Tabela 10 Parâmetros técnicos de um empreendimento usando ciclo vapor com condensação e extração, consumindo apenas bagaço

Parâmetros	Unidade	Valor
Temperatura de Operação	°C	515
Pressão de Operação	bar	87
Produção de Vapor	Kg vapor/t cana	840
Eficiência das Caldeiras	% base PCS	84,5
Consumo de Eletricidade	kWh/ t cana	18
Consumo de Vapor de Processo	Kg vapor/t cana	320
Geração de Energia Elétrica		
Eficiência das Turbinas	%	75
Cogeração	kWh/t cana	95
Geração Elétrica	kWh/t cana	150
Eficiência da Geração Termelétrica		
Cogeração	%	12,7
Geração Elétrica	%	20

Fonte: TOLMASQUIM, 2005.

A Tabela 10 e a Tabela 11 apresentam características técnicas de usinas de açúcar e etanol usando ciclo vapor com condensação e extração. No primeiro caso, é considerado apenas o consumo de bagaço, enquanto que no segundo é considerado o consumo de bagaço e ponta e palha.

Tabela 11 Parâmetros para uma usina sucroalcooleira usando ciclo vapor com condensação e extração à 82 bar de pressão, na safra e na entressafra

Parâmetro	Safra	Entressafra	Unidades
Geração elétrica	196	232	kWh/t cana
Energia Excedente	155	232	kWh/t cana
Consumo de Combustível	1,43	1,21	t bagaço (50%)/MWh
	0,61	0,52	t palha (15%)/MWh
Eficiência da Geração Elétrica	19	23	% com base no PCI

Fonte: Elaborado a partir de LARSON, WILLIAMS e LEAL, 2001.

4.2 Geração de Bioeletricidade com Ciclo à Gás e com Ciclo Combinado

As tecnologias para uso do Ciclo à Gás para geração de bioeletricidade dependem do tipo de biomassa utilizada. Biomassas sólidas, como o bagaço, as palhas, a lenha e a lixo, requerem uma etapa de gaseificação. Biocombustíveis líquidos e gasosos podem ser consumidos diretamente em turbinas adequadas.

4.2.1 Aproveitamento de Biomassas Sólidas em Ciclo a Gás e Ciclo Combinado

A gaseificação de carvão mineral é uma tecnologia já disponível para a indústria de energia. Entretanto, no caso das fontes de biomassa, dadas as características termoquímicas destas, a tecnologia ainda não está plenamente desenvolvida.

Gaseificação da Biomassa

A gaseificação converte a biomassa (ou outros combustíveis) em um gás que pode ser queimado em turbinas à gás ou motores de combustão. O processo de gaseificação envolve duas etapas. Na primeira, ocorre a pirólise do material, formando líquidos e gases, a partir da fração volátil, e carvão. Na segunda etapa ocorre a gaseificação, propriamente dita, dos hidrocarbonetos líquidos e do carvão, a altas temperaturas e na presença de um agente oxidante. Os produtos da gaseificação são uma mistura de gases (rica em CO, contendo ainda H₂, CO₂, CH₄, outros hidrocarbonetos e N₂ se o ar for utilizado) e carbono e cinzas. Estas duas etapas ocorrem em zonas diferentes do gaseificador, não sendo necessários equipamentos distintos (IRENA, 2012).

Gaseificadores podem ser classificados com base em 4 características (IRENA, 2012):

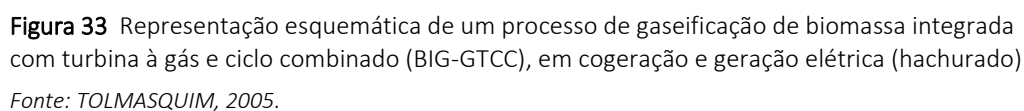
- Agente oxidante: Ar, oxigênio, vapor ou qualquer mistura destes gases.
- Fonte de calor: Pode ser direto (dentro do reator via combustão) ou indireto (fornecido de uma fonte externa ao reator).
- Pressão: Pressão atmosférica ou pressões elevadas.
- Tipo do reator: Leito Fixo, Leito Fluidizado e Leito Arrastado.

Gaseificadores que utilizam ar são relativamente mais baratos, mas o gás combustível produzido possui baixo poder calorífico (5-6 MJ/m³ em base seca), devido à alta concentração do N₂ atmosférico. Gaseificadores que utilizam oxigênio ou vapor

produzem gases combustíveis mais ricos em CO e H₂, com poder calorífico mais elevado (9-19 MJ/m³ em base seca), mas a um custo mais alto.

Integração da Gaseificação de Biomassa com o Ciclo à Gás e Ciclo Combinado

Neste modelo tecnológico, a biomassa é secada e encaminhada para o gaseificador, onde numa atmosfera controlada é submetida a uma oxidação parcial, produzindo o gás combustível, uma mistura de gases cujo principal é o monóxido de carbono. Esse gás passa por um sistema de limpeza e em seguida é injetado numa turbina a gás, juntamente com ar comprimido, onde termina o processo de combustão e impulsiona o turbogerador. Se, nesse ponto, os gases de exaustão fossem liberados na atmosfera, este seria o arranjo BIG-GT (Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine). Entretanto, no modelo apresentado, os gases da exaustão da turbina à gás são encaminhados para uma caldeira de recuperação, onde alimentam o ciclo vapor, descrito na seção 4.1, essa combinação é conhecida como BIG-GTCC (Biomass Integrated Gasification – Gas Turbine with Combined Cycle). Uma variação desta tecnologia consiste na injeção de vapor juntamente com o gás combustível na turbina à gás, BIG-STIG (Biomass Integrated Gasification with Steam Injected Gas Turnbine). A Figura 33 mostra um processo BIG-GTCC adaptado para cogeração e geração elétrica.



Parâmetro	Safra	Entressafra	Unidades
Geração elétrica	302	343	kWh/t cana
Energia Excedente	254	343	kWh/t cana
Consumo de Combustível	0,93	0,82	t bagaço (50%)/MWh
	0,40	0,35	t palha (15%)/MWh
Eficiência Geração Elétrica	30	34	% com base no PCI

Fonte: Elaborado a partir de LARSON; WILLIAMS e LEAL, 2001.

4.2.2 Aproveitamento de Biocombustíveis Líquidos e Gasosos com Ciclo à Gás e Ciclo Combinado

Único exemplo no mundo, a Usina Termelétrica Juiz de Fora pode gerar eletricidade tanto com gás natural (ou biogás purificado) como com etanol. Uma turbina aeroderivativa a gás modelo LM 6000³⁸, desenvolvida pela General Electric, é utilizada em ciclo simples. A usina tem 87 MW de potência instalada e está conectada ao Sistema Interligado Nacional, com contratos de venda de energia até 2020 (Petrobras, 2016).

Operando em ciclo simples, o rendimento é de 41%, podendo chegar a 52% em ciclo combinado (GENERAL ELECTRIC, 2016). A geração específica, calculada com base nestes rendimentos, é de 2,4 MWh até 3 MWh por 1.000 litros de álcool etílico hidratado. Por razões econômicas, esta usina, que é operada pela Petrobras, tem funcionado apenas com Gás Natural.

4.3 Conjunto Motogerador

Conjuntos Motogeradores são compostos de motores de combustão interna acoplados a geradores elétricos. Os motores utilizados podem ser do Ciclo Otto (para etanol, biogás, gás natural ou gasolina) ou do Ciclo Diesel (para óleo diesel).

Embora tradicionalmente motores do Ciclo Diesel venham sendo mais usados, por razões de preocupação ambiental, especialmente relativos às emissões de NOx e material particulado (PM, da sigla em inglês), seu uso tem sido gradativamente reduzido nos Estados Unidos e em outros países industrializados. Em consequência, motores de Ciclo Otto para gás natural, que também podem gerar a partir de biogás têm sido cada vez mais usados. A eficiência elétrica varia de 29,7% até 37% para equipamentos de 100 kW até 5 MW de potência, respectivamente. A eficiência global em cogeração, da forma inversa, varia de 78% a 73% (USEPA, 2007).

No Brasil, há 13 aterros sanitários realizando o aproveitamento energético do biogás com conjuntos motogeradores, como o Aterro Sanitário Bandeirantes, mostrado na Figura 34.

38 O modelo LM6000 originalmente era dedicado ao uso do gás natural e foi convertido para usar também etanol.



Figura 34 Instalações da unidade de geração elétrica com biogás do Aterro Sanitário Bandeirantes, em São Paulo

Fonte: HELENO DA FONSECA, 2016.

A Vale Soluções em Energia desenvolveu um motogerador a etanol, com capacidade de até 1 MW. A eficiência do equipamento é de 37,2%, consumindo 157,4 litros de álcool etílico hidratado por hora, ou 453 litros por MWh gerado (VSE, 2011).

Enquanto a geração de bioeletricidade com esta tecnologia utilizando biogás é bastante comum, o uso com biocombustíveis líquidos, óleos vegetais, biodiesel ou etanol, é limitado devido ao elevado custo com combustível. Um potencial nicho para o uso de biocombustíveis seria nos mesmos mercados da geração à diesel, nos sistemas isolados ou geração em horários de ponta.

4.4 Biodigestão Anaeróbia

Digestão anaeróbica pode ser definida como a conversão de material orgânico em dióxido de carbono, metano e lodo através de bactérias, em um ambiente pobre em oxigênio. Este processo é uma das formas mais antigas de digestão e ocorre naturalmente na ausência de oxigênio, como em plantações de arroz, águas paradas, estações de tratamento de esgoto e aterros sanitários. O biogás, inclui além do metano e do dióxido de carbono, alguns gases inertes e compostos sulfurosos. O biogás pode ser consumido

diretamente, situação em que apresenta poder calorífico entre 4.500 e 6.000 kcal/m³, ou tratado para separação e aproveitamento do metano, cujo poder calorífico é semelhante ao do gás natural.

A quantidade de biogás produzida depende, entre outros fatores, da tecnologia empregada na digestão e do substrato. A usina de Tilburg, na Holanda, por exemplo, pode alcançar 106 metros cúbicos por tonelada de resíduos (m³/t), cuja composição é de 75% de restos de alimentos e de jardim e 25% de papel não reutilizável, com um teor de 56% de metano. A KOMPOGAS, fabricante de biodigestores, sugere, como média, o valor de 120 m³/t de material orgânico (www.ever-greenenergy.com.au). A composição típica do biogás é dada na Tabela 13.

Tabela 13 Composição típica do biogás

Gás	Dados
Metano	55 - 70% por volume
Dióxido de Carbono	30 - 45% por volume
Sulfeto de hidrogênio	200 - 4.000 ppm por volume
Conteúdo energético do biogás	20 - 25 MJ/Nm ³ (4.780 a 6.000 kcal/ m ³)
Teor de CH ₄ por tonelada dos RSU	167 - 373 MJ/t RSU

Fonte: Verma (2002).

A digestão anaeróbica consiste numa sequência de interações metabólicas com a atuação de diversos grupos de microorganismos. A produção de metano ocorre em um espectro amplo de temperaturas, mas aumenta significativamente em duas faixas: mesofílica - entre 25-40°C - e termofílica - entre 50-65°C.

A biodigestão pode ser dividida em quatro fases: hidrólise, que é a primeira fase do processo, onde a matéria orgânica complexa (polímeros) é quebrada em parte menores e mais simples; acidogênese, onde os produtos da hidrólise são convertidos em substratos para metanogênese; a acetogênese, que também converte os produtos da acidogênese que não sofrem metanogênese diretamente; e por último, a metanogênese que é a produção de metano dos substratos por bactérias anaeróbias (AL SEADI et al 2008).

A metanogênese é a fase mais crítica e mais lenta da biodigestão, é extremamente influenciada pelas condições de operação, como temperatura, composição do substrato, taxa de alimentação, tempo de retenção, pH, concentração de amônia entre outros (AL SEADI et al 2008). O fluxograma do processo está exposto na Figura 35.

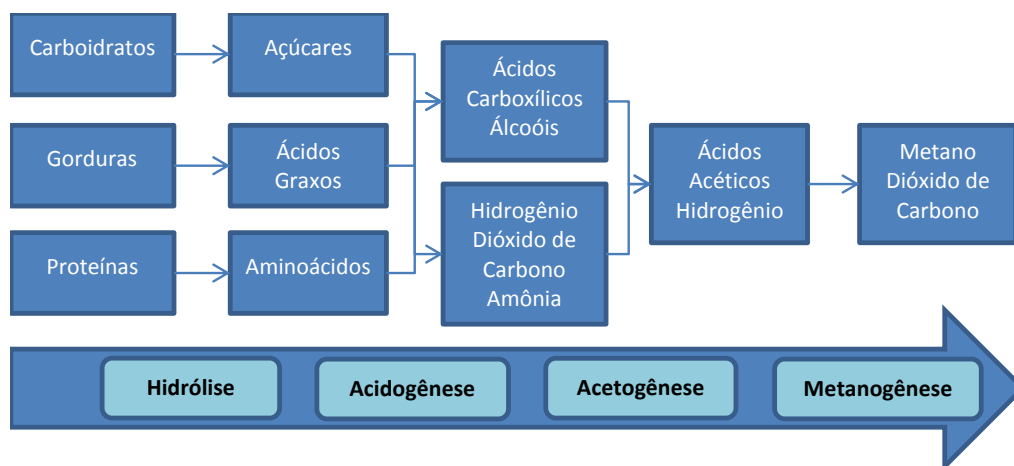


Figura 35 Fluxograma do processo de biodigestão anaeróbia

Fonte: Al Seadi et al, 2008 apud PROBIOGÁS.

O processo industrial de produção de biogás é dividido em quatro fases: pré-tratamento, para adequação da biomassa; digestão do resíduo, produção bioquímica do biogás; recuperação de gás, processo de recuperação, tratamento e armazenamento do biogás e; tratamento de resíduos, disposição do lodo da digestão.

A maioria dos sistemas de Digestão Anaeróbia necessita de uma fase de pré-tratamento da carga de entrada para que o sistema atinja seus objetivos. Por exemplo, caso a produção de adubos de alta qualidade seja desejada, a segregação dos contaminantes deve ser muito mais apurada.

Dentro do digestor, pela via úmida, a carga é diluída para atingir o teor de sólidos desejado e ali permanece durante o tempo de retenção designado. Para a diluição, uma ampla variedade de fontes de água pode ser utilizada, como água limpa, água de reuso (esgoto tratado), ou líquido recirculante do efluente de digestor. Frequentemente necessita-se de um trocador de calor a fim de manter a temperatura no vaso de digestão. As impurezas do biogás são retiradas para que o produto esteja de acordo com a necessidade da sua aplicação. No caso de tratamento residual, o efluente do digestor é desidratado e o líquido é reciclado para ser usado na diluição da carga de alimentação. Os bio-sólidos são aerobiamente tratados para a obtenção do produto composto, estabilizados para serem depositados em aterros, vendidos como biofertilizante ou usados como combustível para incineração.

A maioria das tecnologias disponíveis e com plantas em funcionamento sugere como escala mínima 100 t/d de fração orgânica, o que representa cerca de 150 t/d dos RSU com as características brasileiras (EPE, 2007).

Os sub-ítems a seguir apresentam modelos de biodigestores, que foram massivamente instalados em propriedades rurais, especialmente, na china e na índia, e serviram de base para o desenvolvimento desta tecnologia.

4.4.1 Biodigestor Modelo Chinês

O modelo chinês de biodigestor possui uma câmara cilíndrica com teto abobadado, em alvenaria, onde ocorre a fermentação. O biogás formado se acumula na parte superior do biodigestor. O princípio de funcionamento é o de prensa hidráulica. O aumento de pressão em seu interior, resultante do acúmulo de biogás, desloca o efluente da câmara de fermentação para a caixa de saída. Neste tipo de biodigestor uma parcela do gás formado na caixa de saída é liberada para a atmosfera, reduzindo parcialmente a pressão interna do gás, por este motivo as construções de biodigestor tipo chinês não são utilizadas para instalações de grande porte (DEGANUTTI et al, 2002). A Figura 36 mostra uma representação esquemática do biodigestor modelo chinês e a Figura 37 mostra operários concluindo a construção de um biodigestor.

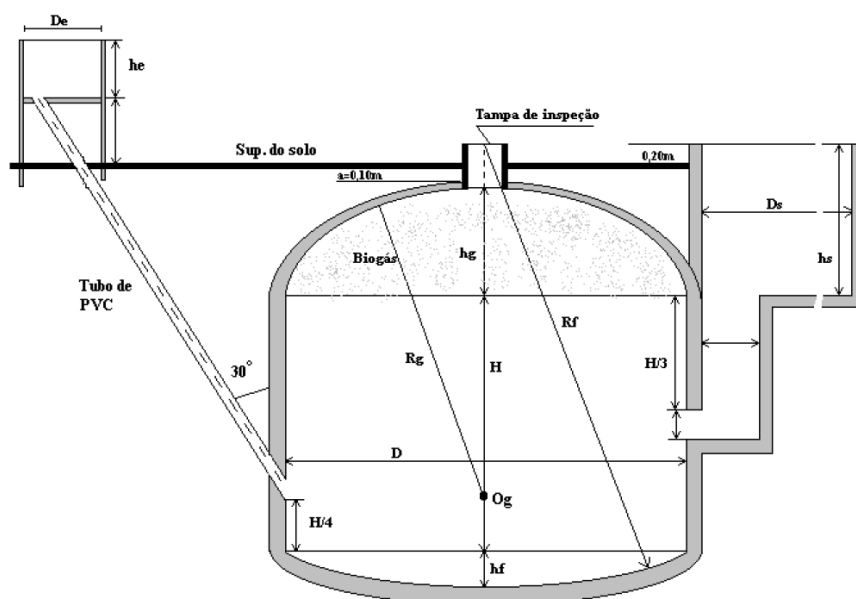


Figura 36 Representação esquemática do biodigestor modelo chinês.

Fonte: DEGANUTTI et al, 2002.



Figura 37 Operários concluindo a construção de um biodigestor modelo chinês

Fonte: <http://12redmonkeys.blogspot.com.br>³⁹

4.4.2 Biodigestor Modelo Indiano

O modelo indiano caracteriza-se por possuir uma campânula, que funciona como gasômetro. Esta campânula pode estar mergulhada sobre a biomassa em fermentação, ou em um selo d'água externo. Uma parede central, que divide o tanque de fermentação em duas câmaras, tem a função de fazer com que o material circule por todo o interior da câmara de fermentação. O modelo indiano possui pressão de operação constante, ou seja, à medida que o volume de gás produzido não é consumido de imediato, o gasômetro tende a deslocar-se verticalmente, aumentando o volume deste (DEGANUTTI et al, 2002). A Figura 38 mostra uma representação esquemática do modelo indiano de biodigestor e a Figura 39 mostra um instalado em campo.

³⁹ <http://12redmonkeys.blogspot.com.br/2014/07/bio-digesters-and-miracle-of-poop.html>

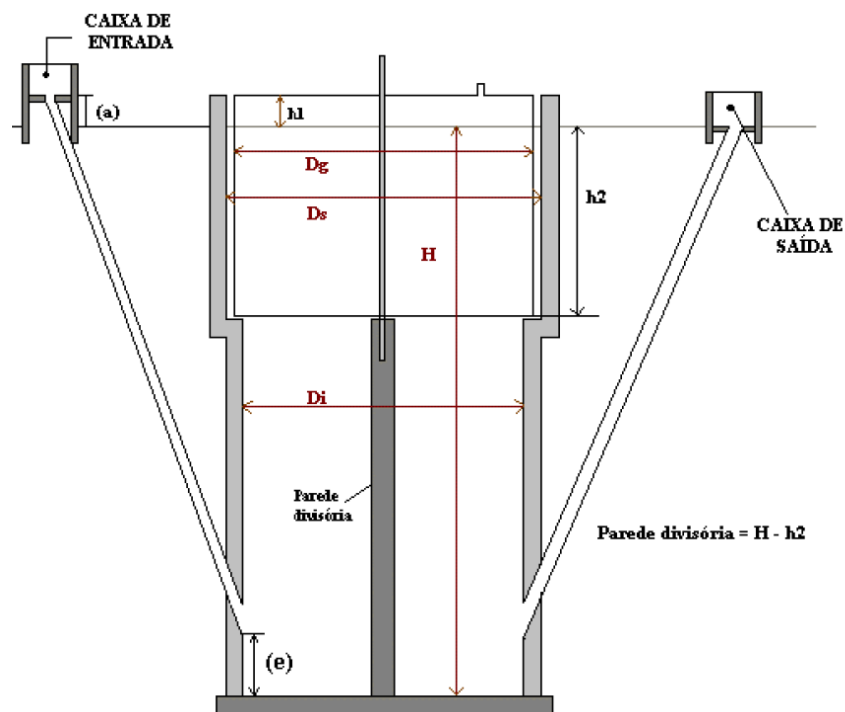


Figura 38 Representação esquemática do biodigestor modelo indiano

Fonte: DEGANUTTI *et al*, 2002.



Figura 39 Foto de um biodigestor modelo indiano

Fonte: <http://bio-gas-plant.blogspot.com.br>⁴⁰

⁴⁰ <http://bio-gas-plant.blogspot.com.br/2011/06/vaitheesh-warans-biogas-plant-photos.html>

4.4.3 Biodigestor Modelo Canadense

O modelo canadense consiste de um tanque (feito em alvenaria, aço ou outro material adequado), que pode ser enterrado ou não, coberto com uma lona plástica que funciona como gasômetro e pode ser retirada para manutenção. A largura é maior que a profundidade, o que significa uma área maior de exposição ao sol, possibilitando uma grande produção de biogás e evitando o entupimento. O maior obstáculo deste equipamento é o alto custo da cúpula (TORRES et al, 2012).



Figura 40 Biodigestor modelo canadense

Fonte: TORRES et al, 2012.



Figura 41 Biodigestor modelo canadense com lagoa de efluentes

Fonte: www.revistaconexaorural.com.br⁴¹

4.5 Resumo das tecnologias

O parâmetro técnico de maior interesse de cada tecnologia é a eficiência de conversão da fonte de biomassa ou biocombustível em energia elétrica. A natureza da biomassa, variáveis do processo e fatores ambientais afetam a eficiência de cada tecnologia. Os valores apresentados na Tabela 14, para cinco tecnologias de geração de bioeletricidade, foram levantados na literatura utilizada no item 4, e utilizadas para o cálculo do potencial.

Tabela 14 Fontes de biomassa e eficiências típicas para tecnologias de geração de bioeletricidade

Tecnologia	Biomassa	Rendimento (%base PCI)
Cogeração		
Ciclo Vapor com Condensação e Extração	Apenas bagaço durante a safra (70% do bagaço total)	12,7

⁴¹ www.revistaconexaorural.com.br/2015-04-sansuy-participa-da-agrishow-destacando-biodigestor-19171

Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)	30
--	----

Geração Elétrica

Ciclo Vapor com Condensação	Biomassa excedente da cana Bagaço excedente (30%) Ponta e Palha Biogás de vinhaça	20
Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)	lenha de florestas energéticas resíduos agrícolas	34
Conjunto Motogerador	Biogás de resíduos da pecuária e urbano	37,2

5 ESTRUTURA DAS CADEIAS ENERGÉTICAS

A estrutura das cadeias energéticas da bioeletricidade está relacionada com a natureza da oferta da biomassa envolvida, as quais são: Biomassas Dedicadas e Biomassas Residuais. Nas cadeias energéticas da biomassa residual, a biomassa é um resíduo ou um subproduto com valor econômico reduzido, nulo ou, eventualmente, negativo. Quando ocorre valor negativo, por exemplo, por razões ambientais, a biomassa não pode ser deixada degradar naturalmente na natureza, sendo necessária uma disposição final ambientalmente adequada. As cadeias energéticas de biomassas residuais podem ser ainda classificadas com base na espacialidade da oferta em Dispersa, Distribuída ou Concentrada. A Figura 42 apresenta arranjos possíveis de cadeias energéticas para bioeletricidade.

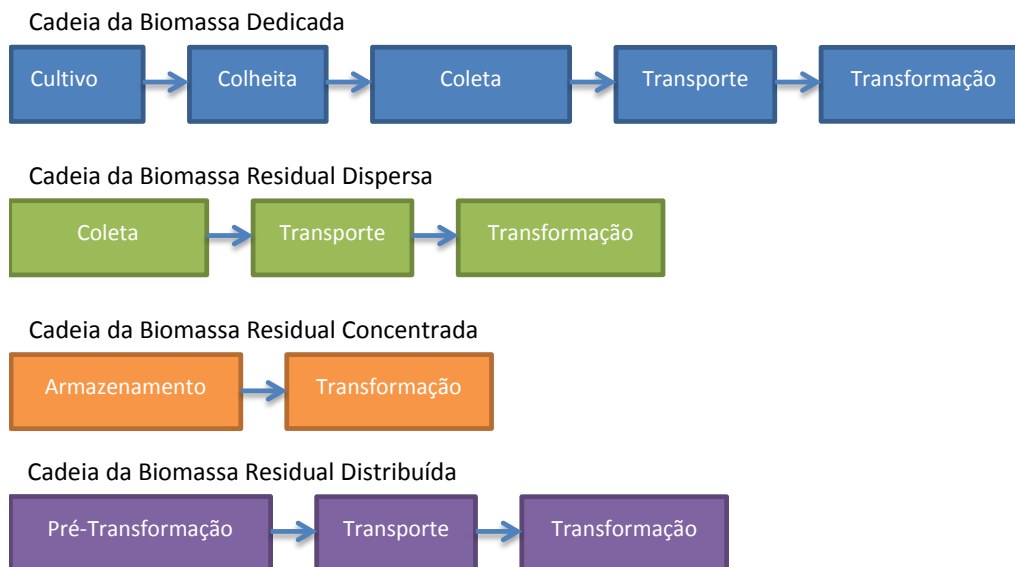


Figura 42 Representação esquemática simplificada de cadeias energéticas da bioeletricidade

5.1 Biomassa Dedicada

A cadeia energética de Biomassa Dedicada compreende o cultivo, a colheita, a coleta, o transporte e a transformação da biomassa, através de um ou mais processos consecutivos, desde o recurso primário até a eletricidade disponível na rede. Estão neste grupo a silvicultura para produção de lenha para geração elétrica (florestas energéticas), o capim elefante e a cana-energia⁴². Embora atualmente a participação na matriz elétrica brasileira deste tipo de oferta de bioeletricidade seja limitada, ela deve se expandir no futuro, especialmente a partir de florestas energéticas, como já se observa nos leilões recentes de energia elétrica.

⁴² Atualmente, o uso preferencial da cana-energia é a produção de etanol celulósico.

5.2 Biomassa Residual

5.2.1 Biomassa Residual Dispersa

A Biomassa Residual Dispersa é aquela disponível em uma grande área com baixa densidade por área. Algumas biomassas residuais dispersas são a ponta e palha de cana-de-açúcar quando deixadas no campo após a colheita dos colmos, as palhas agrícolas e os resíduos de florestas não dedicadas à geração de energia (papel e celulose, carvão vegetal e madeira para outros fins). O aproveitamento deste tipo de biomassa requer coleta e transporte até o centro de transformação, o que pode não se viabilizar economicamente, devido à baixa densidade energética do material e, se for o caso, à grande distância de transporte.

5.2.2 Biomassa Residual Concentrada

Por Biomassa Residual Concentrada define-se aquela disponível em determinado ponto em quantidade suficiente para viabilizar sua transformação completa neste local. Algumas biomassas residuais centralizadas são o bagaço de cana, a ponta e palha caso a cana seja colhida integralmente, a casca de arroz, a lixívia, pó de serragem, vinhaça, manipueira⁴³, excremento de rebanhos⁴⁴ confinados, efluentes sanitários urbanos e a fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos depositados em aterros ou tratados em biodigestores anaeróbios. No caso dos resíduos sólidos e efluentes urbanos, entende-se que as operações de coleta e disposição são atribuídas integralmente à prestação do serviço de saneamento.

5.2.3 Biomassa Residual Distribuída

Já a Biomassa Residual Distribuída é aquela disponibilizada de forma intermediária entre a dispersa e a concentrada, porém em escala que não viabiliza a coleta e transporte até um centro de transformação centralizado, nem a instalação de um centro de transformação completo desde a biomassa até a eletricidade (ou outra forma de energia

⁴³ Efluente do beneficiamento da mandioca em fecularias.

⁴⁴ Bovinos, suínos, galináceos etc.

secundária, como combustíveis, vapor etc.). Neste caso, centros de transformação menores pré-processam a biomassa (etapa de pré-transformação) antes do produto ser transportado para um centro de transformação centralizado, que completa a transformação até a forma de energia desejada. Um exemplo desta cadeia é a biodigestão de resíduos em pequenas propriedades rurais, que formam um condomínio. O biogás “bruto” assim obtido é transportado por dutos até um centro de refino e/ou geração elétrica conjunto. O condomínio Ajuricaba⁴⁵, em Cândido Rondon (PR), é um caso real deste tipo de cadeia energética. Outro exemplo pode ser a peletização ou fabricação de briquetes de forma distribuída, para aumentar a densidade energética da biomassa, viabilizando assim o transporte para geração termelétrica em outro local.

6 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

Este item apresenta valores típicos nacionais e internacionais de parâmetros técnicos e econômicos utilizados no planejamento da oferta de bioeletricidade. O foco é dado na última etapa das cadeias da bioeletricidade, onde o biocombustível é convertido em eletricidade através das tecnologias descritas no item 4. Os custos decorrentes das etapas anteriores, quando relevante, são tratados como custos de combustível. Ao final, são apresentados os custos nivelados da bioeletricidade gerada a partir das fontes consideradas.

No longo prazo, a geração elétrica com as tecnologias de ciclo vapor e motogerador não devem ter uma redução de custos significativa, em razão da maturidade destas tecnologias. Por outro lado, avanços tecnológicos na cogeração podem contribuir para redução significativa nos custos da bioeletricidade, devido à valoração da energia térmica. Na parcela dos custos de combustível para bioeletricidade também não é esperada redução, dado que boa parte já tem custo nulo (IEA, 2014).

6.1 Parâmetros Gerais

Alguns parâmetros técnico-econômicos são utilizados para todas as tecnologias, tais como a vida útil do empreendimento e a taxa de desconto.

⁴⁵ https://cibiogas.org/condominio_ajuricaba

O valor típico da duração da vida útil de empreendimentos é de 20 anos. Este parâmetro afeta a viabilidade econômica dos projetos de forma positiva, quanto maior seu valor, menor o custo da energia gerada, mantidas todas as demais variáveis constantes. A taxa de desconto adotada é de 10%. Desta forma, o Fator de Recuperação de Capital calculado é 0,117.

6.2 Caracterização Técnico-Econômica da Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar

6.2.1 Custos do Empreendimento Termelétrico com Biomassa de Cana

Os custos⁴⁶ mínimo e máximo de investimento de empreendimentos termelétricos na indústria sucroalcooleira, com base nas informações dos leilões de energia, foram de US\$ 337/kW e US\$ 2.002/kW. A tecnologia empregada é a de ciclo vapor com condensação e extração. A amplitude destes valores se deve à diversidade tecnológica e operacional do parque sucroalcooleiro brasileiro. A maioria das unidades produz açúcar e etanol, mas algumas destilarias autônomas que produzem apenas etanol, e ainda há outras que produzem apenas açúcar. Adicionalmente, a unidade termelétrica da usina pode ser um projeto novo, *greenfield*, ou uma modernização, *retrofit*, de equipamentos já instalados. Dentre os projetos caracterizados como *retrofit* pode haver uma ampla dispersão de custos de investimento devido aos diversos equipamentos que podem ser modernizados e a configuração dos processos.

O custo de O&M fixo típico é de 5% do custo de investimento.

6.2.2 Custo dos Combustíveis

Bagaço

A cana-de-açúcar é produzida e transportada para a usina para fabricação de açúcar e etanol. Por esta razão, estes custos não são imputados ao bagaço, que é considerado como custo combustível nulo.

⁴⁶ Atualizados à valores de dezembro de 2015 pelo IPCA.

Na usina, o bagaço é utilizado como combustível para cogeração de calor e eletricidade, e a ineficiência presente neste processo na maioria das usinas era providencial para evitar o acúmulo de bagaço. A modernização das unidades sucroalcooleiras permite que entre 30% e 50% do bagaço total produzido seja utilizado para exportação de bioeletricidade.

Ponta e Palha

Tradicionalmente, a ponta e a palha eram queimadas para facilitar a colheita, que era feita manualmente. Com as restrições às queimadas do canaviais no Estado de São Paulo, a partir da Lei Estadual 11.241 de 2002, esta biomassa passou a ser deixada como cobertura do campo. Para seu aproveitamento, é necessários a coleta e o transporte até a usina, incorrendo em custos para oferta deste combustível na usina. Existem vários sistemas disponíveis para a coleta da ponta e palha, inclusive a colheita integral da cana-de-açúcar.

Michelazzo & Braumbeck (2008) analisaram 6 sistemas de coleta de palha, para distâncias de transporte de 15 km, 50 km e 100 km: 1) Colheita integral, 2) Fardo cilíndrico, 3) Fardo algodoeiro, 4) Picado à granel, 5) Peletização e 6) Briquetagem. O menor custo de transporte foi observado para a Colheita integral, com U\$₍₂₀₁₅₎ 6/t palhão. Neste sistema, como o custo é alocado entre o palhão e o colmo com base na massa transportada, o custo foi menos sensível à distância de transporte. No sistema Picado a Granel, o custo foi de U\$₍₂₀₁₅₎ 11/t palhão. Devido à menor densidade do produto, em comparação com os demais, esta opção foi mais sensível à distância de transporte. Os sistemas de briquetagem e de peletização apresentaram os maiores custos. Os sistemas de fardo algodoeiro e fardo cilíndrico apresentaram custos intermediários. A Figura 43 apresenta estes resultados.

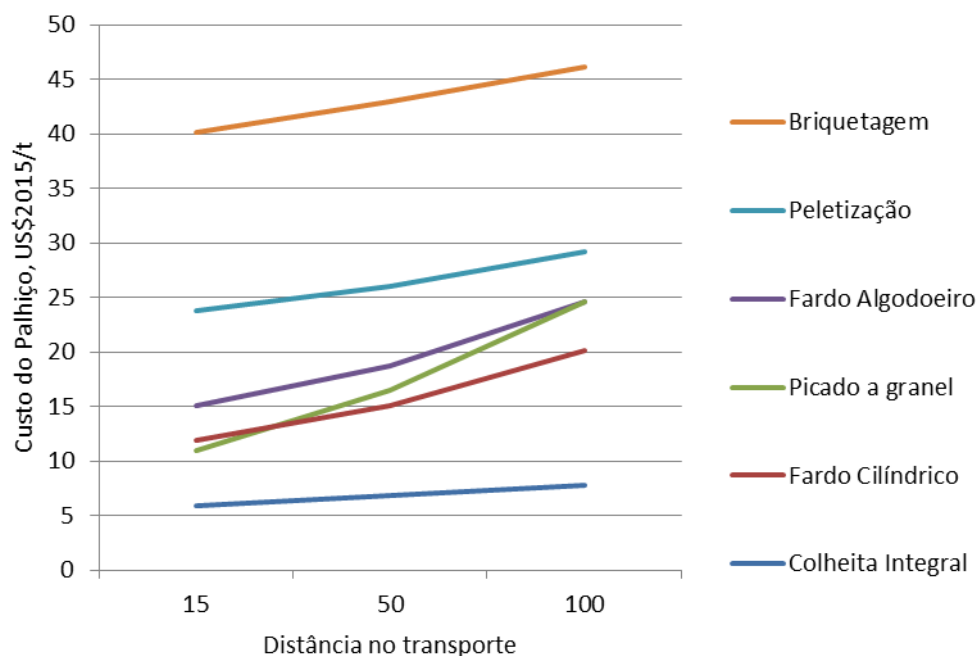


Figura 43 Custo de coleta de palha através de seis sistemas, em US\$ de 2015

Fonte: Elaborado a partir de Michelazzo & Braunbeck (2008).

Neste item, será adotado como custo combustível da palha o valor de $US_{(2015)}19/t$. Este valor é semelhante ao custo do sistema de fardo algodoeiro com 50 km de distância de transporte. Considerando-se a eficiência da tecnologia com ciclo vapor, o custo da ponta e palha na bioeletricidade seria de $US_{(2015)}22/MWh$.

Biogás de Vinhaça

A vinhaça, sendo resíduo da destilaria, da mesma forma que o bagaço, não tem custo combustível associado à sua disponibilidade. Entretanto, para se produzir o biogás é necessária a construção de biodigestores, e para sua utilização como combustível complementar na caldeira é necessário investimento para adaptação desta, sendo considerado neste estudo o custo de *retrofit* adotado para o bagaço e ponta e palha.

Devido ao seu potencial poluidor, a aplicação no solo, transporte e armazenamento estão sujeitos a restrições ambientais. No Estado de São Paulo, a Norma Técnica P 4.231/2015 define que o armazenamento em áreas de sacrifício fica proibido, e que os tanques de armazenamento devem ter geomembranas, ou técnicas superiores de proteção, que parcialmente cobrem os custos de construção do biodigestor. Define também limites para a aplicação no solo, de acordo com análises químicas de

componentes da vinhaça. Estas condições podem, em situações extremas, gerar custo de disposição final para o gerador da vinhaça.

Adicionalmente, o valor fertilizante da vinhaça não é perdido com a biodigestão, podendo o efluente gerado seguir para a ferti-irrigação da mesma forma que a vinhaça, com a vantagem de ter a carga orgânica reduzida.

O custo combustível do biogás, de forma simplificada, será estimado apenas considerando o investimento na construção do biodigestor dado em EPE (2014b), que é de US\$ 119/kW. Os demais parâmetros de vida útil, fator de desconto e custo de operação e manutenção fixo são os mesmos do investimento na geração.

6.3 Caracterização Técnico-Econômica da Bioeletricidade de Florestas Energéticas

6.3.1 Custos dos Empreendimentos

Empreendimento Termelétrico com Biomassa Florestal

O empreendimento termelétrico para biomassa florestal utilizando ciclo vapor com condensação, com base nos dados dos leilões de energia, tem um custo de investimento⁴⁷ entre US\$ 1.133/kW e US\$ 1.199,00/kW. Estas unidades têm potência instalada entre 150 MW e 164 MW. O custo de O&M fixo destes empreendimentos é adotado como 5% do custo de investimento.

De acordo com USEIA (2013), um empreendimento de 50 MW tem custo de investimento total⁴⁸ de US\$₍₂₀₁₃₎3.659/kW e os custos de O&M fixo e variável são, respectivamente, US\$₍₂₀₁₃₎105,58/kW-ano e US\$₍₂₀₁₃₎5,26/MWh.

47 Atualizados à valores de dezembro de 2015 pelo IPCA.

48 Total overnight costs.

6.3.2 Custo do Combustível

Lenha

Dentre os recursos considerados, a lenha de florestas plantadas é o único combustível avaliado neste estudo que conta com um levantamento sistemático das quantidades produzidas e do valor da produção realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O custo combustível da lenha é assumido como o valor de mercado deste produto.

Em valores atualizados para dezembro de 2015, o custo combustível médio da lenha, em 2014, foi de aproximadamente U\$ 15/m³. Os valores mínimo e máximo foram, respectivamente, U\$ 3,9/m³ e U\$ 26,1/m³. Importante observar que o custo de produção efetivo deve ser inferior ao valor médio do produto, mas o uso do valor de mercado reflete o custo de oportunidade do produto.

Considerando o rendimento termelétrico de uma usina em geração elétrica, de 20%, o custo médio da lenha na bioeletricidade é de cerca de U\$ 51/MWh, com valores mínimo e máximo de U\$ 13/MWh e U\$ 93/MWh, respectivamente. Os valores mínimo e médio serão utilizados para o cálculo do custo nivelado, considerando-se que a atividade de geração elétrica deve levar em conta a modicidade tarifária e por isso os menores custos de geração devem ser buscados.

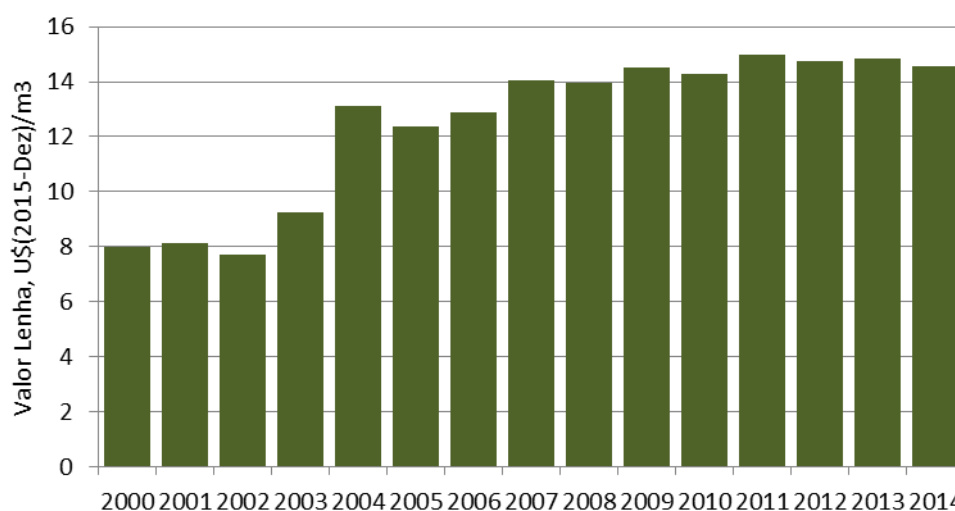


Figura 44 Valor de mercado médio da lenha, no Brasil, de 2000 a 2014, em dólares americanos atualizados para dezembro de 2015

Fonte: Elaborado a partir de IBGE, 2016b.

6.4 Caracterização Técnico-Econômica da Bioeletricidade de Resíduos

Para o aproveitamento energético dos resíduos, são consideradas duas rotas: 1) Ciclo vapor, e 2) biodigestão com motogerador.

6.4.1 Custos dos Empreendimentos

Empreendimento Termelétrico

O custo de investimento do empreendimento termelétrico, utilizando tecnologia de ciclo vapor, para o aproveitamento das palhas de soja e de milho adotado neste estudo é de US\$₍₂₀₁₅₎ 1.565,00⁴⁹/kW, (EPE, 2014b).

Como custo de O&M total será adotado o valor de 5% do custo de investimento da planta para as plantas de geração elétrica, conforme DE OLIVEIRA (2011).

Biodigestor Anaeróbio com Motogerador

De acordo com estudos realizados na EPE, o custo de investimento para geração elétrica a partir de biodigestores anaeróbicos com motogeradores (motores de combustão interna + grupo gerador) são de cerca de US\$ 2.402/kW.

Para a planta de biodigestão anaeróbica com motogerador também será utilizado o valor de 5% por ano do custo de investimento conforme EPE (2014b) apud CHEN et al (2010).

6.4.2 Custos da Biomassa de Resíduos

Os custos dos resíduos rurais podem ser compostos por diversos custos, tais como logístico, de oportunidade e de remuneração ao produtor. Nestes casos, o fator mais importante é o custo da cadeia logística desde a coleta da biomassa até a entrega na unidade de conversão. Por outro lado, se a disposição final for problemática do ponto de vista ambiental e/ou sanitário, pode se caracterizar um custo negativo (receita) no processo de biodigestão anaeróbia.

⁴⁹ O valor em EPE, 2014b é de US\$ 1.186/kW para o ano de 2011. Aqui, foi atualizado pelo IPCA de dezembro de 2015, sobre o valor de dezembro de 2011.

Resíduos Agrícolas

A situação dos resíduos agrícolas é a semelhante a da ponta e palha da cana-de-açúcar. São necessários sua coleta e transporte até uma unidade termelétrica, incorrendo em custo de combustível.

Por se tratar de uma fonte energética praticamente inexplorada no país, neste estudo serão adotados os custos, bastante conservadores, relacionados na NT Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético de Resíduos Rurais, publicada pela EPE em 2014. Sendo assim, será adotado o custo de US\$ 37,5/t bbs, igual ao modelado para um transporte de 100 km (DE OLIVEIRA, 2011). Considerando-se a tecnologia de geração elétrica com ciclo vapor, o custo combustível dos resíduos agrícolas no custo da bioeletricidade varia entre cerca de US\$ 39/MWh e US\$ 45/MWh, em função da origem da palha, soja ou milho, respectivamente. Estes valores serão adotados como as margens inferior e superior.

No que se refere ao custo de oportunidade dos resíduos agrícolas, outros usos, como biofertilizantes e camada de ação protetora do solo, poderiam ser citados como custos positivos. Porém, com vistas a minimizar este impacto nos sistemas produtivos e para evitar este custo positivo, considerou-se nos modelos a coleta de apenas uma parcela do resíduo.

Resíduos da Pecuária Confinada

No caso dos resíduos da pecuária confinada, um custo negativo deve ser considerado, dada a exigência inerente ao sistema produtivo de se dar uma disposição ambientalmente adequada para este resíduo. Portanto, assim como na NT Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético de Resíduos Rurais (EPE, 2014b), como custo de tratamento de resíduos pecuários será adotado o valor negativo de US\$ 15/t⁵⁰. Considerando os conteúdos energéticos (MWh/t biomassa) das biomassas residuais da pecuária (bovino, suíno e avícola), dados na Tabela 8, o rendimento da tecnologia de conversão do biogás em eletricidade, Conjunto Motogerador, e uma redução do volume de esterco que necessitará de destinação final da ordem de 50%, obtemos para os valores de custo negativo do combustível de US\$ 50/MWh, US\$ 25/MWh e US\$ 14/MWh. Estes valores são considerados como as margens inferiores do custo combustível destas

⁵⁰ Este valor representa 80% do custo pago no sistema produtivo pecuário

biomassas. Na margem superior, é considerado metade de cada um destes valores, levando-se em conta que pode haver, em alguns casos, redução da receita devido à necessidade de disposição final do efluente.

Resíduos Sólidos Urbanos⁵¹

No Brasil, o pagamento pela coleta e disposição de resíduos urbanos pelas prefeituras varia entre US\$ 3,3/t e US\$ 18/t (SNIS, 2011). É de se esperar que os custos de tratamento dos resíduos sólidos urbanos sejam crescentes no Brasil, nos próximos anos, sobretudo pela exigência da Política Nacional de Resíduos Sólidos de eliminação de lixões e somente rejeitos serem destinados a aterros⁵². Isto será resultado, também, das pressões internacionais sobre combate ao possível “*dumping*” ambiental e, ao mesmo tempo, da população local exigindo melhoria na qualidade do tratamento aplicado. Por esta razão, neste estudo, será considerado o valor de US\$ 15/t de resíduo como custo negativo para a FORSU. Considerando que cerca de 50% da FORSU não é digerida e, portanto ainda deverá ser disposta, e o rendimento da tecnologia empregada, o custo negativo do combustível é de US\$ 34/MWh. Na margem superior, é considerado como custo nulo.

6.5 Custo Nivelado da Bioeletricidade e Preço nos Leilões de Energia

A partir das informações de custos de investimento, de operação e manutenção, de combustível, vida útil (20 anos) e taxa de desconto (10%) apresentados acima, foram calculados os custos nivelados da bioeletricidade para as fontes de biomassa. A Tabela 15 reúne estas informações e os custos nivelados calculados. A Figura 45 apresenta os resultados dos custos nivelados.

51 O conteúdo desta seção foi extraído de EPE, 2014a.

52 No Brasil a destinação final do lixo é cobrada em valores muito abaixo dos praticados nos países do hemisfério norte tende a tornar-se uma barreira comercial para o Brasil – uma vez que o baixo custo reflete a utilização de práticas proibidas na Comunidade Europeia, além de causar poluição local que repercute nos custos do sistema de saúde.

Tabela 15 Custos de investimento, de O&M, de combustível e o custo nivelado da bioeletricidade das fontes consideradas

Fonte	Invest. (US\$/MWh)		O&M fixo (US\$/MWh)		Combustível (US\$/MWh)		Custo Nivelado (US\$/MWh)	
Bagaço	7*	44**	3*	19**	0	0	11	63
Ponta e Palha					22	22	33	85
Biogás de Vinhaça	16*	53**	7*	22**	0	0	23	75
Flor. Energéticas	25	26		11	13	51	49	89
Res. Agrícolas		34		15	39	45	88	94
Res. Pecuária Bovina					-50	-25	25	50
Res. Suinocultura					-25	-13	50	63
Res. Avicultura	53	53	22	22	-14	-7	61	68
RSU (Biodigestor)					-34	0	41	75

* Cana retrofit (margem inferior). ** Cana retrofit (margem superior) ou Cana greenfield.

Dentre as biomassas estudadas, projetos de retrofit com bagaço de cana possuem o menor custo nivelado na margem inferior, US\$ 11/MWh. Este valor pode crescer até próximos de valores de projetos greenfield, estimados neste estudo em torno de US\$ 63/MWh.

No caso da ponta e palha, como os custos de investimentos na planta de geração são semelhantes aos custos do bagaço, o custo combustível determina os valores das margens inferior e superior para o custo nivelado da bioeletricidade. Os valores encontrados são de US\$ 33/MWh na margem inferior para os projetos de retrofit mais simples, até US\$ 85/MWh na margem superior para projetos de retrofit mais complexos ou projetos greenfield.

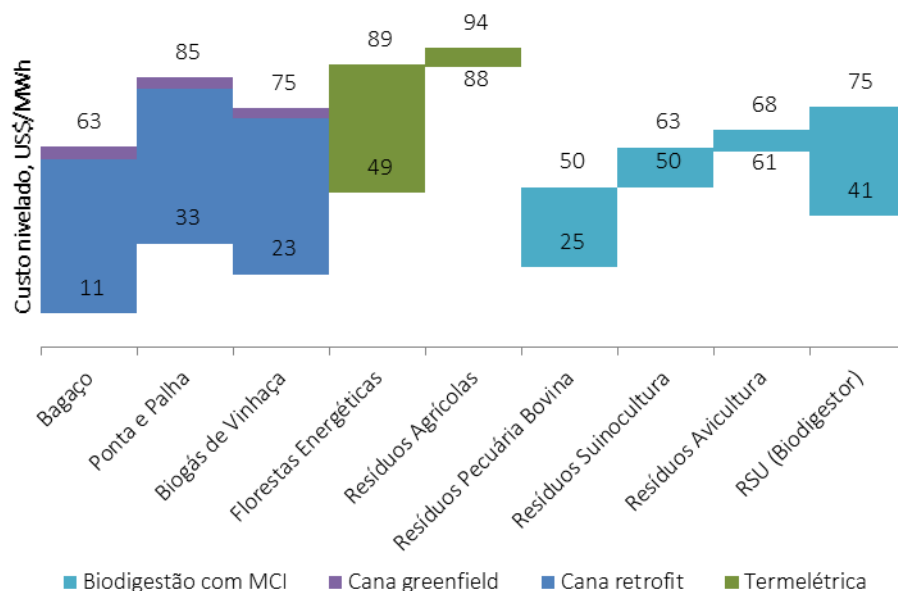


Figura 45 Faixas de custos nivelados da bioeletricidade para as fontes consideradas neste estudo

Da mesma forma, o aproveitamento do biogás da vinhaça em projetos de retrofit variam desde US\$ 23/MWh até os valores de projetos greenfield de US\$ 75/MWh.

As florestas energéticas, considerando apenas projetos novos, apresentaram uma faixa de custo nivelado entre US\$ 49/MWh e US\$ 89/MWh. O custo combustível tem um grande peso na composição deste valor. Valores mais baixos, nesta faixa podem ocorrer quando os empreendimentos são localizados em regiões onde o valor de mercado da lenha é mais baixo.

O custo nivelado da bioeletricidade dos resíduos agrícolas, com aproveitamento através de usinas termelétricas, varia entre US\$ 88/MWh e US\$ 94/MWh.

Dentre os resíduos da pecuária, dado que os custos de investimento são os mesmos, o custo combustível foi determinante para o cálculo do custo nivelado da bioeletricidade. No caso do gado bovino, o custo nivelado varia entre US\$ 25 e US\$ 50/MWh. No caso da suinocultura, o custo nivelado varia entre US\$ 50/MWh e US\$ 63/MWh. Finalmente para a avicultura, o custo nivelado varia entre US\$ 61/MWh e US\$ 68/MWh.

No caso da bioeletricidade de biogás de RSU, a margem inferior da faixa de custo nivelado calculada foi de US\$ 41/MWh e a margem superior foi de US\$ 75/MWh. O valor da margem inferior pode ainda ser menor se não for construído o biodigestor. Entretanto, neste caso, ocorrem outros custos como redução da vida útil do aterro e mudança no perfil

da geração de metano, por exemplo, que poderiam resultar em aumento do custo nivelado.

7 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

7.1 Considerações Iniciais

A biomassa é uma fonte renovável de energia que pode ser produzida em escala suficiente para desempenhar um papel expressivo na matriz energética nacional.

O termo biomassa aqui empregado abrange várias matérias primas, a saber: bagaço, palha e ponta da cana de açúcar, lenha, carvão vegetal, resíduos urbanos, biogás, lixívia, óleos vegetais, resíduos vegetais (casca de arroz, por exemplo) e outras culturas plantadas (capim elefante, por exemplo).

Dentre as matérias primas citadas, há algumas que estão vinculadas a processos industriais, podendo ser classificada como resíduos ou subprodutos de outras atividades. É o caso do bagaço de cana-de-açúcar que já vem sendo tradicionalmente utilizado nas usinas de açúcar e etanol para obtenção de energia elétrica e calor (cogeração). O mesmo se aplica à lixívia, subproduto da indústria de papel e celulose, também utilizado para cogeração.

É possível também aproveitar os resíduos agropecuários e os resíduos urbanos. Alguns desses resíduos podem ser queimados diretamente e, em qualquer caso, pode-se submetê-los ao processo de digestão anaeróbica, gerando biogás. Esse combustível pode ser queimado para geração de energia elétrica ou pode ser comprimido e utilizado em motores de combustão interna de veículos. A produção de biogás também ocorre nos aterros sanitários, onde a fração orgânica do lixo urbano passa naturalmente pelo processo de biodigestão anaeróbica. Se o aterro sanitário for adequadamente projetado, o biogás produzido pode ser captado e utilizado para geração de energia elétrica. Para esse conjunto de matérias-primas adotou-se o nome de biomassa residual.

Outras matérias-primas, chamadas de biomassa dedicada, podem ser produzidas com a finalidade específica de geração de energia elétrica, como é o caso da madeira e do capim elefante. Há também culturas que podem ser cultivadas especificamente para a produção de óleo vegetal, que convertido em biodiesel pode ser usado em motores de geração elétrica, puro ou misturado com o diesel de petróleo.

O Brasil se beneficia de condições climáticas bastante favoráveis para a produção de todos os tipos de biomassa. Além disso, a disponibilidade de terras e a experiência

acumulada ao longo do tempo, principalmente no setor sucroalcooleiro, permite que a biomassa já contribua para a renovabilidade da matriz elétrica brasileira, principalmente em função do aproveitamento do bagaço de cana.

Porém, o que se percebe atualmente é que boa parte dos resíduos agropecuários e urbanos não são aproveitados, o que significa um desperdício considerável em termos energéticos.

O aproveitamento energético da biomassa em suas diversas formas tem, portanto, uma dupla função: agregar valor e otimizar o processo produtivo agrícola e minimizar impactos decorrentes da geração e disposição dos resíduos no meio ambiente.

Embora sejam claros os benefícios da utilização da biomassa para geração de energia elétrica, as usinas termelétricas a biomassa não estão isentas de impactos negativos, que devem ser evitados, mitigados ou compensados para que os projetos sejam viáveis. Neste ítem serão abordados tanto os benefícios quanto os impactos negativos e medidas de mitigação tipicamente associados a projetos de termelétricas a biomassa.

Tendo em mente a diversidade de matérias primas e as várias vias para obtenção das mesmas é feita também uma breve discussão sobre os impactos socioambientais associados às cadeias de produção das várias formas de biomassa.

7.2 Benefícios

O uso da biomassa para geração de energia elétrica apresenta vantagens para o sistema elétrico, tanto em termos técnico-operacionais quanto em termos socioambientais.

Em termos técnico-operacionais é importante destacar o fato de que, via de regra, usinas termelétricas a biomassa são facilmente despacháveis. Além disso, é possível implantar os projetos relativamente próximos aos centros de carga, o que reduz a necessidade de construção de extensas linhas de transmissão (LT), evitando perdas e também os impactos socioambientais dessas LTs.

A maior parte da bioeletricidade gerada no Brasil atualmente provém da queima do bagaço nas usinas de açúcar e etanol. Essa geração acontece durante o período da safra, caracterizando-se como uma operação altamente sazonal, realizada no período entre abril e outubro. Nesse aspecto, é importante diferenciar as usinas a madeira de floresta plantada e as usinas a biogás que não apresentam sazonalidade, ou seja, é possível se ter um estoque de combustível o ano todo. Mesmo para as usinas sucroalcooleiras há soluções tecnológicas para armazenamento de biomassa do bagaço e palha da cana-de-

açúcar como, por exemplo, a transformação em pellets. Essas soluções podem transformar o que é hoje uma limitação em um benefício para o sistema elétrico, pois permitiriam que esses projetos operassem na base do sistema, desde que esteja garantido o suprimento de matéria-prima.

Já nos aspectos socioambientais, uma das vantagens do uso da biomassa é o fato de ser uma energia renovável e que contribui para a mitigação das mudanças climáticas. Apesar da queima da biomassa gerar emissões de CO₂, entende-se que o carbono emitido é o mesmo que foi absorvido pela planta no processo de fotossíntese e, assim, o balanço é nulo. Adicionalmente, vale mencionar que, no futuro, caso as tecnologias de *Carbon Capture and Storage* (CCS) se tornem viáveis e sejam aplicadas em projetos de geração a biomassa, será possível se obter um balanço negativo de emissões, ou seja, ocorrerá absorção de carbono da atmosfera.

Um dos principais benefícios socioambientais da utilização da biomassa reside no fato da maior parte dos combustíveis ter origem residual, ou seja, ao mesmo tempo que se garante um maior aproveitamento dos recursos disponíveis, evita-se a disposição inadequada desses materiais.

Em regiões isoladas a biomassa também pode oferecer alternativas como o uso de resíduos de madeira (VELAZQUES et al, 2010), biogás a partir de biodigestores de pequeno porte, óleos vegetais e biodiesel.

É mister que se destaque ainda a geração de empregos e renda ao longo de toda a cadeia de produção de biomassa, de qualquer tipo. Tais empregos promovem um ciclo virtuoso de aumento dos níveis de consumo e qualidade de vida, inclusão social, geração de mais atividades econômicas, fortalecimento da indústria local, promoção do desenvolvimento regional e redução do êxodo rural.

7.3 Principais Impactos e Medidas de Mitigação

Nesta seção são discutidos os impactos negativos e positivos associados à produção de energia elétrica a partir da biomassa e as principais medidas para mitigar, prevenir ou compensá-los. Além disso, são apresentadas as principais tecnologias para controle das emissões de poluentes atmosféricos e uma breve discussão sobre os impactos causados ao longo da cadeia energética.

7.3.1 Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

Os impactos socioambientais discutidos nesta seção referem-se a qualquer alteração das propriedades físicas, químicas ou biológicas do meio ambiente, resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetem, negativa ou positivamente, a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; os aspectos estéticos e do relevo; e a qualidade dos recursos ambientais. (CONAMA,1986)

Cabe destacar, no entanto, que são discutidos apenas os principais impactos relacionados à atividade de geração de energia elétrica, aqui delimitada pelas fases de construção e operação da usina. Neste exercício, procurou-se dar maior atenção àqueles impactos mais significativos e típicos da fonte de geração em questão. Assim, impactos de menor significância ou que dependem sobremaneira de especificidades de determinados projetos não são abordados. Impactos relacionados à cadeia do combustível são discutidos no item 7.3.2.

O processo de transformação da biomassa, seja ela residual (origem agrícola e urbana) ou plantada (floresta energética, capim elefante e outros), em energia elétrica se dá em usinas termelétricas. Como já mencionado, essas usinas podem funcionar com caldeiras em ciclo rankine (biomassas sólidas) ou turbinas a gás e motores (biogás). Sendo assim, pode haver impactos típicos desses tipos de tecnologias, a variar conforme o tipo de matéria prima empregada.

Desta forma, considerando que a geração à biomassa é predominantemente térmica, os impactos socioambientais são mais preponderantes nas fases de construção e operação da planta, e os temas a serem analisados são: 1) Uso e ocupação do solo; 2) Transporte da biomassa; 3) População; 4) Produção de efluentes líquidos; 5) Emissões de gases poluentes; 6) Recursos hídricos; 7) Empregos e receitas.

Analisando especificamente a usina termelétrica, pode-se afirmar que os impactos sobre o uso e ocupação do solo no geral não são muito expressivos, pois se ocupa uma área relativamente pequena. Dependendo do local escolhido para implantação da planta termelétrica pode ser necessária supressão de vegetação ou mudança no uso do solo. Também são esperados impactos sobre a fauna em decorrência da interferência no habitat natural.

Uma observação importante é que no caso dos resíduos da cana-de-açúcar (bagaço e palha) e da indústria de papel e celulose as usinas de cogeração estão integradas à planta industrial e podem ser consideradas como parte fundamental da usina. Isso porque, independente da exportação de energia para a rede, a autoprodução de calor e energia

elétrica se faz necessária para o funcionamento do processo de produção de açúcar e álcool e papel. Algo semelhante ocorre no caso dos resíduos sólidos urbanos, pois a coleta e a instalação da usina dos gases gerados no aterro sanitário é feita na própria área do aterro. Tais casos são diferentes da usina que usa madeira plantada ou capim elefante como combustível, na qual a termelétrica é construída especificamente para fins de geração de energia elétrica.

A medida de mitigação mais importante no que diz respeito ao tema uso e ocupação do solo é uma boa avaliação de alternativas locais. Devem ser consideradas variáveis como a existência de vegetação nativa, ecossistemas sensíveis, disponibilidade hídrica, proximidade com a área fonte de matéria prima, entre outros. Caso haja supressão de vegetação nativa, podem ser adotadas medidas compensatórias como a recomposição de áreas com espécies nativas. Outras medidas que visam minimizar a perda de habitat e a interferência na fauna são o resgate de fauna e o monitoramento dos ecossistemas. Vale mencionar também o impacto sobre a paisagem, dependendo do local onde a usina for implantada. Soluções paisagísticas como a implantação de cinturões verdes podem minimizar esse impacto.

Outro tema importante é o transporte da biomassa, que pode gerar impacto sobre a infraestrutura viária devido ao tráfego de veículos pesados tanto na fase de construção quanto de operação. A circulação de veículos pesados ainda gera a emissão de poluentes atmosféricos e ruídos e aumenta o risco de acidentes com a população e com a fauna. A poluição do ar e a sonora também provocam afugentamento da fauna local. As medidas de mitigação são um bom planejamento logístico, evitar os horários de maior tráfego, manutenção adequada do maquinário e a manutenção das vias utilizadas para transporte da biomassa. Adicionalmente podem ser implantados planos de prevenção de acidentes que contemplem, por exemplo, a implantação de lombadas, radares e placas de sinalização.

No caso específico do bagaço de cana-de-açúcar deve-se considerar que o transporte dos colmos de cana-de-açúcar do campo até a usina já ocorreria para a produção de açúcar e álcool, e portanto esse impacto não pode ser atribuído integralmente à geração de energia elétrica. Considera-se, neste caso, que o bagaço está disponível no terreno da usina. O mesmo raciocínio vale para a lúxvia, que está disponível na planta de papel e celulose.

O tema recursos hídricos é importante para as usinas termelétricas porque, dependendo da tecnologia de resfriamento adotada, pode haver consumo expressivo de água, o que impacta na disponibilidade hídrica para outros usos. O consumo pode ser minimizado em usinas termelétricas por meio de tecnologias de resfriamento de baixo

consumo de água, redução de desperdícios e reuso de água. Cabe destacar, entretanto, que o uso da água é sujeito à outorga, que tem como objetivo garantir os direitos de acesso aos recursos hídricos pela população e os diversos usos. Desta forma, caso a usina seja instalada em áreas de baixa disponibilidade hídrica, será imperativo o uso de tecnologias de resfriamento de baixo consumo de água, sob pena de não se obter a outorga.

Outro ponto a ser observado é a geração de efluentes líquidos, que no caso das usinas a biomassa são representados pela água de processo e pelo esgoto sanitário. A água de processo, principal descarga, corresponde às purgas do sistema de resfriamento e arrefecimento/purgas de caldeiras. O lançamento da água de processo e esgoto sanitário sem o devido tratamento pode alterar a qualidade do solo e da água e, conseqüentemente, interferir na biota como um todo, especialmente na aquática. De forma a mitigar esses impactos, os efluentes devem ser tratados e dispostos adequadamente, respeitando-se os limites impostos pelos padrões de lançamento previstos na legislação ambiental. Além disso, devem-se monitorar os efluentes lançados e a qualidade da água do corpo hídrico receptor. No caso de usinas de açúcar e álcool e de papel e celulose, essas indústrias geram outros efluentes líquidos que também deverão ser tratados. Essas indústrias tendem a investir em um sistema único de tratamento de efluentes para toda a planta industrial.

Uma das principais preocupações em relação aos impactos da geração termelétrica reside na emissão de poluentes atmosféricos. Para termelétricas a biomassa destacam-se as emissões de material particulado, que alteram a qualidade do ar, provocando efeitos na saúde da população local. Existem tecnologias para controle de emissão de particulados que atingem até 99,9% de eficiência, como os Precipitadores eletrostáticos e Filtros de manga. Entretanto, esses equipamentos são caros e não são amplamente empregados na geração elétrica a partir da biomassa. Os equipamentos mais comumente empregados são os coletores mecânicos e lavadores, que atingem eficiências menores. Cabe ressaltar, no entanto, que as usinas devem respeitar limites de emissões impostos pela legislação Federal e Estadual.

Com relação à emissão de gases de efeito estufa, a biomassa é considerada uma fonte benéfica que contribui para a mitigação das mudanças climáticas, pois considera-se que, no caso de biomassas plantadas, como a cana-de-açúcar e a madeira, o CO₂ emitido na combustão é o mesmo que foi absorvido da atmosfera no processo de fotossíntese realizado pela planta. Portanto, assume-se um balanço nulo de emissões de CO₂. No caso da combustão do biogás de aterro considera-se que o benefício é ainda maior, pois o carbono emitido na combustão do biogás seria emitido na forma de metano (CH₄) caso não fosse captado e esse gás possui um potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential – GWP*) de 28 vezes o do CO₂ (IPCC, 2013).

Do ponto de vista socioeconômico, a usina cria postos de trabalho importantes. Considerando somente a termelétrica, os empregos gerados são maiores na fase de construção da usina, ou seja, postos temporários. Durante a operação, o número de postos tende a ser reduzido. Há que se destacar, entretanto, que durante a operação há necessidade de uma quantidade significativa de trabalhadores nas demais etapas da cadeia de produção das matérias primas. Uma forma de potencializar os benefícios da geração de empregos e renda na região é priorizar a contratação e capacitação de mão de obra local.

Por outro lado, o contingente de trabalhadores atraídos pela obra pode acarretar sobrecarga dos equipamentos e serviços públicos e alteração da organização social, econômica, cultural e política da região. Como medida mitigadora, é preciso redimensionar os equipamentos e serviços sociais da região, buscando melhorias na infraestrutura e garantir o atendimento da população residente, além de ações para fortalecimento da gestão pública.

Há que se recordar ainda que a implantação de um empreendimento desse tipo gera benefícios econômicos na região tais como aumento na arrecadação de tributos e incremento na economia local. Para potencializar os seus efeitos devem-se adotar ações para fortalecimento da gestão pública.

A Tabela 16 apresenta os impactos socioambientais, assim como as medidas de mitigação, causados durante a construção e operação normal de usinas termelétricas a biomassa. A Tabela 16 apresenta os impactos de uma forma geral, uma vez que os impactos específicos causados por uma usina em particular dependem do tipo de usina, das condições do sítio e das práticas de gerenciamento empregadas pelo pessoal da empresa operadora.

Tabela 16 Principais impactos na geração termelétrica a biomassa

Temas	Impactos	Fase	Medidas
Uso e ocupação do solo	Alteração da paisagem;	C	Avaliação de alternativas locais Compensação monetária ou permuta de áreas; Recuperação das áreas degradadas; Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
	Alteração do uso do solo;		
	Interferência na flora e fauna;		
Transporte de biomassa	Poluição sonora;	O	Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de maior tráfego. Manutenção adequada das vias utilizadas para transporte da biomassa Plano de prevenção de acidentes
	Perturbação do trânsito local;		
	Atropelamento e afugentamento da fauna.		
Atração populacional	Aumento da demanda por serviços públicos e infraestrutura;	C	Adequação da infraestrutura; Ações para fortalecimento da gestão pública.
	Alteração da organização social, econômico, cultural e política da região.		
Produção de efluentes líquidos	Alteração da qualidade do solo e cursos d'água; Interferência na fauna e flora aquática;	O	Realizar o tratamento adequado dos efluentes líquidos; Monitoramento dos efluentes líquidos e corpo hídrico receptor;

Temas	Impactos	Fase	Medidas
Emissões de gases poluentes	Alteração da qualidade do ar MP;	O	Escolha de sítio que favoreça a dispersão atmosférica;
	Efeitos na saúde da população local;		Emprego de equipamentos que reduzam as emissões de MP; Construção de chaminés adequadas; Monitoramento das emissões;
Recursos hídricos	Redução da disponibilidade hídrica;	C/O	Otimizar o uso de água e evitar desperdício; Empregar sistemas de resfriamento com de
			baixo consumo de água; Priorizar o reuso de água; Monitoramento do ecossistema
Empregos	Geração de empregos temporários durante as obras (positivo);	C/O	Contratação e capacitação de mão de obra local;
	Geração de empregos permanentes durante a operação da usina (positivo);		
	Perda dos postos de trabalho temporários após as obras.		
Receita	Aumento na arrecadação de tributos (positivo); Incremento na economia local (positivo);	C/O	Ações para fortalecimento da gestão pública; Fomento das atividades económicas locais.

C= fase de construção; O = fase de operação.

Fonte: EPE

7.3.2 Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas

A remoção ou redução de poluentes atmosféricos produzidos pelo setor energético inclui tecnologias que podem agir na pré-combustão, combustão ou pós-combustão. A tecnologia empregada depende das exigências legais, da composição da biomassa utilizada como combustível e do processo de geração de energia.

De modo geral, o poluente mais significativo na combustão de biomassa é o material particulado (MP). As emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) podem ser relevantes dependendo da composição do combustível e das condições da combustão.

A redução da emissão de poluentes atmosféricos na pré-combustão incluem a seleção de combustível com baixos teores de impurezas, ou então beneficiamento para separação das impurezas e aumento da qualidade do combustível. Já na combustão, a redução das emissões envolve a escolha da tecnologia da caldeira, método de combustão e condições operacionais mais adequados. Caso as medidas na pré-combustão e na combustão não sejam possíveis ou não reduzam o nível de emissões de forma a atender as exigências legais, utiliza-se tecnologias de pós-combustão.

No caso de controle na pós-combustão, normalmente são empregados lavadores de gases (Figura 46). O equipamento promove o contato dos gases exaustos com um líquido (geralmente água) que irá absorver o poluente. Também podem ser empregados coletores mecânicos, com diferentes arranjos de ciclones, dependendo do nível de abrasividade das cinzas. Filtros manga geralmente não são empregados devido ao risco de incêndio, já precipitadores eletrostáticos apesar da alta eficiência apresenta custo mais elevado que as demais alternativas.

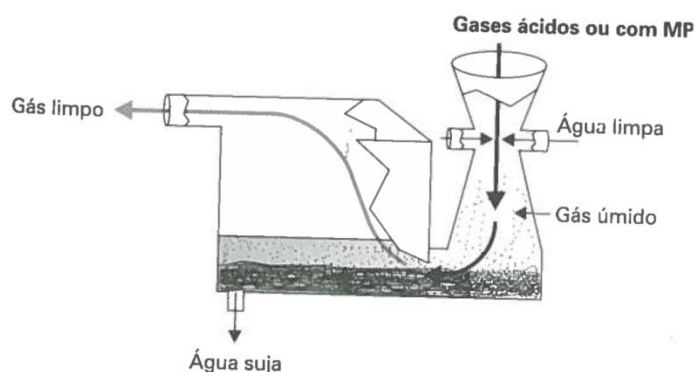


Figura 46 Representação esquemática de lavador úmido de gases

Fonte: BRAGA et al., 2005

7.3.3 Considerações sobre os impactos da cadeia

A geração de energia elétrica é somente uma etapa dentro da cadeia de produção de cada combustível, no caso da biomassa. Assim, é importante que sejam considerados os impactos relevantes ao longo da cadeia da biomassa envolvem as etapas de cultivo, transporte e beneficiamento. No caso do transporte, os impactos e as medidas já foram descritos no item 7.3.1.

Cabe ressaltar que os impactos associados à cadeia da biomassa residual devem ser contabilizados nas atividades produtivas que geram os resíduos (agricultura, pecuária, florestas não energéticas, industrial e urbana) e não têm fins de geração de energia elétrica. Portanto, assume-se que a produção do resíduo está vinculada à atividade produtiva e que os principais impactos no aproveitamento energético dos resíduos têm natureza positiva considerando a grande problemática da disposição inadequada de tais rejeitos.

Dessa maneira, os impactos referentes à etapa de cultivo da cadeia são especialmente relevantes para a biomassa dedicada, incluindo aqui a cana de açúcar, dada a importância que o bagaço assumiu como combustível.

Os principais impactos ambientais da cadeia produtiva das biomassas plantadas com fins energéticos estão relacionados com a alteração no uso do solo, visto que os plantios compreendem grandes áreas com monoculturas que substituíram a vegetação nativa, causando impacto expressivo na paisagem, bem como interferindo na fauna e na flora, alterando ambientes naturais e simplificando os sistemas ecológicos. A principal medida para minimizar essas interferências é ocupar áreas já antropizadas. Outras medidas adotadas são plantio em mosaico, intercalando áreas homogêneas com vegetação nativa e o monitoramento da biota e dos ecossistemas.

O uso de fertilizantes, defensivos agrícolas e maquinário e a queima são práticas adotadas para preparo do terreno, plantio e colheita que resultam em impactos significativos nos meios físico e biótico, como a aceleração de processos erosivos, a compactação do solo e a contaminação da água e do solo. Para tais impactos propõem-se o manejo e controle biológico de pragas, uso de biofertilizantes, prática de rotação de culturas, recuperação de áreas degradadas, monitoramento e controle dos processos erosivos, monitoramento da qualidade da água, dentre outros.

Quanto ao meio socioeconômico, são esperados impactos e medidas semelhantes aqueles relacionados com os temas atração populacional e geração de empregos e receitas, já listados na Tabela 16 e discutidos no item 7.3.1. No entanto, é importante

lembrar que a ocupação de grandes áreas e a interferência na população desencadeiam conflitos por território, ou outros conflitos sociais, e potencializa os já existentes. O conjunto de medidas voltado ao meio socioeconômico visa minimizar os conflitos relacionados com o empreendimento.

Em relação ao beneficiamento, algumas matérias primas devem ser tratadas e ou transformadas antes de serem encaminhadas à usina termelétrica. No entanto, em geral, o pré-processamento da biomassa é relativamente simples, compreendendo picagem, secagem e armazenamento. Assim, tais impactos não são considerados expressivos.

Em outros casos, os impactos ocorrem ao longo do processamento industrial e se referem basicamente ao armazenamento do resíduo, caso do lixívia, subproduto da produção da indústria de celulose, aproveitado em sistemas de co-geração de energia.

7.4 Desafios e Gestão

Como mostrado ao longo deste ítem, o aproveitamento da biomassa para geração de energia elétrica apresenta uma série de benefícios. Boa parte dos desafios dessa fonte reside justamente em buscar aumentar esse aproveitamento e consequentemente os benefícios socioambientais relacionados.

Apesar de já existirem sinergias entre políticas de produção agropecuária, políticas industriais, políticas de saneamento e a política energética, elas devem ser mais exploradas.

O desperdício da biomassa residual ainda é grande e parte do problema é devido à dispersão dessa biomassa. Na agricultura, por exemplo, os resíduos ficam dispostos no campo, em diversas propriedades, muitas vezes distantes de locais que possam dar o devido aproveitamento. Para minimizar esse desperdício é preciso investir em pesquisa e desenvolvimento de soluções logísticas e tecnológicas para facilitar o recolhimento dessa biomassa e disponibilização nas plantas de geração. É possível desenvolver soluções de pequeno porte para propriedades isoladas ou soluções para um conjunto de propriedades, por meio de cooperativas.

No setor sucroalcooleiro também há o desafio de se aproveitar uma maior parte da palha e ponta, o que também envolve aspectos logísticos e tecnológicos. Além disso, há a necessidade de se aumentar a eficiência dos equipamentos na planta de geração. Quanto

mais eficientes as caldeiras e demais equipamentos na planta de cogeração, menores as emissões de poluentes.

O biogás merece também bastante atenção, pois trata-se de um combustível limpo e gerado a partir do aproveitamento de resíduos e deveria ser mais incentivado. O biogás pode ser uma solução rentável para o tratamento de resíduos da pecuária intensiva, especialmente na suinocultura e avicultura onde já existem projetos bem sucedidos no Brasil. Também pode ser uma solução interessante para o tratamento da vinhaça, o principal efluente da indústria sucroalcooleira e que hoje é utilizado na ferti-irrigação, procedimento no qual a vinhaça é lançada diretamente no solo na área dos canaviais. O tratamento via biodigestão da vinhaça além de gerar o biogás, gera também o digestato, uma espécie de lodo, que pode ser aproveitado como fertilizante e, pela sua consistência mais sólida, é facilmente transportado.

No âmbito dos resíduos sólidos urbanos, a Política Nacional de Resíduos Sólidos – PNRS (BRASIL, 2010) impõe prazos para a adequação do sistema de disposição de resíduos sólidos dos municípios, recomendando a implantação de aterros sanitários, e o Plano Nacional de Resíduos Sólidos (MMA, 2012) possui diretriz para indução do aproveitamento energético do biogás de aterros e de biodigestores. Interessante será que todos esses novos aterros sigam essa diretriz, e sejam efetivamente implantados contando com sistemas de coleta e tratamento do biogás para geração de energia elétrica.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1 Potencial de Oferta da Bioeletricidade

Este item apresenta o potencial de oferta de bioeletricidade, em geração centralizada⁵³ e em geração distribuída⁵⁴, a partir das biomassas e tecnologias consideradas. O potencial apresentado está condicionado à competitividade da bioeletricidade em relação aos outros usos da biomassa, como o etanol celulósico (bagaço, ponta e palha da cana e palhas agrícolas) e o biometano (vinhaça, resíduos da pecuária e urbano) para uso veicular.

⁵³ Empreendimentos termelétricos com 5 MW ou mais de capacidade instalada.

⁵⁴ Empreendimentos com menos de 5 MW de capacidade instalada.

As tecnologias de ciclo vapor, biodigestão e motogerador são consideradas maduras e comercialmente disponíveis. A tecnologia de gaseificação de biomassa ainda se encontra em estágio de pesquisa e desenvolvimento, e foi utilizada na estimativa do potencial para ilustrar a magnitude viável no estado da arte.

O ciclo vapor e os sistemas com gaseificação, em regime de geração elétrica, foram aplicados ao bagaço excedente, à ponta e palha, ao biogás de vinhaça, à lenha de florestas energéticas e à palha agrícola das culturas de soja e de milho.

O conjunto biodigestor com motogerador foi aplicado para as biomassas residuais da pecuária e dos resíduos sólidos urbanos.

A Tabela 17 apresenta as combinações Biomassa/Tecnologia adotadas para a estimativa do potencial da bioeletricidade, que é apresentado de forma agregada na Figura 47 para a geração centralizada. A geração distribuída é estimada apenas para resíduos da pecuária e resíduos sólidos urbanos, e é apresentada mais adiante no texto.

Tabela 17 Combinações de biomassa e tecnologia de geração elétrica utilizados para a estimativa do potencial da bioeletricidade

Fonte de Biomassa	Tecnologias em modo de Geração Elétrica
Bagaço excedente	Ciclo Vapor com Condensação
Ponta e palha	Ciclo a Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Biogás de Vinhaça	Biodigestão Anaeróbia com: Ciclo Vapor com Condensação Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Florestas Energéticas	Ciclo Vapor com Condensação
Resíduos Agrícolas	Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Biogás de Resíduos da Pecuária confinada e de Resíduos Sólidos Urbanos	Biodigestão Anaeróbia com: Conjunto Motogerador

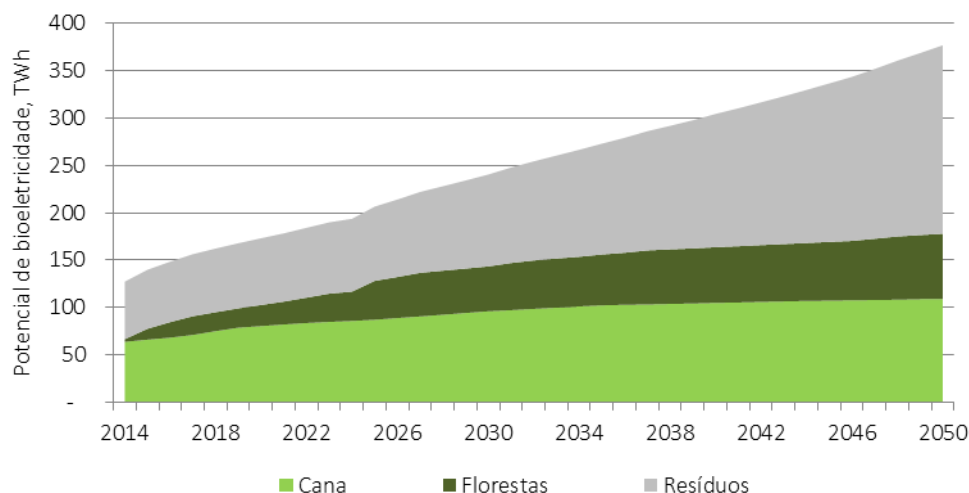


Figura 47 Oferta potencial de bioeletricidade em geração centralizada, tecnologias maduras, até 2050

Em 2014, a oferta potencial de bioeletricidade gerada de forma centralizada é de cerca de 127 TWh. Com os crescimentos projetados no Plano Nacional de Energia para 2050 para as atividades sucroalcooleira e agropecuária e da população, e o potencial de florestas energéticas, a bioeletricidade pode chegar a cerca de 380 TWh em 2050. Ao longo deste período, os resíduos, especialmente da agricultura, apresentam o maior crescimento do potencial de bioeletricidade. Detalhes da oferta potencial são apresentados a seguir.

8.1.1 Potencial da Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar

Considerando as tecnologias baseadas no ciclo vapor, em unidades sucroalcooleiras com alta eficiência energética, seria possível gerar, em 2014, cerca de 64 TWh de energia elétrica excedentes. A ponta e a palha seriam a principal biomassa, considerando um percentual de bagaço excedente de 30%. O biogás da vinhaça, utilizado junto com a biomassa sólida na alimentação das caldeiras, teria uma contribuição marginal. Em 2050, o potencial da bioeletricidade da cana alcançaria quase 109 TWh. Valores mais elevados são possíveis com a introdução da gaseificação de biomassa. A Figura 48 apresenta o potencial de bioeletricidade da cana.

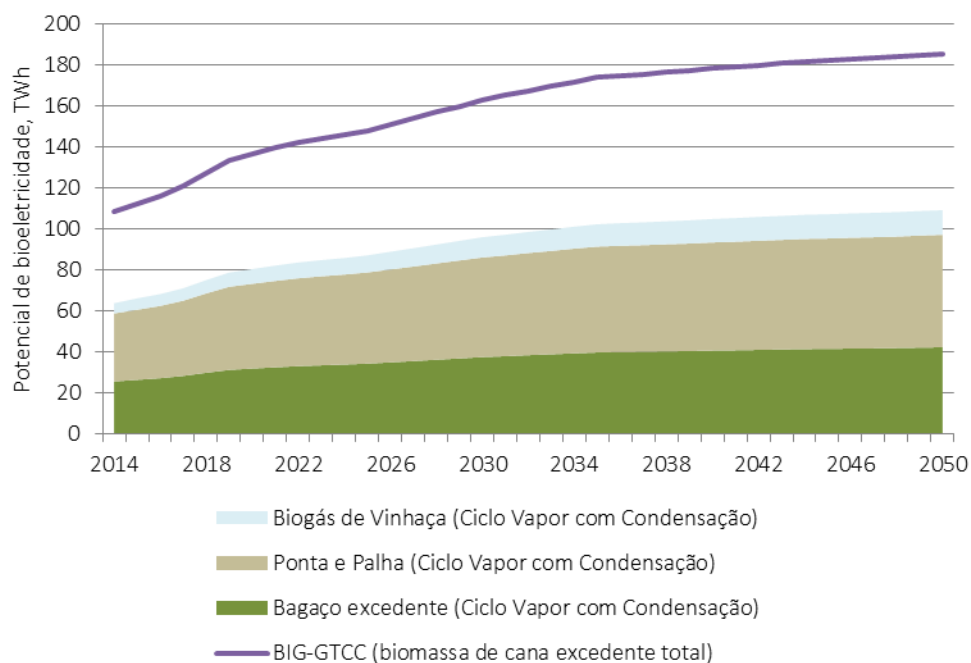


Figura 48 Potencial de bioeletricidade excedente da cana-de-açúcar, com ciclo vapor e BIG-GTCC, até 2050

8.1.2 Potencial da Bioeletricidade de Florestas Energéticas

Atualmente, a biomassa florestal já apresenta um forte crescimento. Em 2050, a oferta de bioeletricidade por esta fonte, utilizando ciclo vapor, pode alcançar 69 TWh. Se a tecnologia de gaseificação fosse utilizada, em 2050, a geração de base florestal chegaria a quase 120 TWh. A Figura 49 apresenta estes resultados.

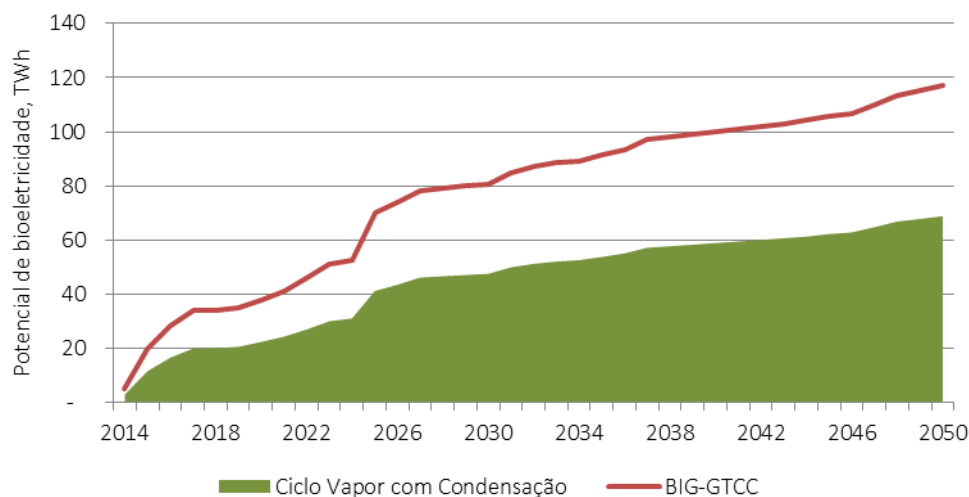


Figura 49 Oferta potencial de bioeletricidade de florestas energéticas, com ciclo vapor e BIG-GTCC, até 2050

8.1.3 Potencial da Bioeletricidade de Resíduos em Geração Centralizada

A escala mínima do empreendimento termelétrico com ciclo à vapor utilizando palhas agrícolas, adotada nesta análise, é de 5 MW, com fator de disponibilidade de 0,85 e rendimento de 20%. Assim, a demanda de combustível é de 186.150 MWh por ano, o equivalente a 45,4 ou 38 mil toneladas em base seca de palhas de soja ou milho, respectivamente.

Em 2014, considerando os dados de produção municipal de milho e soja em grãos levantados em IBGE, 2016c, 27% da palha de milho e 46% da palha de soja ocorreram em municípios que comportariam uma termelétrica de 5 MW ou mais de capacidade instalada alimentada exclusivamente com uma ou outra biomassa. Ao se considerar a possibilidade de complementação entre elas, o percentual de palha de soja e milho em municípios viáveis de aproveitamento nestas termelétricas chega à 49%. Este percentual é considerado ao longo de todo o período como constante. Também foi desconsiderada a possibilidade de transporte de palha entre municípios. A Figura 50 apresenta a oferta potencial de bioeletricidade de resíduos agrícolas.

Em 2014, considerando a tecnologia do ciclo vapor, o potencial de bioeletricidade a partir das palhas de soja e de milho foi de 48 TWh, e até 2050 o potencial deve alcançar 153 TWh. Se a gaseificação da biomassa estivesse plenamente comercial, plantas BIG-GTCC poderiam gerar 63% mais bioeletricidade.

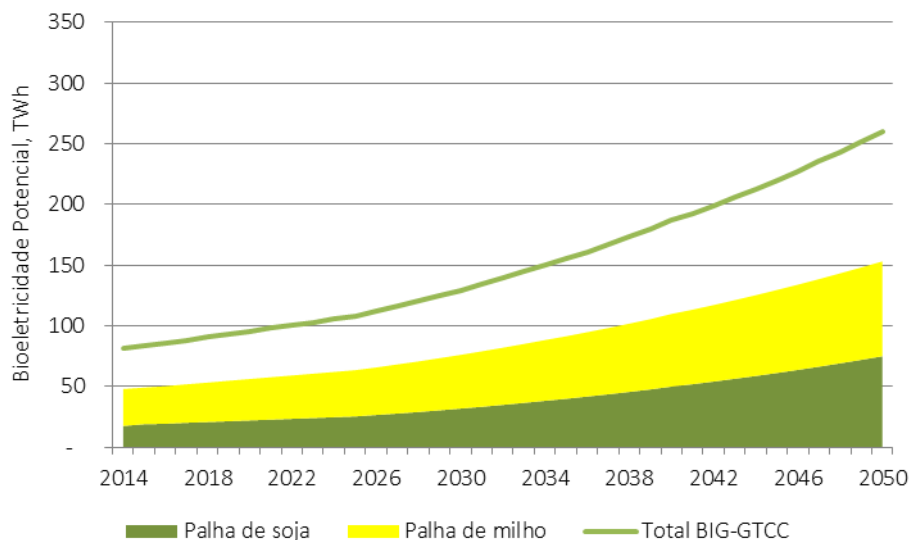


Figura 50 Oferta potencial de bioeletricidade de resíduos agrícolas, em geração centralizada

O aproveitamento do biogás de resíduos da pecuária e urbano é considerado apenas através de motogeradores, conforme dito anteriormente. A capacidade e o fator de disponibilidade do motogerador são os mesmos da termelétrica com ciclo à vapor. A eficiência, entretanto, é mais elevada, de 37,2%. Desde modo, a demanda de combustível para gerar a mesma quantidade de energia é significativamente menor que no ciclo vapor. A demanda de biogás calculada é de 100.081 MWh por ano, cerca de 9,8 milhões de metros cúbicos.

Considerando a oferta, em nível municipal, de biomassa residual da pecuária e de resíduos sólidos urbanos para atendimento da demanda de combustível desta usina, apenas uma parcela dos recursos disponíveis estimados é considerada para o cálculo do potencial em geração centralizada. Adotando os valores de geração de resíduos em 2014, apenas 3,2% dos resíduos da pecuária de gado leiteiro (manteve-se este mesmo valor para gado de corte confinado, atividade que somente deve se tornar relevante no longo prazo, como visto na seção 3.5.2), 12,3% dos resíduos da suinocultura e 31,4% dos resíduos de granjas (galináceos) são viáveis de geração centralizada, ou seja, permitem empreendimento com capacidade instalada igual ou superior à 5 MW. As curvas de potencial de bioeletricidade de resíduos da pecuária e de resíduos sólidos urbanos em regime de geração centralizada são mostradas na Figura 51.

Em 2014, o potencial da bioeletricidade de resíduos da pecuária e de resíduos sólidos urbanos, em geração centralizada, foi de 6,5 TWh e 2,3 TWh, respectivamente. Em 2050, o potencial dos resíduos da pecuária pode chegar a 15 TWh. O potencial da

bioeletricidade de resíduos sólidos urbanos deve diminuir ao longo do tempo, chegando a 1,9 em 2050. Isto se deve à diminuição das taxas de crescimento da população no longo prazo e da mudança de hábitos de consumo.

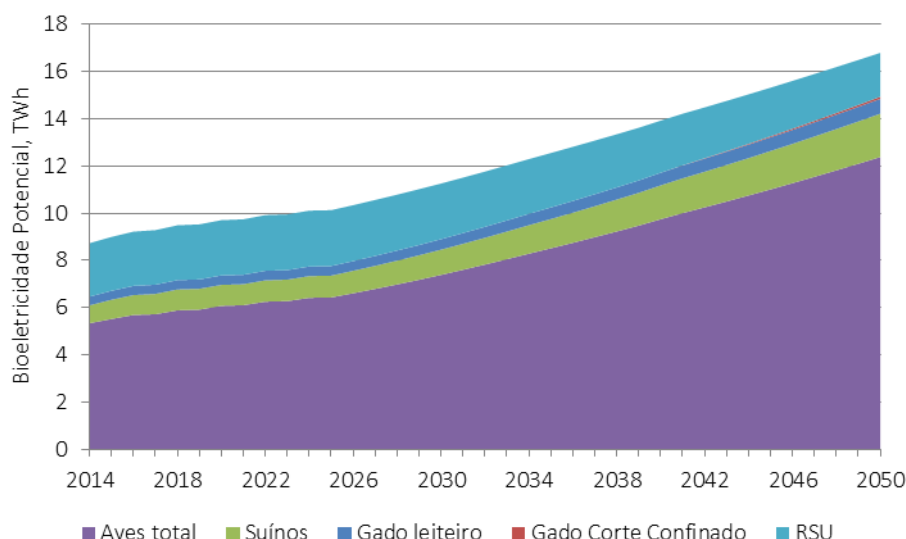


Figura 51 Oferta potencial de bioeletricidade de resíduos da pecuária confinada e resíduos sólidos urbanos, em geração centralizada

8.1.4 Potencial da Bioeletricidade em Geração Distribuída

Considerou-se nesta análise, que a geração distribuída é aquela realizada em empreendimentos termelétricos que possuem escalas inferiores a 5 MW. Sendo portanto apropriado neste regime toda a geração de bioeletricidade potencial, excetuando-se a contabilizada na seção 8.1.3 como geração centralizada. Este resultado é mostrado na Figura 52.

Na forma de geração distribuída, um grande potencial de bioeletricidade pode ser obtida pelo uso de biomassas residuais da pecuária e de resíduos sólidos urbanos. Em 2014, o potencial é de 35 TWh e, em 2050, deve chegar à 67 TWh. As biomassas de esterco avícola e de gado leiteiro, ao longo do período, contribuem com quase 70% do potencial. O esterco da suinocultura contribui com 18% do potencial. Em decorrência da mudança na composição dos resíduos sólidos urbanos, a disponibilidade da fração orgânica deve diminuir, mesmo com o aumento da geração de resíduos urbanos sólidos. A participação no potencial de bioeletricidade desta fonte de biomassa é decrescente, chegando em 2050 à 5%. O gado de corte confinado, somente deve se tornar relevante no final da década de 2030.

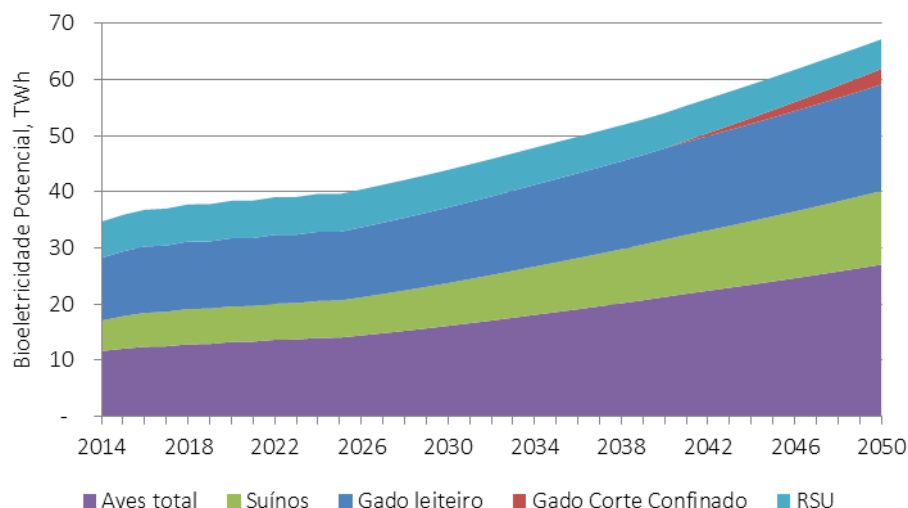


Figura 52 Oferta potencial de bioeletricidade de resíduos da pecuária confinada e resíduos sólidos urbanos, em geração distribuída

8.1.5 Potencial Agregado da Bioeletricidade

A Tabela 18 apresenta as estimativa de oferta potencial de bioeletricidade em geração centralizada e geração distribuída por fonte, para anos selecionados. Em 2014, o potencial de bioeletricidade com geração centralizada é de 136 TWh. Em 2050, este valor pode chegar a quase 250 TWh. Em relação à geração distribuída, o potencial em 2014 foi de 36 TWh e o projetado para 2050 é de 67 TWh.

As sazonalidades das biomassas dificultam a estimativa de uma potência instalada, sendo muito mais apropriado estimar o potencial com base na energia. Caso fosse possível considerar um fator de capacidade fixo de 85%, a energia estimada representaria 51.000 MW para a geração centralizada e 9.000 MW para a distribuída.

Tabela 18 Potencial de oferta de bioeletricidade por fontes, geração centralizada e geração distribuída, em anos selecionados

Geração Centralizada					
TWh	2015	2020	2030	2040	2050
Bagaço	26	32	37	41	42
Ponta e Palha	34	41	49	53	55
Biogás de Vinhaça	6	7	10	11	12
Florestas Energéticas	11	22	47	59	69
Palha de soja	19	22	32	50	75
Palha de milho	30	34	44	60	78
Biogás Gado Leiteiro	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6
Biogás Gado Corte Confinado	-	-	-	0	0,1
Biogás Suinocultura	0,8	0,9	1,1	1,4	1,8
Biogás Avicultura	6	6	7	10	12
Biogás RSU	2,3	2,3	2,4	2,2	1,9
Total Centralizada	136	168	231	287	348
Geração Distribuída					
TWh	2015	2020	2030	2040	2050
Biogás Gado Leiteiro	12	12	13	16	19
Biogás Gado Corte Confinado	-	-	-	-	3
Biogás Suinocultura	6	6	8	10	13
Biogás Avicultura	12	13	16	21	27
Biogás RSU	6,5	6,7	6,7	6,3	5,3
Total Distribuída	36	38	44	54	67

8.2 Desafios

8.2.1 Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar

Os desafios relacionados à bioeletricidade da cana-de-açúcar podem ser divididos em duas esferas principais: uma relacionada à produção de matéria-prima e outra ao investimento em exportação de energia.

Com relação à matéria-prima, a área destinada ao plantio deve aumentar nos próximos anos, sendo que as novas fronteiras podem expandir para áreas degradadas ou, em virtude do adensamento dos rebanhos, locais onde a atividade inicial era a pecuária⁵⁵. A expansão, contudo, está intimamente relacionada ao incremento da produtividade e da qualidade da cana. Culturas de destaque nacional como milho e soja aumentaram sua produtividade em taxas maiores que as observadas na cana no mesmo intervalo de tempo (1990 - 2014). Os maiores e os menores valores neste período tiveram aumento de 191% para milho, 100% pra soja e de apenas 30% pra cana, o que pode indicar espaço para melhorias desta cultura. Investimentos em espécies regionais, aumento da mecanização do plantio e da colheita e tratos culturais podem influenciar este cenário.

Em relação à produção de energia, esta vem se tornando um ativo mais interessante para o setor sucroenergético recentemente. A falta de experiência com este novo negócio e os custos mais elevados das tecnologias mais eficientes podem ser identificados como pontos de dificuldades para o empreendedor. Além disso, há um elevado grau de endividamento das usinas por diversos fatores. Entretanto, linhas de financiamento com o objetivo de elevar a eficiência das unidades e incrementar a exportação de energia são percebidas como ações de incentivo.

Além dos já citados, outro ponto relevante está relacionado ao escoamento da eletricidade, uma vez que nem todas as unidades sucroalcooleiras estão ligadas à rede. Em 2008 o Governo Federal criou as ICGs⁵⁶ (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), que visam beneficiar empreendimentos distantes do sistema de transmissão existente. Essas centrais possibilitam que algumas usinas conectem-se a elas, elevando sua tensão, e, em seguida, à rede do SIN. Esta iniciativa beneficiou apenas os estados de MS e GO e, até o presente momento, não houve novas ICGs para biomassa.

Outro aspecto relacionado à distribuição da energia é a cobrança de tarifas de transmissão. Os empreendimentos geradores despachados de forma centralizada ou não pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), quando conectados à rede distribuidora ou às

55 Estima-se que haja, no País, cerca de 50 milhões de hectares de pastos com algum grau de degradação, especialmente em áreas de Cerrado.

56 As ICGs foram dimensionadas para tornar menos custoso o processo de escoamento de energia para dois ou mais geradores, pois os investimentos no sistema de conexão são realizados pelos transmissores. No caso da biomassa, a procura por este tipo de facilidade foi aquém das linhas de transmissão já construídas nos estados de MS e GO.

Demais Instalações de Transmissão (DIT – redes de transmissão com tensões inferiores a 230 kV) estão sujeitos ao pagamento da TUSD - Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição. A Resolução Normativa ANEEL 77, 18 de Agosto de 2004 prevê 50% de desconto na TUSD para usinas eólicas, de biomassa ou cogeração com potência menor ou igual a 30 MW. Em dezembro de 2015 foi promulgada a Lei 13.203, que expande este limite de desconto para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30 MW (trinta MegaWatts) ou menor ou igual a 300 MW (trezentos MegaWatts). Este era um pleito antigo do setor, pois várias usinas estavam expandindo sua capacidade instalada para geração de energia e os descontos nas tarifas de transmissão não incentivavam este movimento.

A bioeletricidade ainda conta como obstáculo ao seu amplo uso a baixa eficiência de algumas usinas, que possuem caldeiras com baixa pressão de operação. Mesmo que a moagem seja em quantidade adequada para exportação, o perfil tecnológico não é suficiente para tal. Além disso, seria oportuno ampliar a sua área de atuação para outras regiões produtoras, como as unidades do nordeste, por exemplo. Ademais, o consórcio com outras culturas poderia alavancar seu potencial e tornar esta atividade ainda mais atrativa.

Dada a sua contribuição inegável à matriz energética nacional, este segmento vem chamando a atenção dos principais atores do setor, nas esferas governamentais e privadas. A base desta indústria é nacional e seu crescimento impulsiona a geração de empregos e impostos. Assim, esforços vêm sendo feitos dentro dos pilares do novo marco do setor elétrico, almejando a maior segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização da energia, para aumentar a participação desta fonte.

8.2.2 Bioeletricidade de Florestas Energéticas

A silvicultura brasileira é uma das mais avançadas do mundo, se beneficiando dos esforços em pesquisa e desenvolvimento para melhoria das espécies realizados pelo setor e das condições edafoclimáticas favoráveis. Tradicionalmente, os produtos florestais são o papel e celulose, o carvão e produtos da indústria madeireira.

A lenha para fins energéticos tem sido principalmente consumida para geração de calor. A utilização para fins exclusivos de geração elétrica tem ganho espaço nos últimos anos, e há perspectivas de um grande crescimento no médio prazo. A EMBRAPA FLORESTAS (2016) relaciona alguns desafios para que tais perspectivas se tornem realidade, tendo como base o desenvolvimento sustentável da cadeia produtiva: a)

desenvolver germoplasma adaptado às diferentes realidades do território nacional; b) ocupar lacunas silviculturais para aumentar a produtividade dos plantios em sistemas solteiros e integrados; c) utilizar tecnologias avançadas de conversão da lenha em energia; d) desenvolver tecnologias para geração de produtos energéticos mais elaborados para aplicações específicas (briquetes e *pellets*); e) conduzir estudos sobre a importância e a competitividade da cadeia produtiva do setor e seus impactos econômicos, sociais e ambientais.

8.2.3 Bioeletricidade de Resíduos

Apesar de diversas empresas terem o *know-how* de construção e operação de biodigestores e tratamento de biogás, é necessário que sejam estabelecidas cadeias de fornecedores de biodigestores de modo que facilite a implementação dos projetos, e de fornecedores de equipamentos de limpeza e tratamento do biogás.

Tratando-se de biomassa energética, há que se considerar ainda que investimentos de magnitudes diferenciadas se fazem necessários no preparo da biomassa para seu uso energético, tais como secagem ou diluição e adequação granulométrica. Estes investimentos variam significativamente em função da biomassa e sua origem e da tecnologia de conversão.

Dois fatores são críticos para o futuro desenvolvimento em larga escala da geração elétrica a partir dos resíduos: o desenvolvimento técnico e comercial em larga-escala de plantas com alta eficiência e a garantia de fornecimento contínuo a um preço baixo.

Finalmente, é importante salientar, que os custos de investimento devem considerar, nas plantas de conversão de biomassa, plantas de pré-processamento e armazenamento da biomassa. Estas plantas de pré-processamento e armazenamento de biomassa têm como função adequar as características da biomassa para o processo de conversão (granulometria e umidade, principalmente⁵⁷) e manter um mínimo de horas em operação (caso do armazenamento).

57 Estas plantas também podem incluir tratamento com aditivos e uma série de outros beneficiamentos, novamente como consequência das biomassas e tecnologias de conversão.

9 REFERÊNCIAS

- ABRAF – Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas. Anuário Estatístico Ano-Base 2012. Brasília. 2013.
- AL SEADI, T.; RUTZ, D.; PRASSL, H.; KÖTTNER, M.; FINSTERWALDER, T.; VOLK, S.; JANSSEN, R.,. Biogas Handbook. University of Southern Denmark Esbjerg. 2008.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Código único de empreendimentos de geração (CEG). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/scg/formacao_CEG.asp. Acessado em 05 de abril de 2016a.
- _____. Banco de Informação sobre Geração (BIG). Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 13 de janeiro de 2016b.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. BOLETIM DO ETANOL Nº6 | FEVEREIRO – 2016.
- BRASIL. Lei nº 12.305 de 02 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei no 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências.
- _____. Resolução nº 01 de 23 de janeiro de 1986. CONAMA. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental.
- BRAGA, Benedito; HESPANHOL, Ivanildo; CONEJO, João G. Lotufo; et al. Introdução à Engenharia Ambiental. 2ª Ed. Pearson Prentice Hall. São Paulo. 2005
- CAMPOS, R. de M. O potencial e a viabilidade econômica da geração de excedentes de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar. Revista Brasileira de Energia. Volume 1 Nº 3. 1990.
- CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato. Disponível em www.ccee.org.br . Dezembro de 2015.
- _____. Onde atuamos/Comercialização. Disponível em www.ccee.org.br. Acessado em 5 de abril de 2016.
- CHEN, P.; OVERHOLT, A.; RUTLEDGE, B.; TOMIC, J.,. Economic Assessment of Biogas and Biomethane Production from Manure. Disponível em http://www.calstart.org/Libraries/Publications/Economic_Assessment_of_Biogas_and_Biomethane_Production_from_Manure_2010.sflb.ashx . Acessado em 02/02/2012. 2010.
- DE HOLLANDA, J. B. & ERBER, P. Cana-de-açúcar: Usando todo o seu potencial energético. Volume 5. Série NAIPPE Cadernos (Núcleo de Análise Interdisciplinar de Políticas e Estratégias da Universidade de São Paulo. s/d.

- DE OLIVEIRA, L. G. S. Aproveitamento Energético de Resíduos Agrícolas – O Caso da agroeletricidade distribuída. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ. 2011.
- DEGANUTTI, R.; PALHACI, M.C.J.P.; ROSSI, M.; TAVARES, R.; SANTOS, C. Biodigestores rurais: modelo indiano, chinês e batelada, In. 4. Enc. Energ. Meio Rural, 2002.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2014. 2015c.
- _____. Balanço Energético Nacional. Séries Históricas. 2015a.
- _____. Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Urbanos. Rio de Janeiro, 2014a.
- _____. Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Rurais. Rio de Janeiro, 2014b.
- _____. Levantamento das principais tecnologias e sistemas de utilização no mundo e tendências tecnológicas. Potencial de aproveitamento energético de Resíduos Sólidos Urbanos. 219 p. 2007.
- _____. SÉRIE ESTUDOS ECONÔMICOS. Nota Técnica de Cenário Econômico 2050. 2015b.
- General Electric. <https://www.ge-distributedpower.com/products/power-generation/35-to-65mw/lm6000-sprint>. Consultado em 18 de fevereiro de 2016.
- HELENO DA FONSECA. <http://www.hfc.com.br/biogas1.htm>. Consultado em 18 de fevereiro de 2016.
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. SIDRA - Sistema IBGE de Recuperação Automática. Agricultura/Área. Acessado em janeiro de 2016a.
- _____. SIDRA - Sistema IBGE de Recuperação Automática. Silvicultura. Acessado em janeiro de 2016b.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. SIDRA - Sistema IBGE de Recuperação Automática. Agricultura/Produção. Acessado em janeiro de 2016c.
- IEA [International Energy Agency]. World Energy Outlook (WEO). 2014.
- IPCC [The Intergovernmental Panel on Climate Change]. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp. 2013.

- IRENA [The International Renewable Energy Agency]. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Biomass for Power Generation. Volume 1 – Power Sector. Issue 1/5. 2012.
- Larson, E. D.; Williams, R. H. & Leal, M. R. L.V. A review of biomass integrated-gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. Energy for Sustainable Development. Volume V. No. 1. Março de 2001.
- MARINO, E. Caldeiras para Queima de Diferentes Tipos de Biomassa. Workshop “José Paulo Stupiglio”. Piracicaba/SP. 2 de outubro de 2013.
- MICHELAZZO, M. B. & BRAUNBECK, O. A. Análise de seis sistemas de recolhimento do palhço na colheita mecânica da cana-de-açúcar. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental v.12, n.5, p.546–552, 2008.
- MMA [Ministério do Meio Ambiente]. Plano Nacional de Resíduos Sólidos. Brasília, 2012.
- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/termeltricas/juiz-de-fora.htm>. Consultado em 18 de fevereiro de 2016.
- PROBIOGÁS (Ministério das Cidades - BRASIL). (Tradução do Leitfaden Biogas) Guia Prático do Biogás: Geração e Utilização. s/d.
- REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2015: Global Status Report. 2015.
- SANTOS JUNIOR, A. Possibilidades e Impactos da Ampliação da Siderurgia a Carvão Vegetal Oriundo de Florestas Plantas no Brasil. Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ. [Orientador: Roberto Schaeffer] 2011.
- SHIMELMITZA, R.; KUHN, S.L.; JELINEK, A.J.; RONEN, A.; CLARK, A.E.; WEINSTEIN-EVRONA, M. ‘Fire at will’: The emergence of habitual fire use 350,000 years ago. Journal of Human Evolution. Volume 77, Pages 196–203. December. 2014.
- SNIS [Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento]. Disponível em www.snis.gov.br. Acessado em 16/09/2012.
- STRAMBI, R. P. Otimização de Planta Supercrítica em Usinas de Açúcar e Alcool (Trabalho de conclusão de curso). Orientador: Silvio de Oliveira Junior. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Mecânica. 2007.
- TGM. Tecnologia e Soluções para Melhor Eficiência na Geração de Energia: Ciclo à vapor com aquecimento regenerativo. Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcoleiros do Brasil (STAB). 13 SBA (Ribeirão Preto/SP). 24 e 25 de outubro de 2012.
- TOLMASQUIM (Coordenador). Geração de Energia Elétrica no Brasil. Interciência: CENERGIA, 2005.

- TORRES, A.; PEDROSA, J. F.; MOURA, J. P. Fundamentos de implantação de biodigestores em propriedades rurais. Educação Ambiental em Ação. Disponível em <http://www.revistaea.org/artigo.php?idartigo=1248>. 2012.
- Turkenburg, W. C. Renewable energy technologies, In: World Energy Assessment, Ed:J.Goldemberg, Washington D.C., UNDP, pp: 220 - 272. 2000.
- UNICA [União da Indústria de Cana-de-Açúcar]. UNICADATA. Produção. Histórico da Produção e Moagem/Área cultivada com cana-de-açúcar. Ano Safra 2014/2015. Disponível em: <http://www.unicadata.com.br/>. Consultado em 31 de março de 2016.
- USEIA [United States Energy Information Administration]. Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Abril de 2013.
- USEPA [United States Environmental Protection Agency]. Combined Heat and Power Partnership. Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies. Setembro de 2007.
- VERNA, Shegali. Anaerobic Digestion of Biodegradable Organics in Municipal Solid Wastes. Tese de Mestrado (M.Sc) em Earth Resources Engineering. New York: Columbia University, 2002.
- VSE [Vale Soluções em Energia]. Apresentação em Ethanol Summit. 2011.
- WBA [World Bioenergy Association]. WBA Global Bioenergy Statistics. 2014.
- _____. WBA Global Bioenergy Statistics. 2015.

Eólica

1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento do vento como um recurso nasce da descoberta da conversão da energia nele contida em algo útil, através do uso de um instrumento transformador como os moinhos de vento, que possibilitaram a moagem de grãos ou elevação de água, ou as velas de um barco que permitiram a navegação.

Seguindo a linha dos precursores dos atuais aerogeradores, os dispositivos de vento mais simples datam de milhares de anos atrás, como os moinhos de vento de eixo vertical encontrados nas fronteiras da Pérsia (Irã) por volta de 200 AC (Kaldellis e Zafirakis, 2011). Seguindo no tempo, algumas centenas de anos depois, acontece a era de ouro dos moinhos de vento na Europa ocidental (entre 1200 e 1850), onde se estima que tenha havido cerca de 50 mil deles, principalmente na Inglaterra, Alemanha e Holanda (Tester *et al.*, 2005). Os moinhos tiveram seu apogeu e evolução entre 1850 e 1930, quando aproximadamente 6 milhões de pequenas máquinas com múltiplas pás foram utilizadas para bombeamento de água nos EUA.

O uso do vento para fins elétricos é relativamente recente, data de finais do século XIX na Dinamarca e nos EUA, com a utilização de máquinas que geravam eletricidade a partir do vento, ou aerogeradores (Tester *et al.*, 2005). Vale lembrar que a eletricidade com fins comerciais, nos moldes similares ao que conhecemos hoje, data também dos finais do século XIX. Um século depois, quando a eletricidade já era fortemente provida por combustíveis fósseis, acontece a crise do petróleo de 1973, levando o governo dos EUA a apoiar a pesquisa e o desenvolvimento da energia eólica.

Após algum amadurecimento da tecnologia, o período entre 1981 e 1990 observa um boom de instalações nos EUA, totalizando aproximadamente 1,8 GW, graças aos incentivos dados pelo governo dos EUA (Kaldellis e Zafirakis, 2011; Tester *et al.*, 2005). Neste mesmo período, entre 1980 e 1990, a Europa também investe em energia eólica, motivada pelo aumento do custo de energia elétrica, pela busca da redução da dependência energética e por políticas de incentivo ao uso de recursos endógenos. A “descoberta” de recursos

eólicos em algumas regiões, como na Dinamarca, levou à criação de um mercado estável nesse período.

Depois de 1990 o mercado se concentrou na Europa, tanto em termos de instalações, quanto em fabricantes, fruto de incentivos provenientes de preocupações antigas, como a dependência energética, e de novos problemas como as preocupações ambientais com foco nas emissões de gases de efeito estufa.

No final dos anos 1990 e inícios dos anos 2000 o mercado se diversificou mais pelo mundo, saindo do binômio EUA-Europa, surgindo instalações e fabricantes na Ásia (principalmente Índia e China) e de forma embrionária na América Latina e África.

A partir do meio da década de 2000 a energia eólica já estava espalhada pelo mundo todo, chegando à década de 2010 como uma energia renovável de relevante contribuição para a redução de emissões de gases de efeito estufa de forma competitiva.

2 PANORAMA

2.1 Panorama Mundial

O aproveitamento da energia eólica para geração elétrica tem crescido exponencialmente no mundo nos últimos anos, como ilustrado pela Figura 1. A maior parte dos parques eólicos está instalada em terra (*onshore*), porém vários parques têm sido implantados no mar (*offshore*), devido à diminuição de locais apropriados em terra para novos empreendimentos (notadamente na Europa) e pelo bom potencial, apesar de apresentarem maiores custos.

A despeito do expressivo crescimento da capacidade instalada, a fonte eólica é responsável somente por uma pequena parte da energia elétrica produzida no mundo, cerca de 3% do total gerado em 2014. Contudo, esses números podem variar de acordo com o país em questão. A Dinamarca, por exemplo, foi capaz de suprir 39% da sua demanda de eletricidade em 2014 com energia proveniente do vento (GWEC, 2015).

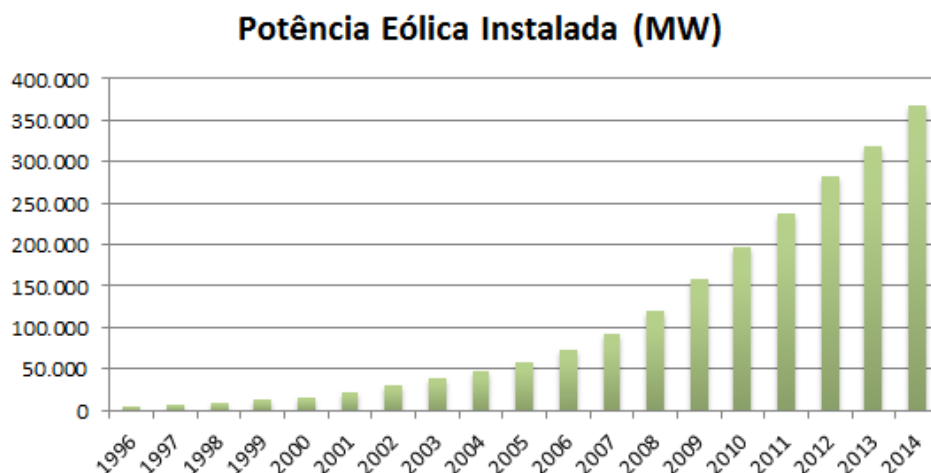


Figura 1 Evolução da Potência Eólica Instalada no Mundo

Fonte: GWEC, 2015

Do total da capacidade instalada em 2014, 84% está localizada em 10 países, sendo os três maiores a China (31%), os Estados Unidos (18%) e a Alemanha (10%) (GWEC, 2015). Esse grupo de países forma o maior mercado tanto de produção de aerogeradores e serviços vinculados, quanto de aquisição e instalação de novos parques eólicos. O Brasil ocupa o décimo lugar da lista, com 1,6% do total da capacidade eólica instalada no mundo.

Cabe ressaltar que o grande crescimento dos aproveitamentos eólicos no mundo foi fruto de políticas de promoção e inserção de energias renováveis, como as adotadas na União Europeia (European Parliament e Council of the European Union, 2001, 2009) e a implementação de vários mecanismos de apoio, como o corte de impostos para renováveis, mercado de crédito de carbono, taxas de carbono, sistemas de preços (i.e. tarifas *feed-in*¹), sistemas de quotas (i.e. leilões de renováveis²) (Butler e Neuhoﬀ, 2008; Couture *et al.*, 2010; Ringel, 2006; Saidur *et al.*, 2010).

1 É um mecanismo que oferece contratos de compra e venda de energia de longo prazo (10-25 anos), com pagamento da totalidade da energia gerada a um valor atrativo e que compense os custos do projeto, geralmente acima dos valores de mercado das fontes concorrentes (Couture *et al.*, 2010).

2 Também conhecidos como "leilões de demanda" ou "leilões de contratos", são processos em que o governo abre concorrência para adquirir certa capacidade ou geração de eletricidade a partir de energias renováveis. Desenvolvedores de projetos que participam no leilão apresentam proposta com um preço por unidade de eletricidade e leiloeiro avalia as ofertas em função do

De todos os mecanismos utilizados, o de maior destaque foi o de tarifa *feed-in*, adotado por pelo menos 78 países (REN21, 2015), incluindo todos os líderes em capacidade instalada (como China, EUA, Alemanha, Espanha e Índia). A preferência pelas tarifas *feed-in* se consolidou por proporcionar estabilidade financeira de longo prazo, por estimular a participação de todos os tipos de empreendedores, por resolver as incertezas relativas ao acesso à rede e ter baixos custos transacionais, encorajando investimentos em renováveis e estimulando o crescimento do setor, em especial, quando há baixa maturidade tecnológica e de mercado (Couture *et al.*, 2010). As políticas de apoio *feed-in* se mostraram muito eficazes para estimular o crescimento das renováveis, contudo, os regimes de leilões ganharam popularidade entre 2010 e 2015, como indicado na Figura 2.

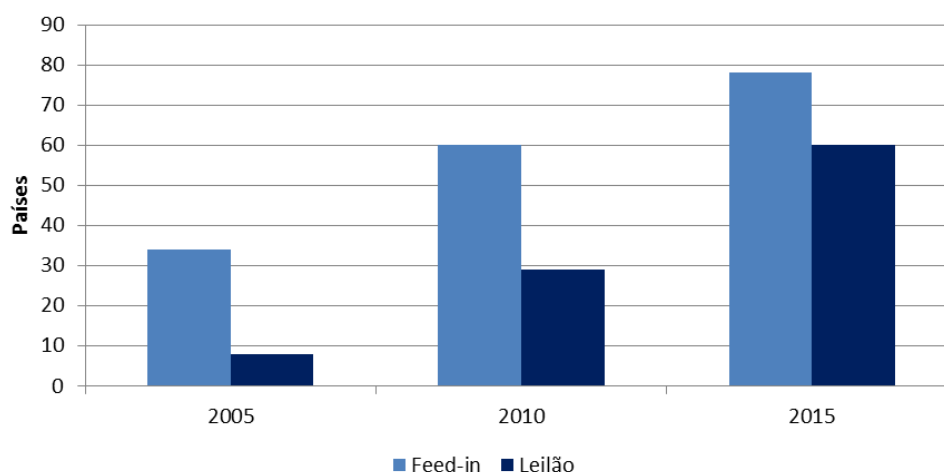


Figura 2 Países com as principais políticas de inserção de renováveis

Fonte: REN21, 2015

O crescente interesse nos leilões é impulsionado por sua capacidade de conseguir a implantação de energia renovável de acordo com a necessidade do sistema e de forma planejada, sendo seus pontos fortes a flexibilidade, o potencial para a descoberta do preço do real, a capacidade de garantir uma maior segurança no preço e na quantidade, e a transparência do processo (IRENA e CEM, 2015). Contudo, os sistemas de leilão possuem um custo transacional elevado tanto para a entidade responsável pelo leilão, que precisa

preço e outros critérios, assinando acordo de compra de energia com os licitantes vencedores (com propostas mais baratas).

arcar com os mecanismos do leilão e toda a validação dos projetos participantes, quanto para os participantes, que arcam com custos associados à execução de procedimentos administrativos, legais e de projeto necessários para participar do leilão.

Alguns fatores globais também explicam a adoção de leilões ao invés de políticas *feed-in*, dentre eles, as diminuições significativas nos custos de várias tecnologias de energias renováveis, principalmente a eólica, a competitividade relativa e uma mudança nos objetivos das políticas, de eficácia, inserção de uma nova tecnologia (mesmo com alto custo), para eficiência, menor custo de fornecimento de energia.

Cabe destacar que a adoção de leilões entre 2010 e 2015 foi majoritariamente de países em desenvolvimento, levados a esta opção para atender a necessidade de estimular a implantação de fontes renováveis, atender o crescimento da demanda e garantir menores custos de energia.

Como observado na Figura 2, ambas as políticas de *feed-in* e de leilões estão crescendo no mundo, mostrando contínuo interesse pelas energias renováveis, e cabendo destacar que cada método é utilizado conforme objetivo definido e as barreiras locais a serem vencidas, além de serem utilizados em alguns países em conjunto, fazendo com que os mecanismos não sejam necessariamente substitutos, mas sim, complementares.

O primeiro aerogerador a entrar em operação no Brasil foi fruto de uma parceria entre o Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), financiada pelo instituto de pesquisas dinamarquês Folkecenter, em 1992 (ANEEL, 2005). Este aerogerador possuía apenas 75 kW e foi instalado no arquipélago de Fernando de Noronha (Pernambuco).

O primeiro incentivo à fonte eólica ocorreu durante a crise energética de 2001, quando se tentou incentivar a contratação de geração de energia eólica no país, até então insignificante, através do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) (Brasil, 2001). O programa tinha como objetivo a contratação de 1.050 MW de projetos de energia eólica até dezembro de 2003, contudo, não obteve resultados.

Em 2002 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002, entrou em vigor com o objetivo da diversificação da matriz energética brasileira, promover a segurança no abastecimento, a valorização das características e potencialidades regionais e locais, além da criação de empregos, capacitação e formação de mão-de-obra e redução de emissão de gases de efeito estufa (Brasil, 2002).

Além da criação do PROINFA, a Lei nº 10.438/2002 alterou o artigo 26 da Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, instituindo a redução de 50% às tarifas de uso dos

sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) incidindo na produção e no consumo da energia associado à geração eólica. Esse subsídio cruzado foi um auxílio adicional à viabilização da geração eólica no Brasil. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 limitou o benefício da redução da TUST e TUSD para fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada cuja potência instalada fosse menor ou igual a 30 MW (Brasil, 2003).

O PROINFA pode ser considerado um apoio do tipo tarifa *feed-in* por estabelecer valores específicos para a energia vendida por cada tipo de fonte por 20 anos. Os custos do programa são recuperados através de uma taxa paga pelo consumidor através das contas de energia elétrica. No caso da eólica foi estipulado um valor base de 180,18 e um valor teto de 204,36 R\$/MWh (Brasil, 2004). Somente após esta definição de valor de energia em 2004 que o programa realmente deslança. O programa contratou 1.304 MW de eólica, um aumento substancial em relação aos 27 MW instalados anteriormente a sua implantação (ABEEólica, 2015). Além de viabilizar a contratação de uma grande quantidade de parques eólicos, o programa introduziu regras de conteúdo local, com o objetivo principal de fomentar a indústria nacional de base eólica, bem como das outras fontes envolvidas no programa.

Após o PROINFA, a primeira tentativa da fonte eólica para continuar a se inserir foi através do Leilão de Fontes Alternativas de 2007, onde foram habilitados 9 empreendimentos somando 939 MW. Contudo, a fonte não obteve contratação até um leilão exclusivo ocorrido em dezembro de 2009 (Leilão de Energia de Reserva - LER). Nesse leilão foram habilitados 339 empreendimentos, totalizando 10.005 MW, sendo contratados 1.805 MW de 71 empreendimentos ao valor médio da época de 148,39 R\$/MWh.

Dentre os fatores que viabilizaram o resultado do LER 2009 estavam: a concorrência somente entre empreendimentos eólicos, o preço teto de 189 R\$/MWh, desoneração tributária proveniente do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) (Brasil, 2007), as boas condições de financiamento (BNDES), isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento da energia eólica (Brasil, 1997), possibilidade de aderir ao regime de tributação com lucro presumido para apuração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSSL), a desvalorização do dólar, o desconto da TUST/TUSD e um sistema de bandas que garantia a receita dentro de um limite de geração entre -10% e +30% da energia contratada.

O sistema de bandas teve uma particular importância, pois, apesar de atuar na receita do empreendimento e parecer somente uma vantagem econômica, foi crucial para reduzir a percepção de risco do investidor com a criação de uma reserva contábil de

energia, dado que o recurso explorado é de natureza variável e não controlável. Qualquer desvio entre 90% e 130% é acumulado durante quatro anos e pode ser utilizado no processo de contabilidade de qualquer um dos anos dentro do período de quatro anos. Quanto a sanções, no caso em que a produção anual é inferior a 90% da quantidade de energia contratada, o investidor é penalizado em 115% do valor do contrato, além de criar um déficit a ser compensado. Se a produção anual for superior a 130% da quantidade contratual, o excesso de geração recebe uma tarifa fixa de 70% do valor do contrato, e 30% do excedente é acumulado para a contabilização no ano seguinte.

Com o intuito de manter as regras de conteúdo local estabelecidas no PROINFA, o BNDES exigiu o mesmo critério de valor mínimo de 60% de equipamentos e serviços nacionais para conceder financiamento a um custo mais baixo que aquele que poderia ser obtido em outras instituições financeiras. Essa continuidade das regras de conteúdo local teve como resultado a rápida expansão da cadeia de abastecimento local, atraindo fabricantes de aerogeradores, pás e componentes.

Em finais de 2012 o BNDES aprovou uma “metodologia específica para credenciamento e apuração do conteúdo local para aerogeradores” (BNDES, 2012), estabelecendo metas físicas. A intenção do BNDES era corrigir a falha da regra anterior, que acabava por ser vinculada ao peso, levando os fabricantes a produzirem partes grandes e de muita massa, como a torre e as pás, mas sem conteúdo tecnológico de valor. Com as mudanças nas regras de nacionalização foi possível aumentar gradativamente a nacionalização de componentes de alto conteúdo tecnológico e com uso intensivo de mão de obra, viabilizando a desejada transferência tecnológica, acompanhada da geração de empregos qualificados.

A partir do Leilão de Energia de Reserva de 2009, o recurso eólico esteve presente em 15 leilões, entre Energia de Reserva (LER), Energia Nova de três e cinco anos (LEN A3 e A5), e Fontes Alternativas (LFA), como indicado na Figura 3, onde se observa a quantidade contratada em cada leilão.

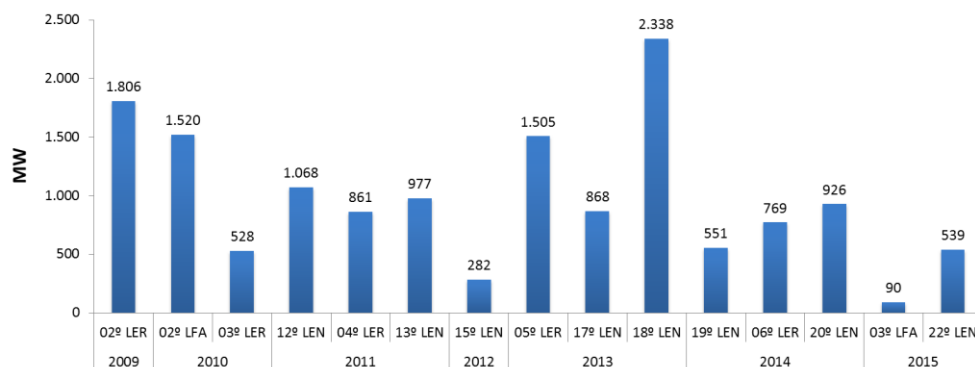


Figura 3 Potência contratada por leilão

Fonte: Elaboração EPE

O processo de habilitação técnica dos empreendimentos de geração para fins de participação nos leilões de energia para comercialização no ambiente regulado, que é de competência da EPE, envolve análises do licenciamento ambiental, do acesso à rede elétrica, da viabilidade técnica e orçamentária dos projetos, incluindo avaliação de possíveis interferências entre parques, assim como avaliação do montante de energia passível de comercialização.

Os dados dos projetos habilitados tecnicamente pela EPE, na hipótese de a energia vir a ser objeto de contratação, são utilizados na composição dos contratos de compra e venda de energia e nos documentos que constituirão os atos de autorização do Poder Concedente.

Cabe destacar que a quantidade de empreendimentos habilitados tecnicamente tem se mantido elevada, como pode ser visto na Figura 4, indicando o constante interesse em se investir em energia eólica no Brasil.

Além do PROINFA e dos leilões, a energia eólica também é comercializada no Mercado Livre onde as condições contratuais são livremente negociadas entre comercializadores e compradores de energia. Com o maior conhecimento dessa fonte de energia e preços mais competitivos, o Mercado Livre tende a oferecer oportunidades para uma maior penetração dessa fonte na matriz elétrica brasileira. Em 2015 o Mercado Livre comercializava contratos de 107 parques, somando aproximadamente 2.250 MW (ABEEólica, 2015).

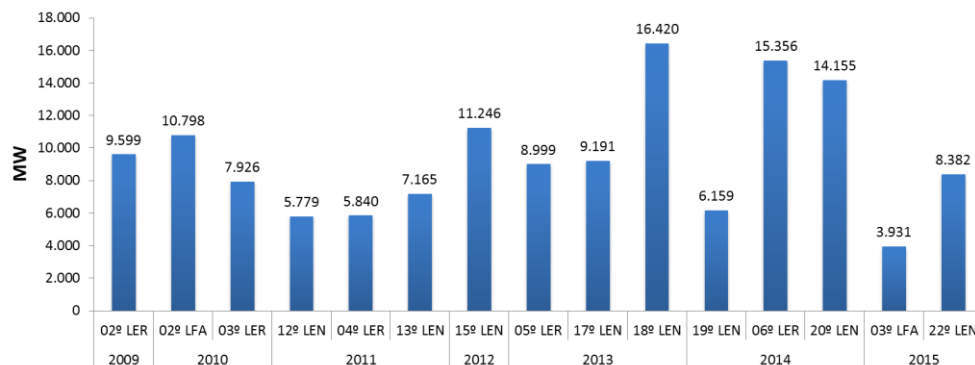


Figura 4 Potência habilitada para concorrer por leilão

Fonte: Elaboração EPE

O sucesso da energia eólica se confirma pela contratação de 14.626 MW no ambiente regulado entre 2009 e 2015. Tal sucesso pode ser atribuído à competitividade da fonte eólica que, dado seu relativo baixo custo nos leilões, vem garantindo tanto uma indicação de montante mínimo a ser contratado pelo governo, quanto sua efetiva contratação. Essa competitividade foi fruto de um conjunto de fatores como a qualidade do recurso eólico em determinadas regiões do país e a sinalização, nos planos decenais de expansão de energia, de continuidade de leilões mantendo perspectiva para a expansão da energia eólica, que também acabou por criar um mercado interno. Percebe-se uma retroalimentação positiva nesse processo, onde a indicação do planejamento para inclusão do recurso eólico na matriz ganha força dado o valor que a fonte vem apresentando nos leilões.

Vale ressaltar que o limite de 30 MW por empreendimento, instituído muito antes dos leilões com participação das eólicas, acabou, indiretamente, por definir a potência instalada máxima dos parques eólicos vencedores dos leilões. A partir de janeiro de 2016 o limite vigente para obtenção de desconto foi alterado para 300 MW através da Lei nº 13.203/2015 (Brasil, 2015), corrigindo uma distorção, dado que um complexo eólico era normalmente dividido em subprojetos de até 30 MW no intuito de garantir o benefício, gerando somente maior burocracia para uma mesma contratação. Recurso Eólico no Brasil

2.2 Conceitos

O vento é provocado pelo aquecimento desigual das superfícies da terra pelo sol, portanto, a energia eólica é uma forma de energia solar. O aquecimento diferenciado das regiões, e em específico da atmosfera, provoca gradientes de pressão que são responsáveis por movimentos da massa de ar. Além das diferenças de pressão, o vento é

influenciado por mecanismos complexos que envolvem a rotação da Terra (efeito Coriolis), os efeitos físicos de montanhas, e outros eventuais obstáculos, e da rugosidade dos terrenos. Somente uma fração do vento se encontra a uma altura próxima o suficiente da superfície da terra (até 200 m) para poder ser aproveitada de forma prática, e desta fração, somente algumas regiões possuem um vento adequado para a exploração.

Empiricamente pode-se observar que a velocidade do vento aumenta conforme a altura, seguindo $\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^n$, onde v_1 e v_2 são as velocidades encontradas nas alturas h_1 e h_2 respectivamente, e n é um coeficiente que varia conforme a estabilidade da atmosfera. Para condições de estabilidade neutra³ e terrenos planos, n é aproximadamente $1/7$, ou 0,143 (Tester et al., 2005). Daí a procura por ventos em maiores alturas.

2.3 Recursos Nacionais

O potencial eólico brasileiro para fins de aproveitamento elétrico tem sido inventariado desde os anos de 1970, sendo o primeiro “Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional” concebido em 1979 (ELETROBRÁS-CONSULPUC, 1979). Esse Atlas possuía somente informação do recurso a 10 m de altura, porém, mesmo em altura reduzida, seus resultados já indicavam viabilidade técnica do aproveitamento eólico com equipamentos de pequeno porte para sistemas isolados e apontavam o litoral do Nordeste e o arquipélago de Fernando de Noronha como locais mais promissores para o aproveitamento elétrico do vento.

Em 1988 o atlas preliminar foi revisto utilizando um mapeamento por isolinhas das velocidades em altura de 10 m, indicando velocidades relativamente altas de vento no litoral brasileiro e também em áreas do interior favorecidas pelo relevo e baixa rugosidade. Porém as conclusões foram prejudicadas por se considerar somente registros anemométricos obtidos a alturas máximas de 10 m como no atlas anterior (ELETROBRÁS, Centrais Elétricas Brasileiras e Fundação Padre Leonel Franca, 1988). Segundo (Amarante et al., 2001), a maioria dos seus dados foi mascarada pela influência de rugosidade e obstáculos próximos, além de não serem necessariamente representativos das áreas geográficas em que estavam instalados os equipamentos de medição.

³ Ocorre quando o gradiente vertical de temperatura (ou taxa de variação adiabática) variar na proporção aproximada de $1^\circ\text{C}/100\text{ m}$.

Em 2001, o atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Amarante et al., 2001) foi elaborado para atualizar o atlas de 1988. Nesse trabalho foram empregadas novas ferramentas introduzidas pelos avanços da capacidade computacional, de simulações baseadas nas leis físicas de interação entre as diversas variáveis meteorológicas visando superar obstáculos históricos ao conhecimento do potencial eólico brasileiro. Além da parte computacional, este atlas teve acesso a torres de medição de até 77 m, mas em sua maioria entre 20 e 50 m, medições estas com muito menos influência de rugosidade e obstáculos e mais características da altura dos aerogeradores da época. Contudo, tais torres não contemplaram todo o território nacional. A insuficiente disponibilidade de estações anemométricas no país foi superada com o uso de software de modelagem dos ventos de superfície⁴ (neste caso, o MesoMap). O atlas de 2001 compunha-se de mapas de velocidades médias anuais e os fluxos de energia eólica para a altura de 50 m, além de tabelas com os principais detalhes estatísticos do potencial eólico, tais como diversos parâmetros de interesse usual no setor elétrico e regimes sazonais diurnos.

A Figura 5 mostra o potencial dos ventos no Brasil de acordo com o atlas de 2001 juntamente com a localização dos parques eólicos em operação (ANEEL, 2015). Pode-se perceber que os sítios indicados como de melhor recurso eólico estão sendo explorados, com ênfase para a região Nordeste.

O perfil geral de circulação atmosférica no Brasil apresenta variações significativas por diferenças em propriedades de superfícies, tais como geometria e altitude de terreno, vegetação e distribuição de superfícies de terra e água, além de diferentes afetações por sistemas atmosféricos (Amarante et al., 2001). O atlas do Potencial Eólico Brasileiro apresenta uma organização de regimes de vento dividida em 7 regiões geográficas. As regiões são descritas a seguir de acordo com o Atlas (Amarante et al., 2001).

A Bacia Amazônica Ocidental e Central estende-se entre as latitudes 10°S e 5°N, e longitudes 70°W e 55°W. O escoamento atmosférico predominante de leste (alísios) sobre essa região é bastante reduzido pelo atrito de superfície devido às florestas densas e pelos gradientes fracos de pressão associados à zona difusa de baixas pressões localizada na região da Bacia Amazônica. Excetuando-se a região da Serra Pacaraima, em Roraima, ao longo da fronteira Brasil-Venezuela, onde altas velocidades médias anuais de vento podem

4 Esses softwares são geralmente compostos por um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica com base em dados meteorológicos e geográficos e são aferidos pelas medições anemométricas de alta qualidade disponíveis, preferencialmente, em uma grande variedade de regimes de ventos.

ser encontradas, os ventos na grande área da Bacia Amazônica são bastante fracos. Durante o dia, podem ocorrer ventos localizados um pouco mais fortes, causados pelo aquecimento desigual da superfície, oriundos de pequenas diferenças na vegetação, disponibilidade de água do solo ou cobertura de nuvens. No entanto, é pequena a intensidade das velocidades de vento geradas por esse processo, devido à baixa amplitude das variações de temperatura e à alta rugosidade da superfície. As noites são geralmente calmas, ocorrendo ventos descendentes de montanhas fracos e ocasionais nas áreas a leste e a sul dessa grande região.

A Bacia Amazônica Oriental abrange a área continental a partir da longitude 55° W (Santarém, PA) até aproximadamente 100 km da costa que se estende entre o Amapá e o Maranhão. Um cinturão de baixa pressão associado à Zona de Convergência Intertropical afeta a região, a qual é dominada por ventos alísios. O vento médio anual é bastante fraco. As máximas velocidades médias anuais de vento da região são encontradas no nordeste e sudeste da região, onde existem elevações de terreno que aceleram os ventos, especialmente na parte nordeste, onde algumas elevações alcançam as velocidades de vento de camadas mais altas da atmosfera que atuam nessa área.

A Zona Litorânea Norte-Nordeste compreende uma faixa costeira com cerca de 100 km de largura, que se estende entre o Cabo de São Roque, no Rio Grande do Norte, e o extremo norte da costa do Amapá. Nessa região, os ventos são majoritariamente influenciados pelos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas. Essa combinação das brisas com os alísios resulta em ventos médios anuais relativamente altos na parte norte da região (litoral do Amapá e do Pará) e ventos ainda mais altos na parte sul, incluindo os litorais do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte. As velocidades são maiores na parte sul principalmente devido aos ventos alísios se tornarem mais fortes à medida que se afastam da Zona de Convergência Intertropical e dado que as brisas marinhas são significativamente acentuadas ao sul dessa região em função dos menores índices de vegetação e de umidade do solo. As maiores velocidades médias anuais de vento dessa região ocorrem ao norte do Cabo de São Roque, incluindo os litorais do Ceará e Rio Grande do Norte, onde a circulação de brisas marinhas é especialmente intensa e alinhada com os ventos alísios.

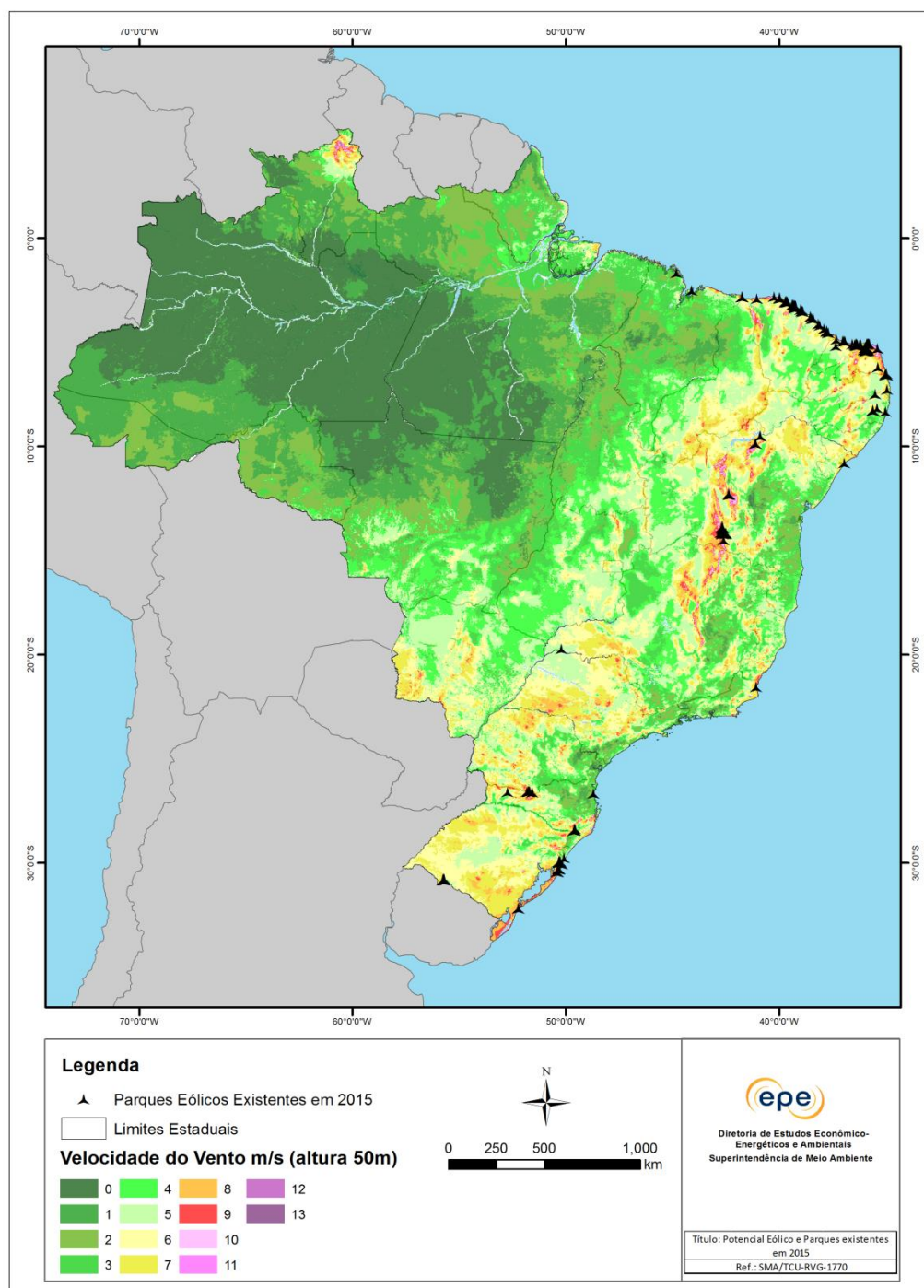


Figura 5 Potencial eólico e distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil

Fonte: Adaptado de AMARANTE, 2001, ANEEL, 2015

As Elevações Nordeste-Sudeste são áreas de serras e chapadas que se estendem ao longo da costa brasileira, desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro, e distam de até 1.000 km da costa. Podem ser encontradas velocidades médias anuais relativamente altas nos cumes das maiores elevações da Chapada Diamantina e da Serra do Espinhaço. Essas áreas de maiores velocidades ocorrem de forma localizada, primariamente devido ao efeito de compressão vertical do escoamento predominante em larga escala quando ultrapassa a barreira elevada das serras. Os ventos anuais mais intensos são maioritariamente encontrados nas elevações maiores, onde o efeito de compressão se torna mais acentuado. No entanto, a topografia e o terreno afetam o escoamento atmosférico nessa região.

O Planalto Central localiza-se da margem esquerda da Bacia do Rio São Francisco até as fronteiras com Bolívia e Paraguai e ao sul da bacia amazônica. Há forte influência do escoamento leste-sudeste em torno do Anticiclone Subtropical Atlântico. A velocidade média anual na região é moderada. Dado o gradiente de pressão mais acentuado e superfície de menor rugosidade (vegetação menos densa), a intensidade do escoamento de leste predominante em larga escala aumenta para o sul, observando-se as menores velocidades médias anuais de vento da região no limite sul da Bacia Amazônica e as maiores sobre a porção sul do extenso planalto.

Os Planaltos do Sul estendem-se aproximadamente de São Paulo até os limites ao sul do Rio Grande do Sul. O escoamento atmosférico geral é influenciado pelo Anticiclone Subtropical Atlântico e pela Depressão do Nordeste da Argentina, uma área quase permanente de baixas pressões, geralmente estacionária ao leste dos Andes sobre planícies secas. A Depressão do Nordeste da Argentina é criada pelo bloqueio da circulação atmosférica geral pelos Andes e por intenso aquecimento da superfície na região. O gradiente de pressão entre a Depressão do Nordeste da Argentina e o Anticiclone Subtropical Atlântico induz um escoamento estável de nordeste. Proveniente deste escoamento verifica-se uma velocidade média anual de vento moderada sobre grandes áreas da região. Entretanto, o escoamento é muito influenciado pelo relevo e pela rugosidade da região. Os ventos mais intensos ocorrem nas maiores elevações montanhosas do continente, bem como em planaltos de baixa rugosidade, como os Campos de Palmas. Outra área com velocidades relativamente altas encontra-se ao longo do litoral sul, onde os ventos são acentuados pela persistente ação diurna das brisas marinhas.

Além dos atlas nacionais, alguns estados tomaram a iniciativa de fazerem seus próprios, os quais surgiram por interesse de conhecimento mais profundo do recurso nos estados, pelo avanço tecnológico em relação aos modelos físicos e atmosféricos, novas

medições do recurso, além da necessidade de atualização da informação do atlas de 2001 para ventos em alturas maiores, dado que os aerogeradores passaram a ser instalados em maiores alturas em busca de melhores ventos. A tabela abaixo indica os atlas estaduais mais recentes.

Tabela 1 Atlas estaduais mais recentes

Estado	Ano de publicação
Alagoas	2008
Bahia	2013
Ceará	2000
Espírito Santo	2009
Minas Gerais	2010
Paraná	2007
Pernambuco	2013
Rio de Janeiro	2002
Rio Grande do Norte	2003
Rio Grande do Sul	2014
São Paulo	2012

Fonte: Elaboração EPE, múltiplas fontes

2.4 Conversão de energia, disponibilidade e potencial

Considerando um fluxo de ar de massa m movimentando-se a uma velocidade v , pode-se estabelecer sua energia cinética como $E=mv^2/2$. A Potência (P) é, de forma simplificada, a energia sobre o tempo (E/t), e que por sua vez pode ser escrita como $P=A\rho v^3/2$, onde ρ é a massa específica do ar e A é área varrida pelo aerogerador. Dessa equação podem-se perceber três influências fundamentais, sendo a principal, a variação de ordem cúbica da potência em relação à velocidade do vento. A segunda, em relação à área varrida pelo aerogerador. E a terceira, em relação à massa específica do ar. A velocidade é a variável mais importante e vai depender do regime de ventos da região e das influências de obstáculos e da rugosidade do terreno. Em geral a influência de obstáculos e rugosidade diminui em função da altura acima do solo, sendo observadas velocidades maiores quanto maior a altura. Por tal motivo se procura instalar aerogeradores nas maiores alturas possíveis e/ou em locais com baixa rugosidade, como próximos de espelhos de água (na costa) e em terrenos descobertos. A área de varredura também é um fator importante, procurando-se ter cada vez maiores áreas varridas para aumentar e estabilizar a eficiência da transformação da energia contida no vento em

eletricidade. Já a densidade específica do ar é influenciada pela pressão, umidade e temperatura. Porém não se pode descartar a altura do recurso eólico, que também influencia estes três fatores. A pressão influencia a energia do vento de forma diretamente proporcional, enquanto que a umidade e a temperatura influenciam de forma inversamente proporcional. Estas influências podem ser explicadas pela lei dos gases, onde $\rho = P/RT$. Destes P é a pressão, R é a constante do ar e T é a temperatura. Dessa forma, constata-se que o melhor aproveitamento do recurso eólico requer maiores alturas e maiores áreas varridas pelas pás dos aerogeradores.

Apesar de sempre haver energia no vento, em qualquer velocidade acima de 0 m/s, nem sempre se pode aproveitar a energia disponível para sua conversão em eletricidade. Os aerogeradores possuem restrições técnicas, além de perdas de conversão de energia, e se comportam, de forma geral, como a Figura 6. Há uma velocidade mínima (*cut-in*) para que o aerogerador seja capaz de produzir trabalho. Somente em velocidades acima deste valor de *cut-in* que a conversão em eletricidade começa a acontecer. Há também uma velocidade máxima que o equipamento pode operar (*cut-out*). Esta velocidade é definida como o limite de segurança da máquina. Logo, em velocidades acima deste valor de *cut-out*, o aerogerador é travado para que não haja nenhum dano à sua estrutura. Pode-se separar o funcionamento do aerogerador em três regiões, uma com velocidades abaixo do *cut-in* e acima do *cut-out*, onde não há conversão de energia. Outra, de variação da energia convertida conforme a velocidade do vento, que se situa entre o *cut-in* e a velocidade nominal. E a terceira região, situada entre a velocidade nominal e *cut-out*, onde o aerogerador gera eletricidade na sua potência nominal. Gerar sempre nesta região seria o ideal de funcionamento, pois além de não haver variações de geração, sempre se disponibilizaria o máximo da máquina.

No contexto da energia elétrica, são de importante influência os ventos regionais, que são aqueles caracterizados por brisas marítimas e terrestres, ventos em vales e montanhas, nevoeiros, temporais e tornados. Esses fenômenos caracterizam os ventos de determinadas regiões tanto pela velocidade quanto pela disponibilidade do recurso, podendo fornecer características bastante particulares que viabilizam o uso do recurso eólico para fins elétricos com mais confiança e retorno. Em geral, as regiões onde se pode encontrar maior disponibilidade e qualidade do recurso eólico são as regiões costeiras e montanhosas (Caillé et al., 2007; Tester et al., 2005).

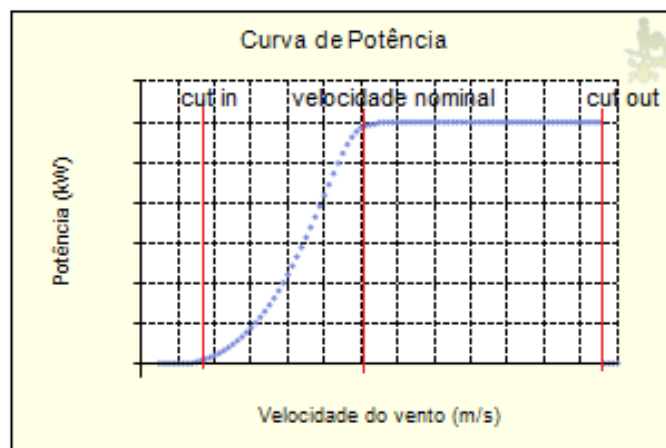


Figura 6 Curva de potência de um aerogerador típico

Fonte: Elaboração EPE

A disponibilidade do vento depende de fenômenos físicos e atmosféricos que variam de acordo com o local e a época do ano, portanto o vento pode não estar disponível em um momento em que se precisa de energia elétrica. Contudo, excluindo a necessidade imediata de casamento da geração e demanda, o recurso está sempre disponível dentro do seu histórico.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Amarante et al., 2001), apresenta como potencial eólico as condições médias anuais de vento para todo o território brasileiro. Este potencial foi estimado por meio da integração das áreas dos mapas digitais, utilizando dados georeferenciados, cálculos de desempenho e produção de energia a partir de curvas de potência de turbinas eólicas, existentes no mercado à época, instaladas em torres de 50 m de altura. Além disso, foi utilizada uma densidade média de ocupação de terreno de 2 MW/km² e um fator de disponibilidade de 0,98. Foram descartadas da integração as áreas cobertas por água (lagos e lagoas, açudes, rios e mar). A tabela abaixo mostra os resultados por faixa de integração de média do vento a partir de 6 m/s.

Tabela 2 Potencial eólico do Brasil em 50 m

Velocidade média do vento [m/s]	Área (cumulativa) [m ²]	Potência instalável [GW]	Energia [TWh/ano]
> 6	667.391	1.334	1.711
> 6,5	231.746	463	739
> 7	71.735	143	272
> 7,5	21676	43	100
> 8	6.679	13	35
> 8,5	1.775	3	10

Fonte: (Amarante et al., 2001)

A partir dos resultados mostrados na Tabela 2, o potencial instalável de eólicas estimado no Atlas foi de 143 GW.

Medições, simulações e resultados à altura de 50 m geraram um avanço substancial para reconhecimento do recurso eólico no Atlas de 2001, porém estes resultados são considerados desatualizados, dado que os modelos físicos foram aprimorados, há mais capacidade computacional e, principalmente, pelo aumento da altura (para acima de 100 m), do aumento da área de varredura (maiores pás) e do melhor desempenho dos aerogeradores. Portanto, um novo mapeamento seria necessário para indicar, com maior e melhor precisão, as áreas mais promissoras e melhor estimar o potencial energético de geração eólica nacional. Além disso, foi feito um corte com velocidades médias a partir de 7 m/s. Este corte provém de uma decisão econômica, contudo a diminuição de custos dos aerogeradores, o aumento da área varrida, e o maior apoio por renováveis pode viabilizar locais com “menor” recurso num longo prazo, aumentando ainda mais o potencial.

Comparando a região Sudeste, não por ser a região que apresenta o maior potencial eólico de acordo com o Atlas de 2001, mas por existir um Atlas eólico para cada um dos quatro estados que compõe a região (Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo) com resultados em alturas entre 50 m e 100 m, pode-se observar na Tabela 3 a variação de potencial com o incremento de altura e a variação do recurso entre o somatório dos estados e o total da região no Atlas de 2001.

Tabela 3 Potencial eólico de estados brasileiros

Altura	50 m		75 m		100 m	
Potencial (>7m/s)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)
Espírito Santo ²⁰⁰⁹	129	325	448	1.073	1.143	2.397
Minas Gerais ²⁰¹⁰	10.570	25.781	24.742	57.812	39.043	92.076
Rio de Janeiro ²⁰⁰²	746	2.163	1.524	4.835	2.813	8.872
São Paulo ²⁰¹²	9	28	15	48	564	1.753
Total	11.454	28.297	26.729	63.768	43.563	105.098
Sudeste ^{Atlas 2001}	29.740	54.930	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Diferença em relação a 50 m de 2001	-18286	-26633	-3.011	8.838	13.823	50.168

Fonte: Elaboração EPE, múltiplas fontes

Numa primeira comparação das informações que existem nos atlas dos estados que compõe a região Sudeste e a região Sudeste do Atlas de 2001, isto é, o recurso eólico em alturas de 50 m, observa-se uma diminuição considerável do potencial eólico instalável. Isto ocorre porque nos atlas estaduais, para o Rio de Janeiro e Espírito Santo foram descartadas da avaliação de potencial as áreas cobertas por água (lagos e lagoas, açudes, rios e mar), enquanto que nos atlas de Minas Gerais e de São Paulo já houve uma maior restrição, desconsiderando as áreas pertencentes a Unidades de Conservação de Proteção Integral (MG e SP) e entornos próximos de rios e reservatórios, rodovias e ferrovias, linhas de transmissão, usinas termelétricas e usinas hidrelétricas, zonas urbanas e áreas de floresta (SP). Tais restrições diminuem o potencial indicado, porém o torna mais próximo da realidade quando empreendimentos forem criados. Contudo, mesmo considerando mais restrições, pode-se ver um aumento do potencial instalável dos 29,7 GW do atlas de 2001 para alturas de 50 m, para 43,5 GW da soma dos Atlas estaduais para alturas de 100 m. Portanto, de forma geral e mesmo considerando maiores restrições, como as ambientais, o potencial eólico deve ser ainda assim superior ao indicado no Atlas de 2001.

Outro exemplo que corrobora a existência de um maior potencial eólico é a comparação do levantamento da Bahia de 2002 (Amarante et al., 2002) com o novo Atlas do estado da Bahia lançado em 2013 (Camargo-Schubert Engenheiros Associados, 2013). Nessa comparação, pode-se observar uma mudança de premissas como a taxa de ocupação média de um parque eólico de 2 para 2,6 MW/km² (excluídas as áreas

impossibilitadas), dado um melhor conhecimento de ocupação com base em dados reais de projetos de parques eólicos em diversas áreas da Bahia, e maior restrição para além de áreas sobre rios, lagos, mar, e também as áreas de proteção integral. Apesar do novo atlas não informar o potencial em 50 ou 70 m de altura, há uma comparação do potencial a 70 m do Atlas de 2002 com o potencial nas alturas entre 80 e 150 m do atlas de 2013, todos na mesma base de velocidades, acima de 7 m/s. Dessa comparação pode-se ver um aumento do potencial instalável de 14 GW (70 m no atlas de 2002) para desde 39 GW a 80 m a até 195 GW a 150 m no novo levantamento, mostrando um aumento de potencial de até 13,9 vezes. Somente o potencial a 150 m no estado da Bahia já é superior aos 143 GW estimados para todo o Brasil a 50 m de altura pelo Atlas de 2001.

Admite-se que o potencial instalável Brasileiro seja maior que o indicado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001. Esta ideia de um maior potencial abre ainda mais perspectiva para a geração eólio-elétrica. Contudo, ainda se enfrentam problemas técnicos, no que abrange a penetração da fonte no sistema elétrico, e problemas socioeconômicos, ambientais e de infraestrutura, como acessos aos locais, comunicação, suporte técnico qualificado, restrições de áreas de proteção, entre outros, que podem ser um obstáculo ao total aproveitamento do recurso eólico, e ao mesmo tempo uma oportunidade de impulso à economia nacional.

A tabela a seguir mostra resumidamente os potenciais em terra dos atlas existentes, cabendo lembrar que cada qual possui seu conjunto de restrições, modelos e premissas, refletindo o potencial à sua época de edição.

Tabela 4 Potencial eólico dos atlas brasileiros

Altura	75m (*80m,**70m)		100 m		150 m	
Estados Potencial (>7m/s)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instalável (MW)	Energia Anual (GWh)
Alagoas ²⁰⁰⁸	336	822	649	1.340	n.d.	n.d.
Bahia ²⁰¹³	38.600*	150.400*	70.100	273.500	195.200	766.500
Ceará ²⁰⁰⁰	24.900**	51.900**	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Espírito Santo ²⁰⁰⁹	448	1.073	1.143	2.397	n.d.	n.d.
Minas Gerais ²⁰¹⁰	24.742	57.812	39.043	92.076	n.d.	n.d.
Paraná ²⁰⁰⁷	1.363	3.756	3.375	9.386	n.d.	n.d.
Rio de Janeiro ²⁰⁰²	1.524	4.835	2.813	8.872	n.d.	n.d.
Rio Grande do Norte ²⁰⁰³	19.431	55.901	27.080	69.293	n.d.	n.d.
Rio Grande do Sul ²⁰¹⁴	n.d.	n.d.	102.800	382.000	245.300	911.000
São Paulo ²⁰¹²	15	48	564	1.753	n.d.	n.d.
Total dos Atlas	111.023	325.725	246.918	839.277	440.500	1.677.500

Fonte: Elaboração EPE, múltiplas fontes

2.5 Medição de recurso eólico no Brasil e suas características

A partir da identificação da carência de informações sobre as características energéticas da fonte eólica necessárias para o planejamento da expansão do sistema elétrico nacional foi concebida a base de dados denominada Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA). Com a anuência do MME, o edital do LER realizado em 2009 incluiu cláusula de obrigatoriedade de realização de medições anemométricas e climatológicas no local dos parques vencedores do leilão durante todo o período de vigência do contrato. Estes dados são enviados periodicamente à EPE com o objetivo de reunir informações com a frequência, a quantidade e a qualidade necessárias para fundamentar estudos elétricos e energéticos. Tal cláusula se tornou padrão nos editais dos leilões, garantindo à EPE a possibilidade de estudar o recurso eólico em novos locais conforme forem se mostrando competitivos nos leilões.

A EPE é capaz de verificar as características do recurso nas principais bacias eólicas do Brasil, e em 2016 as medições somavam mais de 450 estações anemométricas pertencentes aos parques eólicos. Separando as medições em três grandes bacias (litoral nordeste, Rio Grande do Sul e Bahia) podem-se ver as principais características do recurso

eólico nacional na Tabela 5, em conformidade com o indicado no Atlas eólico Brasileiro (Amarante *et al.*, 2001).

Tabela 5 Características do recurso eólico nas principais bacias Nacionais

Parâmetros de Weibull	Litoral Nordeste	Bahia	Rio Grande do Sul
Fator de forma	$3,0 < k < 5,2$	$2,4 < k < 3,7$	$1,7 < k < 2,6$
Fator de escala, m/s	$8,6 < c < 10,2$	$8,9 < c < 11,0$	$7,4 < c < 8,0$
Velocidades máximas			
Em média de 10 minutos, m/s	19,8	25,3	31,0
Em máxima de 1 segundo, m/s	25,9	30,8	39,0
Permanência acima de 3,5 m/s (10 min.)	98%	92%	80%

Fonte: Elaboração EPE

A tabela acima resume a qualidade dos ventos brasileiros nos locais já explorados, confirmando a potencialidade do recurso eólico para fins elétricos. Os parâmetros de Weibull indicam a escala da velocidade do vento representada pelo c e o fator de forma da distribuição representada pelo k . Em uma análise rápida, pode-se verificar que quanto maior for o fator de forma, mais consistente será o vento dentro da média de velocidade. Portanto, pode-se observar que os ventos do litoral nordeste são os mais estáveis das três bacias, o que é esperado dado à influência dos ventos alísios no local. Mesmo onde o recurso tem um comportamento mais variável, como no Rio Grande do Sul, ainda se observa uma média de velocidade relativamente alta e uma alta permanência do recurso acima de 3,5 m/s (velocidade mínima de funcionamento da maioria dos aerogeradores).

Além da caracterização do vento em termos de permanência e distribuição anual, é possível construir um índice mensal de energia para a comparação da disponibilidade e sazonalidade dos ventos no Brasil. Com base nas medições de temperatura, umidade, pressão e velocidade do vento, juntamente com as informações dos tipos e quantidades de aerogeradores utilizados em cada parque eólico, obtém-se a energia gerada em cada uma das três bacias eólicas. O índice 100% corresponde à média aritmética calculada de julho de 2012 a junho de 2015 de cada bacia eólica, de modo que a energia gerada em cada mês passe a representar um percentual dessa média. Dessa forma, pode-se caracterizar um determinado mês como mais ou menos favorável para a geração eólica em relação aos outros meses ou em relação à própria média histórica. A média histórica ainda é considerada curta, mas ao menos já se pode ter uma noção da sazonalidade ao longo das estações e do ano, como observado na Figura 7. A EPE divulga trimestralmente os índices eólicos através do Boletim Trimestral da Energia Eólica.

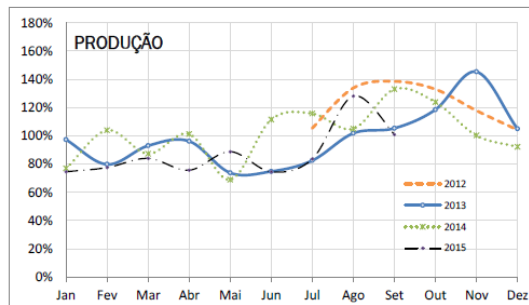
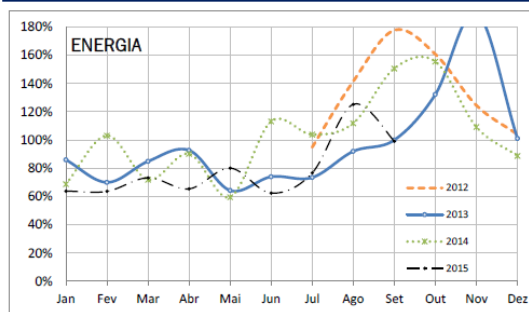
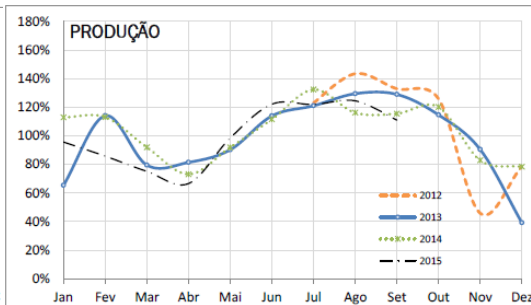
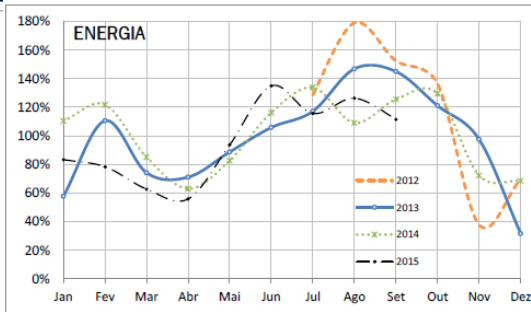
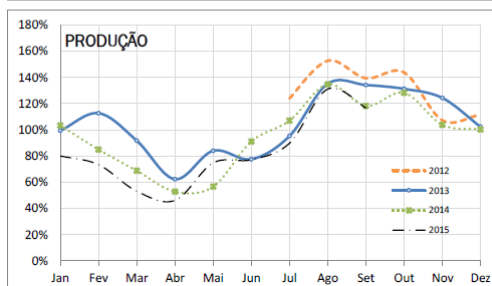
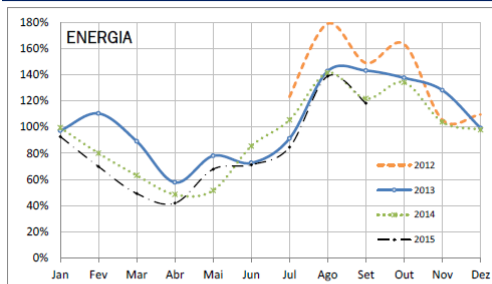
RIO GRANDE DO SUL**BAHIA****LITORAL NORDESTE**

Figura 7 Índice de produção das bacias eólicas

Fonte: Elaboração EPE

3 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DA ENERGIA EÓLICA EM ELETRICIDADE

3.1 Descrição da tecnologia eólica para fins de geração de energia

O ar, como qualquer outro fluido, quando em movimento possui energia que pode ser aproveitada. No caso do recurso eólico, esse aproveitamento é obtido quando o vento move as pás de um moinho (aerogerador, no caso elétrico), que são projetadas para capturar sua energia cinética. A extração da energia disponível no vento por um moinho ou aerogerador é baseada na teoria da quantidade de movimento axial. Tal extração possui um limite teórico, conhecido como limite de Lanchester-Betz, que estabelece que o potencial máximo de extração de energia de um rotor⁵ é estimado em 59% (Bergey, 1979).

O uso do vento para fins elétricos se tornou relevante nos anos 1990 através de significativo avanço tecnológico, aparecimento expressivo de fabricantes e um grande incentivo proveniente das preocupações ambientais, com foco nas emissões de gases de efeito estufa, e a independência energética.

A geração eólica tende a ser separada em dois tipos, de acordo com a localização da instalação, *onshore* (em terra) ou *offshore* (marítima). A instalação *offshore* é uma tendência em países com pequena extensão territorial, com pouco espaço disponível para as instalações em terra ou com recursos eólicos substancialmente melhores no mar. A instalação *onshore* costuma ser dividida em duas subcategorias, a centralizada e a distribuída. A centralizada se caracteriza por grandes aerogeradores (maiores que 100 kW (Wiser *et al.*, 2014)) são organizados em conjunto, formando parques eólicos que são ligados aos sistemas elétricos (regionais ou nacionais). A outra subcategoria é atribuída aos sistemas distribuídos, que fornecem energia diretamente para casas, fazendas, empresas e instalações industriais, geralmente compensando a necessidade de adquirir uma parte da eletricidade da rede. Podem operar em modo independente, onde os pequenos aerogeradores fornecem energia em locais que não estão conectados à rede, seja por opção (geralmente econômica) ou necessidade (locais mais remotos que não são atendidos pela rede de distribuição de energia elétrica).

⁵ Conjunto das pás e cubo do aerogerador

Os aerogeradores possuem três elementos principais, que são o rotor, o eixo e o gerador, e vários elementos secundários que variam de acordo com o tipo e projeto do aerogerador. Sucintamente, o rotor é o conjunto das pás e cubo⁶ do aerogerador responsável por capturar a energia no vento, o eixo é o elo que transfere a energia captada no rotor para o gerador, e o gerador é o responsável pela conversão de energia mecânica em elétrica.

Existem dois tipos básicos de rotores, os de eixo vertical e os de eixo horizontal, sendo a maioria das turbinas eólicas de eixo horizontal, com três pás que rodam em torno de um eixo horizontal que deve permanecer alinhado com a direção do vento (a favor do vento ou contra o vento) (U.S. DoE, 2015). No caso de rotores projetados para ficar contra o vento (*upwind*), o vento atinge as pás antes da torre evitando a influência dela no vento, contudo há necessidade de algum mecanismo ativo que direcione o rotor para a direção do vento (*yaw control system*). Nos rotores projetados para ficar a favor do vento (*downwind*), o vento atinge a torre antes das pás. Eles possuem um *design* tal que a nacelle, carcaça que contém os componentes do aerogerador, siga o vento passivamente, sendo esta a sua vantagem. O rotor com três pás é mais comum devido ao compromisso entre a eficiência aerodinâmica, custo, velocidade de rotação, peso, estabilidade e ruído.

Os rotores de eixo vertical têm seu eixo de rotação perpendicular à direção do vento, operando com ventos de qualquer direção. Os rotores de eixo vertical tendem a duas configurações principais, Savonius e Darrieus. No caso do primeiro, a energia é gerada utilizando a transferência de quantidade de movimento (um dispositivo de arrasto) e, no segundo, usando forças aerodinâmicas (força de sustentação). O rotor Savonius é caracterizado pelo seu alto torque, baixa velocidade e baixa eficiência, geralmente inferior à metade do limite de Lanchester-Betz. O rotor Darrieus se caracteriza pela sua elevada velocidade e alta eficiência, aproximando-se do limite de Betz (Sutherland, Berg e Ashwill, 2012).

Os aerogeradores de eixo vertical têm problemas inerentes que têm limitado a sua utilização em parques eólicos terrestres, sendo a eficiência o maior problema do tipo Savonius e a preocupação sobre o custo da pá no caso do Darrieus. A pá de aerogerador Darrieus é aproximadamente duas vezes mais longa que a de um aerogerador de eixo horizontal com uma área varrida equivalente. Assim, as pás para um aerogerador de eixo vertical podem custar significativamente mais do que as pás equivalentes de um de eixo

⁶ Suporte das pás e seus sistemas de controle

horizontal. Importante ressaltar que as pás representam em torno de 22% do custo de um aerogerador de eixo horizontal (ABDI, 2014).

A figura a seguir ilustra os três tipos mais comuns de rotores de aerogeradores.

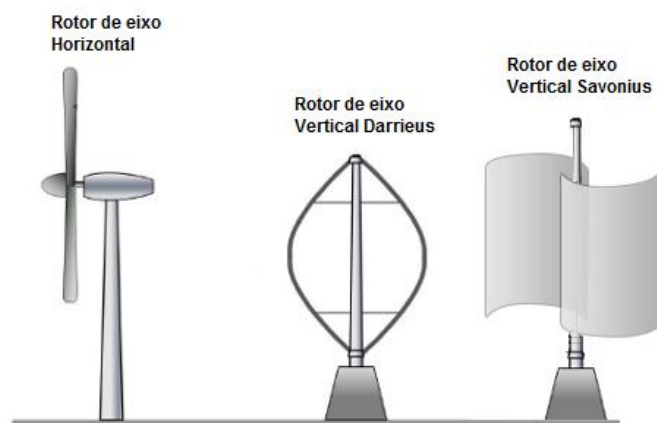


Figura 8 Tipos de rotores de aerogeradores

Fonte: Elaboração EPE

Com a descoberta do potencial eólico encontrado no recurso *offshore* mundo afora, os aerogeradores de eixo vertical voltaram a ser examinados como uma opção, e até uma vantagem competitiva, para esta situação (Sutherland, Berg e Ashwill, 2012). As características principais que favorecem os aerogeradores de eixo vertical para instalação *offshore* são de que todo o equipamento pesado associado com a geração de energia, isto é, a transmissão e o gerador, são tipicamente montados por baixo do rotor. Esta configuração permite que projetos localizados no mar possam colocar esses componentes abaixo ou ao nível da água, proporcionando uma maior estabilidade à plataforma (estrutura) que suporta o aerogerador e uma redução dos seus custos de capital. Apenas o rotor e uma torre central precisam estar acima da superfície da água. Outra característica, já mencionada, é que eles operam com ventos de quaisquer direções, sem a necessidade de um sistema de alinhamento com a direção do vento. A ausência de um sistema de orientação aumenta a confiabilidade da turbina e diminui os seus custos de capital e de manutenção. A eliminação do sistema de controle de direção é particularmente importante em turbinas excepcionalmente grandes (vários MW), tanto pela redução de custo, quanto pela eliminação de um sistema que tenha que mover uma estrutura (nacele e rotor) muito grande e pesada.

Outra possível oportunidade para os aerogeradores de eixo vertical é a geração distribuída. Neste caso, suas vantagens principais são tolerar bem a turbulência dos

ventos e operar com ventos de qualquer direção. Estes fatos são particularmente importantes para um recurso em baixa altura, entre 10 e 20m, onde há muita influência da rugosidade e dos obstáculos encontrados no seu entorno.

3.2 Tecnologias e Inovações

O crescimento do mercado de geração eólica nos últimos 25 anos fez emergir várias tecnologias de conversão de energia eólica visando à redução de custos, o aumento da eficiência e a melhoria na confiabilidade (Cheng e Zhu, 2014). Essa evolução focou basicamente nas pás, em mecanismos de controle⁷, no uso ou ausência de caixa de engrenagem (multiplicadora) e o tipo de gerador. Essa evolução ocorreu tendo como base o aerogerador com eixo horizontal com três pás e rotor posicionado contra o vento (*upwind*), melhor opção de captação de energia do vento definida pelo mercado. A figura abaixo mostra os componentes básicos dos aerogeradores de eixo horizontal numa tentativa de cobrir as diferentes configurações existentes.

O tipo de sistema de conversão elétrica de energia eólica mais antigo é o gerador de indução (assíncrono) com rotor de gaiola⁸ (SCIG⁹) conectado diretamente à rede. Devido ao desenvolvimento da eletrônica de potência, os aerogeradores de velocidade variável com caixa de engrenagem de múltiplo estágio, com gerador de indução duplamente excitado (DFIG¹⁰) e conversor de escala foram propostos para expandir a gama de funcionamento do sistema, a velocidade do vento e para aumentar a eficiência do sistema (Cheng e Zhu, 2014). A partir de 1991, aerogeradores sem caixa de engrenagem (acionamento direto) começaram a surgir na tentativa de eliminar as falhas associadas à caixa de engrenagem e reduzir problemas de manutenção (ABDI, 2014). Posteriormente, o gerador síncrono de excitatriz com ímãs permanentes (PMSG¹¹) é adotado para substituir o seu equivalente eletricamente excitado (EESG¹²) (Cheng e Zhu, 2014).

7 Controle de estol, controle de estol ativo e controle de passo

8 Rotor composto de barras de material condutor que se localizam em volta do conjunto de chapas do rotor, curto-circuitadas por anéis metálicos nas extremidades

9 Squirrel Cage Induction Generator

10 Doubly Fed Induction Generator

11 Permanent Magnet Synchronous Generator

12 Electrically Excited Synchronous Generator

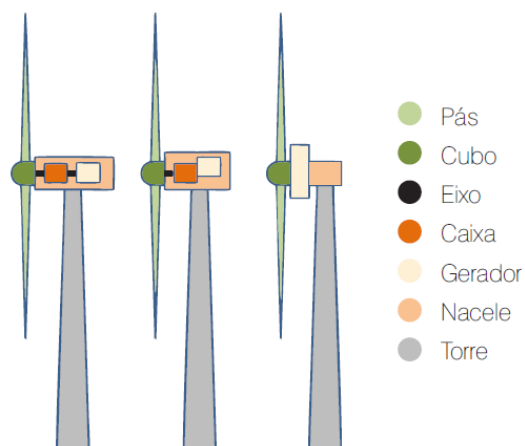


Figura 9 Componentes básicos dos aerogeradores de eixo horizontal

Fonte: (ABDI, 2014)

3.2.1 Topologias dos aerogeradores

De acordo com a velocidade de rotação e o tipo de trem de acionamento (*drive train*), os aerogeradores tradicionais podem ser classificados nas seguintes topologias (Cheng e Zhu, 2014): 1) de velocidade fixa e caixa de engrenagem de múltiplo estágio; 2) de velocidade variável limitada e caixa de engrenagem de múltiplo estágio; 3) de velocidade variável e caixa de engrenagem de múltiplo estágio; 4) de acionamento direto e velocidade variável; e 5) de velocidade variável e caixa de engrenagem de único estágio.

3.2.2 Aerogeradores com velocidade fixa e caixa de engrenagem de múltiplo estágio

A topologia com velocidade fixa, controle de estol¹³, caixa de engrenagem de múltiplo estágio e gerador de indução com rotor de gaiola (SCIG) com conexão direta à rede através de um transformador foi muito utilizada nos anos de 1980 e de 1990, pela simplicidade, confiabilidade e baixo custo. Este modelo ficou conhecido como “Dinamarquês” por ser o mais fabricado pela indústria de aerogeradores da Dinamarca (Cheng e Zhu, 2014). A figura abaixo apresenta a topologia dinamarquesa de forma esquemática.

¹³ Estol é uma condição na aerodinâmica, onde o ângulo de ataque da pá em relação à direção do vento aumenta de tal forma que o coeficiente de sustentação diminui, reduzindo a velocidade do rotor.

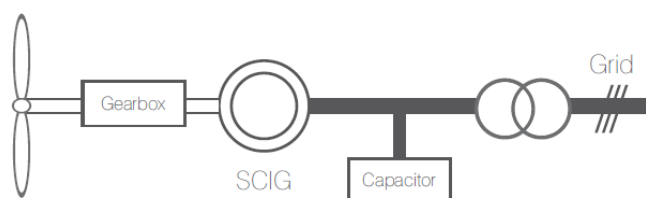


Figura 10 Forma esquemática de aerogerador de velocidade fixa, caixa de engrenagem de múltiplo estágio e SCIG

Fonte: (ABDI, 2014)

Esta topologia apresenta alguns problemas, como a necessidade um banco de capacitores para compensação de energia reativa. As variações da velocidade do vento são transmitidas diretamente para a rede através do conjugado eletromecânico, degradando a qualidade da energia elétrica. Como não há como operar a velocidade do SCIG, o sistema trabalha somente numa estreita faixa em torno da velocidade de sincronismo, limitando o máximo aproveitamento de energia captada a partir do vento.

Alguns fabricantes, como Vestas, Gamesa e Nordex, melhoraram o conceito para um sistema de duas velocidades, alcançando maior eficiência das pás e redução de ruído a baixas velocidades (ABDI, 2014). Outros fabricantes, como Siemens e Vestas, introduziram um controle de estol ativo, que os permitiu a virada das pás, melhorando a eficiência de extração de potência da máquina.

3.2.3 Aerogeradores com velocidade variável limitada e caixa de engrenagem de múltiplo estágio

Estes aerogeradores são compostos por uma caixa de engrenagem de múltiplo estágio e um gerador de indução com rotor ventilado (WRIG¹⁴). O conceito de velocidade limitada, também conhecido como OptiSlip, utiliza um conversor eletrônico de potência para controlar uma resistência variável ligada aos enrolamentos do rotor, que por sua vez controlava o escorregamento do rotor, permitindo o aumento da gama de velocidades e maior qualidade de geração de energia. Assim como os geradores SCIG, os WRIG necessitam compensar a energia reativa com bancos de capacitores. Fabricantes como

14 Wound Rotor Induction Generator

Vestas e Suzlon utilizam este conceito (ABDI, 2014). A figura abaixo apresenta a topologia de forma esquemática.

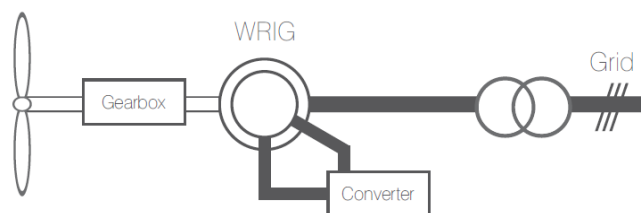


Figura 11 Esquema de aerogerador com velocidade variável limitada e caixa de engrenagem de múltiplo estágio

Fonte: (ABDI, 2014)

Um problema dessa configuração é o fato das resistências serem ligadas através de anéis coletores e escovas, exigindo manutenção e aumentando a possibilidade de falhas no equipamento e perdas elétricas.

3.2.4 Aerogeradores com velocidade variável e caixa de engrenagem de múltiplo estágio

Esta topologia possui três configurações básicas de acordo com o gerador utilizado e a eletrônica de potência associada (Cheng e Zhu, 2014), sendo estas: DFIG com conversor de energia em escala parcial, SCIG com conversor de larga escala e gerador síncrono com conversor de larga escala.

Os aerogeradores com DFIG são geralmente de grande porte, e nessa configuração o rotor do DFIG está ligado à rede através de um conversor, enquanto que o estator está diretamente ligado à rede (Figura 12). O princípio de funcionamento é similar ao SCIG, porém a velocidade do gerador pode ser regulada para otimizar a extração de energia a partir do vento através do controle da potência ativa do conversor ligado ao rotor. Além disso, a potência reativa injetada à rede também pode ser controlada pelo mesmo conversor por meio da dissociação de potência ativa e potência reativa.

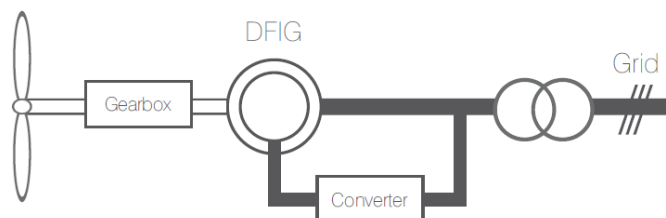


Figura 12 Configuração com DFIG e conversor de energia em escala parcial

Fonte: (ABDI, 2014)

A configuração mostrada pela Figura 12 apresenta duas grandes desvantagens, os anéis coletores e escovas utilizadas no DFIG exigem constante manutenção e podem conduzir a falhas e perdas elétricas, e a conexão direta do estator à rede dificulta estratégias de suportabilidade de faltas na rede básica (Cheng e Zhu, 2014).

A configuração com gerador SCIG (Figura 13) é uma evolução do modelo Dinamarquês com a introdução de um conversor de larga escala que permite a operação com velocidade variável do rotor. As desvantagens desta configuração são o alto custo e as perdas do conversor de grande escala em comparação com aos aerogeradores de velocidade constante com SCIG (Cheng e Zhu, 2014). A Siemens utiliza esta configuração em alguns dos seus modelos comerciais (ABDI, 2014).

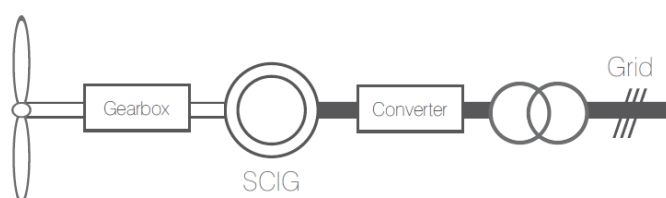


Figura 13 Configuração com SCIG com conversor de larga escala

Fonte: (ABDI, 2014)

A configuração com gerador síncrono é uma alternativa ao SCIG quando utilizado com o conversor de larga escala. Nesta configuração pode-se utilizar tanto o EESG quanto PMSG, contudo o PMSG é mais popular por oferecer alta eficiência e uma estrutura robusta. No entanto, o custo do PMSG costuma ser maior que as outras opções para esta tipologia devido aos materiais magnéticos permanentes. A configuração com o PMSG tem sido usada pela Gamesa, GE, Vestas e Clipper (ABDI, 2014; Cheng e Zhu, 2014). A figura abaixo ilustra a configuração.

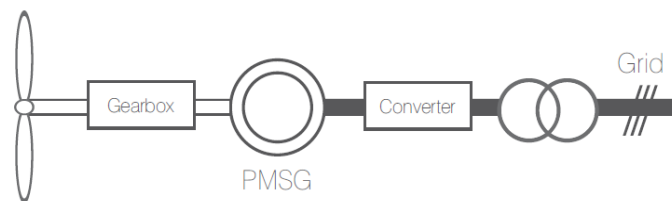


Figura 14 Configuração com gerador síncrono com conversor de larga escala

Fonte: (ABDI, 2014)

3.2.5 Aerogeradores de acionamento direto e velocidade variável

Aerogeradores com acionamento direto (sem caixa de engrenagem) começaram a surgir a partir de 1991 com o intuito de eliminar as falhas associadas à caixa de engrenagem e reduzir problemas de manutenção (ABDI, 2014). Nessa topologia o gerador trabalha em baixa velocidade dado que o rotor do gerador está conectado diretamente ao cubo do rotor das pás. Para ser viável, o gerador é projetado com elevado número de polos, o que eleva o volume e peso desses geradores quando comparados com os com caixa de engrenagem. Há duas configurações principais de aerogeradores com acionamento direto, com gerador do tipo EESG e com gerador do tipo PMSG.

Os aerogeradores de acionamento direto com EESG são os mais utilizados pelos fabricantes. São construídos com um enrolamento de campo alimentado por corrente contínua. Esta corrente é proveniente de um conversor que requer componentes eletrônicos caros e precisa de refrigeração (ABDI, 2014). Esta configuração é ilustrada na figura abaixo. Ela é utilizada pelo fabricante Enercon/Wobben.

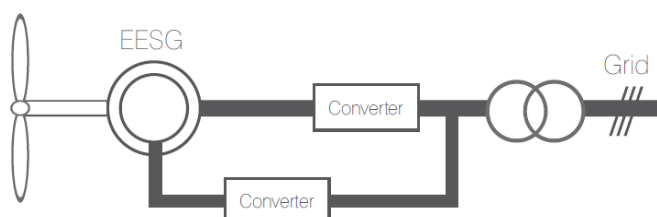


Figura 15 Aerogeradores de acionamento direto com EESG

Fonte: (ABDI, 2014)

Os aerogeradores de acionamento direto com PMSG têm se tornado mais atrativos pela melhoria de desempenho e diminuição dos custos dos ímãs (ABDI, 2014). Essa configuração é equivalente ao EESG, porém com o sistema de excitação substituído por ímãs, elevando a eficiência e a confiabilidade. O tamanho e peso do PMSG também são

menores. A figura abaixo ilustra esta configuração. A WEG e a IMPSA utilizam esta configuração em seus aerogeradores.

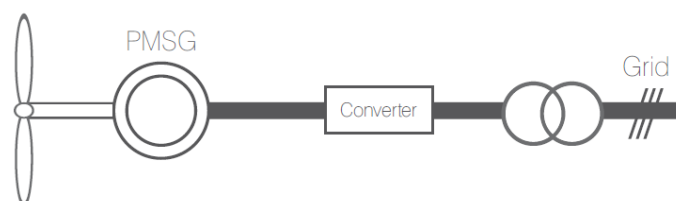


Figura 16 Aerogeradores de acionamento direto com PMSG

Fonte: (ABDI, 2014)

3.2.6 Aerogeradores com velocidade variável e caixa de engrenagem de único estágio

O aumento das potências das turbinas e a diminuição das velocidades têm tornado os geradores de acionamento direto maiores, mais pesados, e mais caros. A busca da compensação entre o tamanho de gerador, que se reflete no custo, e a confiabilidade desenvolveu o conceito de uma caixa de engrenagem de único estágio. No entanto, esse *trade off* combina as desvantagens de uma caixa de engrenagem com um gerador relativamente caro e um conversor de larga escala. A Figura 14 também ilustra o esquema desta configuração. Ela é utilizada pela WinWind.

Outra opção desta topologia é a utilização de um DFIG e um conversor de energia em escala parcial. A potência nominal do conversor é de apenas 30% do sistema, o que oferece um benefício importante em custo e eficiência em comparação com o sistema com conversor de larga escala (Cheng e Zhu, 2014). No entanto, devido ao único estágio, a velocidade do gerador continua baixa e o torque se mantém elevado, fazendo com que o DFIG tenha grandes diâmetros. A Figura 12 também representa esta configuração.

Existem outros tipos de geradores sendo desenvolvidos, como o gerador de indução linear, geradores de relutância comutada e geradores de indução sem escovas (BDFIGs¹⁵), contudo estes ainda não são comuns no mercado (ABDI, 2014).

15 Brushless Doubly Fed Induction Generators

3.2.7 Componentes de um aerogerador e parque eólico

Os aerogeradores de eixo horizontal possuem como principais componentes a torre, as pás, o cubo, a nacele, o gerador e, em algumas topologias, a caixa de engrenagem. A Figura 8, mostrada anteriormente, ilustra esses componentes.

3.2.8 Torre

A torre sustenta a nacele e o rotor, e os posicionam à altura de captação do recurso eólico. As torres são geralmente tubulares, construídas com aço laminado e concreto, ou treliçadas, feitas com aço galvanizado (ABDI, 2014). Há torres feitas de mais de um material, conhecidas como torres (tubulares) híbridas, onde a parte inferior da torre é construída em concreto e a parte superior é feita em aço. A escolha da torre e do material depende essencialmente do custo, da altura do aerogerador, do transporte, da montagem e da manutenção. No Brasil são mais comuns as torres tubulares de aço e as híbridas, utilizadas pela Wobben, porém as feitas totalmente de concreto vêm ganhando espaço no mercado nacional (ABDI, 2014).

3.2.9 Rotor

O rotor é o componente mais crítico do aerogerador, sendo responsável pelo desempenho geral da máquina, incluindo a captura de energia eólica e o controle da turbina (Robinson et al., 2011). O rotor é formado pelas pás, que são comumente três, e o cubo onde elas são fixadas. As pás são perfis aerodinâmicos que interagem com o vento, com o intuito de gerar torque no eixo. Elas são fabricadas em material compósito, como resina epóxi ou poliéster reforçada com fibra de vidro e/ou fibra de carbono (ABDI, 2014). O cubo acomoda as pás e seus sistemas para controle do ângulo de ataque, os sistemas de passo e/ou estol. Esses sistemas de controle oferecem flexibilidade na operação das turbinas eólicas, alterando a direção das pás para limitar a potência, ou manter constante a velocidade da turbina.

3.2.10 Nacele

É uma estrutura situada sobre a torre, geralmente feita em aço, que contém a parte elétrica do aerogerador e outros componentes, como o eixo, a caixa de engrenagem, se utilizada, o gerador, o transformador e sistema direcionamento (*Yaw*). O eixo, construído em aço ou liga metálica de alta resistência (ABDI, 2014), tem como função transferir a energia mecânica da turbina para o gerador. Existindo a caixa de engrenagem, ou multiplicadora, esta se situa entre o rotor e o gerador, e tem como função multiplicar a (baixa) rotação do rotor a fim de alcançar a velocidade de trabalho do gerador. A caixa de

engrenagem precisa de muita manutenção, sendo muito passível de falha. O gerador, por sua vez, transforma a energia mecânica do rotor em energia elétrica. O transformador eleva a tensão de saída do gerador/conversor ao valor da rede à qual o aerogerador está ligado. Há também a opção de instalar o transformador na torre (dentro ou fora dela) ou até no chão ao lado da torre. O sistema de direcionamento existe para alinhar o a face do rotor com o vento.

3.2.11 Parque eólico

O parque eólico é formado pelo conjunto de aerogeradores. Após a definição da localização de cada aerogerador é necessário fazer as bases ou fundações, em concreto armado, que sustentarão as torres dos aerogeradores. Além das bases, e dos aerogeradores, há a necessidade de interligar os aerogeradores através de cabos de média tensão e de comunicação (ABDI, 2014). As conexões são levadas à subestação, que por sua vez possui centros de transformação, inversores, e sistemas de proteção, fazendo a conexão com o ponto de injeção definido. O parque possui também um centro de controle ou edifício de comando onde todo o parque pode ser operado.

4 ESTRUTURA DE PRODUÇÃO, TRANSPORTE E LOGÍSTICA

A cadeia de valor da indústria eólica compreende as seguintes atividades principais: materiais (para construção dos componentes), componentes e subcomponentes (pás, torres, gerador, etc.), transporte de equipamentos, montagem do aerogerador, fornecimento de serviços (logística e operações) e geração de energia (ABDI, 2014).

Os aerogeradores são construídos em diversos tamanhos e configurações, utilizando uma ampla gama de materiais. Os materiais mais relevantes em um aerogerador são o aço, as fibras de vidro e de carbono, as resinas (para compósitos e adesivos), os materiais para o núcleo das pás (geralmente madeira), imãs permanentes, cobre e alumínio (U.S. DoE, 2008). O Aço é o componente com maior presença nos aerogeradores, podendo corresponder a praticamente 90% de seu peso (U.S. DoE, 2008). O aço está presente na torre, no rotor, na estrutura da nacele, nas coroas dos rolamentos do rotor (sistema de passo), no sistema de alinhamento com a direção do vento, no eixo principal, entre outras partes (ABDI, 2014). As fibras de vidro e carbono, as resinas e a madeira balsa formam as pás dos aerogeradores, que podem alcançar 8% do peso do aerogerador. Os imãs permanentes são utilizados dependendo do sistema de conversão elétrica do aerogerador, como os PMSG. Uma das vantagens é eliminar o cobre do rotor do gerador e construir geradores menores e mais leves. O cobre é utilizado no gerador, no transformador, nos maquinários da nacele, na caixa de engrenagem e nos cabos, e pode atingir até quase 2%

do peso do aerogerador. O alumínio é usado no cubo do rotor, na caixa de engrenagem, no transformador, nas carcaças, nos cabos, etc. Existem oportunidades para o aumento do uso do alumínio visando redução de peso dos crescentes aerogeradores, contudo, se devem verificar restrições de custo e requisitos de fadiga e força.

4.1 Transporte e logística

O transporte dos componentes dos aerogeradores vem trazendo preocupação aos fabricantes e aos empreendedores. A principal preocupação é fazer chegar componentes, cada vez maiores, aos seus destinos. Uma restrição é da própria infraestrutura de transporte, que não está preparada para receber este tipo de transporte. Esse problema não acontece somente no Brasil, onde há estradas em estado extremamente precário, mas também nos Estados Unidos, simplesmente por muitas das vias não terem sido planejadas para tal uso (U.S. DoE, 2008).

Vale ressaltar que além das estradas principais, os equipamentos e partes do aerogerador devem passar por estradas locais remotas que levam aonde o melhor recurso se encontra. A restrição da infraestrutura acontece pela complexidade do transporte de peças extremamente grandes (passando os 50m de comprimento) em curvas, túneis e declives. Uma solução adotada para minimizar tais restrições de infraestrutura foi a construção de fábricas de equipamentos e pás próximas aos locais onde se encontram os recursos eólicos.

Outro ponto importante no transporte é a restrição legal ao tamanho e peso das cargas que é imposta por todos os países para circulação de carga em vias, como rodovias e vias férreas, com o objetivo de garantir a segurança daqueles que nelas trafegam. No Brasil, Conselho Nacional de Trânsito (CONTRAN) é o órgão responsável pelas definições das rodovias (DENATRAN, 2016), que por sua vez são responsáveis pelo maior fluxo interno de carga. O fato de haver restrições não significa que alguma carga que exceda os padrões não poderá ser transportada, contudo, caso os limites sejam ultrapassados uma série de requisitos deverão ser atendidos, como a obtenção de autorização especial de trânsito (AET), a necessidade de escolta e a programação de travessia. Além de onerar o transporte, esse tipo de agendamento e burocracia pode ocasionar muitos atrasos à entrega dos equipamentos. Uma solução que os fabricantes passam a adotar é a inclusão destas restrições no dimensionamento nos projetos dos equipamentos.

4.2 Capacidade de produção nacional de aerogeradores

Os fabricantes de aerogeradores podem ser considerados montadores, pois, geralmente, recebem itens fabricados por terceiros, como um gerador, e realizam sua

integração. A montagem final do aerogerador é efetuada no parque eólico, dado que não faz sentido acoplar a torre, as pás e a nacele e enviar o aerogerador completo. Portanto, os fabricantes ficam responsáveis pela montagem da nacele e do cubo do rotor, e posteriormente, a montagem em local definido do parque do aerogerador (ABDI, 2014).

No início do movimento eólico no Brasil era comum a importação praticamente total da nacele e do cubo por parte das montadoras. Os motivos eram a praticamente inexistência de montadoras e produção no país, e que o acesso ao sistema de financiamento mais atrativo, o FINAME, que utiliza recursos do BNDES para financiar a aquisição de máquinas e equipamentos, tinha sua exigência de conteúdo local atendida somente com a fabricação de pás, torres e alguns pequenos itens. As torres e pás, dadas suas grandes dimensões e massa, natureza pouco tecnológica de produção (em comparação à nacele) e elevada representatividade no custo do aerogerador, se tornaram a solução natural para atender os critérios de conteúdo local do FINAME. Em finais de 2012 o BNDES aprovou uma “metodologia específica para credenciamento e apuração do conteúdo local para aerogeradores” (BNDES, 2012), estabelecendo metas físicas. A intenção do BNDES era corrigir a falha da regra anterior e aumentar gradativamente a nacionalização de componentes com alto conteúdo tecnológico e uso intensivo de mão de obra, sofisticando, assim, o parque produtivo nacional e gerando empregos de qualidade. Anteriormente, o BNDES trabalhava com índice mínimo de nacionalização e a partir dessa mudança os fabricantes que desejarem credenciar-se deverão cumprir critérios mínimos de fabricação que vão se tornando mais exigentes a cada marco, iniciando em janeiro de 2013 e tendo como ultimo marco janeiro de 2016.

Para realizar o credenciamento no marco inicial os fabricantes de aerogeradores com caixa multiplicadora deveriam atender ao menos a três dos quatro critérios listados: i) fabricação das torres no Brasil, com pelo menos 70% das chapas de aço feitas no país ou concreto armado de procedência nacional; ii) fabricação das pás no Brasil em unidade própria ou de terceiros, considerando como fabricação o processo pelo qual as matérias-primas (resina, tecido de fibra de vidro, madeira balsa, etc.) são transformadas no produto final acabado e pronto para uso; iii) montagem do cubo no Brasil, com fundido de procedência nacional (fundido, usinado e pintado no país) e iv) montagem da nacele no Brasil, em unidade própria. Para os fabricantes de aerogeradores sem caixa multiplicadora é substituída a exigência de montagem do cubo no Brasil pela fabricação do gerador no país em unidade própria, com núcleo magnético de chapas de aço-silício e bobinas de cobre de procedência nacional.

Após o último marco em janeiro de 2016 as exigências passam a ser: i) fabricação das torres no Brasil, em unidade própria ou de terceiros, com, pelo menos, 60% da quantidade

dos forjados de procedência nacional; ii) fabricação das pás no Brasil, em unidade própria ou de terceiros, com índice de nacionalização mínimo de 60% em peso (nacionalização das matérias-primas); iii) montagem do cubo no Brasil e com alguns componentes fabricados no Brasil; e iv) montagem da nacelle no Brasil, em unidade própria, com, no mínimo, 12 componentes fabricados no Brasil dentre a lista definida.

O FINAME e sua evolução de exigências, juntamente com a sinalização de continuidade da participação eólica nos leilões de energia, tiveram impactos positivos, trazendo para o Brasil alguns dos principais fabricantes de aerogeradores, pás e torres, além de dar oportunidades para fabricantes genuinamente brasileiros. A Tabela 6 ilustra os impactos positivos do FINAME e dos leilões, mostrando os fabricantes de aerogeradores instalados no Brasil em 2014.

Tabela 6 Montadoras de aerogerador no Brasil

Aerogeradores	Local	Capacidade anual
WEG	Jaguará do Sul – SC	200 MW
Wobben (Enercon)	Sorocaba – SP	500 MW
GE	Campinas – SP	1.000 MW
Alstom	Camaçari – BA	400 MW
Gamesa	Camaçari – BA	400 MW
Acciona	Simões Filho – BA	300 MW
Vestas	Aquiraz – CE	400 MW (previstos)

Fonte: (ABDI, 2014)

5 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

5.1 Aspectos técnicos

O recurso eólico é um recurso de natureza variável, dependente de condições climatológicas e geográficas. Portanto, cada localidade pode apresentar regimes de ventos bastante distintos. Esses regimes podem significar presença de velocidades de vento altas e presença de turbulência intensa. Estes dois fatores são fortemente ligados aos esforços submetidos aos aerogeradores ao longo do tempo de vida útil. Portanto, as turbinas eólicas devem ser projetadas para atender as condições específicas de cada localidade. Como forma de garantir a integridade dos aerogeradores, a norma internacional IEC 61400-1 (IEC, 2005b) define quatro classes de projeto, I, II, III e S, onde a primeira classe é associada a maior velocidade de vento, indicando aderência do projeto de aerogerador ao regime de ventos de um determinado local. Cada classe ainda deve ser associada a uma de três categorias de turbulência diferentes, A, B e C, definidas pelo valor da intensidade de

turbulência. A Tabela 7 mostra as características das Classes de aerogeradores de acordo com a IEC 61400-1 (IEC, 2005b).

Tabela 7 Classes de Turbinas (IEC 61400-1)

Classe	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	
A I_{ref} (-)		0,16		Definido pelo fabricante
B I_{ref} (-)		0,14		
C I_{ref} (-)		0,12		

Fonte: (IEC, 2005b)

Na Tabela 7, V_{ref} é a velocidade de referência. A turbina deve ser projetada de forma que resista a climas onde o extremo da velocidade média (medida para o local) de 10 minutos em um período de recorrência de 50 anos seja menor ou igual à V_{ref} . I_{ref} é a intensidade de turbulência de referência. Esta é calculada pela divisão do desvio padrão da velocidade pela média de velocidade.

No Brasil, observando os aerogeradores dos parques vencedores de leilão de energia apresentados na Tabela 8, verifica-se uma tendência ao uso de turbinas das classes II e III, e categoria A (vento turbulento).

Tabela 8 Classes de Turbinas dos Parques Vencedores dos Leilões entre 2010 e 2015

Estado	Classe da Turbina								
	IA	I B	I C	II A	II B	III A	III B	III C	S
Bahia	3%			19%	7%	56%	10%	3%	2%
Ceará				19%	22%	19%	21%		19%
Maranhão							100%		
Paraíba						100%			
Pernambuco		6%		9%	6%	50%			28%
Piauí			2%	8%	2%	75%			13%
Rio Grande do Norte				39%	15%	21%	10%	1%	14%
Rio Grande do Sul	4%			57%	1%	29%	1%		8%
Total	2%	0%	0%	27%	9%	40%	11%	1%	10%

Fonte: EPE

Além da definição das classes de turbinas, a norma IEC 61400-1 (IEC, 2005b) estabelece os requisitos de projeto para aerogeradores de grande porte. Dentre estes, se podem destacar os métodos de avaliação do vento para definição de classe e avaliação estrutural, como cargas aerodinâmicas e outras cargas, e fadiga, requisitos do sistema de controle e segurança, requisitos dos sistemas mecânicos, requisitos dos sistemas elétricos, avaliação de turbina eólica para uma condição específica do local de instalação, requisitos de montagem e instalação, e requisitos de comissionamento, operação e manutenção.

A norma IEC 61400-1 (IEC, 2005b) é a principal norma internacional para projetos de turbinas eólicas, contudo ela é somente a base do conjunto de normas 61400 desenvolvido pelo Comitê Técnico 88 da Comissão Eletrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission - IEC) que estabelece desde requisitos de projetos até a qualidade de energia. As normas do conjunto IEC 61400, além da 61400-1, são:

IEC 61400-2: Turbinas eólicas de pequeno porte (IEC, 2013b). É equivalente a IEC 61400-1, porém voltada para aerogeradores com até 200m² de área varrida (~16m de diâmetro do rotor).

IEC 61400-3: Requisitos de projeto para turbinas eólicas offshore (IEC, 2009). Também é equivalente a IEC 61400-1, porém voltada para aerogeradores instalados offshore.

IEC 61400-4: Requisitos de projeto de caixas de engrenagens (multiplicador de velocidade) (IEC, 2012b). Aplicável a caixas de engrenagens de turbinas eólicas de eixo horizontal com uma potência superior a 500 kW.

IEC 61400-11: Técnicas de medição de ruído acústico (IEC, 2012a). Apresenta procedimentos de medição permitindo caracterização das emissões de ruído de uma turbina eólica.

IEC 61400-12-1 e IEC 61400-12-2: Medições de desempenho de geração (*power performance*) (IEC, 2005c, 2013a). O desempenho das turbinas eólicas é caracterizado pela curva de potência medida e pela produção anual estimada de energia (AEP em inglês). Na IEC 61400-12-1 um anemômetro localizado numa torre de medição localizada entre dois e quatro diâmetros de rotor e “livre” de interferências é utilizado como referência para a curva de potência e a AEP. Já na IEC 61400-12-2, o anemômetro está localizado na nacelle da turbina de teste. A IEC 61400-12-2 é recomendada somente quando a 61400-12-1 não pode ser aplicada. Estas normas são fundamentais para verificações contratuais de desempenho e geração de energia.

IEC 61400-13: Medição de carregamentos mecânicos (IEC, 2015d). Descreve a medição de cargas estruturais fundamentais em aerogeradores com o objetivo de validar o modelo de simulação de carregamentos mecânicos.

IEC TS 61400-14: Declaração do nível de potência sonora aparente (IEC, 2005a). Especificação técnica que define os métodos para a declaração do nível de potência sonora e os valores das componentes tonais emitidos pelas turbinas eólicas.

IEC 61400-21: Medição e avaliação das características de qualidade de energia de aerogeradores conectados à rede (IEC, 2008a). Dado a variabilidade do recurso eólico e as características eletromecânicas dos aerogeradores, a geração eólica pode ocasionar distúrbios na rede elétrica. Ciente destes problemas, a norma estabelece procedimentos de medição e avaliação da conformidade com os requisitos de qualidade de energia. As características de qualidade de energia incluem especificações da turbina, qualidade de tensão (*flicker* e harmônicos), reposta à afundamento de tensão, controle de potência (ativa e reativa), proteção de rede e tempo de reconexão.

Cabe lembrar que no Brasil um parque eólico deve atender aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2010). Neste documento o ONS exige conformidade com as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas e normas internacionais, indicando a aplicação da ABNT NBR IEC 61400-21 (ABNT, 2010), que é a tradução da IEC 61400-21, como o próprio nome indica. Além da conformidade, há exigências de sistemas de proteção e de registro de perturbações, operação em regime de frequência não nominal, geração e absorção de reativos, operação em regime de tensão não nominal, possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de *stall* das pás, controle de harmônicos, requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede básica (*fault ride-through*), entre outras exigências.

IEC 61400-22: Ensaios de conformidade e certificação (IEC, 2010a). Define regras e procedimentos para certificação de turbinas e parques eólicos. Compreende certificação de tipo¹⁶ e certificação de projetos de turbinas eólicas instaladas em terra ou *offshore*. Para que um aerogerador tenha aceitação internacional é fundamental possuir certificados de conformidade. Os certificados são geralmente emitidos por organizações independentes

¹⁶ A certificação de tipo é uma confirmação da conformidade do aerogerador aos requisitos técnicos preestabelecidos e deve ser emitida por um órgão certificador independente.

(sem relação comercial ou financeira com o fabricante) que seguem as normas internacionais estabelecidas, como a IEC 61400-22.

IEC 61400-23: Testes estruturais das pás do rotor em escala real (IEC, 2014a). A norma trata de aspectos relacionados com os testes de uma avaliação da integridade de pás. Os ensaios de carga estática, fadiga, carga estática após testes de fadiga são descritos na norma. A finalidade dos testes é confirmar que, para um nível aceitável de probabilidade, o conjunto da população de pás produzida atenda aos pressupostos de projeto.

IEC 61400-24: Proteção contra descargas atmosféricas (IEC, 2010b). Aplica-se a proteção contra descargas atmosféricas em turbinas e parques eólicos. Define, entre outros requisitos, a proteção de pás, outros componentes estruturais e sistemas elétricos e de controle contra os efeitos diretos e indiretos das descargas atmosféricas.

IEC 61400-25-1 a 6: Comunicações para monitoramento e controle de parques eólicos (IEC, 2006a; b, 2008b, 2010c, 2015b; c). A série define a comunicação para monitoramento e controle de usinas eólicas. O conjunto de normas foi projetado para um ambiente de comunicação baseado no modelo cliente-servidor. A abordagem de modelagem da série IEC 61400-25 foi selecionada para fornecer definições abstratas de classes e serviços de forma que as especificações são independentes de protocolo específico e sistemas operacionais.

IEC TS 61400-26-1 e 2: Disponibilidade baseada no tempo e na geração para aerogeradores (IEC, 2011, 2014b). Com o intuito de definir uma base comum para a troca de informações sobre indicadores de desempenho de aerogeradores entre empreendedores, bancos, fabricantes, consultores, entidades reguladoras, certificadores e outros interessados no negócio de geração de energia eólica, a norma estabelece um modelo de informação para relatar indicadores de disponibilidade e confiabilidade. A especificação técnica define os termos genéricos dos aerogeradores e restrições ambientais na descrição da disponibilidade do sistema e de componentes, da expectativa de vida, das manutenções e dos critérios para determinar intervalos de verificação.

IEC 61400-27-1: Modelos de simulação elétrica para aerogeradores (IEC, 2015a). Especifica modelos genéricos de simulação dinâmica de aerogeradores. Os modelos são descritos de uma forma modular, que pode ser aplicada para futuros conceitos de aerogeradores. O procedimento de validação especificado nesta norma enfoca os testes da IEC 61400-21.

No Brasil a ABNT adotou as normas IEC 61400-1, 61400-12-1 e 61400-21 do conjunto 61400 da IEC e as traduziu para o português.

5.1.1 Papel das eólicas no Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído pelas unidades geradoras responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todos os sistemas regionais do país que estão interligados eletricamente. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (ONS, 2009), sendo considerado um sistema hidrotérmico, dado forte predominância de usinas hidroelétricas (70% da capacidade instalada (CCEE, 2016)), cujo potencial explorado encontra-se majoritariamente longe dos centros de carga. As usinas hidrelétricas, assim como as demais usinas termelétricas, eólicas, fotovoltaicas, etc., que suprem o mercado consumidor de energia elétrica, são integradas aos sistemas de transmissão compondo o SIN. O sistema é coordenado e controlado pelo ONS buscando o ótimo sistêmico, compatibilizando a otimização energética com a segurança e continuidade do abastecimento.

A capacidade instalada está em constante evolução em função, principalmente, do aumento do uso de energia elétrica no país, exigindo a expansão das interligações para garantir a continuidade do atendimento à carga. Exemplo desta evolução é o crescimento da potência instalada total e a grande penetração de parques eólicos no período entre janeiro de 2014 e outubro de 2015 (Tabela 9), cujo crescimento nesse período foi de 177%.

Tabela 9 Evolução da potência instalada no Brasil entre 2014 e 2015

Fonte	Potência Instalada (MW)		Variação
	Janeiro/2014	Dezembro/2015	
Eólica	2.653	8.277	+212%
Hidráulica	97.956	100.601	+3%
Térmicas	20.129	22.079	+10%
Térmica Biomassa	9.484	10.999	+16%
Fotovoltaica	0	21	-
Nuclear	2.007	2.007	0%
Total	132.229	143.985	+8%

Fonte: (CCEE, 2015b, 2016)

Essa crescente participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira demandou o desenvolvimento e aprimoramento da previsão de geração eólica, em virtude da variabilidade e não despachabilidade intrínseca da fonte. A previsão do recurso, com um maior grau de certeza devido à introdução de melhores técnicas e modelos, é de fundamental importância para os processos de programação e despacho do ONS, pois

permite minimizar os impactos no sistema da variação da fonte (ONS, 2015). Outro ponto que preocupa o ONS é o dimensionamento da reserva operativa, a qual permite o atendimento da demanda máxima e mitigações dos impactos das variações de geração das usinas eólicas. A reserva operativa é utilizada para controlar e prevenir erros de previsão de demanda e situações de indisponibilidade não programada. No caso da eólica, acaba por prevenir também os erros de previsão do recurso. Portanto, o binômio previsão-reserva passa a ser cada vez mais importante para a operação com a crescente penetração das eólicas.

O sucessivo aproveitamento da energia eólica, já com vista à instalação de mais de 15GW até 2019, somente pelo mercado regulado, e com quase 90% deste total na região Nordeste (vide Tabela 10), implica em contínuo redimensionamento da Rede Básica¹⁷ dessa região. Isto ocorre dado à necessidade de escoar a energia dos parques já licitados e de fornecer folga ao sistema elétrico de transmissão para conexão de futuros empreendimentos, visto que a maior parte do potencial eólico brasileiro se encontra na região Nordeste e ao fato de que os maiores centros de carga estão presentes nas regiões Sul e Sudeste. Nesse sentido, já foram efetuadas expansões na rede de transmissão, e se realizam contínuos estudos de ampliação sob responsabilidade da EPE. A Figura 17 ilustra a expansão da malha de transmissão, com cerca de 7.300 km de linhas em 500 kVca, que possibilita um incremento de 6.000 MW na capacidade da interligação NE-SE (EPE, 2014).

17 Rede definida e regulamentada pela ANEEL

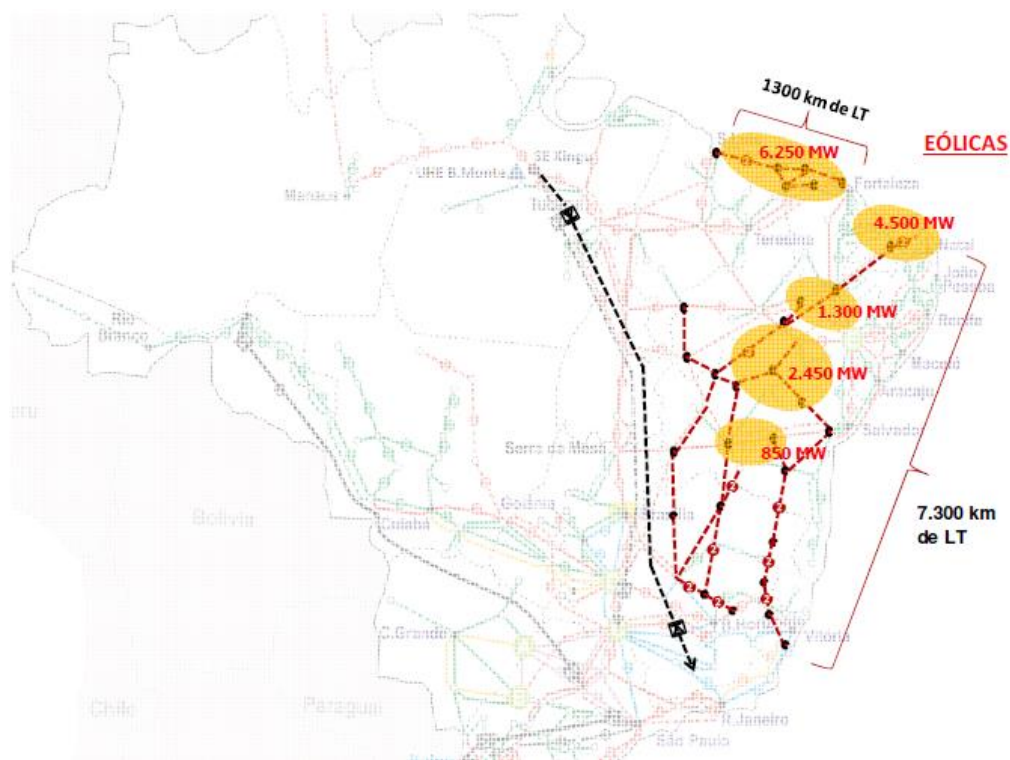


Figura 17 Expansão da malha de transmissão para integração eólica e aumento da interligação NE-SE

Fonte: (EPE, 2014)

Além de aumentar a capacidade das interligações e garantir a conexão de novos parques e outros empreendimentos, como o solar, a expansão da malha de transmissão possibilita um aumento de confiabilidade, criando novas rotas de escoamento de energia.

Tabela 10 Potência eólica vendida por leilão e Estado

Realização	Leilão	Potência Leiloadada por Estado (MW)									
		BA	RN	CE	RS	PI	PE	MA	PB	SE	Total
14/12/2009	02ºLER	390	657	543	186					30	1.806
26/08/2010	02ºLFA	326	817	150	226						1.520
	03ºLER	261	247		20						528
17/08/2011	12ºLEN	266	53	104	492	76	78				1.068
18/08/2011	04ºLER	149	405	175	132						861
20/12/2011	13ºLEN	1150	322	328	120			58			977
14/12/2012	15ºLEN	552			28			202			282
23/08/2013	05ºLER	568	132	113	81	420	192				1.505
18/11/2013	17ºLEN	83		98	327	240	120				868
13/12/2013	18ºLEN	1.001	685	212	152	168	120				2.338
06/06/2014	19ºLEN		84	117	48		302				551
31/10/2014	06ºLER	374	236			78	82				769
28/11/2014	20ºLEN	447	164			225			90		926
27/04/2015	03ºLFA	90									90
21/08/2015	22ºLEN			97		232		210			539
13/11/2015	08ºLER	493	25					30			548
Total		4.648	3.828	1.937	1.811	1.438	894	499	90	30	15.174

Fonte: Elaboração EPE

Atualmente, no sistema hidrotérmico brasileiro, quando ocorrem períodos de condições hidrológicas desfavoráveis as usinas térmicas são despachadas, permitindo menor deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, com o intuito de assegurar o atendimento futuro do sistema (ONS, 2014).

A entrada das usinas eólicas, embora com perfil de oferta variável, apresenta papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que sua geração ajuda no menor esvaziamento dos reservatórios e na redução de usinas térmicas em utilização em períodos de hidrologia desfavorável. Além disso, ainda atuam com alguma complementariedade com a geração hidráulica nos períodos secos de cada ano (ONS, 2014), em especial as usinas eólicas localizadas no Nordeste, visto que o breve histórico indica uma tendência de maior capacidade de geração no período considerado seco para o SIN (maio-novembro). A Figura 18 ilustra a maior incidência de produção no período considerado seco do SIN a partir dos índices eólicos publicados trimestralmente no site da

EPE (EPE, 2016). Cabe destacar que a entrada das eólicas faz parte dos estudos de planejamento da expansão do sistema, elaborados pela EPE, onde é avaliada a sinergia dessa fonte com as demais, para o melhor dimensionamento da necessidade de contratação.

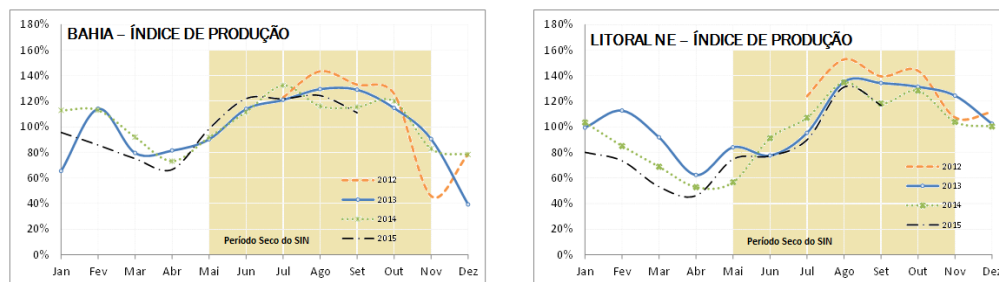


Figura 18 Índices eólicos de produção das regiões da Bahia e Litoral Nordeste

Fonte: Elaboração EPE

5.2 Aspectos econômicos

Os custos de fabricação de aerogeradores e os custos associados caíram substancialmente durante o período de 1980 a 2004, enquanto aumentaram a qualidade e o tamanho dos aerogeradores. Além da melhoria técnica, se pôde observar também uma redução de custos através de economias de escala, resultantes da melhoria contínua do processo de fabricação e métodos de instalação e produtos. A partir de 2004 a tendência de queda de preços nas turbinas eólicas foi interrompida e passou a subir até ter um pico em 2008, fruto de aumentos significativos nos preços dos comódites usados no fabrico dos aerogeradores e, em parte, devido à escassez de turbinas eólicas. Todos queriam aproveitar a promissora energia do vento e incentivos (econômicos) à sua instalação se multiplicavam pelo mundo afora (Liao, 2016; Saidur *et al.*, 2010). Contudo, nos últimos anos volta-se a perceber uma redução/estabilização dos custos dos aerogeradores.

A Figura 19 mostra a evolução dos custos de equipamentos no Brasil, conforme cadastrado efetuado na EPE pelos empreendedores que foram habilitados para concorrer aos leilões de energia. Os equipamentos incluem também a torre, porém o aerogerador é o principal item deste custo. A mensagem mais importante desta figura é a demonstração de uma tendência de diminuição de custos a partir de 2009 e uma estabilização a partir de 2012, ambas alinhadas com as tendências internacionais.

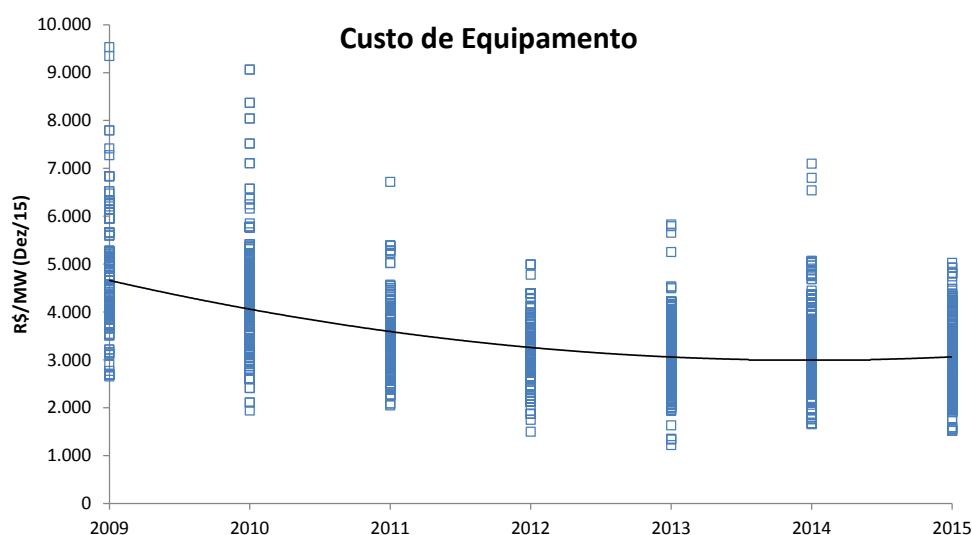


Figura 19 Custos de equipamentos informados pelos empreendedores nos leilões - atualizados pelo IPCA.

Fonte: Elaboração EPE

Os principais custos de um empreendimento eólico podem ser simplificados em quatro itens: ações socioambientais e terreno, equipamentos e obras civis, transmissão e conexão, e outros custos (diretos e indiretos). A Tabela 11, indica a repartição dos custos dos empreendimentos eólicos ao longo dos anos a partir de informações enviadas por empreendedores à EPE.

Tabela 11 Repartição de custos atualizados dos empreendimentos eólicos nos leilões de 2009 a 2015

Custos	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ações Socioambientais e terreno	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%
Equipamentos e Obras Civis	73%	73%	77%	77%	78%	77%	79%
Transmissão e Conexão	12%	12%	10%	11%	11%	11%	10%
Outros Custos	14%	14%	12%	11%	10%	10%	8%

Fonte: Elaboração EPE

Apesar da variação na repartição dos custos ao longo dos anos, os equipamentos (aerogeradores) e obras civis se mantêm como o mais relevante, atingindo praticamente 80% dos custos em 2015. Embora a Tabela 11 mostre a variação das repartições dos custos ao longo dos anos, ela não é capaz de ilustrar a tendência de queda dos custos. Para tal, é apresentada a Figura 20, onde se podem ver os custos atualizados e referenciados ao ano de 2009.

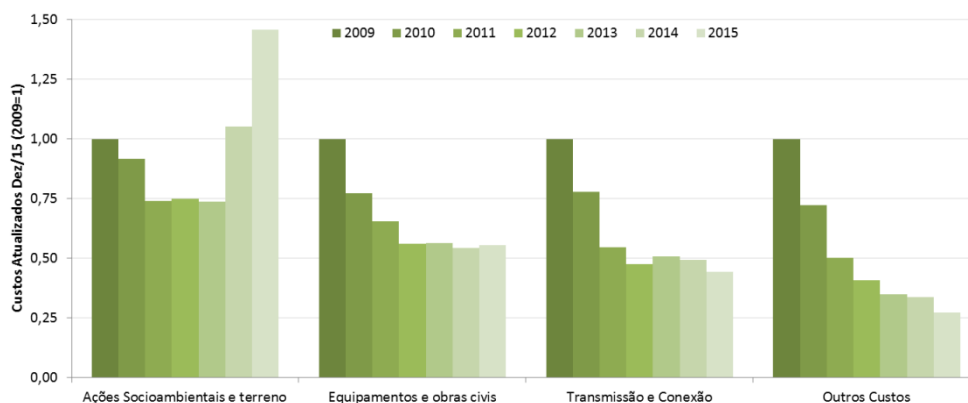


Figura 20 Evolução dos principais custos dos empreendimentos eólicos

Fonte: Elaboração EPE

A queda de custos dos equipamentos tem sido acompanhada pela queda em proporção similar da maior parte dos itens que compõe os custos dos empreendimentos. Na contramão das reduções de custos, as ações socioambientais passaram a exigir maior atenção, com um custo mais que duplicado entre 2009 e 2015. Isto decorre do aumento da complexidade dos estudos e programas socioambientais relacionados ao processo de licenciamento ambiental.

Além dos custos mencionados para a construção do empreendimento eólico, devem ser levados em consideração os custos de operação e manutenção, os custos administrativos, os impostos e encargos setoriais. Os custos de operação e manutenção e os custos administrativos podem atingir 12% da receita bruta (COPEL, 2007). Tal valor é corroborado pelos dados enviados para o leilão.

De forma simplista, o preço da energia ofertado no leilão pode ser visto como a soma de todos os custos do empreendimento eólico, adicionado uma taxa de retorno, que cubra as expectativas do investidor e possibilite o pagamento de seus credores, dividido pela energia gerada pelo empreendimento ao longo de sua vida útil (ou contratual), que gira em torno de 20 anos com um tempo de construção médio de 2 anos. Contudo, vale mencionar que o plano de negócios e seu respectivo fluxo de caixa são de fundamental importância para a real definição do custo da energia. A opção de usufruir de desconto de 50% na TUST e TUSD, a possibilidade de tributação por lucro presumido ao invés de lucro real e a possibilidade de receita extra por usufruto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) pode representar algo em torno de 7 a 11% da receita bruta, gerando um grande impacto no custo da energia.

Como a energia gerada é um fator determinante para uma maior competitividade nos leilões, e maior lucro para os investidores, o fator de capacidade da usina eólica passa a ser um fator de extrema importância. O fator de capacidade é a tradução da capacidade de geração de uma usina no tempo, ou a relação entre o que pode ser gerado, pelo que a usina geraria se funcionasse em plena capacidade (valor instalado) durante todo o período avaliado. A Tabela 12 mostra os fatores de capacidade médios dos empreendimentos vencedores de leilão por Região e Estado.

Tabela 12 Fatores de capacidade médios dos empreendimentos eólicos vencedores dos leilões¹⁸

Região	UF	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Nordeste	BA	0,49	0,47	0,55	0,50	0,56	0,56	0,63
	CE	0,45	0,48	0,51		0,57	0,63	0,58
	MA			0,62	0,63			0,54
	PB						0,67	
	PE			0,50		0,57	0,58	
	PI			0,55		0,61	0,61	0,57
	RN	0,50	0,49	0,53		0,57	0,55	0,71
	SE	0,38						
	Total	0,48	0,48	0,53	0,60	0,57	0,58	0,60
Sul	RS	0,42	0,45	0,44	0,42	0,49	0,54	
Total	Total	0,47	0,48	0,51	0,58	0,56	0,58	0,60

Fonte: Elaboração EPE

De acordo com a Tabela 12, se pode observar que a distribuição dos empreendimentos eólicos se situa no Nordeste e Sul do Brasil, e têm, na sua maioria, um fator de capacidade acima de 0,38, alcançado 0,71. A média do fator de capacidade dos empreendimentos de todos os leilões é 0,53. Para fins de certificação e contabilização este valor deve ser transformado para uma probabilidade de ocorrência de 90% e decrescido de taxas de indisponibilidade, reduzindo-se, em média, em 10 pontos percentuais, sendo algo próximo de 0,43. Estes altos fatores de capacidade são um dos principais motivos da competitividade da energia eólica no Brasil. A título de exemplo, os valores médios globais

¹⁸ Considerando o valor de energia anual com probabilidade de ocorrência igual ou superior a 50% (P50)

de fator de capacidade oscilam em torno de 0,28 (GWEC, 2014). O crescimento da competitividade da energia eólica no Brasil se traduz nos preços da energia contratada desta fonte ao longo dos anos e dos programas, como pode ser observado na Figura 21. Nela, encontram-se os preços atualizados da energia contratada desde o PROINFA até o último leilão ocorrido em 2015.

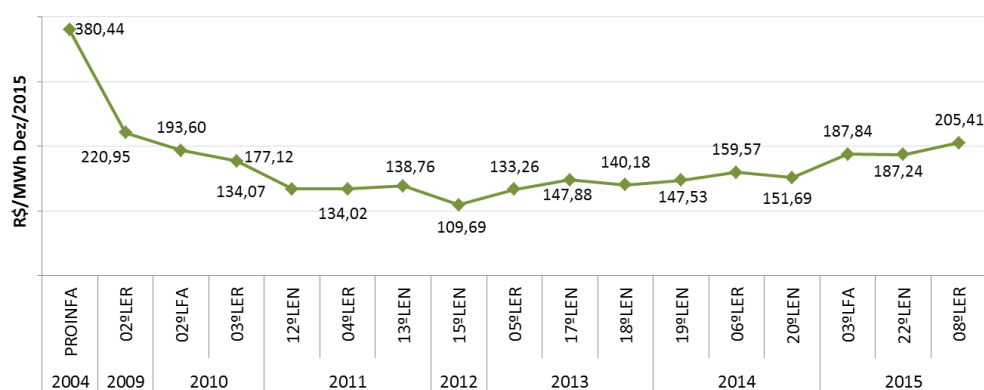


Figura 21 Evolução dos preços da energia contratada em valores correntes¹⁹

Fonte: (Brasil, 2004; CCEE, 2015a)

Desde o programa de incentivos até o 15º LEN, observou-se uma queda gradativa dos preços. A partir do 5º LER se iniciou um processo de estabilização dos preços da energia eólica que durou até fins de 2014. Em 2015 os preços tiveram um aumento substancial, que pode ser atribuído às novas condições de mercado pós-eleições e nova percepção de risco dos investidores.

Em função dos aspectos econômicos mencionados, a Tabela 13 apresenta uma faixa de custo nivelado (LCOE) da geração eólica *onshore* no Brasil. O custo nivelado, sem a consideração de opções de tributação, custos de financiamento e encargos de transmissão, foi estimado entre R\$ 93/MWh e R\$ 174/MWh.

¹⁹ O preço do Proinfa é a média dos Valores Econômicos da Tecnologia Específica da Fonte Eólica (Brasil, 2004)

Tabela 13 Valores utilizados para cálculo do custo nivelado

Itens	Valor ²⁰
Custo de Investimento (R\$/kW) ²¹	2600-5600
Custo O&M Fixo (R\$/kW/ano) ²²	85
Custo de O&M variável (R\$/MWh)	0
Potência Típica (MW)	30
Vida útil (anos)	20
Tempo de construção (anos)	2
Fator de Capacidade Médio (%)	43
Taxa de Desconto (% a.a.)	8
Custo Nivelado (R\$/MWh)	93 – 174

Fonte: Elaboração EPE

6 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

6.1 Considerações iniciais

O aproveitamento da energia eólica tem crescido substancialmente nos últimos anos no Brasil e no mundo. Em parte, isso é fruto de uma tendência global de se cambiar a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis para alternativas que não emitam gases de efeito estufa e, portanto, ajudem na mitigação das mudanças climáticas (IPCC, 2011). Dentre as opções com essa característica, a eólica se apresenta entre as mais competitivas.

Como mostrado no item 3, o Brasil detém um potencial expressivo de energia eólica, o que garante uma perspectiva de que essa fonte mantenha o crescimento e ganhe cada vez mais espaço na matriz elétrica nacional no futuro.

Neste item 6, veremos que a energia eólica é uma fonte que traz consigo uma série de benefícios e vantagens socioambientais, mas também tem suas limitações e não está

²⁰ Valores em Reais atualizados para dezembro de 2015 de acordo com o IPCA

²¹ Média dos investimentos declarados à CCEE para empreendimentos vencedores dos leilões de 2015 (CCEE, 2016)

²² 12% da média da receita bruta dos empreendimentos vencedores dos leilões de 2015 (CCEE, 2016; COPEL, 2007)

isenta de impactos negativos. Tais impactos devem ser gerenciados, buscando-se evitá-los sempre que possível, ou por meio de soluções de mitigação que minimizem os efeitos sobre os ecossistemas e as pessoas.

Vale lembrar que, mesmo sendo considerada comparativamente uma fonte de baixo impacto ambiental, as usinas eólicas passam pelo processo de licenciamento ambiental e devem realizar estudos para avaliar os impactos socioambientais e as medidas de mitigação ou compensação necessárias para que o projeto possa ser considerado viável. Dependendo do local e do porte do empreendimento as usinas podem passar por processos de licenciamento simplificados. Há, entretanto, normas que obrigam que usinas planejadas em locais como formações dunares ou locais importantes para reprodução de aves, entre outros locais sensíveis, passem pelo processo mais rigoroso de licenciamento, exigindo-se a elaboração de EIA/Rima²³.

6.2 Benefícios

A geração de energia através da fonte eólica é em geral benéfica para a sociedade e meio ambiente pois, entre outros benefícios, é uma fonte renovável, limpa e com custo bastante competitivo. Como é feita a conversão direta da energia do vento, não há processos de combustão e, assim, não há emissões de gases poluentes como o material particulado ou óxidos de enxofre, e tampouco de gases de efeito estufa (GEE) ou resíduos tóxicos. As emissões de GEE no ciclo de vida da geração eólica são estimadas em no máximo 90 g CO₂eq/kWh, enquanto do carvão podem ultrapassar 1.750 g CO₂eq/kWh e da geração oceânica 20 g CO₂eq/kWh, as fontes de geração que mais e menos emitem, respectivamente. Mesmo a necessidade de gerir a variabilidade da fonte eólica e suas consequências para a matriz não minimizam os benefícios da fonte em evitar emissões de GEE (IPCC, 2011). A geração eólica também não exige consumo de água para resfriamento.

Outros benefícios característicos desse tipo de geração residem na possibilidade de compatibilização do uso do solo com outros usos, como a agricultura e a criação de gado, permitindo a coexistência dessa nova atividade com atividades tradicionais, o que diminui a interferência na dinâmica sociocultural local. Por outro lado, a injeção de investimentos em localidades economicamente estagnadas pode fomentar a economia e trazer benefícios locais.

23 Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental

Quando comparada a fontes de energia tradicionais, a implantação de parques eólicos se dá de forma rápida e, se associada a boas práticas ambientais, permite que a interferência com a flora e com a fauna, além da população local, sejam pequenas e passíveis de serem mitigadas e compensadas de forma eficiente. Outra característica de sua construção é que não há grande mobilização de mão de obra, evitando que um grande número de trabalhadores gere transtornos significativos nas localidades que receberiam essas pessoas.

Outro ponto positivo é que com o desenvolvimento e ampliação da indústria nacional que serve de base para a energia eólica há também o aumento da oferta de empregos no país, estejam eles ligados direta ou indiretamente a essa atividade.

6.3 Principais impactos e medidas de mitigação

6.3.1 Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

A geração eólica tem sido considerada, comparativamente, uma fonte de baixo impacto ambiental negativo. No entanto, segundo a Resolução Conama 462/2014 (Brasil, 2014), deixam de ser considerados de baixo impacto ambiental empreendimentos eólicos que se localizam: 1) em formações dunares e áreas úmidas; 2) no bioma Mata Atlântica e impliquem em supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração; 3) na Zona Costeira e que impliquem em alterações significativas de suas características naturais; 4) em zonas de amortecimento de Unidades de Conservação de proteção integral; 5) em áreas importantes para aves migratórias; 6) em locais em que o empreendimento venha a causar impactos socioculturais diretos que impliquem inviabilização de comunidades; 7) em áreas de ocorrência de espécies ameaçadas de extinção e áreas de endemismo restrito.

Em 2009, o Ministério do Meio Ambiente (MMA) havia conduzido uma pesquisa com órgãos licenciadores de empreendimentos eólicos e os principais impactos potenciais relacionados com essa fonte listados foram: impactos sobre a fauna, sobre a paisagem, sobre o uso do solo e ruído (excluindo-se os impactos das obras sobre as características físicas do solo, que, por serem pontuais e comuns às demais tipologias de empreendimento tratadas neste documento não merecerão discussão específica).

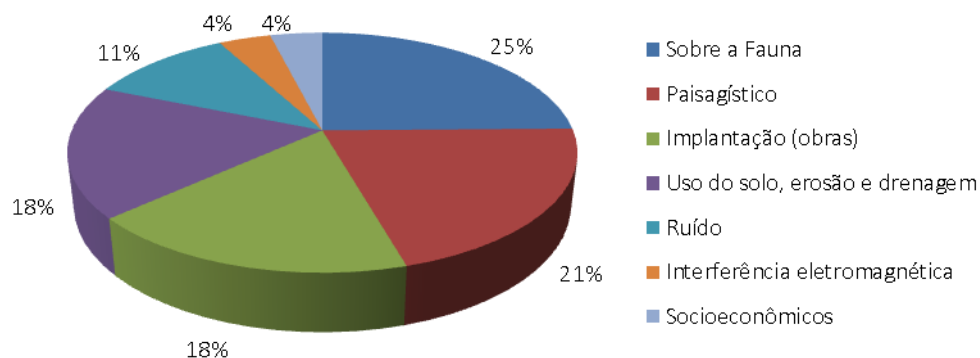


Figura 22 Potenciais impactos associados a empreendimentos de geração eólica.

Fonte: MMA, 2009

Portanto, são conhecidos os impactos socioambientais associados tanto à construção quanto à operação de parques eólicos. A literatura aponta especialmente: interferência na flora e fauna por alteração na cobertura vegetal; a interferência direta na fauna alada por colisão com as pás dos aerogeradores; perturbação no trânsito durante o transporte dos componentes dos aerogeradores; aumento na demanda por serviços e infraestrutura; alteração na organização social; produção de ruído; alteração na paisagem e aumento da dinâmica econômica. Ressalta-se que a relevância dessas interferências varia com as características regionais e locais dos sítios de implantação dos parques eólicos.

Durante a construção, a fauna e a flora são prejudicadas pela perda e alteração de habitat, principalmente com a retirada da cobertura vegetal nativa, caso a construção não seja realizada em uma área antropizada. Também pode ocorrer efeito barreira ao acesso dos animais a habitats estratégicos, como sítios de reprodução ou alimentação específicos. Planejar a locação do parque, das estradas e das linhas de transmissão associadas, bem como a disposição dos aerogeradores e evitar a supressão da vegetação são as melhores formas de minimizar estes impactos, cujos efeitos devem ser monitorados. A recuperação de áreas degradadas também pode se constituir em medida mitigadora alternativa. Particularmente os parques offshore, comuns na Europa e em partes dos EUA, podem interferir negativamente na fauna aquática pelo ruído gerado, especialmente durante a construção. Por outro lado, as bases dos aerogeradores funcionam como recifes artificiais, onde há incrustação de organismos marinhos.

A colisão de aves com as pás dos aerogeradores é comumente registrada e tem levantado preocupações acerca do impacto desta fonte sobre espécies migratórias. No Brasil, os parques eólicos têm sido instalados principalmente nas regiões nordeste e sul, que possuem importantes rotas e áreas de descanso para aves migratórias de longas distâncias, inclusive aquelas protegidas por acordos internacionais. Por isso,

empreendimentos eólicos localizados em áreas de concentração ou rotas de aves migratórias no Brasil devem ser submetidos a estudos mais detalhados para o Licenciamento Ambiental, conforme estabelecido na Res. Conama 462/2014 (Brasil, 2014) e publicado pelo Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres (CEMAVE/ICMBio, 2014), vide Figura 23. O Cemave ainda recomenda, como medidas de mitigação, uso de luzes intermitentes e estruturas tubulares nas torres, desligamento automático ou manual das turbinas em caso de aproximação de bandos de aves, evitar a instalação de parques em paisagens naturais, recolhimento de carcaças próximas aos aerogeradores para evitar a atração de aves carniceiras, dentre outras recomendações regionais específicas.

Restringir as atividades construtivas a épocas fora do pico de reprodução das aves também pode reduzir impactos. Considerando a estrutura das torres, as treliçadas, que estavam associadas a uma maior mortalidade de aves, não têm sido utilizadas nos aerogeradores instalados no Brasil e sim torres tubulares. Por outro lado, houve uma tendência nos últimos 20 anos de aumento da altura das torres (algumas ultrapassam os 100 m de altura) e do comprimento das pás, o que tem sido associado ao crescimento na mortalidade das aves.

Aumentar a largura das pás, bem como pintá-las, pode reduzir as fatalidades de aves por torná-las mais visíveis. A iluminação noturna possui potencialmente efeito atrativo e pode ser prejudicial e por isso é recomendada a iluminação intermitente. Com relação à parada automática de turbinas pela proximidade de aves, um programa de paradas seletivas utilizando 10 parques na Espanha reduziu 50% das mortes, diminuindo apenas 0,07% da geração (Lucas, de *et al.*, 2012), indicando que é possível atingir uma situação ótima de geração combinada à minimização expressiva de impactos.

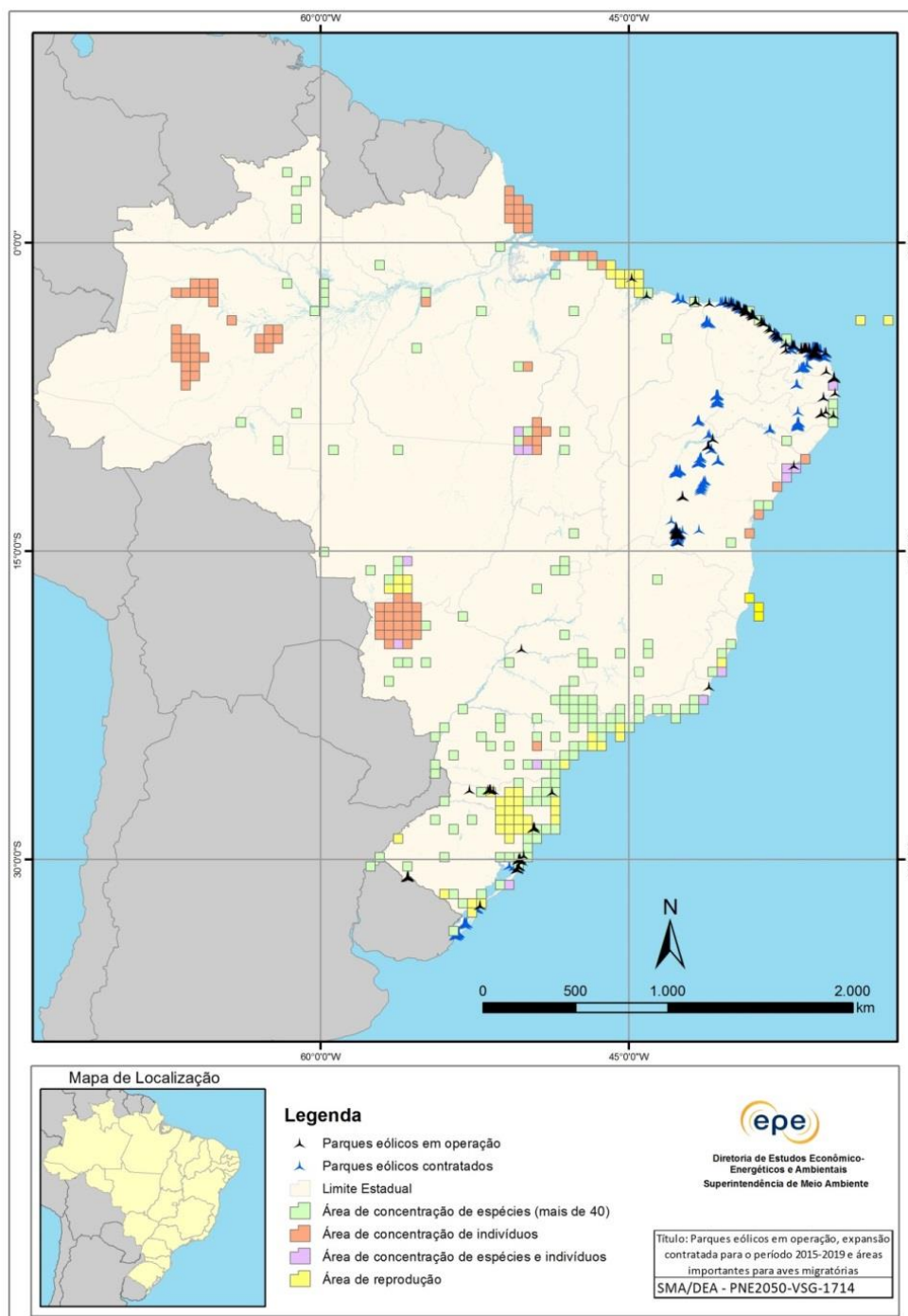


Figura 23 Parques eólicos em operação, expansão contratada para o período 2015-2019 e áreas importantes para aves migratórias

Fonte: ANEEL 2015; CEMAVE, 2016

Frequentemente, morcegos também morrem pelo impacto direto com as pás ou por sofrerem barotrauma ao se aproximarem das turbinas, em torno das quais há uma queda abrupta na pressão. Aerogeradores instalados em topos de morro ou terrenos inclinados tendem a apresentar maior mortalidade desses animais, bem como as torres mais altas. Como medidas de mitigação direcionadas especificamente aos morcegos, além do planejamento da localização dos aerogeradores, pode-se mencionar que há iniciativas para desenvolvimento de turbinas cujo design aumente as chances de que morcegos consigam detectar sua presença e evitar a colisão. Ressalta-se que a efetividade de qualquer medida mitigadora direcionada à fauna depende do conhecimento dos habitats e espécies presentes na área em que se pretende instalar o empreendimento (Dai *et al.*, 2015).

As interferências sobre a socioeconomia estão relacionadas com uma nova dinâmica instaurada, que traz, em especial na etapa da construção, o aumento do fluxo automotivo local, podendo exigir a abertura de novas vias de acesso para passagem do equipamento, especialmente das pás, e da chegada dos trabalhadores ao local. Para mitigar esses impactos, devem-se redimensionar os equipamentos públicos e outros serviços sociais de forma a não prejudicar a população local.

Apesar da mão de obra ser relativamente pequena e por um curto período de tempo, a nova dinâmica pode interferir na organização sociocultural já estabelecida no local, trazendo novos elementos e, eventualmente, desestabilizando os vínculos identitários.

A poluição sonora é uma questão relevante tanto na fase de construção quanto na operação dos parques eólicos. A produção de ruído na construção é transitória, ao contrário da operação dos aerogeradores, que vem sendo objeto de estudos, com avanços principalmente no design industrial, que visa melhorar a aerodinâmica das pás e minimizar o ruído do conjunto aerogerador quando em movimento.

De fato, o desenho da lâmina é a chave para redução de ruído aerodinâmico, mas outras modificações nas turbinas podem também contribuir. Quanto mais largos os rotores, haverá tendência de que o ruído aerodinâmico predomine sobre o mecânico. Por outro lado, em turbinas com rotores de diâmetro maior que 20 metros o ruído mecânico predomina (Sacramento, Zukowsk Junior e Valdés, 2013). No entanto, as caixas de engrenagem mais modernas possuem peças modificadas para garantir força, estender a vida útil do equipamento e reduzir ruído. Turbinas sem caixa de engrenagem ou componentes mecânicos de alta velocidade podem operar mais silenciosamente. Além disso, turbinas de velocidade variável emitem menor ruído com ventos a baixa velocidade que turbinas de velocidade constante.

Outra maneira de evitar problemas induzidos por ruído é instalar o parque eólico próximo a áreas já ruidosas. Geralmente os governos recomendam distanciamento entre parques eólicos e habitações e em alguns casos a distância é em função de alguma característica dos aerogeradores (altura total, diâmetro do rotor ou altura da torre). No Brasil, a Resolução Conama 462/2014 (Brasil, 2014), em sua proposta de Termo de Referência para Estudos de Impacto Ambiental, solicita estudo específico sobre ruído para parques a serem instalados a 400 m de residências isoladas ou comunidades.

A implantação de parques eólicos em locais de grande beleza cênica e/ou em lugares turísticos é outro tema relevante. O maior questionamento reside na poluição visual imposta pelo conjunto dos aerogeradores ao local, em especial quando esse local sofreu poucas interferências humanas ao longo do tempo. Uma das formas de evitar essa interferência está na busca por sítios já antropizados ou áreas onde haja pouco interesse turístico. Há que se considerar que, em alguns sítios, a presença de parques eólicos acabou por exercer efeito contrário e com aspecto positivo, já que os aerogeradores passaram a ser objeto de curiosidade e acabaram levando visitantes a lugares anteriormente ermos. Outra medida possível é a utilização de projetos arquitetônicos que contemplem a redução do impacto visual dos aerogeradores, como a pintura das pás, cinturões verdes, entre outros.

A dinâmica econômica pode sofrer intensificação com a construção de parques eólicos. Apesar de, comparativamente, o número de trabalhadores necessários para a construção de um parque eólico seja menor do que o de projetos hidroelétricos ou o de plantas térmicas, há uma movimentação no mercado de trabalho e dinamização da economia local. Este impacto positivo é mais expressivo nas regiões de baixo desenvolvimento socioeconômico aonde vêm sendo instalados parques eólicos no Brasil. Se por um lado a geração de novos postos de trabalho seja positiva, muitas vezes a chegada de empreendimentos de geração de energia suscita expectativas elevadas quanto ao aumento de ofertas de emprego na região, o que nem sempre acontece para a geração eólica, já que a mão de obra necessária para a construção e montagem dos parques eólicos exige uma maior especialização.

Pode-se dizer que na cadeia de produção de energia eólica, os empregos estão mais concentrados nas indústrias que fabricam os componentes dos aerogeradores e que a necessidade de mão de obra nos parques é maior na ocasião da sua construção, ou seja, estes últimos são postos de trabalho temporários. Ainda assim, há a necessidade de se desenvolver programas e centros de qualificação educacional e profissional que visem o aproveitamento da mão de obra local seja na construção (quando há maior demanda) ou na operação dos parques eólicos. Outros impactos positivos frequentemente citados

dizem respeito ao aumento de renda para o arrendatário da área onde serão construídos os parques, além do aumento da arrecadação de tributos relacionados à geração de energia.

Conforme estabelecido como premissa norteadora deste capítulo, há impactos considerados relevantes na escala local do Licenciamento Ambiental ou que são comuns a outras fontes de energia e que não foram tratados aqui, como: o risco associado ao desprendimento de pás de aerogeradores e queda sobre comunidades de entorno; queda ou incêndio de aerogeradores e possíveis consequências para comunidades de entorno e vegetação; efeito estroboscópico; erosão e interferência sobre a drenagem do solo.

Não se pode negligenciar a importância de uma abordagem mais abrangente do conjunto de empreendimentos que considere eventuais cumulatividades ou sinergias de impactos entre empreendimentos eólicos próximos, preocupação refletida no Art. 14 da Resolução Conama 462/2014. Neste artigo, os incisos 1 e 2 estabelecem, respectivamente: a necessidade de considerar o impacto ambiental de todo o complexo eólico nos processos individuais de licenciamento de parques de um mesmo complexo; e que os estudos para licenciamento de novos parques eólicos cuja área de influência tenha sobreposição com a área de influência de outro parque ou complexo mais adiantado no licenciamento deverão considerar impactos cumulativos e sinérgicos do conjunto de parques ou complexos.

A Tabela Anexa A consolida os principais impactos e medidas de mitigação associadas à geração eólica.

6.4 Desafios e gestão

O crescimento rápido da participação desta fonte na matriz elétrica brasileira demanda cuidados para que isto ocorra com sustentabilidade ambiental, econômica e social. A experiência com a implantação dos empreendimentos eólicos no Brasil gerou uma série de discussões que culminaram com a publicação da Resolução Conama 462/2014 (Brasil, 2014). Esta resolução representou um avanço no marco regulatório relacionado ao Licenciamento Ambiental ao estabelecer critérios para distinguir empreendimentos eólicos de baixo impacto ambiental daqueles com maior potencial de impacto exigindo, com isso, estudos mais aprofundados e audiências públicas nestes casos. A Resolução também trouxe aprimoramentos para os documentos e procedimentos do Licenciamento Ambiental, ao determinar quais informações mínimas deveriam constar das licenças e estabelecer alguns procedimentos. Isto tende a trazer maior transparência e dinamismo ao processo, tornando mais eficiente também o cadastramento e habilitação de projetos para os Leilões de Energia.

Uma oportunidade de aprimoramento que poderia otimizar as ações para sustentabilidade da geração eólica seria a sistematização de informações socioambientais geradas no âmbito do Licenciamento Ambiental dos empreendimentos. Informações ambientais sistematizadas a partir de estudos científicos também são importantes, como aquelas consolidadas no Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil (CEMAVE, 2016; Figura 23). No entanto, vale ressaltar que além do mapeamento de habitats sensíveis, devem ser considerados os impactos locais da fonte eólica sobre a biota. Por exemplo, aves de médio e grande porte como aves de rapina e papagaios, bem como morcegos, que apresentam risco de colisões, não ficam restritos aos ambientes sensíveis apontados pela Resolução e devem ser estudados e monitorados, demandando gestão por parte dos empreendedores, órgãos licenciadores e instituições de pesquisa.

Nesse sentido, recomenda-se que a elaboração/revisão de atlas eólicos estaduais em curso considere o mapeamento de ambientes sensíveis, como áreas de endemismo, rotas migratórias e áreas protegidas, bem como descreva outras características locais e regionais que confirmem sensibilidade, mesmo que não sejam passíveis de mapeamento. Dessa forma, antecipa-se para os empreendedores e órgãos licenciadores questões relevantes ao Licenciamento Ambiental.

Sob o ponto de vista social, o principal desafio está relacionado à instalação de empreendimentos eólicos próximos a áreas urbanas. Nesse sentido, o desenvolvimento de componentes (rotores, caixas de engrenagem e pás) que minimizem a produção de ruído.

Por fim, o estabelecimento de uma cooperação internacional que promova troca de experiências acerca de medidas mitigadoras poderia trazer resultados em direção à eficiência de mitigação com a menor perda possível na geração de energia elétrica.

Portanto, fica clara a necessidade de cooperação entre as diversas esferas do poder público, a sociedade e empreendedores em busca de sistematização de informações e avanços tecnológicos que permitam o desenvolvimento sustentável da fonte.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O crescimento da participação dos recursos renováveis intermitentes na matriz de energia elétrica brasileira, tais como o eólico e o solar, contribui para o surgimento de problemas de estabilidade e garantia de abastecimento. Isto se deve à natureza variável de suas fontes, que não permitem que a geração seja igual à capacidade instalada disponível a todo o momento, e sim uma função da presença e intensidade de suas fontes, como a presença de ventos e sua velocidade momentânea.

As dificuldades de integração do recurso eólico encontram-se na variabilidade e previsibilidade do vento, fazendo com que a energia eólica seja um recurso de baixa confiabilidade para o sistema no atendimento da carga (MWH, 2009). A Figura 24 ilustra o problema mostrando a probabilidade de variação da geração em uma hora para um parque eólico na Bahia. A figura foi elaborada com a simulação da geração com um ano de medições anemométricas e as respectivas curvas de potência das máquinas instaladas no parque. Ela indica que a maior parte das ocorrências é de variações de geração de até 27,5% da potência instalada, dado que a soma das probabilidades das variações entre -27,5 e +27,5 corresponde a aproximadamente 97%. Contudo, pode-se observar, apesar da baixa probabilidade de ocorrência, variações horárias de geração de até 65% da potência instalada.

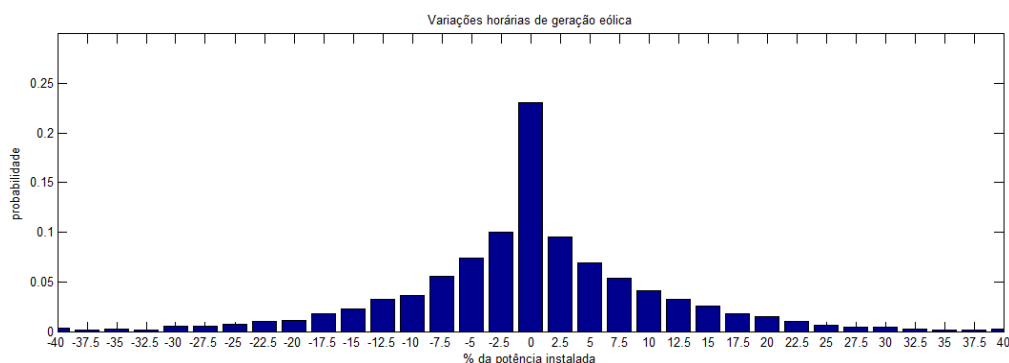


Figura 24 Probabilidade de variação horária da geração eólica de um parque na Bahia

Uma opção discutida na literatura para reduzir a variabilidade de energia eólica é a dispersão geográfica de parques eólicos (Drake e Hubacek, 2007). Argumenta-se que parques localizados em diferentes regiões tendem a sofrer diferentes fenômenos climáticos e, portanto, têm diferentes regimes de ventos (EPE, 2013). Caso estes diferentes regimes de vento se reflitam em baixas correlações da geração, a agregação destas gerações não correlacionadas, ou pouco correlacionadas, faria com que o desvio da média do somatório das gerações fosse menor que o desvio das médias das gerações individuais, em outras palavras, uma menor variação horária da geração. De fato, a baixa correlação entre algumas regiões, juntamente com uma média/alta correlação dentro de regiões, acontece no Brasil, e a redução da probabilidade de variação da potência gerada pela eólica pode ser observada quando são agregados parques distribuídos pelo Brasil. A Figura 25 ilustra a probabilidade de variação da geração eólica em uma hora no nordeste do Brasil para um total de 54 parques distribuídos entre o Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia. Ela indica que a maior parte das ocorrências de variações de geração, considerando o grupo, passa a ser de até 10% da potência instalada (97% do tempo), chegando a um

máximo de 20%. Valores substancialmente menores que os encontrados para um único parque.

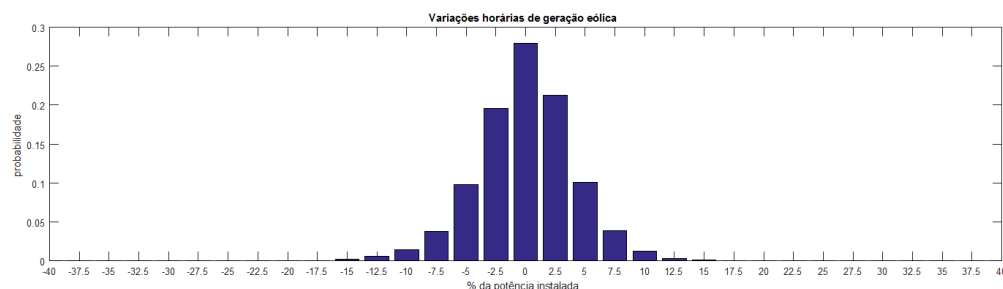


Figura 25 Probabilidade de variação horária da geração eólica no nordeste do Brasil

Vale ressaltar que no processo de agregação de parques se verificou uma saturação na diminuição da variação de geração eólica, indicando a necessidade de novas regiões, com baixa ou negativa correlação com as utilizadas, para se atingir maiores reduções na variação horária.

Se uma geração eólica que se comporta como indicado na Figura 25 tiver 10 GW instalados, isto pode representar uma perda ou aumento de geração de 875 MW em uma hora, o equivalente a mais de 3 usinas de Balbina entrando ou saindo do sistema em 1 hora (ANEEL, 2015). Isto ainda pode ser agravado pela variação em horas consecutivas, como indicado pela Figura 26, onde as máximas variações de geração em horas consecutivas são exibidas para o mesmo conjunto de 54 parques analisados. Nessa figura se percebe que, considerando o avançar do tempo, a necessidade de reserva operativa pode chegar a valores como 60% da potência instalada. Isto mostra que à medida que a penetração de eólica cresce, e apesar das vantagens da diversificação geográfica, a necessidade de reserva operativa no sistema também aumenta, pois apesar da redução da ocorrência de eventos extremos com o agrupamento, estes ainda podem ocorrer e o sistema deve estar preparado para suprir as eventuais baixas gerações de energia. Uma maior necessidade de reserva operativa pode ser minimizada com uma melhoria na previsão do recurso, contudo a previsão somente auxilia a segurança da operação do sistema, ainda sendo necessária a existência de uma reserva para atender os eventos extremos.

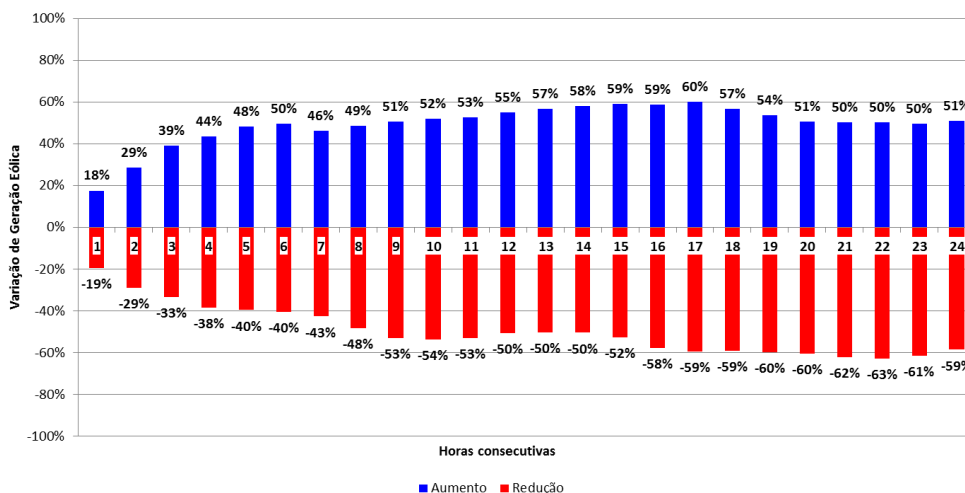


Figura 26 Máxima variação da geração eólica em horas consecutivas

Outro ponto importante que surge com uma grande penetração de renováveis intermitentes é a possibilidade de haver mais energia por elas gerada do que o sistema é capaz de absorver em um determinado momento. Isto leva a um possível corte de geração e consequente desperdício de energia e dinheiro (Haydt *et al.*, 2011).

Turbinas a gás e hidroelétricas tradicionais podem fornecer flexibilidade do lado da geração, variando em curto espaço de tempo suas capacidades. A utilização, somente destas soluções, com a finalidade de viabilizar as renováveis intermitentes, poderá permitir uma continua utilização de combustíveis fósseis. Outro ponto importante é a possibilidade do desperdício de energia quando não houver consumo suficiente. Nesse caso, se só houver inclusão de geração flexível, pode haver a possibilidade de mesmo com elas desligadas ou em stand by, a geração de renováveis ser maior que a demanda, necessitando de corte de geração, e assim, excedente de energia.

Algumas possibilidades surgem para o problema da flexibilidade da geração para além de somente acrescentar unidades capazes de variar sua geração e atender a carga. Como exemplo há a maior interconexão entre sistemas, que permite receber energia em momentos de déficit e exportar em momentos de extrema produção; o acréscimo de unidades de armazenamento energético, onde sua função natural é transitar entre carga e geração, através da absorção de potencial excesso de geração durante os períodos de menor carga e da devolução de tal energia (menos perdas) em momentos de alta demanda, fornecendo capacidade firme e energia derivada de fontes renováveis e intermitentes; e a flexibilização da demanda, onde se pode introduzir um mercado ou mecanismo capaz de fazer parte da carga, ou uma nova carga, responder às necessidades

do sistema, saindo em momentos de menor capacidade de geração e retornando em horas de fartura de geração (Ayodele e Ogunjuyigbe, 2015; Denholm, 2011).

No Brasil, atualmente, a integração da energia eólica no SIN é imposta às instalações hidroelétricas existentes e às linhas de transmissão (ONS, 2014). As hidroelétricas, além de regularem o sistema, funcionam como energia de base. Já as linhas de transmissão atuam para escoar a energia entre subsistemas. O novo papel das hídricas como acompanhamento da geração renovável intermitente, para além do seu papel de acompanhamento da carga (e do erro de previsão de carga), coloca em questão dois pontos principais: a até que ponto se pode alterar a geração e a operação das hidroelétricas para garantir grandes penetrações de renováveis, e qual seu novo valor neste contexto?

Com o crescente aumento da demanda no Brasil, e a crescente penetração de renováveis intermitentes, surge a necessidade de aumento de reserva (que pode não ser atendida pelas hídricas), a possibilidade de uma possível sobregeração do recurso eólico em determinados momentos, e a necessidade de expansão das linhas de transmissão. Tais fatos podem levar a um decorrente aumento dos custos do sistema, emissões e uso de combustíveis fósseis. Um exemplo é o que ocorre na Alemanha, onde há uma sobrecapacidade instalada (em relação ao pico de demanda) e uma maior utilização das térmicas como reserva. Estas passaram a operar em longos períodos em “stand by”, em menores espaços de tempo em plena carga, e com baixa eficiência total (Morris, 2014). Além do problema de baixa eficiência, há ainda o problema de operação de usinas térmicas, que consiste ligar, desligar e acompanhar a carga em curto espaço de tempo, afetando os custos de operação e manutenção, visto que muitas dessas unidades, apesar de oferecem alguma flexibilidade de operação, não foram projetadas e orçadas para operar de tal forma. Surge também o problema de remuneração, dado que, dependendo da modalidade de contrato, a redução no número de horas de despacho de uma usina térmica, dado maior despacho renovável, interferirá no seu retorno e viabilidade financeira (Ueckerdt, Brecha e Luderer, 2015).

Unidades com capacidade de operar como reserva e com rápida atuação, ou unidades que possam garantir potência podem ser altamente desejáveis para aumentar a flexibilidade do sistema com muitas renováveis intermitentes. Uma maneira de viabilizar tal geração pode ser através de mercados de capacidade, onde uma quantidade suficiente de capacidade de geração flexível estaria disponível para servir o sistema (Cochran *et al.*, 2012). Isso pode incentivar geradores com características específicas, ou que não teriam mais vantagem vendendo somente energia, a participar do mercado.

O uso de Usinas Hidroelétricas Reversíveis (UHR) para atender a exigência de reserva pode aumentar a eficiência do sistema, melhorar a absorção de energia eólica, e reduzir as emissões de CO₂ (menor uso de térmicas), pois são capazes de estocar excessos gerados durante períodos de muito vento e/ou pouca demanda e, posteriormente, descarregar essa energia quando necessário (Black e Strbac, 2007). Essas usinas poderiam também ser viabilizadas através de mercados de capacidade.

Outra forma de viabilizar UHRs, ou outro tipo de armazenamento que possa dar flexibilidade ao sistema é através da gestão de geração de renováveis (Zach, Auer e Lettner, 2012). Essencialmente, a gestão da geração pode ser descrita como uma forma de “suavizar” ou “firmar” a geração variável/intermitente das renováveis em diferentes escalas de tempo. A Figura 27 mostra a ideia básica por trás da aplicação da gestão da geração. Nela pode-se observar um dia de geração eólica onde a geração acima de 0,75 p.u. é armazenada para posterior utilização nas horas em que a geração é menor que o valor definido, mudando assim a visão do sistema em relação à geração variável para uma geração constante.

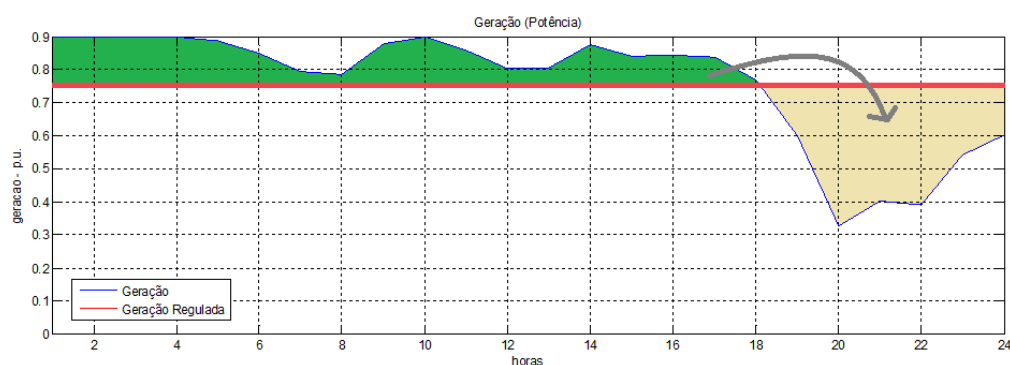


Figura 27 Gestão da geração de um dia da fonte eólica: Firmando a geração intermitente em um patamar diário

O papel crescente de fontes renováveis intermitentes, como a energia eólica, provoca preocupações sobre a confiabilidade do sistema e levanta a questão de o quanto esses recursos podem contribuir para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, diminuir as emissões de carbono no setor elétrico e aumentar a diversidade de geração. São muitos os desafios à plena integração das fontes intermitentes, sendo o principal o atendimento à carga em todos os momentos dado a natureza não controlável destes recursos. Contudo, uma série de possibilidades surge para auxiliar sua inserção, como a ampliação da transmissão, o armazenamento de energia, a gestão de carga, a mudança de operação das atuais usinas, a flexibilização da carga, entre outras. Neste contexto, o importante a considerar é a necessidade de compreender o tamanho do problema, o valor de cada

opção dentro das características e limitações de cada sistema, e a importância do planejamento energético visando contemplar o melhor conjunto de soluções mantendo as premissas de funcionamento dos sistemas elétricos (como confiabilidade, modicidade tarifária e universalização do atendimento).

8 REFERÊNCIAS

- ABDI. Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil. Brasil: ABDI, 2014.
- ABEEÓLICA. Boletim de Dados - Julho 2015. São Paulo: ABEEólica, jul. 2015. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>.
- ABNT. ABNT NBR IEC 61400-21 Turbinas eólicas - Parte 21: Medição e avaliação das características da qualidade da energia de aerogeradores conectados à rede, 22 out. 2010. Disponível em: <<http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=80346>>. Acesso em: 27 jan. 2016
- AMARANTE, O. A. C. *et al.* Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.
- _____. Estado da Bahia Atlas do Potencial Eólico, 2002.
- ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- _____. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>>. Acesso em: 29 jun. 2015.
- AYODELE, T. R.; OGUNJUYIGBE, A. S. O. Mitigation of wind power intermittency: Storage technology approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 44, p. 447–456, abr. 2015.
- BERGEY, K. H. The Lanchester-Betz limit (energy conversion efficiency factor for windmills). *Journal of Energy*, v. 3, n. 6, p. 382–384, 1 nov. 1979.
- BLACK, M.; STRBAC, G. Value of Bulk Energy Storage for Managing Wind Power Fluctuations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 22, n. 1, p. 197–205, mar. 2007.
- BNDES. Regras para o credenciamento e financiamento de aerogeradores - BNDES. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Credenciamento_de_Equipamentos/credenciamento_aerogeradores.html>. Acesso em: 1 fev. 2016.
- BRASIL. Convênio ICMS 101/97. CONFAZ. Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*. 18 dez. 1997, Sec. 1, p. 174.

- ____. Resolução nº 24, de 5 de Julho de 2001. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Fica criado o Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA no território nacional. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 6 jul. 2001, Sec. 1, p. 5.
 - ____. Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. de Abril de 2002, Sec. 1, p. 2.
 - ____. Lei nº 10.762, de 11 de Novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nº 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 11 dez. 2003, Sec. 1, p. 127.
 - ____. Portaria nº 45, de 30 de março de 2004. Ministério de Minas e Energia. Chamada Pública para compra de energia elétrica no âmbito do PROINFA. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. de abril de 2004, Sec. 1, p. 53.
 - ____. Lei nº 11.488, de 15 de Junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI; e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 15 jun. 2007, Sec. 1, p. 2.
 - ____. Resolução nº 462. CONAMA. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 24 jul. 2014, Sec. 1, p. 96.
 - ____. Lei nº 13.203, de 8 de Dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 12 set. 2015, Sec. 1, p. 2.
- BUTLER, L.; NEUHOFF, K. Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. *Renewable Energy*, v. 33, n. 8, p. 1854–1867, Agosto 2008.
- CAILLÉ, A. *et al.* 2007 Survey of Energy Resources. United Kingdom: World Energy Council, 2007. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.481.5707&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 3 ago. 2015.
- CAMARGO-SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS. Atlas eólico: Bahia. 1. ed. Curitiba: Camargo Schubert, 2013.

- CCEE. Resultado consolidado dos leilões - 03/2015. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_347805>.
- . InfoMercado - Dados Gerais - 2014CCEEE, , 3 dez. 2015b. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_347582>. Acesso em: 28 jan. 2016
- . InfoMercado - Dados Gerais - 2015CCEEE, , 27 jan. 2016. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_347583>. Acesso em: 28 jan. 2016
- CEMAVE/ICMBIO. Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de Aves Migratórias no Brasil. Cabedelo, PB: ICMBio, 2014.
- CHENG, M.; ZHU, Y. The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review. *Energy Conversion and Management*, v. 88, p. 332–347, Dezembro 2014.
- COCHRAN, J. *et al.* Integrating variable renewable energy in electric power markets. [s.l.] NREL, 2012. Disponível em: <<http://www.uvig.org/wp-content/uploads/2013/01/53732.pdf>>. Acesso em: 7 maio. 2015.
- COPEL. Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólico-elétricos. Curitiba: LACTEC, 2007.
- COUTURE, T. D. *et al.* Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. [s.l.] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 1 jul. 2010. Disponível em: <<http://www.osti.gov/scitech/biblio/984987-policy-maker-guide-feed-tariff-policy-design>>. Acesso em: 12 fev. 2016.
- DAI, K. *et al.* Environmental issues associated with wind energy – A review. *Renewable Energy*, v. 75, p. 911–921, mar. 2015.
- DENATRAN. DENATRAN - Departamento Nacional de Trânsito. Disponível em: <<http://www.denatran.gov.br/contran.htm>>. Acesso em: 1 fev. 2016.
- DENHOLM, P. Consequences of high penetration renewables. *In: Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability*. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. p. 594–607.
- DRAKE, B.; HUBACEK, K. What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms?—A risk portfolio approach. *Energy Policy*, v. 35, n. 8, p. 3999–4008, ago. 2007.
- ELETROBRÁS; CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS; FUNDAÇÃO PADRE LEONEL FRANCA. Atlas do Potencial Eólico Nacional, 1988.
- ELETROBRÁS-CONSULPUC. Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional, 1979.
- EPE. Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico: Recursos Energéticos. Rio de Janeiro: EPE, Agosto 2013.

- ___ Expansão das Interligações N-SE e NE-SE para Atender a Cenários Extremos de Exportação das Regiões N e NE – Concepção Inicial de Alternativas: Estudos para a Expansão da Transmissão. Rio de Janeiro: EPE, outubro 2014.
- ___ Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 2 fev. 2016.
- EUROPEAN PARLIAMENT; COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. DIRECTIVE 2001/77/EC. On the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. Official Journal of the European Communities. 27 out. 2001, Sec. 283, p. 33.
- ___ Directive 2009/28/EC. On the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC (Text with EEA relevance). Official Journal of the European Communities. 23 abr. 2009, Sec. 140, p. 16.
- GWEC. Global Wind Energy Outlook 2014. [s.l.] GWEC, 2014. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf>. Acesso em: 9 set. 2015.
- ___ Global Wind Report 2014 - Annual market update. Brussels, Belgium: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2014-annual-market-update/>>.
- HAYDT, G. *et al.* The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models. *Renewable Energy*, v. 36, n. 11, p. 3068–3074, nov. 2011.
- IEC. IEC TS 61400-14 Wind turbines - Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values, mar. 2005a.
- ___ IEC 61400-1 Wind turbines - Part 1: Design requirements, ago. 2005b.
- ___ IEC 61400-12-1 Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, dez. 2005c.
- ___ IEC 61400-25-1 Wind turbines - Part 25-1: Communications for monitoring and control of wind power plants - Overall description of principles and models, dez. 2006a.
- ___ IEC 61400-25-5 Wind turbines - Part 25-5: Communications for monitoring and control of wind power plants - Conformance testing, dez. 2006b.
- ___ IEC 61400-21 Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, ago. 2008a.
- ___ IEC 61400-25-4 Wind turbines - Part 25-4: Communications for monitoring and control of wind power plants - Mapping to communication profile, ago. 2008b.
- ___ IEC 61400-3 Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines, fev. 2009.

-
- ___ IEC 61400-22 Wind turbines - Part 22: Conformity testing and certification, maio 2010a.
 - ___ IEC 61400-24 Wind turbines - Part 24: Lightning protection, jun. 2010b.
 - ___ IEC 61400-25-6 Wind turbines - Part 25-6: Communications for monitoring and control of wind power plants - Logical node classes and data classes for condition monitoring, nov. 2010c.
 - ___ IEC TS 61400-26-1 Wind turbines - Part 26-1: Time-based availability for wind turbine generating systems, nov. 2011.
 - ___ IEC 61400-11 Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques, nov. 2012a.
 - ___ IEC 61400-4 Wind turbines - Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes, dez. 2012b.
 - ___ IEC 61400-12-2 Wind turbines - Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry, mar. 2013a.
 - ___ IEC 61400-2 Wind turbines - Part 2: Small wind turbines, dez. 2013b.
 - ___ IEC 61400-23 Wind turbines - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades, abr. 2014a.
 - ___ IEC TS 61400-26-2 Wind turbines - Part 26-2: Production-based availability for wind turbines, jun. 2014b.
 - ___ IEC 61400-27-1 Wind turbines - Part 27-1: Electrical simulation models - Wind turbines, fev. 2015a.
 - ___ IEC 61400-25-2 Wind turbines - Part 25-2: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information models, jun. 2015b.
 - ___ IEC 61400-25-3 Wind turbines - Part 25-3: Communications for monitoring and control of wind power plants - Information exchange models, jun. 2015c.
 - ___ IEC 61400-13 Wind turbines - Part 13: Measurement of mechanical loads, dez. 2015d.
- IPCC. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2011.
- IRENA; CEM. Renewable Energy Auctions - A Guide to Design. Abu Dhabi: IRENA, 2015. Disponível em: <<http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=603>>.
- KALDELLIS, J. K.; ZAFIRAKIS, D. The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. Renewable Energy, v. 36, n. 7, p. 1887–1901, jul. 2011.

- LIAO, Z. The evolution of wind energy policies in China (1995–2014): An analysis based on policy instruments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 464–472, Abril 2016.
- LUCAS, M. DE *et al.* Griffon vulture mortality at wind farms in southern Spain: Distribution of fatalities and active mitigation measures. *Biological Conservation*, v. 147, n. 1, p. 184–189, mar. 2012.
- MORRIS, C. Reality check: massive overcapacity on German power market. *German Energy Transition*, 2014. Disponível em: <<http://energytransition.de/2014/04/reality-check-massive-overcapacity-on-german-power-market/>>. Acesso em: 7 ago. 2014
- MWH. Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest. United States: MWH, ago. 2009.
- ONS. O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede: visão geral: Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro: ONS, 8 maio 2009. Disponível em: <<http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/be4c5a1e96b00ff083257635000041e4/dfd86be228a97dc0832576310044f04f?OpenDocument>>.
- . Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão: Procedimentos de Rede. Rio de Janeiro: ONS, 16 set. 2010.
- . Plano da Operação Energética 2014/2018: PEN. Rio de Janeiro: ONS, 2014.
- . Resultados Técnicos em 2014 - A Operação Elétrica. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/RA2014_ONS/a-opera%C3%A7%C3%A3o-el%C3%A9trica.html>. Acesso em: 28 jan. 2016.
- REN21. Renewables 2015 Global Status Report. France: REN21, 2015. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>>.
- RINGEL, M. Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. *Renewable Energy*, v. 31, n. 1, p. 1–17, jan. 2006.
- ROBINSON, M. *et al.* Wind energy. *Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability*, p. 396, 2011.
- SACRAMENTO, A. A. O. DO; ZUKOWSK JUNIOR, J. C.; VALDÉS, J. C. Meio ambiente e a utilização de turbinas eólicas. *Revista Brasileira de Energia*, v. 19, n. 1, p. 61–75, 2013.
- SAIDUR, R. *et al.* A review on global wind energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, p. 1744–1762, Setembro 2010.
- SUTHERLAND, H. J.; BERG, D. E.; ASHWILL, T. D. A retrospective of VAWT technology. Sandia Report No. SAND2012-0304, 2012.
- TESTER, J. W. *et al.* Sustainable Energy: Choosing Among Options. USA: MIT Press, 2005.

- UECKERDT, F.; BRECHA, R.; LUDERER, G. Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems. *Renewable Energy*, v. 81, p. 1–10, set. 2015.
- U.S. DOE. 20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply. [s.l.] EERE Publication and Product Library, Washington, D.C. (United States), 1 jul. 2008. Disponível em: <<http://www.osti.gov/scitech/biblio/1216732-wind-energy-increasing-wind-energy-contribution-electricity-supply>>. Acesso em: 1 fev. 2016.
- . How a Wind Turbine Works. Disponível em: <<http://www.energy.gov/articles/how-wind-turbine-works>>. Acesso em: 17 ago. 2015.
- WISER, R. *et al.* 2013 Wind Technologies Market Report. United States: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA (US), 15 ago. 2014. Disponível em: <<http://www.osti.gov/scitech/biblio/1163270>>. Acesso em: 19 ago. 2015.
- ZACH, K.; AUER, H.; LETTNER, G. Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies: Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy. Vienna: Institute of Energy Systems and Electrical Drives - Energy Economics Group (EEG), mar. 2012.

Solar

1 INTRODUÇÃO

A energia proveniente do Sol vem sendo apropriada pelo homem ao longo de toda sua história. Através dele, por exemplo, são supridas necessidades básicas de aquecimento, iluminação e alimentação (via fotossíntese e cadeias alimentares). No entanto, o uso do Sol como fonte direta para a produção de eletricidade é relativamente recente, datando de meados do século passado. Com esta finalidade, distinguem-se duas tecnologias de geração, que serão abordadas ao longo deste documento: a fotovoltaica, que consiste na conversão direta da luz em eletricidade; e a heliotérmica, que é uma forma de geração termelétrica, na qual um fluido é aquecido a partir da energia solar para produzir vapor.

As duas tecnologias combinadas representam uma parcela pequena da matriz energética global, mas merecem destaque especial pelas suas perspectivas positivas. A rápida expansão da capacidade instalada nos últimos anos, atrelada à forte redução de custos; o imenso potencial técnico de aproveitamento; e o fato de não emitirem poluentes durante sua operação, fez com que o mundo voltasse sua atenção para a energia solar como alternativa de suprimento elétrico. De fato, várias entidades (GREENPEACE INTERNATIONAL; GWEC; SOLARPOWER EUROPE, 2015; IEA, 2014a, 2014b; SHELL, 2013) têm apontado em seus estudos de longo prazo parcela significativa da geração elétrica total proveniente de geração fotovoltaica e heliotérmica.

Dessas duas tecnologias, a fotovoltaica é a que vem conquistando mais mercado nos últimos anos, representando 98% da capacidade instalada entre as duas fontes em 2014 (REN21, 2015). A trajetória dessa tecnologia pode ser dividida em quatro fases: inicialmente, as células fotovoltaicas eram utilizadas em aplicações espaciais (primeira fase). Na década de 1970, como consequência das crises do petróleo, a fotovoltaica começou a se viabilizar economicamente no atendimento de áreas terrestres isoladas, utilizada em conjunto com baterias (segunda fase). No final da década de 1990, alguns países lançaram programas de estímulo à geração fotovoltaica conectada à rede, em conjunto com o pagamento de tarifas-prêmio pela energia gerada por esses sistemas. Tais medidas levaram a uma forte redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, viabilizando ao longo da década atual o terceiro estágio de desenvolvimento: paridade tarifária na

geração distribuída. Esse estágio deve ser alcançado na maior parte do mundo até 2020 (BREYER; GERLACH, 2013). A última fase de desenvolvimento começa a se materializar atualmente, com a energia fotovoltaica se tornando competitiva com fontes convencionais de energia na geração centralizada. Estima-se que esse estágio se realize principalmente nos meados da próxima década.

Com sistemas em operação por mais de 35 anos (HEINEMANN et al., 2011), a geração fotovoltaica se mostra como uma tecnologia robusta para atendimento elétrico. No entanto, a falta de conhecimento tecnológico em energias renováveis, por parte de todos os agentes, inclusive consumidores, prejudica sua maior inserção (KARAKAYA; SRIWANNAWIT, 2015; NEGRO; ALKEMADE; HEKKERT, 2012). O desafio de entender e mensurar os riscos desses ativos faz com que os bancos, por exemplo, tenham dificuldades em financiar projetos de geração fotovoltaica, em especial de geração distribuída. Portanto, a disseminação do conhecimento em energias renováveis é uma importante medida para que esses parceiros invistam nessas tecnologias (OVERHOLM, 2015).

Do ponto de vista de sua integração, a inserção em massa de geração fotovoltaica, assim como eólica, introduz novos desafios no sistema elétrico. A necessidade de o sistema estar sempre em equilíbrio entre oferta e demanda significa que o operador deve ter condições de lidar com as súbitas variações das fontes intermitentes. Logo, será necessário adaptar o sistema elétrico para acomodar esse tipo de geração. Essa modernização deve vir acompanhada de aprimoramentos na regulação, de modo que seja construído um ambiente favorável para a realização de investimentos na modernização das redes e em serviços ancilares.

A heliotérmica, por outro lado, por se tratar de uma planta termelétrica, apresenta maior inércia na geração, sendo menos suscetível às variações da irradiação. Além disso, apresenta como vantagem a maior facilidade de funcionar com armazenamento ou em conjunto com outra fonte de *back-up*, o que permite sua operação depois que o sol se põe. No entanto, essa fonte não teve uma redução de custos tão acentuada como a fotovoltaica nos últimos anos, permanecendo ainda como uma das renováveis mais caras (REN21, 2015). Esse fator acaba dificultando sua expansão nas matrizes energéticas.

O Brasil está situado numa região com incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição favorece elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional. Adicionalmente, a proximidade à linha do equador faz com que haja pouca variação na incidência solar ao longo do ano. Dessa forma, mesmo no inverno pode haver bons níveis de irradiação. Essas condições conferem ao país algumas vantagens para o aproveitamento energético do recurso solar.

No país, o aproveitamento do Sol para geração elétrica esteve historicamente ligado à geração fotovoltaica. No final do século passado o Brasil começou a desenvolver programas de eletrificação rural fazendo uso dessa tecnologia. Mas somente na década atual é que ela começou a ganhar abrangência nacional, com a regulamentação da geração distribuída conectada à rede e a realização de leilões específicos para sua contratação na forma de plantas centralizadas.

O sistema de leilão customizado associado à contratação de longo prazo, não apenas viabiliza o financiamento dos projetos, mas também induz os geradores a reduzir os seus preços. Dessa forma, espera-se que, à semelhança da energia eólica, os preços também caiam para patamares competitivos nos próximos anos. Adicionalmente, esse modelo de negócios, em conjunto com as políticas de conteúdo local que estão sendo implementadas no país, deve trazer segurança aos investidores no desenvolvimento da indústria nacional fotovoltaica.

Nesse contexto, o presente estudo busca caracterizar o aproveitamento elétrico da energia solar no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico, industrial, social e ambiental. Dentre outras coisas, o trabalho apresenta o potencial dessa fonte no país, os custos e benefícios envolvidos no seu aproveitamento, os aspectos socioambientais e as oportunidades industriais que o Brasil pode aproveitar com o desenvolvimento desse mercado em solo brasileiro.

2 PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DO USO DA ENERGIA SOLAR

2.1 Panorama mundial

A fonte solar representou uma parcela de apenas 1%¹ do total da energia elétrica produzida no mundo em 2014 (SOLARPOWER EUROPE, 2015). No entanto, o uso das tecnologias para geração elétrica que utilizam o Sol como fonte tem crescido substancialmente nos últimos anos, especialmente a fotovoltaica, que passou de 3,7 GWp²

1 Esse percentual desconsidera a geração heliotérmica. No entanto, sua contribuição pode ser desprezada pelo fato da heliotérmica representar apenas 2% da capacidade solar instalada total em 2014.

2 Wp é a potência nominal dos módulos fotovoltaicos, que indica a potência do sistema testado em laboratório em STC (Standard Test Conditions: irradiação de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25°C (RÜTHER, 2004)).

para 177 GWp, entre 2004 e 2014 – crescimento anual de 47% (REN21, 2015). Esse crescimento foi promovido por generosos subsídios à fonte, principalmente em países europeus, em especial a Alemanha, na última década (PILLAI, 2015). Porém, a Europa foi deixando de liderar o número de instalações a partir do momento em que reduziu os incentivos. Dessa forma, vindo sendo observada uma transferência da liderança no número de instalações para países asiáticos, principalmente a China (Figura 1).

O aumento na capacidade instalada também se traduziu em um aumento nos investimentos³. Em 2014, estima-se que tenham sido investidos cerca de 150 bilhões de dólares em energia solar – 55% do total investido em energias renováveis no mesmo ano (FRANKFURT SCHOOL-UNEP; BNEF, 2015).

O uso da energia fotovoltaica esteve inicialmente voltado às aplicações espaciais – em satélites, por exemplo. Posteriormente, a tecnologia passou a ser alternativa para o atendimento de locais isolados, funcionando em conjunto com baterias (sistemas *off-grid*). No século XXI, no entanto, foi quando se observou um grande salto na utilização desta tecnologia, sendo aplicada em sistemas conectados à rede (*on-grid*), tanto de forma distribuída (pequenas unidades residenciais e comerciais), como centralizada (grandes plantas geradoras). Atualmente, a tecnologia ainda é utilizada em sistemas isolados⁴, porém, a capacidade instalada conectada à rede supera 99% do total (IEA PVPS, 2014).

3 A redução no preço da tecnologia ao longo dos últimos anos contribuiu para que em alguns períodos houvesse a redução no montante de investimentos anual. No entanto, entre 2004 e 2014 houve um crescimento de 29% a.a. nos investimentos (FRANKFURT SCHOOL-UNEP; BNEF, 2015).

4 Estimativas apontam que a China instalou 500 MWp em sistemas isolados em 2013. A Índia, por outro lado, prevê instalar 2 GWp até 2017. Esses números mostram que a energia fotovoltaica é uma solução competitiva para atender locais onde não há acesso à rede elétrica (IEA PVPS, 2014).

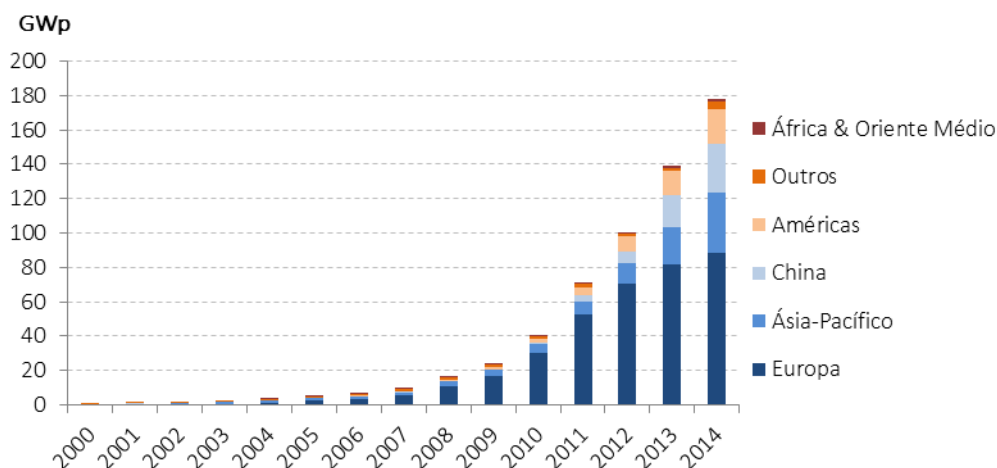


Figura 1 Evolução da capacidade fotovoltaica acumulada.

Fonte: (EPIA, 2014; IEA PVPS, 2015).

No início da década passada, em função da maior atratividade econômica, a maior parte da potência instalada era em sistemas de geração distribuída. Com a queda nos custos observada nos últimos anos, a geração fotovoltaica começou a surgir como alternativa de geração centralizada. Dessa forma, observa-se, desde 2007, uma tendência no aumento da participação de usinas fotovoltaicas no total da capacidade instalada mundial (Figura 2).

A heliotérmica, por sua vez, desde o princípio esteve majoritariamente dependente de aplicações de grande escala, dificultando sua disseminação. As primeiras plantas comerciais foram instaladas nos anos 1980. Na década seguinte, a fonte passou por um período de 15 anos de estagnação (1991 a 2005). Em 2006, a Espanha e os EUA voltaram a investir na fonte, porém, atualmente, o mercado de energia heliotérmica é bem inferior que o da fotovoltaica, somando 4,4 GW em 2014 (REN21, 2015, p. 21).

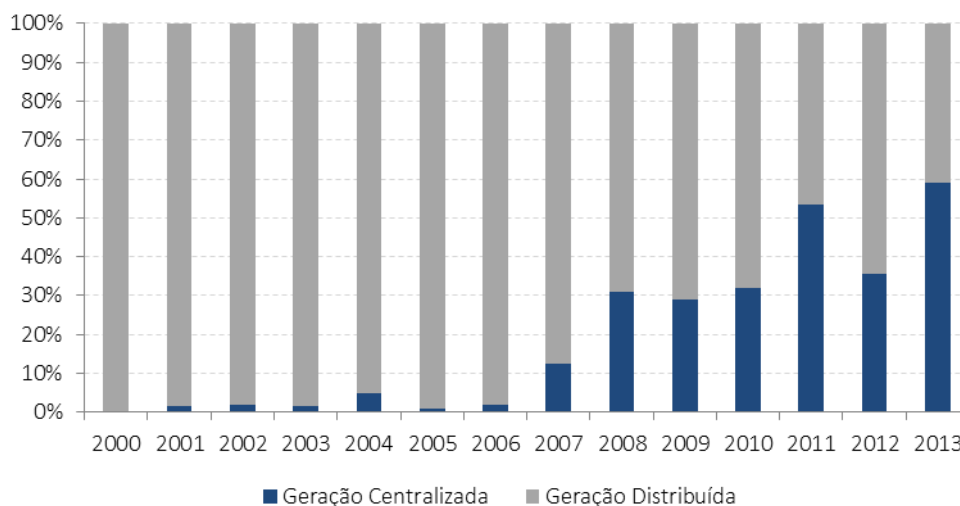


Figura 2 Distribuição da capacidade instalada anual, por tipologia.

Fonte: (IEA PVPS, 2014).

A maior parte das plantas em operação está localizada na Espanha (2,3 GW). No entanto, nos últimos o país deixou de investir na fonte. Em 2014, quatro projetos entraram em operação, totalizando 0,9 GW. Esses projetos foram implementados apenas nos EUA e Índia. Ao final de 2014, outros projetos em fase de construção foram observados no Marrocos (510 MW), África do Sul (300 MW) e China (50 MW) (REN21, 2015).

2.2 Contexto Político e Regulatório

A inserção da energia fotovoltaica nos últimos anos foi baseada em diferentes modelos de negócios e esquemas regulatórios, majoritariamente apoiados por medidas de incentivo⁵ (em 2013, estima-se que tenham sido destinados US\$ 45 bilhões em subsídios à geração fotovoltaica (IEA, 2014c)). Entre os esquemas, destacam-se:

- **Tarifa prêmio:** Consiste na compra da energia gerada por um valor fixo por kWh (geralmente superior às tarifas das distribuidoras), através de contratos de longo prazo (15 a 20 anos).

⁵ Cabe salientar que o uso de subsídios está presente não somente na energia solar, ou renováveis. Em 2013, estima-se que foram destinados US\$ 548 bilhões aos combustíveis fósseis. No mesmo ano, os subsídios para renováveis somaram US\$ 121 bilhões (IEA, 2014c).

- **Subsídios diretos:** Consiste em conceder um benefício monetário direto (ou abatimento de um imposto, por exemplo) ao consumidor que tiver um projeto qualificado para instalação. Esta alternativa busca reduzir os altos custos iniciais de aquisição dos sistemas.
- **Leilões:** modelo de compra de energia com contratos de longo prazo, firmados após processo de leilão com preço regressivo. Geralmente, envolve projetos de grande porte.
- **Net metering:** esse modelo permite, basicamente, que a geração fotovoltaica seja utilizada para compensar o consumo de eletricidade da unidade onde o sistema está instalado, reduzindo sua fatura.
- **Cotas:** Instrumento que obriga as distribuidoras a comprarem determinado patamar de geração elétrica a partir de fontes renováveis.

Conforme mencionado anteriormente, a Europa liderou o uso de subsídios durante a década passada. Em determinado momento, o peso desses incentivos começou a causar o descontentamento da sociedade. Na Alemanha, por exemplo, as tarifas de eletricidade foram elevadas em mais de 20% para cobrir os gastos com o programa de energia fotovoltaica. Nesse contexto, muitos países reduziram os estímulos e até mesmo adotaram medidas retroativas (IEA PVPS, 2014), afetando a confiança e a saúde financeira dos investidores (DEL RÍO; MIR-ARTIGUES, 2014). Mesmo com a redução e a extinção das tarifas prêmio na Europa, elas continuam sendo o principal instrumento para inserção da geração fotovoltaica no Mundo, como mostra a Figura 3. Isso se deve, principalmente, pelo fato da China e Japão ainda utilizarem expressivamente esse modelo (IEA PVPS, 2014).

Os subsídios servem, portanto, de base para o desenvolvimento atual da geração fotovoltaica no mundo. No entanto, além deles, existe uma variedade de modelos de negócios que, combinados ou não com os incentivos citados, facilitaram a adoção da tecnologia pela população. Dentre os modelos, destacam-se:

- **Leasing:** Também conhecido como modelo *Third-Party*, neste modelo o usuário não adquire o sistema fotovoltaico, mas faz um contrato de aluguel com uma empresa e paga mensalmente pelo sistema. A vantagem desse sistema reside no fato do consumidor geralmente não ter custo de entrada, além da diminuição da complexidade e risco envolvidos na compra e operação de um sistema. Usualmente, é oferecida ao usuário uma mensalidade que, somada à nova conta de energia, fica abaixo do valor da antiga conta, desde que mantido o consumo original, sendo vantajoso economicamente adotar o sistema.

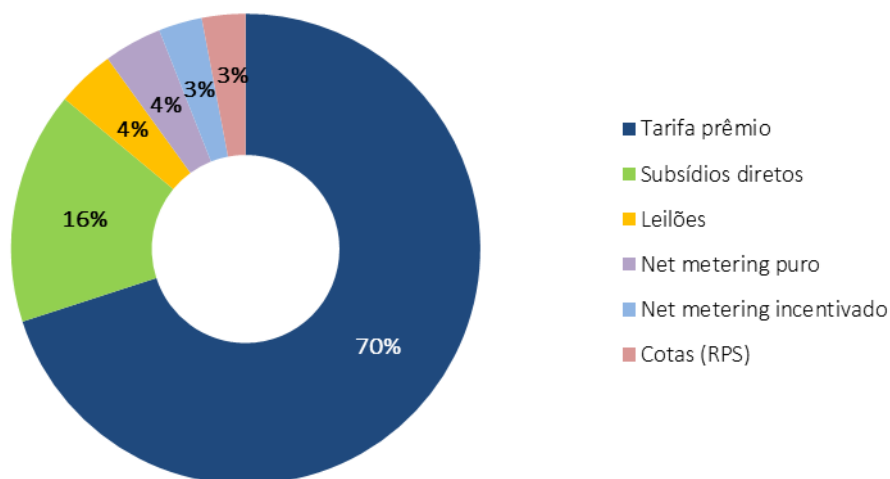


Figura 3 Capacidade instalada em 2013 por tipo de mecanismo.

Fonte: (IEA PVPS, 2014).

- **Comunidade solar:** Ao contrário do conceito usual de um dono para cada sistema fotovoltaico, através desse modelo é realizada uma grande instalação com diversos donos, ou sócios, que possuem cotas do empreendimento e têm direito à parte da geração de energia produzida⁶. Além da redução de custos proporcionada pelos ganhos de escala, esse modelo de negócio possibilita que consumidores que não tenham condições de instalar um sistema fotovoltaico em sua residência (sem área disponível) ou com perspectiva de mudança, possam usufruir da geração afastada de seu domicílio.

Esses modelos são mais representativos nos EUA. Em 2014, por exemplo, 72% dos sistemas residenciais instalados naquele país foram viabilizados através de *leasing* (MUNSELL, 2015). No entanto, ultimamente vêm sendo utilizados em diversos outros países, sendo aplicados tanto via *net metering*, como através de tarifas-prêmio (REN21, 2015).

2.3 Panorama Nacional

No que toca à energia fotovoltaica, o Brasil iniciou suas pesquisas a partir da década de 1950, buscando o desenvolvimento de células de silício cristalino e, posteriormente,

⁶ O sistema de compensação da energia gerada num sistema de geração afastado do local de consumo é conhecido como *virtual net metering*.

filmes finos (PINHO; GALDINO, 2014). Esse movimento foi intensificado a partir da década de 1970, com o surgimento de diversos grupos de pesquisas e laboratórios dedicados à energia fotovoltaica ao redor do país. Além das pesquisas relacionadas ao desenvolvimento tecnológico, nessa década começaram a ser desenvolvidas aplicações no âmbito das telecomunicações, e em sistemas de bombeamento d'água (TOLMASQUIM, 2003).

A partir da década de 1990, a energia fotovoltaica começou a fazer parte da solução para atendimento de localidades afastadas da rede elétrica. Em 1994, o Governo Federal, através do MME, criou o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), que visava promover a eletrificação rural, principalmente via sistemas fotovoltaicos. Mais tarde, em 2003, foi instituído o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos (LpT), que impulsionou a instalação de SIGFIs⁷ ao redor do Brasil, incluindo sistemas fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). Dessa forma, até 2012 estimava-se a existência de 30 a 40 MW em sistemas fotovoltaicos isolados no país (ABINEE, 2012).

No que se refere aos sistemas conectados à rede, associados a unidades consumidoras, alguns projetos pilotos começaram a ser instalados no país no final dos anos 90, principalmente em universidades e centros de pesquisa (PINHO; GALDINO, 2014). No entanto, somente em 2012 essa modalidade de geração foi regulamentada pela ANEEL, através da Resolução Normativa nº 482/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*). Como em qualquer processo de difusão de inovações, logo após a regulamentação houve pouca adoção dos sistemas de geração própria de energia, mas o número de adotantes vem crescendo de modo sustentado, à medida que a população toma conhecimento dessa possibilidade e que se aumenta a viabilidade econômica do investimento. Ao final de 2015, havia o registro de 1675 sistemas fotovoltaicos conectados sob o regime da REN 482, somando 13,4 MW (ANEEL, 2016).

Durante o ano de 2015, a REN 482 passou por um processo de revisão, que originou a REN 687/2015. A nova resolução ampliou as possibilidades da micro e minigeração, aumentando o limite de potência, criando mecanismo de compartilhamento de geração,

7 Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes.

reduzindo prazos para resposta das distribuidoras, entre outros. Essas novas regras para a micro e minigeração começaram a valer a partir de março de 2016.

Outra ação institucional importante para a promoção da energia fotovoltaica no Brasil foi a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011, da ANEEL, que teve 17 projetos fotovoltaicos aprovados, totalizando 24,6 MWp. Esses projetos combinaram diferentes tipologias de instalações (distribuída e centralizada, por exemplo), e foram concluídos ao longo de 2014 e 2015.

Quanto a projetos de geração centralizada, a primeira Usina Fotovoltaica foi inaugurada em 2011, a partir de uma iniciativa privada, com 1 MWp, no Município de Tauá – CE. Em 2013, pela primeira vez, empreendimentos de geração fotovoltaica foram habilitados para participarem de um Leilão de Energia Nova, embora nenhum projeto tenha sido contratado, por falta de competitividade frente às outras fontes. No mesmo ano, o estado de Pernambuco realizou um leilão específico para FV, contratando 122 MWp. No entanto, em 2015, somente uma planta havia entrado em operação, das seis previstas. As demais empresas haviam adiado os investimentos sob a condição de utilizarem equipamentos produzidos no próprio estado (JORNAL DO COMMERCIO - PE, 2015).

Finalmente, cabe destacar o fato que marcou, de maneira inigualável, a entrada da energia fotovoltaica em grande escala em território brasileiro. Promovido pelo MME, o Leilão de Energia de Reserva de 2014 contou, pela primeira vez, com um certame exclusivo para a fotovoltaica, garantindo a contratação de 890 MW. Na sequência, foram realizados outros dois certames em 2015, contratando, conjuntamente, outros 1.763 MW. Como visto, esse volume de potência é muito superior ao que havia se verificado no país até o momento.

Em relação à energia heliotérmica, o seu histórico no Brasil é pouco expressivo. Poucas iniciativas surgiram no século passado, envolvendo algumas concessionárias e o CEPEL, com o intuito de apenas avaliar o potencial dessa tecnologia no Brasil (TOLMASQUIM, 2003).

Recentemente, o tema voltou a despertar interesse dos agentes nacionais. A partir de 2013, assim como a fotovoltaica, a heliotérmica também foi autorizada a participar de alguns leilões de energia nova. No entanto, até 2015 não houve nenhuma usina com essa tecnologia que tenha sido contratada em algum certame.

Por outro lado, atualmente existem dois projetos pilotos em fase de implantação. O primeiro deles é fruto de uma parceria firmada entre o MME e o MCTI, com o objetivo de construir uma plataforma de pesquisa no semiárido brasileiro, que conta com um projeto

de 1 MW de cilindro parabólico, localizada em Petrolina (PE). A execução é do CEPEL e da CHESF (ENERGIA HELIOTÉRMICA, [s.d.]). Em 2015, o CEPEL, com auxílio de uma consultoria alemã, buscava viabilizar a licitação da construção da usina.

Outra planta que está sendo projetada fica localizada no Vale do Açu (RN). A Petrobrás, responsável pelo projeto, busca instalar uma torre solar de 3 MW com o intuito de gerar calor de processo e reduzir o consumo elétrico nos edifícios da empresa. O projeto será realizado em parceria com o Centro de Tecnologias do Gás e Energia renovável (CTGAS-ER), a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) (ENERGIA HELIOTÉRMICA, [s.d.]).

Adicionalmente, foi anunciada a construção de outras duas usinas heliotérmicas do tipo torre central no âmbito do projeto SMILE (*Solar-hybrid microturbine systems for cogeneration in agro-industrial electricity and heat production*). As plantas devem ser construídas em Pirassununga (SP) em Caiçara do Rio dos Ventos (RN), com início das obras previsto para janeiro de 2016. Cada uma das torres terá 100 kW de potência instalada e serão utilizadas para suprir as necessidades elétricas e de calor de processo ligadas às atividades agroindustriais de laticínios e matadouro. Destaca-se o caráter inovador dos projetos, que utilizaram, por exemplo, ciclo Brayton.

À semelhança do que ocorreu com a fotovoltaica, em setembro de 2015 a ANEEL lançou a Chamada de Projeto Estratégico de P&D nº 19/2015: “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”. O principal objetivo da Chamada é receber proposições de arranjos técnicos e comerciais para projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia heliotérmica. Adicionalmente, espera-se que os projetos possam incluir a instalação de uma planta piloto de geração heliotérmica, ou partes de uma instalação de uma planta heliotérmica. Após a publicação, 77 empresas do setor elétrico formalizaram interesse em financiar projetos no tema (ENERGIA HELIOTÉRMICA, 2015).

Em paralelo, vêm sendo desenvolvidos estudos, principalmente na UFRJ, que buscam viabilizar a energia heliotérmica no Brasil através da sua hibridização com gás natural e biomassa. Esses estudos têm mostrado, dentre outras coisas, que a hibridização aumentaria a competitividade de fonte no país (MALAGUETA et al., 2013; SORIA et al., 2015).

Historicamente, o aproveitamento energético do Sol não é novidade. No início do processo de civilização, a apropriação da energia pela humanidade se deu através da agricultura e da pecuária, as quais por meio do aproveitamento controlado da fotossíntese

e da cadeia alimentar processam a energia direta do Sol (SAUER; AMADO; MERCEDES, 2011). Além do citado, há diversas outras maneiras de aproveitamento da energia solar, sendo a iluminação e o calor, talvez, as mais evidentes para a população.

A despeito das muitas aplicações para esta energia, este estudo teve como foco a geração elétrica, através da tecnologia fotovoltaica e heliotérmica. No entanto, os conceitos do recurso solar apresentados na sequência são válidos para qualquer aplicação.

3.2 Radiação solar

Para fins de análise, a radiação solar⁸ que atinge a superfície terrestre pode ser decomposta em planos. No plano horizontal, a radiação global consiste na soma das componentes direta e difusa, enquanto que num plano inclinado, além das duas componentes citadas, é acrescida de uma parcela refletida na superfície e nos elementos do entorno.

Para o aproveitamento fotovoltaico, a de maior interesse é a Irradiação Global Horizontal (H_{HOR}), que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (H_{DIF}) – parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera - e pela Irradiação Direta Normal (H_{DIR}) – parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. Em dias nublados, a principal parcela é a H_{DIF} , enquanto que em dias claros prevalece a H_{DIR} . Para a geração heliotérmica (CSP), assim como aplicações fotovoltaicas com concentração (CPV), a H_{DIR} é a parcela de maior importância.

3.2.1 Distribuição da radiação solar na superfície terrestre

O recurso solar não pode ser considerado como constante dada sua variação ao longo do dia, do ano, e de acordo com a localidade. Grande parte destas variações se deve à geografia terrestre e seus movimentos astronômicos de rotação e translação, os quais possibilitam certa previsibilidade do recurso. No entanto, a estas variações somam-se

8 Neste trabalho o termo radiação solar é utilizado para designar, de forma genérica, a energia vinda do Sol. Detalhes sobre a terminologia da energia solar fotovoltaica pode ser encontrada na norma ABNT NBR 10899. Basicamente, definem-se aqui dois termos principais:

- Irradiação solar: irradiância solar integrada durante um dia, medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2).

- Irradiância solar: taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, medida em watt por metro quadrado (W/m^2).

aquelas causadas por fenômenos climáticos, como a formação de nuvens, as quais são mais difíceis de prever.

A Terra, ao realizar o movimento de translação determina um plano, denominado de plano da eclíptica, ou plano da órbita da Terra ao redor do Sol. O movimento de rotação, por sua vez, é realizado em torno de um eixo que possui uma inclinação fixa de $23,45^\circ$ em relação à perpendicular do plano da eclíptica. Esta inclinação ocasiona a mudança das estações ao longo do ano, com dias mais longos e o sol mais alto no céu entre os equinócios, nos meses de setembro e março no hemisfério sul.

Dadas as proporções entre o Sol e a Terra, é possível afirmar que os raios solares atingem a Terra paralelamente, e com uma intensidade praticamente constante numa superfície imaginária perpendicular aos raios, na borda da atmosfera terrestre. No entanto, nem toda superfície na Terra é perpendicular aos raios solares, o que diminui a insolação num plano horizontal. Como pode ser visto na Figura 5, a incidência solar que atinge as duas superfícies é a mesma. Porém, a área da superfície B é maior que a superfície A, fazendo com que a intensidade por unidade de área (irradiância) na superfície B seja menor. Esse fenômeno é conhecido como efeito cosseno (STINE; GEYER, 2001).

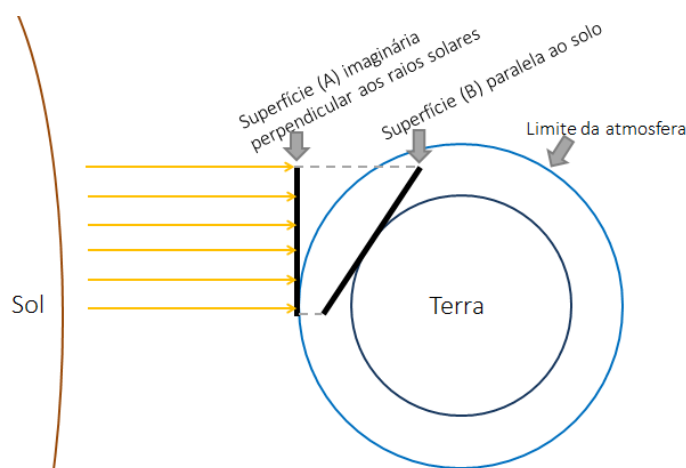


Figura 5 Espalhamento dos raios solares em diferentes superfícies.

Portanto, a irradiância solar varia de acordo com a posição terrestre e o consequente o ângulo de incidência dos raios solares (Figura 6).

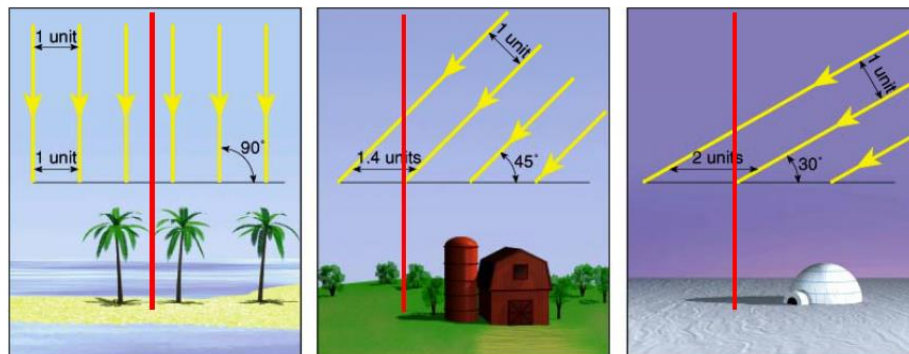


Figura 6 Efeito da inclinação dos raios solares na radiação recebida por unidade de área.

Fonte: (FLOOR, 2004).

Assim sendo, regiões próximas à linha do equador apresentam menor variação da irradiação ao longo do ano, enquanto localidades em grandes latitudes apresentam os maiores valores de irradiação em meses do verão, mas durante o inverno apresentam os menores, de modo que a energia anual total recebida seja menor nas maiores latitudes (Figura 7).

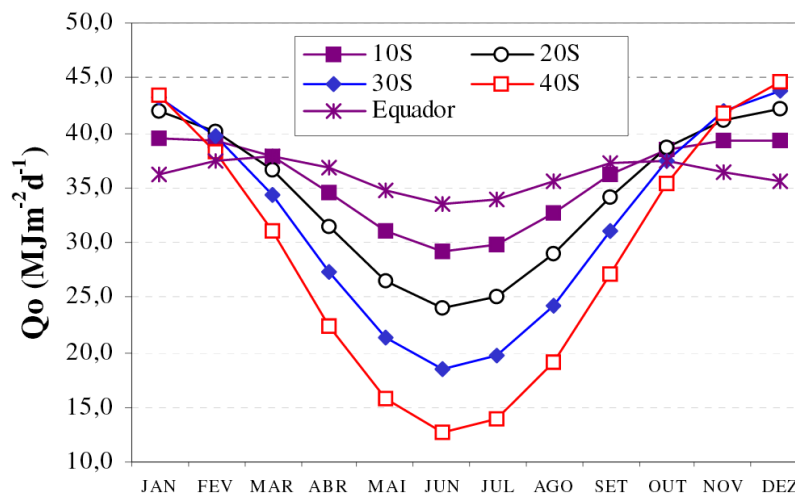


Figura 7 Irradiação Solar x Latitude.

Fonte: (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2009).

Nota: Q_o indica a irradiância solar extraterrestre disponível em um dia em dada latitude, sem considerar os efeitos atenuantes da atmosfera. Dados para o plano horizontal.

O resultado da radiação solar incidente na superfície terrestre sofre ainda o efeito da atmosfera. Cada superfície emite uma radiação térmica, conhecida como radiação do corpo negro. A temperatura da superfície define o espectro dessa radiação. O espectro da radiação solar no topo da atmosfera terrestre (em amarelo na Figura 8) praticamente

corresponde a radiação de um corpo a 5.778 K. No entanto, durante sua passagem pela atmosfera, a luz solar interage com moléculas do ar (principalmente vapor de água, dióxido de carbono e ozônio), fazendo com que parte da luz seja absorvida ou refletida (MIT, 2015). Dessa forma, a irradiância espectral que atinge a terra é menor (em vermelho na Figura 8).

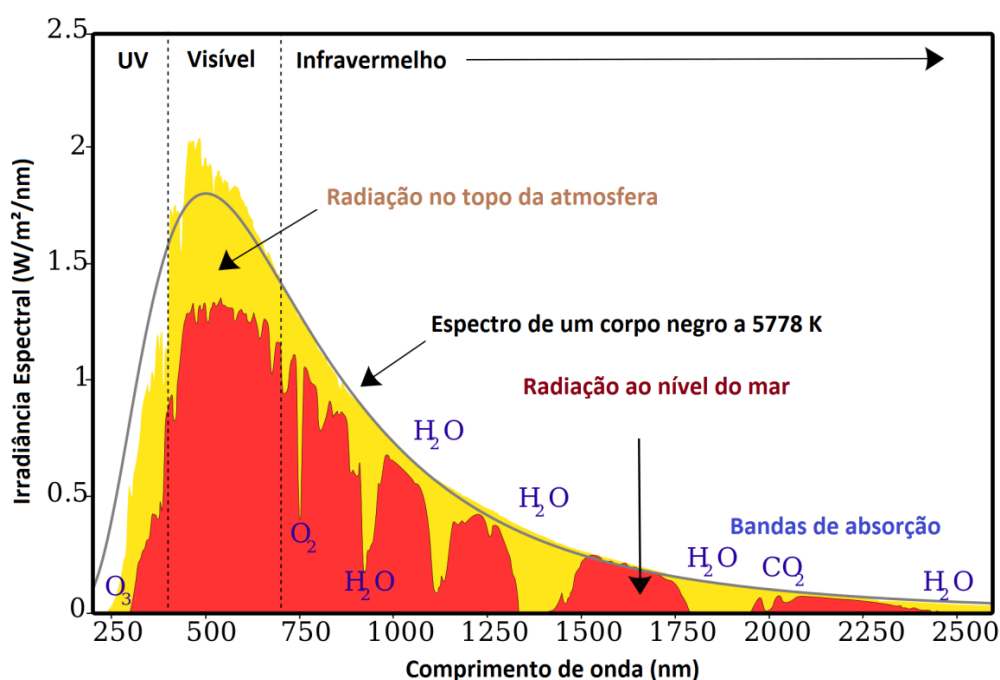


Figura 8 Espectro da radiação solar.

Fonte: Adaptado de American Society for Testing and Materials (ASTM) Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation.

Todo esse processo depende não apenas da condição temporal da atmosfera, mas também de quão espessa é a camada de atmosfera que a luz solar precisa atravessar. Logo, quanto mais baixo estiver o Sol no céu, maior a atenuação da atmosfera sobre a radiação (STINE; GEYER, 2001). Adicionalmente, soma-se a esse efeito a absorção e dispersão causada por nuvens (MIT, 2015).

Assim, os fatores mencionados nesta seção conferem certa variabilidade à irradiação incidente na superfície terrestre. Dentre as componentes, a Irradiação Direta Normal é a que mais varia ao longo do dia, principalmente em locais com altos índices de nebulosidade. Estudos mostram que no longo prazo, a irradiação direta é significativamente mais variável que a irradiação global, apresentando ciclos principais de 11 anos e outros de períodos mais longos. Se, por um lado, 2 a 3 anos de medição local

permitem estimar a média de longo prazo para a irradiação global com margem de erro de 5%, para a irradiação direta podem ser necessários até mais do que 10 anos de medições para se alcançar essa mesma margem (GUEYMARD; WILCOX, 2011; LOHMANN et al., 2006). Sabendo dessa variação, buscar uma fonte de dados confiável é muito importante para a correta estimativa da energia a ser produzida por plantas solares, e sua consequente viabilidade.

3.2.2 Otimização do aproveitamento solar

Nas seções anteriores, tratou-se do recurso solar incidente na superfície terrestre, considerando um plano horizontal. Porém, o aproveitamento do recurso pode ser otimizado através da orientação dos painéis. O efeito da inclinação dos coletores é mais relevante quanto maior a latitude. O ângulo que usualmente é considerado como ótimo é igual à latitude do local, orientado ao norte, no hemisfério sul, de forma que a superfície receptora esteja perpendicular aos raios solares na média anual, fazendo com que a variação da irradiação ao longo do ano seja atenuada, assim como maximizada a quantidade de energia incidente sobre tal superfície nesse período (Figura 9).

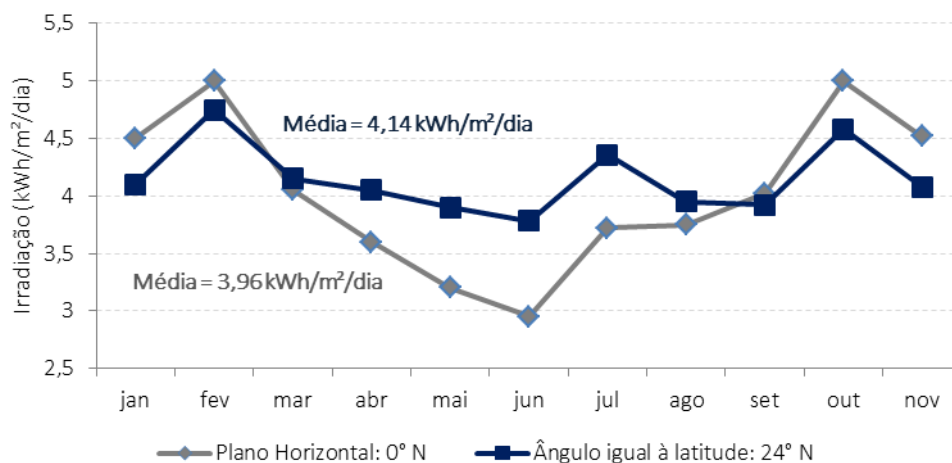


Figura 9 Irradiação global ao longo do ano nos planos horizontal e inclinado em São Paulo, SP.

Fonte: Potencial Energético Solar – CRESESB – CEPEL.

Embora considerado como ideal, o posicionamento em ângulo igual à latitude do local não é regra absoluta. Se for desejado maximizar a irradiação em determinada estação ou mês, é possível orientar os coletores ao ângulo que favoreça a aplicação. Em aplicações de aquecimento, por exemplo, pode ser desejado maximizar a irradiação sobre os coletores nos meses de inverno, sendo possível com a alteração dos painéis para um

ângulo maior que a latitude do local. Ainda quanto à inclinação, destaca-se que mesmo em regiões próximas à linha do equador é desejável que se empregue um ângulo mínimo de 10° nos projetos, de forma a evitar o acúmulo de sujeira sobre módulos, bem como para facilitar a limpeza natural por meio da chuva (PINHO; GALDINO, 2014). Na determinação da inclinação ótima, há de se considerar também as condições climáticas locais. Em cidades com estações chuvosas bem demarcadas, o ângulo que fornece a maior energia em média anual é maior que a latitude, caso as chuvas ocorram majoritariamente no verão, e menor que a mesma, caso a estação úmida seja o inverno.

Outra maneira de maximizar a irradiação solar sobre uma superfície consiste em fazê-la seguir o movimento do Sol, através de mecanismos e estruturas de seguimento de um ou dois eixos (Figura 10). Essa alternativa mais usual em centrais fotovoltaicas, nas quais os módulos estão sobre o solo.

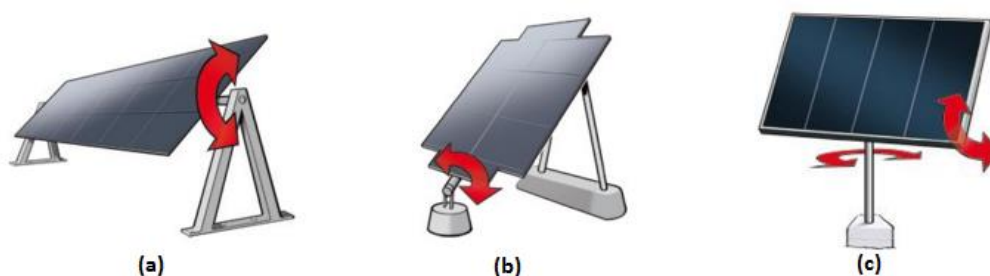


Figura 10 Sistemas de seguimento solar de um (a, b) e dois (c) eixos.

Segundo revisão feita por Faricelli (2008), o ganho na geração de energia pode variar entre 20% a 50%. Num estudo específico, realizado em um local situado à latitude de $26,8^\circ$ N, obteve-se como resultado um incremento de 35% na energia recebida pelos coletores ao fazer uso de um sistema de seguimento de um eixo. Com o sistema de dois eixos o ganho foi de 40%, em relação ao sistema fixo (ângulo igual à latitude) (BAZYARI et al., 2014). A Figura 11 ilustra um exemplo do aumento verificado na energia recebida durante um dia típico de verão.

Adicionalmente, algumas aplicações se utilizam da concentração dos raios solares por meio de espelhos ou lentes para aumentar a irradiação sobre certa superfície. Sistemas de baixa concentração utilizam estrutura estática, enquanto que para os de alta concentração é essencial o uso de sistemas de seguimento para o seu correto funcionamento. Isso porque operam somente com raios solares paralelos ao eixo focal, concentrando apenas a irradiação direta normal.

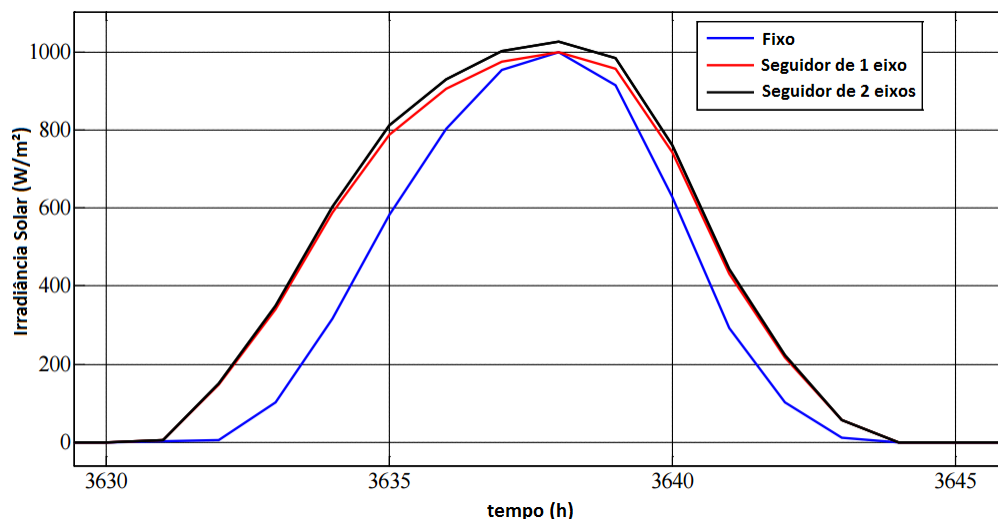


Figura 11 Irradiação solar recebida em um dia típico de verão.

Fonte: (BAZYARI et al., 2014).

3.3 Recurso solar nacional

O Brasil está situado quase que totalmente na região limitada pelos Trópicos de Câncer e de Capricórnio, de incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição favorece elevados índices de incidência da radiação solar em quase todo o território nacional, inclusive durante o inverno, o que confere ao país condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar.

Adicionalmente, a localização próxima à linha do equador propicia uma baixa variabilidade intra-anual da radiação solar no Brasil. Em relação à média de longo prazo, é menor do que a observada na geração eólica ou hidrelétrica. Em complemento, estudos internacionais (FRAUNHOFER ISE, 2014; LOHMANN et al., 2006) indicam que tendências e ciclos de longo prazo são pouco significativos. Essas características favorecem a integração dessa alternativa energética ao sistema elétrico na medida em que são relativamente reduzidas as incertezas quanto à disponibilidade energética da fonte e, por consequência, quanto ao retorno econômico do investimento (EPE, 2012).

A Figura 12 apresenta os dados brasileiros de irradiação global no plano inclinado, adequado às aplicações fotovoltaicas e de aquecimento.

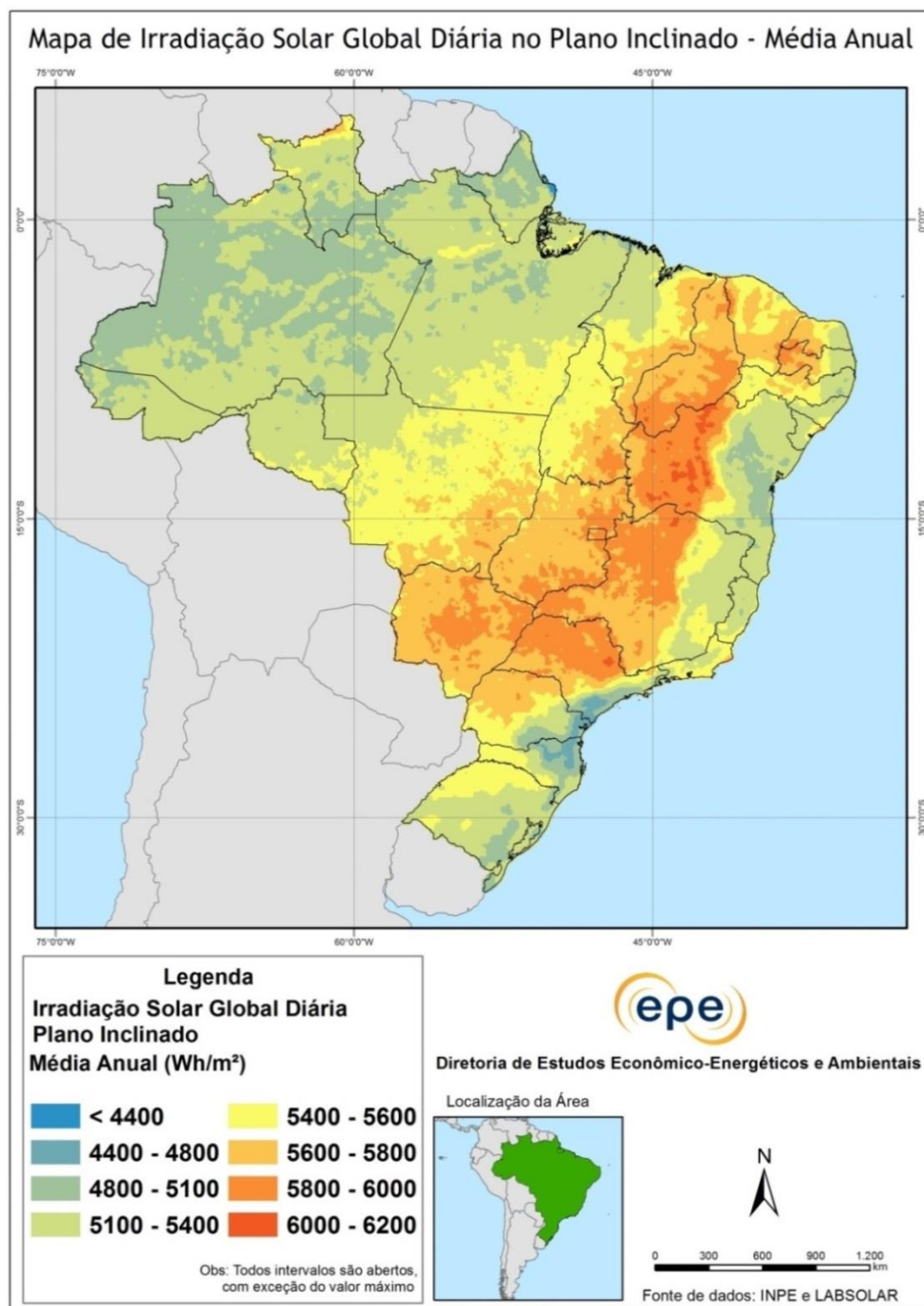


Figura 12 Mapa da irradiação solar global no plano inclinado .

Nota: Ângulo igual à latitude.

A Figura 13 apresenta os dados brasileiros de irradiação direta normal, adequado às aplicações heliotérmicas e fotovoltaica com concentração.

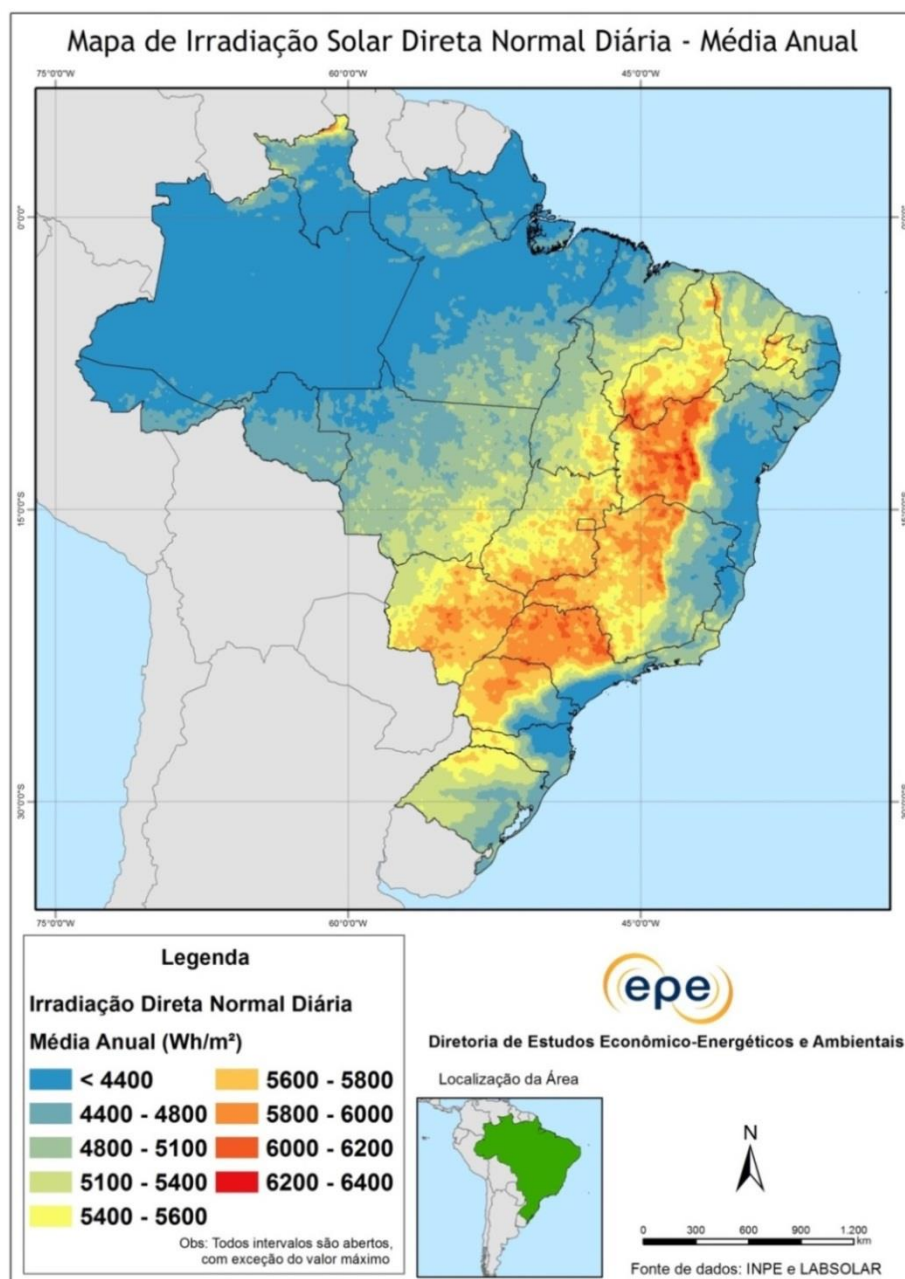


Figura 13 Mapa da irradiação direta normal.

Nota: Média anual.

Os mapas apresentados ilustram as regiões onde a irradiação solar é maior no Brasil, indicando, inicialmente, as melhores áreas para o aproveitamento solar. Analisando-se exclusivamente este fator, observa-se que o oeste da Bahia é dos lugares mais favoráveis,

bem como o Vale do São Francisco, Piauí, Mato Grosso do Sul, leste de Goiás e oeste do Estado de São Paulo.

Dadas as condições favoráveis de irradiação solar, é provável que a instalação de plantas fotovoltaicas e heliotérmicas aconteça inicialmente nessas regiões, nas quais pode ser obtido um fator de capacidade mais elevado. No entanto, considerando que a faixa de variação da irradiação global horizontal anual do Brasil seja de 1.500 a 2.200 kWh/m², praticamente todo território brasileiro é elegível à expansão do aproveitamento deste recurso. Como referência, a Alemanha, um dos países com maior capacidade instalada fotovoltaica, possui irradiação entre 900 e 1.250 kWh/m² (PEREIRA et al., 2006).

4 ESTADO DA ARTE DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DA ENERGIA SOLAR EM ENERGIA ELÉTRICA

4.1 Princípios de Funcionamento

4.1.1 Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade e tem como base o efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Semicondutores são caracterizados pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (bandas de valência e bandas de condução) e de outra totalmente vazia (banda proibida ou *gap*). À temperatura de 0 K, a banda de valência em semicondutores é totalmente preenchida, enquanto a banda de condução se encontra vazia. Já à temperatura ambiente, há energia necessária para que alguns elétrons atravessem o *gap* e passem para a banda de condução. Entretanto, essa quantidade de elétrons é pequena, sendo necessário realizar o processo conhecido como dopagem para utilização do semicondutor na produção de energia elétrica.

O semicondutor mais usado é o silício, abundante na crosta terrestre. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao se adicionar átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso, que não poderá ser emparelhado e ficará "sobrando", fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto permite que, com pouca energia, este elétron seja liberado, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um "dopante" doador de elétrons e denomina-se dopante *n* ou impureza *n*.

Se, por outro lado, são introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, “faltar”á um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta é denominada “buraco” ou “lacuna”. Da mesma forma, é demandada pouca energia para que um elétron de um sítio vizinho possa ocupar esta posição, fazendo com que o “buraco” se desloque. Diz-se, assim, que o boro é um “aceitador de elétrons” ou um dopante *p*.

Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção *pn*. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado *n* passam ao lado *p* onde se encontram os “buracos” a serem ocupados; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons próximo à interface, no lado *p*, tornando essa região negativamente carregada, e uma redução de elétrons na região da interface do lado *n*, o que o torna essa parcela eletricamente positiva. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p*; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar a movimentação dos elétrons livres remanescentes no lado *n*.

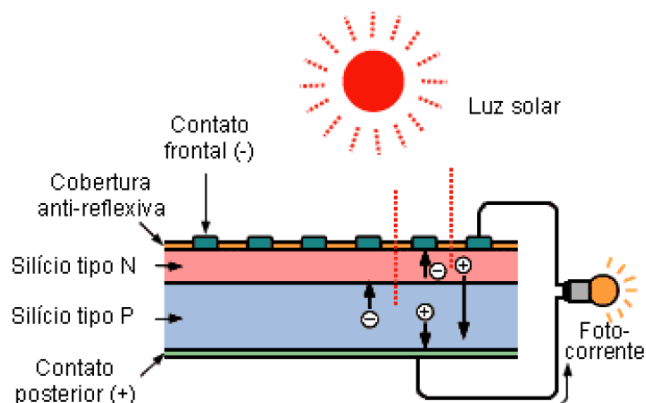


Figura 14 Efeito fotovoltaico em uma célula.

Fonte: Adaptado de (ZILLES et al., 2012).

Se uma junção *pn* for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando, assim, uma corrente através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial a qual é chamada de efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades do “pedaço” de silício forem conectadas por um condutor, haverá circulação de elétrons. Essa é a base do funcionamento das células fotovoltaicas.

4.1.2 Heliotérmica

Ao contrário da geração fotovoltaica, na heliotérmica a energia solar é convertida primeiramente em energia térmica, para depois ser convertida em eletricidade. O primeiro passo, portanto, consiste na utilização de espelhos para concentrar a irradiação direta solar (H_{DIR}) em um ponto focal, onde está um receptor por onde passa um fluido absorvedor (óleos sintéticos, sal fundido ou vapor d'água). Posteriormente, os fluidos aquecidos são expandidos diretamente através da turbina (no caso do fluido de transferência de calor ser igual ao fluido de trabalho da turbina), ou aquecem outro fluido que irá ser expandido (MIT, 2015). Nesse ponto, o processo já é bastante similar ao de uma termelétrica convencional que utiliza um conjunto turbina-gerador.

A existência de uma etapa térmica no processo de geração confere duas possibilidades às plantas heliotérmicas: 1) a incorporação de uma unidade de armazenamento térmico (sal fundido, por exemplo), alternativa já comercialmente disponível há anos, ao contrário do armazenamento elétrico; 2) a hibridização com uma fonte auxiliar de calor, como biomassa, por exemplo. Essas possibilidades permitem estender o funcionamento da planta a períodos noturnos, e/ou complementar a geração em momentos de baixa irradiação solar, conferindo assim maior despachabilidade à energia solar heliotérmica.

Como as temperaturas atingidas atualmente através das plantas heliotérmicas são menores que as praticadas em plantas modernas a carvão ou a gás natural, a eficiência calor-eletricidade de uma heliotérmica é menor que das plantas termelétricas convencionais. Como exemplo, numa heliotérmica típica, 42% da energia solar incidente é transferida como calor ao fluido. Posteriormente, no ciclo Rankine, 40% da energia térmica é transformada em eletricidade, fazendo com que ultimamente somente cerca de 16% da energia solar incidente seja transformada efetivamente em eletricidade (MIT, 2015).

Historicamente, buscaram-se diversas maneiras de concentrar os raios solares e aperfeiçoar o aproveitamento da energia contida nos mesmos. Atualmente, para fins elétricos, é comum distingui-las em cinco arranjos diferentes, que estão em estágio maior de desenvolvimento ou pesquisa. Cada um deles será explicado na seção 0.

4.2 Tecnologias e inovações

4.2.1 Geração fotovoltaica

O elemento principal para a geração fotovoltaica é a célula fotovoltaica. Porém, o aproveitamento em escala comercial desse tipo de energia se faz com o auxílio de outros componentes. Primeiramente, as células são agrupadas e revestidas para formar os módulos fotovoltaicos (Figura 15).

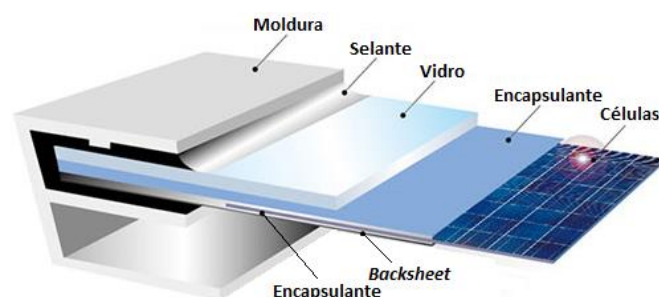


Figura 15 Camadas de um módulo fotovoltaico típico.

Fonte: Adaptado de http://www.riteksolar.com.tw/eng/p2-solar_modules.asp.

Cada uma das camadas ilustradas é descrita a seguir:

- **Moldura:** parte externa estruturante do módulo, geralmente de alumínio. É através dela que é feita a fixação do módulo.
- **Selante:** composto adesivo usado para unir as camadas internas do módulo com a moldura. Deve impedir a entrada de gases e umidade, além de proteger o interior de vibrações e choques mecânicos.
- **Vidro:** camada rígida externa que protege as células e condutores do ambiente, ao mesmo tempo em que permite a entrada de luz para ser convertida em eletricidade. É um vidro especial, com baixo teor de ferro, com uma camada anti-reflexiva, e com superfície texturizada, que evitam a reflexão da luz que atinge o vidro.
- **Encapsulante:** filme que envolve as células, protegendo-as da umidade e dos materiais externos, além de otimizar a condução elétrica. O encapsulante mais utilizado é o EVA (Etil Vinil Acetato).
- **Células Fotovoltaicas:** componente eletrônico responsável pela conversão direta da energia eletromagnética em energia elétrica. Os diferentes tipos de células serão detalhados na sequência.

- **Backsheet:** parte inferior do módulo que previne a entrada de umidade e protege as células de elementos externos. Além disso, oferece isolamento elétrico adicional. O Tedlar® é o material base mais utilizado para confecção do *backsheet*.

Os módulos então são associados em série e paralelo para formar os arranjos de geração com a tensão e a corrente desejadas. A geração é feita em corrente contínua (CC), portanto, geralmente é necessário o uso de um inversor para transformá-la em corrente alternada (CA), podendo assim ser utilizada normalmente em aplicações convencionais conectadas à rede. Em sistemas isolados (*off-grid*), além dos equipamentos citados, geralmente são utilizadas baterias e controladores de carga para possibilitar o funcionamento do sistema. A Figura 16 ilustra essas informações.

Além do módulo convencional (Figura 15), que absorvem luz apenas em uma face, existem os módulos com células bifaciais. A parte inferior é coberta de material transparente, que permite absorver luz dos dois lados da célula. Dependendo das características da instalação (posicionamento dos módulos), o albedo⁹ e a irradiação incidente na localidade, é possível atingir ganhos de até 50% na geração de energia, comparado a módulos convencionais. Atualmente, esses módulos são mais usados em aplicações específicas, como cercas, fachadas, estruturas de sombreamento (estacionamentos, toldos)(SINGH; WALSH; ABERLE, 2012). Em centrais fotovoltaicas esses módulos foram pouco empregados até então, provavelmente em função da falta de confiança dos investidores nos ganhos proporcionados por essa tecnologia. Adicionalmente, os softwares de simulação de projetos fotovoltaicos não estão adaptados para lidar com todas as complexidades dessa tecnologia, dificultando a realização de estimativas e a consequente implementação de projetos com módulos bifaciais (SORIA et al., 2016).

⁹ Índice relativo à fração da potência radiante solar, recebida em uma unidade de área, devida à refletância dos arredores e do solo onde está instalado um dispositivo.



Figura 16 Principais componentes de cada tipologia de sistema fotovoltaico.

Notas: (1) Alguns sistemas isolados podem funcionar em corrente contínua, sem inversor. (2) Existe uma tipologia híbrida de instalação, que consiste num sistema conectado à rede com sistema auxiliar de baterias para backup. Nesse caso, é necessário o uso de um inversor híbrido para o correto funcionamento.

Apesar de a evolução tecnológica estar presente em toda a cadeia de equipamentos da geração fotovoltaica, o desenvolvimento de células mais eficientes, baratas e compatíveis com as mais diversas aplicações continua sendo o principal objetivo de pesquisadores ao redor do mundo. Na sequência, serão detalhados os principais tipos de células fotovoltaicas existentes e os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos.

4.2.2 Células laminadas (*wafer based*)

A maioria dos módulos fotovoltaicos utilizados comercialmente é baseada em células de silício cristalino (c-Si), representando aproximadamente 90% da produção total de células FV em 2014 (FRAUNHOFER ISE, 2015b). As células de silício podem ser subdivididas em monocristalinas e policristalinas. As primeiras possuem uma estrutura cristalina ordenada, ao contrário das policristalinas, resultando numa maior eficiência.

Uma das principais limitações das células de c-Si é decorrente de sua banda proibida (*bandgap*) indireta, que implica numa baixa absorção da luz e em lâminas mais espessas (ordem de 100 μm).

Outras células laminadas são baseadas em Arseneto de Gálio (GaAs), um semicondutor composto que apresenta desempenho superior ao silício. São as células de uma junção que atingiram a maior eficiência até o momento (28,8% em laboratório) (MIT, 2015). No entanto, células de GaAs têm custo mais elevado, sendo utilizadas somente em aplicações específicas.

4.2.3 Filmes finos

As células de filme fino consistem em camadas de materiais semicondutores depositados sobre um substrato isolante, como vidro ou plástico flexível (Figura 17).



Figura 17 Módulo de filme fino flexível de CIGS (a) e rígido de CdTe (b).

Fonte: SoloPower e First Solar.

As tecnologias comercialmente disponíveis atualmente são baseadas principalmente em telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e silício amorfo hidrogenado (a-Si:H). Esses materiais possuem coeficientes de absorção de luz de 10 a 100 vezes maiores que o silício¹⁰, permitindo que os filmes sejam muito mais finos (Figura 18). Outra vantagem dos filmes finos é o menor coeficiente de temperatura, isto é, têm menor perda de potência à medida que a temperatura da célula aumenta¹¹.

¹⁰ Embora sejam capazes de absorver mais radiação solar com menores espessuras, com a tecnologia atual os módulos de filmes finos não conseguem traduzir essa absorção em uma maior produção de energia, resultando em uma eficiência inferior aos módulos de silício cristalino.

¹¹ Células de c-Si tem sua potência máxima reduzida em 0,45%/°C, enquanto que células de CdTe e a-Si têm coeficiente igual a 0,21%/°C e 0,13%/°C, respectivamente (VIRTUANI; PAVANELLO; FRIESEN, 2010).

A menor espessura das células de filme fino (e sua consequente flexibilidade) permite que haja uma abrangência muito maior no número de aplicações da energia fotovoltaica. No entanto, ao contrário do que se possa imaginar, os módulos de filme fino comerciais, utilizados em grandes plantas fotovoltaicas, costumam utilizar duas camadas de vidro para proteção, ao invés de uma, o que os deixa mais pesados que módulos de silício¹².

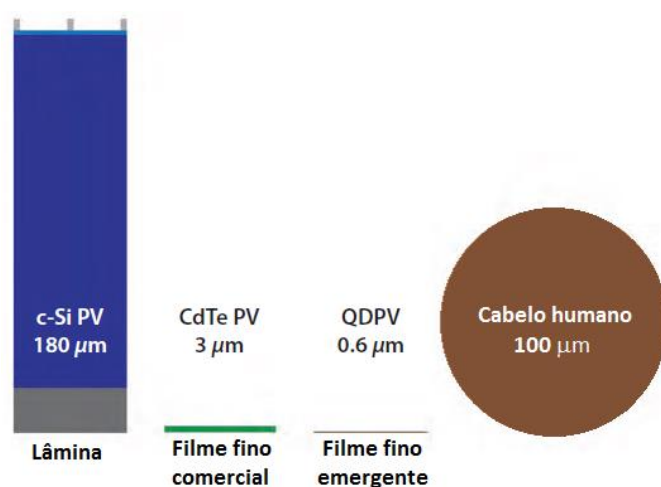


Figura 18 Espessura típica de células fotovoltaicas.

Fonte: Adaptado de (MIT, 2015).

A principal desvantagem dos filmes finos é sua menor eficiência em relação aos módulos de silício cristalino, implicando em uma necessidade de maiores áreas e maior quantidade de estruturas de fixação para determinada potência. Adicionalmente, os filmes finos costumam ter uma taxa de degradação anual mais elevada do que as células monocristalinas (JORDAN; KURTZ, 2013). Finalmente, destaca-se que existem desafios relacionados aos materiais utilizados na composição dos filmes finos, seja pela sua toxicidade (e.g., cádmio), seja pela raridade dos elementos na Terra (e.g., telúrio e índio). Esses fatores podem limitar o potencial de uso em larga escala dessas tecnologias.

¹² Um módulo de silício policristalino da Canadian Solar, modelo CS6P-265P, apresenta 68 g/W, enquanto um módulo de CdTe da First Solar, modelo FS-4117-2, apresenta 102 g/W.

4.2.4 Células de multijunção

Cada célula fotovoltaica tem a capacidade de absorver a luz mais eficientemente numa determinada faixa de comprimento de onda. Logo, uma célula com uma única junção não é capaz de absorver a energia solar em todo o seu espectro. As células multijunção, por sua vez, ao utilizar o empilhamento de duas ou mais células fotovoltaicas, conseguem cobrir uma maior faixa do espectro de radiação solar, aumentando a absorção de energia. Dessa forma, as células multijunção atingem as mais elevadas eficiências (38,8%, em laboratório, sem concentração (NREL, 2015)).

Porém, o complexo processo de fabricação e o os custos elevados dos materiais utilizados nas células multijunção tornam essa tecnologia muito cara para aplicações de larga escala. Em geral, seu uso é feito em conjunto com um sistema de concentração, uma vez que se necessita de menores células nesses arranjos.

4.2.5 Concentração Fotovoltaica (CPV)

A tecnologia conhecida como Concentrated Photovoltaics (CPV) consiste em utilizar espelhos ou lentes para concentrar os raios solares sobre células fotovoltaicas, aumentando a eficiência da absorção da irradiação, e exigindo assim menor área de células para produzir a mesma quantidade de energia. Por esse motivo, é comum utilizar células mais caras e de elevada eficiência em conjunto com o sistema concentrador. Dessa forma, já foi possível atingir 46% de eficiência com uma célula multijunção em laboratório, e módulos com mais de 36% de eficiência (FRAUNHOFER ISE, 2015b).

A Tabela 1 apresenta um resumo dos principais tipos de módulos fotovoltaicos, de acordo com a eficiência de cada tecnologia. Destaca-se que módulos comerciais podem ser até 40% menos eficientes que as células testadas em laboratório. Ao aumentar o tamanho das células e agrupá-las para formar os módulos, aumentam-se as perdas. Adicionalmente, na fabricação de módulos comerciais são utilizados materiais e processos mais baratos, o que compromete a eficiência final do módulo (MIT, 2015).

Tabela 1 Eficiência das células fotovoltaicas por tecnologia.

Tecnologia	Eficiência típica de módulos comerciais	Eficiência dos melhores módulos (em laboratório)
Silício cristalino		
Monocristalino	17 a 21,5%	22,9%
Policristalino	14 a 17%	18,5%
Filmes finos		
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	10,9%
Telureto de Cádmio (CdTe)	10 a 16,3%	18,2%
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	12 a 14,7%	17,5%
Concentrador fotovoltaico (CPV)	27 a 33%	38,9%

Fonte: Levantamento feito através de sites de diversos fabricantes em 2015, além de (FRAUNHOFER ISE, 2015b).

4.2.6 Inversores

Os inversores são equipamentos de alta eficiência (até 98%) utilizados para converter a corrente contínua (CC) em alternada (CA) (PINHO; GALDINO, 2014). Podem ser classificados basicamente em três tipos: inversores centrais, *string* e microinversores.

Os inversores centrais são inversores de grande porte, com potência da ordem de centenas de kW até MW, utilizados majoritariamente em usinas fotovoltaicas. Nele são conectados vários arranjos de módulos fotovoltaicos.

Os inversores *string* (monofásicos ou trifásicos) são os mais utilizados em instalações residenciais e comerciais, congregando um grupo de módulos em cada inversor de pequeno porte.

Os microinversores são inversores individuais, projetados para serem acoplados a cada módulo fotovoltaico de uma instalação. Ao trabalhar com esses dispositivos, a produção de cada módulo é maximizada. Adicionalmente, os efeitos de sombreamento ou defeitos nos módulos são isolados utilizando os microinversores, sem prejudicar a produção de todo o arranjo, como ocorreria se fosse utilizado um inversor convencional. Como os microinversores não são submetidos a potências e temperaturas de operação tão elevadas como em inversores centrais, costumam também ter garantias mais longas (20-25 anos). Ultimamente, o uso de microinversores simplifica o design da planta e reduz o uso de cabos. Como desvantagem, destaca-se o maior investimento inicial (em US\$/W), as maiores despesas com O&M, e a menor eficiência desses equipamentos, em relação a

inversores maiores. Uma alternativa disponível no mercado são módulos com microinversores integrados. Dessa maneira, os terminais dos módulos já fornecem tensão em C.A.

4.2.7 Inovações e Tendências

As células de perovskita¹³ são uma das mais promissoras tecnologias fotovoltaicas. Em menos de três anos, a eficiência máxima da célula avançou de 10,9% para 20,1%. As células de perovskita utilizam materiais de baixo custo e características físicas que a possibilitam elevado desempenho elétrico. Entre os desafios para seu desenvolvimento, ressalta-se a necessidade de controle refinado sobre a morfologia dos filmes, a alta sensibilidade à humidade, a falta de provas da estabilidade das células e o uso de chumbo (tóxico) em sua composição (MIT, 2015).

As células orgânicas (OPV) usam pequenas moléculas ou polímeros orgânicos para absorver a luz. Esses materiais são geralmente abundantes e podem ser empregados em filmes finos através de técnicas de baixo custo. Além disso, o processo de produção é de baixo consumo energético. Em laboratório, esse tipo de célula atingiu 11,5% de eficiência (NREL, 2015), mas inserida em módulos maiores a eficiência continua sendo baixa, pouco acima de 5% (EETIMES, [s.d.]). Esse é um dos principais desafios para sua aplicação em larga escala, que deriva de limitações intrínsecas dos materiais utilizados.

Além dessas, é possível citar outra variedade de tecnologias de células FV, como as células sensibilizadas por corantes (DSC), células de pontos quânticos e células de CZTS (sulfeto de cobre, zinco e estanho). Essas células atingiram a eficiência máxima de 11,9%, 9,9% e 12,6%, respectivamente (NREL, 2015).

Com o tempo, através dessas tecnologias, espera-se que a energia fotovoltaica deixe de ser associada exclusivamente aos típicos módulos rígidos, quadrados e pesados. Com o aprimoramento dos filmes finos, acredita-se que qualquer revestimento possa ter uma unidade de captação de energia solar integrada: telhas, calçadas, estradas, mochilas, carrocerias, tecidos, etc. Adicionalmente, estão em desenvolvimento alguns protótipos de células fotovoltaicas totalmente transparentes à luz visível (ZHAO et al., 2014). Esses dispositivos que absorvem os raios infravermelhos e UV permitiriam que vidros presentes em fachadas, janelas e telas de aparelhos eletrônicos possam gerar energia. Ou seja, cada

13 O termo “perovskita” se refere a todos os componentes que tem sua estrutura cristalina idêntica a do mineral homônimo ($^{XII}A^{2+VI}B^{4+}X^{2-}_3$).

vez mais a tecnologia fotovoltaica deixa de ser vista como uma solução em si mesma, tornando-se um atributo de outros produtos.

Em relação aos inversores, é esperado que novos modelos operem com frequências maiores de chaveamento, levando a uma maior densidade de potência, e com maiores tensões, o que diminui as perdas por resistência e permite a utilização de cabos mais finos nas instalações (FRAUNHOFER ISE, 2015a).

4.2.8 Geração heliotérmica

As diferentes alternativas de concentração dos raios solares para fins elétricos podem ser classificadas basicamente de acordo com o tipo de foco (linear ou pontual) e do receptor (fixo ou móvel)(IEA, 2014b). Combinadas, formam as quatro configurações mais comuns em sistemas heliotérmicos de geração de energia elétrica (Figura 19 e Figura 20), cada qual com suas vantagens, desvantagens e desafios para desenvolvimento.

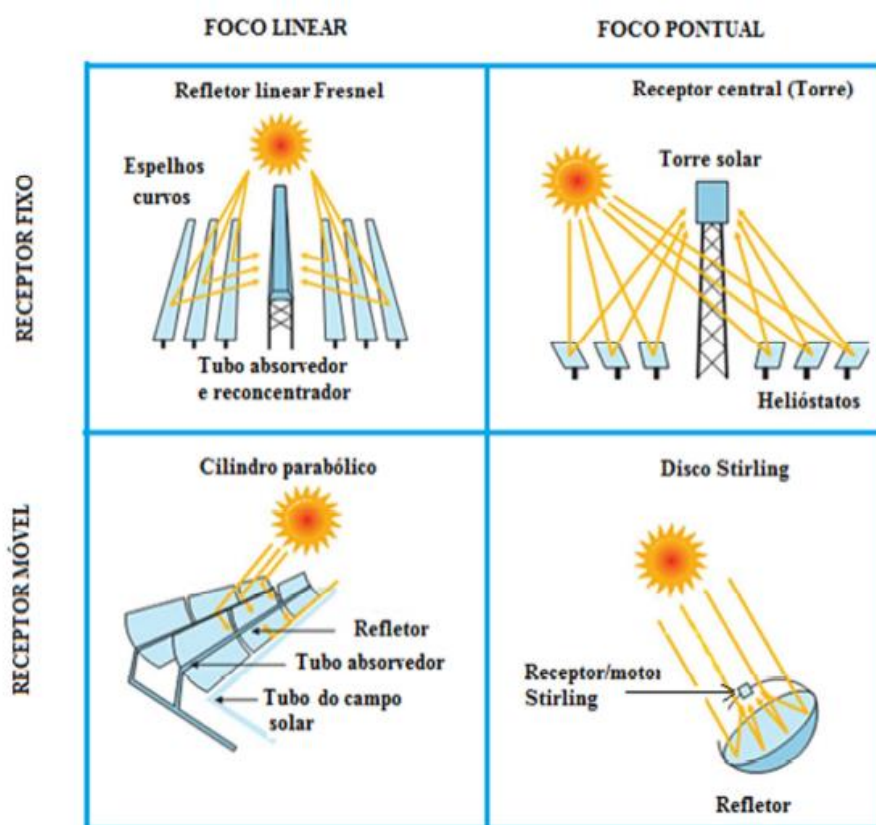


Figura 19 Famílias de tecnologias heliotérmicas.

Fonte: (SORIA, 2011).



Figura 20 Tecnologias heliotérmicas.

Cabe destacar que nas plantas heliotérmicas o uso de equipamentos de seguimento é obrigatório, ao contrário da fotovoltaica. Em função da necessidade do perfeito posicionamento dos refletores para direcionar os raios solares ao ponto focal, geralmente, são utilizados seguidores de dois eixos.

4.2.9 Cilindro parabólico

Nesse tipo de planta heliotérmica, os raios solares são refletidos em um longo cilindro parabólico em tubos localizados no ponto focal dos espelhos. Os espelhos e os tubos se movimentam em um eixo ao longo do dia para acompanhar o sol. É a tecnologia mais madura até o momento, fazendo com que sua construção, operação e manutenção já sejam dominadas. Algumas desvantagens advêm do fato dessa configuração utilizar coletores móveis, o que aumenta as chances de problemas mecânicos nas juntas, e de possíveis vazamentos. Adicionalmente, por ter foco linear, o sistema opera em temperaturas não tão elevadas (400°C ou menos), resultando em menor eficiência.

4.2.10 Torre Solar

Consiste num conjunto de espelhos orientados de forma a direcionar a luz solar em um único ponto no topo de uma torre, onde fica o coletor. Ao direcionar a energia solar em um único ponto, é possível atingir temperaturas maiores, o que aumenta a eficiência no processo de conversão e no armazenamento (necessita menor volume para a mesma energia). No entanto, maiores temperaturas exigem o emprego de materiais mais resistentes, e, logo, mais caros. Além disso, a torre solar requer que os espelhos tenham seguidores de dois eixos para poder ajustar o foco exatamente no coletor durante todo o dia. Essa exigência também implica em maiores investimentos e custos com O&M.

4.2.11 Refletor linear Fresnel

Essa tecnologia apresenta espelhos planos ou levemente curvados que concentram a luz solar em um tubo fixo horizontal. A grande promessa dessa tecnologia é a redução de custos, por ter design é simples e de fácil construção, e utilizar um fluido de baixa temperatura de trabalho, o que torna o sistema barato. Adicionalmente, a configuração dos espelhos (na horizontal) diminui o efeito de ventos na estrutura, em comparação com as demais configurações, o que diminui os gastos em estrutura. No entanto, a simplicidade do design e a baixa temperatura de trabalho implicam em uma menor eficiência na absorção e na conversão da energia térmica em eletricidade.

4.2.12 Disco Stirling

Consiste em espelhos côncavos com um motor Stirling no ponto focal. É a única tecnologia que permite aplicações de pequena escala (10 – 25 kW), e também a com maior potencial de eficiência. No entanto, como cada conjunto de espelhos exige uma unidade de geração, é intensiva em capital e tem altos custos com operação e manutenção. Adicionalmente, não há atualmente opções de armazenamento para essa tecnologia.

4.2.13 Armazenamento térmico

O armazenamento térmico já é uma solução comercial, e sua eficiência pode ser bastante elevada (95% ou mais), tornando-a uma opção mais atrativa do que o armazenamento em usinas fotovoltaicas (MIT, 2015).

Primeiramente, pode-se dizer que a inércia térmica do fluido de transferência de calor (FTC), existente especialmente nos tubos das plantas de cilindro parabólico, já representam uma espécie de armazenamento que permite regular flutuações de curto prazo na irradiação solar. Outra solução de curto prazo (até uma hora de

armazenamento¹⁴) é o uso de vasos pressurizados para acumular vapor. É uma forma simples e barata de armazenamento, porém, além da pouca capacidade, é pouco eficiente (MIT, 2015).

Para armazenamentos mais longos, geralmente o FTC ao sair dos coletores passa por um trocador de calor para aquecer um fluido de armazenamento de calor, geralmente sal fundido. O sal fundido é armazenado em tanques, e quando necessário o processo inverso ocorre: a energia térmica contida no sal é transferida ao FTC. Esse modelo é o mais observado nas plantas heliotérmicas com armazenamento. É fácil de operar e pode armazenar grandes quantidades de energia. No entanto, o armazenamento indireto prejudica a eficiência em função das perdas no processo de troca de calor. A solução que deriva deste problema consiste em eliminar o trocador de calor e utilizar o próprio sal como FTC e fluido de armazenamento. Nesta configuração o sal é aquecido diretamente nos coletores e na sequência passa pelos tanques de armazenamento para depois ser utilizado no gerador de vapor. Por outro lado, o uso do sal fundido como FTC apresenta a desvantagem de necessitar a prevenção contra congelamento dentro dos coletores, exigindo que no final do dia o sal presente em campo seja bombeado para os tanques. As plantas heliotérmicas mais atuais têm utilizado essa última alternativa de armazenamento (MIT, 2015).

4.2.14 Inovações e Tendências

Diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas com o intuito de reduzir custos e aumentar a eficiência das plantas heliotérmicas. Dentre as configurações citadas, antevê-se maior possibilidade das plantas de foco pontual se consolidarem como principal alternativa, por permitirem atingir maiores eficiências. Para que isso ocorra, são esperados aprimoramentos nos materiais, de modo a melhorar a refletividade e absorção do calor, assim como para que sejam robustos o suficiente para suportarem altas temperaturas.

Outro foco de pesquisas está direcionado ao desenvolvimento de ciclos de potência mais eficientes, que operem em maiores temperaturas. Nesse sentido, tem sido estudado o uso de ciclo Brayton, utilizando ar ou dióxido de carbono em estado supercrítico como fluido de trabalho. O ciclo Brayton é de particular interesse pois é mais eficiente que o

14 O número de horas expresso indica o tempo que a planta heliotérmica pode operar em plena capacidade utilizando somente a energia armazenada.

Rankine, não utiliza água, e pode ser combinado diretamente com a combustão de gás natural, se necessário.

Quanto ao design das plantas, está em estágio inicial de desenvolvimento uma adaptação da torre solar, conhecida como *beam-down*. Nesta configuração, os espelhos refletem todos os raios a um espelho central elevado, para então ser direcionado a uma central coletora no solo. Essa configuração evita os altos custos e ineficiências de um coletor no topo.

No campo do armazenamento, as últimas pesquisas tem buscado desenvolver um tanque único que seja capaz de armazenar os fluidos frios e quentes (ao contrário de usar dois tanques). Outra linha de pesquisa foca em materiais de mudança de fase (PCM), que permitiriam reduzir enormemente o volume dos sistemas de armazenamento. Sistemas termoquímicos de armazenamento também têm sido explorados, principalmente com amônia. A irradiação solar poderia ser utilizada diretamente na dissociação da amônia em hidrogênio e nitrogênio. No processo inverso para sintetizar a amônia, o calor da reação exotérmica poderia ser usado para produzir vapor para a geração elétrica (MIT, 2015).

4.2.15 Tecnologias de mitigação de impactos

As tecnologias relacionadas aos impactos socioambientais da geração de energia heliotérmica serão abordadas por meio da análise das interferências desses empreendimentos no uso da água e na fauna.

Muitas vezes, as áreas do território que apresentam maior potencial de geração de energia heliotérmica coincidem com as áreas de menor disponibilidade hídrica, como o oeste da Bahia, nordeste de Minas Gerais, regiões do semiárido do Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba, dentre outras (PEREIRA et al., 2014). Como alternativa a essa limitação, os sistemas heliotérmicos podem utilizar processos de resfriamento a seco ou híbrido, os quais permitem significativa redução da quantidade de água consumida pelas usinas.

Em um sistema de resfriamento a seco, o condensador a ar promove a condensação do vapor de água forçando o ar ambiente através de um trocador de tubos aletados (PEREIRA et al., 2014) e pode reduzir em mais de 90% do uso da água na geração heliotérmica (U.S. DOE, 2006). Comparações entre sistemas de resfriamento a ar e a água indicaram que com o arrefecimento a seco há redução de cerca de 5% na energia elétrica produzida anualmente, com um aumento no custo da eletricidade de 7 a 9% (U.S. DOE, 2006). Cumpre notar que esses impactos dependem da localização e do tipo de usina heliotérmica.

Sistemas de resfriamento híbridos se utilizam da combinação de processos de resfriamento a ar e a água, sendo que sua utilização representa um menor impacto na eficiência do sistema em relação ao resfriamento estritamente a seco (PEREIRA et al., 2014). Um estudo realizado para uma usina com sistema híbrido de resfriamento mostrou que houve uma redução de 50% e 90% no consumo hídrico em relação a um sistema de resfriamento a água, com uma queda de apenas 1% e 3%, respectivamente, na produção anual de energia elétrica (CARTER; CAMPBELL, 2009).

As interferências na fauna devido à operação de usinas heliotérmicas decorrem principalmente do aumento da mortalidade de aves, que são mais significativas naquelas que funcionam com torres centrais. As causas de mortalidade conhecidas são o chamuscamento devido às altas temperaturas e a colisão com as instalações. Para minimização desse tipo de impacto ambiental, estão sendo testados e utilizados dispositivos de afastamento de aves, tais como: dissuasão quimiosensível (aerossol de extrato de uva disperso a partir da torre central); redução da utilização de luz (insetos atraídos pela luminosidade podem aumentar a atratividade de aves insetívoras); substituição da iluminação terrestre por LED que não atrai insetos; dissuasão por empoleiramento; utilização de um avançado algoritmo de posicionamento dos heliostatos¹⁵ em modo de espera (com o objetivo de reduzir a intensidade concentrada de calor evitando que as aves sofram queimaduras) e dissuasão sonora (H. T. HARVEY & ASSOCIATES, 2015). Além disso, minimização da quantidade de tempo de espelhos que se encontram na posição de lavagem (vertical) pode reduzir o número de colisões de aves com essas instalações. Por fim, podem ser usados métodos de dissuasão para o afastamento de morcegos por meio da utilização de aparelho que emite frequências ultrassônicas (H. T. HARVEY & ASSOCIATES, 2015).

5 CADEIA DE VALOR DA INDÚSTRIA DE ENERGIA SOLAR

5.1 Fotovoltaica

A cadeia de valor da indústria fotovoltaica pode ser representada de modo simplificado pela Figura 21, podendo ser dividida, basicamente, em *upstream* e *downstream*. Essas duas cadeias serão detalhadas na sequência. Adicionalmente, existem algumas atividades complementares que perpassam as atividades principais, incluindo,

¹⁵ Espelhos que direcionam a luz solar para um foco.

principalmente: financiamento, P&D, certificação, desenvolvimento de softwares. No entanto, por não serem particulares à indústria de energia fotovoltaica, não serão pormenorizadas neste documento.

5.1.1 Cadeia Upstream

A cadeia *upstream* fotovoltaica é caracterizada, basicamente, pela produção dos bens que compõe um sistema fotovoltaico. Além dos módulos, também se incluem nesse campo os demais equipamentos e acessórios necessários para a instalação dos sistemas. Nesse sentido, a estrutura detalhada da cadeia dependerá da tipologia da instalação e da tecnologia de módulos utilizada. Conforme apresentado no item 0, sistemas conectados à rede dispensam o uso de baterias e controladores de carga, enquanto sistemas isolados podem funcionar sem inversores, por exemplo.

Em relação à tecnologia dos módulos FV, atualmente, aproximadamente 90% dos módulos fotovoltaicos produzidos são de silício (monocristalino e policristalino) (FRAUNHOFER ISE, 2015b). O silício cristalino em grau solar (SiGS) utilizado para a fabricação das células fotovoltaicas é de alta pureza (>99,999%). A purificação é feita partindo do silício em grau metalúrgico (SiGM), cuja pureza está entre 98% e 99%, através de métodos químicos ou físicos.

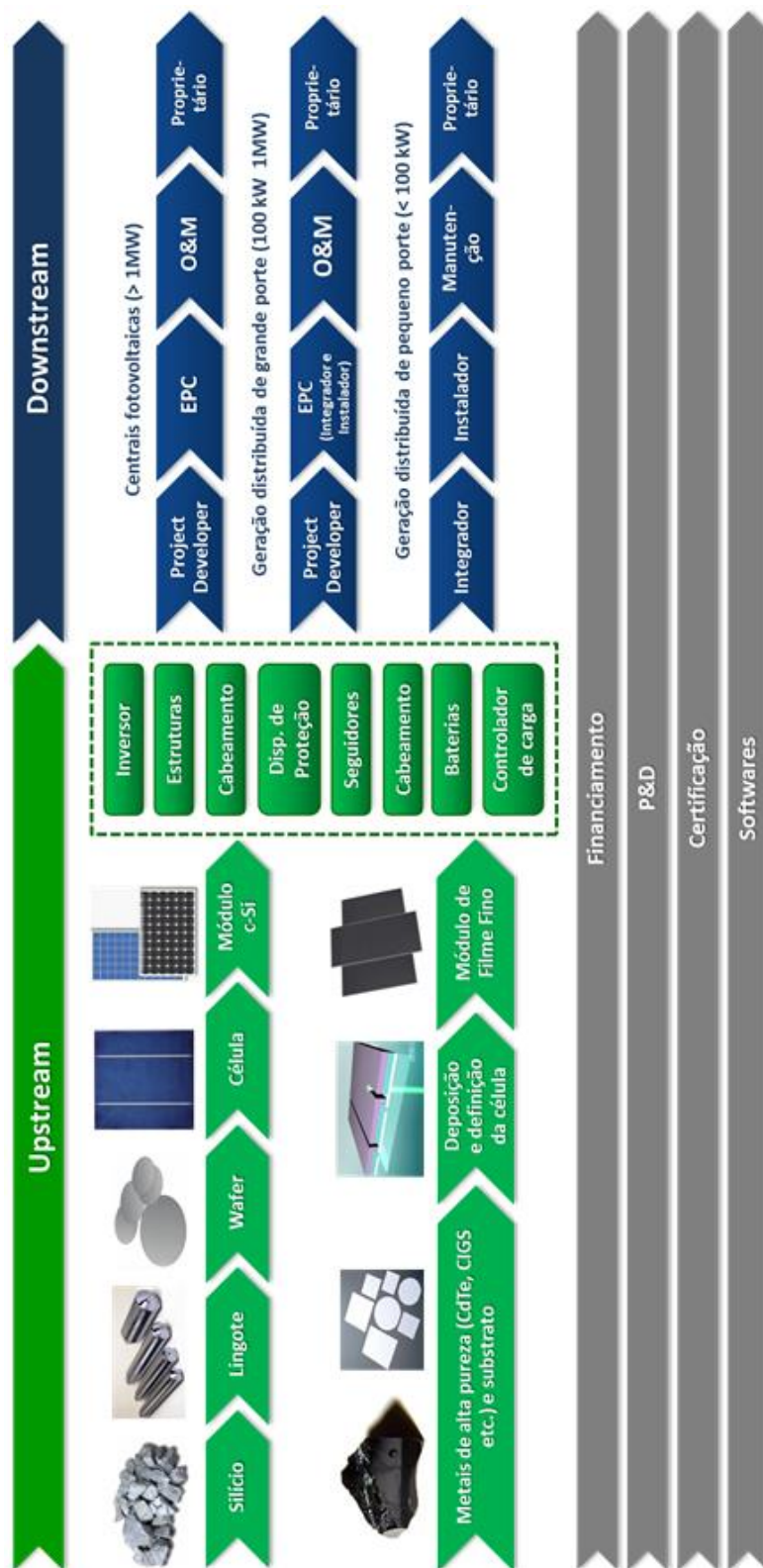


Figura 21 Cadeia de valor da indústria fotovoltaica.

A Figura 22 ilustra as rotas de purificação do silício. O processo original da indústria eletrônica está em azul. A partir do processo Siemens se produz um material de alta pureza. Porém, o silício resultante é policristalino, sendo necessário utilizar uma técnica de crescimento de cristais para se obter um lingote monocristalino. O crescimento Czochralski é o mais utilizado para essa função. Através dessa técnica é obtido o silício para a indústria eletrônica, de mais alta pureza, e também são feitas as células monocristalinas, que têm eficiência superior às policristalinas. Ressalta-se que, ao longo desse processo, o material que estiver fora das especificações (*off-grade*) pode ser reaproveitado como silício em grau solar, por necessitar menor pureza. A produção do silício para a indústria fotovoltaica está ilustrada em verde. Pelo fato dessa indústria permitir o uso de silício menos puro do que a indústria de semicondutores, os passos da rota química tradicional foram modificados para consumir menos energia e reduzir custos (CARVALHO; MESQUITA; ROCIO, 2014). Por fim, existe a possibilidade de se produzir SiGS através da rota metalúrgica (em vermelho), através de processos de lixiviação ácida, desgaseificação, solidificação direcional, entre outros (CORTES, 2011).

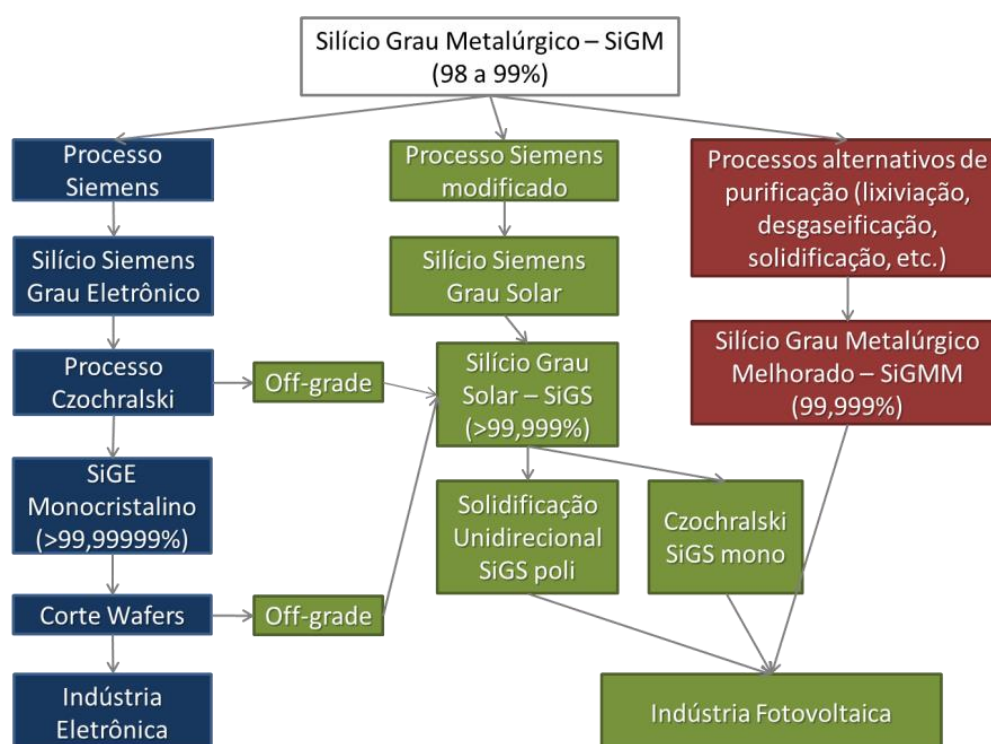


Figura 22 Rotas para produção do silício em grau solar e eletrônico.

Fonte: Adaptado de (MEI, 2013).

O Brasil vem apostando no desenvolvimento da rota metalúrgica. Nesse tópico, existem duas frentes de pesquisa em andamento: 1) No Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), em parceria com a Minasligas; e 2) na Unicamp, em parceria com a Tecnometal. O interesse em purificar o silício se justifica, principalmente, pelo valor agregado no processo (o silício grau solar vale cerca de 10 vezes o preço do silício grau metalúrgico). No momento, já se conseguiu obter em laboratório o chamado Silício em Grau Metalúrgico Melhorado (SiGMM), com pureza de 99,999%, suficiente para a produção de células fotovoltaicas (MEI, 2013). O próximo passo é conseguir parceiros para viabilizar o projeto em escala industrial. No entanto, Carvalho et al. (2014) afirmam que as iniciativas brasileiras de purificação do silício devem se preocupar, além da questão da eficiência das células produzidas, com os custos em escala industrial, uma vez existe uma tendência de preços baixos no mundo e um movimento de entrada de novas fábricas de grande porte, com menores custos de produção, que devem deslocar plantas menos competitivas.

Atualmente, a produção do silício cristalino é dominada mundialmente por poucos players. Ao final de 2014, a sua produção global foi de cerca de 380 mil toneladas. Empresas como a Wacker Chemie (Alemanha), Hemlock (EUA), REC (EUA), GCL Solar (China) e OCI Company (Coreia do Sul) responderam por mais de 60% da produção total (IEA PVPS, 2015). Essa concentração se deve aos altos custos para construção de uma planta (cerca de US\$ 2 bilhões para uma planta de 10 mil toneladas/ano) e pelo processo ser dominado por poucos países, o que dificulta a entrada de novos players nesse mercado (MEI, 2013).

A produção dos lingotes de silício, e o seu posterior corte em wafers, por outro lado, é mais pulverizada, sendo realizada muitas vezes pelas próprias fabricantes de módulos fotovoltaicos. Grandes empresas, como a Yingli (China), ReneSola (China), Trina Solar (China), SolarWorld (Alemanha), Panasonic (Japão), Kyocera (Coreia do Sul), entre outras, possuem estrutura verticalizada para produção de lingotes e wafers para uso próprio. No entanto, devido à pressão nos custos, alguns dos maiores fabricantes de módulos passaram a comprar wafers de produtores especializados, por vantagens nos custos e na qualidade, apesar de sua produção própria. Em 2014, cerca de 80% da produção de wafers foi oriunda da China e Taiwan (IEA PVPS, 2015).

Na etapa de confecção dos módulos existe maior possibilidade de entrada de novas e pequenas indústrias. Isso se deve ao baixo conhecimento técnico exigido para a produção, assim como reduzido investimento em equipamentos da planta fabril (FRAUNHOFER ISE, 2012). Nesse contexto, ressalta-se que a produção de módulos FV tem sido a porta de entrada da indústria nacional fotovoltaica. O Brasil, por meio de condições de

financiamento diferenciadas do BNDES, está estimulando a nacionalização gradual da cadeia fotovoltaica, começando pelo processo de montagem do módulo e fabricação da moldura (Figura 23). De fato, a política de conteúdo local do BNDES, em conjunto com a perspectiva de crescimento do mercado de energia fotovoltaica nacional, fez com que algumas fábricas de módulos e equipamentos fossem inauguradas no país nos últimos anos¹⁶.

	2014	2018	2020
Montagem do Módulo			
Moldura			
Junction Box			
Fabricação da Célula FV			
Encapsulante			
Backsheet			
Vidro			
Fabricação do Wafer			
Fabricação do Lingote			
Fabricação de SiGS			

	Itens Obrigatórios
	Itens Opcionais

Figura 23 Exigências do BNDES para credenciamento de equipamentos fotovoltaicos.

Fonte: Adaptado de (BNDES, [s.d.]).

Os custos estimados associados a cada componente utilizado na confecção de um módulo de silício cristalino são apresentados na Tabela 2. Os dados são referentes a um estudo realizado na África do Sul, mas a indústria fotovoltaica nacional se encontra em estágio de desenvolvimento similar, em termos de nacionalização de componentes, o que torna válida a estimativa para o Brasil.

Em 2014, estima-se que a produção mundial de módulos cristalinos tenha sido de 43 GW (FRAUNHOFER ISE, 2015b), sendo a China responsável por cerca de 70% desse número (IEA PVPS, 2015).

Em relação à tecnologia de filme fino, estima-se que tenham sido produzidos 3,6 GW em módulos em 2014. A empresa First Solar, que utiliza CdTe, é a maior fabricante (1,85

¹⁶ Em fevereiro de 2016, o Brasil possuía cinco fabricantes de módulos FV e oito fabricantes de inversores fotovoltaicos credenciados no BNDES. No caso das fábricas de inversores, a maior parte das empresas já atuava no país e passou a produzir esse tipo de equipamento localmente.

GW em 2014), seguida pela Solar Frontier (952 MW de módulos de CIS em 2014) (IEA PVPS, 2015). No Brasil, foi inaugurada em 2015 a empresa Sunew, fabricante de módulos orgânicos. Segundo a companhia, ao final de 2015 a empresa estava em fase final de desenvolvimento da tecnologia, com a intenção de começar a comercializar os filmes no primeiro semestre de 2016.

Tabela 2 Distribuição de custos na produção de um módulo FV cristalino.

Componente	Participação no custo total	Origem
Célula de silício	53,8%	Importado
Laminação (Montagem)	13,4%	Local
Moldura de alumínio	6,7%	Local
Vidro	5,2%	Importado
Encapsulante	4,3%	Importado
<i>Backsheet</i>	5,3%	Importado
Condutores (fita de cobre)	3,1%	Importado
Junction box	4,3%	Importado e Local
Outros	3,9%	Local
Total	100,0%	

Fonte: (AHLFELDT, 2013).

Além da montagem de módulos, o Brasil tem maior possibilidade de nacionalizar parte da cadeia fotovoltaica na parte de componentes, como inversores, estruturas de montagem, cabos, seguidores solares, etc. Esse desenvolvimento pode ser feito a partir das indústrias metalúrgica e eletrônica existentes no país, com alguma adaptação.

5.1.2 Cadeia Downstream

A cadeia *downstream* fotovoltaica pode ser caracterizada basicamente pelos serviços associados à implantação dos projetos fotovoltaicos. As atividades dessa cadeia se diferem ligeiramente de acordo com o segmento da instalação.

Em centrais fotovoltaicas as atividades podem ser descritas da seguinte maneira:

- **Project Developer:** Identificam e desenvolvem projetos. São tipicamente responsáveis pela prospecção do local do projeto, estudos de viabilidade, aquisição de licenças e permissões, participação do processo de leilão, negociações com a comunidade e a designação das empresas responsáveis pela EPC e O&M. O desenvolvimento de projetos pode ser conduzido, em boa parte, internamente pelas equipes das empresas geradoras de energia/proprietários de

parques, ou ser contratado de empresas especializadas nesses serviços (ABDI, 2014).

- **EPC (*Engineering, Procurement and Construction*):** a empresa de EPC (vulgo “epecista”) é responsável pelo design e construção da planta fotovoltaica. O contrato costuma ser feito em dois formatos: 1) *turn-key*, no qual o epecista é responsável por todo o projeto, execução e performance da planta, adquirindo os equipamentos e subcontratando serviços. Sob esse regime, o epecista assume todo o risco, e, portanto, o contrato costuma ser 10% a 20% mais caro (AHLFELDT, 2013); 2) EPCM (*Engineering, Procurement and Construction Management*), que exige maior envolvimento do *Project Developer*. Nesse caso, empresa contratada desenvolve o projeto, realiza compras, mas não constrói, ela é apenas responsável pela gestão da entidade contratada (pelo *Project Developer*) para construir. O epecista atua como um agente do dono do projeto ou da obra (CAMARGO, 2010).
- **O&M:** a operação e a manutenção de uma usina envolve o controle da produção de energia, execução de planos de manutenção preventiva, limpeza dos módulos, realização de reparos e substituição de componentes, execução de garantias, etc. É um serviço geralmente terceirizado pelos proprietários do parque (ABDI, 2014).
- **Proprietário:** costuma ser formado por um consórcio que detém a concessão para exploração de energia pelo período de 20 anos, geralmente.

A cadeia *downstream* de sistemas de geração distribuída de pequeno porte (< 100 kW) compreende, geralmente, agentes integradores; instaladores; a manutenção dos sistemas; e os proprietários, que costumam ser os usuários da energia gerada. Uma descrição geral dessas atividades é apresentada a seguir:

- **Agente integrador:** é responsável por acessar fornecedores, realizar estimativas de produção, fazer o projeto da instalação, lidar com trâmites legais, buscar alternativas de financiamento para o cliente, entre outros. Busca fornecer uma solução completa ao cliente, que minimize o custo, maximize a produção de energia e que satisfaça os requerimentos técnicos (AHLFELDT, 2013);
- **Instalador:** responsável pela instalação dos sistemas fotovoltaicos. Podem fazer parte da própria empresa integradora, que realizou o projeto. No Brasil, no entanto, até 2014 verificava-se que a maior parte das instalações era feita por mão de obra terceirizada (IDEAL, 2015);

- **Manutenção:** sistemas de pequeno porte costumam exigir pouco acompanhamento. A limpeza dos módulos muitas vezes é realizada pelo próprio dono da edificação. Na necessidade de troca de algum equipamento defeituoso, geralmente é acionada a empresa que instalou o sistema.

Os agentes que atuam nesse setor estão bastante distribuídos no Brasil. A incipiência do mercado de geração distribuída no país, somada à relativa simplicidade dos sistemas fotovoltaicos, fez surgir muitas empresas no setor. Segundo o Instituto IDEAL¹⁷, no início de 2016 existia no país cerca de 950 empresas atuantes.

Em projetos de GD comerciais e industriais de grande porte (> 100kW) as atividades se caracterizam como um misto dos segmentos apresentados anteriormente.

5.1.3 Capacidade de produção

Ao longo da última década, a produção de módulos foi transferida dos EUA, Japão e Europa para a Ásia, sendo a China a principal produtora desde 2009. Em 2014, a Ásia respondeu por 87% dos 46 GW de módulos produzidos mundialmente (REN21, 2015). Como pode ser visto pela Tabela 3, a indústria, nos últimos dez anos, buscou antecipar o crescimento da demanda, elevando constantemente sua capacidade de produção.

No período, também se pode verificar um persistente excesso na produção, que contribuiu para a queda nos preços dos módulos FV e fez com que muitos fabricantes fechassem seus negócios no setor. No entanto, alguns analistas acreditam que o recente crescimento da demanda esteja levando a indústria a um equilíbrio entre oferta e demanda (ROSELUND, 2015).

O Brasil possuía no início de 2016 quatro fabricantes de módulos FV de silício cristalino e um fabricante de filmes orgânicos credenciados no BNDES. Segundo informações dessas empresas, a capacidade produtiva nacional de módulos cristalinos é de aproximadamente 250 MWp/ano. Para filmes orgânicos, a capacidade é de 400 mil m²/ano, ou 20 MWp/ano, considerando as características do polímero mais utilizado pela Sunew.

¹⁷ <http://www.americadosol.org/fornecedores/>. Acesso em 19/02/2016.

Tabela 3 Produção e capacidade anual de módulos fotovoltaicos.

Ano	Capacidade de Produção (MWp)	Produção Anual (MWp)	Taxa de Utilização das Fábricas	Capacidade Instalada Anual (MWp)	Produzido / Instalado (%)
2005	2.500	1.532	61%	1.390	110%
2006	2.900	2.068	71%	1.547	134%
2007	7.700	3.978	52%	2.524	158%
2008	12.700	7.050	56%	6.661	106%
2009	20.300	11.261	55%	7.341	153%
2010	34.800	21.400	61%	17.150	125%
2011	52.000	36.600	70%	30.134	121%
2012	58.000	36.487	63%	30.035	121%
2013	60.494	39.869	66%	38.353	104%
2014	70.080	45.965	66%	39.192	117%

Fonte: (IEA PVPS, 2015).

Box 1 – Limitação Industrial

O silício é o segundo elemento mais abundante da crosta terrestre, significando não haver restrições quanto à matéria prima para produção dos módulos. Como visto na Tabela 3, a capacidade industrial de produção de módulos sempre se mostrou superior às vendas, demonstrando historicamente uma habilidade de aumentar a produção rapidamente para atender a demanda, também não sendo esta uma restrição para o desenvolvimento fotovoltaico a nível mundial.

O Índio (In), utilizado em células de CIGS, e o Telúrio (Te), utilizado em células de CdTe, por outro lado, apresentam maiores restrições de disponibilidade. O Índio, por exemplo, é bastante utilizado por outras indústrias, o que aumenta a competição por esse material. O Telúrio é considerado um elemento raro, o que limita seu uso. Para lidar com essas restrições é proposto que se aumente a eficiência no processo de reciclagem desses materiais, se reduza a sua quantidade por Watt utilizada nas células FV e que sejam feitos contratos de longo prazo para garantir o suprimento à indústria FV (SOLARPOWER EUROPE, [s.d.])

5.2 Heliotérmica

A indústria heliotérmica vem enfrentando dificuldades nos últimos anos, após a estagnação do mercado espanhol e a desaceleração nos EUA. Ainda que pesem os seus benefícios operativos, a viabilização da energia heliotérmica foi prejudicada pela forte redução nos preços da energia fotovoltaica. Esse cenário fez com que grandes empresas, como a AREVA e a ABB, deixassem de atuar no ramo de energia heliotérmica (REN21, 2015).

Uma usina heliotérmica pode ser dividida em duas partes: 1) a de captação de irradiação solar e redirecionamento dessa irradiação para um determinado fluido específico e 2) a de geração termelétrica. Os componentes que fazem parte dessa última etapa são os mesmos utilizados em termelétricas convencionais, sendo que o Brasil possui parque industrial para atender a demanda por esses componentes.

Por outro lado, são os componentes principais dos sistemas, e.g. espelhos parabólicos e tubos absorvedores, que oferecem o maior valor agregado. Entretanto, requer-se elevado know-how tecnológico e avançados processos industriais para produzir tais componentes (KULICHENKO; WIRTH, 2012). Em 2014, as principais empresas do setor incluíam: Abengoa, Acciona, ACS Cobra, Elecnor, Sener/Torresol Energy e FCC (todas da Espanha); Brightsource e Solar Reserve (ambas dos EUA); ACWA (Arábia Saudita); e Schott Solar (Alemanha) (REN21, 2015).

Os principais elementos presentes ao longo do desenvolvimento de um projeto heliotérmico são apresentados na Figura 24.

O Brasil, apesar de não possuir fabricantes de componentes para usinas heliotérmicas, pode desenvolver a produção local através da expertise de algumas indústrias existentes, como a vidreira e cerâmica. A Tabela 4 apresenta essa e outras possibilidades de integração entre indústrias tradicionais e a produção de equipamentos para plantas heliotérmicas.



Figura 24 Cadeia de valor para uma planta heliotérmica.

Fonte: (FRAUNHOFER ISE, 2012).

Tabela 4 Indústrias tradicionais com potencial atuação na indústria heliotérmica.

Indústria Existente	Componentes
Automotiva	Motores
Vidreira e Cerâmica	Espelhos e Concentradores
	Absorvedores
Siderúrgica e Metalúrgica	Estruturas de suporte
Equipamentos para Indústria de Energia	Bloco de Potência
	Trocadores de calor
	Balanço da Planta
Máquinas, equipamentos e automação	Seguidores
Química	Fluidos de Transferência de Calor
	Fluidos de Armazenamento

Fonte: Adaptado de (GIZ, 2013; WORLD BANK, 2013).

Em relação à cadeia *dowstream* de plantas heliotérmicas, pode-se afirmar que se assemelha à de projetos de geração fotovoltaica centralizada.

6 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

6.1 Aspectos operacionais

6.1.1 Fotovoltaica

A geração fotovoltaica consiste na conversão direta da energia eletromagnética presente na radiação solar em energia elétrica, sem fazer uso de uma massa girante como nas termelétricas. Assim sendo, qualquer variação na irradiação solar afeta imediatamente a geração fotovoltaica. Pela ausência de inércia, em dias nublados podem ser observadas variações de potência de $\pm 50\%$ em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e de $\pm 70\%$ em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos (NERC, 2009). De modo comparativo, estima-se que em intervalos de 30 minutos a variabilidade da geração fotovoltaica seja cerca de 10 vezes maior que da geração eólica.

Embora os sistemas elétricos tenham sido projetados para lidar com a flutuação natural e, relativamente, previsível das cargas, a variação e incerteza adicional da oferta trazem novos desafios ao planejamento e operação do sistema elétrico. A necessidade de o sistema estar sempre em equilíbrio entre oferta e demanda significa, por um lado, que o operador deve ter condições de suprir a demanda rapidamente no momento em que uma usina intermitente deixar de gerar. Por outro lado, períodos de baixa demanda e alta geração de fontes não despacháveis podem levar plantas convencionais a reduzirem sua geração a níveis mínimos, ou serem desligadas e acionadas com mais frequência. Esta variação no ciclo de operação aumenta o desgaste da planta, diminui sua eficiência e acarreta em um aumento nos custos de operação¹⁸ (BIRD; MILLIGAN; LEW, 2013).

¹⁸ Hidrelétricas, motores de combustão interna e turbinas a gás têm os menores custos de ciclagem. Em usinas termelétricas a carvão este custo é mais elevado. Uma planta de 30 anos, de 500 MW, por exemplo, tem um custo que varia de US\$ 153.000 a US\$ 201.000 para cada partida fria (AGAN et al., 2008).

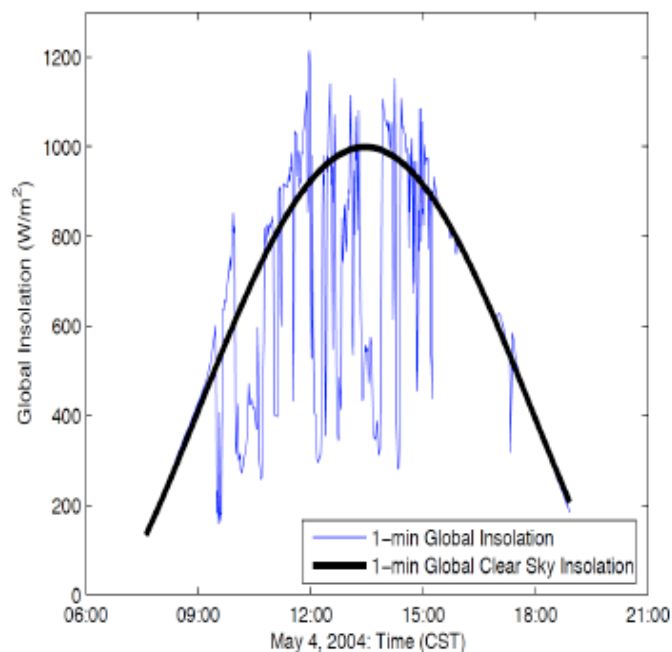


Figura 25 Comportamento temporal da insolação global.

Fonte: (DRAGOON; SCHUMAKER, 2010).

A variabilidade extrema da geração fotovoltaica é uma das dificuldades técnicas mais significativas para inserção em larga escala da microgeração solar na rede de distribuição de baixa tensão. Isso se deve ao fato de essas redes, em geral, possuírem recursos limitados de controle de tensão e não serem originalmente dimensionadas para inserção de grandes montantes de geração intermitente. Quando alocados no sistema de distribuição, os microgeradores proporcionam o efeito benéfico de aliviar o carregamento dos circuitos da rede. Contudo, quando adicionadas em grande escala, essas novas fontes de energia podem alterar a característica natural de operação da rede tornando-a predominantemente exportadora de energia. Essa alteração de comportamento da rede, que também está influenciada pela intermitência da geração, exige uma atuação mais frequente dos dispositivos de controle de tensão da rede, diminuindo sua vida útil. Adicionalmente, essas novas fontes contribuem para aumentar a magnitude das correntes de curto-circuito na rede, podendo impactar no aumento dos custos com equipamentos de proteção (MIT, 2015).

No entanto, os efeitos da geração distribuída devem ser avaliados particularmente. Isso porque em alguns casos, especialmente em regiões comerciais e industriais, onde há boa coincidência entre irradiação solar e demanda energética da rede, os sistemas fotovoltaicos são capazes de oferecer benefícios aos sistemas de distribuição ao aliviar o

carregamento da rede, reduzindo picos de demanda, perdas de potência e melhora do perfil de tensão (BRAUN, 2010).

De modo geral, considera-se que a indústria fotovoltaica, operadoras da rede e distribuidoras terão que desenvolver novas tecnologias e estratégias para possibilitar larga integração fotovoltaica através de *smart grids*.

6.1.2 Integrando a geração renovável não despachável ao SIN

Estudos internacionais (BIRD; MILLIGAN; LEW, 2013; IEA, 2014d; WEITEMEYER et al., 2015) apontam algumas soluções para lidar com a variabilidade das fontes renováveis não despacháveis e assegurar a estabilidade do sistema e garantir a segurança de suprimento energético. Entre as principais, destacam-se:

- **Previsão de geração:** previsões meteorológicas podem ser utilizadas para prever a geração de usinas fotovoltaicas e eólicas, reduzindo a incerteza quanto à geração. Estas informações auxiliam o operador na determinação de entrada e saída de operação de outros geradores, alocando recursos de forma mais eficiente e reduzindo custos. Embora este recurso seja valioso, diz respeito apenas para plantas de grande escala, que fornecem dados de geração em tempo real para o operador. Unidades de geração distribuída não realizam este controle, o que dificulta ao operador do sistema saber se, por exemplo, um aumento na carga líquida é pelo aumento da demanda ou um decréscimo da geração distribuída naquele momento.
- **Infraestrutura de transmissão:** à medida que se aumenta a distribuição geográfica dos parques eólicos e fotovoltaicos, diminui-se a variação da geração do conjunto. Parques solares espalhados, por exemplo, não são afetados por nuvens ao mesmo tempo (Figura 26). Um sistema de transmissão interconectado permite que haja um balanceamento entre estes parques, entre diferentes fontes, e em diferentes locais, aumentando a confiabilidade do sistema.

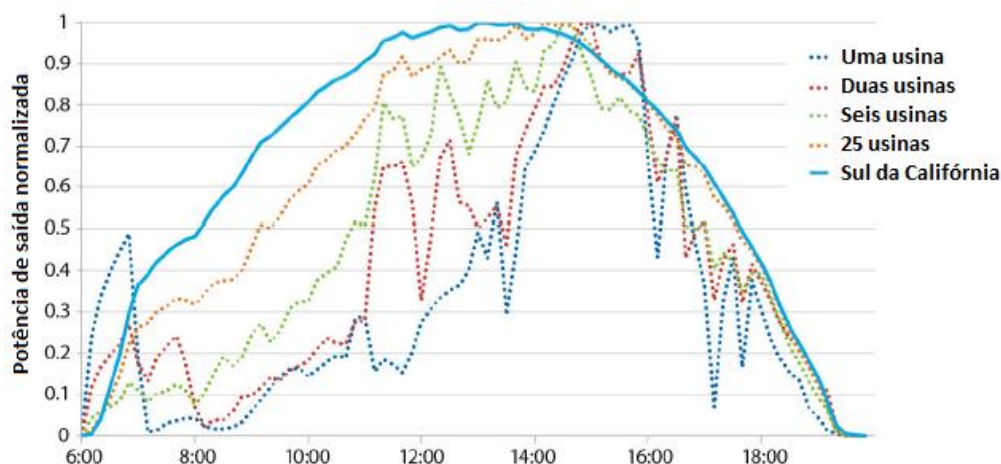


Figura 26 Potência de saída normalizada para diferentes níveis de agregação de usinas fotovoltaicas no sul da Califórnia num dia parcialmente nublado.

Fonte: (LEW et al., 2013).

- **Resposta da demanda:** oferecer estímulos ao consumidor para que ele ajuste seu padrão de consumo, como uma alternativa para lidar com a variação da geração eólica e fotovoltaica. Além de auxiliar na redução do pico de consumo, o consumidor pode fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico, como reserva girante e regulação de frequência (MANAGAN, 2014). As redes inteligentes tem papel importante para realização deste potencial.
- **Armazenamento:** Dispositivos de armazenamento energético também podem ser úteis para balancear as flutuações das fontes renováveis intermitentes. O conceito é armazenar a energia excedente em períodos de abundância de geração para utilizá-la posteriormente, em períodos de ponta ou em intervalos de baixa geração. As usinas reversíveis (UHR) representam a tecnologia de armazenamento de grande escala mais difundida mundialmente, presente em estágio comercial em diversos países. As baterias, impulsionadas pelo desenvolvimento do veículo elétrico, tiveram grande avanço tecnológico nos últimos anos e ainda tem potencial para redução de custos, ao contrário das UHRs. Com a vantagem de existirem em várias escalas, estas podem vir – a depender da redução de custos – a ser utilizadas como fonte de armazenamento para o sistema elétrico tanto no nível da oferta como ferramenta de resposta da demanda (IEA, 2014e).
- **Geração flexível:** para acomodar a variação da geração fotovoltaica e eólica, são necessários geradores flexíveis, capazes de responder às necessidades do sistema rapidamente. São plantas com alto ramp rate, ampla faixa de operação, rápido

acionamento e desligamento, e baixo custo de ciclagem¹⁹. Em geral, turbinas a gás em ciclo simples, usinas hidrelétricas e motores de combustão interna estão entre os geradores mais flexíveis, enquanto plantas a carvão e usinas nucleares são as menos flexíveis.

Cabe destacar que lidar com os problemas advindos da inserção de fontes não despacháveis deve ser pensado como um conjunto das soluções elencadas, não apenas através da escolha de uma opção. Isto porque nenhuma alternativa é capaz de resolver todos os aspectos da intermitência. Adicionalmente, para grande parte destas alternativas se viabilizarem é necessário que o mercado de energia elétrica no Brasil se adapte, de forma a remunerar adequadamente estes serviços.

Em termos estruturais, atualmente o Brasil, em função de sua vasta malha de transmissão e do predominante parque de geração hidrelétrica, possui margem para a acomodação de novas fontes intermitentes (IEA, 2014d). No entanto, enquanto a demanda máxima continuar crescendo, será necessária uma capacidade instalada de *backup* para cobrir a potência fotovoltaica e eólica nos momentos em que o sol não estiver brilhando ou o vento não estiver soprando. De fato, a EPE, em sua nota técnica intitulada “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”, de maio de 2012, destacava que “em razão da característica de seu ciclo diário, limitado ao período diurno, a geração fotovoltaica não substitui investimentos na ampliação da capacidade instalada do sistema elétrico, mas pode ser vista como uma fonte “economizadora” de combustíveis de maior valor econômico.”

6.1.3 Fatores de capacidade

Como apresentado na seção do recurso solar, as melhores localidades brasileiras possibilitam um fator de capacidade (FC_{cc})²⁰ próximo a 19%, considerando um *Performance Ratio*²¹(PR) de 75% , enquanto que áreas com irradiação próxima a 5,5

19 A ciclagem se refere à operação de uma unidade geradora em níveis variados de potência, incluindo acionamento e desligamento, *load following*, e funcionamento em carga mínima, em resposta à variação da carga.

20 Fator de capacidade com base em corrente contínua. Ou seja, a energia média gerada dividida pela potência total dos módulos fotovoltaicos. Neste documento, ao tratar de fator de capacidade de sistemas fotovoltaicos, será utilizada esta padronização.

21 Representa perdas por temperatura, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), sujeira, conversão CC/CA, eficiência do seguidor do ponto de máxima potência.

kWh/m²/dia apresentam fator de capacidade pouco menor que 17,5%. Este fator é calculado para estruturas fixas, voltadas para o norte e com inclinação igual à latitude do local. No entanto, com estruturas móveis que acompanham o movimento solar, seja em um ou dois eixos, é possível aumentar o FC_{cc}. Segundo os dados dos projetos cadastrados no 2º LER de 2015 (EPE, 2016), estima-se que sistemas com seguidores de um eixo possam atingir um FC_{cc} superior a 25% no Brasil. Pela simplicidade (e baixo custo) dos sistemas de um eixo frente ao seu resultado, é compreensível a tendência de uso desses mecanismos nas usinas fotovoltaicas. No LER de 2014, 32% das plantas vencedoras tinham sistema de seguimento (EPE, 2014a), enquanto que nos Leilões de Energia de Reserva de 2015 esse percentual subiu para 81% (EPE, 2015, 2016). A Figura 27 apresenta uma visão geral dos fatores de capacidade estimados nos projetos vencedores dos leilões de energia de reserva de 2014 e 2015.

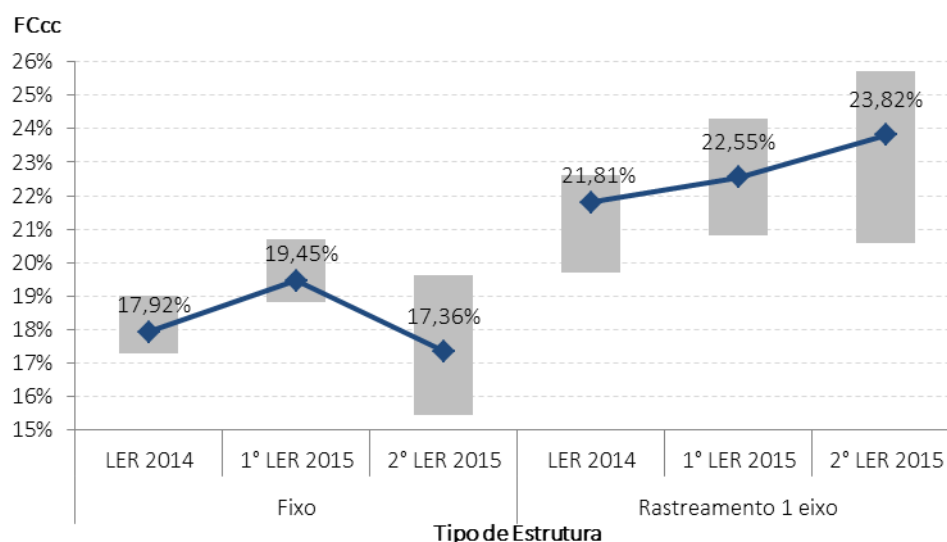


Figura 27 Evolução do fator de capacidade.

Enquanto na geração centralizada percebe-se uma busca por localidades com melhores níveis de irradiação, de forma a aumentar o fator de capacidade das plantas, na geração distribuída não existe a mesma flexibilidade. Assim, o fator de capacidade está condicionado à localidade das edificações, espalhadas por todo o país. Portanto, projetos de geração distribuída fotovoltaica tendem a apresentar fatores de capacidade inferiores aos das usinas FV. Através de uma análise de georreferenciamento, Konzen (2014) levantou o fator de capacidade médio na área de cada distribuidora de energia elétrica brasileira. Os valores variam entre 15,7% a 18,5%, conforme aponta a Tabela 5.

Tabela 5 Fator de capacidade por distribuidora.

Distribuidora	UF	FC	Distribuidora	UF	FC
ELETROPAULO	SP	15,7%	DEMEI	RS	17,1%
CEA	AP	15,9%	CELPE	PE	17,1%
AmE	AM	15,9%	HIDROPAN	RS	17,1%
EFLIC	SC	15,9%	ELETROCAR	RS	17,1%
CEEE-D	RS	16,1%	CEMAR	MA	17,1%
Boa Vista	RR	16,1%	MUXENERGIA	RS	17,1%
CELESC-DIS	SC	16,1%	EMT	MT	17,2%
ELETROACRE	AC	16,1%	COELBA	BA	17,3%
EFLUL	SC	16,1%	IENERGIA	SC	17,3%
ELFSM	ES	16,2%	COSERN	RN	17,4%
COCEL	PR	16,2%	ELEKTRO	SP	17,4%
UHENPAL	SC	16,2%	ETO	TO	17,4%
CERR	RR	16,3%	EPB	PB	17,4%
COOPERALIANÇA	SC	16,3%	COELCE	CE	17,6%
CELPA	PA	16,4%	EEB	SP	17,6%
SULGIPE	SE	16,4%	CEMIG-D	MG	17,7%
AES-SUL	SC	16,5%	CPFL Santa Cruz	SP	17,8%
CERON	RO	16,5%	CHESP	SP	17,9%
ESCELSA	ES	16,6%	CELG-D	GO	17,9%
CPFL Sul Paulista	SP	16,6%	EMS	MS	17,9%
BANDEIRANTE	SP	16,7%	CAIUÁ-D	SP	18,0%
CEAL	AL	16,7%	CEPISA	PI	18,1%
CFLO	PR	16,7%	EDEVP	SP	18,1%
ESE	SE	16,7%	DMED	MG	18,1%
EBO	PB	16,7%	CEB-DIS	DF	18,2%
CPFL-Piratinga	SP	16,8%	CPFL-Paulista	SP	18,3%
RGE	RS	16,8%	CPFL Mococa	SP	18,4%
EMG	MG	16,9%	CPFL Jaguari	SP	18,4%
LIGHT	RJ	16,9%	CPFL Leste Paulista	SP	18,4%
AMPLA	RJ	17,0%	CNEE	SP	18,5%
COPEL-DIS	PR	17,0%			

Fonte: Adaptado de Konzen (2014).

6.1.4 Heliotérmica

Conforme foi apresentado na seção 3, a H_{DIR} é mais susceptível a variações, sendo assim, as incertezas no cálculo da produção de energia são elevadas, embora as plantas atualmente em operação comercial possuam estações de medição de radiação que possibilitam uma previsibilidade de geração de energia com até 24 horas de antecedência, especialmente aquelas que administram o despacho da energia térmica armazenada.

No entanto, se por um lado a previsibilidade da geração heliotérmica em longo prazo é menor, por outro, em intervalos de tempo pequenos, da ordem de minutos, a inércia térmica do fluido aquecido assegura a pequena variabilidade de curtíssimo prazo da geração.

6.1.5 Armazenamento térmico e hibridização

Adicionalmente, no âmbito do planejamento, entende-se que a geração heliotérmica se distingue da fotovoltaica especialmente pela capacidade de armazenamento. O armazenamento de energia na forma térmica permite que as heliotérmicas continuem gerando eletricidade mesmo quando nuvens bloqueiam a luz solar ou após o anoitecer.

Nas heliotérmicas ainda é possível utilizar um sistema de queima suplementar de combustível, como “*back up*” da energia solar, garantindo assim a operação da planta em tempo integral. A Figura 28 ilustra a vantagem do armazenamento térmico em ciclo diário de uma usina heliotérmica híbrida.

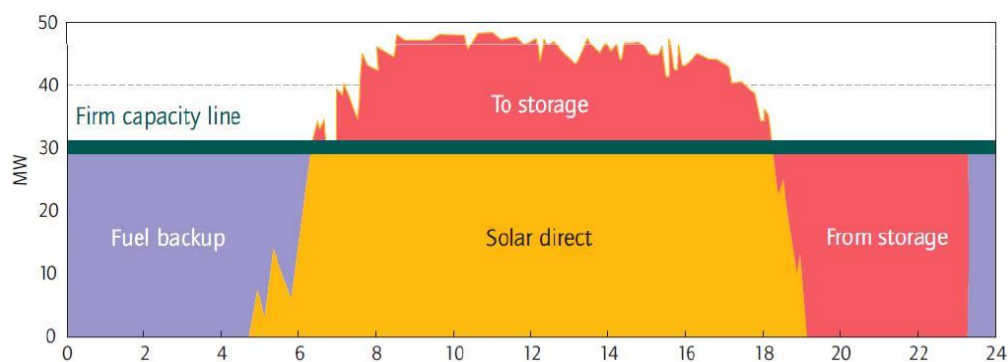


Figura 28 Ciclo diário de usina heliotérmica híbrida, com acumulação térmica e queima suplementar.

Fonte: (IEA, 2010).

A capacidade de acumulação térmica geralmente varia entre 4h e 12h. Em geral, os projetos com maior capacidade de armazenamento são feitos em conjunto com plantas do tipo torre solar. O dimensionamento é feito de acordo com o modo de operação previsto

para a usina, se em regime contínuo (base), como seguidora da curva diária de carga ou mesmo como usina de ponta. Deve-se considerar a necessidade de aumento do tamanho do campo solar conforme a necessidade de armazenamento térmico da usina²². Essa afirmação é ilustrada pela Figura 28, na qual se observa a necessidade de um “excesso” de energia térmica durante o dia, para ser armazenada.

6.1.6 Fator de capacidade

O fator de capacidade de uma planta heliotérmica é influenciado principalmente pelo recurso solar (H_{DIR}) disponível no local de instalação, pela capacidade de armazenamento e o múltiplo solar da planta. Sem o armazenamento, o fator de capacidade da planta não vai além de 25% (NREL, [s.d.]), enquanto que com armazenamento o FC pode superar 60% (IRENA, 2015), conforme apresenta a Figura 29.

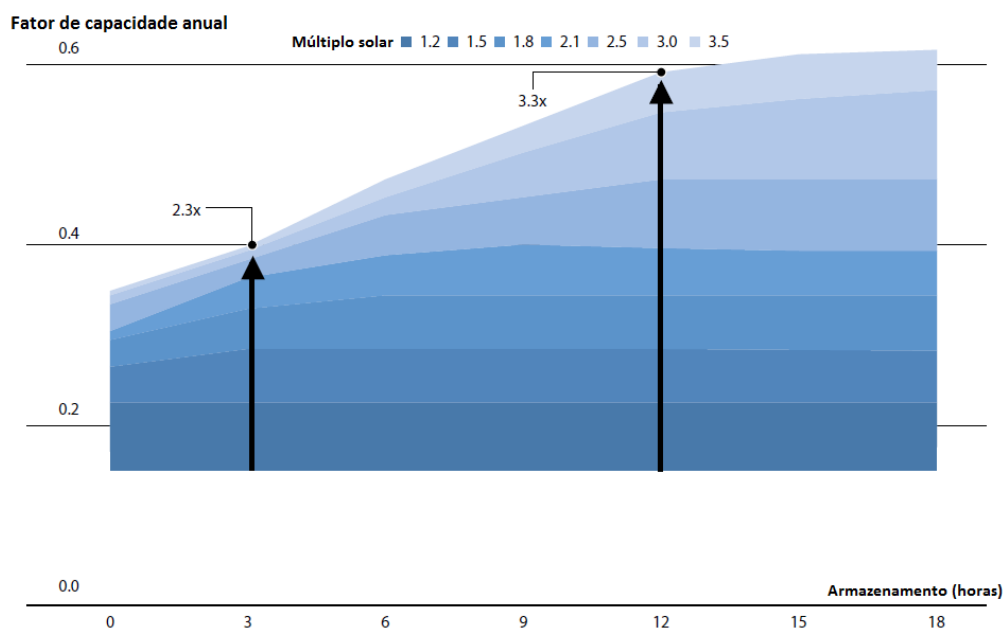


Figura 29 Fator de capacidade em função do múltiplo solar e armazenamento.

Fonte: (IRENA, 2015).

²² A variável de projeto que caracteriza a relação entre o porte do campo solar e a capacidade do bloco de potência é conhecida como “múltiplo solar”, cujo valor fica na faixa 1,1 – 1,5 (sem armazenamento térmico) e da ordem de 3,0 – 4,0 (plantas com armazenamento).

No Brasil, através de simulações (MALAGUETA et al., 2013) foi estimado o fator de capacidade de uma planta heliotérmica sob diferentes configurações. Num local com irradiação direta igual a 2200 kWh/m²/ano, a planta teria um FC de 23,3%, sem armazenamento. Com armazenamento de 6h e 12h o FC subiria para 41,3% e 60,8%, respectivamente. Também foi feita uma simulação da planta simples com queima suplementar de gás natural, resultando num FC de 41,3%. No entanto, nesse último a contribuição do GN foi limitada a 25% da capacidade nominal da planta.

6.2 Aspectos Econômicos

Ao contrário de muitas tecnologias convencionais de geração elétrica, a fotovoltaica e a heliotérmica têm experimentado uma redução de custos ao longo dos últimos anos, derivada de inovações tecnológicas, aumentos na eficiência e economia de escala, principalmente. Esta redução de custos têm sido crucial na difusão de sistemas fotovoltaicos e usinas heliotérmicas durante a última década. Em geral, para as duas tecnologias, estima-se que esta redução continue no longo prazo, embora as quedas mais acentuadas devam acontecer ainda no horizonte decenal.

A difusão de sistemas fotovoltaicos se iniciou a partir da geração de pequena escala, havendo ocorrido seu desenvolvimento tecnológico, ganhos de escala e redução de custos através desse mercado. No caso da tecnologia heliotérmica, seu desenvolvimento passa inevitavelmente²³ pela viabilização de grandes plantas geradoras, o que apresenta desvantagem competitiva a esta fonte, frente à fotovoltaica.

6.2.1 Fotovoltaica

Historicamente, o custo dos sistemas fotovoltaicos caiu mais de 100 vezes desde 1950, mais do que qualquer outra tecnologia neste período (NEMET, 2006), sendo que entre 1980 e 2013 a curva de aprendizagem dos módulos fotovoltaicos foi de 21,5% (FRAUNHOFER ISE, 2015a). Os módulos fotovoltaicos representaram por anos a parcela mais significativa nos custos totais dos sistemas fotovoltaicos (67%, na média, em 2008, por exemplo (GTM RESEARCH, 2012)). No entanto, a produção desse componente se barateou bastante nos últimos anos, de forma que a parcela dos módulos no custo total

23 A tecnologia conhecida como disco Stirling pode ser empregada em sistemas de menor escala, embora seja pouco desenvolvida (3 MW em operação, segundo NREL: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/dish_engine.cfm. Acesso em 27/04/2016).

dos sistemas esteja atualmente abaixo de 50%. Nos EUA, por exemplo, esse percentual varia entre 20 e 35%, dependendo do tipo e escala do sistema FV (FELDMAN et al., 2015). Dadas as limitações para reduções adicionais nos custos dos módulos, estima-se que as próximas quedas ocorram principalmente nos custos de instalação e outros componentes (BARBOSE et al., 2013).

6.2.2 Geração Distribuída

Os custos de investimento de sistemas fotovoltaicos apresentam ampla faixa de variação e dependem de diversos fatores, como por exemplo, localização, configuração, tipo e tamanho do sistema. No caso da geração distribuída, o custo de um sistema de até 5 kWp instalado no Brasil em 2014 esteve próximo a US\$ 2,64/Wp²⁴ (IDEAL, 2015), conforme aponta a Figura 30.

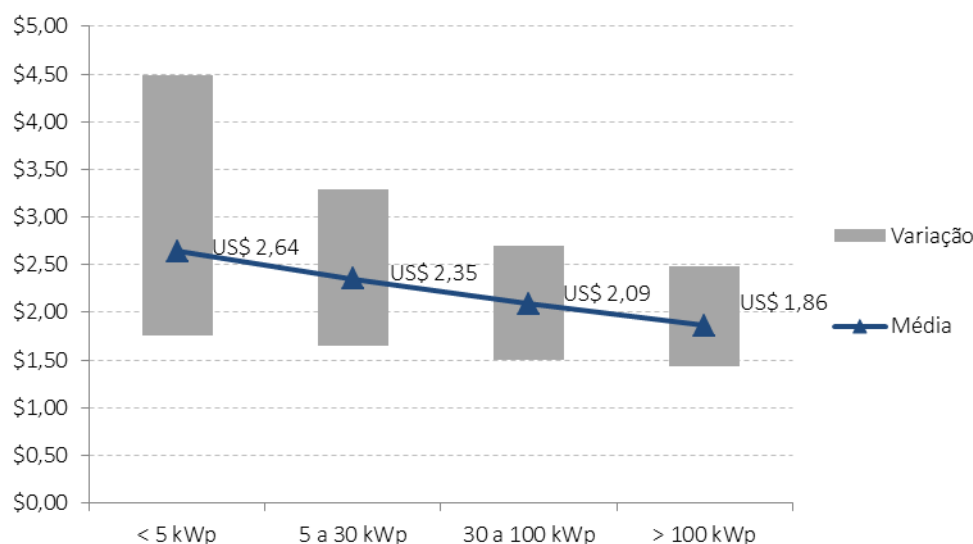


Figura 30 Preço médio dos sistemas fotovoltaicos no Brasil em 2014 por faixa de potência.

Fonte: Adaptado de (IDEAL, 2015).

Adicionalmente, dentre os sistemas de geração distribuída instalados em 2014 no Brasil foi verificada a distribuição de custos ilustrada na Figura 31.

²⁴ Valor em dólar convertido com a taxa média de câmbio do Dólar americano (venda) de 2015, sendo 1 US\$ = R\$ 3,34.

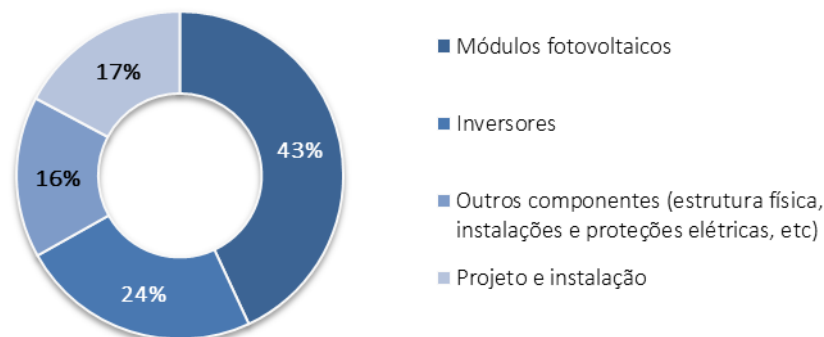


Figura 31 Composição do custo total da instalação de um sistema de geração distribuída FV.

Fonte: (IDEAL, 2015).

De acordo com os parâmetros apresentados na Tabela 6 foi calculado o custo nivelado da geração distribuída fotovoltaica de um sistema residencial. O cálculo foi feito com base nos fluxos de entrada e saída de caixa correspondentes às receitas e despesas de investimento e operacionais durante a vida útil da instalação. Nesse cálculo, as receitas foram computadas valorando a energia produzida pelo custo nivelado de geração. Tal custo corresponde ao valor que torna nulo o valor presente do fluxo de caixa líquido.

Tabela 6 Parâmetros de cálculo do custo nivelado da geração distribuída fotovoltaica residencial.

Parâmetro	Valor
Taxa real de desconto	6% a.a.
Vida útil	20 anos (exceto inversores: 10 anos)
Custo anual de operação e manutenção:	1% do custo do investimento inicial a.a.
Degradação anual da produtividade	0,5% a.a.
Fator de capacidade	De acordo com localização, de acordo com Konzen (2014)
Percentual da energia gerada injetada na rede:	60%
Isenção do ICMS sobre energia injetada	SP, PE, GO, CE, TO, RN, MT, BA, DF, MA, AC, AL, RJ, MG e RS.
Isenção de PIS/COFINS sobre a energia injetada	Nacional
Investimento inicial (3 kWp):	US\$ 7,9 mil
Valor da bandeira vermelha	US\$ 13,50/MWh
Tarifas de Eletricidade	Outubro de 2015

Nota: Valor em dólar convertido com a taxa média de câmbio do Dólar americano (venda) de 2015, sendo 1 US\$ = R\$ 3,34.

A Figura 32 mostra que esse investimento é financeiramente atrativo em pouco mais da metade do país, desconsiderando a aplicação de bandeiras tarifária (na área de 33 das 61 distribuidoras analisadas, o que representa 54% dos consumidores residenciais). Na vigência de bandeira tarifária vermelha, a viabilidade aumenta, atingindo 47 distribuidoras (88% dos consumidores residenciais). Esses resultados também podem ser estendidos ao setor comercial atendido em baixa tensão, em função da semelhança entre as duas tarifas (B1 e B3).

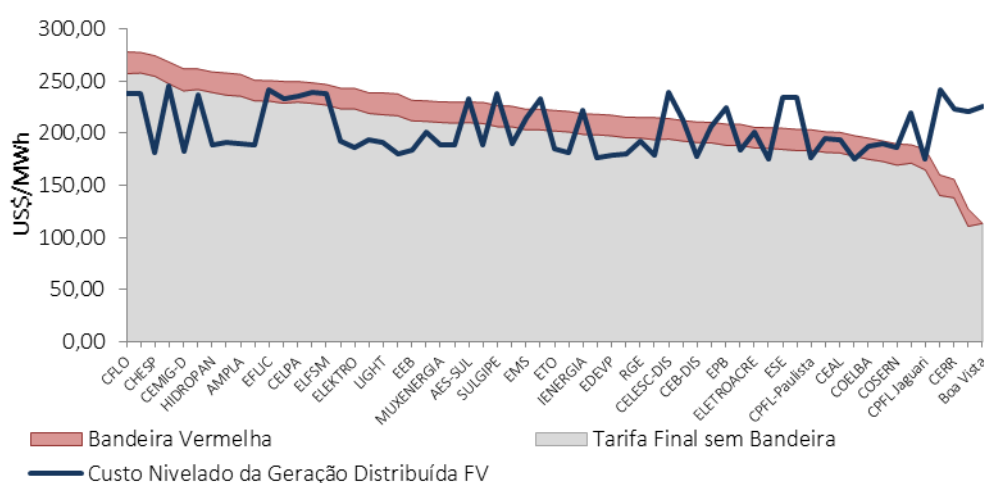


Figura 32 Tarifa de eletricidade versus custo da geração distribuída fotovoltaica.

Nota: cálculo para outubro de 2015.

6.2.3 Geração Centralizada

Uma planta geradora fotovoltaica é muito simples, sendo basicamente uma ampliação de um sistema de pequeno porte. Esta simplicidade se reflete em pouco tempo necessário para construir uma central fotovoltaica, em geral, levando menos que um ano. Ainda, a relativa simplicidade dos sistemas, sem partes móveis e girantes ou utilização de fluidos de trabalho, confere robustez às instalações, de forma que seja necessária pouca manutenção, ou quando necessária (limpeza dos módulos, por exemplo) podendo ser realizada à noite, sem interferir na operação. Dessa forma, estima-se que as despesas anuais com O&M sejam da ordem de 1% do valor do investimento da planta (EPE, 2012; MONTENEGRO, 2013).

A vida útil dos módulos fotovoltaicos costuma ser de 25 anos, sendo que os fabricantes que atendem aos padrões internacionais de qualidade garantem 80% da potência nominal do módulo ao final deste período (MONTENEGRO, 2013). Esta queda na

produção é devida à degradação natural das células fotovoltaicas, podendo ser considerada uma redução média de 0,5% a.a. na produção fotovoltaica (BENEDITO, 2009; VIANA, 2012). Os inversores, por sua vez, costumam ter garantias de 5 a 10 anos, podendo a vida útil se estender um pouco sobre este período (PINHO; GALDINO, 2014).

Internacionalmente, os custos levantados em 2014 para plantas fotovoltaicas indicam uma média ponderada de US\$ 2.250/kW nos EUA, enquanto na Europa esteve em torno de US\$ 1.950/kW, sendo os menores valores observados em instalações na China (média de US\$ 1.650/kW) (IRENA, 2015). No Brasil, até 2015, apenas algumas plantas pilotos haviam sido instaladas, de forma que os custos reais de instalação desta fonte no país ainda não estejam consolidados. Como estimativa, é possível utilizar os dados dos empreendimentos vencedores dos leilões realizados. No 6º Leilão de Energia de Reserva, realizado em 2014, o custo de investimento médio entre os projetos vencedores foi igual a US\$ 1.915/kW, ou US\$ 1.610/kWp²⁵. Os valores mínimos e máximos estiveram na faixa de US\$ 1.400/kWp e US\$ 2.100/kWp, respectivamente.

Tabela 7 Parâmetros da geração fotovoltaica centralizada.

Custo de Investimento	(US\$/kWp)	1400-2100
Custo O&M Fixo	(US\$/kWp/ano)	19
Custo de O&M variável	(US\$/MWh)	0
Potência Típica	(MWp)	25
Vida útil	(anos)	25
Tempo de construção	(anos)	1
Fator de Capacidade Médio	(%)	24
Taxa de Desconto	(% a.a.)	8
Custo Nivelado	(US\$/MWh)	71 - 103

Notas: (1) Valores referentes ao ano de 2014. (2) O investimento em plantas de geração centralizada exige um retorno superior ao de sistemas de geração distribuída. Isso se deve, principalmente, ao maior custo de oportunidade dos grandes investidores. Por esse motivo, a taxa de desconto utilizada para a geração centralizada é superior à utilizada na geração distribuída.

Com base nas informações apresentadas, foram definidos os seguintes parâmetros para cálculo do custo nivelado (LCOE) da geração fotovoltaica centralizada no Brasil. Seguindo a tendência observada nos leilões realizados em 2014 e 2015, foi considerada

²⁵ Valor em dólar convertido com a taxa média de câmbio do Dólar americano (venda) de outubro de 2014, mês de realização do LER 2014, sendo 1 US\$ = R\$ 2,35.

uma planta de geração com seguimento de um eixo. Segundo os parâmetros, o custo da geração fotovoltaica centralizada foi estimado entre US\$ 71/MWh e US\$ 103/MWh.

6.2.4 Sistemas Isolados (*off-grid*)

Os custos dos sistemas fotovoltaicos isolados, por sua vez, são mais elevados, por necessitarem principalmente de baterias. Além disso, além dos equipamentos, devem-se somar os custos de logística, mão de obra e transporte, que elevam significativamente o custo final. Galdino (2012) faz uma análise dos custos dos sistemas isolados implantados no país e conclui que em equipamentos, o valor para 2012²⁶ era igual a 10,7 US\$/Wp, enquanto que o custo total somava 19,4 US\$/Wp. A tendência é de redução destes custos, porém, as baterias utilizadas até então vem apresentando elevação nos preços (GALDINO, 2012), fazendo com que a queda não seja tão acentuada. Para experimentar reduções substanciais, os sistemas isolados dependem, portanto, do desenvolvimento de novas e mais baratas tecnologias de armazenamento.

Ressalta-se que, embora o custo seja mais elevado que o de sistemas conectados à rede, os sistemas FV isolados costumam encontrar viabilidade no atendimento de comunidades remotas, tendo em vista que evitam a construção de redes de distribuição ou substituem os altos custos e dificuldades logísticas da geração a diesel nesses locais.

6.2.5 Heliotérmica

A viabilidade econômica de uma usina heliotérmica também é dependente de muitos fatores, como a quantidade de radiação solar direta, a topografia, a disponibilidade de terras e o acesso ao sistema de transmissão. Informações horárias sobre o recurso solar devem ser tomadas ao longo de pelo menos um ano, no local da futura central, para estimar com maior precisão a quantidade e o custo da energia produzida (MEYER, 2013).

Nas centrais heliotérmicas de cilíndrico parabólico sem armazenamento os custos de investimento está entre US\$ 4.600/kW e US\$ 8.000/kW, nos países membros da OCDE (IRENA, 2015). O valor total do investimento pode ser decomposto em quatro partes, conforme apresenta a Figura 33.

²⁶ Valor em dólar convertido com a taxa média de câmbio do Dólar americano (venda) de 2012, sendo 1 US\$ = R\$ 1,95.

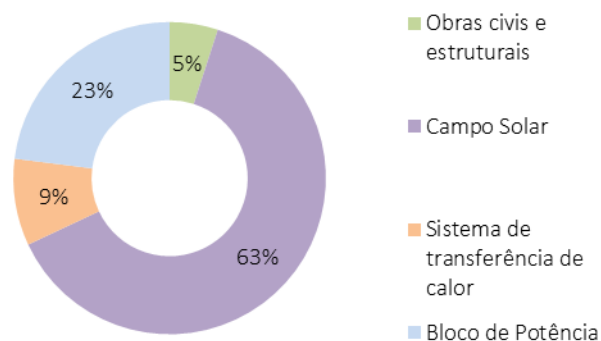


Figura 33 Decomposição do investimento de uma planta heliotérmica sem armazenamento.

Fonte: (IRENA, 2015).

No caso das plantas com armazenamento, este valor é superior e varia de acordo com o número de horas de armazenagem. Uma planta de coletores cilíndrico-parabólicos ou do tipo torre solar com armazenamento de 4h a 8h tem custo variando entre US\$ 6.800/kW a US\$ 12.800/kW. Para plantas com maior tempo de armazenagem há poucos dados. No entanto, uma análise bottom-up dos custos de investimento sugere um investimento entre US\$ 7.600/kW e US\$ 10.700/kW (IRENA, 2015).

Porém, apesar do maior custo inicial, o custo nivelado da energia produzida por centrais com armazenamento costuma ser igual ou até menor ao de uma planta simples, por conta do seu maior fator de capacidade (IRENA, 2015). Logo, esta alternativa é preferível, uma vez que possibilita maior flexibilidade no despacho de eletricidade. O custo da energia produzida é fortemente impactado pela irradiação direta normal no local da planta. Assumindo uma base de 2100 kWh/m²/ano, para cada aumento de 100 kWh/m²/ano o custo nivelado é reduzido em 4,5% (IRENA, 2013).

A redução nos custos das plantas heliotérmicas, assim como nas fotovoltaicas, deve ser mais expressiva ao longo da próxima década, podendo cair até 40% neste período (IRENA, 2013). Esta queda deve ocorrer em função de um aumento no tamanho típico das centrais, associado à produção em massa dos componentes. Como exemplo, estima-se uma economia de 10% ao aumentar a escala da planta de 50 MW para 100 MW (FICHTNER, 2010). Adicionalmente, destacam-se as reduções estimadas com o melhoramento do design dos elementos utilizados no campo solar e com o desenvolvimento de novos fluidos de transferência de calor que atinjam maiores temperaturas, que, juntamente com as torres solares, poderão aumentar a eficiência e aperfeiçoar os processos de armazenamento.

A experiência mostra que a vida útil de uma planta heliotérmica pode ser superior a 30 anos. Na Califórnia (EUA), por exemplo, há nove plantas que operam desde a década de 1980 (IEA, 2014b). Quanto ao tempo de construção, a experiência mostra que é possível construir uma usina heliotérmica entre um e três anos (IRENA, 2013), sendo razoável assumir o limite superior como parâmetro conservador para simulações.

A operação e manutenção (O&M) de uma planta heliotérmica se dividem entre o bloco de potência e o campo solar. As atividades relacionadas ao bloco de potência são similares ao de uma planta termelétrica convencional (IEA, 2014b). No campo solar, os gastos são elevados em função da necessidade de reposição de espelhos e absorvedores quebrados. As despesas com a lavagem dos espelhos, incluindo o custo da água, também são significativos. Dessa forma, os custos totais de O&M, incluindo o seguro da planta, foram estimados em US\$ 0,02 a US\$ 0,04/kWh (Figura 34). Essa cifra também pode ser decomposta em um valor fixo de US\$ 70/kW/ano, um variável igual a US\$ 0,003/kWh e o seguro anual no valor de 0,5% a 1% do investimento total (IRENA, 2015).

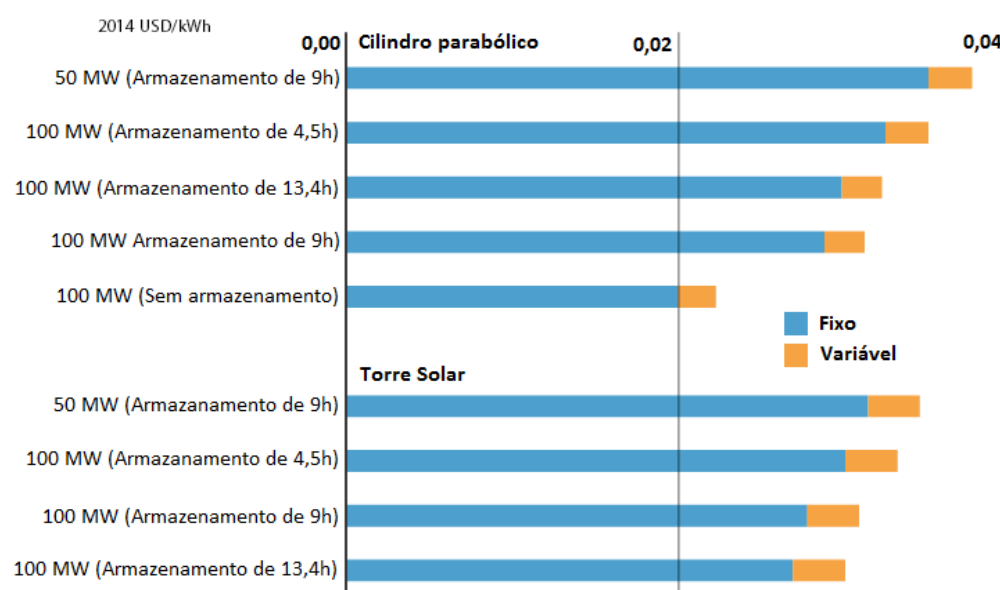


Figura 34 Despesas de O&M de plantas heliotérmicas.

Fonte: (IRENA, 2015).

Na Tabela 8 são apresentados os parâmetros utilizados na modelagem das plantas heliotérmicas. O fator de capacidade representa uma planta com armazenamento de 6h, baseado em Malagueta (2013) e Arvizu et al. (apud MALAGUETA et al., 2013).

Tabela 8 Parâmetros da geração heliotérmica com armazenamento.

Custo de Investimento	(US\$/kW)	6800 - 12800
Custo O&M Fixo	(US\$/kW/ano)	70
Custo de O&M variável	(US\$/MWh)	3
Potência Típica	(MW)	100
Vida útil	(anos)	25
Tempo de construção	(anos)	3
Fator de Capacidade Médio	(%)	41
Taxa de Desconto	(% a.a.)	8
Custo Nivelado	(US\$/MWh)	200 - 356

Nota: Valores referentes ao ano de 2014.

7 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

7.1 Considerações iniciais

A energia solar é uma fonte renovável de energia e a operação tanto dos módulos fotovoltaicos quanto das usinas heliotérmicas não geram emissões de poluentes e de gases de efeito estufa (GEE), ou seja, é uma fonte limpa que contribui para a mitigação das mudanças climáticas.

Embora sejam evidentes os benefícios de se usar recurso renovável tão abundante no país, os projetos de usinas fotovoltaicas e heliotérmicas não estão isentos de impactos socioambientais negativos, que devem ser evitados, mitigados e compensados adequadamente.

O objetivo desta seção é apresentar os aspectos socioambientais relevantes na geração de energia elétrica a partir do aproveitamento solar em usinas fotovoltaicas e heliotérmicas. Serão abordados alguns benefícios gerais desse tipo de geração, os principais impactos e medidas de mitigação nas fases de planejamento, construção e operação das usinas, os impactos da cadeia de produção e do descarte de sistemas fotovoltaicos, e, por fim, os desafios no que tange os aspectos socioambientais para a consolidação e expansão da fonte solar no país.

7.2 Benefícios

A geração de energia elétrica a partir do aproveitamento solar apresenta como principal vantagem a ocorrência de poucos impactos socioambientais. Comparativamente às outras fontes, ela apresenta impactos socioambientais geralmente de baixa magnitude. Durante a geração de energia não ocorre a emissão de poluentes como o material

particulado, NO_x, SO₂, CO, e tampouco gases de efeito estufa como o CO₂, CH₄ e N₂O, fato que agrega benefícios ao meio ambiente, em escala local e global.

Com relação ao uso do solo, a alta flexibilidade locacional da instalação de usinas fotovoltaicas permite a sua implantação em variados locais, inclusive com aproveitamento de instalações existentes, como cobertura de estádios, tetos de estacionamentos, espelhos d'água de grandes reservatórios, entre outros, além de telhados e fachadas de edificações, no caso da geração descentralizada. As usinas heliotérmicas, por sua vez, tendem a se localizar em áreas de intensa irradiação solar, afastadas de centros urbanos, onde geralmente há disponibilidade para utilização de extensas áreas, podendo ser evitados conflitos no uso do solo.

O benefício relacionado ao meio biótico é a baixa interferência de usinas na fauna e flora local, onde os impactos podem ser minimizados por meio de práticas adequadas de gestão de cada empreendimento.

Sob o ponto de vista socioeconômico, a geração de novos empregos e de renda em regiões de baixo desenvolvimento econômico é relevante, pois as obras de implantação mobilizam um contingente considerável de trabalhadores durante a construção. O potencial de geração de empregos é especialmente importante, pelo fato das regiões com maior irradiação e, portanto, grande potencial de geração solar, serem, majoritariamente, regiões economicamente pouco desenvolvidas. No âmbito nacional, considerando a cadeia completa de produção da indústria fotovoltaica, o benefício socioeconômico poderá ser também obtido com a geração de empregos qualificados, o desenvolvimento de um parque industrial competitivo internacionalmente e a criação de uma cadeia de serviços (MME/EPE, 2015). Quanto à geração heliotérmica, parte dos componentes e instalações necessários em usinas são os mesmos utilizados em usinas convencionais, de forma que um projeto heliotérmico cria demanda para a indústria nacional já existente, e indiretamente, incentiva a geração de empregos (PEREIRA et al., 2014).

Ainda, a utilização de sistemas fotovoltaicos descentralizados permite a aceleração da eletrificação em regiões isoladas e de difícil acesso, além de evitar impactos socioambientais e econômicos relacionados à construção de novas linhas de transmissão e às perdas elétricas associadas.

7.3 Principais impactos e medidas de mitigação

Os principais impactos socioambientais associadas à geração de energia elétrica a partir do aproveitamento solar, assim como as respectivas medidas de mitigação, serão abordados em dois subitens, que correspondem às duas tecnologias de conversão da

energia solar em eletricidade utilizadas atualmente: fotovoltaica e heliotérmica. As distinções entre essas duas formas de aproveitamento solar decorrem principalmente da operação das usinas e dos materiais utilizados, de modo que são observados alguns impactos socioambientais comuns as duas e outros específicos.

Neste estudo não serão abordados detalhadamente todos os impactos, sendo destacados apenas aqueles mais relevantes e típicos de cada tecnologia. Observa-se que alguns impactos são fortemente influenciados pelo contexto local e apenas os estudos ambientais realizados na fase de licenciamento ambiental de cada projeto podem fornecer uma avaliação adequada.

Cabe destacar também que a geração fotovoltaica geralmente apresenta impactos socioambientais de pequena magnitude em relação a outras fontes de energia, mas a cadeia de produção dos seus componentes, específica para esse tipo de tecnologia, assume um papel importante principalmente no que diz respeito aos processos de transformação envolvendo o silício (tecnologia mais utilizada). Além dos projetos de geração centralizada, a tecnologia fotovoltaica ainda apresenta grande potencial de expansão na geração distribuída de eletricidade, de forma que o descarte dos seus componentes também representa um fator importante a ser considerado. Esses aspectos relacionados à cadeia de produção dos equipamentos serão abordados no item 7.3.1.2.

Já a cadeia de produção dos equipamentos para heliotérmicas não é tão exigente, consistindo basicamente em processos metalúrgicos e industriais bastante comuns (espelhos, aço, concreto, etc.), motivo pelo qual não será analisada nesta nota técnica.

7.3.1 Fotovoltaica

7.3.2 Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

A análise dos impactos e medidas associada à geração de energia fotovoltaica foi direcionada por temas considerados relevantes na implantação e operação dos projetos de usinas desse tipo, quais sejam: 1) Uso e ocupação do solo; 2) População; 3) Empregos; 4) Receitas.

No que diz respeito ao uso e a ocupação do solo, parte dos impactos são decorrentes de atividades como a movimentação de terra e a implantação de vias de acesso, entre outros, na etapa de construção. Tais atividades podem levar à aceleração dos processos erosivos, a compactação e impermeabilização do solo, e o aumento do fluxo de veículos. Normalmente, não se trata de impactos de grande magnitude nesse tipo de usina. As medidas de mitigação/controle comumente observadas para esses impactos são a implantação de sistemas de drenagem superficial e a manutenção das vias de acesso.

Ainda quanto ao uso e a ocupação do solo, também podem ocorrer interferências sobre a flora e a fauna, principalmente se houver necessidade de desmatamento para implantação do parque fotovoltaico. Nesse caso, as medidas possíveis são o replantio de espécies nativas e a transformação do remanescente de vegetação em Reserva Legal. No caso da fauna, a principal interferência é a perda de habitat, caso haja desmatamento. As medidas de mitigação voltadas para a fauna são o monitoramento e resgate de espécies afetadas, a manutenção da cobertura vegetal no entorno da área de influência direta, sem prejuízos para operação das usinas, e programas de educação ambiental visando à conscientização dos trabalhadores e da população quanto à importância da preservação da fauna local. A alteração da paisagem²⁷ também é um aspecto importante tanto na fase de construção quanto na operação e pode ser mitigada com projetos paisagísticos e arquitetônicos.

A melhor forma para minimizar ou até evitar os impactos relacionados ao uso e ocupação do solo é a realização de estudos na fase de planejamento buscando a melhor alternativa locacional para as plantas.

Os impactos sobre a população têm início ainda na fase de planejamento, com a geração de expectativas em torno do empreendimento. Em geral, tais expectativas estão associadas a assuntos como geração de empregos, negociação de terras, preço dos imóveis, impactos ambientais, entre outros. Normalmente, a principal medida de mitigação adotada é o chamado plano de comunicação, cujo objetivo deverá ser a criação de canais de relacionamento junto à população local. Esses canais devem esclarecer dúvidas e fornecer todas as informações relativas ao empreendimento.

Em projetos de geração fotovoltaica centralizada, a imigração temporária de um contingente relativamente grande de trabalhadores e a instalação de um canteiro de obras geram interferências sobre a infraestrutura local (estradas, habitação, saneamento, transporte, saúde, outros) e no cotidiano da população, principalmente no modo de vida e na sobrecarga dos equipamentos e serviços públicos. Nesse sentido, é importante observar que, no Brasil, as áreas com melhores condições para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica situam-se no meio rural da região Nordeste, onde as cidades pequenas e médias, geralmente, apresentam deficiências na sua infraestrutura de

²⁷ A alteração da paisagem é o principal impacto decorrente da instalação de módulos fotovoltaicos para a geração de energia elétrica distribuída, já que os mesmos serão um elemento novo na paisagem, mas que pode ser mitigado por meio de soluções de arquitetura e design, e com a evolução tecnológica dos módulos.

serviços, e desta forma, são mais sensíveis a esses impactos. Em qualquer caso, devem-se promover programas de articulação institucional que viabilizem a interlocução entre os agentes públicos e privados e facilitem a adequação da infraestrutura local frente às demandas dos empreendimentos.

A geração de empregos²⁸ é um impacto positivo relevante para as cidades que recebem estes empreendimentos. Programas de capacitação da mão-de-obra local podem ser muito importantes para fomentar o emprego da população. Em geral, observa-se um pico de contratação de trabalhadores na fase de construção, que gradualmente declina até a finalização das obras, ou seja, trata-se de empregos temporários. Na fase de operação o número de postos permanentes é muito reduzido, quando comparado ao período das obras. Para minimizar o desemprego e evitar a fixação de trabalhadores que antes não residiam no local é possível que se trabalhe com programas de realocação dos profissionais ao término das obras.

Quanto à geração de receita, a economia local é beneficiada por meio do aumento da arrecadação de tributos gerada pelos empreendimentos e pelo incremento das atividades comerciais e de serviços. Programas de capacitação da gestão pública local e, também, dos empresários, podem criar melhores condições de gestão e de negócios.

A Tabela 9 resume os principais impactos e medidas de mitigação nos projetos de geração fotovoltaica, conforme mencionado anteriormente.

28 Considerando as atividades de instalação dos sistemas, Balance of System (exclusive inversores) e trabalhos administrativos, de engenharia e de vendas, é possível estimar uma geração de empregos de 9,5 postos de trabalhos diretos e 15 postos de trabalhos indiretos por MWp instalado (EPE, 2014b).

Tabela 9 Impactos típicos e relevantes das fases de planejamento, construção e operação de usinas fotovoltaicas.

Tema	Impactos	Fase	Medidas mitigadoras
Uso e ocupação do solo	Alteração da paisagem;	C/O	Busca pela melhor alternativa locacional;
	Alteração do uso do solo;		Implantação de sistemas de drenagem;
	Interferência na flora e fauna.		Manutenção das vias de acesso;
			Programas de Educação Ambiental;
			Criação de Reserva Legal;
			Programa de monitoramento e resgate de fauna.
População	Geração de expectativas na população		Programa de comunicação;
	Interferência na infraestrutura local (estradas, habitação, saneamento, transporte, saúde, outros);	P/C/O	Programa de Articulação Institucional;
	Interferência/perturbação da população (modo de vida, serviços etc.).		Adequação da infraestrutura local e redimensionamento dos equipamentos e serviços sociais.
Empregos	Geração de empregos temporários durante as obras (positivo);	C/O	Programas de capacitação da mão-de-obra local;
	Geração de empregos permanentes durante a operação da usina (positivo);		Programas de realocação de trabalhadores.
	Perda dos postos de trabalho temporários após as obras.		
Receita	Aumento na arrecadação de tributos (positivo);	C/O	Ações para capacitação da gestão pública e privada;
	Incremento na economia local (positivo).		Fomento das atividades econômicas locais.

7.3.3 Considerações sobre os impactos da cadeia

A cadeia de fabricação de sistemas fotovoltaicos é composta inicialmente pela fase de obtenção do silício²⁹ metalúrgico e posteriormente pela sua transformação em silício grau solar (cristalino). Em seguida, são fabricados os “lingotes” e “wafers”, e as células de silício. Por fim, indústrias de suporte disponibilizam outros produtos (vidro, armações de alumínio, dispositivos eletrônicos, etc.) para a fabricação dos módulos fotovoltaicos.

A produção de silício metalúrgico, atividade já presente no país, gera impactos socioambientais desde a fase de extração de matéria-prima, tais como degradação da paisagem e geração de rejeitos, principalmente, além de possível poluição da água. Na fase de transformação em silício metalúrgico ocorre a emissão de material particulado³⁰, gases tóxicos e de efeito estufa e a geração de produtos acidificantes do meio ambiente (CARVALHO; MESQUITA; ROCIO, 2014; REIS, 2015).

Tais impactos poderão se intensificar com uma eventual demanda crescente de silício metalúrgico para fabricação de células fotovoltaicas, sendo o Brasil um dos maiores produtores mundiais desse produto. Como medida de mitigação, devem ser adotadas práticas de mineração que visam à redução dos impactos socioambientais e o controle e descarte adequados dos subprodutos gerados.

O Brasil ainda não possui um parque tecnológico e industrial para refinar o silício em grau solar e produzir as células fotovoltaicas, e por isso importa esses componentes para confecção dos módulos (CARVALHO; MESQUITA; ROCIO, 2014). Caso esse processo produtivo venha a se instalar no país em larga escala, deve-se atentar para a possibilidade de geração de impactos socioambientais decorrentes dos processos de transformação do silício metalúrgico para grau solar, que potencialmente são: emissão de gases de efeito estufa (incluindo Hexafluoreto de Enxofre) e de SO₂ (chuva ácida), possibilidade de contaminação da água utilizada em processos de resfriamento, riscos de acidentes e danos ambientais devido à utilização de produtos químicos corrosivos, manuseamento de substâncias explosivas (Gás de Silano) e gases tóxicos, geração de resíduos tóxicos (Tetracloreto de Silício), e outros (REIS, 2015). Como forma de mitigação, deve-se realizar um rígido controle da utilização, do transporte e do descarte desses materiais e

29 A análise foi feita para a cadeia do silício, pois representa mais de 90% do mercado de módulos.

30 O pó de sílica gerado durante essa etapa pode causar doenças pulmonares em humanos.

subprodutos gerados ao longo do processo, conforme práticas de segurança humana e ambiental adotadas em processos industriais de características semelhantes.

Os impactos socioambientais das etapas subsequentes da cadeia (fabricação dos “lingotes” e “wafers”, das células de silício e dos módulos fotovoltaicos) são principalmente a emissão de material particulado e de componentes químicos que possuem alto potencial poluidor (REIS, 2015), devendo-se ser feita uma gestão ambiental apropriada ao longo desses processos, visando à menor geração de resíduos e à adoção de práticas de controle e descarte de subprodutos.

Deve-se considerar ainda o consumo energético para a fabricação dos módulos fotovoltaicos. Em geral, o período de geração de eletricidade necessário para compensar o gasto energético em sua fabricação, conhecido como *payback* energético, é de cerca de três anos³¹ (FILHO; ROSA, 2013). O potencial de geração de CO₂ na fabricação de um módulo fotovoltaico não é considerado alto quando fabricado no Brasil e utilizando eletricidade do Sistema Interligado Nacional (proveniente majoritariamente de fontes renováveis).

7.3.4 Descarte

Como ainda não existe um histórico do descomissionamento de plantas fotovoltaicas³², a avaliação dos potenciais impactos socioambientais dessa etapa é baseada no conhecimento sobre os materiais empregados e seus possíveis danos ao meio ambiente.

As tecnologias para o reuso de células de silício resultantes de perdas no processo produtivo ou do fim da vida útil dos módulos, ainda não estão disponíveis em larga escala. Estratégias de reutilização de materiais componentes dos módulos têm sido buscadas em alguns países, dentre as quais o aproveitamento do silício, do vidro, da película encapsulante e do alumínio (ABINEE, 2012).

Os módulos fotovoltaicos são produzidos com incorporações de metais pesados³³, os quais possuem resistência à biodegradação. Materiais bromados, com chumbo e cromo

31 Considerando as tecnologias que se utilizam de silício poli e monocristalino.

32 A experiência em desmontagens de sistemas de geração fotovoltaica atualmente é muito pequena, já que a vida útil dos módulos é de 25 a 30 anos, sendo que grande parte dos mesmos não alcançaram ainda esse prazo.

33 Podem conter substâncias como cádmio, telúrio, índium, gálio e selênio, dependendo da tecnologia de geração (MORI; DOS SANTOS; SOBRAL, 2007; REIS, 2015).

hexavalente, podem estar presentes na parte eletrônica dos sistemas de geração, podendo gerar danos significativos aos ecossistemas e aos seres humanos. Assim, o descarte deverá ser adequado à presença dessas substâncias (REIS, 2015).

O descarte inadequado das baterias de chumbo-ácido utilizadas em sistemas fotovoltaicos isolados pode ocasionar impactos socioambientais, representando riscos à saúde humana e ao meio ambiente, principalmente devido à possível contaminação do solo e de águas subterrâneas. Como medidas de mitigação, destacam-se a responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos e a logística reversa, que estão dentre os princípios e instrumentos introduzidos pela Política Nacional de Resíduos Sólidos (BRASIL, 2010), devendo ser priorizados a reutilização e reciclagem. Novamente, cabe destacar que as usinas fotovoltaicas centralizadas geralmente não se utilizam de baterias, por estarem conectadas ao SIN. Ainda, a consolidação do *net metering* no país estimula a conexão com a rede de distribuição na geração fotovoltaica distribuída, fato que reduz a necessidade de utilização de baterias.

7.3.5 Heliotérmicas

7.3.6 Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

As tecnologias heliotérmicas diferem em vários aspectos da fotovoltaica, tanto na forma de aproveitamento da energia do Sol, quanto nos seus impactos ambientais. Pode haver também diferenças significativas nos impactos entre as diferentes tecnologias heliotérmicas (cilindro parabólico, disco parabólico, Fresnel e torre solar) e o porte dos projetos.

No caso das heliotérmicas, os temas relevantes para análise dos impactos ambientais são: 1) uso e ocupação do solo; 2) uso da água; 3) Fauna; 4) Saúde e Segurança; 5) População; 6) Empregos; e 7) Receitas.

Os impactos sobre o uso e ocupação do solo são os que mais variam em função da tecnologia heliotérmica empregada e do porte dos empreendimentos, pois dependendo da configuração, as usinas podem ocupar grandes ou pequenos espaços. Durante a implantação de usinas heliotérmicas pode haver interferências sobre a fauna e flora, principalmente caso haja necessidade de desmatamento. Portanto, deve-se monitorar o ecossistema, para identificação de possíveis interferências e minimização dos eventuais impactos.

Há também alterações da paisagem, que podem ser minimizadas por meio da manutenção da cobertura vegetal no entorno da área do empreendimento.

Assim como na fotovoltaica, a melhor forma de se minimizar os impactos sobre o uso e ocupação do solo, a fauna e flora, e a paisagem nos projetos heliotérmicos é a realização de um bom estudo de alternativas locais³⁴.

Em parte, a tecnologia heliotérmica funciona como uma termelétrica, exigindo etapas de condensação e resfriamento no seu ciclo termodinâmico. Sendo assim, a demanda por utilização de grandes volumes de água em locais onde há escassez desse recurso, principalmente durante a fase de operação das usinas, é um aspecto que tem o potencial de ocasionar impactos socioambientais importantes. Como alternativa tecnológica, os sistemas heliotérmicos podem se utilizar de processos de resfriamento a seco ou híbridos, os quais permitem considerável redução da quantidade de água consumida pelas usinas, minimizando assim os impactos sobre esse recurso. Cabe mencionar que, em um sistema de resfriamento a seco, mais de 90% do uso da água pode ser reduzido³⁵ (U.S. DOE, 2006). Sistemas híbridos de resfriamento também permitem reduções elevadas no consumo de água, com quedas menores na produção de energia elétrica em relação aos sistemas a seco (CARTER; CAMPBELL, 2009).

As interferências na avifauna vêm sendo relatadas em determinados tipos de projetos heliotérmicos, principalmente na tecnologia de torre solar. A principal causa de mortalidade conhecida é o chamuscamento devido às altas temperaturas, havendo também a colisão com as instalações. Para minimização desse tipo de impacto ambiental, estão sendo testados e utilizados internacionalmente dispositivos de afastamento de aves, tais como dissuasão por empoleiramento, sonora e quimiosensível (aerossol de extrato de uva disperso a partir da torre central). Como medidas de gestão para redução desses impactos, pode-se citar a redução da utilização de luz (insetos atraídos pela luminosidade podem aumentar a atratividade de aves insetívoras) e alterações no posicionamento dos heliostatos³⁶ com o objetivo de reduzir a intensidade concentrada de calor (H. T. HARVEY & ASSOCIATES, 2015). Por fim, podem ser usados métodos de dissuasão para o afastamento de morcegos, como a utilização de aparelhos que emitem frequências ultrassônicas (idem).

34 Ressalta-se que se deve atentar para possíveis interferências em locais de relevante beleza cênica, turísticos e de lazer.

35 Com corresponde redução na produção de energia elétrica anual de cerca de 5% e aumento no custo da eletricidade de 7 a 9%, valores que dependem da localização e do tipo de usina heliotérmica (U.S. DOE, 2006).

36 Espelhos utilizados nas usinas para direcionar a luz solar em um foco específico.

No tema sobre saúde e segurança, devem-se mencionar os riscos ambientais relacionados à contaminação humana, do solo e da água por meio da utilização dos fluidos térmicos aplicados nos sistemas de transferência de calor³⁷ durante a operação das usinas. Esses fluidos podem ser óleos sintéticos, sal fundido, ar e água, sendo que a escolha varia de acordo com a tecnologia da usina e a configuração técnica utilizada para o armazenamento de calor. A tecnologia de cilindros parabólicos, que representa 96% da capacidade instalada no mundo (PEREIRA et al., 2014), utiliza óleo sintético ou sal fundido na transferência de energia para a geração de vapor. Adicionalmente, há o risco de incêndios devido às altas temperaturas em partes específicas das usinas. As medidas de mitigação são os planos de manutenção de equipamentos, de armazenamento e descarte de resíduos tóxicos, de prevenção de incêndios e acidentes, além dos sistemas de monitoramento.

As expectativas criadas nas populações locais, acerca dos eventuais benefícios e danos advindos da implantação de usinas heliotérmicas, são impactos socioambientais associados à fase de planejamento. Cabe destacar que a geração de expectativas depende da magnitude de cada empreendimento e de sua localização, sendo esse impacto mais significativo no caso de usinas hidrelétricas, termelétricas ou nucleares. Como medida de mitigação, pode ser realizado o programa de comunicação com a população do local e do entorno, estabelecendo-se um canal de diálogo antes do início das obras.

Para maior aproveitamento da energia, as regiões com intensa irradiação solar são priorizadas quando da escolha do local para implantação das usinas heliotérmicas. Geralmente, as regiões que apresentam maior potencial coincidem com áreas de menor aporte hídrico, como, no caso do Brasil, o oeste do estado da Bahia, o nordeste de Minas Gerais, zonas de semiárido do Ceará, do Rio Grande do Norte e da Paraíba, bem como outras regiões (PEREIRA et al., 2014). Tais regiões geralmente apresentam pequenas cidades ou vilas, cuja infraestrutura e população poderão sofrer interferências significativas devido à pressão ocasionada pelo fluxo de trabalhadores³⁸. Destaca-se que tais impactos poderão ser intensificados devido a maior sensibilidade da infraestrutura e dos serviços públicos desses locais, podendo haver ainda perturbações no modo de vida

37 Como exemplo pode ser citado o Therminol VP-1, que é um fluido utilizado para a transferência de calor e contém bifenilo que é uma substância química nociva. Em uma planta heliotérmica são descartados milhares de litros de Therminol VP-1 (PEREIRA et al., 2014).

38 Ressalta-se que o fluxo de trabalhadores para a construção de uma usina heliotérmica é consideravelmente menor do que o observado para usinas hidrelétricas.

das populações. Para que seja contornado esse potencial impacto socioambiental, podem ser adotadas medidas de adequação das infraestruturas de habitação, educação, saúde, segurança, transportes e outros, visando comportar a demanda adicional por esses serviços.

O aumento na arrecadação de tributos a partir do incremento da economia local e dos repasses diretos de novos empreendimentos ocorrerá durante as fases de construção e operação das usinas. Esses impactos positivos poderão ser potencializados por meio de ações para fortalecimento da gestão pública.

A instalação das usinas heliotérmicas traz consigo a oportunidade de geração de empregos, podendo ser somente temporários, quando relacionados à fase de construção, ou permanentes, se associados à fase de operação. Esses impactos são positivos e devem ser potencializados com projetos de capacitação e contratação de mão-de-obra local.

A Tabela 10 resume os principais impactos e medidas de mitigação nos projetos de geração fotovoltaica, conforme mencionado anteriormente.

7.4 Desafios e gestão

Como no Brasil as usinas fotovoltaicas de grande porte estão em fase de construção e os projetos heliotérmicos ainda não foram instalados, é difícil dimensionar com precisão os impactos socioambientais que podem surgir nas diversas etapas de implantação e operação desses empreendimentos, considerando as características e os aspectos específicos do país. Adicionalmente, a expansão dessas usinas poderá ocorrer por meio da instalação de plantas híbridas de geração de energia elétrica, onde a combinação com outras fontes, tais como eólica, hidráulica e biomassa, aumentará o desafio da avaliação dos impactos, considerando as suas sinergias.

Nesse momento de expansão das usinas fotovoltaicas e heliotérmicas, um desafio a ser considerado é a questão da diversidade de procedimentos entre os órgãos ambientais licenciadores (estaduais e municipais), bem como a curva de aprendizagem dessas instituições. Será necessário um grande esforço de gestão, tanto dos empreendedores quanto dos órgãos estaduais e municipais de licenciamento, nos próximos anos, para que a construção e a operação das usinas fotovoltaicas comprovem, efetivamente, o seu reduzido potencial de geração de impactos.

Tabela 10 Impactos típicos e relevantes das fases de planejamento, construção e operação de usinas heliotérmicas.

Tema	Impactos	Fase	Medidas mitigadoras
Uso e ocupação do solo	Alteração da paisagem Alteração do uso do solo Interferência na flora e fauna.	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual; Monitoramento do ecossistema.
Uso de água	Aumento da pressão sobre recursos hídricos em regiões de baixa disponibilidade de água.	O	Implementação de sistemas de resfriamento a seco ou híbridos.
Fauna	Aumento da mortalidade de aves devido às altas temperaturas e a colisão com as instalações.	O	Dispositivos de afastamento de aves: dissuasão quimiossensível; substituição da iluminação terrestre por LED; dissuasão por empoleiramento; reposicionamento dos heliostatos em modo de espera; e dissuasão sonora.
Saúde e Segurança	Riscos de contaminação e de incêndio.	O	Planos de manutenção de equipamentos, de armazenamento e descarte de resíduos tóxicos, de prevenção de incêndios e acidentes, além dos sistemas de monitoramento.
População	Geração de expectativas na população Interferência na infraestrutura local (trânsito, serviços); Interferência/perturbação da população (modo de vida, trânsito, serviços públicos, etc.).	P/C	Programa de comunicação; Programa de Articulação Institucional; Adequação da infraestrutura local e redimensionamento dos equipamentos e serviços sociais.
Empregos	Geração de empregos temporários durante as obras (positivo) Geração de empregos permanentes durante a operação da usina (positivo) Perda dos postos de trabalho temporários após as obras.	C/O	Programas de capacitação da mão-de-obra local; Programas de realocação de trabalhadores.
Receita	Aumento na arrecadação de tributos (positivo) Incremento na economia local (positivo).	C/O	Ações para fortalecimento da gestão pública; Fomento das atividades econômicas locais.

A ausência de tecnologias para reuso das células de silício representará um desafio à gestão de resíduos num horizonte aproximado de 25 anos. Num prazo menor, deve ser considerado, ainda, o potencial poluidor das baterias que podem ser utilizadas nos sistemas fotovoltaicos.

Um dos desafios na avaliação dos impactos negativos está relacionado à mortalidade de aves em usinas fotovoltaicas³⁹ e heliotérmicas. A natureza e a magnitude dos impactos nas aves estão, geralmente, relacionadas à localização, tamanho e tecnologia das usinas (WALSTON et al., 2016). Observa-se que o entendimento dos fatores que podem contribuir para a mortalidade de aves irá requerer a padronização de metodologias para monitorar esses eventos até que se obtenham comprovações científicas. Finalizando, dado o estágio incipiente de desenvolvimento dessa fonte no Brasil, a elaboração de medidas de mitigação eficientes ainda dependem da experiência acumulada no planejamento, na construção, na operação e no monitoramento dos empreendimentos.

8 POTENCIAL DE CONVERSÃO DA FONTE PRIMÁRIA EM ENERGIA ELÉTRICA

A terceira seção deste capítulo apresentou a imensa incidência solar em território brasileiro. No entanto, o potencial físico levantado não pode ser integralmente aproveitado devido a uma série de limitações, sejam elas técnicas, ambientais, sociais, econômicas ou de mercado. Como análise inicial, buscou-se avaliar mais detalhadamente o potencial técnico de geração fotovoltaica, seja ela centralizada ou distribuída, e de geração heliotérmica.

8.1.1 Geração fotovoltaica centralizada

A estimativa do potencial técnico de aproveitamento fotovoltaico de grande porte consistiu em um mapeamento das áreas aptas às instalações em todo território brasileiro, com exceção dos biomas Amazônia e Pantanal.

39 Segundo estudo (WALSTON et al., 2016), desenvolvido nos Estados Unidos, há dois tipos conhecidos de mortalidade de aves relacionados à geração de energia solar. O primeiro é caracterizado pela colisão direta das aves com a estrutura da usina solar, fato documentado para todos os tipos de tecnologia. O segundo, observado apenas em instalações empregando tecnologias de torre solar, é caracterizado pelo chamuscamento das aves decorrente dos fechos da exposição à luz solar concentrada. Cabe ressaltar que no Brasil, dado o contexto atual da geração de energia pela fonte solar, ainda não dispomos de estudos aprofundados sobre esse tema.

Foram utilizadas bases de dados georreferenciadas, publicadas por órgãos oficiais e o processamento destes dados foi realizado em software de Sistema de Informação Geográfica - SIG.

Neste estudo foram consideradas aptas à implantação de projetos fotovoltaicos as áreas com declividade inferior a 3% (LOPEZ et al., 2012) e com dimensões superiores a 0,5 km², considerada a área necessária para instalação de uma unidade de cerca de 35 MWp (DENHOLM; MARGOLIS, 2008)⁴⁰. As áreas consideradas sob proteção foram julgadas como não aptas e, dessa forma, excluídas, sendo elas: as unidades de conservação, as terras indígenas, as comunidades quilombolas e as áreas de Mata Atlântica com vegetação nativa, conforme a Lei nº 11.428/2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica. Além disso, também foram excluídas outras áreas com limitações de uso, tais como áreas urbanas e a hidrografia.

Da área apta restante, descontou-se 20% referente às restrições de uso impostas pelo código florestal, ou seja, as áreas de reserva legal (RL) e as áreas de preservação permanente (APP). Esse desconto foi feito ao final do processo e aplicado diretamente ao número total de áreas aptas encontrado no mapeamento. Ressalta-se que a escala de análise não permite a espacialização dessas áreas.

A Tabela 10 apresenta um sumário das áreas aptas para aproveitamento, com a classificação por uso do solo. A ilustração dos resultados pode ser vista na Figura 35, na qual é sobreposta a camada de irradiação global no plano inclinado às áreas aptas, excluídas todas as restrições.

Sobre as áreas aptas ilustradas, optou-se por fazer um levantamento quantitativo do potencial apenas em áreas antropizadas, ou seja, sem considerar as áreas cobertas com vegetação nativa. Após realizar todas as exclusões mencionadas, elaborou-se a Tabela 11, com a área e o potencial por faixa de irradiação. Foi assumida a premissa de possibilidade de instalação de 70 MWp/km² (DENHOLM; MARGOLIS, 2008) para calcular a potência em cada estrato. A energia foi obtida utilizando um fator de capacidade médio para o respectivo estrato.

40 Denholm e Margolis (2008) estimam uma densidade de 65 Wp/m² para plantas fotovoltaicas com módulos inclinados em 25°. Como a região brasileira analisada está majoritariamente localizada em latitude menor que 25°, utilizou-se um valor de 70 Wp/m², haja vista que quanto menor a inclinação, menor o espaçamento necessário entre os módulos para evitar sombreamento.

Tabela 10 Áreas aptas para implantação de centrais fotovoltaicas nos estados selecionados (km²).

Uso do Solo	Área Total (km ²)	%	Área Total menos 20% de APP e RL
Agricultura	193.936	16	155.149
Agropecuária	142.260	12	113.808
Pecuária (pastagem)	217.269	18	173.815
Reflorestamento	14.711	1	11.769
Vegetação Nativa	631.061	53	504.848
Outros*	853	0	682
Total	1.200.090	100	960.072

* Áreas com influência urbana, degradadas por mineração ou indiscriminadas.

Tabela 11 Potencial brasileiro de geração fotovoltaica centralizada em áreas aptas antropizadas.

Faixa de irradiação (Wh/m ² .dia)	FC médio	Área (km ²)	Potência Fotovoltaica (GWp)	Energia Gerada (TWh/ano)
4400-4800	14,88%	347	24	32
4800-5100	15,80%	10.675	747	1.034
5100-5400	16,44%	68.619	4.803	6.918
5400-5500	17,04%	37.400	2.618	3.908
5500-5600	17,35%	48.664	3.406	5.178
5600-5800	17,79%	144.303	10.101	15.739
5800-6000	18,48%	93.048	6.513	10.542
6000-6200	18,84%	4.381	307	506

Nota: Considera-se como áreas antropizadas as áreas de agricultura, agropecuária, pecuária (pastagem), reflorestamento e outros (influência urbana, degradadas por mineração ou indiscriminadas).

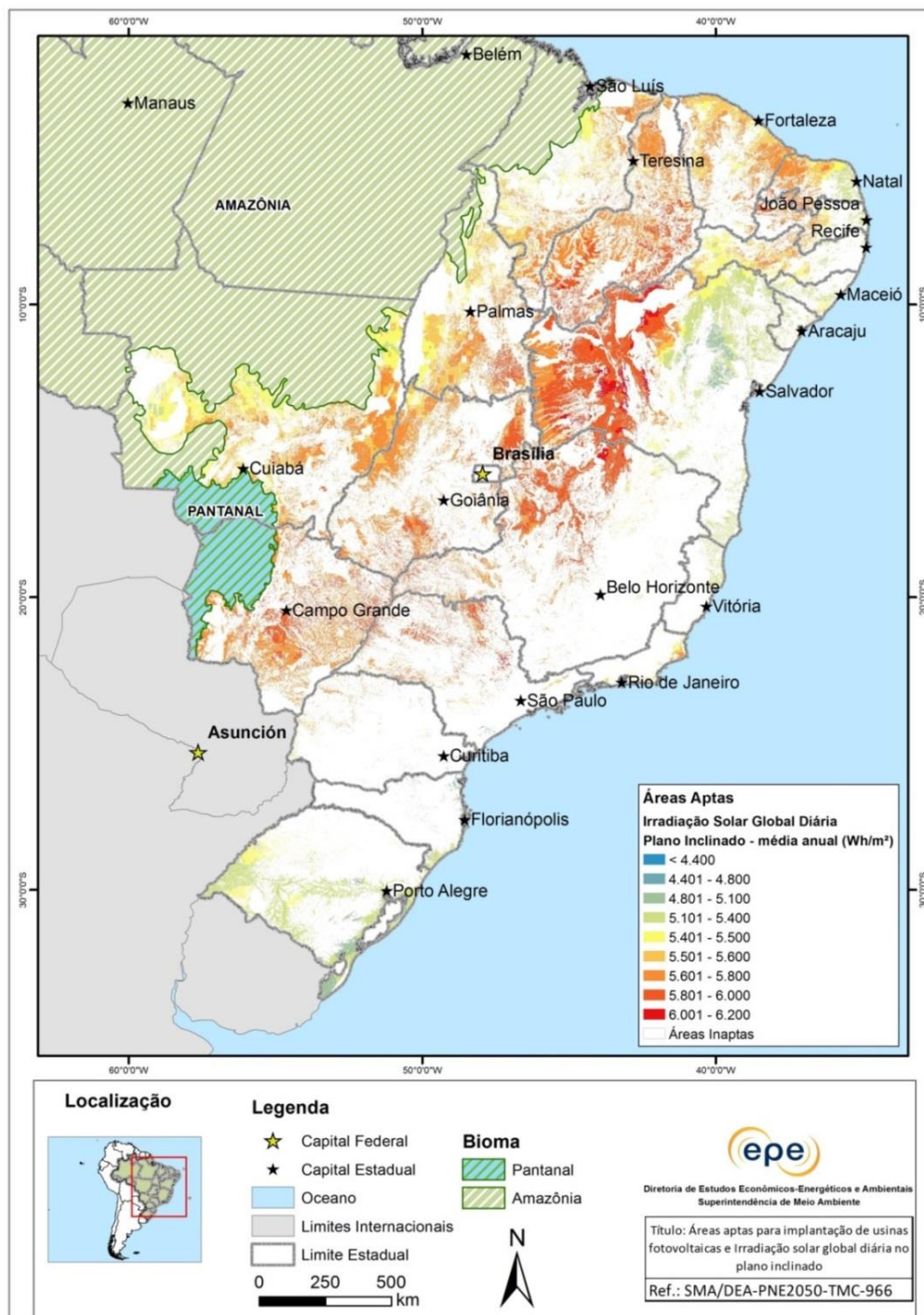


Figura 35 Áreas aptas para implantação de centrais fotovoltaicas no Brasil.

Ao considerar apenas a faixa de melhor irradiação ($6,0$ a $6,2 \text{ kWh/m}^2$), ou seja, a quinta-essência do aproveitamento solar no Brasil, apenas em áreas já antropizadas,

estima-se a possibilidade de instalação de 307 GWp em centrais fotovoltaicas, com geração aproximada de 506 TWh/ano. Cabe salientar que embora tenha sido considerada a região com irradiação entre 6,0 a 6,2 kWh/m², praticamente todo território brasileiro é propício ao aproveitamento solar. Portanto, as áreas apresentadas devem ser consideradas como indicativas, não se restringindo o potencial de aproveitamento a algum estrato de irradiação ou estado específico. Como mencionado anteriormente, mesmo as áreas com a menor irradiação do mapa são de mais elevada insolação que os melhores sítios da Alemanha, um dos países com maior capacidade instalada fotovoltaica (38 GWp em 2014 (FRAUNHOFER ISE, 2015b)). Assim, entende-se que no longo prazo seja plausível a dispersão de empreendimentos de energia fotovoltaica em todo território nacional.

8.1.2 Potencial técnico da geração distribuída fotovoltaica

Embora a geração distribuída, contemplada pela REN 482/2012 da ANEEL, não seja limitada ao tipo de instalação ou à classe do consumidor, foi realizado pela EPE, em parceria com a Agência de Cooperação Internacional da Alemanha (GIZ), um estudo inicial, abrangendo a capacidade de geração total em telhados residenciais, certamente uma das principais aplicações em Geração Distribuída (GD). De maneira resumida, o estudo foi feito através de georreferenciamento, cruzando a área de telhados residenciais, estimados a partir dos dados do Censo IBGE 2010, e a irradiação incidente, segundo dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2006). Os resultados foram publicados originalmente na nota técnica DEA 19/14, intitulada “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos” (EPE, 2014b), na qual são apresentados os detalhes da metodologia adotada.

Os resultados do potencial fotovoltaico residencial por unidade federativa são apresentados na Tabela 12.

Como esperado, os resultados mostram que os maiores potenciais de geração, em termos absolutos, estão nas regiões mais povoadas do país, onde uma possível menor irradiação é sobrepujada pelo maior número de domicílios e, conseqüentemente, maior área de telhados, como também se observa no mapa por município (Figura 36).

Tabela 11 Potencial técnico fotovoltaico residencial.

UF	Potencial Fotovoltáico Residencial (MWmédio)	Potencial Fotovoltáico Residencial (GWh/ano)
Rondônia	265	2.321
Acre	110	964
Amazonas	420	3.679
Roraima	65	569
Pará	1.020	8.935
Amapá	80	701
Tocantins	255	2.234
Maranhão	1.020	8.935
Piauí	555	4.862
Ceará	1.430	12.527
Rio Grande do Norte	555	4.862
Paraíba	655	5.738
Pernambuco	1.410	12.352
Alagoas	505	4.424
Sergipe	350	3.066
Bahia	2.360	20.674
Minas Gerais	3.675	32.193
Espírito Santo	595	5.212
Rio de Janeiro	2.685	23.521
São Paulo	7.100	62.196
Paraná	1.960	17.170
Santa Catarina	1.075	9.417
Rio Grande do Sul	1.970	17.257
Mato Grosso do Sul	505	4.424
Mato Grosso	570	4.993
Goiás	1.220	10.687
Distrito Federal	410	3.592
Brasil	32.820	287.505

Fonte: (LANGE, 2012). Contratação interna: EPE/GIZ.

Destaca-se que nas regiões norte e nordeste, as mais próximas da linha do equador, há maior possibilidade de integração da tecnologia solar fotovoltaica⁴¹ às edificações. Isto porque, nessas regiões a tolerância a desvios azimutais é maior, enquanto que regiões mais ao sul exigem um posicionamento mais específico dos painéis para um aproveitamento adequado da irradiação solar (SANTOS, 2013).

No entanto, em tese, atualmente todos os estados teriam condição de suprir seu consumo elétrico residencial de forma integral com o advento da energia fotovoltaica. A superioridade do potencial ante o consumo com base em 2013, varia de aproximadamente 1,4 a quase 4 vezes, em determinados estados. Considerando todo o país, o potencial é 2,3 vezes maior que o consumo. Logo, este estudo demonstra que a área não é fator limitante para a massiva inserção de sistemas fotovoltaicos em residências no país. Para outros setores, como o industrial, que possui maior densidade de carga que o residencial, estudos adicionais devem ser feitos para avaliar o potencial de geração frente ao consumo.

8.1.3 Potencial técnico heliotérmico

Tendo em vista o aproveitamento heliotérmico, ressalta-se que comparativamente às centrais fotovoltaicas, esta tecnologia apresenta maior complexidade para a seleção dos possíveis sítios de geração. Em geral, sistemas fotovoltaicos podem ser instalados praticamente em qualquer lugar que centrais heliotérmicas possam, mas o contrário não se aplica. Enquanto a tecnologia fotovoltaica é modular, presente em aplicações residenciais e plantas de grande porte, a heliotérmica é empregada geralmente em centrais de geração⁴², acima de 30 MW.

Para a avaliação do potencial heliotérmico no país, foi utilizado o trabalho de Burgi (2013)⁴³ como referência. O potencial foi levantado pelo autor a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais. Basicamente, foram avaliadas as áreas aptas para instalação das plantas, aplicando critérios de exclusão, como nível mínimo de H_{DIR} ,

41 Apesar de outras tecnologias de aproveitamento solar (coletores solares para aquecimento d'água, por exemplo) também se beneficiarem da facilidade de posicionamento, a tecnologia fotovoltaica apresenta melhores características construtivas para sua integração arquitetônica.

42 A tecnologia conhecida como disco parabólico pode ser empregada em sistemas de menor escala, embora seja pouco desenvolvida (3 MW em operação, segundo NREL: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/dish_engine.cfm. Verificado em 22/07/2015)

43 Visto que o único outro estudo com metodologia similar, mas menos restritiva, encontrado foi de Azevedo e Tiba, mas feito só para o semiárido nordestino.

declividade máxima, proximidade de subestações, disponibilidade hídrica, Unidades de Conservação, Terras Indígenas, entre outros. Portanto, devido ao grau de detalhamento, percebem-se mais restrições neste estudo, em comparação ao de geração fotovoltaica centralizada, em função também das maiores limitações características da tecnologia heliotérmica. No entanto, algumas dessas limitações, como a proximidade de subestações e disponibilidade hídrica, podem ser superadas pelo acréscimo nos custos, não se colocando, portanto, uma barreira técnica. Logo, considera-se conservadora esta estimativa, cujo resumo dos resultados é apresentado na Tabela 12.

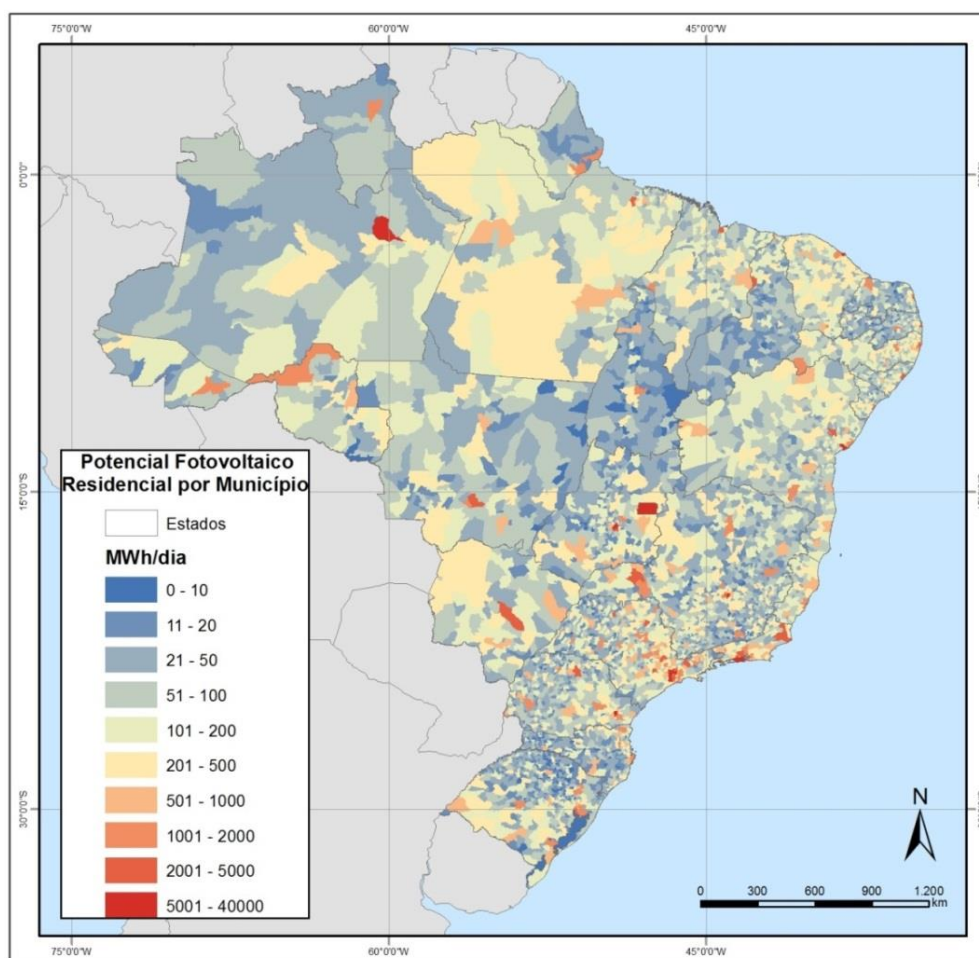


Figura 36 Potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por município (MWh/dia).

Fonte: (EPE, 2014b) com dados de Lange (2012). Contratação interna: EPE/GIZ.

Tabela 12 Potencial heliotérmico por tecnologia e UF.

Tecnologias	UF	Potencial (MW)	Produção de Eletricidade (GWh/ano)
Cilindro parabólico (sem armazenamento)	Tocantins	5.094	9.377
	Maranhão	612	1.091
	Piauí	23.654	42.234
	Ceará	157	281
	Paraíba	23.227	41.645
	Bahia	117.140	225.121
	Minas Gerais	41.596	72.146
	São Paulo	11.097	16.959
	Paraná	336	551
	Mato Grosso do Sul	125.906	214.953
	Mato Grosso	927	1.537
	Goiás	63.030	107.372
	Brasil	412.776	733.267
Cilindro parabólico (com armazenamento)	Tocantins	2.250	7.672
	Maranhão	125	396
	Piauí	11.400	36.104
	Ceará	94	301
	Paraíba	13.133	41.830
	Bahia	61.740	215.437
	Minas Gerais	16.517	54.665
	São Paulo	3.829	10.265
	Paraná	123	375
	Mato Grosso do Sul	66.823	204.023
	Mato Grosso	–	–
	Goiás	27.272	89.742
	Brasil	203.306	660.810
Torre solar (com armazenamento)	Tocantins	814	2.890
	Maranhão	–	–
	Piauí	4.328	15.220
	Ceará	–	–
	Paraíba	6.935	25.897
	Bahia	33.685	130.600
	Minas Gerais	7.429	26.761
	São Paulo	1.188	3.643
	Paraná	–	–
	Mato Grosso do Sul	31.527	111.685
	Mato Grosso	–	–
	Goiás	11.833	42.352
	Brasil	97.739	359.048

Nota: Potencial não acumulativo entre tecnologias.

Fonte: (BURGI, 2013).

A delimitação utilizada nas análises feitas para a fonte fotovoltaica e a heliotérmica indica as regiões mais propícias para a instalação de centrais, sob a ótica do melhor aproveitamento técnico do recurso solar. Assim, o desenvolvimento de usinas solares centralizadas deve ocorrer predominantemente nessas regiões. Entretanto, o fator preponderante na escolha dos projetos é o econômico. Sob esta perspectiva, outros elementos devem ser incorporados nas análises que definirão a localização dos sítios mais vantajosos para aplicação solar de grande escala. De antemão, a presença de infraestrutura, disponibilidade e custo do terreno, proximidade dos centros de carga *versus* necessidade de linhas de transmissão e mesmo as perdas associadas ao transporte de energia são itens que devem ser incorporados numa análise posterior mais detalhada no desenvolvimento de projetos.

8.2 Desafios e condicionantes para a expansão

O potencial apresentado na seção anterior é delimitado tecnicamente, entretanto, seu aproveitamento dependerá de condicionantes adicionais. A lista a seguir apresenta os principais pontos de atenção.

- **Redução de custos:** apesar de bem menores que no passado, os custos da geração solar ainda são maiores do que algumas das principais alternativas de geração de eletricidade centralizada. Para a heliotérmica o desafio é maior, por estar mais distante da viabilidade econômica. Na geração distribuída, por outro lado, a fotovoltaica já atingiu a paridade tarifária em mais da metade do mercado de baixa tensão. De todo modo, a expansão sustentada da energia solar no Brasil e no mundo só será possível quando ela se tornar realmente competitiva, sem a necessidade de subsídios. Nesse sentido, cabe ressaltar que a competitividade da fonte solar depende da equiparação de condições com outras fontes.
- **Lidar com a intermitência:** a variação da incidência solar desafia a operação do sistema elétrico, que precisa se adequar a picos e vales na geração proveniente dessa fonte. Existem algumas maneiras de atenuação desse problema, destacando-se: o uso de sistemas de armazenamento de energia; o uso de fontes de geração com rápida tomada de carga; a melhoria dos sistemas de previsão meteorológica; a melhoria na infraestrutura de transmissão; e a implementação de programas de resposta da demanda. Logo, será necessário adaptar o sistema elétrico com essas soluções.
- **Desenvolvimento da indústria local:** o Brasil possui matéria prima de qualidade e indústrias que podem ser adaptadas para a produção de componentes para sistemas fotovoltaicos e plantas heliotérmicas. Promover essa

indústria é uma alternativa que pode reduzir custos e impulsionar a participação desta fonte na matriz elétrica nacional, trazendo consigo diversos desdobramentos, como o desenvolvimento tecnológico, econômico e social. No entanto, o mercado internacional desses componentes é extremamente competitivo. No caso da indústria fotovoltaica, o que tem se visto nos últimos anos é uma guerra de preços e práticas de dumping (IEA PVPS, 2015) que levaram diversos fabricantes à falência (WESOFF, 2015). A cadeia inicial da purificação do silício e produção das células é intensiva em capital e exige grande volume de produção para se tornar competitiva. No caso da heliotérmica, a produção dos componentes de maior valor agregado exige elevado know-how tecnológico. Portanto, o desenvolvimento de uma indústria local que seja competitiva e sustentável é um desafio para o planejamento.

- **Acesso ao financiamento:** o desenvolvimento de linhas de crédito específicas para geração solar de eletricidade é vital para uma entrada expressiva dessa fonte na matriz elétrica brasileira. Na geração centralizada, existem algumas opções de se captar recursos para alavancar projetos (*Project Finance, Corporate Finance*, emissão de debêntures, etc.). O BNDES, por exemplo, oferece financiamento a projetos com base no conteúdo local. No entanto, a geração distribuída ainda carece de linhas com taxas atrativas e que estejam disponíveis no país inteiro. Um dos motivos das poucas alternativas oferecidas é o desconhecimento da tecnologia pelo setor financeiro, o que traz incertezas e dificuldades para o entendimento e correta mensuração dos riscos desses ativos. Equacionadas essas questões, podem ser desenvolvidas não apenas soluções de financiamento direto, mas também mecanismos de financiamento como a securitização de ativos de geração distribuída, que viabilizariam mais facilmente diferentes modelos de negócio, como o *leasing* (OVERHOLM, 2015).
- **Adequação da regulação:** em linha com os pontos anteriores, está a necessidade de se adequar a regulação do setor para permitir a superação dos desafios apresentados. Essa adequação, por exemplo, pode ajudar a criar um ambiente favorável para a realização de investimentos na modernização das redes e em serviços ancilares. Além disso, também viabiliza o desenvolvimento de modelos de negócios variados. No entanto, o grande desafio do regulador é criar condições que estimulem a difusão da geração solar e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores. No caso da geração distribuída, por exemplo, existe uma discussão mundial sobre a existência de um subsídio cruzado no modelo de *net metering*, que é pago pelos consumidores sem geração aos geradores. Ressalta-se que a ANEEL vem acompanhando ativamente essas questões e tem conduzido de

forma democrática e transparente a revisão dos instrumentos regulatórios, buscando equacionar esse e outros problemas.

- **Garantir a qualidade das instalações:** a tecnologia fotovoltaica já se mostrou robusta por ter sistemas em funcionamento por mais de 35 anos. De fato, a garantia dos fabricantes de módulos FV costuma ser de 25 anos. No entanto, a qualidade das instalações precisa ser compatível com a reputação positiva da tecnologia. A certificação de profissionais, empresas e instalações pode ser uma maneira de garantir essa qualidade, aumentando sua vida útil e diminuindo a chance de frustrar investidores. No Brasil, a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) vem atuando em prol desse objetivo, desenvolvendo um programa de certificação de instaladores FV.

9 REFERÊNCIAS

ABDI. Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil, 2014.

ABINEE. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira, jun. 2012.

AGAN, D. et al. Cost of Cycling Analysis for Pawnee Station Unit 1 Phase 1: Top-Down Analysis AES 08116940-2-1pr. Work performed by Aptech Engineering Services, Sunnyvale, CA. Minneapolis, MN: Xcel Energy, , 2008. Disponível em: <www.dora.state.co.us/pls/efi/efi_p2_v2_demo.show_document?p_dms_document_id=79884>

AHLFELDT, C. The Localisation Potential of Photovoltaics (PV) and a Strategy to Support Large Scale Roll-out in South Africa. EScience Associates, 2013.

ANEEL. Geração distribuída amplia número de conexões em 2015, 22 jan. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=>>

BARBOSE, G. et al. Tracking the sun VI: An historical summary of the installed price of photovoltaics in the United States from 1998 to 2012, 2013.

BAZYARI, S. et al. A Study on the Effects of Solar Tracking Systems on the Performance of Photovoltaic Power Plants. Journal of Power and Energy Engineering, v. 2, n. 4, p. 718–728, 2014.

BENEDITO. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-graduação em Energia, USP, 2009.

- BIRD, L.; MILLIGAN, M.; LEW, D. Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions NREL/TP-6A20-60451, , 2013.
- BNDES. Metodologia para Credenciamento e Apuração de Conteúdo Local de Equipamentos Fotovoltaicos no Credenciamento de Fabricantes Informatizado – CFI do BNDES, [s.d.]. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/produtos/download/credenciamento_fotovoltaicos_metodologia.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2016
- BRASIL. Lei nº 12.305. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei no 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. . 2 ago. 2010.
- BRAUN, P. A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana. Tese (Doutorado em Programa de Pos-Graduacao em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina. Orientador: Ricardo RÜTHER,, 2010.
- BREYER, C.; GERLACH, A. Global overview on grid-parity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 21, n. 1, p. 121–136, 1 jan. 2013.
- BURGI, A. Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro, RJ: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- CAMARGO, A. Contrato EPCM – O que é? Gestão de Projetos & Negócios, 31 jan. 2010. Disponível em: <<https://alvarocamargo.wordpress.com/2010/01/31/contrato-epcm-o-que-e/>>
- CARTER, N. T.; CAMPBELL, R. J. Water Issues of Concentrating Solar Power (CSP) Electricity in the U.S. Southwest. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.g-a-l.info/Solar-Water-Use-Issues-in-Southwest.pdf>>.
- CARVALHO, P.; MESQUITA, P.; ROCIO, M. A rota metalúrgica de produção de silício grau solar: uma oportunidade para a indústria brasileira? BNDES Setorial, v. 40, p. 205–234, 2014.
- CORTES, A. D. S. Desenvolvimento de Células Fotovoltaicas Utilizando Silício Metalúrgico Melhorado (Si-UMG). Tese de Doutorado—Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- DEL RÍO, P.; MIR-ARTIGUES, P. A Cautionary Tale: Spain’s solar PV investment bubble, 2014.
- DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. M. Land-use requirements and the per-capita solar footprint for photovoltaic generation in the United States. Energy Policy, v. 36, n. 9, p. 3531–3543, set. 2008.
- DRAGOON, K.; SCHUMAKER, A. Solar PV Variability and Grid Integration: Renewable Northwest Project. [s.l: s.n.].

- EETIMES. Imec, Solvay claim 5.5% efficiency for OPV modules | EE Times. Disponível em: <http://www.eetimes.com/document.asp?doc_id=1279931>. Acesso em: 21 set. 2015.
- ENERGIA HELIOTÉRMICA. ANEEL divulga 77 empresas interessadas em projetos HLT, 6 nov. 2015. Disponível em: <<http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/noticias/522-aneel-divulga-77-empresas-interessadas-em-projetos-hlt>>
- ENERGIA HELIOTÉRMICA. Existem projetos heliotérmicos no Brasil?, [s.d.]. Disponível em: <<http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/fatos/existem-projetos-heliotermicos-no-brasil>>. Acesso em: 8 set. 2015
- EPE. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira: Nota técnica EPE. Rio de Janeiro - RJ: [s.n.].
- EPE. Leilão de Energia de Reserva 2014 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.].
- EPE. Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos, 2014b.
- EPE. 1º Leilão de Energia de Reserva 2015 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.]. Disponível em: <[http://epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/NT_EPE-DEE-NT-127_2015-r0_completo.pdf](http://epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/NT_EPE-DEE-NT-127_2015-r0_completo.pdf)>.
- EPE. 2º Leilão de Energia de Reserva 2015 - Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral: Expansão da Geração. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.]. Disponível em: <[http://epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20\(2015\)/NT_EPE-DEE-NT-023_2016-r0_completo.pdf](http://epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Reserva%20(2015)/NT_EPE-DEE-NT-023_2016-r0_completo.pdf)>.
- EPIA. Global Market Outlook for photovoltaics 2014 - 2018, 2014.
- FARICELLI, C. D. F. Seguidor solar para sistemas fotovoltaicos. Monografia—São Paulo, SP: Universidade de São Paulo, 2008.
- FELDMAN, D. et al. Photovoltaic System Pricing Trends - Historical, Recent, and Near-Term Projections - 2015 Edition. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/pv_system_pricing_trends_presentation_0.pdf>.
- FICHTNER. Technology Assessment of CSP Technologies for a Site Specific Project in South Africa - Final Report The World Bank and ESMAP, , 2010.
- FILHO, G. L. T.; ROSA, C. A. Análise da capacidade de amortização dos passivos energéticos e ambientais dos painéis fotovoltaicos. Revista Brasileira de Energia, v. 19, n. 1, p. 171–194, Semestre de 2013.
- FLOOR, K. Weerkunde meteorologie voor iedereen. Rijswijk: Uitgeverij Elmar, 2004.

- FRANKFURT SCHOOL-UNEP; BNEF. Global trends in renewable energy investment 2015, 2015.
- FRAUNHOFER ISE. Solar Technologies in Morocco – Industry and Value Chain Assessment: Support for Moroccan Solar Plan. [s.l: s.n.].
- FRAUNHOFER ISE. Photovoltaic Systems Generate Five Percent More Power than Expected. Freiburg, Germany: [s.n.].
- FRAUNHOFER ISE. Current and future cost of photovoltaics: long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale pv systems. Study on behalf of Agora Energiewende, 2015a.
- FRAUNHOFER ISE. Photovoltaics Report, 26 ago. 2015b.
- GALDINO, M. A. Análise de custos históricos de sistemas fotovoltaicos no Brasil. IV Congresso brasileiro de energia solar. Anais...2012Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/artigo/IV-CBENS/Artigo_custos_historicos_IVCBENS.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2016
- GIZ. Analyse de la chaîne de valeur des technologies relatives à l'énergie solaire en Tunisie, 2013.
- GREENPEACE INTERNATIONAL; GWEC; SOLARPOWER EUROPE. energy [r]evolution - a sustainable world energy outlook 2015, 2015.
- GTM RESEARCH. Solar Balance-of-System Costs Account for 68% of PV System Pricing: New GTM Report, 15 nov. 2012. Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/Solar-Balance-of-System-Accounts-for-68-of-PV-System-Pricing-New-GTM-Repo>>
- GUEYMARD, C. A.; WILCOX, S. M. Assessment of spatial and temporal variability in the US solar resource from radiometric measurements and predictions from models using ground-based or satellite data. Solar Energy, v. 85, n. 5, p. 1068–1084, maio 2011.
- H. T. HARVEY & ASSOCIATES. Ivanpah Solar Electric Generating System Avian & Bat Monitoring Plan - 2013-2014 Annual Report (Revised). [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://docketpublic.energy.ca.gov/56EA8483-ECE6-4173-8D0D-29134F241474/FinalDownload/DownloadId-AB5959049DCEE806A41B79C189C0CD29/56EA8483-ECE6-4173-8D0D-29134F241474/PublicDocuments/07-AFC-05C/TN204258_20150420T145549_Ivanpah_Solar_Electric_Generating_System_Avian_Bat_Monitoring.pdf>.
- HEINEMANN, D. et al. 30 Years at the Service of Renewable Energies. Einblicke, n. 54, p. 39, 2011.
- IDEAL. O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica - Edição 2015, 2015. Disponível em: <http://issuu.com/idealeco_logicas/docs/2015_ideal_mercadogdfv_150901_final>

- IEA. Technology Roadmap - Concentrating Solar Power, 2010. . Acesso em: 30 out. 2015
- IEA. Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy - 2014 Edition, 2014a.
- IEA. Technology Roadmap - Solar Thermal Electricity - 2014 Edition, 2014b. Disponível em:
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition.pdf>
- IEA. World Energy Outlook 2014, 2014c.
- IEA. The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, 2014d.
- IEA. Technology Roadmap - Energy Storage, 2014e.
- IEA. Key World Energy Statistics 2015, 2015.
- IEA PVPS. Trends 2014 in PV Applications - Report IEA-PVPS T1-25:2014, 2014.
- IEA PVPS. Trends 2015 in Photovoltaics Applications - Report IEA-PVPS T1-27:2015, 2015. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/E5FD5B8E-129A-4FF8-99AD-D4131B92F000/FinalDownload/DownloadId-507D074573DFFD44FADEF6D1CA488911/E5FD5B8E-129A-4FF8-99AD-D4131B92F000/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf>
- IPCC. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Nova Iorque, NY, EUA: Cambridge University Press, 2012.
- IRENA. Concentrating Solar Power - Technology Brief, 2013. Disponível em: <<https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E10%20Concentrating%20Solar%20Power.pdf>>
- IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2014, 2015.
- JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. Progress in photovoltaics: Research and Applications, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013.
- JORNAL DO COMMERCCIO - PE. Sai a primeira usina solar do leilão de PE. p. 2, 6 ago. 2015.
- KARAKAYA, E.; SRIWANNAWIT, P. Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 49, p. 60–66, set. 2015.
- KONZEN, G. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass. Dissertação de Mestrado—São Paulo, SP: Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 2014.

- KULICHENKO, N.; WIRTH, J. Concentrating Solar Power in Developing Countries: Regulatory and Financial Incentives for Scaling Up. [s.l.] The World Bank, 2012.
- LA ROVERE, E.; ROSA, L. P.; RODRIGUES, A. P. Economia e tecnologia da energia. Rio de Janeiro, RJ: Editora Marco Zero, 1985.
- LANGE, W. Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico. Rio de Janeiro, RJ: Empresa De Pesquisa Energética/Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2012.
- LEW, D. et al. Western Wind and Solar Integration Study Phase 2 (WWSIS-2). [s.l.] National Renewable Energy Laboratory, 2013.
- LOHMANN, S. et al. Long-term variability of solar direct and global radiation derived from ISCCP data and comparison with reanalysis data. Solar Energy, European Solar Conference (EuroSun 2004)EuroSun Conference 2004. v. 80, n. 11, p. 1390–1401, nov. 2006.
- LOPEZ, A. et al. US renewable energy technical potentials: A GIS-based analysis. [s.l.] NREL, 2012. Disponível em: <<http://dspace.bhos.edu.az/jspui/handle/123456789/1093>>. Acesso em: 9 mar. 2016.
- MALAGUETA, D. et al. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. Energy Policy, v. 59, p. 198–212, ago. 2013.
- MANAGAN, K. Demand response: a market overview. [s.l.] Institute for Building Efficiency, 2014.
- MEI, P. R. Parceria Universidade-Empresa: Purificação de Silício Grau Solar. Workshop Inovação para o Estabelecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil apresentado em 3º InovaFV. Campinas - SP, 5 mar. 2013.
- MEYER, R. DNI Information for CSP Development. Part 3: Improving Knowledge during Project Development. In: ISES WEBINAR. , 29 maio 2013.
- MIT. The Future of Solar Energy - And Interdisciplinary MIT Study, 2015. Disponível em: <<https://mitei.mit.edu/futureofsolar>>
- MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília, DF: [s.n.].
- MONTENEGRO. Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil. Dissertação de Mestrado—Florianópolis, SC: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC, 2013.
- MORI, V.; DOS SANTOS, R. L. C.; SOBRAL, L. G. S. Metalurgia do silício: processos de obtenção e impactos ambientais: Série Tecnologia Ambiental. [s.l.] Centro de Tecnologia Mineral – CETEM, 2007.

- MUNSELL, M. 72% of US Residential Solar Installed in 2014 Was Third-Party Owned. Greentech Media, 29 jul. 2015.
- NEGRO, S. O.; ALKEMADE, F.; HEKKERT, M. P. Why does renewable energy diffuse so slowly? A review of innovation system problems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 6, p. 3836–3846, ago. 2012.
- NEMET, G. F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, v. 34, n. 17, p. 3218–3232, nov. 2006.
- NERC. Accommodating High Levels of Variable Generation, 2009.
- NREL. Best Research-Cell Efficiencies. Disponível em: <http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg>. Acesso em: 15 set. 2015.
- NREL. Parabolic Trough Thermal Energy Storage TechnologyTroughNet - Parabolic Trough Solar Power Network, [s.d.]. Disponível em: <http://www.nrel.gov/csp/troughnet/thermal_energy_storage.html#direct/>. Acesso em: 30 out. 2015.
- OVERHOLM, H. Spreading the rooftop revolution: What policies enable solar-as-a-service? *Energy Policy*, v. 84, p. 69–79, set. 2015.
- PEREIRA, E. B. et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos, SP: INPE, 2006.
- PEREIRA, E. M. D. et al. MAPEAMENTO BÁSICO DAS PRECONDIÇÕES GERAIS PARA TECNOLOGIAS HELIOTÉRMICAS NO BRASIL: Projeto Energia Heliotérmica. [s.l.] Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação; GIZ, 2014.
- PILLAI, U. Drivers of cost reduction in solar photovoltaics. *Energy Economics*, v. 50, p. 286–293, jul. 2015.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. [s.l.: s.n.].
- REIS, D. D. C. Análise crítica do processo de licenciamento ambiental de usinas fotovoltaicas. Dissertação de mestrado—Belo Horizonte, MG: Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.
- REN21. Renewables 2015 - Global Status Report, 2015.
- ROSELUND, C. Demand begins to exceed supply for multicrystalline silicon PV Read more:PV Magazine, 23 out. 2015. Disponível em: <http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/demand-begins-to-exceed-supply-for-multicrystalline-silicon-pv_100021696/#ixzz41HC0w4Z4>
- RÜTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos. 1ª Edição ed. Florianópolis, SC: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004.

- SANTOS, I. P. DOS. Desenvolvimento De Ferramenta De Apoio À Decisão Em Projetos De Integração Solar Fotovoltaica À Arquitetura. Tese de Doutorado—Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.
- SAUER, I. L.; AMADO, N.; MERCEDES, S. S. Energia, Recursos Minerais e Desenvolvimento. Caderno de Teses. Anais... In: 9º CONSENTE: ENERGIA E MEIO AMBIENTE. 2011
- SENTELHAS, P.; ANGELOCCI, L. LCE 306 – Meteorologia Agrícola: Radiação Solar e Balanço de EnergiaESALQ/USP, 2009. Disponível em: <<http://www.lce.esalq.usp.br/aulas/lce306/Aula5.pdf>>. Acesso em: 11 jan. 2016
- SHELL. Cenários sob Novas Lentes - Mudança de Perspectiva para um Mundo em Transição, 2013.
- SINGH, J. P.; WALSH, T. M.; ABERLE, A. PERFORMANCE INVESTIGATION OF BIFACIAL PV MODULES IN THE TROPICS. . In: PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION (EU PVSEC). 2012
- SOLARPOWER EUROPE. Global Market Outlook 2015 -2019, 2015.
- SOLARPOWER EUROPE. Materials Availability: SUSTAINABILITY OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1458684192&hash=5faa0936166dd2f7b8d742d0c1660187efa2b138&file=fileadmin/user_upload/documents/Policy_Papers/Fact_Sheets/SPE_Fact_sheet_on_Materials_Availability_1.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2016.
- SORIA, B. et al. A study of the annual performance of bifacial photovoltaic modules in the case of vertical facade integration. Energy Science & Engineering, v. 4, n. 1, p. 52–68, 1 jan. 2016.
- SORIA, R. Cenários de Geração de Eletricidade a partir de Geradores Heliotérmicos no Brasil: A Influência do Armazenamento de Calor e da Hibridização. Rio de Janeiro - RJ, 2011. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/soria.pdf>>.
- SORIA, R. et al. Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. Energy Policy, v. 86, p. 57–72, nov. 2015.
- STINE, W. B.; GEYER, M. Power From The Sun. [s.l: s.n.].
- TOLMASQUIM, M. T. Fontes Renováveis de Energia no Brasil. [s.l.] Editora Interciência, 2003.
- U.S. DOE. Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_water_study.pdf>.
- VIANA, T. Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação. . In: IV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR E V CONFERENCIA LATINO-AMERICANA DA ISES. São Paulo, SP: 2012

- VIRTUANI, A.; PAVANELLO, D.; FRIESEN, G. Overview of temperature coefficients of different thin film photovoltaic technologies. 25th European photovoltaic solar energy conference and exhibition/5th World conference on photovoltaic energy conversion. Anais...2010Disponível em: <[http://www2.isaac.supsi.ch/ISAAC/Pubblicazioni/Fotovoltaico/Conferences/Valencia%20\(Spain\)%20-%2025%20EU%20PVSEC%20-%20September%202010/4av3.83%20overview%20of%20temperature%20coefficients%20of%20different%20thin%20film%20photovoltaic%20technologies%20\(a.%20virtuani\).pdf](http://www2.isaac.supsi.ch/ISAAC/Pubblicazioni/Fotovoltaico/Conferences/Valencia%20(Spain)%20-%2025%20EU%20PVSEC%20-%20September%202010/4av3.83%20overview%20of%20temperature%20coefficients%20of%20different%20thin%20film%20photovoltaic%20technologies%20(a.%20virtuani).pdf)>. Acesso em: 17 ago. 2015
- WALSTON, L. J. et al. A preliminary assessment of avian mortality at utility-scale solar energy facilities in the United States. *Renewable Energy*, v. 92, p. 405–414, jul. 2016.
- WEITEMEYER, S. et al. Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage. *Renewable Energy*, v. 75, p. 14–20, mar. 2015.
- WESOFF, E. The Mercifully Short List of Fallen Solar Companies: 2015 Edition. Disponível em: <<http://www.greentechmedia.com/articles/read/The-Mercifully-Short-List-of-Fallen-Solar-Companies-2015-Edition>>. Acesso em: 4 abr. 2016.
- WORLD BANK. Development of Local Supply Chain: The Missing Link for Concentrated Solar Power Projects in India. [s.l.] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), 2013.
- ZHAO, Y. et al. Near-Infrared Harvesting Transparent Luminescent Solar Concentrators. *Advanced Optical Materials*, v. 2, n. 7, p. 606–611, jul. 2014.
- ZILLES, R. et al. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. São Paulo, SP: Oficina de Textos, 2012.

Oceânica

1 INTRODUÇÃO

O oceano pode ser considerado um enorme reservatório de energia térmica e mecânica. Entretanto, devido à baixa qualidade do calor contido no ambiente marinho, elevada entropia, com o nível atual de desenvolvimento tecnológico apenas a energia mecânica pode ser eficientemente aproveitada.

Assim, o aproveitamento da energia advinda dos oceanos para geração elétrica é atualmente uma opção estudada em diversos países. Por ser considerada limpa, de alta densidade energética e com distribuição mundial, é uma fonte que pode ter futuramente uma grande representatividade na matriz energética mundial. Outro fator importante ao mencionarmos a fonte oceânica, é que há uma potencial proximidade entre os centros de geração e consumo, o que pode trazer ganhos significativos na minimização das perdas pela transmissão.

A energia oceânica pode ser didaticamente dividida em função de sua origem, sendo de maior relevância no contexto da geração elétrica as advindas das marés, ondas e correntes marinhas. Com menor representatividade, no cenário atual, está a energia oriunda dos gradientes de temperatura e salinidade da água do mar.

Apesar da geração de energia proveniente dos oceanos ainda se encontrar em fase de desenvolvimento, o que representa custos elevados, os recursos energéticos do mar têm atraído atenção e interesse crescentes das comunidades científicas e governamentais.

Nesse sentido, no âmbito do planejamento, avaliam-se essas formas de aproveitamento e seus respectivos potenciais energéticos na costa brasileira como alternativa ao suprimento da demanda elétrica e à diversificação da matriz.

2 PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DO USO DA ENERGIA OCEÂNICA

2.1 Panorama mundial da geração oceânica

Ao final de 2014, a capacidade instalada em projetos de geração oceânica era de 534 MW (IRENA, 2015), a maioria categorizada como “energia de marés” (Figura 1). Essa potência está concentrada em dois grandes projetos, um deles localizado na França (240 MW), que entrou em operação em 1966, e outro na Coreia do Sul (254 MW), completado em 2011. Também compõe o total apresentado na Figura 1 um projeto canadense (20 MW), de 1984, e outro chinês (3,9 MW), de 1980, além de outros pequenos projetos ao redor do mundo (REN21, 2015).

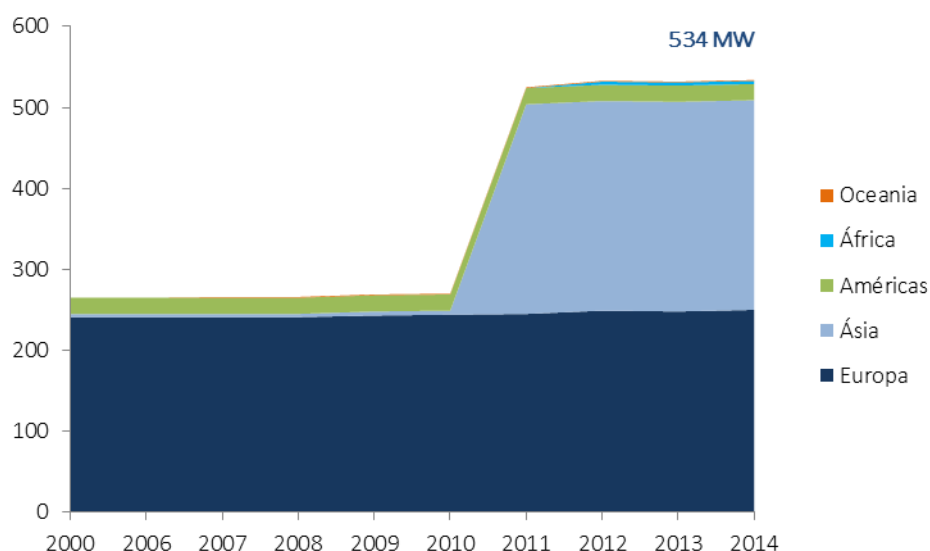


Figura 1 Capacidade instalada em projetos de geração oceânica

Apesar do elevado potencial mundial, chegando a 2.050.000 TWh/ano (IPCC, 2012), que representa cerca de 20 vezes o consumo total de energia mundial em 2013 (IEA, 2015), nos últimos anos houve a entrada em operação de apenas um grande projeto de energia oceânica. Isso se deve à baixa competitividade econômica da tecnologia. Por outro lado, apesar de pouco representativa em termos de potência total instalada, a atividade se manteve ativa através do desenvolvimento de outras pequenas plantas, em projetos de caráter piloto ou de demonstração. Em 2014, a maior parte dos projetos foi desenvolvida em países da Europa (REN21, 2015).

Dentre as plantas anunciadas para os próximos anos, destaca-se o projeto MeyGen, de 398 MW, a ser desenvolvido na Escócia. Outros planos significativos existem para aproveitar o potencial estimado de 1,8GW existente entre a ilha de Alderney (Reino Unido) e o Cabo de La Hague, na França (REN21, 2015).

Contudo, apesar destas iniciativas, a representatividade da fonte oceânica na matriz energética mundial é tímida, mesmo apresentando um potencial elevado, devido o alto preço de venda da energia.

2.2 Panorama nacional

O desenvolvimento da geração oceânica no Brasil é bastante restrito até o momento, estando relacionado a poucos projetos pilotos, concluídos ou em desenvolvimento. O projeto mais conhecido é o de um conversor de ondas *onshore*, instalado no porto de Pecém, com capacidade instalada de 100 kW. O projeto foi financiado pela Tractebel Energia no âmbito do programa de P&D da ANEEL, e concluído em 2012.

Atualmente, existe um projeto em desenvolvimento, de um conversor de ondas *offshore*, que prevê a instalação de um protótipo em profundidade de até 30 metros, no litoral do Rio de Janeiro. Nesse caso, a energia gerada deve ser transmitida para a terra através de cabos submarinos. O projeto é financiado por Furnas no âmbito do Programa P&D da ANEEL, e tem como executora a COPPE/UFRJ e a empresa Seahorse Wave Energy.

Outro projeto que merece destaque no panorama nacional foi o projeto de aproveitamento da energia de maré na Barragem do Bacanga, em São Luis (MA). A construção da barragem, finalizada no início da década de 70, teve como objetivo principal a construção de uma rodovia para diminuir o percurso entre a capital do estado e o Porto de Itaqui. Assim, foram realizados diversos estudos para implantação de uma usina maremotriz, com potência instalada que poderia chegar a 72MW. Contudo, face ao elevado custo para implantação da usina, o projeto foi descartado devido à falta de viabilidade econômica. Estudos mais recentes realizados pela Universidade Federal do Maranhão descartam a possibilidade de implantação da usina maremotriz no local, principalmente por conta do uso e ocupação nas margens do estuário e do assoreamento no local.

Ainda em fase de projeto, existem no Brasil outras iniciativas, como:

- Estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE) – Projeto para testes do conversor de ondas, em modelo reduzido, no tanque oceânico da COPPE/UFRJ, visando à elaboração de um EVTE – Financiado pela Petrobras – Concluído em 2010;

- Conversor de correntes - Turbina hidrocínética para correntes de maré, de foz de rio ou marinhas – Financiado pela Endesa Fortaleza, com recursos do programa P&D da ANEEL;

3 LEVANTAMENTO DO RECURSO OCEÂNICO

3.1 Conceitos e premissas

Dado o estado inicial da literatura disponível e a incerteza substancial no potencial técnico da energia dos oceanos, as estimativas são muito variáveis e apresentam um caráter preliminar no âmbito deste estudo.

A energia oriunda dos oceanos pode possuir diferentes origens. Sob a ótica do setor elétrico, possuem maior relevância a energia das ondas, marés e correntes, e em menor escala a energia obtida pela variação térmica e salina.

3.1.1 Energia das ondas

As ondas do mar são consequência da transferência de energia dos ventos ao longo de uma faixa sobre a superfície oceânica. A energia contida nas ondas é, assim, uma forma de energia solar, porém mais concentrada. O fator de acumulação de energia solar na formação dos ventos é de 2 a 6 vezes, enquanto o fator de acumulação da energia eólica em energia de onda é de aproximadamente 5 vezes. Portanto, a energia das ondas é de 10 a 30 vezes mais densa que a solar (TOLMASQUIM, 2003). Isto implica em que, para um mesmo potencial energético, são requeridas menores áreas para a conversão da energia das ondas em eletricidade, inversamente àquelas necessárias aos aproveitamentos das energias solar e eólica (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

A energia das ondas pode ser decomposta em energia cinética das partículas de água, as quais geralmente seguem trajetórias circulares, e energia potencial das partículas de água, ilustrada na Figura 2.

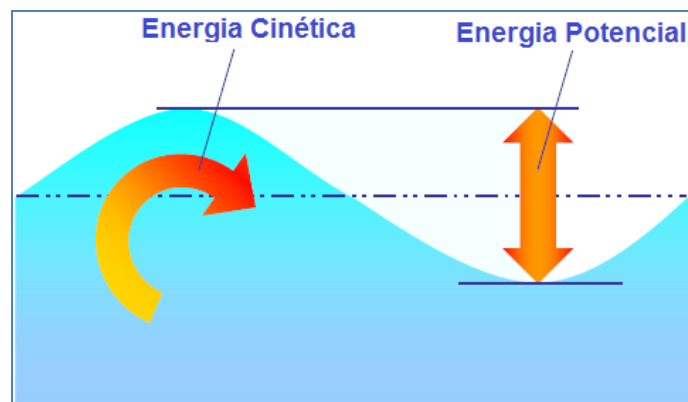


Figura 2 Representação das duas formas de energia das ondas

Fonte: Adaptado de Centre for Renewable Energy Sources, 2006.

3.1.2 Energia das marés

Já as marés são movimentos oscilatórios do nível do mar observados tanto na linha de costa quanto na região oceânica, resultantes da interação entre a maré astronômica e a maré meteorológica. A principal componente da maré observada é a maré astronômica, causada majoritariamente pela resultante gravitacional do sistema Sol–Terra–Lua, o qual depende diretamente das massas dos corpos celestes e inversamente do cubo da distância entre eles.

A maré com maior amplitude ocorre nos períodos de lua cheia e nova, quando há o alinhamento entre o Sol, a Terra e a Lua e, portanto, as forças gravitacionais exercidas pelo Sol e pela Lua sob a massa d'água da Terra são somadas. Nas luas crescente e minguante, por não estarem alinhados, a força gravitacional exercida pela Lua é influenciada pela gerada pelo Sol, resultando em uma maré de menor amplitude. Isto pode ser melhor compreendido na figura a seguir:

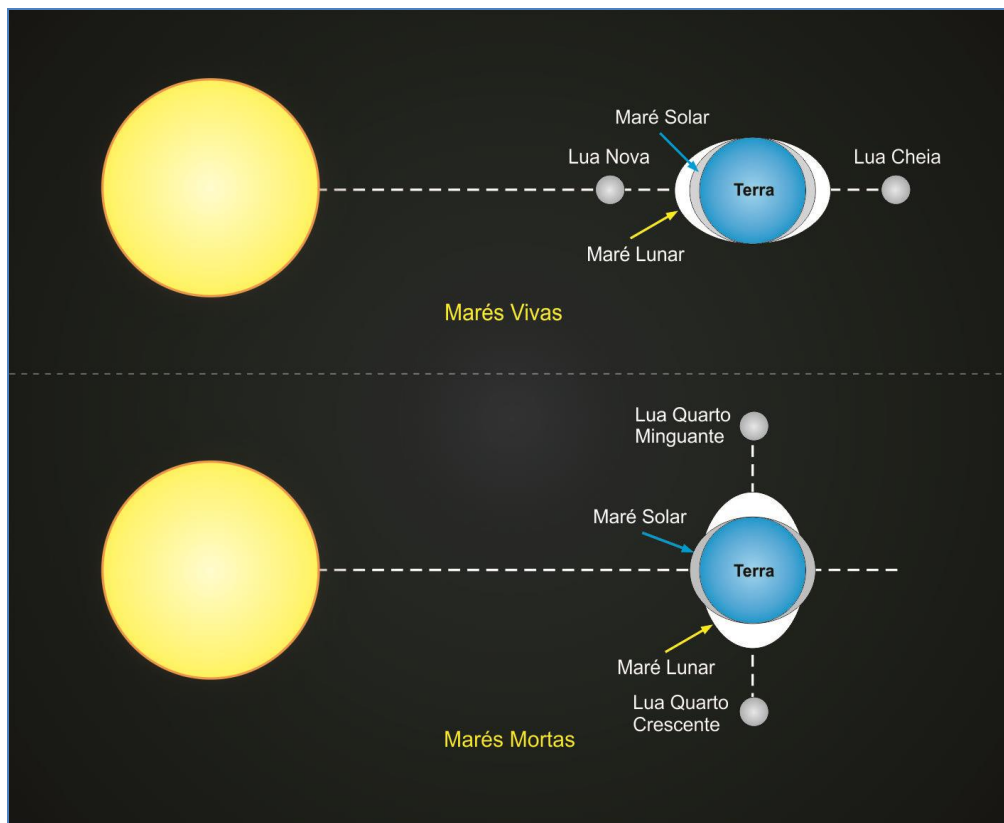


Figura 3 Maré astronômica

Fonte: <http://www.if.ufrgs.br/>.

Ressalta-se que a força geradora das marés depende da diferença da força gravitacional na superfície, calculada pela derivada da equação da Lei da Gravitação Universal de Newton. Nesse caso, a força diminui com o cubo da distância entre os corpos. Assim sendo, como a Lua está significativamente mais próxima da Terra do que o Sol, o efeito de sua força gravitacional é mais pronunciado, mesmo tendo o Sol uma massa milhares de vezes maior.

Além disso, dependendo da localização na superfície terrestre, a resultante destas forças gravitacionais pode variar de forma representativa. Por exemplo, os pontos com distâncias menores em relação à Lua, como as regiões próximas à linha do Equador, sofrem uma força gravitacional maior se comparadas aos locais mais próximos dos polos. Por este motivo, verifica-se maiores amplitudes de marés nas regiões próximas ao Equador.

Como resultado do movimento periódico dos astros, as marés apresentam recorrência entre 12 e 24 horas, em função da localização no globo terrestre. A amplitude

da maré também varia com o tempo e em função da periodicidade e da intensidade dos fenômenos astronômicos envolvidos (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

Outros fatores locais também influenciam as marés, como os fenômenos meteorológicos (chamada de maré meteorológica), a forma dos litorais e a batimetria¹ do fundo. A maré meteorológica é o resultado da interação atmosfera-oceano na maré astronômica. Esta interação é essencialmente causada por variações de pressão e vento, acarretando no aumento ou diminuição do nível do mar.

Contudo, as maiores variações são associadas à posição e às características da costa. Ao alcançar a plataforma continental e a área costeira adjacente, a onda de maré sofre transformações, como refração, reflexão e difração, além de interferências causadas pela batimetria, o que acarreta a redução de sua celeridade e o aumento da amplitude. Em estuários estreitos há uma tendência à maior concentração de energia por unidade de largura e ressonância na reflexão da onda de maré, causando o aumento de sua amplitude (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

3.1.3 Energia das correntes

As correntes podem ser classificadas em marítimas, de densidade, de maré, de vento e litorâneas. Este estudo contempla as correntes marítimas e de maré, com vistas à geração elétrica apenas, dado que são as mais intensas e, portanto, com maior potencial energético.

As correntes marítimas são deslocamentos contínuos das águas oceânicas, com o mesmo sentido e velocidade. Essas grandes massas de água salgada que correm na superfície dos oceanos e em águas profundas apresentam cursos bastante regulares, cujo principal fator responsável é a variação na densidade das águas, que, por sua vez, é provocada pela diferença de temperatura e salinidade da água. Assim, as temperaturas extremamente baixas nas regiões polares afetam consideravelmente a densidade da água do mar nas altas latitudes, sendo este fato muito importante para desencadear o processo de correntes frias e profundas. Consequentemente, provoca-se o deslocamento da água superficial e quente na direção das altas latitudes para suprir o espaço liberado pelo deslocamento das correntes frias e profundas na direção das baixas latitudes e Equador.

1 Topografia do leito marinho.

A velocidade dessas correntes pode atingir valores da ordem de 1 m/s (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

As correntes de maré, por sua vez, são de importância e magnitude variáveis, dadas pela sua localização. Sendo correntes cíclicas, podem ser significativas para a exploração de energia, especialmente nas embocaduras de estuários, onde atingem velocidades superiores a 2 m/s (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

3.1.4 Gradiente de temperatura

A energia solar que atinge à superfície terrestre é de cerca de 885 milhões de TWh/ano. Os oceanos, com uma superfície de 361 milhões de km², aproximadamente 71% do total da Terra, e um volume de 1.370 km³, atuam como grandes sistemas coletores e de armazenamento dessa energia.

A conversão da energia térmica dos oceanos requer uma diferença mínima de 20°C, a qual pode ser obtida com plataformas oceânicas que captam água da superfície a cerca de 24 a 25°C e do fundo do mar, entre 4 e 5°C a aproximadamente 1.000 m de profundidade. Esse recurso energético é encontrado principalmente entre os trópicos, onde a temperatura da superfície do mar se mantém durante a maior parte do ano nos valores requeridos. Com funcionamento típico de uma usina termelétrica, o potencial energético da conversão da energia térmica dos oceanos (Ocean Thermal Energy Conversion – OTEC) é considerado o maior entre as fontes de energia oceânica (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

3.1.5 Gradiente de salinidade

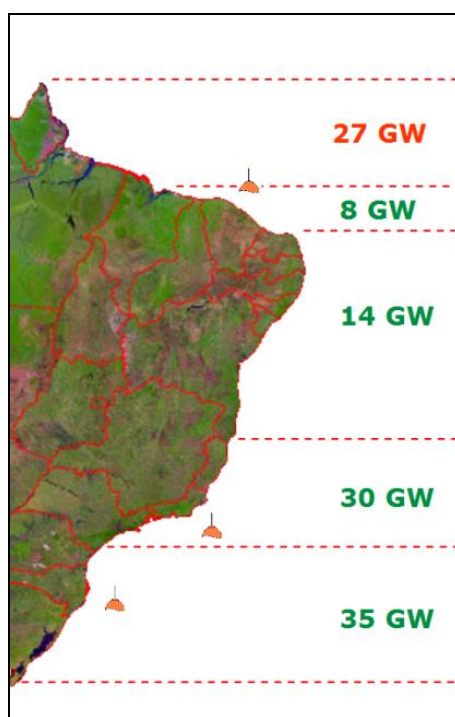
O gradiente de salinidade entre dois corpos d'água contém um elevado potencial osmótico, como, por exemplo, no encontro entre as águas do rio e do mar, cujo local denomina-se estuário. O gradiente de salinidade gerado quando estas duas águas se encontram pode ser utilizado para produzir energia através de osmose, que é definida como o transporte de água através de uma membrana semipermeável. A Eletro-Diálise Reversa (RED) e a Osmose Retardada de Pressão (PRO) estão entre os processos identificados para converter a energia contida na diferença de salinidade em eletricidade (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

3.2 Recurso oceânico nacional

A extensa costa brasileira e as vastas áreas de mar territorial são condições naturais para o aproveitamento energético dos recursos do mar.

O regime de ondas no Brasil possui mais de um sistema característico de agitação: a vaga (*wind sea*) é gerada pelos ventos alísios e frequente o ano inteiro; a ondulação (*swell*) está associada a passagens de frentes frias, resultantes da migração dos anticiclones extratropicais. As regiões Sul e Sudeste estão sujeitas a ondulações mais energéticas, associadas às frentes frias em algumas épocas do ano, enquanto o litoral nordeste é caracterizado por ondulações menores, porém constantes no ano todo, causadas pelos ventos alísios.

Em relação ao aproveitamento da maré, as melhores condições estão associadas às regiões de macro-maré, onde a amplitude pode chegar a cerca de 8 metros, encontradas no Brasil somente no litoral do Amapá, Pará e Maranhão.



Legenda: verde = ondas; vermelho = marés

Figura 4 Potencial teórico brasileiro estimado de ondas e marés

Fonte: (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

O aproveitamento desta energia oriunda da maré pode ser realizado primordialmente pelo aproveitamento em usinas maremotrizes, que além da elevada amplitude de maré, também necessita de condições geomorfológicas favoráveis para instalação, como em baías, estuários, áreas fluviais, entre outras. Tais condições também são observadas no litoral norte do Brasil.

A outra forma de aproveitamento da energia da maré é o aproveitamento das correntes geradas (energia cinética), sem a implantação de uma barragem, e os locais mais interessantes com vistas a este aproveitamento energético concentram-se no litoral das regiões Norte e Nordeste, dada a grande amplitude de maré.

Tabela 1 Potencial energético oceânico por UF

UF	Potencial (MW)
Alagoas	3.600
Amapá	7.810
Bahia	14.100
Ceará	8.380
Espírito Santo	5.940
Maranhão	8.350
Pará	7.300
Paraíba	1.840
Pernambuco	2.940
Piauí	960
Paraná	1.510
Rio de Janeiro	9.800
Rio Grande do Norte	6.000
Rio Grande do Sul	12.800
Santa Catarina	10.900
Sergipe	2.470
São Paulo	9.600
Brasil	114.300

Fonte: (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

No documento preparado pela COPPE/UFRJ e pela Seahorse Wave Energy (2013) são apresentados alguns dados consolidados do potencial teórico brasileiro de energia oceânica, que foram levantados através de medições *in situ* e em literatura sobre o tema. Basicamente, a estimativa partiu da extensão do litoral de cada estado da federação e da

altura significativa de onda média no ano e período médio no ano. Para a região Norte, incluindo Amapá, Pará e oeste do Maranhão, foi considerado o potencial de marés nas baías e estuários do litoral, totalizando 27 GW. Nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, considerou-se o potencial de ondas, mais significativo em relação à região Norte, resultando em 22 GW, 30 GW e 35 GW, respectivamente. Assim sendo, o potencial brasileiro de ondas e marés é estimado em aproximadamente 114 GW, como ilustrado na Figura 3. O potencial de cada unidade federativa é relacionado na Tabela 1.

Do ponto de vista teórico, pode-se considerar como conservador o potencial ora apresentado, tendo-se em conta ter sido quantificado para o aproveitamento das ondas e marés apenas, e que a inclusão das demais alternativas discutidas anteriormente poderá expandi-lo. Porém, uma análise mais detalhada deve ser realizada para uma estimativa mais acurada dos melhores sítios para aproveitamento e a capacidade de geração correspondente. Assim, a presente avaliação possui caráter preliminar.

4 ESTADO DA ARTE DAS TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DA ENERGIA OCEÂNICA EM ENERGIA ELÉTRICA

4.1 Princípios de Funcionamento

4.1.1 Energia das ondas

As iniciativas de conversão da energia oriunda das ondas são bastante antigas, e os primeiros registros datam do século XVII. Contudo, o investimento nesse tipo de energia foi mais expressivo a partir da década de 70, em função da crise do petróleo, na busca de energias alternativas para suprimento da demanda.

De maneira geral, existem diversos dispositivos e diferentes concepções para transformar a energia das ondas em energia elétrica. Essa diversidade de dispositivos ocorre pelo desenvolvimento específico para maximizar o aproveitamento em função das características locais e o regime de ondas. Assim, estes dispositivos podem estar situados na linha de costa (*onshore*), em regiões de águas rasas (*nearshore*) e em regiões oceânicas (*offshore*).

Uma das primeiras concepções para o aproveitamento da energia das ondas foi utilizando a oscilação de uma coluna de água em uma estrutura parcialmente submersa contendo certa quantidade de ar. Com a passagem da onda, ocorre a elevação e diminuição da coluna de água dentro da câmara, que desloca o ar por uma turbina, gerando energia elétrica. Estas estruturas estão comumente localizadas na linha de costa (Figura 4),

porém, mais recentemente se tem observado o desenvolvimento de estruturas flutuantes (Figura 5) que utilizam o mesmo princípio de funcionamento.

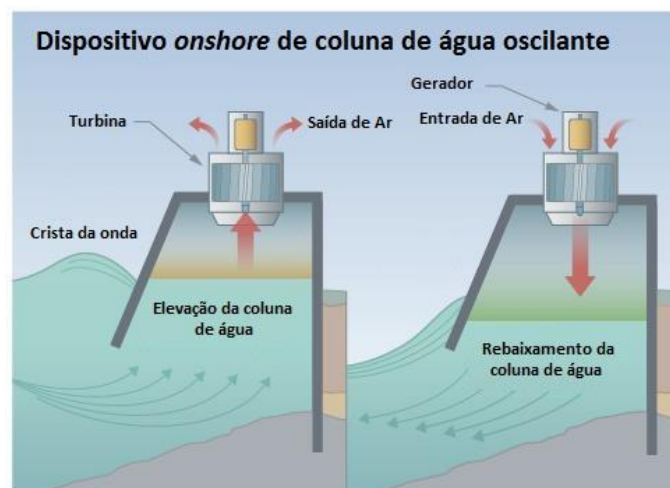


Figura 5 Princípio de funcionamento de dispositivo de coluna de água oscilante para aproveitamento da energia das ondas onshore

Fonte: Adaptado de http://en.openei.org/wiki/Marine_and_Hydrokinetic_Technology_Glossary

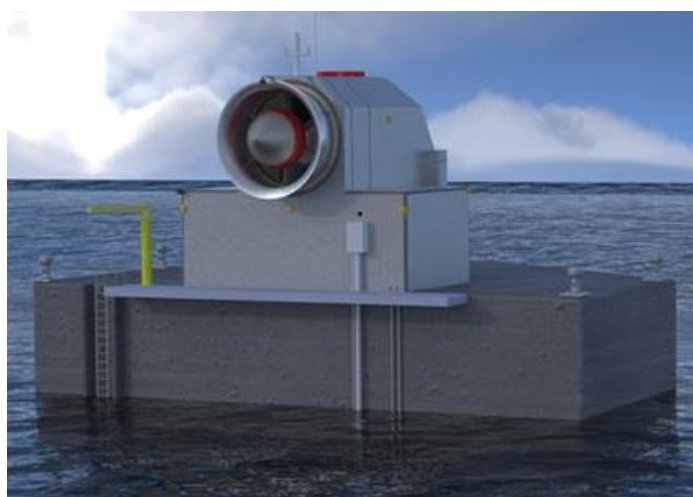


Figura 6 Exemplo de dispositivo de coluna de água oscilante para aproveitamento da energia das ondas nearshore

Fonte: Adaptado de <http://www.oceanlinx.com/technology/products/greenwave>

Outra concepção para o aproveitamento da energia das ondas é a baseada no galgamento da água para um reservatório com o auxílio de um direcionador e rampa. O galgamento nada mais é do que a passagem da água por um dispositivo relativamente elevado, em função do espraio da água pela dissipação da energia cinética. As ondas quebram e espraiam, chegando a um reservatório de acumulação, onde são instaladas turbinas de baixa queda para geração de energia. Estes dispositivos podem ser instalados tanto na linha de costa (*onshore*), chamado de Tapchan (Figura 6), quanto também em áreas abertas (Figura 7).

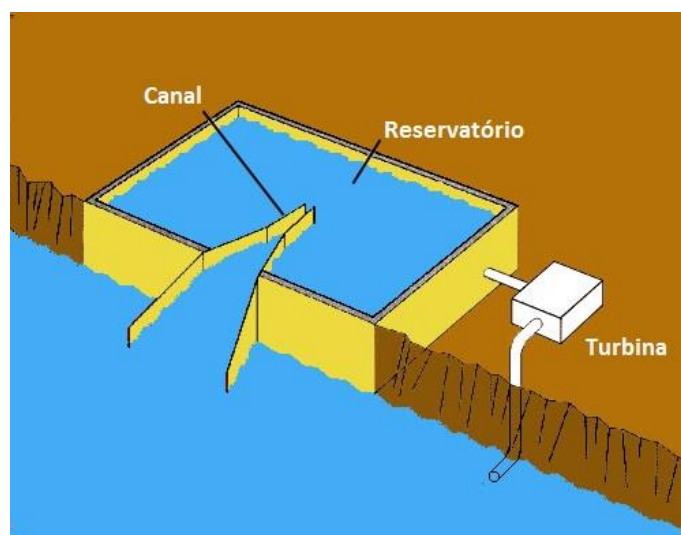


Figura 7 Exemplo de dispositivo onshore de galgamento para aproveitamento da energia das ondas

Fonte: Adaptado de http://re.emsd.gov.hk/english/other/marine/marine_tech.html

A utilização de dispositivos oscilantes, com um sistema de boia e ancorado no fundo de simetria axial, converte a energia do movimento vertical com a passagem das ondas, em energia elétrica. Em regiões rasas (*near shore*), um sistema similar, porém submerso, converte a energia do movimento pelo aumento da pressão na crista da onda em função da maior coluna d'água, e a respectiva diminuição da pressão na cava da mesma, resultando em um movimento também vertical do conversor (Figura 8), que posteriormente é convertido em eletricidade.

Outro sistema de conversão desenvolvido para águas rasas é o de oscilação horizontal, composto por uma vela fixada a um eixo próximo ao fundo (Figura 9), necessariamente instalado em áreas rasas. O movimento horizontal das partículas promove a articulação do braço, que posteriormente é convertido em energia elétrica.

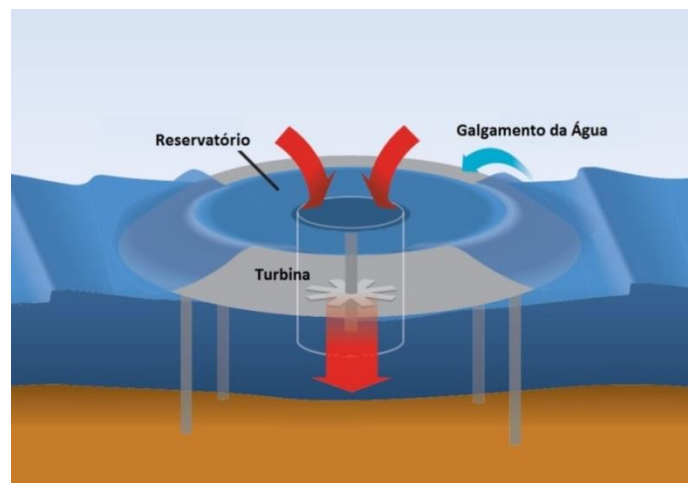


Figura 8 Exemplo de dispositivo offshore de galgamento para aproveitamento da energia das ondas

Fonte: Adaptado de (IPCC, 2012)

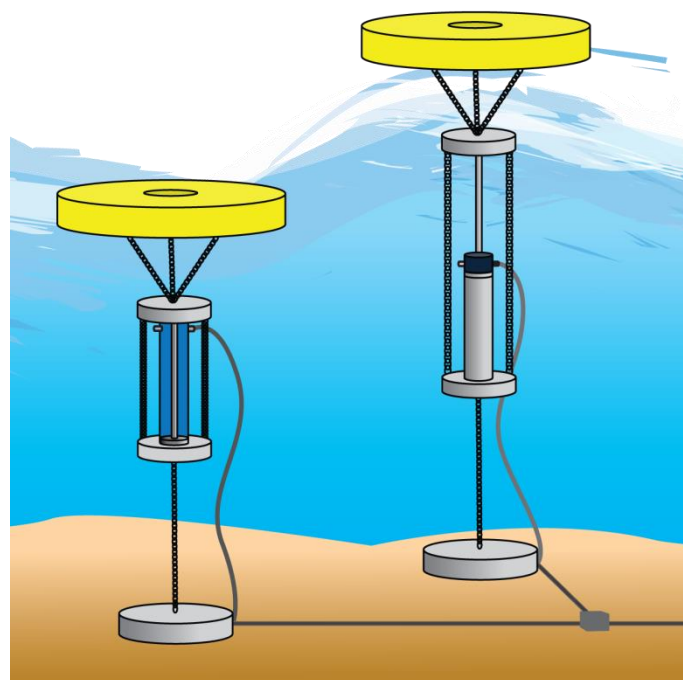


Figura 9 Exemplo de equipamento de conversão para aproveitamento da energia das ondas

Fonte: <http://www.sigmahellas.gr/index.php?lang=2&thecatid=3&thesubcatid=423>

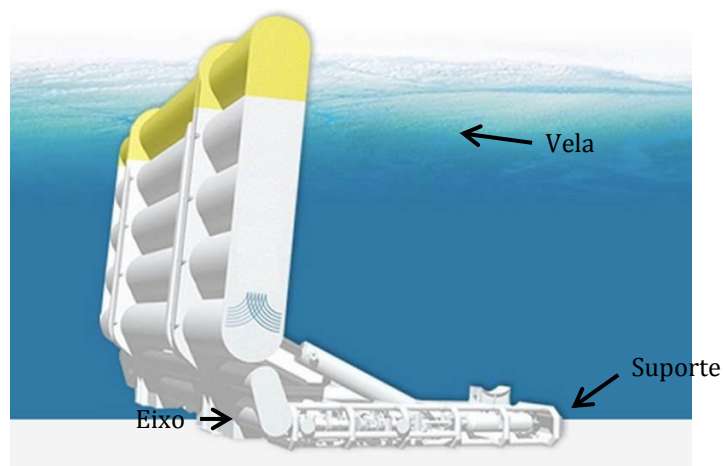


Figura 10 Exemplo de equipamento de conversão near shore para aproveitamento da energia das ondas

Fonte: Adaptado de <http://www.reuk.co.uk/Oyster-Wave-Power.htm>

Ainda existem equipamentos que geram energia elétrica pela atenuação das ondas (Figura 10), sendo flutuantes e dispostos perpendicularmente à frente de onda. A passagem da onda do mar gera um movimento vertical e horizontal no equipamento, sendo a energia mecânica convertida em energia elétrica.

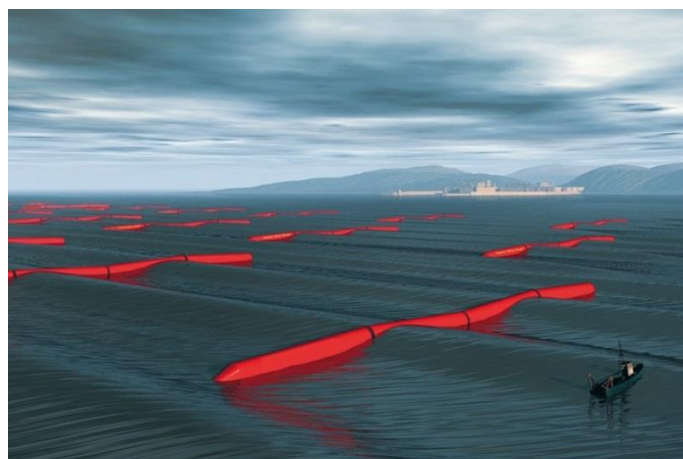


Figura 11 Exemplo de equipamento de conversão por atenuação para aproveitamento da energia das ondas do tipo Pelamis

Fonte: http://worldoceanreview.com/wp-content/uploads/2010/10/7_12-c-simulated-wave-farm.jpg

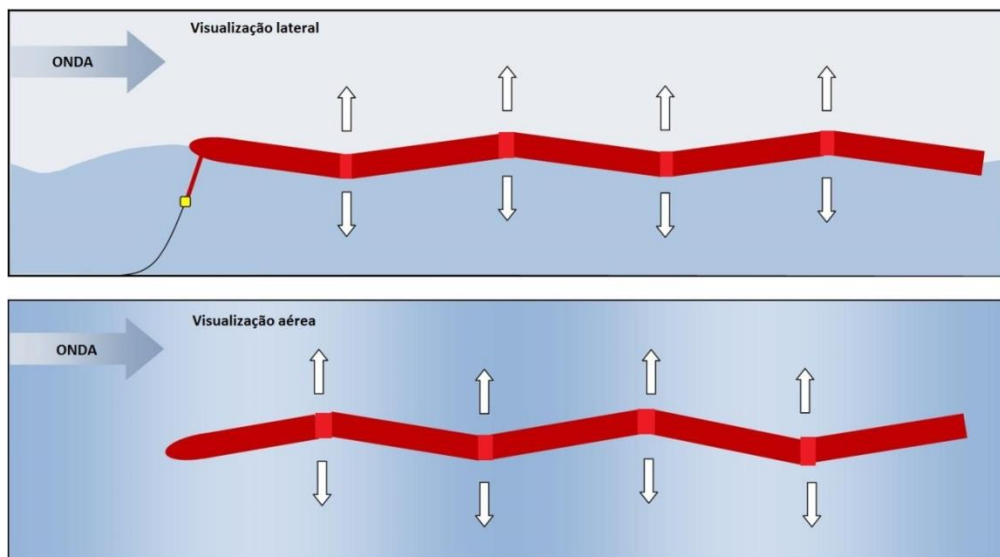


Figura 12 Princípio de funcionamento do equipamento de conversão por atenuação para aproveitamento da energia das ondas do tipo Pelamis

Fonte: Adaptado de http://worldoceanreview.com/wp-content/uploads/2010/10/7_12-c-simulated-wave-farm.jpg

Outros equipamentos também podem ser utilizados para conversão do movimento das ondas em energia. Cabe destacar o conversor desenvolvido no Brasil, pela COPPE/UFRJ (Figura 12) instalado no Porto do PECÉM em Fortaleza (CE), que capta o movimento vertical das ondas e, por meio de pistões hidráulicos, pressurizam a água, que movimentam uma turbina de 50 kW em cada módulo (Figura 13).



Figura 13 Usina de ondas do PECÉM

Fonte: <http://www.pensamentoverde.com.br/economia-verde/ceara-possui-primeira-usina-de-ondas-da-america-latina/>

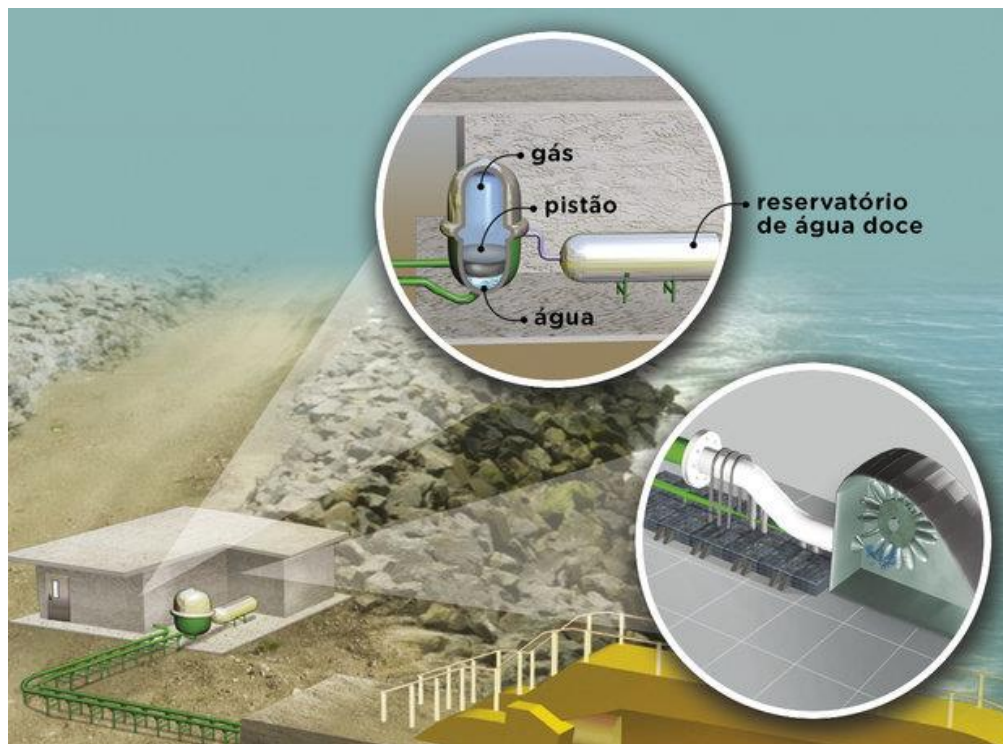


Figura 14 Princípio de funcionamento da usina de ondas do PECEM

Fonte: <http://mundoestranho.abril.com.br/materia/e-possivel-extrair-energia-do-mar>

4.1.2 Energia das marés

As usinas maremotrizes são comumente construídas em locais da zona costeira onde existe uma amplitude de maré elevada, e em regiões geomorfologicamente propícias para instalação de uma barragem.

As primeiras iniciativas de aproveitamento da energia potencial da maré com fins elétricos datam da primeira metade do século XX, mas somente em 1966 a primeira usina maremotriz entrou em operação na França, com 240 MW de potência instalada. Desde então, somente outro grande projeto entrou em operação, em 2011, com 254 MW de potência instalada.

A energia potencial oriunda da variação de nível da água é convertida em energia quando ocorre a passagem da água por uma turbina, assim como numa hidrelétrica convencional. No entanto, as usinas de marés podem gerar energia elétrica tanto na maré vazante quanto na maré enchente (Figura 14).

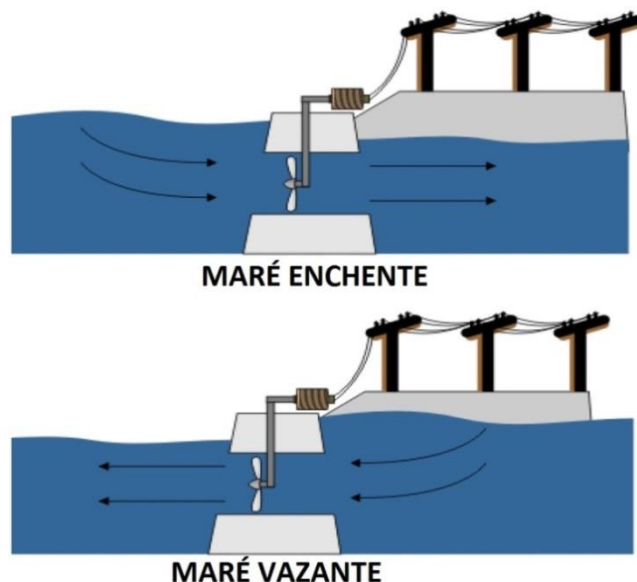


Figura 15 Esquema de funcionamento de uma usina maremotriz

Fonte: Adaptado de <http://www.chem.tamu.edu>

O barramento, comumente construído na região estuarina, represa a totalidade do estuário. Contudo, ainda existem opções de projetos de construção da barragem em uma das margens do estuário ou mesmo em região próximo à região costeira, sem influência direta linha de costa, onde o barramento é construído em formato circular.

4.1.3 Energia das correntes

As correntes marinhas de maior velocidade, comumente associadas à maré, podem ser utilizadas para geração de energia, e a tecnologia para transformação da energia cinética em energia elétrica é muito similar à da geração eólica.

Diversas tecnologias existem para captação desta energia e transformação em eletricidade, com a utilização de rotores com eixo horizontal ou vertical, que se movimentam com a passagem da água.

Como a tecnologia está em desenvolvimento, e as configurações dos rotores são adaptadas a cada estado de mar, existem diferentes arranjos para estes equipamentos. Os equipamentos podem ser fixos e funcionar em uma única profundidade (Figura 15), ou móveis, onde existe a possibilidade de regulação vertical para que seja captada a corrente de maior velocidade na coluna d'água (Figura 16).



Figura 16 Exemplo de equipamento fixo ao fundo de geração de eletricidade a partir das correntes marinhas

Fonte: <http://www.marineturbines.com>

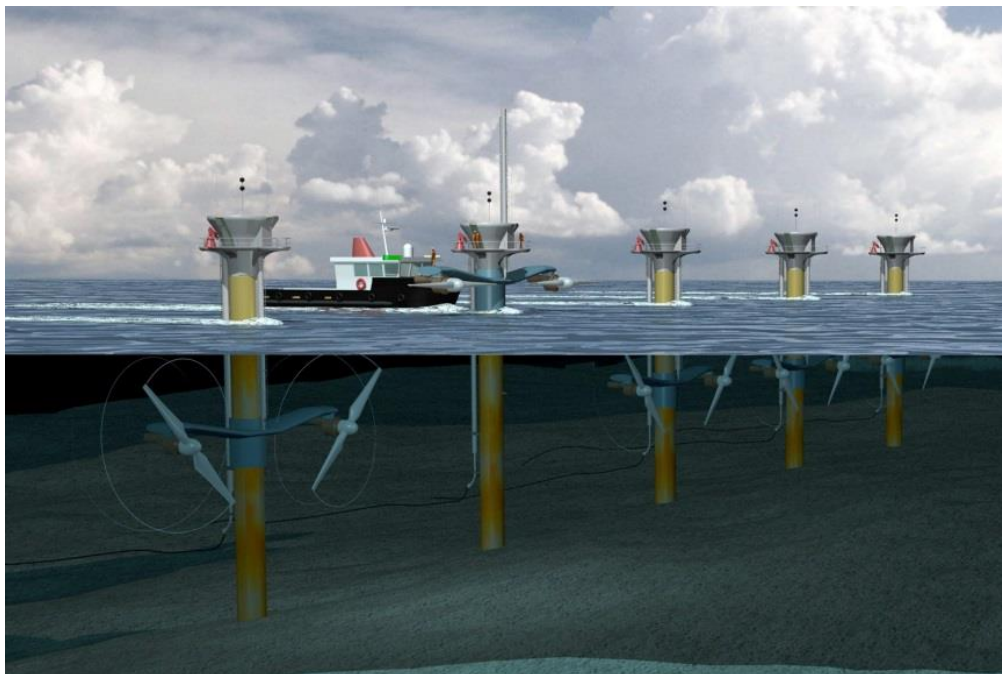


Figura 17 Exemplo de equipamento com regulação vertical de geração de eletricidade a partir das correntes marinhas

Fonte: <http://www.marineturbines.com>

A utilização das correntes marítimas oceânicas também está em avaliação técnico-econômica, mais direcionada para o abastecimento de plataformas de petróleo, com intuito de minimizar a queima de óleo diesel para geração de energia elétrica.

4.1.4 Gradiente de temperatura

A diferença de energia térmica entre as camadas superficiais dos oceanos e as camadas mais profundas é convertida em energia elétrica por meio de uma turbina de baixa pressão, de alta eficiência, devido à baixa variação de temperatura. A figura a seguir apresenta de forma simplificada o processo de geração de energia pelo Ocean Thermal Energy Conversion – OTEC.

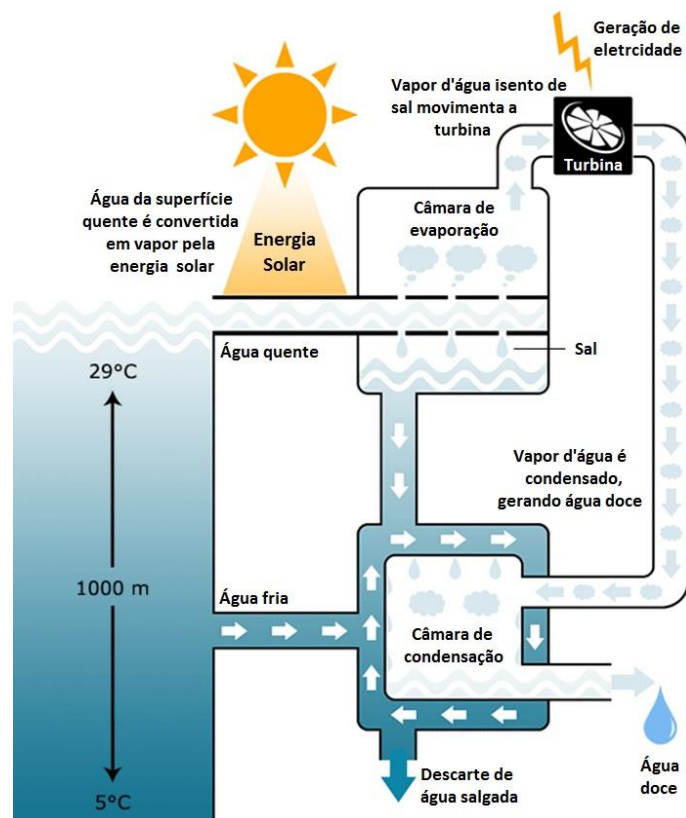


Figura 18 Diagrama de funcionamento do OTEC.

Fonte: Adaptado de <http://www.ielts-exam.net>

Os primeiros projetos para utilização da energia térmica dos oceanos datam do final do século XIX. Vale destacar uma iniciativa que ocorreu em 1935, na costa nordeste Brasileira, com a instalação de um navio com esta tecnologia de geração, que naufragou durante uma tempestade, antes de gerar energia potencialmente comercial.

As plantas atualmente propostas possuem operação na região *onshore*, mas o desenvolvimento desta tecnologia e a uma possível equiparação dos preços de venda da energia, podem tornar projetos viáveis economicamente até mesmo na região *offshore* (Figura 18).

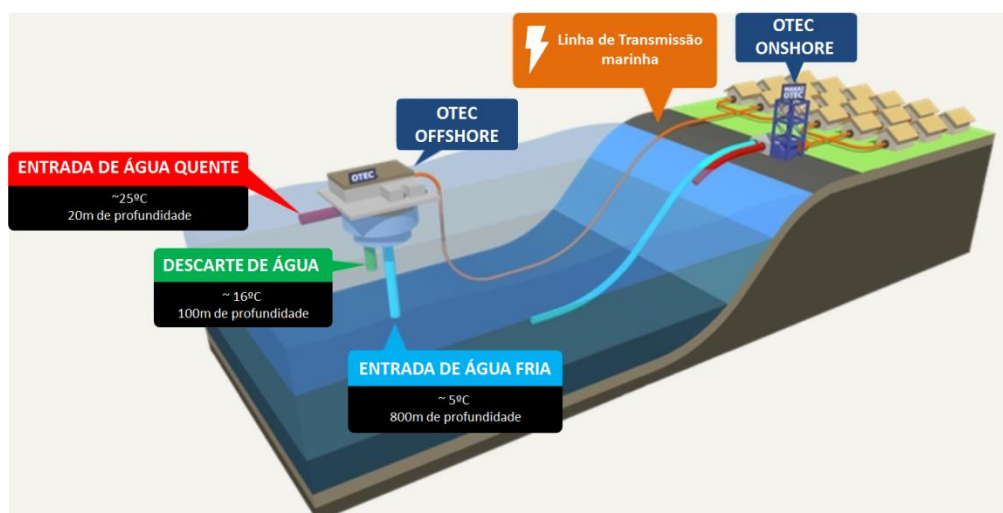


Figura 19 Possibilidades de utilização da tecnologia OTEC onshore e offshore.

Fonte: Adaptado de <http://www.makai.com/ocean-thermal-energy-conversion/>

Atualmente existem poucas plantas no mundo operando com esta tecnologia para gerar energia elétrica. Como exemplo, uma no Japão, com 50 kW de potência instalada, e outra no Hawaii, com capacidade instalada de 105kW. O modelo de negócio que oferece atratividade a esta tecnologia possui intrínseca associação com os demais produtos oriundos do processo, como geração de água doce para consumo, água em baixas temperaturas para resfriamento, águas ricas em nutrientes para fertilização, entre outros.

4.1.5 Gradiente de salinidade

A diferença de salinidade pode gerar energia elétrica a partir do gradiente de pressão osmótica entre a água doce e a água marinha. À medida que a água doce atravessa uma membrana semipermeável e intensifica o fluxo na câmara de água salgada, ocorre um aumento na pressão de saída de água. Este aumento na pressão de saída é captado por uma turbina hidráulica, promovendo a movimentação do rotor de geração de energia elétrica.

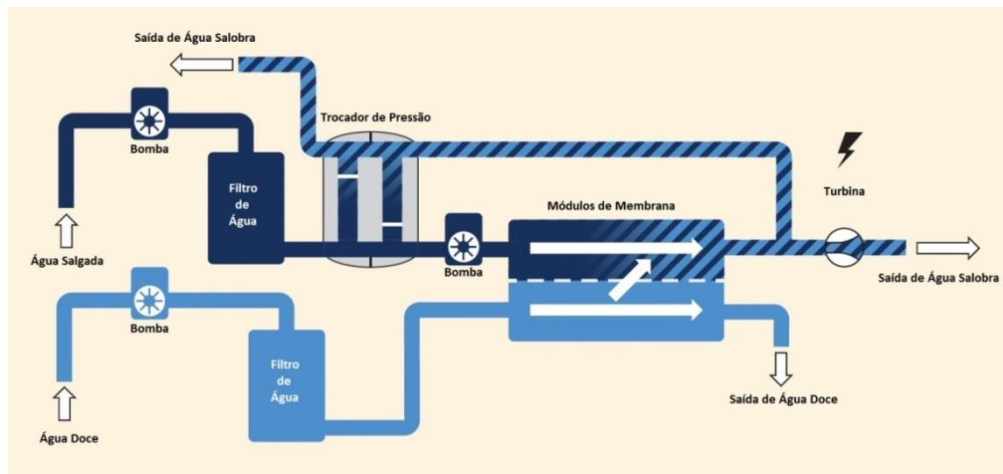


Figura 20 Ilustração esquemática de um sistema de geração osmótica (Pressure-Retarded Osmosis - PRO).

Fonte: Adaptado de (IPCC, 2012)

Existem poucos empreendimentos no mundo gerando eletricidade a partir do gradiente de salinidade. Destaca-se neste contexto a Noruega, que estimou um potencial de 2,85GW e manteve em operação uma planta piloto entre 2009 e 2013. Devido à falta de competitividade de preço da energia gerada, a planta interrompeu suas atividades.

4.2 Tecnologias e inovações

O aproveitamento da energia advinda dos oceanos ainda está em fase de amadurecimento tecnológico, possuindo uma série de protótipos diferenciados em função das condições meteoceanográficas específicas de cada região. Somente o aproveitamento das variações de nível da maré por meio da construção de barragens está suficientemente maduro, muito em função da similaridade com empreendimentos hidrelétricos convencionais.

Importante mencionar também que as formas de produção de energia a partir do oceano pode se apropriar dos avanços tecnológicos advindos de outras indústrias marinhas, especialmente a indústria do petróleo, no desenvolvimento de materiais, formas construtivas, proteção contra corrosão, entre outros. Assim, o desenvolvimento destas tecnologias pode catalisar a evolução do aproveitamento da energia oceânica, e aumentar a importância, em médio prazo, desta fonte no contexto energético.

Outra importante inovação é a possibilidade do acoplamento de diversas tecnologias em uma mesma estrutura, que pode associar diferentes formas de geração elétrica. Em outras palavras, seria possível em uma mesma estrutura associar a geração de energia

elétrica a partir de ondas, correntes e/ou ventos para maximização do aproveitamento dos recursos.

5 CADEIA DE VALOR DA INDÚSTRIA DE ENERGIA OCEÂNICA

Didaticamente, a cadeia de valor da indústria oceânica pode ser dividida na etapa de construção e montagem dos equipamentos, onde são envolvidas diversas indústrias de fornecimento de matéria prima e logística, e na etapa de operação dos projetos, ao longo do ciclo de vida do mesmo, relacionada com o desenvolvimento do empreendimento e a operação e manutenção do mesmo. Ao longo de toda cadeia de valor, são necessárias diversas atividades de pesquisa e desenvolvimento para o amadurecimento da fonte oceânica.

O desenvolvimento da indústria de energia oceânica ainda é pouco expressivo no contexto nacional, devido ao estágio inicial da tecnologia e a quantidade de projetos no Brasil. Atualmente, é conhecida apenas uma empresa nacional que desenvolve projetos de conversores para extração da energia dos oceanos (ondas e correntes). No entanto, são modelos que estão em fase de testes e demonstração.

Contudo, é importante destacar que existe certa similaridade entre a indústria da energia oceânica e a de outras fontes energéticas. Por exemplo, para instalação de uma usina maremotriz, construída a partir de um barramento nas proximidades da linha de costa, são utilizados basicamente os mesmos procedimentos gerais para construção de uma usina hidrelétrica de baixa queda.

A diferença encontra-se na utilização de materiais com maior resistência à corrosão, devido à ação da água mar, a fim de ser prolongar a vida útil da infraestrutura. Além disso, a estrutura deve ser projetada para resistir a diferentes eventos extremos de tempestades, a fim de se evitar o comprometimento do barramento. Assim, a indústria de concreto e a metalúrgica possuem grande importância na etapa de construção das usinas maremotrizes.

Em relação aos equipamentos para a geração de energia a partir de ondas e correntes, há uma ampla gama de possibilidades e diversidade, chegando a cerca de 50 dispositivos em fase de testes em diferentes locais do globo para o caso da energia das ondas. A indústria relacionada com a construção destes equipamentos é bastante variada, mas basicamente envolve a metalúrgica, construção civil e de desenvolvimento de materiais e revestimento de proteção à corrosão.

Da mesma maneira, para geração elétrica a partir do gradiente de temperatura oceânico, a cadeia de valor envolve basicamente a indústria naval (para o caso *offshore*), a metalúrgica e a de construção civil (para instalação *onshore*).

Com isso, a geração elétrica a partir de ondas, correntes, maré e gradiente de temperatura, apesar dos protótipos ainda estarem em fase de testes para verificação da viabilidade econômica, a construção, operação e manutenção pode ser realizada a partir da utilização da indústria nacional existente, capaz de suprir uma possível demanda. No caso da usina de ondas do Pecém, com capacidade instalada de 100 kW, vale destacar a construção com 100% da tecnologia nacional, o que corrobora a competência da indústria brasileira no fornecimento de materiais para construção, operação e manutenção do sistema.

Já a cadeia de valor para salinidade e gradiente de salinidade ainda está em desenvolvimento, uma vez que ainda está sendo realizada investigação sobre energia osmótica.

Assim, o amadurecimento da geração energética a partir das fontes oceânicas, com custos mais atrativos para o mercado, pode catalisar o crescimento do interesse e com isso acarretar no desenvolvimento das indústrias nacionais relacionadas com a construção, operação e manutenção destes empreendimentos.

6 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

6.1 Aspectos operacionais

A energia oceânica apresenta algumas vantagens operacionais para o sistema elétrico. Primeiramente, destaca-se o fato da geração oceânica poder se situar próxima aos centros de carga. Essa proximidade reduz a necessidade de linhas de transmissão e evita perdas no transporte da energia. Adicionalmente, a natureza do recurso marinho permite que haja geração de energia durante o dia e à noite. No caso específico da geração de marés e correntes, ressalta-se o benefício da alta previsibilidade de geração, uma vez que ciclos diários, bissetemanais, bianuais e até mesmo anuais podem ser previstos. Além disso, a geração das marés e correntes é pouco afetada pelas condições climáticas – a de correntes sofre maior influência, mas ainda é inferior à observada na geração solar e eólica (IRENA, 2014a).

6.1.1 Fator de Capacidade

O Fator de capacidade (FC) das usinas de geração a partir da energia oceânica é variável em função das características do empreendimento. Segundo a IRENA (2014a), o

fator de capacidade médio para uma usina de marés é de 25%. A planta de Sihwa (Coreia do Sul), por exemplo, tem um fator de capacidade de 27% (CHANAL, 2012). No caso da usina de La Rance (França), o fator de capacidade médio é de 28% (SWIFT, 2015).

Em se tratando de usinas de conversão de ondas, a IRENA (2014b) apresenta um FC entre 25% e 35%, para plantas construídas entre 2010 e 2012. Considerando a evolução tecnológica, a IRENA (2014b) estima que em 2020 o FC possa estar entre 32% e 40%. No caso nacional, a COPPE/UFRJ e a SEAHORSE WAVE ENERGY (2013) estimaram o fator de capacidade de uma planta de conversão de ondas com um fator de capacidade entre 34% e 45%.

6.2 Aspectos econômicos

Com base no estágio de desenvolvimento das tecnologias e do potencial levantando para a costa brasileira, serão detalhados apenas os aspectos econômicos das tecnologias de geração através de marés e de ondas.

6.2.1 Energia das marés

Conforme mencionado anteriormente, uma usina de conversão da energia das marés utiliza tecnologia similar à hidrelétrica, não sendo o aspecto técnico o grande limitador para sua expansão. A principal barreira para sua inserção é o elevado custo da energia, associado, principalmente, à necessidade de alto capital inicial, ao baixo fator de capacidade e ao longo período de construção.

O valor final da energia gerada por uma usina de marés depende muito das características de cada projeto. Em geral, o investimento e o tempo de construção variam com o tamanho da barragem (comprimento e altura). A produção de energia, por sua vez, depende da diferença de altura entre as marés baixa e alta. A relação entre esses dois fatores pode ser expressa pelo “Gibrat Ratio”, que é dado pela divisão do comprimento da barragem (em metros) pela quantidade de energia gerada pela planta (em kWh/ano). Quanto menor o valor, melhor. A planta de La Rance (França), por exemplo, tem um Gibrat Ratio de 0,36, enquanto o projeto da usina de Severn (Reino Unido) apresenta um fator de 0,87 (OCEAN ENERGY COUNCIL, [s.d.]).

Segundo o levantamento do IPCC (2012), com base em algumas plantas instaladas, e estimativas da Black & Veatch (2012), o custo de investimento em uma usina de conversão de marés está na faixa de US\$ 4.500/kW a US\$ 6.000/kW. A usina de Sihwa, na Coreia do Sul, finalizada em 2010, teve um investimento bem inferior, de US\$ 1.170/kW. No entanto, a planta se beneficiou de uma barragem existente, construída em 1994 com fins agrícolas

e para recuperação de terras (SCHNEEBERGER, 2008). Ressalta-se que, por se tratar de uma tecnologia madura, não se espera grandes reduções de custos nas usinas de marés nos próximos anos (ERNST & YOUNG; BLACK & VEATCH, 2010).

Nesse sentido, uma das possibilidades para aumentar a atratividade dos projetos de usinas de conversão da energia das marés é sua associação com outros tipos de obras. A planta de La Rance, por exemplo, também funciona como uma estrada, reduzindo a distância em 30 km entre dois pontos da Bretanha. Dessa forma, é possível diluir os custos de investimento em mais de um projeto.

O tempo de construção de uma planta desse tipo costuma ser superior a de uma hidrelétrica. Apesar da usina de La Rance ter levado seis anos para ser concluída (CPT, 2014), há estimativas de projetos que levariam até 14 anos para serem construídos (KOPPEL, 2007). Como ponto positivo, a vida útil dessas plantas também costuma ser elevada. As primeiras plantas comerciais que entraram em funcionamento, nos anos 1960 e 1970, ainda estão em operação (IRENA, 2014a). Dessa forma, é possível afirmar que a vida de uma usina de marés possa superar 50 anos.

O ambiente marinho coloca um desafio adicional na operação e manutenção (O&M) das plantas. Essa dificuldade se traduz em um maior custo de O&M, especialmente se a manutenção tiver que ser realizada em águas turbulentas. Uma alternativa que está sendo considerada para reduzir o tempo e custo de manutenção é extrair os conversores da plataforma marinha e realizar os reparos em outro local, num ambiente controlado (IRENA, 2014a). Os custos fixos médios de O&M estão estimados em US\$ 100/kW/ano (IPCC, 2012).

Com base no que foi apresentado, na sequência se faz um resumo dos principais parâmetros da geração de marés e do custo nivelado dessa tecnologia.

Tabela 2 Parâmetros da geração de marés²

Custo de Investimento (US\$/kW)	4.500-6.000
Custo O&M Fixo (US\$/kW/ano)	100
Custo de O&M variável (US\$/MWh)	0
Potência Típica (MW)	250
Vida útil (anos)	50
Tempo de construção (anos)	6
Fator de Capacidade Médio (%)	25
Taxa de Desconto (% a.a.)	8
Custo Nivelado (US\$/MWh)	214 - 270

Fonte: Elaboração EPE.

6.2.2 Energia das ondas

Os custos das tecnologias de conversão da energia das ondas são de mais difícil avaliação, devido ao fato de haver pouca experiência de fabricação e implantação dessa tecnologia, especialmente em escala comercial. As estimativas, portanto, costumam ser baseadas na extrapolação de dados disponíveis de custos de protótipos (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013)

Segundo a IEA ETSAP (2010), o custo típico de uma planta de 200 MW estaria na faixa de US\$ 6.800/kW a US\$ 9.000/kW. As despesas de O&M estão estimadas em US\$ 200/kW/ano, ou seja, o dobro de uma usina de marés. Por ser uma tecnologia mais incipiente, com modelos pouco consolidados, existe maior margem para aprimoramentos tecnológicos e produtivos, o que pode levar a uma maior redução de custos, em comparação com a tecnologia de geração através de marés (ERNST & YOUNG; BLACK & VEATCH, 2010).

Num estudo encomendado pelo Electric Power Research Institute (EPRI), por exemplo, foi feita uma simulação de uma planta comercial, utilizando conversores do tipo Pelamis, localizada na costa da Califórnia. Para esse projeto, o custo de investimento seria da ordem de US\$ 2.600/kW (COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013). No entanto, um levantamento do GEA (2012) identificou que os custos da energia oceânica no ano do estudo eram maiores do que os esperados dez anos antes. Segundo os autores, houve

² Valores referentes ao ano de 2012.

aumento no custo de investimento e falta de aprendizagem tecnológica nesse período. Portanto, projeções de redução de custos devem ser interpretadas com discernimento.

A construção de uma usina de conversão de ondas é mais rápida que uma de marés, levando cerca de dois anos. No entanto, a vida útil também costuma ser menor, sendo avaliada em torno de 20 anos (ERNST & YOUNG; BLACK & VEATCH, 2010).

Com base no que foi apresentado, na sequência se faz um resumo dos principais parâmetros da geração através de ondas e do custo nivelado dessa tecnologia.

Tabela 3 Parâmetros da geração através das ondas³

Custo de Investimento (US\$/kW)	6.800-9.000
Custo O&M Fixo (US\$/kW/ano)	200
Custo de O&M variável (US\$/MWh)	0
Potência Típica (MW)	100
Vida útil (anos)	20
Tempo de construção (anos)	2
Fator de Capacidade Médio (%)	30
Taxa de Desconto (% a.a.)	8
Custo Nivelado (US\$/MWh)	340 - 425

Fonte: Elaboração EPE.

Um fator importante que afeta o custo da energia de ondas e marés é a percepção de risco do investimento. A falta de experiência com esse tipo de energia acaba elevando sua percepção de risco aos investidores, que exigem maiores taxas de retorno para esse negócio, elevando o custo nivelado obtido (SI OCEAN, 2013).

7 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

7.1 Considerações iniciais

A energia oceânica pode ser obtida a partir da energia cinética das ondas e correntes, da energia potencial devido às variações de maré, do gradiente térmico ou do gradiente de salinidade.

³ Valores referentes ao ano de 2012.

A diversidade de formas de se obter energia a partir dos oceanos resulta em projetos distintos, com variações significativas no porte dos empreendimentos e no conjunto de impactos socioambientais mais frequentes

7.2 Benefícios

O principal benefício da produção de energia a partir do mar se deve ao fato de que esta é uma fonte renovável e limpa, visto que não emite gases de efeito estufa (GEE).

Adicionalmente, trata-se de um recurso abundante, dado o tamanho da costa brasileira e considerando que os oceanos cobrem 70% da superfície terrestre. Ainda que atualmente haja restrições técnicas e econômicas quanto ao aproveitamento do potencial, a massa de água dos oceanos está em constante movimentação.

Outro ponto favorável é a possibilidade de implantar projetos desta natureza próximos às áreas onde há maior concentração populacional, evitando impactos e perdas de extensas linhas de transmissão de energia.

De forma geral, os empreendimentos que utilizam a fonte oceânica para a geração requerem estruturas simples e pequenas, o que implica em pouca alteração no meio e nas populações locais. Esta situação não se aplica às usinas maremotrizes, haja vista o porte destes projetos.

No caso específico das marés, a constância e a previsibilidade são também aspectos positivos, na medida em que minimizam significativamente o problema de intermitência de outras fontes renováveis. Por fim, esta fonte pode contribuir com a ampliação da oferta de energia e diversificação da matriz.

7.3 Principais impactos e medidas de mitigação

Neste item serão considerados os principais impactos socioambientais negativos e positivos da atividade produção de energia a partir do mar, oriunda de ondas, correntes, marés, do gradiente térmico e de salinidade. É de fundamental importância destacar que estas são formas de obtenção de energia elétrica que ainda estão em fase de desenvolvimento e, no Brasil, apesar de existir um potencial considerável, ainda são incipientes as iniciativas de desenvolvimento, e consequentemente os impactos socioambientais são pouco conhecidos.

Cabe ressaltar que os impactos positivos como geração de empregos e incremento de receitas locais se aplicam a todas as diferentes formas de geração da fonte oceânica,

entretanto são mais expressivos para os empreendimentos de maior porte, como no caso da usina maremotriz. Os efeitos desses fatores favorecem a dinamização da economia local e aumentam as receitas com a arrecadação de impostos. Para potencializar tais efeitos, é fundamental direcionar ações para o fortalecimento da gestão pública.

7.3.1 Energia a partir de ondas onshore

Em relação aos impactos gerados durante a construção e operação de usinas onshore de produção de energia pelas ondas (Quadro 1), destaca-se a influência local, em relação ao uso e ocupação da área, uma vez que a instalação das infraestruturas acarreta em alteração da paisagem, interferência nas atividades turísticas, bem como interferência na fauna e flora marinha e costeira.

Como medidas para minimização dos impactos socioambientais oriundos da utilização de estruturas onshore para geração de energia a partir de ondas, é possível mencionar que na fase de planejamento sejam selecionados locais em áreas menos sensíveis da costa, inclusive aproveitando estruturas existentes construídas pelo homem.

Neste sentido, vale ressaltar a iniciativa brasileira de instalação da Usina de Ondas do Pecém, no Ceará, que foi instalada no píer do terminal portuário, acarretando na minimização significativa destes impactos negativos no ambiente. Caso a utilização desta fonte ocorra de maneira intensa, impactos socioambientais negativos (como interferência na infraestrutura local e perturbação no modo de vida da população) e positivos (como aumento na arrecadação de tributos e geração de emprego) podem se tornar relevantes no contexto local.

7.3.2 Energia a partir de ondas offshore e correntes

Os impactos socioambientais da geração da energia das ondas em usinas offshore (Quadro 2) possui forte similaridade com o aproveitamento das correntes para energia elétrica. Assim, dentre os principais impactos socioambientais está a interferência na navegação e na pesca, uma vez que durante as fases de instalação e operação, existirá uma limitação do espaço marítimo nas proximidades dos equipamentos. Dentre as principais medidas de mitigação, é possível citar a utilização do aviso aos navegantes e a sinalização adequada, bem como a instalação das infraestruturas em regiões onde a atividade pesqueira no local de instalação possua pouca ou nenhuma relevância para comunidade.

Também será gerada uma alteração na paisagem local, principalmente para as usinas de ondas e em menor magnitude nas usinas de aproveitamento das correntes marinhas

(submersas, mas com sinalização aparente), que em última instância acarreta em interferência com as atividades de turismo e lazer. A fim de minimizar estes efeitos negativos, dever-se-á buscar locais para instalação destas estruturas em regiões que possuam menor potencial turístico.

Outro impacto ambiental relevante é a interferência na flora e fauna marinha, devido: à instalação de equipamentos no subsolo marinho; à geração de ruídos, prejudicial para cetáceos e pinípedes; campos eletromagnéticos, especificamente prejudiciais para tubarões e arraia; e a criação de áreas de abrigo e proteção, que pode gerar interferências na estrutura das comunidades bióticas locais. A escolha de locais que não interfiram em rotas de espécies migratórias, nem sejam habitadas por tubarões e arraia, minimiza problemas com estas espécies, entretanto, para observar as possíveis alterações no meio, medidas de monitoramento ambiental são importantes para aumentar o conhecimento científico em relação ao tema.

7.3.3 Energia a partir de marés

De maneira geral, o aproveitamento da energia da maré é realizado pelo barramento na linha de costa, comumente em estuários, o que gera significativos impactos em áreas na interface continente/oceano de importância ecológica para reprodução, berçário, alimentação e abrigo de diversas espécies (Quadro 3). Medidas mitigadoras como instalação de mecanismos de transposição de peixes podem diminuir a intensidade dos impactos gerados pela construção do barramento, mas ainda possuem muita discussão em relação à eficácia.

Os recursos hídricos da área de influência do empreendimento sofrerão impactos tanto pela alteração na dinâmica estuarina, quanto pelo aumento da quantidade de efluentes gerados, acarretando em uma possível piora da qualidade da água. Para minimização destes efeitos, programas de controle que visem minimizar a geração de efluentes e de monitoramento da qualidade da água e biota local são fundamentais.

Dadas as características da linha de costa, relativamente preservada na região onde existe o potencial de aproveitamento, ainda há o impacto de supressão de vegetação, mudança no uso do solo e o potencial aumento da erosão, tanto pela necessidade de abertura de vias de acesso, quanto pela implantação do canteiro de obras. Desta forma, é necessária a adoção de medidas mitigadoras para minimização do impacto na flora, assim como medidas de afastamento e resgate da fauna silvestre durante a construção e o monitoramento em todas as fases do empreendimento.

Em relação ao meio socioeconômico, a construção de um empreendimento desse porte gera expectativas na população local e provoca uma atração populacional, direta e indireta. O aumento populacional sobrecarrega as infraestruturas existentes e interfere na organização social, política e cultural da região, e pode ainda aumentar a incidência de doenças na população local. A construção também pode atingir diretamente cidades, afetando moradias, benfeitorias, equipamentos sociais e pessoas. Após a construção do empreendimento, também há uma redução dos empregos gerados, e uma potencial redução da dinâmica econômica. Para minimizar estes impactos, é essencial um programa de comunicação com a população, bem como planos para o remanejamento da população e para o redimensionamento e relocação da infraestrutura.

Cabe destacar também a interferência com a atividade pesqueira, uma vez que o barramento do estuário dificulta, ou mesmo impede, a passagem de embarcações para região estuarina mais abrigada, comumente utilizada como atracadouro de embarcações de pesca para comunidade local. Com isso, são fundamentais medidas direcionadas para o fomento das atividades econômicas locais, criando condições para potencializá-las e capacitando a população para se adequar e/ou empreender diante do novo contexto.

Outra questão relevante é a interferência do empreendimento em comunidades tradicionais, principalmente as comunidades pesqueiras. Pressupõe-se que tais populações são especialmente sensíveis, devido às suas particularidades socioculturais e à sua dependência dos recursos naturais. A fim de minimizar os impactos citados, são propostos programas específicos para essas comunidades tradicionais.

Quanto ao patrimônio, a obra pode interferir em locais com elementos do patrimônio natural, cultural, histórico, arqueológico, paleontológico e paisagístico. Para minimizar essas interferências, são propostos programas de pesquisa do patrimônio e de resgate e preservação, quando for o caso. Trata-se de uma iniciativa com objetivo de reconstituir e valorizar a memória histórica, cultural e arqueológica da região afetada.

7.3.4 Energia a partir do gradiente térmico

Os grandes volumes de águas profundas frias e superficiais quentes movimentados podem alterar regionalmente as propriedades das águas, e a descarga da água de mistura irá alterar as características de temperatura e nutrientes no local de descarte (Quadro 4). Para minimizar estes efeitos, estudam-se projetos “shipboard” que evitam os impactos no longo prazo. As usinas de conversão de energia térmica oceânica lançarão alguns gases na atmosfera, mas sem afetar significativamente a qualidade do ar local. Os nutrientes das

águas profundas podem alterar a biota local. O monitoramento do ar e das águas é preciso para acompanhar e evitar alterações nestes ambientes.

Em relação especificamente à implantação de empreendimento na região onshore, as mudanças no uso do solo e as interferências na flora e a fauna local podem ser importantes impactos, e a escolha de locais menos sensíveis pode acarretar na minimização destas interferências ambientais. As alterações na paisagem também podem representar impactos visuais e causar interferências com a atividade turística e de lazer da população local.

7.3.5 Energia a partir do gradiente de salinidade

Os possíveis impactos desta forma de geração de energia (Quadro 5) dizem respeito ao impacto visual, à alteração do uso do solo e ao lançamento de água salobra concentrada. A minimização dos dois primeiros é a mesma já discutida para as fontes energéticas anteriores. Quanto à última, a mesma poderá prejudicar a fauna e a flora local, e desta forma, o local de implantação precisa ser bem analisado previamente, sendo imprescindível o seu monitoramento ambiental durante a operação dos equipamentos.

Tabela 4 Principais Impactos e Medidas – Energia de ondas *onshore*

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Uso e ocupação do solo	Interferência com flora e fauna		Evitar construções em áreas sensíveis para a fauna e flora
	Alteração do uso do solo	C	Monitoramento do ecossistema
População	Interferência na infraestrutura local (trânsito, serviços)		Adequação de infraestrutura
	Interferência/perturbação da população (modo de vida, trânsito, serviços públicos, etc)	C	Compensação monetária ou permuta de áreas
Alteração na paisagem	Impacto visual		Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
	Interferência com atividade turística em áreas de beleza cênica	C/O	Busca por sítios que não possuam potencial turístico
Dinâmica Econômica	Aumento da arrecadação de tributos		Desenvolvimento de programas de qualificação educacional e profissional para aproveitamento de mão de obra local
	Aumento da oferta de trabalho	C/O	

Legenda: P- Planejamento C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Fonte: EPE

Tabela 5 Principais Impactos e Medidas – Energia de ondas offshore e correntes

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Transporte marítimo de equipamentos	Interferência na navegação e pesca locais	C	Utilização do “Aviso aos Navegantes”
			Sinalização adequada
Alteração na paisagem	Impacto visual	C/O	Projetos para redução do impacto visual
			Busca por sítios que não possuam potencial turístico
Ocupação do espaço marítimo	Interferência com flora e fauna marinha	C/O	Evitar construções em áreas sensíveis para a fauna (rotas migratórias ou locais de reprodução)
	Interferência com atividades turísticas		Monitoramento do ecossistema
	Interferência com atividade pesqueira		Busca por sítios que não possuam potencial turístico
	Risco à navegação		Utilização do “Aviso aos Navegantes” e registro em cartas náuticas
Dinâmica Econômica	Aumento da arrecadação de tributos	C/O	Desenvolvimento de programas de qualificação educacional e profissional para aproveitamento de mão de obra local
	Aumento da oferta de trabalho		

Legenda: P- Planejamento C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Fonte: EPE.

Tabela 6 Principais Impactos e Medidas – Energia de marés (Usina maremotriz)

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Recursos hídricos	Alteração da movimentação da água	C/O	Controle da proliferação de algas, macrófitas aquáticas e outros organismos
	Deterioração da qualidade da água		Monitoramento da qualidade da água
Uso e ocupação do solo	Alteração do uso do solo	C/O	Contenção de taludes e encostas
	Intensificação dos processos erosivos e assoreamento		Recuperação de áreas degradadas
Fauna e Flora terrestre	Supressão da vegetação	C/O	Recomposição da vegetação
	Interferência na fauna terrestre		Resgate, manejo e monitoramento da fauna
Fauna Aquática	Interferência na fauna aquática	C/O	Mecanismos de transposição de peixes
	Interferência nos ecossistemas dos estuários		Monitoramento da biota aquática e dos ecossistemas dos estuários
População	Geração de expectativas	P/C/O	Comunicação com a população
	Atração de população		Incentivo aos trabalhadores para retorno aos locais de origem
	Interferência em moradias		Remanejamento da população (reassentamento, relocação e indenização)
	Aumento da incidência de doenças		Monitoramento e controle de doenças
	Interferência e sobrecarga na infraestrutura local (equipamentos e serviços sociais, sistema viário, etc.)		Relocação da infraestrutura atingida
Infraestrutura		C/O	Redimensionamento dos equipamentos e serviços sociais

Tabela 6 Principais Impactos e Medidas – Energia de marés (Usina maremotriz) (Continuação)

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Economia	Interferência nas atividades econômicas (turismo, pesca, etc)	P/C/O	Fomento às atividades econômicas locais
	Dinamização da economia local Incremento das receitas locais (tributos)		Monitoramento da pesca artesanal Ações para fortalecimento da gestão pública
Empregos	Geração de empregos	P/C/O	Capacitação e contratação de mão de obra local
	Redução do emprego após as obras e retração das atividades econômicas		Desmobilização de mão de obra
Modos de Vida	Alteração na organização social, política e cultural	P/C/O	Remanejamento de comunidades
	Conflitos		Diálogo com as comunidades afetadas
Patrimônio	Interferência no patrimônio natural, cultural, histórico, arqueológico, paleontológico e paisagístico	C/O	Pesquisa e salvamento do patrimônio
			Reconstituição da memória histórica e cultural
Comunidades tradicionais	Geração de expectativas nas comunidades tradicionais	P/C/O	Diálogo com as comunidades afetadas e entidades representativas
	Interferência nas comunidades tradicionais		Programas específicos para comunidades tradicionais

Legenda: P- Planejamento C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Fonte: EPE.

Tabela 7 Principais Impactos e Medidas – Energia a partir do gradiente térmico

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Recursos hídricos	Alteração da temperatura e características da água no local de descarte	O	Projetos de “shipboard” de forma a minimizar os impactos
Fauna e flora aquática	Interferência na fauna aquática devido ao lançamento de nutrientes de águas profundas	O	Monitoramento da água e da biota aquática
Gases atmosféricos	Emissões de gases	O	Monitoramento do ar
Dinâmica Econômica	Aumento da arrecadação de tributos Aumento da oferta de trabalho	C/O	Desenvolvimento de programas de qualificação educacional e profissional para aproveitamento de mão de obra local
Uso e ocupação do solo (*)	Interferência com flora e fauna Alteração do uso do solo	C	Evitar construções em áreas sensíveis para a fauna e flora Monitoramento do ecossistema
Alteração na paisagem (*)	Impacto visual Interferência com atividade turística em áreas de beleza cênica	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual Busca por sítios que não possuam potencial turístico

Legenda: P- Planejamento C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

(*) impactos exclusivos para o caso de OTEC onshore.

Fonte: EPE.

Tabela 8 Principais Impactos e Medidas – Energia a partir do gradiente de salinidade

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Alteração na paisagem	Impacto visual	C/O	Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
	Interferência com atividade turística em áreas de beleza cênica		Busca por sítios que não possuam potencial turístico
Uso e ocupação do solo	Interferência com flora e fauna	C/O	Evitar construções em áreas sensíveis para a fauna e flora
	Alteração do uso do solo		Monitoramento do ecossistema
Recursos hídricos	Lançamento de água salobra concentrada	P/O	Análise detalhada do local de implantação
			Monitoramento ambiental no local de descarte
Dinâmica Econômica	Aumento da arrecadação de tributos	C/O	Desenvolvimento de programas de qualificação educacional e profissional para aproveitamento de mão de obra local
	Aumento da oferta de trabalho		

Legenda: P- Planejamento C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

Fonte: EPE.

7.4 Desafios

O principal desafio relacionado à fonte é a falta de conhecimento acerca do tema no Brasil. Portanto, a tecnologia existente para o aproveitamento das ondas e correntes disponível no mercado internacional pode não ser aplicável ao contexto brasileiro, já que o regime destas forçantes meteoceanográficas pode apresentar diferenças para aproveitamento ótimo do potencial nacional.

O aprimoramento ou criação de equipamentos com tecnologia nacional com vistas à minimização dos impactos ambientais no ambiente marinho também pode ser considerado um desafio para o desenvolvimento da fonte.

Aliado a isso, ressalta-se o pouco conhecimento científico sobre a biodiversidade marinha, especialmente nas regiões norte e nordeste, onde está o maior potencial para o aproveitamento da maré. Assim, os locais que apresentam potencial viável de aproveitamento energético da maré estão situados em regiões de pouco conhecimento científico e em área com significativa importância biológica.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

De maneira geral, o cenário de desenvolvimento da fonte oceânica é relativamente promissor, uma vez que o potencial é elevado e a utilização de fontes de energia limpa e renovável é desejável. Contudo, ainda existe uma barreira tecnológica a ser transposta, com principal objetivo de tornar o preço da energia viável economicamente. Neste sentido, as iniciativas atuais estão ligadas a políticas nacionais de governo e incentivos de P&D, dada a ausência de maturidade desta fonte energética.

As tecnologias de conversão da energia das ondas em energia elétrica ainda estão em fase de maturação, e a maioria dos equipamentos atualmente utilizados é de protótipos ainda não são consolidados ou comercializados. Isso significa que ainda não surgiu uma tecnologia “vencedora”, que sirva como referência para a indústria e que concentre os esforços de P&D.

Outro importante ponto a destacar é especificamente no caso do aproveitamento da maré na geração de energia elétrica no Brasil, que possui potencial localizado na zona costeira dos estados do Maranhão, Pará e Amapá, onde a amplitude de variação é de pelo menos 8 metros. Assim, o potencial brasileiro onde existe uma possibilidade de exploração economicamente viável está situado em regiões de costa pouco estudada e

com grande relevância ambiental ou turística, sendo este um importante limitador ao desenvolvimento da fonte.

Apesar da relativa aceitação da sociedade devido ao fato desta ser uma energia limpa, sem emissão de CO₂, e renovável, é importante mencionar o pouco conhecimento dos impactos desta fonte, pois as iniciativas brasileiras são pontuais e de pouca expressividade.

De forma geral, outro fator condicionante ao desenvolvimento da fonte é que, apesar do elevado potencial, as técnicas de conversão ainda possuem baixo rendimento e são consideradas intermitentes para o sistema. A falta de previsibilidade para o caso de ondas também é um fator que merece destaque.

9 REFERÊNCIAS

- BLACK & VEATCH. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies: Cost Report. [s.l: s.n.].
- CHANAL, M. How is 100% Renewable Energy Possible in South Korea by 2020? [s.l.] GENI, 2012. Disponível em: <<http://geni15.wrsc.org/sites/default/files/geni/research/100-percent-renewable-for-south-korea/100-percent-Renewable-for-South-Korea.pdf>>. Acesso em: 31 mar. 2016.
- COPPE/UFRJ; SEAHORSE WAVE ENERGY. Fontes de energia renovável do mar: Panorama no Brasil. [s.l.] Grupo de Energias Renováveis do Mar - Laboratório de Tecnologia Submarina, out. 2013.
- COSTA, P. R. Energia das ondas do mar para geração de eletricidade. 2004. 109 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Oceânica) - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE, Rio de Janeiro, 2004.
- CPT. La Rance Hydro-electric power station, France, 2014. Disponível em: <<http://cp-tech.co.uk/wp-content/uploads/2014/03/La-Rance-France-PP.pdf>>
- ENFERAD, E.; NAZARPOUR, D. Ocean's Renewable Power and Review of Technologies: Case Study Waves. Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/new-developments-in-renewable-energy/ocean-s-renewable-power-and-review-of-technologies-case-study-waves>
- ERNST & YOUNG; BLACK & VEATCH. Cost and financial support for wave, tidal stream and tidal range generation in the UK. [s.l: s.n.].
- ESTEFEN, S. F. As múltiplas ofertas do mar. Scientific American - Especial Energia: Todas as fontes de energia, São Paulo, n.32, p. 76 a 81, 2008-2009.

FALCÃO, A. F. O. Ocean energies: Some Basic Ideas and Facts. Disponível em: <<http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201103/20110323ATT16243/20110323ATT16243EN.pdf>>

GEA. Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future. [s.l.] Cambridge University Press, 2012.

IEA ETSAP. Marine Energy: Technology Brief. [s.l.: s.n.].

IPCC. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Nova Iorque, NY, EUA: Cambridge University Press, 2012.

IRENA. Tidal Energy - Technology Brief: IRENA Ocean Energy Technology Brief 3. [s.l.: s.n.].

IRENA. Wave Energy - Technology Brief: IRENA Ocean Energy Technology Brief 4. [s.l.: s.n.].

IRENA. Renewable Energy Capacity Statistics 2015, 2015.

KOPPEL, T. Ebb and Flow: Tides and Life on Our Once and Future Planet. [s.l.] Dundurn, 2007.

OCEAN ENERGY COUNCIL. Tidal Energy. Disponível em: <<http://www.oceanenergycouncil.com/ocean-energy/tidal-energy/>>. Acesso em: 29 mar. 2016.

REN21. Renewables 2015 - Global Status Report, 2015.

SCHNEEBERGER, M. Sihwa Tidal - Turbines and Generators for the World's Largest Tidal Power Plant Bristol, 18 set. 2008.

SI OCEAN. Ocean Energy: Cost of Energy and Cost Reduction Opportunities, 2013. Disponível em: <http://www.si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/CoE%20report%203_2%20final.pdf>

SWIFT, A. Wind Energy Essentials: Societal, Economic, and Environmental Impacts. [s.l.] John Wiley & Sons, 2015.

TOLMASQUIM, M. T. Fontes Renováveis de Energia no Brasil. [s.l.] Editora Interciência, 2003.

Anexos

1 TABELA ANEXA A: PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO ASSOCIADOS À GERAÇÃO EÓLICA

Temas	Impactos	Fase	Medidas
Uso e ocupação do solo	Interferência na flora e fauna por alteração na cobertura vegetal;	C	Evitar construções em áreas sensíveis para a fauna e flora;
	Alteração no uso do solo com interferência sobre a população local.		Monitoramento do ecossistema; Recuperação de áreas degradadas; Compensação monetária ou permuta de áreas.
Interferência direta na fauna alada	Morte de aves e morcegos por colisão com aerogeradores.		Evitar a construção do parque em áreas regulares de rota, pousio, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias;
		O	Adotar arranjo espacial adequado dos aerogeradores; Adotar dispositivo que, após detectada a aproximação de bandos de aves, interrompa o funcionamento dos aerogeradores.
Transporte de equipamento pesado (componentes dos aerogeradores)	Poluição sonora local; Perturbação do trânsito.	C	Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de pico.
População	Aumento da demanda por serviços públicos e infra-estrutura; Alteração da organização sócio-cultural da região.	C/O	Adequação da infra-estrutura; Ações para fortalecimento da gestão pública;
			Programas de fortalecimento das manifestações culturais, de associações e centros culturais.

Tabela anexa A Principais impactos e medidas de mitigação associados à geração eólica (continuação)

Temas	Impactos	Fase	Medidas
Produção de Ruído	Poluição sonora.	C/O	Projetos de turbinas e programas específicos para redução de ruído; Monitoramento de ruídos.
Alteração da paisagem	Impacto visual; Interferência em atividade turística em áreas de beleza cênica.	C/O	Evitar sítios que possuam potencial turístico; Projetos paisagísticos e arquitetónicos para redução do impacto visual
Dinâmica Económica	Aumento da arrecadação de tributos; Aumento da oferta de trabalho; Aumento da renda para o arrendatário da área da fazenda.	C/O	Desenvolvimento de programas de qualificação educacional e profissional para aproveitamento de mão de obra local.

Legenda: C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação

Fonte: *Elaboração EPE*