

Série
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA PR 04/18

Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050

Rio de Janeiro

Setembro de 2018



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)



Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário Executivo

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário de Petróleo, Gás e Combustíveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

Ministério das Minas e Energia – MME
Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 2032 5555
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Sede
SAN – Quadra1 – Bloco "B" – 1º andar
70051-903 – Brasília – DF
Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 35123100 | Fax: (55 21) 3512 3199
www.epe.gov.br

Participantes – MME

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

UBIRATAN FRANCISCO CASTELLANO

EQUIPE TÉCNICA

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – SPE

DIE - DEPARTAMENTO DE INFORMAÇÕES E ESTUDOS ENERGÉTICOS

DANIELE DE OLIVEIRA BANDEIRA

GILBERTO KWITKO RIBEIRO

JOÃO ANTÔNIO MOREIRA PATUSCO (CONSULTOR)

MÔNICA CAROLINE MANHÃES DOS SANTOS

THENARTT VASCONCELOS DE BARROS JUNIOR

DDE – DEPARTAMENTO DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

CARLOS ALEXANDRE PRINCIPE PIRES

LIVIO TEIXEIRA DE ANDRADE FILHO

LUIS FERNANDO BADANHAN

MARIZA FREIRE DE SOUZA

SAMIRA SANA FERNANDES DE SOUSA CARMO

SÉRGIO FERREIRA CORTIZO

DPE – DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

ADRIANO JERONIMO DA SILVA

CÁSSIO GIULIANI CARVALHO

CHRISTIANY SALGADO FARIA

CONSULTORES

ALLAN PARENTE VASCONCELOS

CERES CAVALCANTI – CGEE

RICARDO GONÇALVES A. LIMA

EQUIPE DE APOIO

AZENAITE RUIVO ADVINCOLA RORIZ

MATHEUS DUTRA VILELA (ESTAGIÁRIO)

RENATA GONÇALVES VIEIRA (ESTAGIÁRIA)

SUELLEN DE ALMEIDA LOPES (ESTAGIÁRIA)

Participantes – EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

COORDENAÇÃO TÉCNICA

JEFERSON BORGHETTI SOARES
LUCIANO BASTO OLIVEIRA

EQUIPE DE APOIO

GUSTAVO J. SAMPAIO
GUSTAVO MIRANDA DE MAGALHÃES
HEVELYN BRAGA ALVES DA SILVA (ESTAGIÁRIA)

EQUIPE TÉCNICA

SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS

JEFERSON BORGHETTI SOARES (SUPERINTENDENTE)
LUCIANO BASTO OLIVEIRA (COORDENADOR)
ANDRÉ LUIZ RODRIGUES OSÓRIO
BIANCA NUNES DE OLIVEIRA
DANIEL KÜHNER COELHO
GABRIEL KONZEN
GUILHERME FERREIRA MAIA
MARCELO COSTA ALMEIDA
MÁRCIA ANDREASSY
MARISA MAIA DE BARROS
RENATA DE AZEVEDO MOREIRA DA SILVA
GUSTAVO MIRANDA DE MAGALHÃES

SUPERINTENDÊNCIA DE MEIO AMBIENTE

ELISÂNGELA MEDEIROS DE ALMEIRA (SUPERINTENDENTE)
HERMANI DE MORAES VIEIRA (COORDENADOR)
ANA DANTAS MENDEZ DE MATTOS
CAROLINA MARIA H. DE G. A. FEIJÓ BRAGA
CRISTIANE MOUTINHO COELHO
DANIEL DIAS LOUREIRO
GUILHERME DE PAULA SALGADO
GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT
JOSÉ RICARDO DE MORAES LOPES
JULIANA VELLOSO DURÃO
LEYLA ADRIANA FERREIRA DA SILVA
MARCOS RIBEIRO CONDE
MARIANA LUCAS BARROSO
PAULA CUNHA COUTINHO
PEDRO NINÔ DE CARVALHO
RODRIGO VELLARDO
SILVANA ANDREOLI ESPIG
VALENTINE JAHNEL
VERÔNICA SOUZA DA MOTA GOMES
VINICIUS MESQUITA ROSENTHAL

SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO

JORGE TRINKENREICH (SUPERINTENDENTE)
DAN ABENSUR GANDELMAN
FERNANDA GABRIELA BATISTA DOS SANTOS
FLÁVIO ALBERTO FIGUEREDO ROSA
GUSTAVO BRANDÃO HAYDT DE SOUZA
RONALDO ANTONIO DE SOUZA
TEREZA CRISTINA PAIXAO DOMINGUES
THAIS IGUCHI
THIAGO CORREA CESAR

SUPERINTENDÊNCIA DE PROJETOS DE GERAÇÃO

BERNARDO FOLLY DE AGUIAR (SUPERINTENDENTE)
MARIA REGINA TOLEDO (COORDENADORA)
DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA
JOANA D'ARC DE FRANÇA CORDEIRO
MARIA DE OLIVEIRA CRUZ MARIANO
GUILHERME MAZOLLI FIALHO

SUPERINTENDÊNCIA DE PETRÓLEO

MARCOS FREDERICO F. DE SOUZA (SUPERINTENDENTE)
REGINA FREITAS FERNANDES (COORDENADORA)
ADRIANA QUEIROZ RAMOS
DEISE DOS SANTOS TRINDADE RIBEIRO
KATIA SOUZA D' ALMEIDA
NATHALIA OLIVEIRA DE CASTRO
PAMELA CARDOSO VILELA
PEDRO MARIANO YUNES GARCIA
PÉRICLES DE ABREU BRUMATI
RAUL FAGUNDES LEGGIERI
ROBERTA DE ALBUQUERQUE CARDOSO
VICTOR HUGO TROCATE DA SILVA

SUPERINTENDÊNCIA DE GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

GIOVANI VITÓRIA MACHADO (SUPERINTENDENTE)
ANGELA OLIVEIRA DA COSTA (COORDENADORA)
ANDRÉ LUIZ FERREIRA DOS SANTOS
EULER JOÃO GERALDO DA SILVA
HENRIQUE DOS PRAZERES FONSECA
LEÔNIDAS BIALLY OLEGARIO DOS SANTOS
PATRÍCIA FEITOSA BONFIM STELLING
RACHEL MARTINS HENRIQUES
RAFAEL BARROS ARAUJO

AGRADECIMENTOS

Ao longo deste estudo foram realizadas algumas reuniões com outras instituições a fim de receber contribuições para a elaboração do inventário de Recursos Energéticos do Plano Nacional de Energia 2050.

Nesse sentido, cumpre-se ressaltar as contribuições do Ministério do Meio Ambiente (MMA), na pessoa de Mario Henrique R. Mendes, da Petrobras, representada por Gregorio da Cruz Araujo Maciel e João Carlos Oliveira, da Eletronuclear, representada por Leonam Guimarães, e da Embrapa Agroenergia, representada por José Dilcio Rocha, e do CEPEL, na presença de Leonardo dos Santos Reis Vieira.

Ressalta-se, também, a colaboração da Academia, através da participação da COPPE/UFRJ, representado por Alexandre Salem Szklo, André Lucena, Bruno S. L. Cunha, Esperanza González, Eveline Vasques, Flávio Raposo de Almeida, Isabela Alves de Oliveira, Joana Portugal, Larissa Nogueira, Mauro Francisco Chávez Rodríguez, Rafael Soria, Raul C. Miranda, Regis Rathmann, Roberto Schaeffer e Tamara Di Bartolo, do Instituto de Economia - GEE/UFRJ-, representado por Marcelo Colomer, do Grupo de Energias Renováveis do Mar - Laboratório de Tecnologia Submarina COPPE/UFRJ & Seahorse Wave Energy -, da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), representada por Arnaldo Walter, e da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), na pessoa de Ricardo Rüther.

Por fim, mas não menos importante, devemos registrar a participação da COPELMI Mineração, representada por Roberto R. M. de Faria, da Eneva, na pessoa de Levi Souto Jr., e de algumas associações representativas de setores específicos como a Associação Brasileira de Carvão Mineral, representada por Fernando Zancan, a Associação Brasileira de Energia Eólica, representada por Marcio Severi, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, representada por Rodrigo Sawaia.

A EPE agradece a todos os que participaram e contribuíram para a elaboração deste estudo, incluindo a equipe que se envolveu em suas etapas iniciais, quando integrava os quadros da EPE, em especial: André Luiz Alberti, Antonio Carlos Santos, Clara Santos Martins Saide, Edna Xavier, Gabriela Fernandes Santos Alves, Gelson Baptista Serva, Gildo Gabriel da Costa, Isaura Frega, Luiz Gustavo Silva de Oliveira, Maria Luiza Viana Lisboa, Paulo Roberto Amaro, Paulo Sérgio Caldas, Reneu Rodrigues da Silva, Ricardo Gorini de Oliveira, Ricardo Moreira dos Santos, Ricardo Nascimento e Silva do Valle, Sergio Henrique Ferreira da Cunha e Taysa Monique Marinho da Costa.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

**Potencial dos Recursos Energéticos
no Horizonte 2050****SUMÁRIO**

AGRADECIMENTOS	VII
ÍNDICE DE TABELAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
APRESENTAÇÃO	15
RESUMO EXECUTIVO	18
1 INTRODUÇÃO	21
2 PETRÓLEO E GÁS NATURAL	23
2.1 Introdução: O Panorama do petróleo e do gás natural no Mundo e no Brasil	23
2.2 Recursos petrolíferos e gaseíferos convencionais	26
2.3 Projeções de produção de recursos convencionais de petróleo e gás natural	28
2.3.1 Projeção de produção de petróleo	29
2.3.2 Projeções de produção de gás natural	31
2.3.3 Critérios socioambientais	33
2.4 Considerações sobre a projeção de recursos petrolíferos e gaseíferos	35
3 URÂNIO	39
3.1 Introdução: Panorama mundial	39
3.2 A ótica estratégica	40
3.3 Disponibilidade e economicidade do urânio	42
3.3.1 Disponibilidade das reservas nacionais	42
3.4 Disponibilidade e economicidade do combustível nuclear	44
3.4.1 Economicidade do ciclo do combustível nuclear	48
3.5 Rejeitos	51
3.5.1 Gerenciamento dos rejeitos	51
3.5.2 Reprocessamento	53

3.6	Aspectos regulatórios	54
4	CARVÃO MINERAL	56
4.1	Introdução: Panorama mundial e disponibilidade do carvão mineral	56
4.2	Reservas nacionais de carvão mineral	60
4.3	Produção	62
4.4	Consumo	64
4.5	Carvão importado	64
4.6	Preços e economicidade do carvão mineral	65
5	BIOMASSA	71
5.1	Introdução	71
5.2	Premissas e projeções de biomassa	72
5.2.1	Área disponível para produção de biomassa	72
5.2.2	Custos das biomassas	76
5.3	Biomassa Florestal com Aproveitamento Energético	77
5.3.1	Potencial de Biomassa de Silvicultura	78
5.3.2	Potencial de Biomassa de Manejo Florestal Sustentável	80
5.4	Produção de Cana-de-açúcar	82
5.5	Produção de milho	84
5.6	Biomassa para biodiesel	85
5.7	Biomassa de resíduos rurais e urbanos	88
5.7.1.1	Biomassas Residuais Agrícolas	88
5.7.1.2	Biomassas residuais da pecuária	90
5.7.2	Biomassa de resíduos sólidos e efluentes urbanos	91
5.7.2.1	Resíduos sólidos urbanos	91
5.7.2.2	Efluentes sanitários urbanos	93
5.8	Consolidação e Análise dos resultados	94
5.8.1	Demanda de área capaz de atender ao PNE, com base na disponibilidade apresentada no mapa de aptidão	94
5.8.2	Projeções da bioenergia potencial	95
5.9	Análise do potencial da biomassa	97
6	RECURSOS HÍDRICOS	98
6.1	Introdução	98
6.2	Potencial hidrelétrico brasileiro	99
6.2.1	Etapas para implantação de um aproveitamento hidrelétrico	99
6.2.2	Estimativa do potencial hidrelétrico	101
6.3	Usinas com Reservatórios de acumulação ou Usinas a Fio d'Água	106
6.4	Usinas hidrelétricas reversíveis	108
6.5	Desafios para a expansão da oferta de energia hidrelétrica	109
6.6	Aprimoramentos para a expansão hidrelétrica	110
6.7	Usos múltiplos dos recursos hídricos	111
7	ENERGIA EÓLICA	113

7.1	Introdução	113
7.2	O recurso eólico e seu potencial no Brasil	114
7.2.1	O recurso eólico	114
7.2.2	Potencial eólico brasileiro <i>onshore</i>	115
7.2.3	Potencial eólico brasileiro <i>offshore</i>	119
7.3	Medição de recurso eólico no Brasil e suas características	128
8	ENERGIA SOLAR	131
8.1	Introdução	131
8.2	Radiação solar	132
8.2.1	Distribuição da radiação solar na superfície terrestre	133
8.2.2	Otimização do aproveitamento solar	134
8.3	Radiação solar no Brasil	135
8.4	Potencial técnico da geração fotovoltaica	138
8.4.1	Geração fotovoltaica centralizada	138
8.4.2	Geração fotovoltaica distribuída residencial	142
8.4.3	Geração fotovoltaica centralizada <i>offshore</i>	145
8.5	Geração heliotérmica	148
8.6	Aquecimento solar de água	151
9	ENERGIA OCEÂNICA	152
9.1	Introdução	152
9.2	Formas de aproveitamento	152
9.2.1	Energia das ondas	152
9.2.2	Energia das marés	153
9.2.3	Energia das correntes	154
9.2.4	Diferença de energia térmica (<i>ocean thermal energy conversion</i> - OTEC)	154
9.2.5	Gradiente de salinidade	155
9.3	Potencial de geração oceânica no Brasil	155
10	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	158
10.1	Tecnologias de Armazenamento de Energia	159
10.1.1	Quanto à natureza do armazenamento	159
10.1.2	Quanto à capacidade e velocidade de carga/descarga	159
11	POTENCIAL ENERGÉTICO	164
12	CONSIDERAÇÕES FINAIS	169
13	REFERÊNCIAS	170
13.1	Petróleo e Gás Natural	170
13.2	Urânio	171
13.3	Carvão Mineral	173
13.4	Biomassa	175
13.5	Recursos Hídricos	177

13.6	Energia Eólica	179
13.7	Energia Solar	180
13.8	Energia Oceânica	183
13.9	Sistemas de Armazenamento de Energia	183
13.10	Fontes Promissoras	184

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Reservas brasileiras de urânio por depósitos (t U ₃ O ₈)	43
Tabela 2 - Características técnicas dos complexos de extração de urânio no Brasil.	44
Tabela 3 - Estimativa do custo do combustível nuclear	49
Tabela 4 - Potencial de Geração Nuclear	51
Tabela 5 - Principais recursos carboníferos brasileiros (reservas totais e recursos marginais).	60
Tabela 6 - Características do carvão nacional.	63
Tabela 7 - Características do carvão importado – Colômbia	65
Tabela 8 - Potencial de Geração de Eletricidade com o carvão nacional.	69
Tabela 9 - Taxa de lotação da pecuária (Cabeça de gado por hectare)	74
Tabela 10 - Área (hectare) utilizada para agricultura	75
Tabela 11 - Evolução da produção agropecuária	76
Tabela 12 - Área total do Cadastro Ambiental Rural (CAR), área de efetivo manejo e potencial de biomassa, em unidades da federação selecionadas.	81
Tabela 13 - Área total de Florestas Públicas Federais, área de efetivo manejo e potencial de biomassa, em unidades da federação selecionadas	82
Tabela 14 - Fatores de produção, disponibilidade e PCI de resíduos agrícolas	89
Tabela 15 - Parâmetros de produção de resíduos na pecuária.	90
Tabela 16 - Projeção da produção total e per capita e composição dos resíduos sólidos urbanos.	91
Tabela 17 - Evolução dos indicadores de energia conservada dos materiais recicláveis	92
Tabela 18 - Projeção da taxa de atendimento da coleta do esgoto domiciliar	93
Tabela 19 - Produção de biomassa que pode ser utilizada para fins energéticos em 2015 e 2050, em milhões tep.	96
Tabela 20. Potencial hidrelétrico brasileiro para os estudos de longo prazo	103
Tabela 21. Potencial hidrelétrico inventariado (UHEs) por região hidrográfica	104
Tabela 22. Distribuição do potencial hidrelétrico inventariado de projetos hidrelétricos <30 MW, por região geográfica	106
Tabela 23 - Potencial eólico de estados brasileiros	117
Tabela 24 - Potencial eólico dos atlas brasileiros	119
Tabela 25 - Potencial instalável de geração eólica offshore por distância da costa no Brasil	124
Tabela 26 - Potencial instalável de geração eólica offshore por profundidade no Brasil	124
Tabela 27 - Permanência dos ventos (em horas)	128
Tabela 28 - Características do recurso eólico nas principais bacias Nacionais	129
Tabela 29 - Áreas aptas para implantação de centrais fotovoltaicas nos estados selecionados (km ²)	139
Tabela 30 - Potencial brasileiro de geração fotovoltaica centralizada em áreas aptas antropizadas	141
Tabela 31 - Potencial técnico fotovoltaico residencial	143
Tabela 32 - Potencial brasileiro de geração fotovoltaica centralizada offshore	148

Tabela 33 - Potencial heliotérmico por tecnologia e UF (Não acumulativo entre tecnologias)	150
Tabela 34 - Potencial energético oceânico por UF	157
Tabela 35 - Ordem de prioridade dos investimentos em P&D nas rotas tecnológicas de armazenamento de energia	162
Tabela 36 - Potencial energético brasileiro (Mtep)	164

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Reservas provadas e produção de petróleo no mundo, por região (BP, 2017).	23
Figura 2 Reservas provadas e produção de gás natural no mundo, por região (BP, 2017).	24
Figura 3 Evolução das reservas provadas brasileiras de petróleo e da relação Reserva/Produção, de 2007 a 2017 (Fonte: EPE a partir de ANP, 2017).	25
Figura 4 Evolução das reservas provadas brasileiras de gás natural e da relação Reserva/Produção, de 2007 a 2017 (Fonte: EPE a partir de ANP, 2017).	25
Figura 5 Unidades produtivas de recursos convencionais em áreas contratadas e em áreas da União (não contratadas).	28
Figura 6 Projeções da produção diária de petróleo convencional no Brasil até 2050.	29
Figura 7 Estimativa de demanda e excedente de produção de petróleo convencional no Brasil até 2050.	30
Figura 8 Projeções da produção (potencial líquida) diária de gás natural convencional no Brasil até 2050.	31
Figura 9 Expectativa de fluidos predominantes segundo o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2017).	33
Figura 10 Previsão de produção do potencial de gás natural não convencional nacional	37
Figura 11 - Evolução das reservas brasileiras de urânio (toneladas de U_3O_8)	42
Figura 12 - Esquema do ciclo aberto do combustível nuclear – Brasil	45
Figura 13 - Participação das fontes na geração de energia	56
Figura 14 - Países com maiores reservas provadas de carvão mineral, os maiores produtores de carvão mineral e os principais consumidores de carvão	58
Figura 15 - Tipos de carvão mineral e principais usos.	59
Figura 16 - Recursos de carvão mineral (reservas totais e recursos marginais).	61
Figura 17 - Principais reservas energéticas brasileiras.	62
Figura 18 - Produção de ROM por Estado Produtor (toneladas).	63
Figura 19 - Evolução dos preços nacionais e internacionais do carvão vapor (US\$/t).	66
Figura 20 - Preços de carvão - Steam coal praticados no Brasil, por usina, em 2015 (R\$/t).	68
Figura 21 - Áreas aptas para a produção de biomassa.	73
Figura 22- Evolução da produtividade agrícola por tipo de cultura (t/ha)	75
Figura 23 - Participação das florestas plantadas no fornecimento de alguns produtos florestais, de 1990 a 2013.	78
Figura 24 - Projeção das áreas de florestas plantadas para atender as demandas por produtos de base florestal, e área potencial para florestas energéticas.	79
Figura 25 - Produção de biomassa florestal para as demandas de lenha, carvão vegetal e papel e celulose, e disponível para florestas energéticas, em milhões de tep.	80
Figura 26 - Projeção da produção bagaço, caldos para etanol e açúcar e palha e ponta.	83
Figura 27 - Projeção da área plantada e produtividade da cana-de-açúcar.	83
Figura 28 - Projeção da produção de bagaço, caldo para etanol e ponta e palha, em milhões de tep.	84
Figura 29 - Evolução da produção de biodiesel no Brasil.	87

Figura 30 - Projeção da produção de óleos vegetais e gorduras animais, insumos para biodiesel.	87
Figura 31 - Projeção da disponibilidade de biomassa residual agrícola e seu conteúdo energético.	89
Figura 32 - Projeção da disponibilidade da biomassa residual da pecuária.	90
Figura 33 - Área disponibilizada pela intensificação da pecuária, áreas incrementais da agricultura e para florestas energéticas.	94
Figura 34 - Evolução do potencial de bioenergia no longo prazo	95
Figura 35 - Distribuição do potencial hidrelétrico inventariado (UHEs) por região hidrográfica	105
Figura 36 - Evolução da Potência Eólica Instalada no Mundo	113
Figura 37 - Potencial eólico estimado e distribuição dos parques eólicos no Brasil	116
Figura 38 - Evolução dos aerogeradores offshore	120
Figura 39 - Aerogerador V164 - 9,5 MW	120
Figura 40 - LCOE histórico e projetado para Eólicas offshore	121
Figura 41 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste	123
Figura 42 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste considerando ZEE e Restrições Socioambientais (m/s)	125
Figura 43 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste nas Regiões Norte e Nordeste	126
Figura 44 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste nas Regiões Norte e Nordeste	127
Figura 45 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste nas Regiões Norte e Nordeste	127
Figura 46 - Índice de produção das bacias eólicas	130
Figura 47 - Origem e transformações energéticas	131
Figura 48 - Espectro da radiação solar	134
Figura 49 - Mapa da irradiação solar global no plano inclinado	136
Figura 50 - Mapa da irradiação direta normal	137
Figura 51 - Áreas aptas para implantação de centrais fotovoltaicas (fazendas solares) no Brasil	140
Figura 52 - Potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por município (MWh/dia)	144
Figura 53 - Mapa das áreas aptas para o aproveitamento fotovoltaico na ZEE brasileira	147
Figura 54 - Representação das duas formas de energia das ondas	153
Figura 55 - Potencial teórico brasileiro estimado de ondas e marés	156
Figura 56 - Maturidade das tecnologias de armazenamento de energia	160
Figura 57 - Disponibilidade de recursos 2015-2050.	165
Figura 58 - Disponibilidade de recursos não renováveis, classificados em “fáceis” e “difíceis”.	166
Figura 59 - Disponibilidade de recursos renováveis, classificados em “fáceis” e “difíceis”.	167

APRESENTAÇÃO

A Nota Técnica **Potencial de Recursos Energéticos-2050** se destina a apresentar a análise técnica, econômica e socioambiental para estabelecer os limites de aproveitamento das fontes energéticas disponíveis no Brasil até 2050.

O PNE 2050 é o segundo estudo de longo prazo realizado pela EPE, em cooperação e sob orientação e diretrizes do Ministério de Minas e Energia. O PNE 2030 foi publicado em 2007 e é considerado um marco na retomada do planejamento energético nacional, posto que deu início à produção de estudos governamentais de planejamento integrado de energia. Os resultados obtidos com a primeira produção dão a exata dimensão de sua importância. A publicação tem sido referência em cenários de estudos econômico-energéticos de longo prazo, sendo utilizada nas diversas esferas governamentais e em estudos sobre energia produzidos pelos mais diversos setores da sociedade. Foi decisivo para reforçar a importância estratégica da energia nuclear, para o reforço e priorização da hidroeletricidade na expansão da oferta de eletricidade, para a indicação do gás natural como complementação da matriz de geração, para a consolidação do etanol na matriz de combustíveis, bem como para indicar o elevado potencial de produção de petróleo e gás natural pelo país, o que acabou se concretizando com antecipação.

Após a publicação do PNE 2030, ocorreram eventos de suma importância para o setor energético, dentre os quais a crescente dificuldade para o pleno aproveitamento do potencial hidrelétrico na matriz nacional; a competitividade econômica alcançada pela geração eólica no país; o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, que aumentou os temores da sociedade com relação ao uso da energia nuclear para geração de eletricidade; a forte redução de custos de produção de tecnologias de aproveitamento solar; o impressionante crescimento da produção de combustíveis fósseis não convencionais (*shale oil* e *shale gas*) nos Estados Unidos; o prolongamento da crise econômica e financeira mundial de 2008 e a crescente preocupação com as mudanças climáticas globais. O MME colocou adicionalmente diretrizes quanto a consideração ampla dos diversos impactos combinados das inovações tanto na oferta como na demanda e uso de energia, com recursos energéticos distribuídos, novos aproveitamentos como eólica e solar off shore, combustíveis avançados, aproveitamento de resíduos e subprodutos de biomassa, eletrificação da sociedade em especial nos transportes, em suma, um importante redirecionamento no trabalho dos estudos do PNE.

Adicionalmente, neste segundo plano foi adotado um horizonte de planejamento mais longo, pouco mais de 30 anos, com o intuito de permitir incorporar nas análises as inovações tecnológicas disruptivas e aspectos econômicos, ambientais e de segurança energética que resultem em mudanças importantes no padrão de consumo de energia e de exploração das fontes.

O impacto desses eventos no uso das diversas fontes energéticas do país impôs a revisão das análises e projeções de longo prazo feitas anteriormente, resultando assim na elaboração desta versão completamente revista do estudo de potenciais para suporte ao PNE 2050.

O PNE 2050 contribui para a consecução da finalidade da EPE de prestar serviços na área de estudos e pesquisas na área energética, bem como para a consolidação do planejamento energético nacional apoiando o MME.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

RESUMO EXECUTIVO

Petróleo

Em 2017, as reservas provadas de petróleo chegaram a 12,8 bilhões de barris, majoritariamente em mar. A relação R/P para as reservas provadas estava em 15 anos, e para as reservas totais em 27 anos. Em relação às estimativas de produção futura, as projeções sinalizam a possibilidade do país manter-se como grande produtor de petróleo, com mais de quatro milhões de barris por dia em todo o horizonte, a partir de 2020; patamar bastante superior aos 2,6 milhões de barris por dia em 2016, situação que consolidaria o país como um dos maiores produtores do mundo. A participação de recursos não convencionais deve ganhar relevância a partir de meados da década de 2030, segundo as hipóteses de referência de produção de petróleo.

Gás Natural

A produção de gás natural no país esteve, até o presente, majoritariamente associada ao petróleo principalmente devido aos campos marítimos. No entanto, no horizonte 2050 se antevê a exploração de áreas mais propensas ao gás natural associado e ao não convencional de bacias terrestres. Segundo estimativas do estudo, na hipótese de referência, a produção dos recursos convencionais, exclusivamente, poderá alcançar 200 milhões de m³/dia em 2050, cerca de quatro vezes a produção atual. Somando-se a possível produção de gás não convencional, o Brasil poderá atingir uma produção diária de até 450 milhões de m³/dia em 2050.

Urânio

As reservas nacionais medidas, indicadas e inferidas de urânio somam 309 mil toneladas de U₃O₈, considerando as jazidas em exploração, havendo mais 300 mil toneladas estimadas em outros sítios, que corresponde à 7ª maior reserva do mundo. Além disto, o país domina o ciclo do combustível, que vai da mineração de urânio à fabricação do chamado elemento combustível, podendo, caso invista nas etapas desta cadeia, figurar no seleto grupo de países prestadores de serviço para esta indústria. Com o conhecimento das atuais reservas chega-se ao potencial de 187 mil toneladas de urânio recuperável, suficientes para o atendimento do parque existente (Angra 1, 2 e 3) e mais 9 novas usinas de 1.000 MW por 60 anos (vida útil estendida da planta).

Carvão Mineral

O consumo interno nacional de carvão, ainda que pouco expressivo (9,7 milhões de toneladas em 2014 para abastecer um parque gerador com capacidade instalada de 3,2 GW), contrasta com uma ampla reserva medida de carvão mineral de 7,2 bilhões toneladas (13º no ranking mundial). As reservas poderiam alcançar até 10,1 bilhões de toneladas, segundo o Departamento Nacional de Pesquisa Mineral (DNPM), caso fossem realizados maiores investimentos em pesquisa e exploração. Para efeito de comparação, as reservas carboníferas no país, em termos energéticos, superam em seis vezes as reservas de gás natural disponível e podem garantir a operação de até 46 usinas de potência unitária de 500 MW durante 25 anos.

Biomassa

Os tipos de biomassa considerados são de base florestal, da cana-de-açúcar, óleos e gorduras, resíduos rurais e urbanos. Estas biomassas são empregadas para geração elétrica e para produção de biocombustíveis, e desempenham papel relevante na matriz energética brasileira. Em geral sua produção demanda grandes extensões de área, mas a expansão da disponibilidade deste recurso no horizonte de 2050 neste plano considera que não será necessário desmatamento para sua produção. Além dos esperados ganhos de produtividade agrícola e florestal, a densificação da pecuária, dos atuais 1 cabeça de gado por hectare para 1,9 cabeça de gado por hectare disponibilizará terras suficientes. Em 2050, a disponibilidade

de biomassa será de 530 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, sendo os resíduos agrícolas (exceto cana) e a cana-de-açúcar as principais fontes.

Hidrelétrica

O potencial hidrelétrico inventariado do Brasil é de 176 GW, dos quais 108 GW já foram aproveitados (em operação ou construção) e garantiram elevada renovabilidade e baixo custo.

A exploração do potencial remanescente confronta-se com diversos desafios técnico-econômicos e ambientais, como a logística, devido à falta de acessos aos sítios, custos de implantação de vários projetos serem relativamente altos, aceitação da fonte pela sociedade, sobretudo no tocante aos impactos socioambientais.

Pouco mais da metade deste potencial remanescente está localizada nas regiões hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia, onde há grandes extensões de áreas protegidas por unidades de conservação e terras indígenas.

Eólica (onshore & offshore)

O Brasil possui um enorme potencial eólico tanto onshore como offshore.

Em 2001, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro estimou um potencial de 143 GW onshore, a 50 metros de altura. Avanços tecnológicos e medições a alturas mais elevadas realizadas para alguns estados brasileiros mostram que este potencial é muito maior superior a 440 GW.

O potencial offshore até 10 km da costa soma 57 GW, e no extremo, considerando a zona econômica exclusiva (com distância da costa de 200 milhas) o potencial chega a 1.780 GW. Em relação à profundidade da lâmina d'água, no intervalo batimétrico de 0 a 20 m o potencial é de 176 GW, de 20 a 50 m o potencial é de 223 GW e de 50 a 100 m o potencial é de 606 GW.

Solar (onshore & offshore)

Como no caso da energia eólica, a solar tem um potencial onshore e um offshore. A posição geográfica do país propicia índices de incidência da radiação solar em quase todo o território nacional, inclusive durante o inverno, superiores aos observados em muitos países líderes em aproveitamento fotovoltaico. Delimitando-se exclusivamente às áreas onshore com maior nível de irradiação (6,0 a 6,2 kWh/m²/dia) o potencial é de 506 TWh/ano. Na avaliação realizada para a geração distribuída fotovoltaica residencial, foi identificado um potencial de geração igual a 287 TWh/ano. Nas áreas *offshore*, com maior nível de irradiação, o potencial é de 94.706 TWh/ano.

Quanto à geração heliotérmica, levantou-se um potencial, para a tecnologia de cilindro parabólico com armazenamento, de 661 TWh/ano; e para a tecnologia de torre solar com armazenamento de 359 TWh/ano para.

Oceânica

Embora a tecnologia para essa energia seja recente e ainda em vias de ser comercial, o aproveitamento dos recursos do mar apresenta-se promissor em função da abundância desta fonte por todo o globo. A energia oceânica está disponível através das ondas, marés, correntes marinhas, gradientes térmicos e gradientes de salinidade, mas o atual estágio de desenvolvimento tecnológico só permitiu avaliar o potencial das duas primeiras. Basicamente, a estimativa partiu da extensão do litoral de cada estado da federação e da altura de onda média no ano, levando ao potencial total brasileiro de ondas e marés ser estimado em 114 GW.

Fontes Promissoras

Estudos da IRENA (2014) mostram que a conversão da diferença de salinidade dos recursos hídricos em eletricidade disponibiliza uma fonte de base (90% de fator de capacidade) e

atinge o potencial internacional de 647 GW. Como nossa área litorânea corresponde a cerca de 1% da mundial (CIA, 2008) e considerando que a disponibilidade de água fluvial seja proporcional somente a este atributo, teríamos potencial de 6,5 GW a explorar. As pesquisas apontam para o desenvolvimento tecnológico atingir níveis de viabilidade técnica e econômica a partir da década de 2030 (Silva, 2013), sendo relevante informar que há pesquisas no Brasil sobre o tema.

A partir da descoberta, em 2012, da existência de poços de hidrogênio, puro ou consorciado a metano, nitrogênio, hélio e outros gases, no Mali, o que reduz significativamente os custos de sua obtenção, permitiu a aceleração do processo de exploração e consumo, culminando na instalação de usina de geração elétrica em 2015¹. Como a avaliação desta fonte ainda está sendo iniciada no mundo, até o momento só ocorreu a identificação de emanações naturais, no Brasil, nos estados do Piauí (Miranda, 2015), Roraima, Tocantins, Ceará e Minas Gerais (WHEC, 2018). Com o hidrogênio natural é possível reduzir sensivelmente os custos e, assim, evoluir mais rapidamente na geração de eletricidade sem emissões de gases responsáveis pelo aquecimento global.

¹ <http://africa-me.com/hydrogen-power-in-mali/>

1 INTRODUÇÃO

O inventário de recursos possibilita a identificação de seus potenciais físicos e facilidades de obtenção. Apesar da abundância de recursos naturais, o Brasil ainda importa parte da eletricidade e dos combustíveis que consome, enquanto parte do petróleo extraído é exportado. O principal objetivo desta nota técnica é delimitar a disponibilidade de recursos energéticos nacionais aproveitáveis ao longo do horizonte até 2050. Estes estudos desempenham, assim, papel fundamental como insumo para os estudos subsequentes de oferta de eletricidade e de combustíveis, que deverão orientar a estratégia de expansão da oferta de energia brasileira no longo prazo.

O critério aplicado para todas as fontes foi a identificação da disponibilidade física, considerando aspectos ambientais e sociais. Para tanto, foram utilizadas as bases de dados oficiais e, em sua ausência, referências. Estas foram utilizadas em sistemas de informação geográfica e, quando necessário, em modelos especialistas para estimar o inventário de cada fonte.

As análises priorizaram os pontos de vista técnico-econômico e socioambiental, quando aplicado, para avaliar a disponibilidade de fontes energéticas no país ao longo do horizonte de planejamento até 2050. As fronteiras máximas de produção nacional de cada fonte energética, definidas neste estudo, abastecem os modelos computacionais utilizados nos estudos de planejamento.

Vale ressaltar que todos os fósseis devem ter como desafio as emissões de poluentes atmosféricos e gases de efeito estufa.

Foram considerados os seguintes recursos energéticos para avaliação de potencial de produção máxima:

- Petróleo: *on shore* e *off shore*, convencional e não convencional;
- Gás Natural: *on shore* e *off shore*, convencional e não convencional, associado e não associado;
- Urânio;
- Carvão;
- Biomassa: agropecuária, agroindustrial e urbana;
- Hídricos;
- Eólico: *on shore* e *off shore*;
- Solar: *on shore* e *off shore*;
- Oceânico: marés e ondas.

Além disso, dado o avanço internacional de fontes não despacháveis, muitas vezes através da geração distribuída, faz-se necessário avaliar o potencial de sistemas de armazenamento, mesmo que estes representem demanda para o sistema. Neste caso as usinas hidrelétricas reversíveis e os recursos naturais para algumas outras tecnologias foram analisadas.

2 PETRÓLEO E GÁS NATURAL

2.1 Introdução: O Panorama do petróleo e do gás natural no Mundo e no Brasil

As reservas provadas mundiais de petróleo em 2016 se mantiveram estáveis, quase no mesmo nível de 2015 (1,7 trilhão de barris), de acordo com dados da BP (2017). Os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) detêm pouco mais de 70% deste total. O Oriente Médio, com 800 bilhões de barris, detém quase 50% das reservas provadas mundiais, sendo que somente a Arábia Saudita responde por cerca de 267 bilhões de barris.

A América do Sul, a América Central e o Caribe somaram, em 2016, cerca de 328 bilhões de barris. As reservas provadas brasileiras somaram cerca de 13 bilhões de barris (0,7% das reservas mundiais).

Ainda de acordo com BP (2017), em 2016, a produção mundial de petróleo, foi de cerca de 92 milhões barris/dia. Os países membros da OPEP representaram 43% deste volume. O Oriente Médio permanece como o maior produtor de petróleo, com cerca de 32 milhões de barris/dia. A Figura 1 sintetiza a reserva provada de petróleo e a produção mundial por região em 2016.

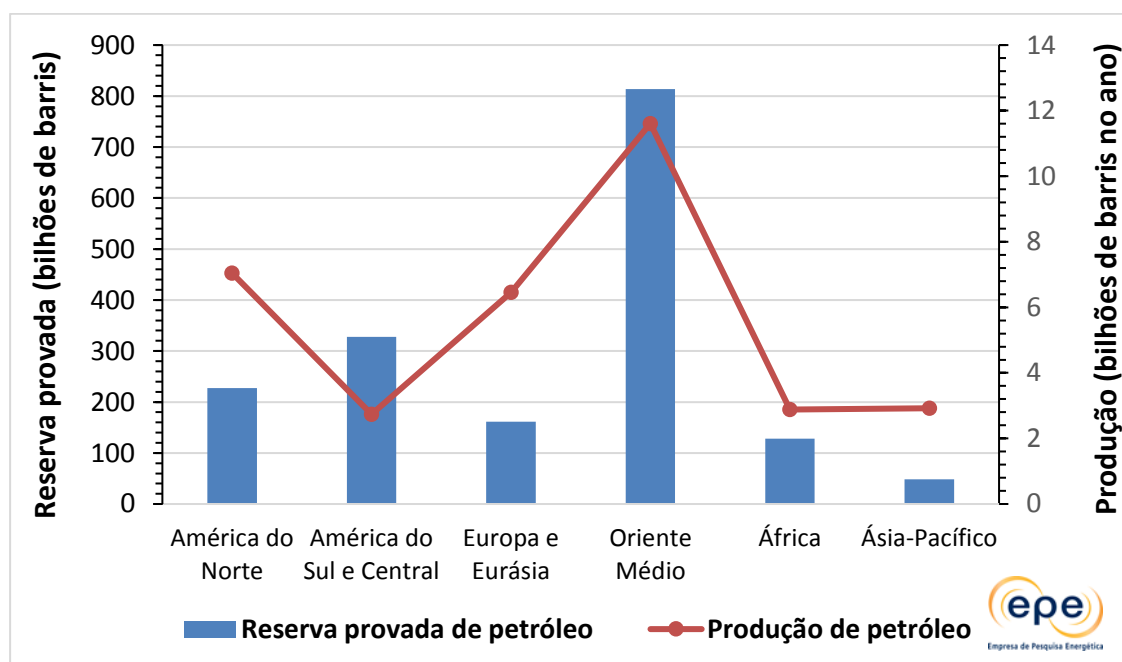


Figura 1 Reservas provadas e produção de petróleo no mundo, por região (BP, 2017).

Com relação ao gás natural, em 2016, as reservas provadas mundiais somaram aproximadamente 187 trilhões de m³ (BP, 2017), com o Oriente Médio possuindo 80 trilhões de m³ e a Europa e Eurásia somando cerca de 57 trilhões de m³.

A América do Sul, a América Central e o Caribe juntas totalizam 7,6 trilhões de m³, sendo o Brasil responsável por cerca de 0,4 trilhão de m³ (0,2% das reservas mundiais).

De acordo com a mesma fonte, em 2016, a produção mundial de gás natural alcançou 3,6 trilhões de m³. Os Estados Unidos tiveram a maior produção, com 0,77 trilhões de m³. A Rússia, com a segunda posição, produziu 0,57 trilhão de m³. A Figura 2 sintetiza a reserva provada de gás natural e a produção mundial por região em 2016.

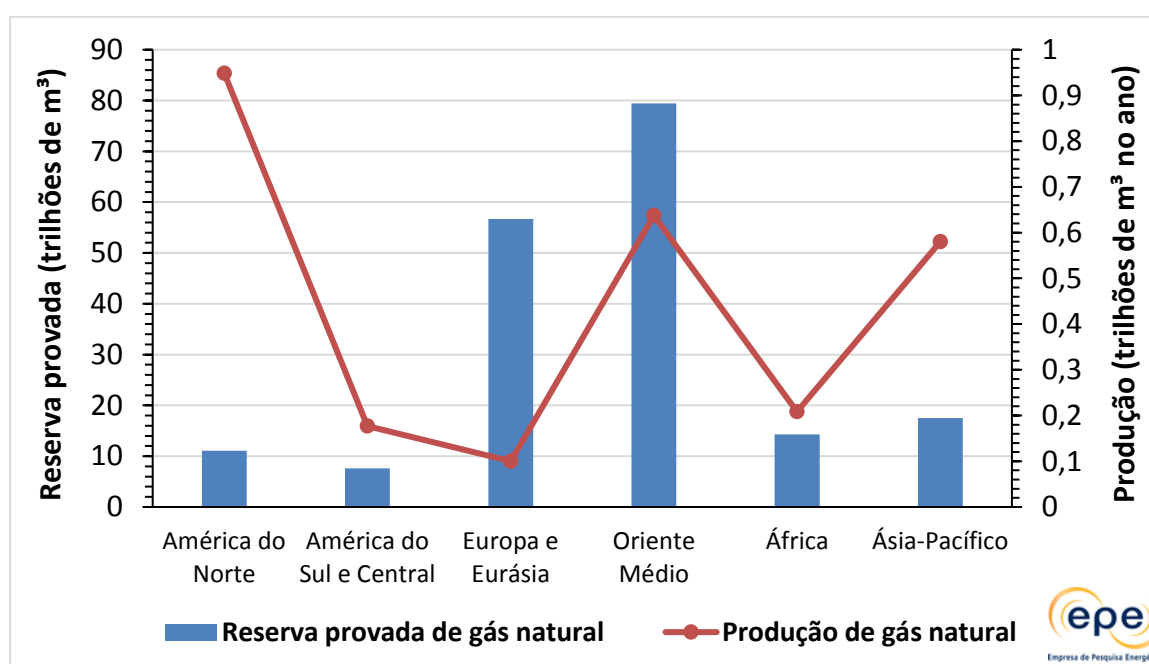


Figura 2 Reservas provadas e produção de gás natural no mundo, por região (BP, 2017).

O Brasil produziu 0,02 trilhão de m³. O Gráfico 3 e o Gráfico 4 apresentam a evolução recente das reservas provadas brasileiras de petróleo e gás natural, com base em dados da ANP (2017).

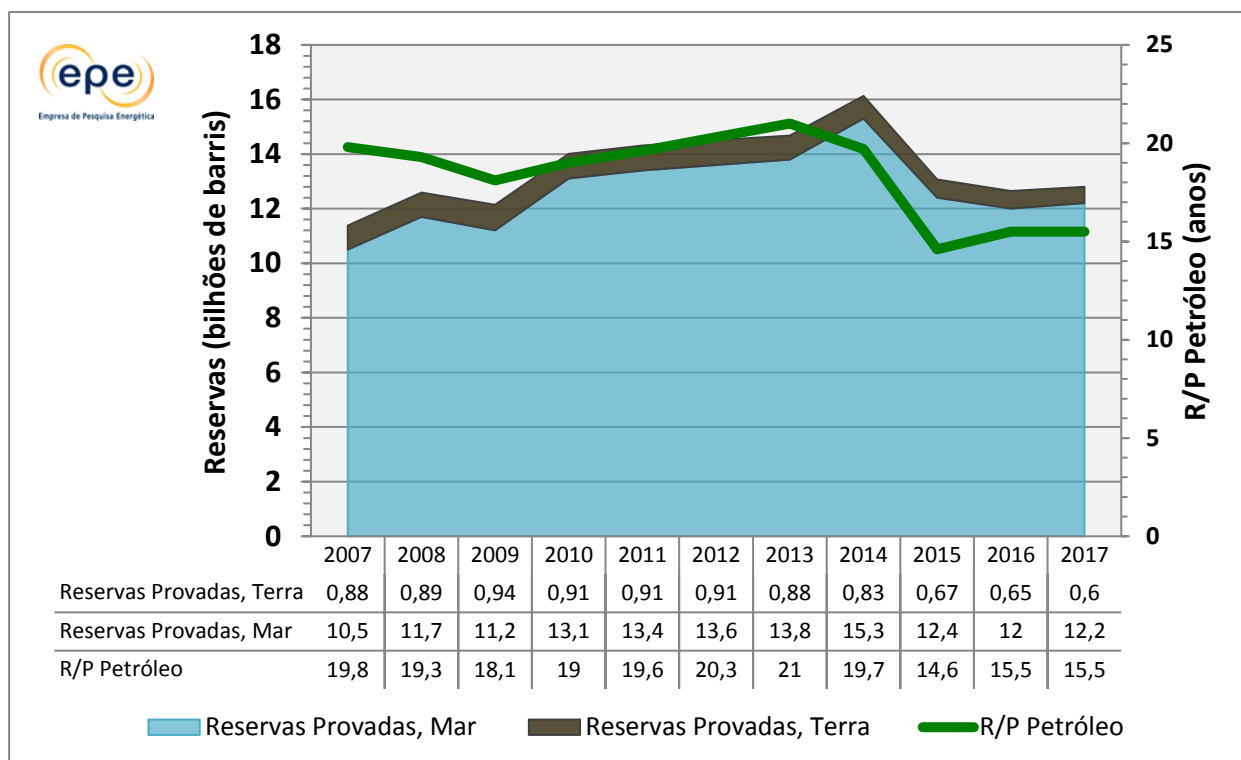


Figura 3 Evolução das reservas provadas brasileiras de petróleo e da relação Reserva/Produção, de 2007 a 2017 (Fonte: EPE a partir de ANP, 2017).

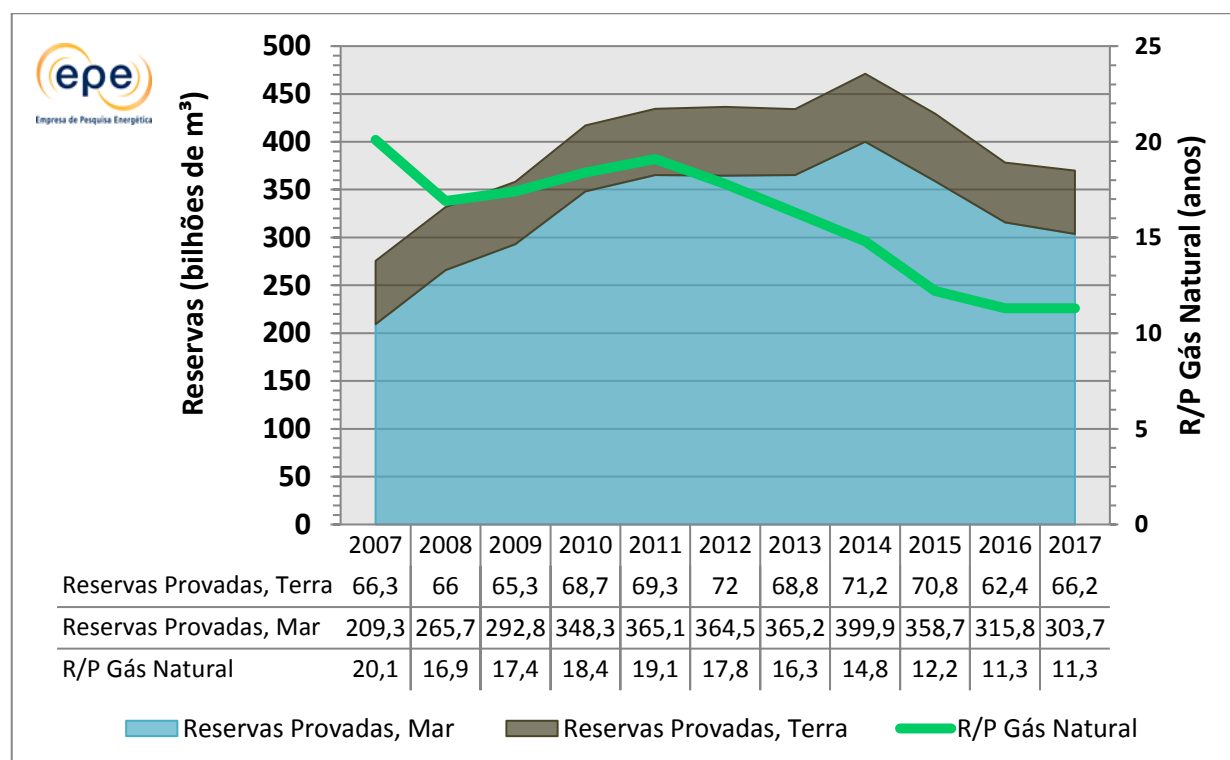


Figura 4 Evolução das reservas provadas brasileiras de gás natural e da relação Reserva/Produção, de 2007 a 2017 (Fonte: EPE a partir de ANP, 2017).

As reservas Provadas (1P) brasileiras de petróleo, em 2017, em mar e terra, foram de 12,8 bilhões de barris e as reservas Provadas, Prováveis e Possíveis (3P) foram de 23,6 bilhões de barris. Já para o gás natural, foram declaradas reservas 1P de 370 bilhões de m³ e reservas 3P de 609 bilhões de m³ (ANP, 2017). A maior parte das reservas brasileiras de petróleo e gás atuais, cerca de 80%, encontram-se em bacias sedimentares marítimas.

As reservas provadas no geral apresentaram crescimento entre 2007 e 2017, mas observa-se uma queda de 2014 para 2015. Os principais fatores, segundo Petrobras (2016), foram revisões técnicas (características dos reservatórios) e econômicas.

Considerando as reservas 1P, a relação R/P foi de 15 anos para o petróleo e de 11 anos para o gás natural. Já para as reservas 3P, a relação foi de 27 anos para petróleo e de 21 anos para o gás natural.

2.2 Recursos petrolíferos e gaseíferos convencionais

Os recursos ditos convencionais de petróleo e gás natural representam a quase totalidade da produção nacional desses energéticos até o presente. Tecnicamente, são caracterizados por acumulações geologicamente bem delimitadas e hidrodinamicamente controladas, como pela fluviabilidade do petróleo na água, cuja produção e disponibilização comercial não costumam enfrentar significativos desafios tecnológicos e operacionais.

O modelo de projeção da produção dos recursos convencionais para o PNE 2050 segue o mesmo modelo adotado para o PDE 2026. Compreende estimativas para recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), e para recursos não descobertos (potencial petrolífero ou recursos prospectivos), tanto em áreas já contratadas por empresas quanto em áreas da União (não contratadas), com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras.

Os volumes disponíveis de petróleo e gás natural, para efeito das previsões de produção, foram estimados com as seguintes bases, conforme a categoria de Unidade Produtiva (UP):

- UP de recursos descobertos com comercialidade comprovada (RT): reservas totais (soma das provadas, prováveis e possíveis) de cada campo de petróleo ou gás no País, conforme registros da ANP no Boletim Anual de Reservas (BAR) referentes a 31 de dezembro de 2016;

- UP de recursos contingentes nas áreas contratadas (RC)²: informações volumétricas contidas nos planos originais de avaliação de descobertas (PAD) em blocos exploratórios submetidos pelas concessionárias à ANP; a depender da disponibilidade de dados, foram utilizadas avaliações de expectativa de tipos de fluido e de áreas de prospectos provenientes do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2017);
- UP de recursos não descobertos nas áreas contratadas até julho de 2017 e ainda em fase exploratória (RND-E)³: avaliações do Zoneamento (EPE, 2017) para as chances de descobertas comerciais, expectativas de tipos de fluidos e áreas de prospectos nos diversos *plays* exploratórios das bacias brasileiras, combinadas com estatísticas de poços exploratórios e volumes de campos descobertos;
- UP de recursos não descobertos sem contrato até julho de 2017 (área da União): mapas de *plays* efetivos do Zoneamento (EPE, 2017), analogias geológicas e estimativas volumétricas para UP com recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E)⁴.

A Figura 1, baseada no estudo Zoneamento (EPE, 2017), apresenta a distribuição geográfica das UPs em áreas contratadas (RT, RC e RND-E) e em áreas de bacias efetivas da União, contendo UPs projetadas para contratação no período deste PNE.

Componente fundamental a ser considerado no contexto do planejamento energético em escala de País, no que tange a recursos de petróleo e gás natural, o indicador estratégico R/P (razão entre reserva provada e produção) fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento de reservas. Caso considerássemos a reserva total no cálculo da R/P, em vez da usual reserva provada, o resultado seria de 27 anos e 21 anos, respectivamente para petróleo e gás. Portanto, considerando-se o horizonte de 2050, a indicação é que somente os recursos de petróleo e gás na categoria de recursos descobertos com comercialidade comprovada (RT) seriam insuficientes para expandir a produção e, no caso do gás, até mesmo para manter a produção apenas nos níveis atuais.

² À época de elaboração das projeções para este PNE, o campo de Mero na Bacia de Santos ainda não tinha declaração de comercialidade. O recurso petrolífero do bloco de Libra, oferecido em outubro de 2013 na primeira licitação no regime de partilha no Brasil, foi considerado na categoria de recurso contingente em área contratada.

³ Para as projeções deste PNE foi considerado o cronograma de Rodadas de Licitação 2017-2019 tanto para os RND-E (blocos exploratórios), quanto para a área da União (no caso de indicação de áreas ainda sem blocos definidos).

⁴ A estimativa dos volumes a descobrir em cada UP da União foi realizada a partir de índices de volume por área de bacia e analogia geológica.

Em compensação, poder-se-á contar com a produção proveniente de recursos convencionais de outras categorias, com grau maior de incerteza. Para o horizonte do PNE 2050, espera-se produzir no Brasil, considerando-se uma estimativa de produção de referência ou moderada, volumes recuperáveis (VRF) de cerca de 60 bilhões de barris de petróleo e 2.800 bilhões de m³ de gás natural.

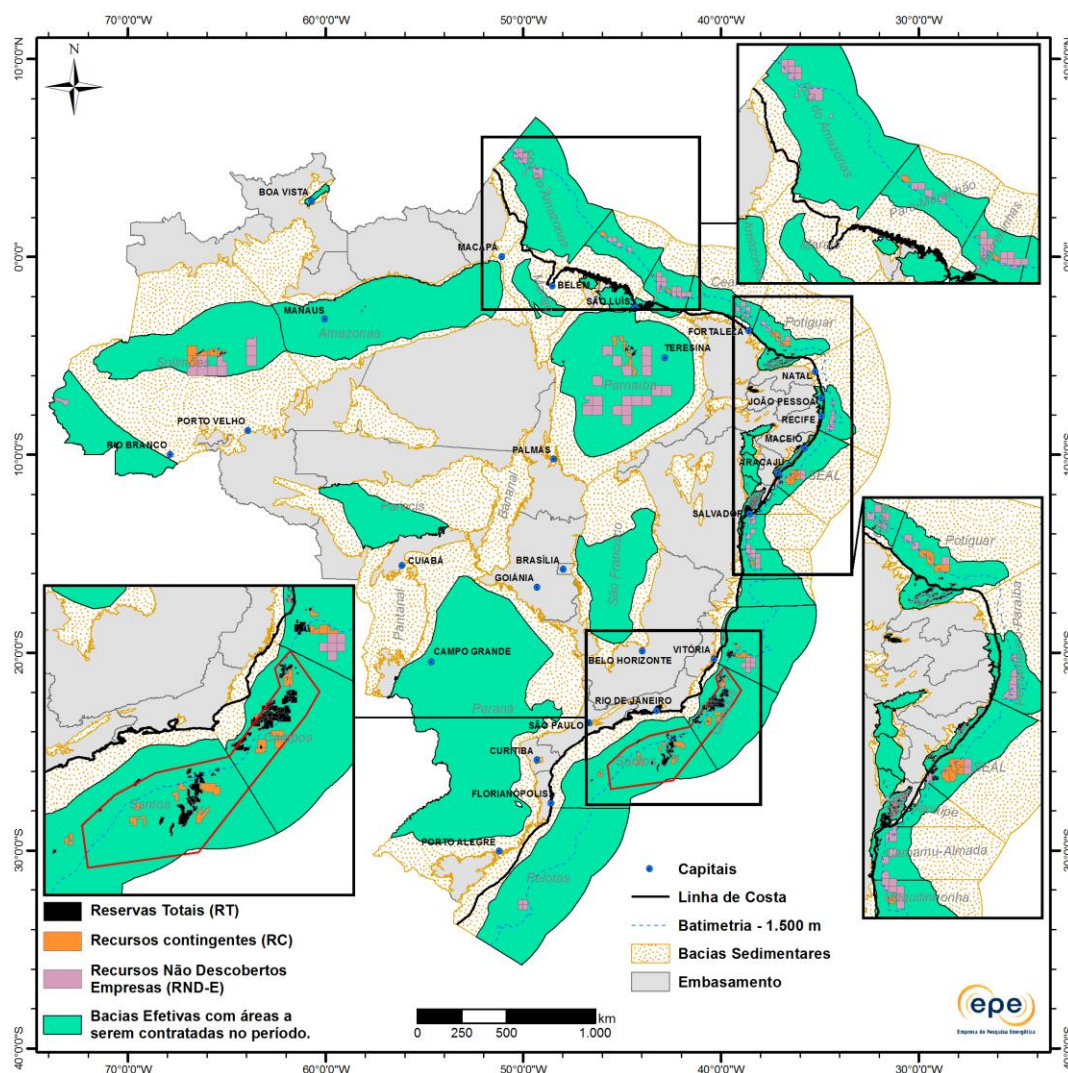


Figura 5 Unidades produtivas de recursos convencionais em áreas contratadas e em áreas da União (não contratadas).

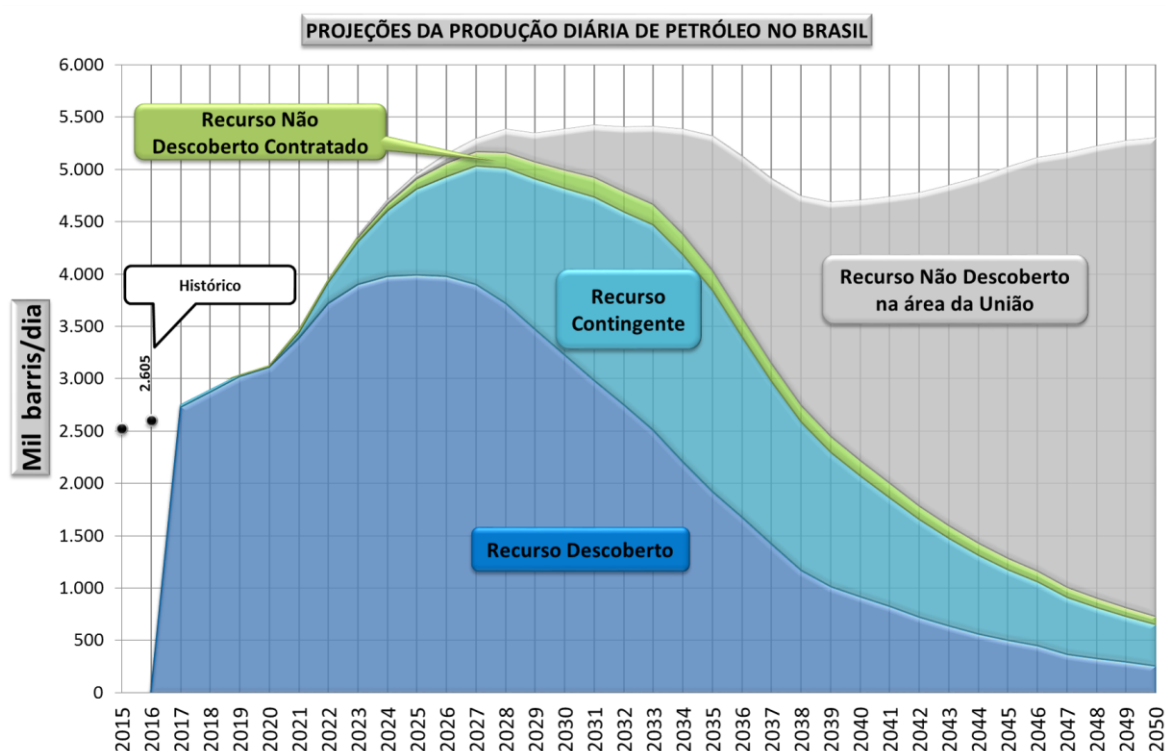
Fonte: Elaboração EPE.

2.3 Projeções de produção de recursos convencionais de petróleo e gás natural

O processo de elaboração de uma projeção de longo prazo para a produção de petróleo e gás natural, desde a escala de campo até o nível agregado de país, envolve uma série de incertezas de natureza técnica, econômica e geológica.

2.3.1 Projeção de produção de petróleo

Uma curva de projeção de produção de petróleo, ainda que represente a expectativa de referência, poderá ou não ser realizada, principalmente no longo prazo, onde as incertezas quanto aos volumes dos recursos são mais influentes. A Figura 6 apresenta as previsões de produção de petróleo convencional, por tipo de recurso: Recurso Descoberto (RD) e Não Descoberto (RND), além da realização histórica recente no horizonte do PNE 2050. No RD, estão incluídos os recursos contingentes, além das reservas totais. Já o RND inclui os recursos não descobertos em áreas contratadas e os da área da União.



(em milhares de barris por dia)

	2020	2030	2040	2050
Recurso Descoberto	3.108	3.223	920	263
Recurso Contingente	9	1.592	1.152	392
Recurso Não Descoberto Contratado	4	179	147	80
Recurso Não Descoberto na área da União	0	391	2.483	4.561
Total	3.121	5.385	4.702	5.296

Figura 6 Projeções da produção diária de petróleo convencional no Brasil até 2050.

Fonte: Elaboração EPE.

A projeção de produção de referência sinaliza a possibilidade de o país se manter como grande produtor de petróleo, com uma média de 5.300 mil barris/dia em grande parte do horizonte, patamar bem superior aos 2.600 mil de barris/dia de 2016. No primeiro decênio do plano, há uma tendência crescente e sustentada da produção de petróleo, principalmente

pelas expectativas das acumulações já descobertas no pré-sal. Ainda nesse primeiro decênio, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas já contratadas, assim como em áreas da União, que incorporam na sua previsão o ritmo do cronograma das rodadas até 2019, além de outras áreas potenciais a serem licitadas posteriormente, por concessão ou partilha da produção.

Considerando a demanda nacional estimada (EPE, 2017), espera-se que o País tenha um incremento no volume de produção excedente de Petróleo, como mostra a Figura 7.

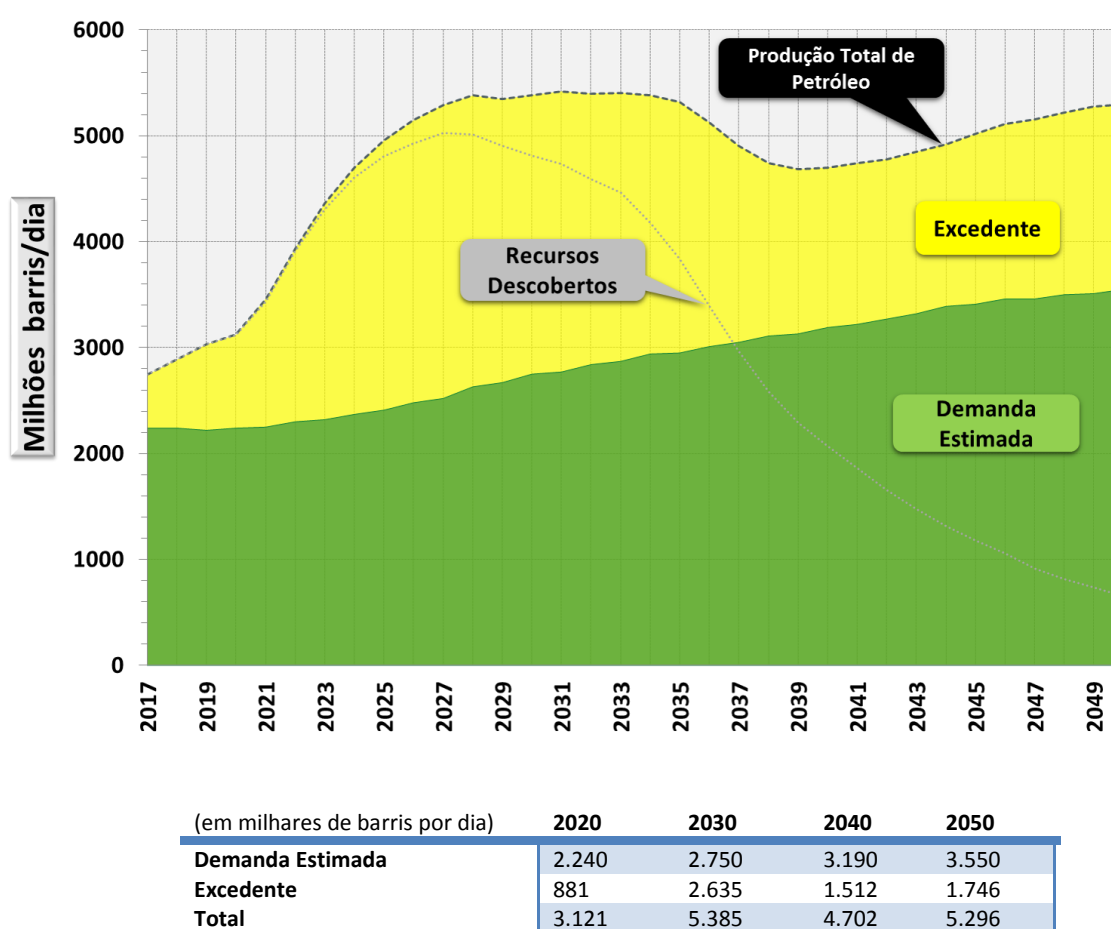


Figura 7 Estimativa de demanda e excedente de produção de petróleo convencional no Brasil até 2050.

Fonte: Elaboração EPE.

Estima-se que para a próxima década os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem em torno de US\$ 300 bilhões de acordo com as informações do PDE 2026 que se aproxima dos valores divulgados pela ANP. Esta avaliação considera os investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, incluindo a significativa parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2018-2022, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do Pré-Sal.

Diante da dinamicidade do setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro podem afetar tais estimativas.

Outra importante implicação econômica das previsões de longo prazo refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países. A produção dos volumes excedentes e sua consequente exportação depende das condições do mercado e desta forma são influenciadas pelo preço do petróleo, considerado conforme o Gráfico 12 da Nota Técnica de Cenário Econômico, bem como pela disponibilidade de equipamentos e por questões geopolíticas.

2.3.2 Projeções de produção de gás natural

As projeções de produção de gás natural convencional deste PNE 2050 são apresentadas na Figura 8, por tipo de recurso: RD e RND.

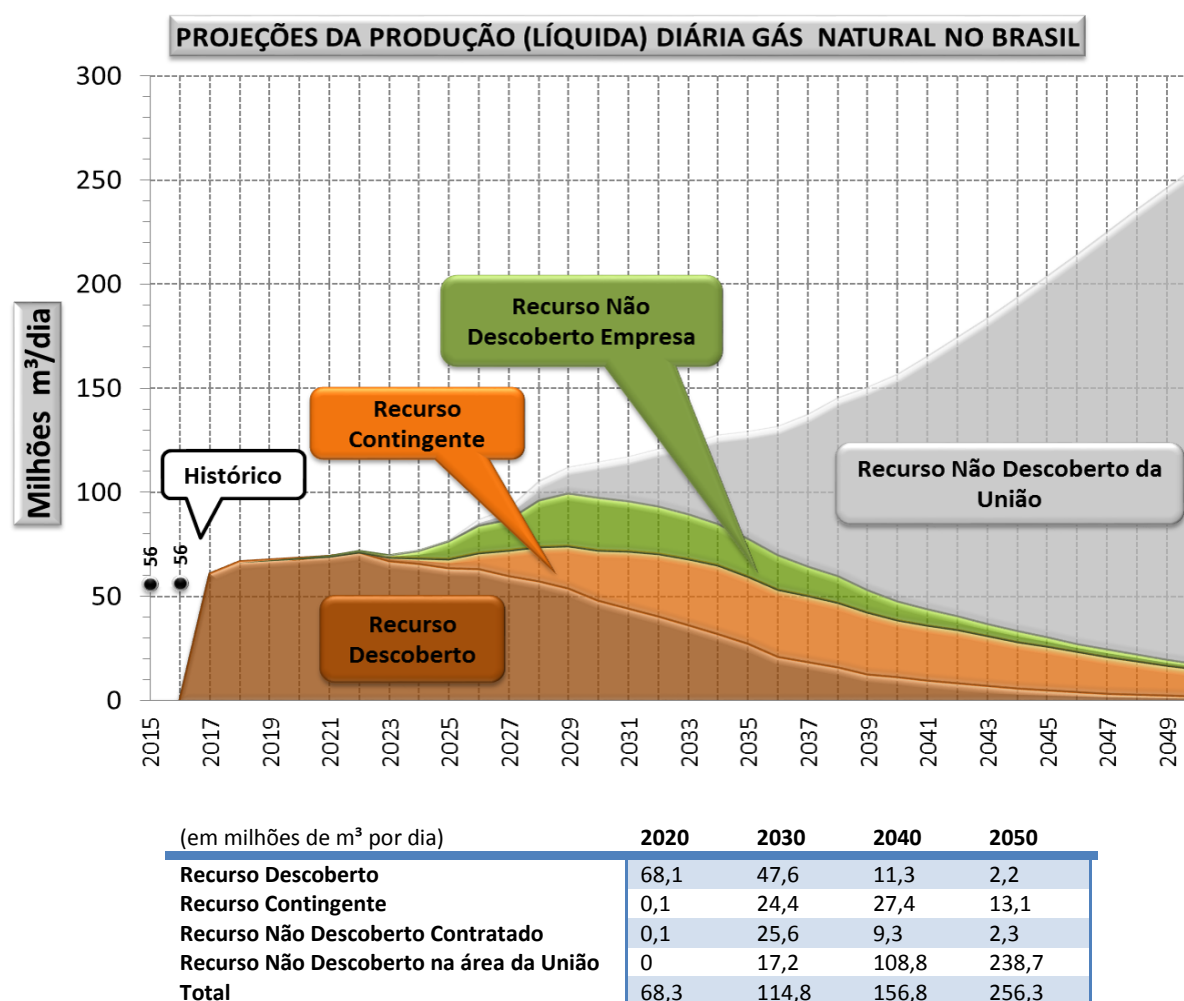


Figura 8 Projeções da produção (potencial líquida) diária de gás natural convencional no Brasil até 2050.

Fonte: Elaboração EPE.

A expectativa de aumento de produção de gás natural no país no horizonte até 2050, embora apresente um crescimento substancial (cerca de quatro vezes), pode ser considerada como um cenário possível, quando se considera o histórico de que, nos últimos 20 anos, a produção nacional aumentou cerca de quatro vezes. Além disso, tem sido cada vez maior o interesse pelo gás natural como componente fundamental para integrar a matriz energética nacional.

De modo a suportar a projeção de produção de gás natural abordada nesta Nota Técnica, registra-se que o território brasileiro possui áreas com grandes expectativas de produção deste energético, como no polígono do pré-sal, onde os desafios operacionais vem sendo superados, além de vastas áreas sedimentares com propensão para gás natural que ainda são imaturas ou de fronteira, do ponto de vista exploratório, como evidenciado pela Figura 9 (EPE, 2017), cujo foco é o gás convencional. Vale destacar as enormes áreas propensas a novas descobertas de acumulações de gás natural não associado, como nas bacias do Acre-Madre de Dios, SEAL, Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná.

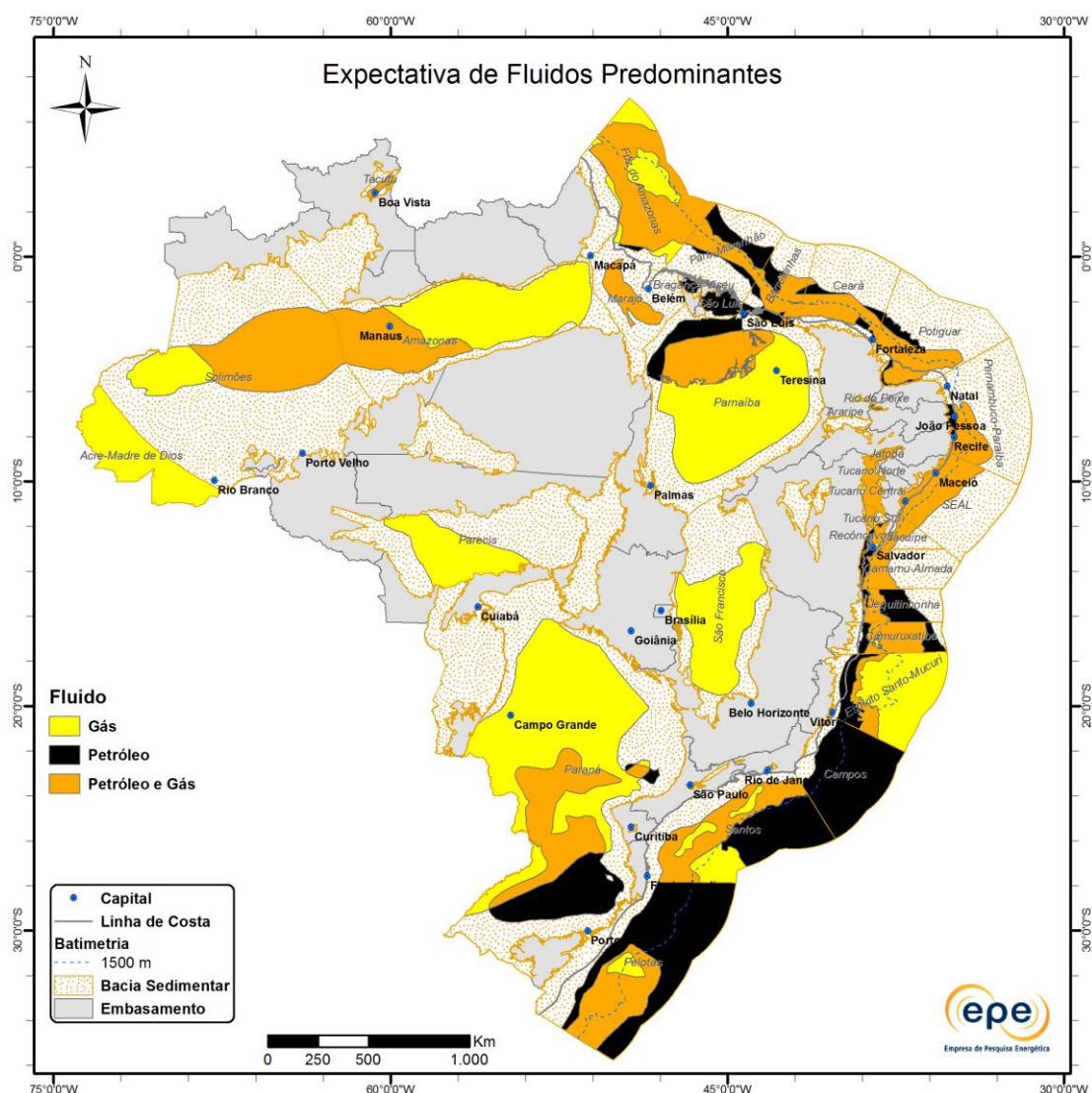


Figura 9 Expectativa de fluidos predominantes segundo o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2017).

Fonte: Elaboração EPE.

Cabe ressaltar que a expectativa de preços do gás natural é a considerada no gráfico 14 da Nota Técnica de Cenário Econômico.

2.3.3 Critérios socioambientais

Os critérios socioambientais adotados para as previsões de produção de petróleo e gás natural incorporam elementos e diretrizes aplicados pelos órgãos ambientais e pela agência reguladora, além de destacar áreas reconhecidamente de alta sensibilidade ambiental, tendo em vista que, mesmo sendo adotadas as melhores práticas da indústria, algum risco ambiental permanece associado às atividades de E&P. As análises consideram a metodologia descrita na Nota Técnica DEA 29/17 conforme o tipo de categoria de recurso, as UPs e as Unidades Produtivas da União.

UPs contratadas (blocos exploratórios e campos de produção) tendem a iniciar sua produção comercial durante o primeiro decênio do horizonte do PNE 2050. Para estas UPs, foi realizada uma análise da complexidade esperada para o Licenciamento Ambiental, utilizando os seguintes critérios: nível de exigência estabelecido pelo IBAMA para a 9ª Rodada de Licitações, Unidades de Conservação (UC), Terras Indígenas (TI), zonas de amortecimento de UC e áreas prioritárias para a conservação, uso sustentável e repartição de benefícios da biodiversidade brasileira. De acordo com a sobreposição de uma UP com áreas sujeitas a estes critérios, foi atribuída a cada uma delas uma complexidade alta, média ou baixa e um prazo esperado para o Licenciamento Ambiental, de acordo com a Portaria do Ministério do Meio Ambiente nº 422/2011.

Para avaliação socioambiental das Unidades Produtivas da União (áreas ainda não contratadas), foi realizado o mapeamento de áreas consideradas de extrema sensibilidade ambiental. Essas áreas sensíveis têm sido evitadas nas Rodadas de Licitação pela ANP e pelos órgãos federais e estaduais de meio ambiente, tendência em que se evita a sobreposição de blocos exploratórios com Unidades de Conservação (UC) e Terras Indígenas (TI).

Sendo assim, para este PNE, não foram utilizadas para o cálculo das previsões de produção de petróleo e gás natural as áreas de UC (com exceção de Áreas de Proteção Ambiental e Reserva de Desenvolvimento Sustentável) e TI, além de terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos e áreas urbanas. Assim como os indígenas, os quilombolas constituem-se em grupos sociais de cultura reconhecidamente peculiar e sensível, o que tende a adicionar complexidade ao processo de licenciamento ambiental.

As áreas urbanas também são sensíveis pelo risco de contaminação da água, sobrecarga dos serviços públicos e conflitos pelo uso do solo. Para o ambiente marinho, são critérios adicionais específicos às áreas de ocorrência das espécies peixe-boi marinho, toninha e baleia-de-bryde, seguindo as diretrizes ambientais para a 9ª Rodada de Licitação, última versão das análises ambientais em base georreferenciada. Todas estas áreas destacadas tiveram seus volumes de petróleo e gás natural desconsiderados nas previsões de produção realizadas para o horizonte do PNE 2050.

Cabe destacar que o país também apresenta potencial para exploração de recursos não convencionais, tais como gás e óleo de folhelho, gás em formações fechadas, hidratos de metano, metano de carvão e areias betuminosas. E devido as particularidades da exploração deste tipo de recurso, outros impactos ambientais podem estar associados.

Umas das principais preocupações na exploração deste tipo de recurso é referente ao uso da técnica do fraturamento hidráulico, usualmente aplicada na exploração de gás e óleo de

formação fechada, pois demanda um elevado consumo de água que pode ocasionar conflitos pelo seu uso e também induzir sismos pela injeção de líquidos em altas pressões nos poços. Adicionalmente, há risco de contaminação de corpos hídricos e do solo pelo descarte inadequado dos efluentes gerados ou por falhas. Segundo estudos, falhas na integridade do poço compõem a principal causa de contaminação de aquíferos (The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, 2012).

Tendo em vista os riscos ambientais associados aos recursos não convencionais, sua exploração no Brasil tem gerado diversas discussões na sociedade, inclusive com a proposição de ações civis públicas em alguns estados da Federação. Dessa forma, por iniciativa do MME e MMA, no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMIMP), foi elaborado o relatório “Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil”, publicado em 2016 (PROMIMP, 2016). O trabalho buscou consolidar informações da experiência internacional dos impactos ambientais, medidas mitigadoras e a proposição de atos normativos com o objetivo de identificar e propor soluções para as principais questões levantadas possibilitando melhor conhecimento para a exploração ambientalmente responsável deste tipo de recursos.

Por fim, a aplicação dos critérios socioambientais citados para as UPs e Unidades Produtivas da União resultou em previsões de produção de petróleo e gás natural compatíveis com a conservação de espaços territoriais sensíveis e não reduziu expressivamente os volumes de produção. Espera-se que o avanço tecnológico dos mecanismos de gestão de riscos e controle de impactos ambientais seja incorporado cada vez mais nas boas práticas da indústria petrolífera, resultando em exploração do recurso de forma ambientalmente sustentável.

2.4 Considerações sobre a projeção de recursos petrolíferos e gaseíferos

O PNE 2050, no que se refere às projeções no longo prazo da produção de petróleo e gás natural, aborda, como fontes, os recursos convencionais e os recursos não convencionais. As incertezas de natureza técnica e econômica podem ser representadas em diferentes curvas de projeção. Com isso, um amplo espectro de possíveis projeções pode ser caracterizado, sendo a hipótese (curva) escolhida como de referência aquela onde se concentram moderadas expectativas para o futuro da produção nacional.

Para o petróleo, do ponto de vista da segurança energética, o País mantém as projeções de produção até 2050 em torno dos 5 milhões de barris por dia, a partir do final do primeiro decênio, com forte influência da produção proveniente de recursos convencionais não

descobertos. Entretanto é importante ressaltar o alto grau de incerteza associado à estimativa desta categoria de recursos, bem como à estimativa de produção deles proveniente, mesmo para o cenário de referência escolhido.

Desse modo, é interessante notar que as previsões apresentadas na Figura 6 indicam que, em um horizonte de apenas 20 anos, a produção de petróleo proveniente apenas dos recursos já descobertos deve retornar aos níveis atuais, porém na tendência inversa, de declínio. No entanto, desconsiderar qualquer adição de recursos ao estoque atual através de futuros esforços exploratórios caracterizaria uma visão extremamente conservadora e de baixa probabilidade de ocorrência. Porém, mesmo os recursos já descobertos possuem sua própria incerteza. Hoje a variação de reservas, entre as estimativas consideradas com probabilidade de realização de 90 e 10 %, chega à aproximadamente 16 bilhões de barris, ou seja, maior que o volume estimado com probabilidade de 90% de ocorrência. Assim, mesmo sem desconsiderar novas descobertas, esse ponto de retorno pode até ocorrer alguns anos mais cedo.

Ainda na mesma linha de raciocínio, para o gás natural o cenário seria ainda pior, uma vez que, como a Figura 8 indica, a produção proveniente dos recursos já descobertos não deve superar em muito os níveis atuais ao longo dos mesmos 20 anos, retornando a patamares ainda menores, talvez ainda mais cedo que a produção de petróleo.

BOX 1. - EXISTE UM POTENCIAL PARA GÁS NATURAL NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL?

Atualmente as projeções de gás natural brasileiras tem grande expectativa com relação ao gás do pré-sal. Mas, e se não houvesse a possibilidade do gás do pré-sal? Neste caso os recursos convencionais descobertos e mesmo os não descobertos, seriam insuficientes para manter a produção de gás natural nos níveis atuais. Uma possibilidade de fonte em potencial para contribuir com a produção futura de gás natural seria os recursos não convencionais. Nos Estados Unidos o gás natural não convencional, o chamado *shale gas*, tem uma produção expressiva que alterou o mercado e a dependência externa norte americanos. No Brasil, apesar das sensíveis diferenças nas condições geológicas e de infraestrutura com relação àquele país, o estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2017) faz indicações preliminares de áreas nas bacias brasileiras, tanto em terra quanto no mar, com possibilidades de existência de *plays* exploratórios com características de recursos não convencionais de petróleo e gás natural, reconhecidas internacionalmente. Em relação ao gás natural, estas áreas foram segmentadas em unidades produtivas para as seguintes categorias: gás em formações fechadas (*tight gas formations*); gás de folhelho (*shale gas*); e hidrato de metano (*gas hydrates*). Já aconteceram descobertas de gás natural não convencional na Bacia de São Francisco (atualmente as atividades exploratórias estão suspensas por questões ambientais) e há expectativas geológicas em várias outras bacias (por exemplo, Parnaíba e Recôncavo). Uma estimativa de referência (moderada), que representa os volumes recuperáveis para recursos não convencionais no Brasil, considerando o horizonte do ano 2050, alcança 1.384 bilhões de m³ de gás natural. Confira na Figura 10 abaixo uma estimativa de produção de gás natural para o potencial de recursos não convencionais. Esta estimativa é obtida a partir de uma volumetria baseada em dados estatísticos compilados de experiências internacionais.

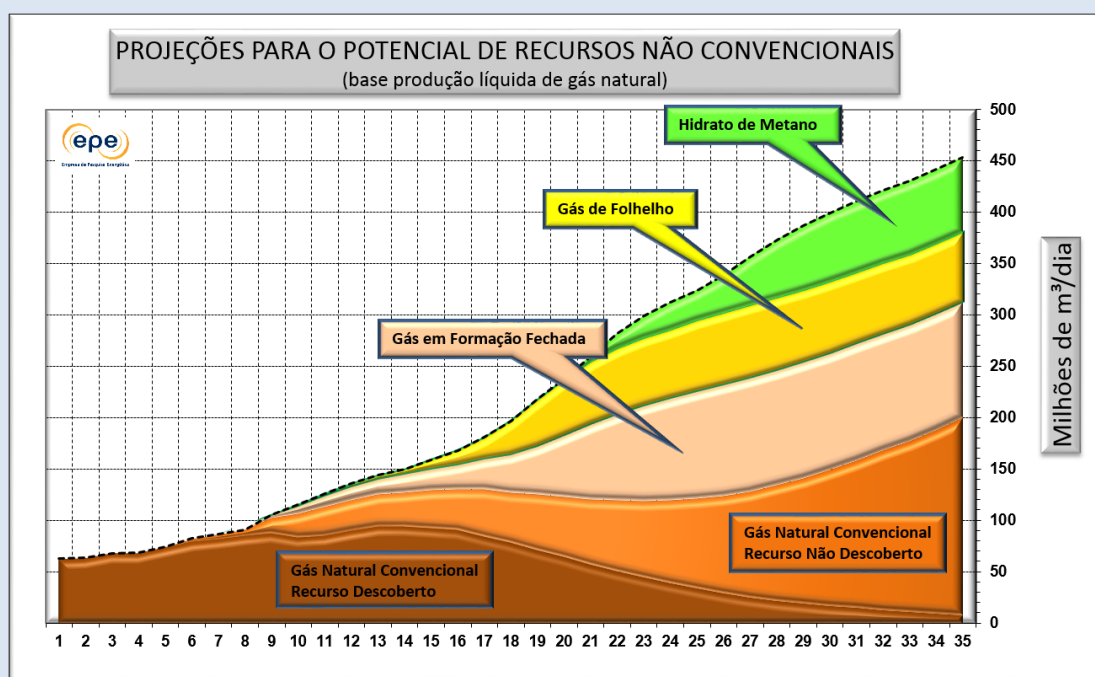


Figura 10 Previsão de produção do potencial de gás natural não convencional nacional

Cabe ressaltar que, apesar de relativamente longo, o horizonte de 20 anos não deixa margem muito grande para providências, tendo em vista os longos períodos necessários na indústria do petróleo para o desenvolvimento de produção relevante a partir de áreas ainda pouco exploradas. Ainda, mesmo que medidas sejam tomadas no sentido de incentivar o esforço exploratório, em caso de insucesso, ou mesmo em que fatores externos como os econômicos e socioambientais prejudiquem o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural, é preciso planejar caminhos alternativos para o suprimento nacional desses recursos ou, ainda mais crítico, de recursos alternativos capazes de substituí-los.

O aumento previsto das atividades de E&P requer a gestão das interferências ambientais negativas (impactos regionais potenciais sobre a biodiversidade aquática e reais sobre a paisagem e recursos hídricos, a depender das sensibilidades da região em que os empreendimentos estiverem inseridos) e positivas (especialmente geração de *royalties*, participações especiais e geração de empregos), de modo a garantir o desenvolvimento responsável associado a este setor e aos setores produtivos que dependem da indústria petrolífera.

3 URÂNIO

3.1 Introdução: Panorama mundial

As reservas mundiais de urânio somam aproximadamente 5,9 milhões de toneladas segundo dados do *World Nuclear Association* (WNA, 2015a). A Austrália lidera com 29% do total, seguida por Cazaquistão (12%), e Rússia e Canadá, ambos com 9% do total. O Brasil é o oitavo país em termos de reservas, com uma fatia de 5% do total. No que tange à produção de urânio, de 56 MtU/ano (Idem), cerca de 41% originam do Cazaquistão, 16% do Canadá e 9% da Austrália. O Brasil ocupa a 14ª posição dos países produtores.

O combustível nuclear que abastece as usinas não é exclusivamente derivado da extração do urânio. As fontes secundárias, utilizadas por muitos países que não dispõem de reservas, utilizam a combinação do material obtido com a desativação de artefatos militares, reprocessamento do urânio para fins civis e a sobra do material usado no processo de enriquecimento. Atualmente, 78% das necessidades de geração elétrica anuais de urânio são abastecidas pela produção primária, o restante é suprido pelo mercado secundário (principalmente militar) do combustível (WNA, 2015a).

Ainda segundo esta mesma fonte, os reatores em operação no mundo abastecem usinas termelétricas com potência total de 375 GW, que necessitam de cerca de 68 mil toneladas de urânio⁵. Mesmo em um ambiente ainda incerto, a publicação anual “*World Energy Outlook* (WEO)” da *International Energy Agency* (IEA), no Cenário de Novas Políticas para o horizonte até 2035, reitera, a cada nova edição, que a capacidade da geração nuclear mundial se manterá no nível da participação atual, de cerca de 12%. Adicionalmente, a demanda de urânio para fins energéticos foi estimada para crescer cerca de 1,8% a.a. até 2035, tendo como maior demandante a região do leste asiático. Para além da estimativa de crescimento, são levantadas algumas “barreiras” que devem ser consideradas para o crescimento da oferta de urânio: i) as minas levam, em média, até 10 anos a partir da definição de recursos para iniciar sua produção comercial; ii) requisitos de licenciamento e regulatórios são desafiadores e demorados; iii) entraves de infraestrutura e trabalhistas em países em desenvolvimento são um gargalo; iv) os custos de produção aumentaram nos últimos anos, sem o respectivo repasse aos preços e v) a cadeia de suprimentos opera no limite e algumas instalações, nos principais países produtores, estão no limiar da vida útil (OECD/IEA, 2015).

⁵ Mesmo que, no período compreendido entre 1980 e 2008, a eletricidade gerada pelas plantas nucleares tenha aumentado 3,6 vezes, enquanto a disponibilidade de urânio cresceu apenas 2,5%.

Ademais, em virtude do acidente de Fukushima, em março de 2011, vários países alteraram suas políticas energéticas em face das preocupações públicas sobre a segurança da operação dos reatores nucleares. A análise técnica aprofundada sobre o acidente no Japão resultou em muitas lições aplicáveis não só para as usinas com reatores do tipo *Boiling Water Reactor* (BWR), tecnologia utilizada nas usinas do complexo nuclear de Fukushima, mas também para as demais usinas em operação, bem como àquelas que estão em projeto e construção, aperfeiçoando a segurança num processo operacional de melhoria contínua.

A previsão de aumento do fator de capacidade das plantas em operação combinado à perspectiva de consumo das plantas que entrarão em operação em países como China, Estados Unidos, Coreia e Rússia, segundo OECD/IEA (2015), deverá exercer pressão sobre o mercado mundial de urânio com o rebatimento nos preços, sendo cada vez mais necessária a produção adicional, tanto de origem primária quanto secundária, nos próximos anos. Dos 31 países que consomem urânio para suprimento de suas plantas nucleares, apenas o Canadá e a África do Sul produzem quantidade suficiente para satisfazer suas necessidades domésticas. Os demais países utilizam fontes secundárias ou importam o urânio, o que favorece países potencialmente exportadores, como o Brasil.

3.2 A ótica estratégica

As aplicações da energia nuclear encontram-se presentes na medicina, na indústria, agricultura, meio ambiente, além do suprimento de energia elétrica - que representa a principal demanda do recurso.

Considerando os aspectos estratégicos, como o desenvolvimento industrial, tecnológico, as questões regulatórias e ambientais e o planejamento energético, foram formulados alguns programas envolvendo diversos Ministérios visando estimular o setor nuclear.

Neste sentido, o Programa Nuclear Brasileiro (PNB) foi revitalizado com as estratégias e ações formuladas pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC) no âmbito da Política de Desenvolvimento Produtivo e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) no estabelecimento da Estratégia Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI, 2012).

Os objetivos estratégicos para o setor nuclear, conforme estabelecidos na Política de Desenvolvimento Produtivo (idem) estão focados principalmente na consolidação do país como importante fabricante de combustível nuclear, de modo a participar, competitivamente, do suprimento de energia elétrica no País e garantir competência em todas as etapas de fabricação de equipamentos, no comissionamento de usinas nucleares e na produção de elementos combustíveis.

No âmbito das atividades estruturantes do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, as ações caminham para o fortalecimento da empresa Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (NUCLEP), capacitando-a para a fabricação de componentes para futuros projetos, na complementação do projeto do ciclo de combustível e no fortalecimento das ações de regulação.

A autossuficiência brasileira na produção de radioisótopos e fontes radioativas está programada para acontecer até 2018 (GUARDIA, 2013). Isto ocorrerá com a entrega, pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), do primeiro Reator Multipropósito Brasileiro (RMB) de grande porte (30 MW de potência) e capacidade de atendimento para todos os setores acima descritos. O objetivo primordial é dotar o país de uma infraestrutura estratégica e autônoma para as diversas atividades do setor nuclear, já que o Canadá, que fornecia cerca de 30% do molibdênio-99⁶ consumido no mundo, ao parar seu reator em 2010 gerou uma grande crise de abastecimento deste insumo, fazendo que os países passassem a investir neste segmento.

Além disto, o Brasil pertence a um seleto grupo de países, junto aos Estados Unidos e Rússia, que domina todo o ciclo do combustível e possui reservas para atender à própria demanda - o que permite, inclusive, exportar. Esta situação pode ser encarada como um grande diferencial para o país.

O Decreto nº 6.703/08, aprovou a Estratégia de Defesa, onde fica estabelecido que os diversos órgãos e entidades da administração pública federal se comprometem a incluir em seus respectivos planejamentos ações que visem fortalecer a defesa nacional. Concomitantemente, aponta o papel de três setores decisivos para a defesa nacional: o cibernético, o espacial e o nuclear (BRASIL, 2008).

O Brasil, conforme o documento “Estratégia Nacional de Defesa” (BRASIL, 2012) elaborado pelo Ministério da Defesa, também reforça o comprometimento decorrente da Constituição Federal e da adesão ao Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares, do qual é signatário, que garante o uso estritamente pacífico da energia nuclear. Contudo, afirma a necessidade estratégica de desenvolver e dominar a tecnologia nuclear.

⁶ O decaimento radioativo do molibdênio-99 produz o radioisótopo tecnécio-99m, utilizado nos radiofármacos mais empregados na medicina nuclear - cerca de 80% dos procedimentos - para a realização de exames que permitem diagnosticar tumores, doenças cardiovasculares, função renal, problemas pulmonares e neurológicos, entre outros. Grande parte da demanda mundial do molibdênio-99 é atendida por apenas quatro reatores nucleares de pesquisa de grande porte: o NRU, no Canadá; o HFR-Petten, na Holanda; o Safari, na África do Sul e o BR2, na Bélgica. No Brasil, são realizados atualmente cerca de 2 milhões de procedimentos por ano com radiofármacos que utilizam radioisótopos produzidos em reatores nucleares (GUARDIA, 2013)

A estratégia de Defesa ainda esclarece, pelo documento oficial, que o país buscará garantir o equilíbrio e a versatilidade da sua matriz energética e avançar em áreas, tais como as de agricultura e saúde, que podem se beneficiar da tecnologia de energia nuclear. E levar a cabo, entre outras iniciativas que exigem independência tecnológica em matéria de energia nuclear, o projeto do submarino de propulsão nuclear.

3.3 Disponibilidade e economicidade do urânio

3.3.1 Disponibilidade das reservas nacionais

A prospecção e pesquisa para minerais radioativos cobre cerca de 25% do território nacional e alcança pouco mais de 309 mil toneladas de U_3O_8 ⁷ *in situ*, equivalentes a $2,41 \times 10^9$ tep. A Figura 11 apresenta a evolução das reservas brasileiras de urânio de 1973 a 2014.

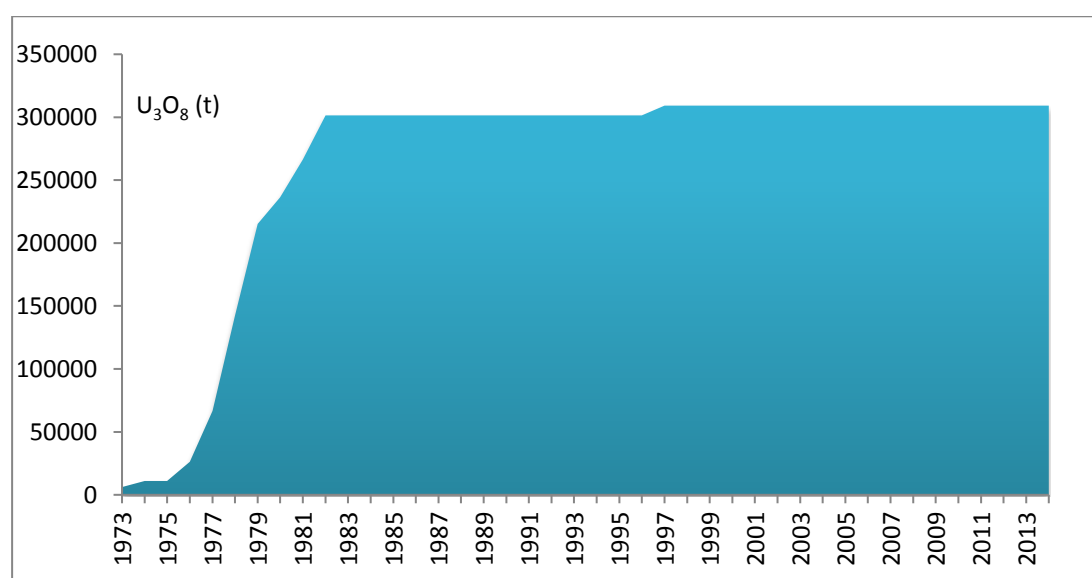


Figura 11 - Evolução das reservas brasileiras de urânio (toneladas de U_3O_8)

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

As reservas minerais são classificadas segundo o Regulamento do Código de Mineração (DNPM, 2005) em medidas indicadas ou inferidas, em nível decrescente da confiabilidade geológica e custos. As reservas medidas têm as dimensões, forma e teor estabelecidos com grau de incerteza de 20%. As indicadas têm uma margem de extrapolação baseada em evidências

⁷ Estas reservas implicam ao nível médio de produção atual de urânio dos últimos 5 anos, uma relação entre reservas e produção (R/P) superior a 1.000 anos.

geológicas. As inferidas são determinadas pelo conhecimento da geologia do local, com pouco trabalho de pesquisa de campo (idem).

Conforme informações da INB (2013a), são apresentadas na Tabela 1 as reservas medidas e indicadas nacionais de urânio, ao custo de até US\$ 80/kgU. As jazidas de Caldas (MG), Lagoa Real (BA)⁸ e Santa Quitéria (CE)⁹ totalizam 177.500 toneladas de U₃O₈. Somadas às reservas inferidas, de 131.870 toneladas de U₃O₈ ao custo de até US\$ 80/kgU, atingem 309.370 toneladas de U₃O₈ mencionadas anteriormente. Segundo ainda a INB, o potencial adicional, levando-se em conta jazidas mais ao norte do país (Pitinga e Carajás), atinge 300.000 toneladas e o potencial especulativo é da ordem de 500.000 toneladas, colocando o país na 7ª posição entre as maiores reservas.

Tabela 1 - Reservas brasileiras de urânio por depósitos (t U₃O₈)

Depósito - Jazida	Medidas e Indicadas (U ₃ O ₈ t)			Inferidas (U ₃ O ₈ t)	Total (t)
	<40 U\$/kgU	<80 U\$/kgU	Subtotal	<80 U\$/kgU	
Caldas (MG)	-	500	500	4.000	4.500
Lagoa Real /Caetité (BA)	24.200	69.800	94.000	6.770	100.770
Santa Quitéria (CE)	42.000	41.000	83.000	59.500	142.500
Outras	-	-	-	61.600	61.600
Total	66.200	111.300	177.500	131.870	309.370
Potencial adicional (Prognosticado): Pitinga (AM) e Carajás (AM) - 300.000 t					
Especulativo: aprox. 500.000 t					

Fonte. Elaboração própria a partir de INB (2013a).

Algumas jazidas contêm urânio associado a minérios fosfatados e a carvão. Nestes casos é possível o estabelecimento do modelo de parceria pública-privada (PPP) em que a empresa parceira invista e explore os demais enquanto a INB - representante da União para exercer o monopólio constitucional (*Constituição: Art. 21 Inciso XXIII e Art. 177*) -, que dispõe do direito

⁸ O distrito uranífero de Lagoa Real está localizado numa região montanhosa do centro-sul do Estado da Bahia, a cerca de 20 km a nordeste da cidade de Caetité, e foi descoberto durante a execução de uma série de levantamentos aerogeofísicos na década de 1970 que levaram à identificação de 19 áreas mineralizadas. O maciço de Caetité está localizado na porção sul do Craton de São Francisco, na Bahia e tem cerca de 80 km de comprimento e largura entre 30 e 50 km. É formado por microclina-gnaisses arqueanos juntamente com granito, granodiorito, sienito e anfibolito. A região foi ainda submetida a três ciclos tectônicos durante os quais as rochas foram rejuvenescidas. Isso inclui os ciclos Guriense (3.000 Ma), Transamazônico (1800 - 2100 Ma) e Espinhaço/Brasiliense (1.800 - 500 Ma) dentre os quais o último foi o mais significativo no que diz respeito à mineralização de Lagoa Real. O projeto básico de mina foi concluído em 1996, indicando uma lavra de céu aberto na jazida da Cachoeira (anomalia 13). Esta anomalia com teor médio de 3.000 ppm prevê a produção de cerca 400 toneladas/ano de urânio. Gradualmente serão explorados outros depósitos, dentre 33 existentes.

⁹ O depósito de Santa Quitéria, por sua vez, está localizado na parte central do Estado do Ceará, a cerca de 45 Km a sudeste da cidade de Santa Quitéria. A jazida de Santa Quitéria possui reservas geológicas de 142,5 mil toneladas de urânio associado ao fosfato. A reserva lavrável tem 79,5 milhões de toneladas de minério com teores de 11% de P₂O₅ e 998 ppm de U₃O₈.

de lavra de minérios e minerais nucleares, fique com o urânio. A Tabela 2 abaixo apresenta as características das jazidas em produção no Brasil.

Tabela 2 - Características técnicas dos complexos de extração de urânio no Brasil.

	Lagoa Real/Caetité	Santa Quitéria
Início da exploração	1999	2015
Tipo de depósito	Metasomatite	Metamórfico/fosforito
Recursos (tU)	10.700	76.100
Grau de pureza (%U)	0,3	0,08
Tipo de extração	Dedicada	Coproduto de ácido fosfórico
Cap. de extração (t/dia)	1.000	6.000
Taxa de recuperação de minério (%)	90	90
Cap. da unidade de processamento (t/dia)	1.000	6.000
Cap. de produção nominal (tU/ano)	340	970
Planos de expansão	Sim	Sim

Fonte. Elaboração própria a partir de INB (2013b).

O processo de licitação da jazida de Santa Quitéria (CE), conduzido pela INB, representa um importante avanço para a consolidação do desenvolvimento destas reservas, bem como para a efetivação para o setor. O Projeto Santa Quitéria consiste na instalação de um complexo minero-industrial dedicado à lavra e beneficiamento da jazida Itataia, onde o fosfato está associado ao urânio.

3.4 Disponibilidade e economicidade do combustível nuclear

O chamado “ciclo do combustível nuclear”, representado esquematicamente em suas diversas etapas na Figura 12, a seguir, compreende o processo que vai da extração do urânio¹⁰ à disposição definitiva do combustível irradiado. A Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA) identifica dois tipos de ciclos, um “aberto”, onde o urânio irradiado segue diretamente (após um tempo para decaimento da atividade e condicionamento) para disposição e outro “fechado”, onde usinas de reprocessamento separam o urânio residual e o plutônio formado para este fim (IAEA, 2000).

¹⁰ Vale ressaltar que o urânio não é o único combustível nuclear. O Tório também serve para a mesma aplicação e desde o nascimento da indústria nuclear existe o interesse no uso do Tório porque ele é muito mais abundante na Terra que o Urânio. Embora os ciclos de combustível com base no Tório venham sendo estudados há mais de 30 anos, a escala é muito menor que o ciclo do Urânio e do Plutônio. As pesquisas vêm sendo conduzidas na Alemanha, na Índia, no Japão, na Rússia, no Reino Unido e nos Estados Unidos (HYLKO, 2008).

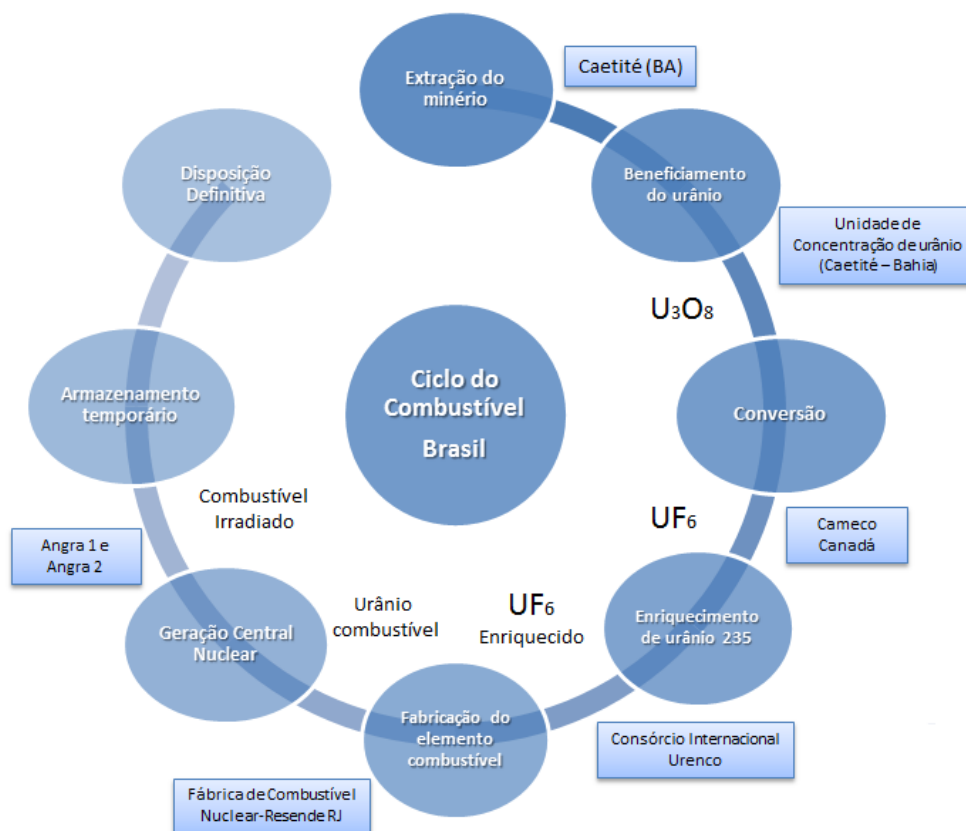


Figura 12 - Esquema do ciclo aberto do combustível nuclear – Brasil

Fonte: EPE.

A mineração e a produção de concentrado de urânio (U_3O_8) constituem a primeira etapa do ciclo do combustível, compreendendo a extração do minério da natureza (incluindo as fases de prospecção e pesquisa) e beneficiamento, transformando-o no “yellowcake”, composto de U_3O_8 . Importante destacar que este óxido serve a todas as tecnologias de reatores nucleares, sendo hoje considerado uma *commodity*.

Após um conjunto de operações com o objetivo de descobrir uma jazida e fazer sua avaliação econômica (prospecção e pesquisa), determina-se o local onde será realizada a extração do minério do solo, para poderem ter início os procedimentos para a mineração e para a produção do “yellowcake”.

A capacidade de produção de urânio atual é de 400 toneladas por ano (INB, 2013a), quantidade suficiente para abastecer as usinas de Angra 1 e 2. Segundo a INB, com a expansão de Caetité, programada para acontecer antes da entrada em operação de Angra 3, a produção de urânio atingirá 800 toneladas por ano. Com a ativação de Santa Quitéria, a capacidade de produção poderá até dobrar, possibilitando abastecer atuais e futuras usinas e, caso seja uma decisão do Governo Brasileiro para o longo prazo, conquistar uma fatia do

mercado internacional de urânio. Segundo a INB, para uma mina iniciar a fase de produção são necessários cerca de oito anos.

Após o beneficiamento, o U_3O_8 ainda necessita ser refinado antes da conversão em hexafluoreto de urânio (UF_6) para o posterior enriquecimento. Na usina de conversão, o U_3O_8 é dissolvido e purificado, obtendo-se então o urânio nuclearmente puro. A seguir, é convertido para o estado gasoso, apropriado para o enriquecimento isotópico¹¹.

Atualmente, o país envia o composto U_3O_8 para o exterior, onde é realizada a etapa de conversão pela Cameco, empresa canadense - país que é um dos principais *players* no mercado de conversão. No que tange à conversão, o Brasil iniciou o projeto de construção de uma usina piloto no Centro de Aramar, da Marinha Brasileira, por ser de grande relevância estratégica integrar o rol dos países que podem participar desta etapa, uma vez que este mercado é extremamente especializado, devido à tecnologia, e com poucos agentes, caracterizando-se por altas barreiras à entrada e elevada capacidade de definir preço. Do ponto de vista econômico, no entanto, o peso do custo desta etapa é relativamente pequeno na composição do custo total.

Em seguida, a URENCO, um consórcio europeu formado por Holanda, Alemanha e Inglaterra, realiza a etapa de enriquecimento do urânio¹² para o Brasil. Nesta etapa o UF_6 é enriquecido de 0,7% para valores acima de 3%. Assim, o processo de enriquecimento do urânio produzido no Brasil é efetuado no exterior e enviado em contêineres para a Fábrica de Combustível Nuclear - Reconversão. Atualmente os serviços de enriquecimento são oferecidos por quatro grandes organizações: USEC - *United States Enrichment Corp.*, (substituindo o DOE); Areva/EURODIF (França e associados); AEP (Ministério de Energia Atômica da Rússia); e URENCO (Reino Unido, Holanda e Alemanha).

Segundo a INB (2013b), a primeira usina industrial de conversão está programada para uma capacidade de produção de 1.500 t UF_6 /ano. A expansão futura para 3.000 t UF_6 /ano visa

¹¹ Nesta fase, óxido de urânio (U_3O_8) é purificado em dióxido de urânio (UO_2) que é, depois, convertido em estado gasoso na forma de hexafluoreto de urânio (UF_6). Este processo é essencial para permitir a separação do isotópico fissionável U-235 da forma não fissionável U-238 disponível na natureza.

¹² O Brasil já conta com uma unidade de enriquecimento localizada em Resende, licenciada para enriquecer urânio a menos de 5% de U-235. A comunidade internacional aceitou sua operação com fins comerciais. A produção em escala industrial iniciou sua primeira etapa com a autorização de operação inicial (AOI) dada pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) em 2009. Esta fábrica já possui duas cascatas de ultracentrífugas, equipamentos que permitem o enriquecimento de urânio, cujo desenvolvimento foi feito pelo Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo (CTMSP) em parceria com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN). Com a adição de mais oito cascatas, a INB prevê o atendimento das necessidades de enriquecimento de Angra 1 (100% das requisições) e de Angra 2 (20% das requisições). Até a entrada em operação de Angra 3, a INB espera atender todo o parque nuclear, atingindo a autossuficiência no enriquecimento do urânio.

atender integralmente as necessidades de Angra 1, Angra 2 e Angra 3, evitando qualquer etapa no exterior e abrindo oportunidade para o atendimento às futuras usinas ou mesmo o mercado externo.

O Brasil conta com uma unidade de enriquecimento localizada em Resende, licenciada para enriquecer urânio a menos de 5% de U-235, inclusive contando com o aceite da comunidade internacional para sua operação com fins comerciais. Atualmente o país conta com cinco cascatas em funcionamento, com capacidade para produzir anualmente cerca de 6,5 toneladas (t) de UF₆ a 4% de teor isotópico, cujo desenvolvimento foi feito pelo Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo (CTMSP), em parceria com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN).

Segundo as informações da INB (2013a), a capacidade de enriquecimento está programada para ocorrer em três etapas: a primeira, suprimindo integralmente a usina de Angra 3; a segunda, suprimindo Angra 1 e Angra 3 e por último, a terceira etapa, suprimindo Angra 1,2 e 3.

Após a etapa de enriquecimento, a reconversão é a etapa na qual o gás enriquecido UF₆ é reconvertido em óxido de urânio na forma de pó de dióxido de urânio (UO₂), para concentrar o urânio de maneira apropriada a sua utilização como combustível. No Brasil, esta etapa é realizada em Resende, na Fábrica de Combustível Nuclear - FCN com capacidade atual de 160 t/ano de UO₂ enriquecido que atende confortavelmente Angra 1, 2 e 3 e mais quatro usinas adicionais de 1000 MW (INB, 2013a).

Para a fase subsequente (fabricação das pastilhas de UO₂) a capacidade atual é de 120 t/ano, necessária para o atendimento de Angra 1, 2 e 3 e mais duas usinas adicionais de 1000 MW (Idem).

A produção deste elemento combustível¹³ pode ser entendida como a última etapa do ciclo, dotado de um mercado muito específico, baseado em relação direta entre as necessidades do comprador e a capacidade do fornecedor de atendê-las. Do ponto de vista econômico, o custo desta etapa é relativamente pequeno no custo total do combustível.

No entanto, há que se destacar que parte dos componentes metálicos do combustível nuclear ainda é importada. Nesse sentido, a INB, financiada pelo MCTI, está implantando um projeto de nacionalização dos componentes metálicos que compõem o HTP (*high thermal performance*).

¹³ O elemento combustível é um conjunto de 235 varetas combustíveis - fabricadas em zircaloy - rigidamente posicionadas em uma estrutura metálica, formada por grades espaçadoras; 21 tubos-guias e dois bocais, um inferior e outro superior. Nos tubos-guias são inseridas as barras de controle da reação nuclear.

3.4.1 Economicidade do ciclo do combustível nuclear

O custo de geração de energia elétrica é composto por custos de capital, de operação e manutenção (O&M) e de combustível. De acordo com o *Nuclear Energy Institute* - NEI, o combustível nuclear representa aproximadamente de 14% a 26% dos custos totais da geração de energia elétrica termonuclear. Desse percentual, a produção de urânio representa quase a metade de todos os custos correspondentes ao combustível, sendo o enriquecimento responsável por mais de um quarto dos custos e a disposição dos resíduos, fabricação do combustível e conversão responsáveis pelos demais custos (NEI, 2015). Segundo WNA (2015a), o arranjo técnico do combustível como por exemplo, níveis de enriquecimento e eficiência na queima (*burn-up*) representam fatores que impactam no aumento de eficiência e redução de custos. Ainda segundo o mesmo estudo, outro fator importante é a vantagem de o urânio ser uma fonte de energia concentrada e facilmente transportáveis. Um quilo de urânio natural renderá cerca de 20.000 vezes mais energia do que a mesma quantidade de carvão mineral.

Como apresentado no PNE 2030 (BRASIL, 2007), o custo total do combustível de urânio para a geração de eletricidade consiste na soma dos custos envolvidos nas diferentes etapas requeridas para a sua produção:

- **Custo do *yellowcake*:** Em geral, o U_3O_8 é vendido nos mercados internacionais por meio de contratos de longo prazo cotados em US\$/libra. Tem sido prática comum ajustar os contratos para incluir mecanismos de reajuste de preços para refletir com maior precisão o preço à vista (*spot price*) na época de entrega (que tarda entre 2 e 12 meses).
- **Custo da conversão em UF_6 :** O mercado de conversão de UF_6 é mais frequentemente caracterizado por contratos do tipo especificado, usualmente um preço-base escalonado até a data de entrega. Para os serviços de enriquecimento de urânio realizados na Europa, os contratos têm sido quase sempre baseados em regras de indexação, com os preços e índices denominados em moeda local para os clientes domésticos e em dólares americanos (US\$) para fora da região de enriquecimento. O urânio natural (U_3O_8) e o UF_6 são quase sempre vendidos por transferência de propriedade contábil (*book transfer*), isto é, sem necessariamente movimentar fisicamente o produto, após ter sido entregue no depósito, amostrado e pesado pelo processador.
- **Custo do enriquecimento a partir do UF_6 e reconversão em óxido de urânio na forma de pó de dióxido de urânio (UO_2):** O gás UF_6 , por sua vez, é enriquecido para aumentar a concentração do isótopo físsil U-235, que corresponde a 0,7% do urânio. O enriquecimento é necessário porque os reatores nucleares, dependendo das suas

características básicas, trabalham com o combustível enriquecido ao nível de 2% a 5%. O enriquecimento é medido e cobrado em unidades de trabalho de separação (SWU, na sigla em inglês).

- Custo da fabricação do elemento combustível: Em seguida o UO_2 é transformado em pastilhas na própria FCN para atender às usinas nucleares nacionais.

Geralmente, cada etapa é conduzida em diferentes centros de produção, sendo poucos aqueles capazes de realizar conjuntamente todas as 3 últimas etapas (conversão, enriquecimento e fabricação). Em especial, o processo de enriquecimento é particularmente sensível por conta do temor de que a dominação tecnológica desta etapa possa ser utilizada com fins militares.

Cada etapa do ciclo do combustível guarda condições de mercado que representam organizações industriais distintas e, portanto, têm lógicas de formação de preço diferenciadas. Como resultado, o custo de combustível deve ser estudado nas suas parcelas de composição por etapa de produção. A Tabela 3 apresenta a decomposição do custo de obtenção de 1 kg do combustível nuclear.

Tabela 3 - Estimativa do custo do combustível nuclear

Etapa	Quantidade requerida (kg)	Custo unitário da etapa (US\$/kg)	Custo total da etapa (US\$)	Parcela da etapa no custo total (%)
Óxido de urânio	8,9	97	862	46
Conversão	7,5	16	120	6
Enriquecimento	7,3	82	599	32
Fabricação do elemento combustível	1,0	300	300	16
Custo total (US\$/kg)			1.880	100

Fonte: WNA (2015a).

Nota: Unidade de negociação: Óxido de urânio (US\$/kg U_3O_8), Conversão (US\$/U), Enriquecimento (US\$/SWU), Fabricação do elemento combustível (US\$/kg).

Para calcular o custo do combustível em US\$/MWh, considerando cada etapa do ciclo conforme apresentada na Tabela 3, as seguintes premissas foram estabelecidas: i) preço *spot* do U_3O_8 de US\$ 97,00/kg; ii) custo de conversão de US\$ 16/kg U; iii) custo do enriquecimento de US\$ 82,00/SWU e iv) custo de fabricação do elemento combustível de US\$ 300/kg U_3O_8 . Admitindo-se as premissas acima e a energia de 1.000 MWh térmicos por quilograma de U_3O_8

produzido, a estimativa do custo do combustível nuclear aplicando os fatores de conversão¹⁴ resulta em *cents* 0,52/kWh elétricos ou US\$ 5,22/MWh.

A taxa de combustão ou combustível utilizado, conforme a FGV PROJETOS (2013) é uma medida da quantidade de energia extraída a partir de um combustível nuclear, neste caso, o urânio. Os LWR têm uma taxa de combustão de 45.000 a 50.000 MWd/t de urânio, o que significa que cerca de 45 a 50 kg de material físsil por kg de combustível nuclear foram fissionados e gerados 360.000 a 400.000 kWh em uma usina nuclear com eficiência de aproximadamente 34%.

Para o cálculo do potencial de geração elétrica a partir da disponibilidade das reservas medidas e indicadas, foram mantidas as premissas do PNE 2030 (BRASIL, 2007). No entanto, foi considerada apenas a parte recuperável das reservas medidas e indicadas e o suprimento por 60 anos (vida útil de 40 anos da planta com extensão de 20 anos).

Nesse sentido, face ao conhecimento das atuais reservas de urânio (309.000t de U₃O₈) e sua parcela recuperável das minas em exploração (187.000t de U₃O₈ a um custo inferior a 80 US\$/kgU), chegou-se ao potencial máximo de até 10 novas unidades (incluindo Angra 3) de geradoras, além do parque existente (Angra 1 e Angra 2), conforme apresentado na Tabela 4, podendo aumentar em 4 vezes se for considerado o potencial prognosticado e especulado.

¹⁴ Fatores de conversão para o custo do combustível: 3.412.142 Btu/MWh e heat rate de 10.400 Btu/kWh para uma energia produzida de 1000 MWh/kg U₃O₈.

Tabela 4 - Potencial de Geração Nuclear

Reservas de urânio recuperável das usinas em operação (<80 US\$ / kgU)		
Caetité	80.000	
Santa Quitéria	107.000	
Total	187.000	
Demanda por urânio – durante a vida útil de 60 anos (t de U ₃ O ₈)		
Angra 1	4.800	
Angra 2	16.000	
Angra 3	19.200	
Até 9 novas usinas de 1000MW	135.000	
Total	175.000	
Disponível	Necessidade	Saldo
187.000	175.000	12.000

Fonte: EPE com base nas informações da INB (2013a).

3.5 Rejeitos

3.5.1 Gerenciamento dos rejeitos

Os rejeitos nucleares são divididos em três tipos, que variam segundo o nível de radioatividade emitida. Os rejeitos de baixa atividade são os relacionados à medicina, indústria, máquinas, materiais com resíduos radioativos (papéis, flanelas, panos de limpeza, peças de vestuário etc.). Os rejeitos de média atividade compreendem as resinas iônicas, lamas químicas e os revestimentos metálicos do combustível. Já os rejeitos de alta atividade resultam do combustível descarregado dos reatores, são altamente radioativos e contêm atividade de vida longa. Rejeitos de baixa e média atividades também são produzidos como resultado das diversas operações, como a limpeza dos sistemas de resfriamento dos reatores e piscina de armazenamento de combustível, a descontaminação de equipamentos, filtros e

componentes metálicos que se tornaram radioativos como resultado do seu uso ou proximidade do reator (WNA, 2015b).

Os rejeitos de alta atividade produzidos podem ser efetivamente isolados e têm sido manipulados e armazenados com segurança desde o início da geração termonuclear. O armazenamento ocorre principalmente em piscinas nas próprias usinas, ou ocasionalmente em um local centralizado. As piscinas geralmente possuem cerca de 7 metros de profundidade, para permitir pelo menos uma camada de 3 metros de água sobre o combustível usado, para resfriá-lo e protegê-lo completamente. Em alguns locais, o armazenamento ocorre em barris ou caixas com circulação de ar e o combustível é envolto por concreto (WNA, 2015b).

A quantidade de rejeitos de alta atividade produzida por um reator típico (1000 MW) de água leve durante um ano varia de acordo com o ciclo do combustível utilizado (aberto ou fechado). Os países que consideram o combustível usado como rejeito, produzem tipicamente 20 m³ (30 toneladas) de rejeitos por ano para o reator equivalente, o que corresponde a um volume a ser disposto de 75m³ após o encapsulamento (WNA, 2015b).

Atualmente uma das principais questões da política de gestão de rejeitos na indústria nuclear é a minimização das quantidades de rejeitos produzidos. Considerando os baixos volumes de rejeitos produzidos, a questão mais importante para a indústria nuclear é a gestão dos materiais tóxicos de forma ambientalmente segura e que não apresente riscos aos trabalhadores e à sociedade em geral.

Na prática, não existe no mundo nenhum depósito definitivo em funcionamento. Alguns projetos estão em andamento, em países como EUA, Finlândia, França, Suécia e Japão.

Nos Estados Unidos, o repositório de *Yucca Mountain*, em Nevada, encontra-se em licenciamento para tornar-se um depósito permanente para o combustível nuclear usado desde 2002. O rejeito produzido é atualmente armazenado em 121 locais em 39 estados norte-americanos. Os agentes atualmente pagam 0,1 cents por kWh de eletricidade de origem nuclear para compor um fundo governamental para o gerenciamento dos rejeitos nucleares. Cerca de 40 centrais nucleares possuem suas próprias piscinas de armazenamento. O repositório nacional foi concebido para segurar 70.000 toneladas de rejeitos altamente radioativos, incluindo 7.000 toneladas de rejeitos militares (WNA, 2015b).

No caso brasileiro, a empresa Eletrobrás Eletronuclear é a responsável pelo gerenciamento de rejeitos em suas instalações, o que inclui desde a guarda dos materiais radioativos, até a sua disposição final em instalações projetadas para o armazenamento de longo prazo, cuja responsabilidade legal de implantação e operação é da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

Para os rejeitos de alta atividade, a Eletronuclear está implementando uma nova piscina para o combustível utilizado, com previsão de funcionamento para o ano de início de operação de Angra 3. Os rejeitos de baixa e média radioatividade têm espaço na Central Nuclear de Angra dos Reis até 2020, podendo ser estendido até 2025 caso haja investimentos no sistema de armazenamento. Adicionalmente, estudos para a implantação de um depósito de rejeito estão sendo realizados. Atualmente diversos locais estão sendo prospectados para escolher o mais adequado tecnicamente (ELETRONUCLEAR, 2015).

No caso dos rejeitos sólidos de baixa e média atividades, estes são acondicionados em embalagens metálicas, testadas e qualificadas pela CNEN, e transferidos para o depósito inicial, construído no próprio sítio das centrais nucleares de Angra 1 e 2.

3.5.2 Reprocessamento

Segundo o WNA (2015a), ao longo dos últimos 50 anos a principal razão para o reprocessamento de combustível usado foi a de recuperar o urânio e o plutônio utilizados nos elementos combustíveis e, assim, fechar o ciclo do combustível, aproveitando cerca de 25% a 30% a energia do urânio original no processo, contribuindo para a segurança energética. Uma segunda razão foi a de reduzir cerca de um quinto o volume de material a ser eliminado como resíduo de alta atividade. Além disso, o nível de radioatividade no reprocessamento é muito menor e após cerca de 100 anos cai muito mais rapidamente do que o usado no próprio combustível.

Se o combustível usado é reprocessado, como ocorre nos reatores do Reino Unido, França, Japão e Alemanha, os elementos transurânicos são separados do combustível utilizado, permitindo a reciclagem do urânio e do plutônio¹⁵. Por outro lado, se o combustível usado no reator não é reprocessado, ele ainda irá conter todos os isótopos radioativos e todo o material é tratado como rejeito de alta atividade para a disposição direta. Ele também gera uma grande quantidade de calor e requer o resfriamento. Entretanto, uma vez que consiste predominantemente de urânio (com um pouco de plutônio), representa um recurso potencialmente valioso.

¹⁵ O plutônio é um elemento químico não disponível na natureza e formado durante a geração termonuclear. Um reator típico de 1000MW consome cerca de 25 toneladas de urânio por ano e produz aproximadamente 290 quilos de plutônio. O isótopo mais comum formado em um reator nuclear típico é o isótopo Pu-239 físsil, formado por captura de neutrons de U-238. Na atividade de reprocessamento o óxido de plutônio é recuperado e misturado com óxido de urânio empobrecido para a produção de combustível MOX, com cerca de 8% Pu-239. O plutônio também pode ser utilizado em reatores de neutrons rápidos (WNA, 2015a).

Cerca de 30% do combustível usado no mundo vêm sendo reprocessado (WNA, 2015b). Hoje os países que reprocessam combustível nuclear são China, França, Índia, Japão, Rússia e Reino Unido. Os que guardam para reprocessar no futuro são Canadá, Finlândia e Suécia. Atualmente, cerca de 90 mil toneladas de combustível reprocessados foram utilizados a partir de reatores nucleares em operação no mundo. A capacidade de reciclagem atual é de cerca de 4.000 toneladas por ano para os combustíveis de óxido normais, mas nem tudo está no estágio operacional.

No caso do Brasil, a decisão de reprocessar ou não o combustível usado deverá ocorrer até o término da vida útil das usinas. Mesmo não aplicável ao país no momento, devido a economicidade do processo (o Brasil possui expressivas reservas, o que inviabiliza economicamente o reprocessamento), a norma CNEN-NE-1.02 fixa os critérios gerais de projeto para usinas nucleares de reprocessamento de combustíveis (CGP) a serem licenciadas conforme legislação vigente e pela CNEN-NE-1.08 que normatiza os critérios de Segurança de usinas de reprocessamento que serão alvo de licenciamento.

3.6 Aspectos regulatórios

O setor nuclear, por envolver atividades de risco e elevada complexidade tecnológica, desperta grande debate junto à sociedade, reforçando que o órgão regulador desempenhe um papel fundamental no sentido de tornar a opção nuclear uma alternativa efetiva.

A atuação da regulação no setor nuclear, de modo geral, compreende as atividades de regulamentação, licenciamento e fiscalização, além de abranger dois segmentos distintos, mas que estão relacionados: a proteção radiológica e a segurança nuclear.

A atividade regulatória se constitui em um processo contínuo, ao longo do ciclo de vida de uma instalação. Deste modo, o órgão regulador, segundo a AIEA (IAEA, 1999), deve estar estruturado para garantir o cumprimento das suas responsabilidades funcionais da mineração do urânio até o descomissionamento da planta nuclear.

A Constituição Federal estabelece, nos artigos nº 21 a 24 e no artigo 177, as bases para a garantia da distribuição de responsabilidades entre os entes federativos, assim como a inclusão de aspectos relacionados à construção e fiscalização da atividade de geração de energia, processo de licenciamento ambiental, fiscalização de atividades nucleares. Os artigos 21 e 22 descrevem o governo como único responsável pelas atividades nucleares relacionados à lavra, geração de energia elétrica, incluindo a regulamentação, licenciamento e controle da segurança nuclear.

Os dispositivos infraconstitucionais que criaram as instituições responsáveis pela regulação, fiscalização e produção também definiram as suas atribuições. Nestes é estabelecido que à União, por meio da CNEN (como entidade reguladora nacional), em conformidade com a Política Nacional de Energia Nuclear, compete: preparar e emitir a regulação sobre a segurança nuclear, proteção quanto à radiação, gestão dos resíduos radioativos, materiais nucleares e controle da proteção física; licenciar, autorizar e inspecionar a localização, construção, operação e desmonte de instalações nucleares; ser a autoridade nacional para efeitos da aplicação internacional de acordos e tratados relacionados com a segurança nuclear e garantias e preparar e responder em caráter nacional às emergências.

Como a exploração do urânio impacta de forma direta o meio ambiente local, a legislação nacional impõe um criterioso procedimento de licenciamento nuclear das instalações, o qual depois de concluído demandará dos órgãos ambientais intensa fiscalização. O ambiente regulatório no âmbito nacional para a geração nucleoeleétrica foi influenciado, em parte, pelos progressos em escala internacional, assim sendo, a maioria dos países procura agir segundo recomendações dos organismos internacionais.

No documento da AIEA - *Legal and Governmental Infrastructure for Nuclear, Radiation Waste and Transportation Safety - Requirements* -, é recomendada a independência e a transparência da fiscalização exercida pelas entidades reguladoras sobre o setor nuclear. Esta independência é fundamental para evitar conflitos de interesse entre os diversos níveis que compõem o setor.

A Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável da Câmara dos Deputados iniciou, em 2006, as primeiras discussões sobre a estrutura de fiscalização na área nuclear, por meio do documento “*Relatório do Grupo de Trabalho de Fiscalização e Segurança Nuclear*”, no qual foram apresentadas recomendações como a criação, no âmbito da Presidência da República, de uma comissão que se encarregaria das funções normativas, licenciadoras e fiscalizadoras exercidas pela CNEN. Outra recomendação foi a criação de uma segunda comissão que teria a incumbência de atividades relacionadas à pesquisa e desenvolvimento, sob a coordenação do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) (BRASIL, 2006).

Conforme o Decreto nº 2.648, de 1998 (Promulga o Protocolo da Convenção de Segurança Nuclear, assinada em Viena, em 20 de setembro de 1994), ficaram estabelecidas medidas para garantir a efetiva separação entre as funções dos órgãos reguladores e dos órgãos ligados à promoção ou à utilização da energia nuclear. O Decreto aponta, ainda, a necessidade de separação das funções regulatórias daquelas de produção.

4 CARVÃO MINERAL

4.1 Introdução: Panorama mundial e disponibilidade do carvão mineral

No âmbito mundial, a despeito dos desafios impostos ao setor energético, em especial o aquecimento global e a busca por uma matriz energética cada vez mais renovável, os combustíveis fósseis seguem figurando como estratégicos para atender, de forma segura, a crescente demanda de energia global. Em 2013, o carvão mineral contribuiu com 41,1% dos 23.391 TWh de eletricidade gerados no mundo, o que faz dele a principal fonte de geração elétrica, superando em quase duas vezes a participação do gás natural na matriz elétrica mundial, segunda fonte na matriz elétrica (IEA, 2015a), conforme mostra a Figura 13, a seguir.

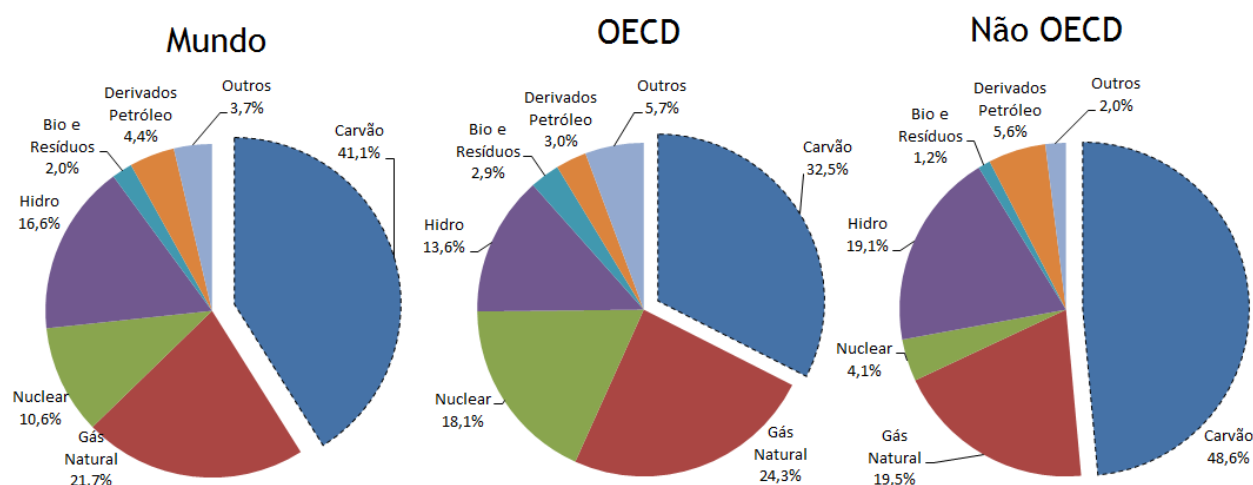


Figura 13 - Participação das fontes na geração de energia

Fonte: IEA (2015a).

O cenário de Novas Políticas¹⁶ da publicação “*World Energy Outlook 2014*” (OECD/IEA, 2014) indica que o uso para geração elétrica do carvão crescerá 1,0% ao ano até 2040 (ano base 2012), puxado pelos países não-OCDE, em especial, China e Índia, responsáveis atualmente

¹⁶ Cenário utilizado pela *International Energy Agency* (IEA) onde os países buscam cumprir seus compromissos ambientais e energéticos assumidos, com a maior utilização de energias renováveis e de eficiência energética, programas relacionados à eliminação progressiva de combustíveis fósseis, as metas nacionais nucleares para reduzir as emissões de gases de efeito estufa segundo os termos dos Acordos de Cancun 2010 e as iniciativas tomadas pelo G-20 e APEC para eliminar progressivamente a ineficiência de combustíveis fósseis por meio de subsídios, compromissos e planos específicos.

por cerca de 75% do consumo deste grupo. No mesmo período a demanda global crescerá 0,5% a.a., chegando a 6.350 Mt. A taxa de crescimento foi de 2,5% a.a. nos últimos 30 anos. Esta desaceleração reflete o impacto de políticas governamentais já adotadas ou anunciadas de eficiência energética, apoio a combustíveis limpos e, em alguns casos, precificação do carbono.

Nos Estados Unidos, o *Energy Information Administration* do *Department of Energy* (DOE/EIA), no cenário de referência do “*Annual Energy Outlook 2015 (AEO2015)*” (DOE/EIA, 2015), considera as restrições quanto aos custos de produção e ambientais, transporte do energético, perspectivas de queda no preço do gás convencional e maior penetração do gás não convencional¹⁷. O resultado prevê um crescimento anual médio no uso do carvão para geração de eletricidade nos Estados Unidos da ordem de 0,7% no período de 2013 a 2030. Após 2030 o consumo de carvão para eletricidade se mantém estável.

Apesar do carvão ser encontrado em diversos países e continentes no mundo, de acordo com dados do *BP Statistical Review of World Energy 2015* (BP, 2015), as reservas¹⁸ estão concentradas em cerca de 70 países e um pouco mais de 6 países detém 77% do total das reservas provadas. Cerca de um terço da reserva de carvão localiza-se na América do Norte, principalmente nos Estados Unidos (27%), um terço na Eurásia (34%), principalmente na Rússia (18%), e um terço na Ásia-Oceania (31%), onde ficam as reservas na China (13%), que são superiores à soma das reservas da Índia e Austrália. A reserva da África representa menos de 5% do total, com a maior parte presentes na África do Sul. A América do Sul e Central possuem apenas 1,5% das reservas mundiais, o Brasil participa com 0,7% do total das reservas mundiais.

Conforme é apresentado na Figura 14, o Brasil se coloca como o 13º país em termos de reservas provadas de carvão mineral. Em termos de produção, o país se coloca como o 23º no

¹⁷ Nas últimas duas décadas, o gás natural foi o combustível mais competitivo para o crescimento na geração elétrica. De 1990 a 2011, as plantas à gás natural representavam 77% de todas as adições de capacidade de produção. No entanto, com o crescimento mais lento da demanda elétrica por conta do baixo crescimento econômico e pelos picos nos preços do gás natural entre 2005 e 2008, grande parte da capacidade existente foi pouco utilizada. A partir de 2009, os preços do gás natural têm sido relativamente baixos, fazendo com que as plantas naturais em ciclo combinado, cada vez mais eficientes, tornaram-se mais competitivas em comparação às usinas movidas a carvão existentes.

¹⁸ A quantificação das reservas de carvão é baseada em critérios geológicos, de mineração e econômicos. Entretanto, a forma com que essas estimativas são feitas varia de país para país, pois não há até o momento nenhuma padronização internacional. O que existe, segundo a IEA, são algumas definições que são comumente aplicadas, como a de recursos e reservas. O primeiro termo se refere à quantidade do combustível que pode ser encontrada na mina, sem considerar se a extração do carvão é economicamente viável. Assim, pode-se dizer que nem todos os recursos são recuperáveis usando a tecnologia disponível. A quantidade recuperável constitui as reservas, estas podem ser ainda classificadas como provadas (ou medidas) e prováveis (ou indicadas), conforme os resultados da exploração e o grau de confiança nesses resultados. Neste sentido, as reservas prováveis são estimadas com um grau de confiança menor que as provadas (BRASIL, 2007).

ranking mundial, já que a produção é basicamente para o suprimento do parque termelétrico nacional.

Reservas		Produção		Consumo	
1 EUA	26,6%	1 China	46,9%	1 China	50,6%
2 Rússia	17,6%	2 EUA	12,9%	2 EUA	11,7%
3 China	12,8%	3 Indonésia	7,2%	3 Índia	9,3%
4 Austrália	8,6%	4 Austrália	7,1%	4 Japão	3,3%
5 Índia	6,8%	5 Índia	6,2%	5 África do Sul	2,3%
6 Alemanha	4,5%	6 Rússia	4,3%	6 Rússia	2,2%
7 Ucrânia	3,8%	7 África do Sul	3,8%	7 Coreia do Sul	2,2%
8 Cazaquistão	3,8%	8 Colômbia	1,5%	8 Alemanha	2,0%
9 África do Sul	3,4%	9 Cazaquistão	1,4%	9 Indonésia	1,6%
10 Indonésia	3,1%	10 Polônia	1,4%	10 Polônia	1,4%
11 Turquia	1,0%	11 Alemanha	1,1%	11 Austrália	1,1%
12 Colômbia	0,8%	12 Canadá	0,9%	12 Taiwan	1,1%
13 Brasil	0,7%	13 Ucrânia	0,8%	13 Turquia	0,9%
14 Canadá	0,7%	14 Vietnã	0,6%	14 Rússia	0,9%
15 Polônia	0,6%	15 Turquia	0,5%	15 Ucrânia	0,9%
16 Grécia	0,3%	16 República Tcheca	0,4%	16 Reino Unido	0,8%
17 Bulgária	0,3%	17 Reino Unido	0,2%	17 Canadá	0,5%
18 Paquistão	0,2%	18 México	0,2%	18 Vietnã	0,5%
19 Usbequistão	0,2%	19 Grécia	0,2%	19 Tailândia	0,5%
20 Hungria	0,2%	20 Bulgária	0,1%	20 República Tcheca	0,4%
21 Tailândia	0,1%	21 Tailândia	0,1%	21 Malásia	0,4%
22 México	0,1%	22 Romênia	0,1%	22 Brasil	0,4%
23 Oriente Médio	0,1%	23 Brasil	0,1%	23 México	0,4%
24 República Tcheca	0,1%	24 Zimbábue	0,1%	24 Itália	0,3%
25 Coreia do Norte	0,1%	25 Nova Zelândia	0,1%	25 Espanha	0,3%

Figura 14 - Países com maiores reservas provadas de carvão mineral, os maiores produtores de carvão mineral e os principais consumidores de carvão

Fonte: BP (2015).

A quantificação das reservas de carvão é baseada em critérios geológicos, de mineração e econômicos. Entretanto, a forma com que essas estimativas são feitas varia de país para país, pois não há até o momento nenhuma padronização internacional. O que existe são algumas definições, comumente aplicadas, como a de recursos e reservas. O primeiro termo se refere à quantidade do combustível que pode ser encontrada na mina, sem considerar se a extração do carvão é economicamente viável. Assim, pode-se dizer que nem todos os recursos são recuperáveis usando a tecnologia disponível. A quantidade que é recuperável constitui as reservas. Estas podem ser ainda classificadas como provadas (ou medidas) e prováveis (ou indicadas), baseado nos resultados da exploração e no grau de confiança nesses resultados. Neste sentido, as reservas prováveis são estimadas com um grau de confiança menor que as provadas.

As recomendações mais aceitas mundialmente são as do “*Australasian Code for Reporting of Exploration Results, Mineral Resources and Ore Reserves - The JORC Code*”. As normas JORC apresentam grandes diferenças quando comparadas com o sistema atualmente utilizado no

Brasil (Müller *et al.*, 1987). O sistema JORC requer que os pontos de observação sejam mais próximos que o sistema brasileiro para qualquer das classes de recursos. O sistema JORC define as categorias de Carvão *in situ*, recursos e reservas em função dos diferentes níveis de conhecimento geológico e os diferentes graus de avaliação técnicos e econômicos.

No Brasil, os critérios de quantificação das reservas minerais são definidos pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). O DNPM divulga dados de reservas medidas, indicadas e inferidas. Esta classificação é feita de acordo com o grau de conhecimento da jazida (DNPM, 2000). De acordo com a Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM), a avaliação de viabilidade econômica de uma mina requer que sejam observados o tipo, a quantidade, a relação estéril-minério e a profundidade das camadas de carvão para se determinar o tipo de lavra: a céu aberto ou por métodos subterrâneos (ABCM, 2014).

O carvão é classificado de acordo com sua qualidade em: turfa, de baixo conteúdo carbonífero, que constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 45%; linhito, que apresenta teor de carbono que varia de 60% a 75%; carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, que contém entre 75% e 85% de carbono; e antracito, o mais puro dos carvões, que apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90% (ABCM, 2014). A Figura 15 apresenta a classificação do carvão mineral utilizada no país.

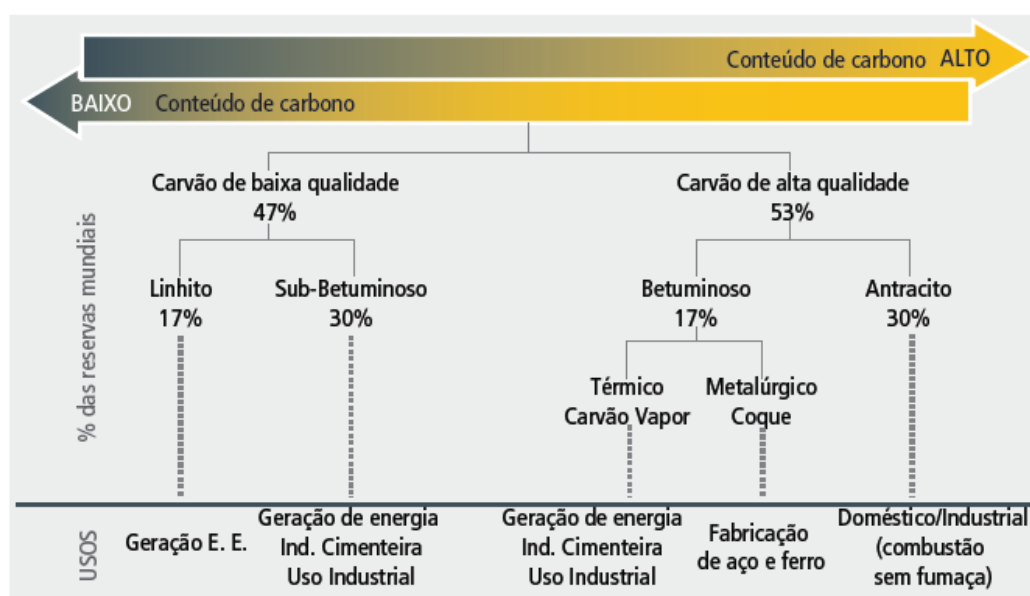


Figura 15 - Tipos de carvão mineral e principais usos.

Fonte: WCI (2005).

O carvão betuminoso, de maior valor térmico, é o mais comercializado internacionalmente. O valor térmico do linhito é bem menor e, por isso, é mais utilizado para geração termelétrica local.

4.2 Reservas nacionais de carvão mineral

Os recursos carboníferos do Brasil são da ordem de 32 bilhões de toneladas e estão concentrados no sul do país, assim distribuídos: 90,1% no Estado do Rio Grande do Sul, 9,6%, em Santa Catarina e 0,3% no Paraná (DNPM, 2000), conforme mostra a Tabela 5 e Figura 16, a seguir. Outras ocorrências de carvão podem ser encontradas no Amazonas, Pará, Pernambuco, Maranhão e São Paulo. As reservas com maior nível de certeza (medidas) correspondem a 7,2 bilhões de toneladas (DNPM, 2016a; DNPM, 2017).

Tabela 5 - Principais recursos carboníferos brasileiros (reservas totais e recursos marginais).

UF	Jazida	Recursos (10 ⁶ t)	%
Paraná	Cambuí	44	0,3
	Sapopema	45	
	Total	89	
Santa Catarina	Barro Branco	1.045	9,6
	Bonito	1.601	
	Pré-Bonito	414	
	Total	3.060	
Rio Grande do Sul	Candiota	12.275	90,1
	Leão	2.439	
	Charqueadas	2.993	
	Iruí/Capané	2.668	
	Morungava	3.128	
	SantaTerezinha/Torres	5.068	
	Total	28.591	
Total		31.740	

Fonte: DNPM (2000).

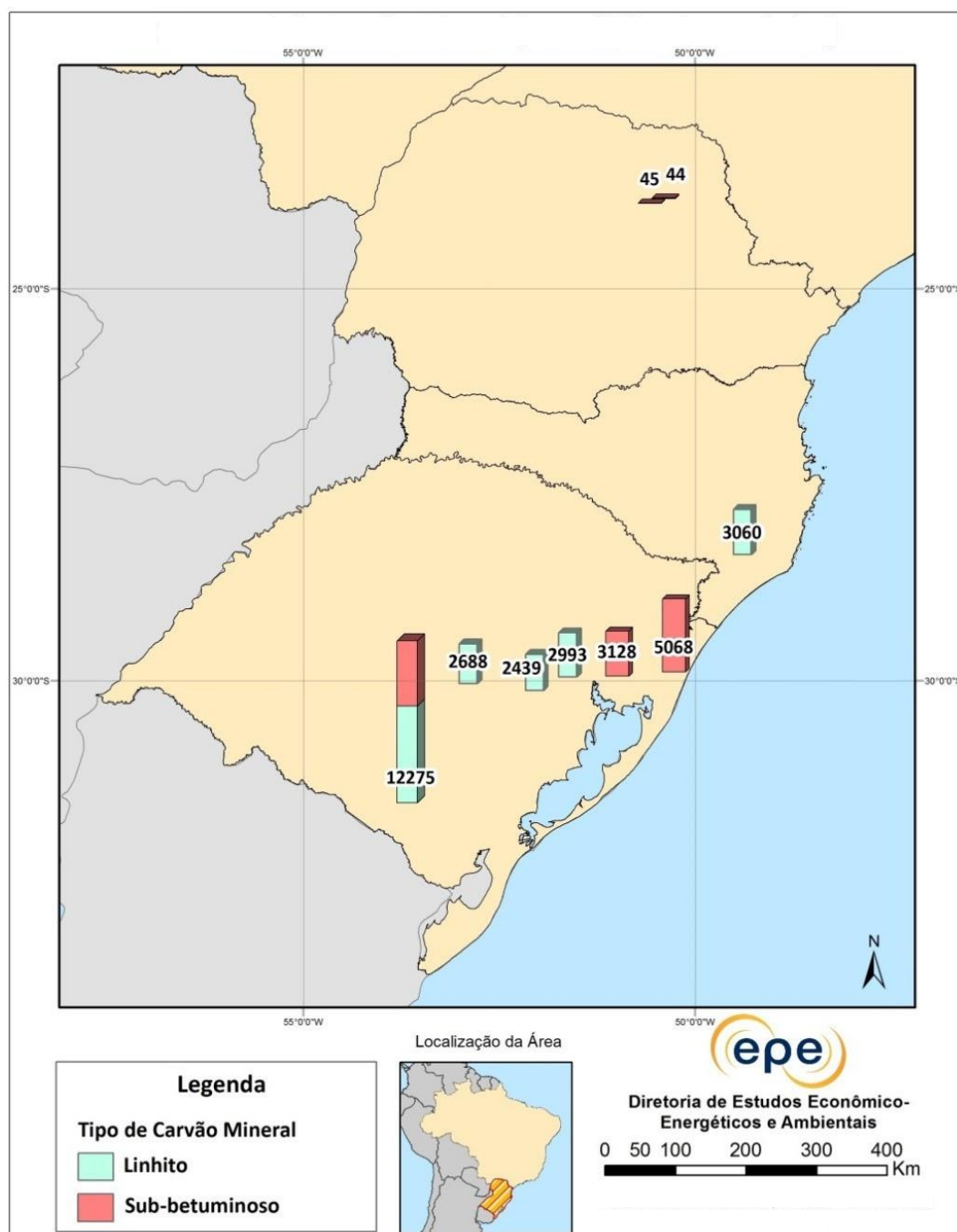


Figura 16 - Recursos de carvão mineral (reservas totais e recursos marginais).

Fonte: Elaborado a partir de DPNM (2000).

As reservas carboníferas no país superam as principais fontes em termos energéticos (Figura 17). Para efeito comparativo, as reservas totais de carvão somam 26×10^9 t e $7,2 \times 10^9$ tep (DNPM, 2016a; DNPM, 2017), superando as reservas de petróleo, gás natural e urânio (EPE, 2015).

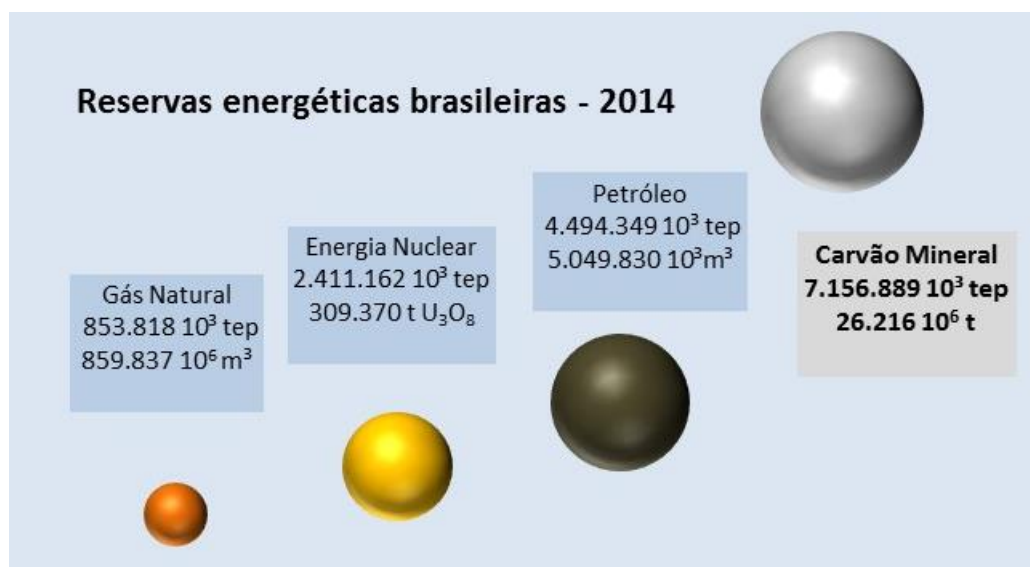


Figura 17 - Principais reservas energéticas brasileiras.

Nota: Calculado sobre as reservas totais. Para o carvão mineral considerou-se a recuperação de 70% e poder calorífico de 3900 kcal/kg. Para o urânio consideram-se perdas de mineração e beneficiamento e não foi considerada reciclagem de plutônio ou urânio residual.

Fonte: Elaborado a partir de DNPM (2016a), DNPM (2017) e EPE (2015).

Alguns desafios se tornam importantes para a indústria nacional do carvão, como a expansão da produção para responder à expansão da oferta de energia térmica futura, ganhos de eficiência para viabilizar a redução do preço do carvão nacional (modicidade tarifária) e a diversificação do mercado de carvão com ênfase na carboquímica.

4.3 Produção

A produção interna, conforme dados da ABCM, segue a disponibilidade dos recursos carboníferos do Brasil e está concentrada no sul do país. Atualmente, se situa em torno de 14 milhões de toneladas antes de qualquer beneficiamento - conceito de *Run of Mine* (ROM) - conforme mostra a Figura 18.

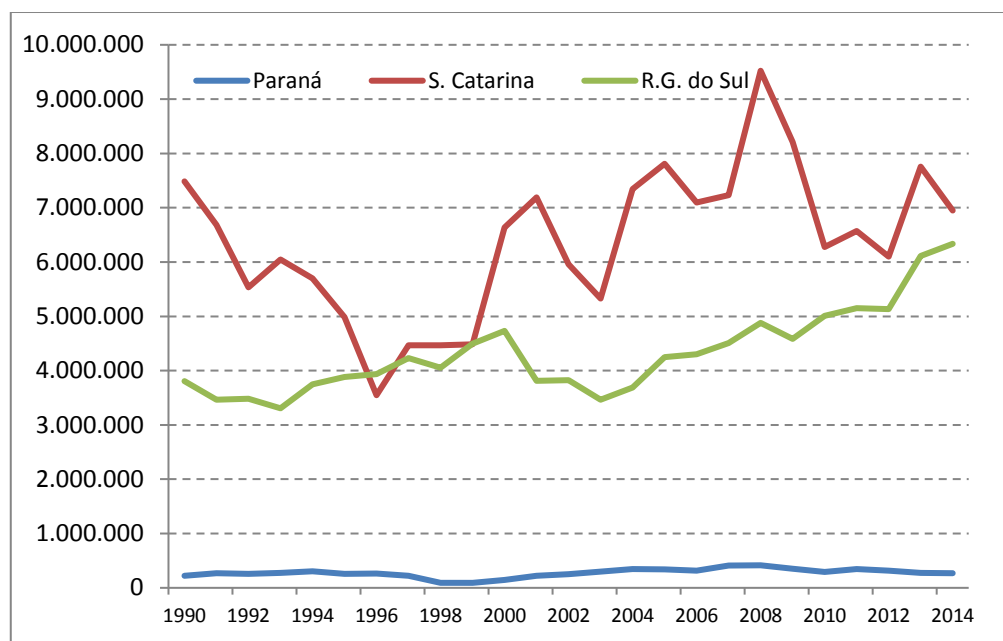


Figura 18 - Produção de ROM por Estado Produtor (toneladas).

Fonte: ABCM (2015).

O ambiente em que foram formados os carvões brasileiros definiu suas características e possíveis aplicações. A Tabela 6 apresenta as características do carvão das minas em operação.

Tabela 6 - Características do carvão nacional.

UF	Mina	Poder Calorífico (kcal/kg)	Carbono (% m/m)	Cinzas (% m/m)	Enxofre (% m/m)
PR	Cambuí (sub-betuminoso)	4850	30,0	45,0	6,0
	Sapopema (sub-betuminoso)	4900	30,5	43,5	7,8
SC	Barro Branco (linhito)	2700	21,4	62,1	4,3
	Bonito (linhito)	2800	26,5	58,3	4,7
RS	Candiota (linhito)	3200	23,3	52,5	1,6
	Santa Teresinha (sub-betuminoso)	3800-4300	28,0 - 30,0	41,0 - 49,5	0,5 - 1,9
	Morungava/Chico Lomã (sub-betuminoso)	3700-4500	27,5 - 30,5	40,0 - 49,0	0,6 - 2,0
	Charqueadas (linhito)	2950	24,3	54,0	1,3
	Leão (linhito)	2950	24,1	55,6	1,3
	Iruí (linhito)	3200	23,1	52,0	2,5
	Capané (linhito)	3100	29,5	52,0	0,8

Nota: Porcentagem de matéria mineral = %mm

Fonte: ABCM (2014).

4.4 Consumo

A capacidade instalada atual do parque gerador termelétrico a carvão mineral totaliza 3,2 GW (ANEEL, 2015). Na região Sul (RS), o empreendimento Candiota III foi o último projeto a entrar em operação comercial com potência instalada de 350 MW. No último leilão (A-5), realizado em novembro de 2014, foi leiloado o empreendimento Pampa Sul, de 340 MW de capacidade instalada. O consumo do parque gerador nacional em 2014 totalizou 9,7 milhões de toneladas segundo o BEN (EPE, 2015).

Em 2014, o consumo de carvão metalúrgico, em razão da baixa qualidade do carvão nacional para coqueificação, gera elevado grau de dependência do país em relação a este insumo. A indústria carboquímica, segundo o documento “*Roadmap tecnológico para produção, uso limpo e eficiente do carvão mineral nacional: 2012 a 2035*” (CGEE, 2012), pode revelar-se uma importante demandante de carvão nacional neste horizonte, já que os processos químicos de gaseificação estarão mais maduros, assim como a utilização de sondas direcionais para utilização em gaseificação *in situ* e os polos carboquímicos possivelmente estejam operando em escala comercial.

4.5 Carvão importado

A utilização do carvão importado para abastecimento de termelétricas no Brasil é recente. O parque atual (início das operações em 2012) conta com três usinas em operação, a Porto de Pecém I com capacidade de 720 MW, a Porto de Pecém II de 360 MW e a Porto de Itaqui com capacidade para gerar 360 MW. As plantas em operação à carvão importado consomem aproximadamente 1,5 milhão de toneladas ao ano.

O carvão importado possui um *rank*¹⁹ bem superior ao nacional e seu transporte é estabelecido por grandes distâncias, o que tipicamente é feito por navios e trens.

Em 2014, os principais parceiros comerciais do Brasil na importação de carvão são os Estados Unidos (35%), Colômbia (20%), Austrália (18%), Canadá (9%) e Rússia (6%) (DNPM, 2016b). No caso específico para geração elétrica, o carvão utilizado nas usinas térmicas nacionais tem origem colombiana.

O carvão produzido na Colômbia apresenta características de qualidade que o situam em um patamar superior ao dos outros produtores. Por exemplo, o teor de enxofre é mais baixo (0,8%

¹⁹ Denomina-se rank a maturidade geológica do mineral, ou seja, o estágio de carbonificação atingido na sequência evolutiva.

- 1,0%) que a maioria dos outros produtores e o teor de cinzas (8%) é mais baixo que o carvão sul africano (10%). A Importância da Colômbia não se dá apenas na qualidade dos seus carvões, mas principalmente na sua localização estratégica em relação ao Brasil. As características do carvão importado colombiano estão representadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Características do carvão importado – Colômbia

Área	Poder Calorífico (kcal/kg)	Cinzas (%)	Enxofre (%)	Material volátil (%)
Cañaverales	5.812	4,2	0,4	32,6
San Benito	5.811	3,8	0,5	31,8
Papayal	7.226	4,1	1,1	34,5
San Juan	6.300	1,8	0,3	34,1

Fonte: ENEVA (2013).

O carvão térmico representa a maior parte da produção colombiana e, dado o baixo consumo interno, cerca de 90% é destinada à exportação. Duas empresas, a Cerrejon e a Drummond, uma das maiores exportadoras do mundo de carvão de alta qualidade, concentram 88% das exportações. A Cerrejon, (atualmente BHP Billiton, Anglo American e Xstrata), localizada a 100 km da costa do Caribe, é proprietária da maior mina a céu aberto do mundo, contando também com uma infraestrutura de escoamento da produção por ferrovia conjugada a um terminal marítimo para receber navios de grande porte. A exportação colombiana está distribuída da seguinte forma: 40% para Europa, 40% para América do Norte, 4% para América Latina e 16 % para outros continentes (ENEVA, 2013).

4.6 Preços e economicidade do carvão mineral

O mercado mundial de carvão pode ser dividido em duas grandes regiões, a Bacia do Atlântico e a Bacia do Pacífico. Na Bacia do Atlântico, os maiores exportadores são a Colômbia, África do Sul e EUA, tendo a Europa como principal destino. No Pacífico, os maiores exportadores são a Indonésia e Austrália, tendo como principais destinos o Japão, Coreia do Sul e China.

O carvão mundial é comercializado em dois mercados distintos: o mercado de carvão vapor e o metalúrgico. A Colômbia se destaca como um dos principais fornecedores no mercado de carvão para atendimento à geração elétrica (vapor), enquanto que os EUA se destacam no comércio de carvão para a siderurgia (metalúrgico).

O preço do combustível é um dos principais fatores que impactam no custo da energia gerada pelas térmicas, determinado predominantemente pelo poder calorífico (em geral, expresso em kcal/kg ou em BTU/lb) e pelo teor de enxofre. Adicionalmente, o preço do carvão mineral que abastece as usinas é influenciado por diversos fatores como a natureza da mineração (céu

aberto ou subterrânea), o grau de beneficiamento requerido, a distância e o meio de transporte, as quantidades contratadas (economia de escala) e a qualidade do carvão.

Para preços internacionais²⁰, a informação se dá em US\$/tonelada FOB²¹ (no porto de origem), exceto para a Europa ARA (portos de Amsterdam, Rotterdam e Antuérpia), Japão e Coréia, cujos preços são CIF²². As especificações internacionais padronizadas são CIF ARA 6.500 kcal/kg NAR²³, 1% de enxofre (máximo) e 16% de cinzas (máximo), Richards Bay FOB (África do Sul) 6.000 kcal/kg NAR, 1% de enxofre e 16% de cinzas e Newcastle FOB (Austrália) 6.300 kcal/kg GAR, 0,8% de enxofre e 13% de cinzas (BRASIL, 2007). A Figura 19, a seguir, mostra a evolução histórica dos preços internacionais e a evolução do preço médio do carvão nacional (EPE, 2015).

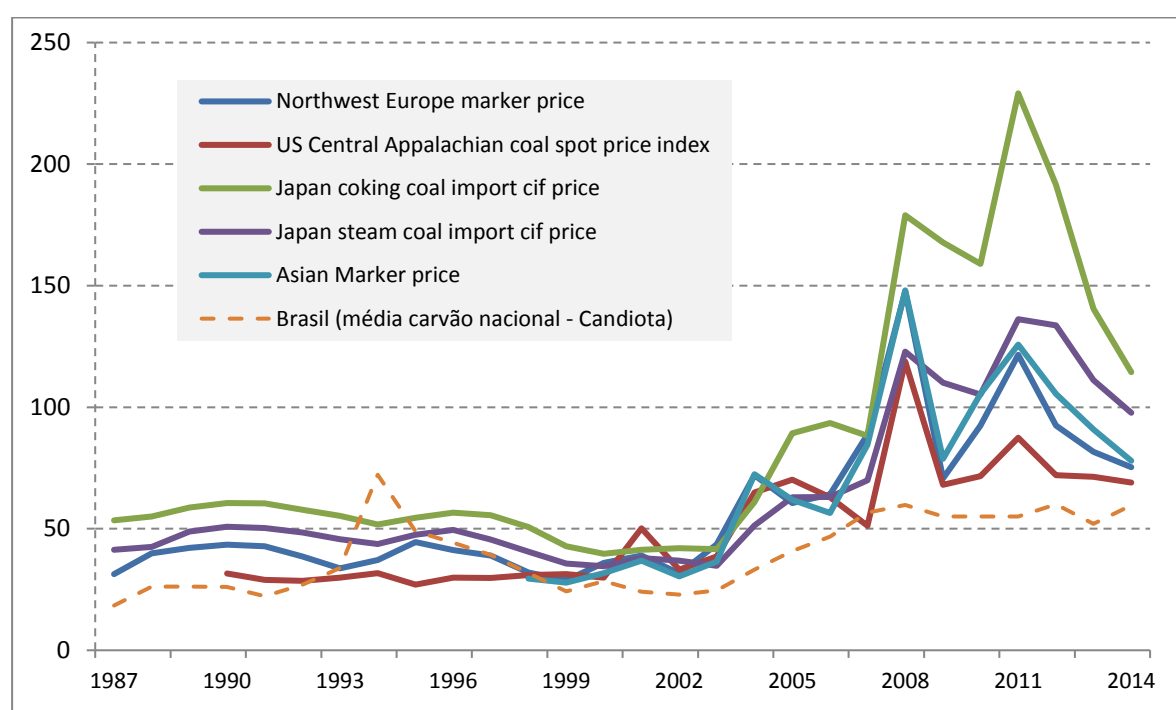


Figura 19 - Evolução dos preços nacionais e internacionais do carvão vapor (US\$/t).

Fonte: Elaborado a partir de BP (2015) e EPE (2015).

²⁰ Publicação: “Coal Trader International” e “International Coal Report”

²¹ A sigla FOB pode ser traduzida por “Livre a bordo”. Neste tipo de frete, o comprador assume todos os riscos e custos com o transporte da mercadoria, assim que ela é colocada a bordo do navio.

²² A sigla CIF pode ser traduzida por “Custo, Seguros e Frete”. Neste tipo de frete, o fornecedor é responsável por todos os custos e riscos com a entrega da mercadoria, incluindo o seguro marítimo e frete.

²³ Em geral, os preços internacionais são cotados em base GAR (*gross as received*), exceto para a Europa ARA, Japão, Coréia e para o carvão procedente de Richards Bay na África do Sul, cotados em base NAR (*net as received*).

O preço do carvão no mercado internacional está fixado em torno de US\$ 90/t (BP, 2015), embora logo após a crise financeira internacional (2008) tenha custado mais que o dobro. Entre 1985 e 2002, a expansão da oferta mundial por meio de uma maior utilização do gás natural para a geração de energia elétrica propiciou, até certo ponto, uma estabilidade nos preços do carvão. Não obstante, até 2009, os preços elevados não tiveram efeito significativo sobre a demanda no mercado internacional, mesmo porque, no setor elétrico, o preço do gás natural, o principal competidor do carvão, também se apresentou elevado.

Atualmente com a queda do preço do petróleo (em torno de US\$50/ barril), maior penetração do gás não convencional nos EUA, a queda da demanda chinesa por “*commodities*” provocando uma queda generalizada dos preços de matérias-primas proporcionaram uma queda geral dos preços internacionais do carvão.

O documento “*Annual Energy Outlook 2015*” (DOE/EIA, 2015) aponta que nos EUA a competição entre carvão e gás natural na geração de eletricidade deverá se estender no longo prazo, especialmente em determinadas regiões produtoras de gás. Enquanto a participação do gás natural na geração total de eletricidade norte americana crescerá 1,5% a.a. entre 2012 e 2040, o carvão mineral reduzirá 0,6% a.a. no mesmo horizonte no caso de referência. A participação do gás natural passará de 18% (2012) para 25% (2040). Neste mesmo contexto, o carvão perde importância para o gás natural como a maior fonte de geração de eletricidade norte-americana a partir de 2030, onde sua participação na produção total de energia elétrica decresce, de 30% em 2012 para 22% em 2040.

No país, o preço do insumo nacional está atrelado ao tipo de jazida a ser lavrada. No caso de carvão a céu aberto com baixa cobertura, como a jazida de Candiota (RS), o preço atual é da ordem de R\$ 50,00 a tonelada de carvão bruto com poder calorífico entre 3.100 e 3.500 kcal/kg, enquanto para jazidas com mineração subterrânea, como as localizadas em Santa Catarina, o valor situa-se na faixa entre R\$ 60,00 e R\$ 80,00 a tonelada de carvão bruto. Para carvões com poder calorífico superior a 4.500 kcal/kg o preço atinge patamares superiores a R\$ 200,00 a tonelada para carvões beneficiados (ELETROBRAS, 2015). A Figura 20 apresenta os preços de carvão praticados no Brasil, conforme valores de referência para o reembolso da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE).

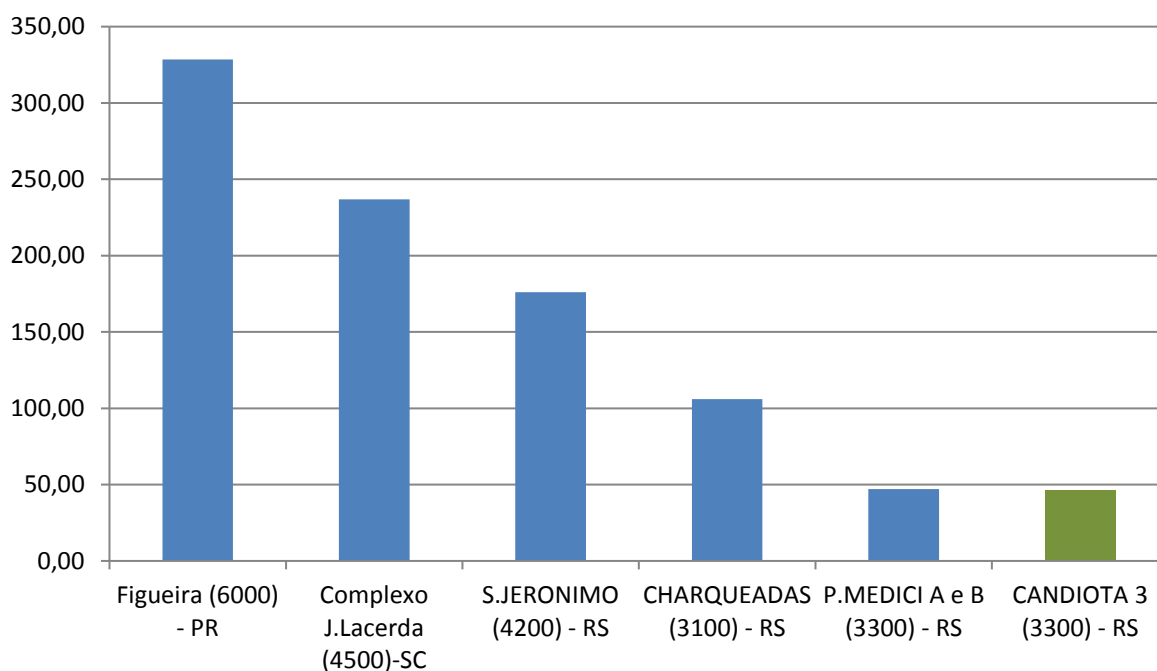


Figura 20 - Preços de carvão - Steam coal praticados no Brasil, por usina, em 2015 (R\$/t).

* Carvão beneficiado.

Fonte: Eletrobrás (2015).

O potencial do uso do carvão mineral nacional para geração elétrica é dado pela disponibilidade das reservas do energético. Para o cálculo do potencial de geração para o horizonte de 2050 foram mantidas as premissas já definidas no PNE 2030 em que a participação efetiva do carvão na matriz de oferta de energia do país dependia diretamente da análise de aspectos, tais como competitividade relativamente a outras fontes, estratégia nacional para diversificação da matriz, avaliação da dependência externa de energia etc. (BRASIL, 2007). Demais fatores como aspectos regulatórios e ambientais também limitam a participação do carvão no mix energético, ainda que se tenha em conta somente seu uso potencial. A definição do potencial de geração termelétrica conforme PNE 2030 a carvão mineral inicialmente obedeceu duas trajetórias no que tange os recursos lavráveis para a expansão: i) Sem expansão ou avanço do conhecimento de novas jazidas, mantendo-se assim o mesmo volume das reservas medidas ou seja 7,2 bilhões de toneladas (DNPM, 2016a; DNPM, 2017); ii) Avanço no conhecimento de recursos por meio de investimento na atividade de pesquisa e prospecção de novos jazimentos em 40% ao valor das reservas medidas (10,1 bilhões de toneladas).

Além da quantificação das reservas para geração de eletricidade, outros aspectos importantes considerados no cálculo do potencial de geração e trata-se das questões do beneficiamento e do rendimento na geração. O carvão na sua forma bruta, *run-of-mine* (ROM) é utilizado nesta

forma pelas usinas térmicas no Rio Grande do Sul, já o carvão beneficiado²⁴ é utilizado por exemplo nas usinas térmicas do Complexo Jorge Lacerda em Santa Catarina. Algumas usinas também utilizam a queima combinada (mistura de carvão ROM e carvão beneficiado) na proporção definida pela tecnologia empregada na planta.

No que se refere ao rendimento, a referência mundial aponta para performance média em torno de 32%. As usinas brasileiras operaram com rendimentos mais baixos devido ao consumo específico mais alto e qualidade inferior dos carvões. Contudo, as térmicas mais novas, incluindo as brasileiras, como Jorge Lacerda IV, apresentam rendimentos mais elevados (EPE, 2007). Para plantas que utilizam tecnologia à combustão pulverizada, os rendimentos alcançam rendimentos maiores (35%), podendo chegar a mais de 40% em plantas que operam com ciclo supercrítico (SC) ou ultra supercrítico (USC).

A Tabela 8 apresenta o potencial de geração elétrica com o carvão nacional para consumo unitário entre 800 e 1200 kg/MWh.

Tabela 8 - Potencial de Geração de Eletricidade com o carvão nacional.

Cenário Exploratório	Reservas	Consumo Médio (kg/MWh)		
		1.200	1.000	800
Conservador	7,2 x 10 ⁹ t	22.831 MW	27.397 MW	34.247 MW
Progresso	10,1 x 10 ⁹ t	32.027 MW	38.432 MW	48.040 MW

Nota: (1) Fator de capacidade médio operativo: 60%; (2) vida útil 175.000 horas (25 anos); (3) fator de recuperação médio das principais jazidas: 70% (4) rendimento médio: 32%

Fonte: Elaborada a partir de Brasil (2007).

Considerando usinas com potência unitária de 500 MW e funcionando por 25 anos, o potencial permite abastecer até 46 usinas. Em virtude de 38% do total das reservas (12,4 bilhões de toneladas) estarem em Candiota (RS) (ABCM, 2014), esta cidade tem pode garantir a instalação de 15 destas plantas termelétricas.

Do ponto de vista ambiental, uma das principais preocupações são as emissões atmosféricas de poluentes locais, principalmente material particulado, óxidos de enxofre (SO_x) e óxidos de nitrogênio (NO_x). Considerando a existência de projetos de novas usinas a carvão em processo

²⁴ O beneficiamento consiste na separação do material indesejável contido no carvão, assegurando assim a qualidade desejada ao carvão, ou seja, assegurando melhor rendimento do carvão de acordo com o seu uso final.

de licenciamento ambiental na região de Candiota, o Ministério Público Federal, por meio de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), solicitou que o MME realizasse uma avaliação, que resultou no documento intitulado Estudo de Capacidade de Suporte da Bacia Aérea da Região de Candiota/RS. O referido estudo foi coordenado pela EPE em 2014 e indicou que Candiota apresenta condições meteorológicas favoráveis à dispersão de poluentes e que os projetos planejados, por utilizarem tecnologias mais modernas, possuírem equipamentos de controle ambiental e estarem espacialmente bem distribuídos, não comprometeriam a qualidade do ar da região. Dessa forma, a conclusão do estudo foi de que inserção de novos empreendimentos é viável no que diz respeito à capacidade de suporte da bacia aérea.

5 BIOMASSA

5.1 Introdução

A energia derivada de biomassa hoje corresponde a 10% de toda energia consumida no mundo, cerca de 890 milhões de tep. Desse percentual cerca de dois terços é utilizada em países em desenvolvimento, principalmente no setor residencial (IEA, 2013). No Brasil a bioenergia equivale a cerca de 70 milhões de tep, ou cerca de 8% da bioenergia mundial.

Entretanto, o uso da bioenergia em larga escala vem crescendo rapidamente, movimentando os mercados locais e internacionais de biomassa. Por este motivo, entender quais são os recursos de biomassa no Brasil, não somente serve para manter a renovabilidade da matriz energética brasileira, mas também pode desenvolver um mercado internacional de bioenergia e bioprodutos.

É fundamental destacar a importância da bioenergia na manutenção da baixa intensidade de carbono da economia brasileira e no desenvolvimento rural. O Brasil é um grande produtor agrícola, de pecuária e florestal, o que o coloca entre os principais atores no cenário internacional da bioenergia.

O segmento sucroalcooleiro é um bom exemplo da importância da bioenergia no país. O desenvolvimento e a disseminação em larga escala do etanol e dos veículos de tecnologia *flex fuel* propiciaram a instalação de uma indústria capaz de atender às necessidades crescentes de projetos de novas unidades para a expansão da oferta deste biocombustível.

A lenha, o carvão vegetal e a lixo também ocupam papel de destaque na matriz energética nacional, além de outras biomassas como os resíduos agroindustriais e os óleos vegetais usados na produção de biodiesel. Em 2017, segundo o Balanço Energético Nacional, a bioenergia representou 29,6% da oferta interna de energia; sendo produtos da cana 17,0%, lenha e carvão vegetal 8,0% e a lixo 2,3%.

As Políticas Nacionais de Resíduos Sólidos e de Saneamento Básico determinam que o tratamento do resíduo deve ser adequado e, havendo viabilidade técnica, econômica e ambiental em seu aproveitamento, isto deve ser realizado. Como o principal componente dos resíduos é a fração orgânica, este aproveitamento caracteriza-se como bioenergia.

Assim, pode-se elencar cinco grandes grupos de fatores que se apresentam como vantagens relevantes para a produção e desenvolvimento da bioenergia no país: 1) a localização geográfica do país e as condições climáticas favoráveis; 2) o estágio de desenvolvimento do seu mercado (produção e consumo); 3) a capacidade de pesquisa e desenvolvimento de

melhorias e adequação da produção e aumento de produtividade da biomassa no país; 4) a existência de uma indústria de serviços para projetos de bioenergia estruturada; e 5) o estabelecimento de políticas nacionais que obrigam o tratamento e destinação adequada de resíduos.

5.2 Premissas e projeções de biomassa

Diferentemente da estimativa do potencial ou recurso das demais fontes energéticas, como o petróleo, o gás natural, o urânio e as energias solar e eólica, alguns subgrupos da bioenergia concorrem entre si por área e, portanto, seus potenciais devem prever esta competição, evitando sobreposições. Estes são os casos das florestas energéticas, da cana-de-açúcar, das culturas oleaginosas e das principais culturas agrícolas, cujos resíduos podem ser convertidos em energia. A exceção se dá apenas no caso dos resíduos urbanos, para o qual a produção independe de área disponível.

Sendo assim, para efeitos de estimativas destes recursos energéticos das biomassas concorrentes, dependentes de área, serão adotadas as premissas a seguir.

5.2.1 Área disponível para produção de biomassa

As premissas para delimitação e quantificação das áreas potenciais para expansão foram construídas a partir de restrições legais e diretrizes ambientais, que norteiam a ocupação e o uso do território nacional. A primeira restrição aplicada foi a exclusão das Unidades de Conservação, Terras Indígenas e Quilombolas, e também as áreas urbanas. Em seguida, foram excluídos os biomas Pantanal e a Amazônia, partindo-se do pressuposto de que são regiões cujo modelo de ocupação deve ser diferenciado, além dos fragmentos de vegetação nativa na Mata Atlântica protegidos pela Lei Federal nº 11.428/2006 (BRASIL, 2006).

Nas demais áreas, foram desconsideradas aquelas cuja aptidão agrícola do solo é classificada como inadequada e as que atualmente já são ocupadas por agricultura ou reflorestamento, por não serem esperadas mudanças no uso do solo nessas áreas. Por fim, das áreas remanescentes, ainda foram descontadas aquelas com restrições de uso na propriedade rural previstas no novo Código Florestal (Áreas de Preservação Permanente e Reserva Legal). O resultado do estudo aponta uma área potencial para expansão da fronteira agrícola de 144 Mha, da qual grande parte já apresenta uso antrópico, classificado como pecuária ou agropecuária, ou é coberta por vegetação nativa²⁵, conforme mostra a Figura 21.

²⁵ Embora ainda haja áreas cobertas por vegetação nativa livres de impedimentos legais, suficiente para atender à expansão da agropecuária, a tendência mostra que as restrições ambientais são crescentes e que possivelmente haverá resistência para conversão do uso do solo destas áreas.

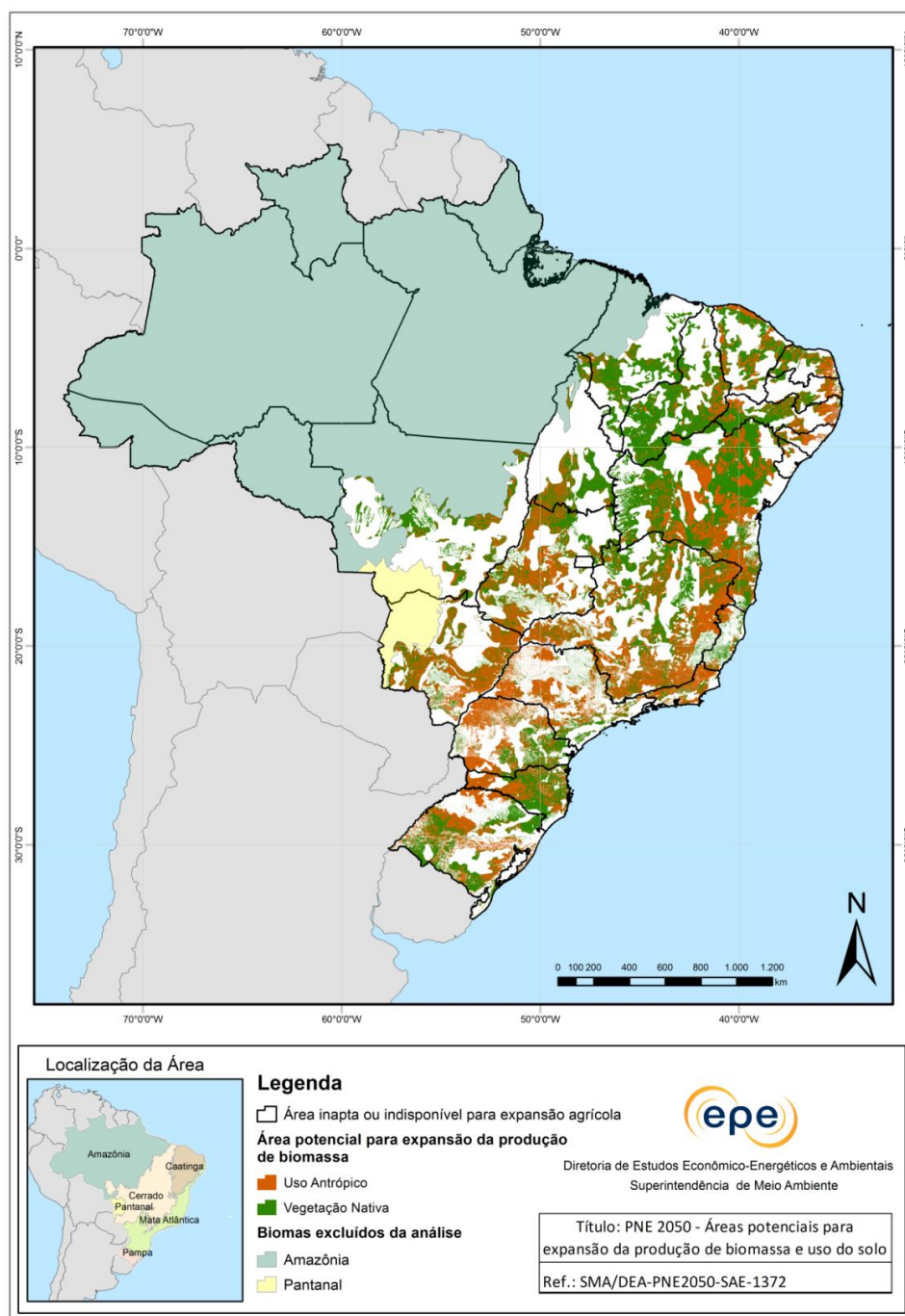


Figura 21 - Áreas aptas para a produção de biomassa.

Fonte: EPE.

Para a previsão de expansão da atividade caber na disponibilidade de terras ao longo do horizonte, será necessário ocorrer a intensificação da pecuária. Observa-se pela Tabela 9 que a projeção da taxa de lotação (cabeça por hectare) média nacional da pecuária no período passará de aproximadamente 1,0 em 2010 para 1,9 em 2050, o que ainda é considerado extensivo.

Tabela 9 - Taxa de lotação da pecuária (Cabeça de gado por hectare)

Ano	cbç/ha
2010	1,0
2020	1,2
2030	1,2
2040	1,5
2050	1,9

Fonte: Elaboração EPE.

Com isto, mesmo aumentando o rebanho bovino de corte para 270 milhões de cabeças, que reflete em um ganho de produção de carne, haverá disponibilização de área para a agricultura. Esta, por sua vez, também ganhará em produtividade, de modo geral, permitindo expandir a área plantada em menor proporção do que a expansão da produção física demandada (Figura 22). Especificamente no caso do milho, observa-se que foram projetados valores nulos de área plantada, ainda que sua produção tenha aumentado 207% no horizonte do estudo. Este fenômeno decorre da completa substituição do cultivo de milho de 1ª safra pelo cultivo de milho de 2ª safra²⁶, ou safrinha, projetada para o período.

²⁶ Entende-se por cultura de segunda safra, originalmente chamada de safrinha, um novo cultivo que sucede, normalmente, uma cultura de ciclo curto, aproveitando e otimizando recursos da primeira safra, tais como o final da chuva, fertilizantes, mão-de-obra e máquinas agrícolas. Atualmente, no Brasil, a produção de milho de segunda safra já é superior à do milho de primeira safra.

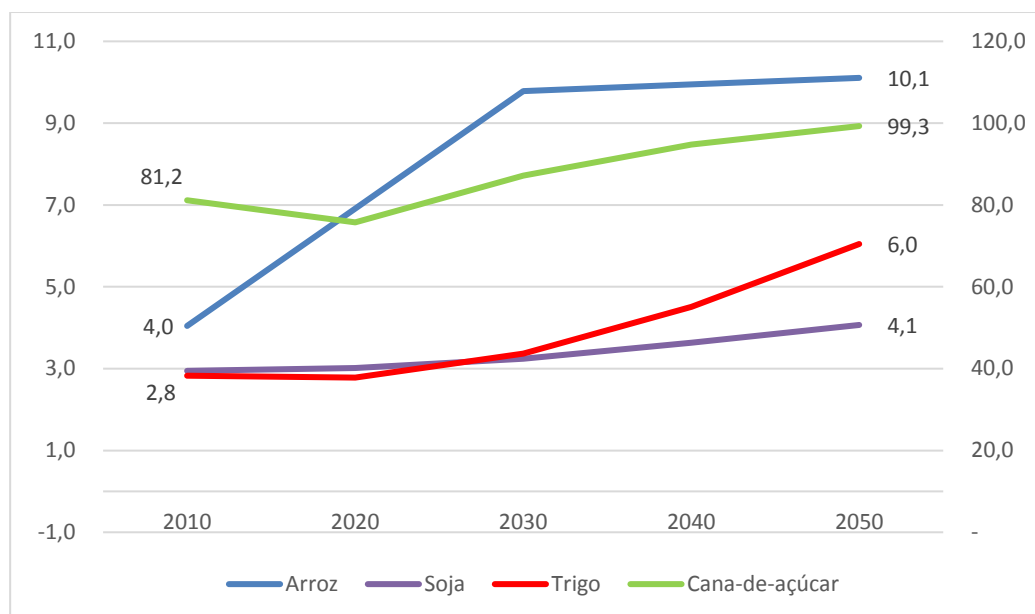


Figura 22- Evolução da produtividade agrícola por tipo de cultura (t/ha)

Fonte: Elaboração EPE.

Assim, o expressivo crescimento da produção previsto para o período deve ocorrer sem que sejam necessárias mudanças significativas no uso do solo de áreas de vegetação nativa.

A Tabela 10 e a Tabela 11 apresentam as projeções da produção agropecuária e da área plantada das principais culturas nacionais.

Tabela 10 - Área (hectare) utilizada para agricultura

Ano	Arroz	Cana-de-açúcar	Milho (1ª safra)	Soja	Trigo	Total Agricultura
2010	2.778.173	7.409.600	7.594.403	23.339.094	2.182.667	59.909.126
2020	1.857.000	9.088.000	4.769.970	36.433.000	2.877.000	71.749.196
2030	1.476.057	10.092.000	0	48.755.881	3.330.485	79.788.366
2040	1.712.777	10.349.000	0	68.063.197	3.730.623	102.175.463
2050	1.948.488	10.375.000	0	91.160.976	4.021.637	127.335.132

Fonte: Elaboração EPE.

Tabela 11 - Evolução da produção agropecuária

Ano	Arroz (kt)	Cana-de- açúcar(kt)	Milho (kt)	Soja (kt)	Trigo (kt)	Rebanho Bovino (mil cbçs)	Rebanho Bovino Leite (mil cbçs)	Rebanho Suínos (mil cbçs)	Rebanho Aves (mil cbçs)
2010	11.236	601.431	55.364	68.756	6.171	209.541	22.925	38.957	1.238.913
2020	12.843	688.476	89.371	109.720	8.001	237.157	25.107	44.382	1.514.820
2030	14.444	879.655	120.392	158.090	11.209	234.562	27.986	53.398	1.873.372
2040	17.034	980.452	174.845	247.184	16.828	254.832	34.132	71.034	2.550.614
2050	19.694	1.030.203	244.994	370.806	24.315	268.873	40.319	91.138	3.350.002

Fonte: Elaboração EPE.

Conforme observado nas Tabelas 10 e 11, especificamente no caso da cana-de-açúcar, as projeções de demanda de açúcar e de etanol, carburante e não carburante, para atendimento dos mercados interno e externo, remetem a um aumento de 40% na área plantada, enquanto a produtividade aumentará de 81 para 99 t/ha, neste mesmo período.

Nos demais casos, ressalta-se o Modelo Agropecuário da EPE, que partiu das projeções realizadas pelo MAPA (MAPA, 2015) até o ano de 2025. Posteriormente, o Modelo considerou a produção projetada com base nos dados históricos das culturas do IBGE (IBGE, 2016), taxas de evolução do VA agregado projetado no horizonte e limites técnicos de rendimento de cada cultura.

Como uma das etapas de validação do Modelo Agropecuário da EPE e para desenvolver uma análise de sensibilidade, tomou-se a soja por base, por esta ser esta uma das culturas nacionais com maior participação na produção mundial, cerca de 30% em 2015. Desta forma, projetando-se a produção mundial desta cultura a partir da manutenção da produção per capita em 2015, das regressões lineares e polinomiais de segunda ordem de dados históricos da produção per capita mundial e da participação da produção nacional de soja pode-se observar que a participação da produção de soja no Brasil obtida pelo Modelo Agropecuário da EPE deverá representar de 37 a 88% da mundial em 2050.

5.2.2 Custos das biomassas

A trajetória da oferta da bioenergia, a ser discutida nas próximas notas técnicas de Oferta de Eletricidade e Combustíveis, além da óbvia relação com o recurso disponível, é extremamente dependente de seus custos de produção.

Os custos da biomassa são compostos de diversos fatores: custo de oportunidade (da terra e das biomassas), custo de produção e custo logístico. Contudo, esses fatores variam de acordo com a origem, propriedade e a forma de alocação das biomassas - dentro dos diferentes setores e para diferentes agentes.

As biomassas residuais agrícolas (palhas principalmente) apresentam custos, pois há necessidade de novas operações; coleta, carga e descarga e pré-tratamento. Para estas, os valores considerados serão constantes ao longo do tempo (abordagem conservadora) e os mesmos utilizados em EPE (2014a) e Oliveira (2011), R\$125/t. Já as biomassas residuais agroindustriais serão consideradas de custo zero, pois as mesmas estão disponibilizadas na própria unidade e assume-se que os custos logísticos e de pré-tratamento são de menor importância para esse tipo de material. Por outro lado, as biomassas residuais da pecuária serão tratadas como detentoras de receitas adicionais, dado que já incorrem em custos de tratamento e disposição final. Assim, esse valor pago ao tratamento será direcionado, como receita, ao processo de aproveitamento da bioenergia. A faixa considerada é na ordem de R\$ 50/t (EPE, 2014b). No caso dos resíduos urbanos, ainda que haja pagamento por sua destinação final - majoritariamente realizado em aterros, muitos deles sanitários ou controlados -, podem existir contratos de concessão que garantam remuneração pelo investimento realizado, situação que tende a dificultar o repasse do valor e, por isto, será considerada nula. Por fim, as biomassas florestais, a cana-de-açúcar e algumas biomassas para biodiesel apresentam custos adicionais por serem culturas energéticas e necessitarem de novos investimentos. Enquanto os valores da biomassa florestal serão apresentados a seguir, os referentes aos demais serão discutidos na próxima Nota Técnica de Oferta de Combustíveis.

5.3 Biomassa Florestal com Aproveitamento Energético

A atividade florestal para produção de madeira é realizada segundo dois modos de produção, a silvicultura e o extrativismo. No primeiro, predominam os maciços de eucaliptos ou pinus, e os produtos obtidos são a lenha, o carvão vegetal, a madeira em tora para papel e celulose e a madeira em tora para outras finalidades. No extrativismo, há duas formas de manejo possíveis, o manejo florestal sustentável, que visa a manutenção do equilíbrio natural da área explorada, e o extrativismo sem este compromisso. A fonte de dados utilizada para esta nota técnica, a Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura (PEVS) do IBGE, não distingue as quantidades produzidas no extrativismo em função da forma de manejo. Os produtos madeireiros do extrativismo são a lenha, o carvão vegetal e a madeira em toras para outras finalidades.

A Figura 23, a seguir, permite depreender a participação das florestas plantadas no atendimento de cada um destes setores, que foi ampliada no decorrer do período, tornando-se majoritária em todos os produtos. Cabe ressaltar que a parcela complementar à floresta plantada origina-se do extrativismo vegetal.

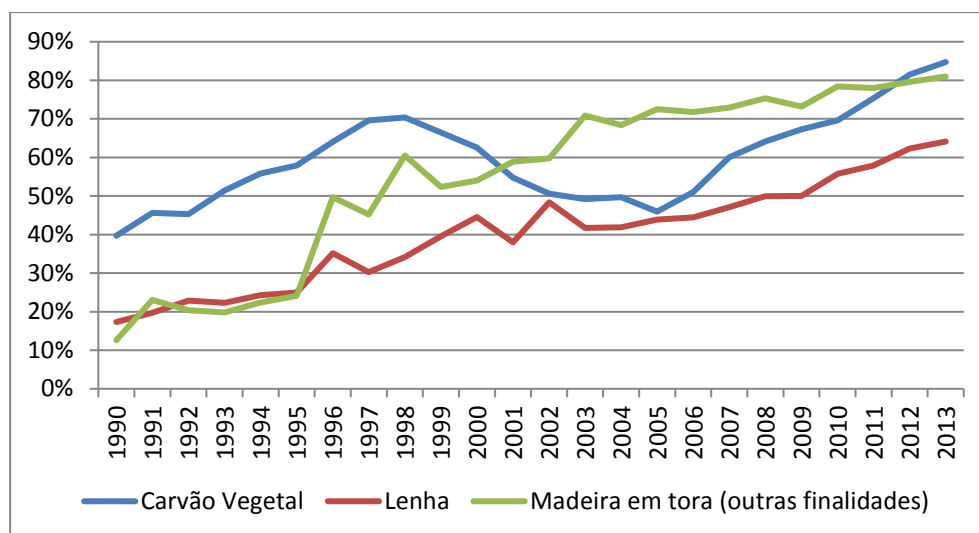


Figura 23 - Participação das florestas plantadas no fornecimento de alguns produtos florestais, de 1990 a 2013.

Fonte: Elaboração a partir de IBGE (2013).

Apesar das demandas absolutas poderem ser de diferentes ordens de grandeza, através da figura pode-se perceber que a contribuição das florestas plantadas vem crescendo e, nos anos recentes, se mostra superior à contribuição oriunda do extrativismo em todos os setores.

5.3.1 Potencial de Biomassa de Silvicultura

No Brasil, em 2012, a área de florestas de pinus e de eucalipto foi de 6,7 milhões de hectares (ABRAF, 2013) para os diversos usos dos recursos florestais produzidos. A projeção da área florestal para atender à demanda²⁷ de recursos florestais no Brasil, tratados nesta Nota Técnica, considera que esta demanda é integralmente atendida, ao longo de todo o período, por florestas plantadas.

Ainda em 2013, quase 20% do carvão vegetal e quase 40% da lenha foram de extrativismo. É importante ressaltar que o setor siderúrgico desenvolve programas com metas para eliminação do uso de carvão vegetal de origem no desmatamento. Madeira em tora para outras finalidades, que não é foco deste documento, mas apresenta um volume significativo

²⁷ Para detalhes sobre a demanda ver a Nota Técnica sobre Demanda de Energia 2050.

na produção florestal (cerca de 2/3 do volume de madeira para papel e celulose segundo dados do IBGE/Sidra), em 2013, também teve 20% da sua produção por extrativismo.

Na silvicultura, a produtividade florestal média brasileira é de cerca de 35 metros cúbicos de madeira por hectare por ano (NEVES, 2011). Entre as empresas associadas à ABRAF²⁸, a produtividade alcança cerca de 40 metros cúbicos por hectare por ano. Santos Júnior (2011), a partir de dados coletados do IPEF e da ABRAF, mostra que com irrigação adicional a produtividade pode chegar a 50 metros cúbicos por hectare por ano, e 52 metros cúbicos por hectare por ano com irrigação e fertilização adicionais. A introdução do eucalipto transgênico também pode aumentar substancialmente o fornecimento de recursos florestais, chegando à um aumento de 40% no rendimento (FAPESP, 2013).

A projeção da demanda de área florestal, apresentada nesta Nota Técnica, considera que no ano base a produtividade média é de 37,4²⁹ metros cúbicos por hectare por ano, com um crescimento de 1,5% ao ano, chegando em 2050 com 63,9 metros cúbicos por hectare por ano. O resultado é apresentado na Figura 24.

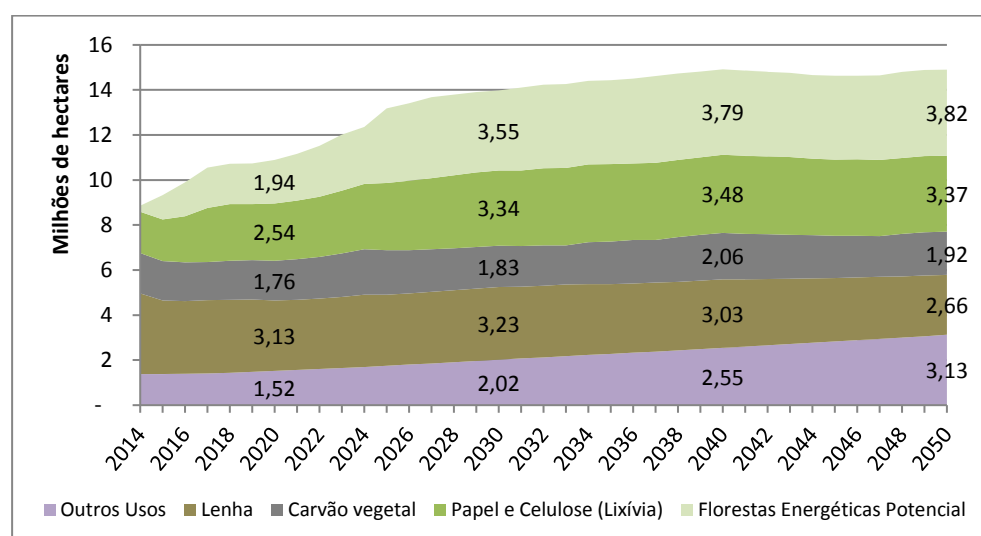


Figura 24 - Projeção das áreas de florestas plantadas para atender as demandas por produtos de base florestal, e área potencial para florestas energéticas.

Fonte: EPE.

Em 2050, cerca de 15 milhões de hectares deverão estar ocupados por florestas plantadas para atender a demanda pelos recursos energéticos de base florestal, considerados na Nota

²⁸ Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas.

²⁹ Considerando uma composição de 80% de eucalipto com 39 m³/ha/ano e 20% de pinus com 31 m³/ha/ano. Valores de produtividade levantados em IBÁ (2015).

Técnica Demanda de Energia 2050 (Lixívia, Carvão Vegetal e Lenha - Uso térmico), um potencial de lenha para geração elétrica, além de outros usos não energéticos de recursos florestais da silvicultura. Isto representa um crescimento de quase 70% em relação à 2014. A Figura 25 apresenta a produção de biomassa florestal para aproveitamento energético em milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep).

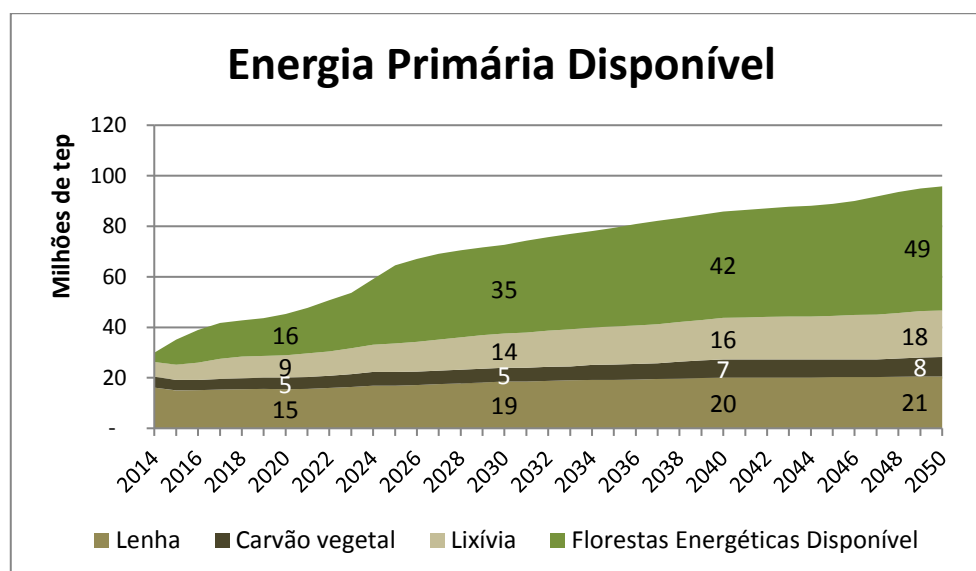


Figura 25 - Produção de biomassa florestal para as demandas de lenha, carvão vegetal e papel e celulose, e disponível para florestas energéticas, em milhões de tep.

Fonte: EPE.

Em 2014, cerca de 30 Mtep de biomassa florestal (Energia Primária) foram consumidos para gerar uma oferta de 26 Mtep nas formas de lenha, carvão vegetal e lixívia, o que representou cerca de 11% do consumo final de energia do país naquele ano, que foi de 266 Mtep. Em 2050, a disponibilidade de biomassa florestal deve alcançar 83 Mtep, um crescimento de 166%. O segmento industrial de Papel e Celulose e a geração elétrica à base de biomassa florestal desempenham um papel expressivo na expansão da oferta de energia de base florestal.

No tocante aos custos de produção da madeira, Workshop realizado em outubro de 2017 pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), que contou com a presença da associação “Indústria Brasileira da Árvore (IBÁ)” e consultorias do setor, apontou para o valor da madeira de R\$ 119/t, para TIR de 11%, podendo atingir R\$ 133/t, para TIR de 14%.

5.3.2 Potencial de Biomassa de Manejo Florestal Sustentável

O Manejo Florestal sustentável pode ser aplicado em áreas de Reserva Legal de propriedades particulares e em Áreas de Proteção Ambiental (APA), Florestas Nacionais (Flonas) e áreas não-destinadas de Florestas Públicas Federais sob concessão. As áreas em propriedades

particulares foram levantadas no Cadastro Ambiental Rural (CAR) e fornecidas pelo Serviço Florestal Brasileiro (SFB), juntamente com as áreas de Florestas Públicas Federais. Foram considerados apenas os estados da região norte, o Mato Grosso e o Maranhão.

Para cálculo da área de efetivo manejo foi descontado 20% da área para Área de Preservação Permanente (APP). Sobre as áreas de APAs e Flonas foi descontado, adicionalmente, 60% por questão de zoneamento. Foi considerado uma produtividade de 18 m³ de tora por hectare e um ciclo de 25 anos. Adicionalmente, foi considerado o aproveitamento do resíduo florestal lenhoso, produzido em igual quantidade à tora, portanto dobrando a produtividade de biomassa.

A madeira produzida pode ser utilizada na indústria madeireira; mas também pode ter destinação energética se houver viabilidade técnica e econômica do empreendimento. Esta viabilidade pode ser observada, especialmente, na região dos Sistemas Isolados, em projetos de substituição da geração elétrica a diesel.

Para efeito da estimativa do potencial energético deste recurso, será considerado que toda a biomassa é destinada para fins energéticos. Importante ressaltar, que no caso das áreas em propriedades particulares, uma parcela considerável ainda precisa ser recomposta. Este potencial, portanto, deve ser considerado como realizável no final do horizonte deste plano.

Tabela 12 - Área total do Cadastro Ambiental Rural (CAR), área de efetivo manejo e potencial de biomassa, em unidades da federação selecionadas.

UF	Área total no CAR (ha)	Área de Efetivo Manejo (ha)	Biomassa (ktep)
AC	5.347.413	4.277.930	1.528
AM	12.484.965	9.987.972	3.567
AP	2.001.420	1.601.136	572
MT	27.433.595	21.946.876	7.838
PA	21.044.325	16.835.460	6.012
RO	4.392.444	3.513.955	1.255
RR	2.357.416	1.885.933	674
Total	75.061.578	60.049.262	21.445

Fonte: Elaborado a partir de dados do SFB (2018).

Tabela 13 - Área total de Florestas Públicas Federais, área de efetivo manejo e potencial de biomassa, em unidades da federação selecionadas

UF	FPF Total (ha)	Área de Efetivo Manejo em FPF (ha)	Biomassa (ktep)
AC	535.956	317.207	113
AM	15.362.089	9.813.348	3.505
AP	1.754.122	1.255.980	449
MA	189.526	151.621	54
MT	1.352.722	1.082.178	386
PA	17.106.227	11.191.854	3.997
RO	3.828.460	2.889.969	1.032
RR	3.410.697	2.591.368	925
TO	18.987	15.189	5
Total	43.558.785	29.308.715	10.467

Fonte: Elaborado a partir de dados do SFB (2018).

5.4 Produção de Cana-de-açúcar

No Brasil, o caldo da cana-de-açúcar é utilizado para a produção de açúcar e de etanol de primeira geração, e o bagaço³⁰ é majoritariamente utilizado como combustível nas caldeiras para cogeração de energia para autoconsumo e para exportação de eletricidade para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A utilização do bagaço e da palha e ponta para a produção de etanol de segunda geração, e da palha e ponta também para combustível nas caldeiras está surgindo como oportunidade para o setor. A vinhaça, um efluente residual gerado na fermentação do caldo para produção de etanol, pode ser biodigerido anaerobicamente para produção de biogás, juntamente com outras biomassas residuais disponíveis nas destilarias. A Figura 26 apresenta os dados de bagaço, de caldo para açúcar e para etanol e de palha e ponta projetados até 2050, calculados para atender a demanda de açúcar e álcool apresentada na nota técnica Demanda de Energia 2050.

³⁰ Cerca de 5% da Palha e Ponta é transportada junto com os colmos para a usina após a colheita.

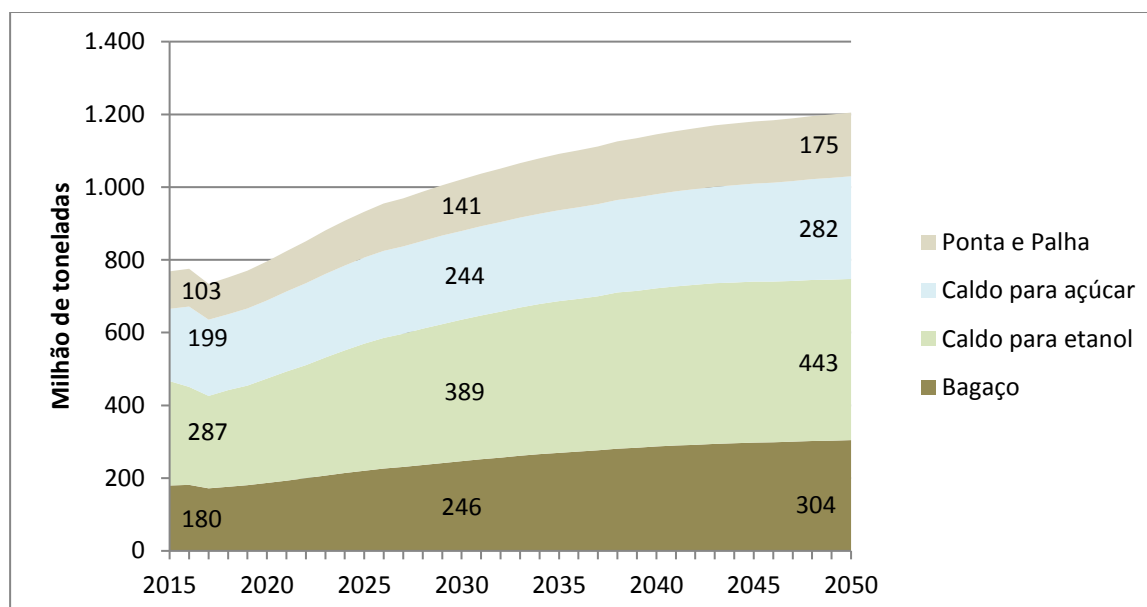


Figura 26 - Projeção da produção bagaço, caldos para etanol e açúcar e palha e ponta.

Fonte: EPE.

A produção de cana-de-açúcar deve crescer 55% no período, chegando a pouco mais de 1 bilhão de toneladas. Até 2024, o fator de geração de bagaço e ponta e palha é de 0,27 t bagaço/t cana e 0,155 kg de palha e ponta por tonelada de cana, respectivamente. Após, a entrada de variedades de cana-energia leva à um aumento destes fatores. A Figura 27 apresenta a projeção de área plantada com cana e a produtividade até 2050.

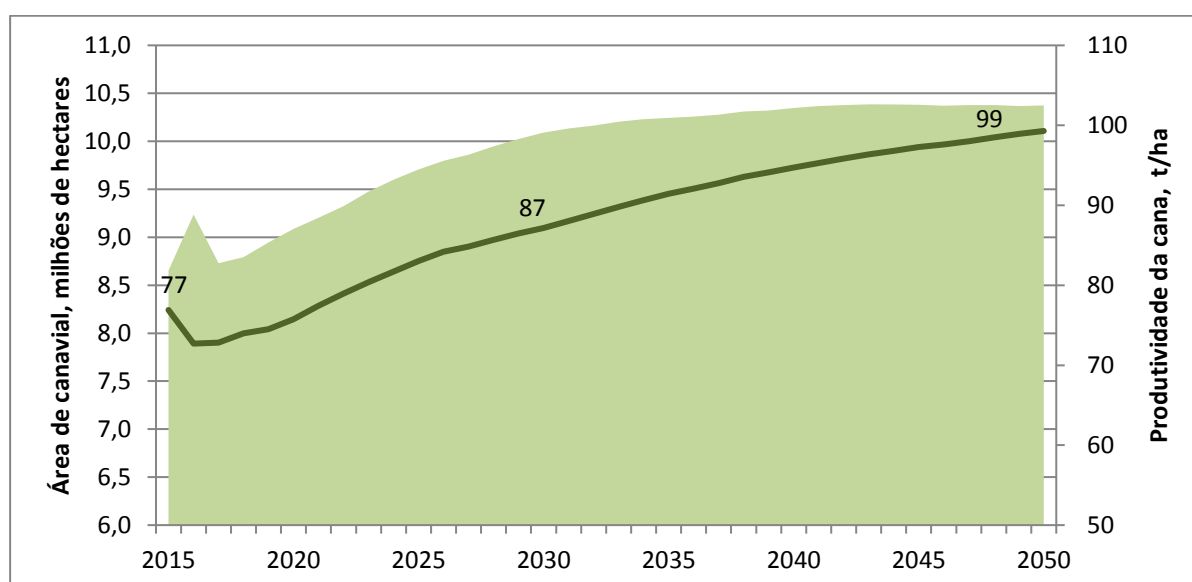


Figura 27 - Projeção da área plantada e produtividade da cana-de-açúcar.

Fonte: EPE.

Até 2050, a área plantada com cana poderá aumentar somente 20% em relação a 2015, graças ao aumento de 29% da produtividade agrícola, chegando a 99 toneladas por hectare. A introdução de variedades de cana desenvolvidas para maior produção de bagaço, cana-energia, visando à produção de etanol de segunda geração pode levar a uma menor demanda de área plantada com cana. Detalhes da projeção de cana-de-açúcar estão disponíveis na Nota Técnica de Oferta de Combustíveis 2050. A Figura 28 apresenta a projeção da produção de produtos da cana em base energética.

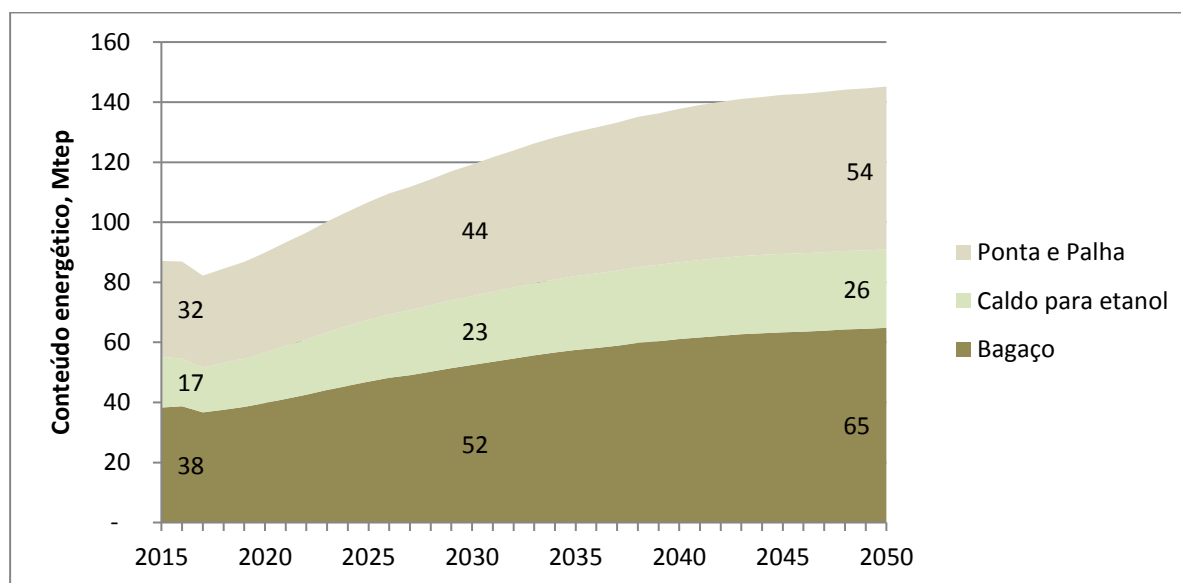


Figura 28 - Projeção da produção de bagaço, caldo para etanol e ponta e palha, em milhões de tep.

Fonte: EPE.

Em 2015, a produção energética³¹ baseada na cana foi de 87 milhões de tep. Em 2050, esse valor será de 145 milhões de tep, um crescimento de 67%.

5.5 Produção de milho

O etanol de milho utiliza como insumo o amido presente no grão, o que requer o cozimento e a hidrólise enzimática para a sacarificação. Deste ponto em diante, o processo para a produção de etanol é similar ao de cana convencional, mas com todo o conteúdo da dorna passando pelas etapas de destilação, retificação e desidratação (ESALQ, 2015). Como subproduto obtém-se a vinhaça, com alta concentração de proteína (resíduos do milho e células mortas de levedura), que após passar por uma centrífuga gera farelo, óleo e água. O

³¹ O conteúdo energético do caldo para açúcar foi desconsiderado deste total.

farelo (DDG/DDGS³²) é destinado à alimentação animal e contém, em média, 30/35% de proteína. O óleo de milho (em estado bruto/degomado) é comercializado e a água pode ser utilizada como adubo orgânico, como fonte de fósforo (MILANEZ et al., 2014).

Convencionalmente, as unidades produtoras podem ser classificadas como: *Full* de milho, que processa apenas milho ou *Flex*, que pode processar as duas matérias-primas. Neste último caso, pode processar cana e milho simultaneamente, configuração chamada “paralela”, ou somente o milho e apenas na entressafra, configuração “única”. Ambas utilizam o bagaço como fonte de energia para o processo, reduzindo a necessidade de aquisição de fonte externa.

Ressalta-se que o milho pode ser estocado, tornando possível a produção de etanol durante todo o ano. A produtividade média do etanol de milho é de quatro mil litros por hectare e 400 litros por tonelada de milho. Em relação aos coprodutos, o rendimento da produção é de 280 kg DDGS e 18 kg de óleo bruto por tonelada do cereal.

Estima-se que em 2050 serão produzidos aproximadamente 4 bilhões de litros de etanol de milho, para o que serão necessárias cerca de 10 milhões de toneladas deste cereal, conforme descreve a Nota Técnica de Oferta de Combustíveis 2050. Com isso, projeta-se que neste mesmo ano a produção do DDGS seja de 2,8 milhões toneladas e que sejam produzidas 180 mil toneladas de óleo de milho.

5.6 Biomassa para biodiesel

O biodiesel pode ser produzido a partir de óleos vegetais, virgens ou usados, gorduras animais, ácidos graxos residuais de processos industriais (como das indústrias alimentícias que beneficiam os óleos vegetais para fins alimentícios) e de resíduos urbanos.

Atualmente, a cultura que abastece a maior parte do consumo nacional de biodiesel é a soja - cuja lógica de produção está fundamentada na fração proteica, o farelo -, cultura anual que produz cerca de 620³³ litros de óleo por hectare. Seu potencial, apesar da disponibilidade de áreas, está atrelado à projeção de produção da soja, de acordo com o cenário

³² DDG: *Dried Distillers Grains* (Grãos Secos de Destilaria) - Produto resultante da secagem da porção sólida, após a fermentação e destilação, sem adição dos “solúveis” (fração líquida composta por óleo, proteína e amido hidrolisado em açúcares). DDGs: *Dried Distillers Grains with Solubles* (Grãos Secos de Destilaria com Solúveis) - adicionam-se os solúveis após a centrifugação para a extração do óleo.

O DDG apresenta curto prazo de validade (3 a 5 dias) e seu transporte é difícil. A secagem para transformá-lo em DDGS é uma alternativa, porém requer elevado consumo de energia, podendo chegar ao dobro do que é usado para produzi-lo (IMEA, 2017)

³³ Considerando uma produtividade de 3.000 kg por hectare, um teor de óleo de 19% (ABIOVE, 2009) e uma densidade de óleo de 0,92g por litro (CETESB, 2015).

macroeconômico adotado, no qual o setor agropecuário continuará a ter papel importante no longo prazo.

Outra cultura que deverá exercer papel principal no setor do biocombustível é a Palma (dendê), cujo principal produto é o óleo, produzindo cerca de 3.000 litros/ha.ano em cultivos comerciais existentes (RAMALHO FILHO, 2010). Esta espécie tem um ciclo produtivo de 25 anos, mas requer 4 anos para a primeira colheita e 7 anos para atingir a maturidade produtiva.

Estima-se dois cenários para a expansão do potencial de produção de óleo da cultura. No primeiro cenário, considerou-se que a expansão no horizonte estudado se dará em 750 mil hectares de área apta disponível na Bahia (SEAGRI-BA, 2012), estado com tradição no seu cultivo, o que remete a 2,25 bilhões de litro anuais. Já no segundo cenário considerou-se a área de 7,3 milhões de hectares para a expansão do potencial do cultivo da palma, área apta a cultura, na classe Preferencial, em nível de Manejo C, em terras desmatadas da região da Amazônia Legal³⁴, que corresponde apenas a 1,44% da área total, a 10,36% da área desmatada (RAMALHO FILHO, 2010) e representa 86 bilhões de litros anuais. Em ambos, foi considerado incremento linear até que toda a área fosse ocupada, de modo que a produção atingisse o limite no final do horizonte estudado. Há que acrescentar que existe a possibilidade de se obter óleo da cultura de dendê irrigado próxima aos centros de maior consumo de biodiesel, a qual depende de regulação governamental específica.

Em relação à pecuária, a expectativa é de se abater 94 milhões de cabeças em 2050, nas quais devem ser encontrados 23 kg de gordura por cabeça (ANUALPEC, 2011), totalizando 2,2 milhões de toneladas de gordura. Como seu custo é similar ao do óleo de soja (BRASIL, 2014) espera-se seu consumo seja viabilizado no horizonte - ainda que, atualmente, isto não esteja acontecendo para todo o sebo disponível. Historicamente o sebo contribui com 15% da oferta de biodiesel, quando poderia atingir cerca de 35%.

A produção de biodiesel desde sua introdução na matriz energética até 2017 é mostrado na Figura 29.

³⁴ Ainda que o bioma amazônico tenha sido desconsiderado na premissa de identificação de áreas disponíveis para agropecuária, de 144 Mha.

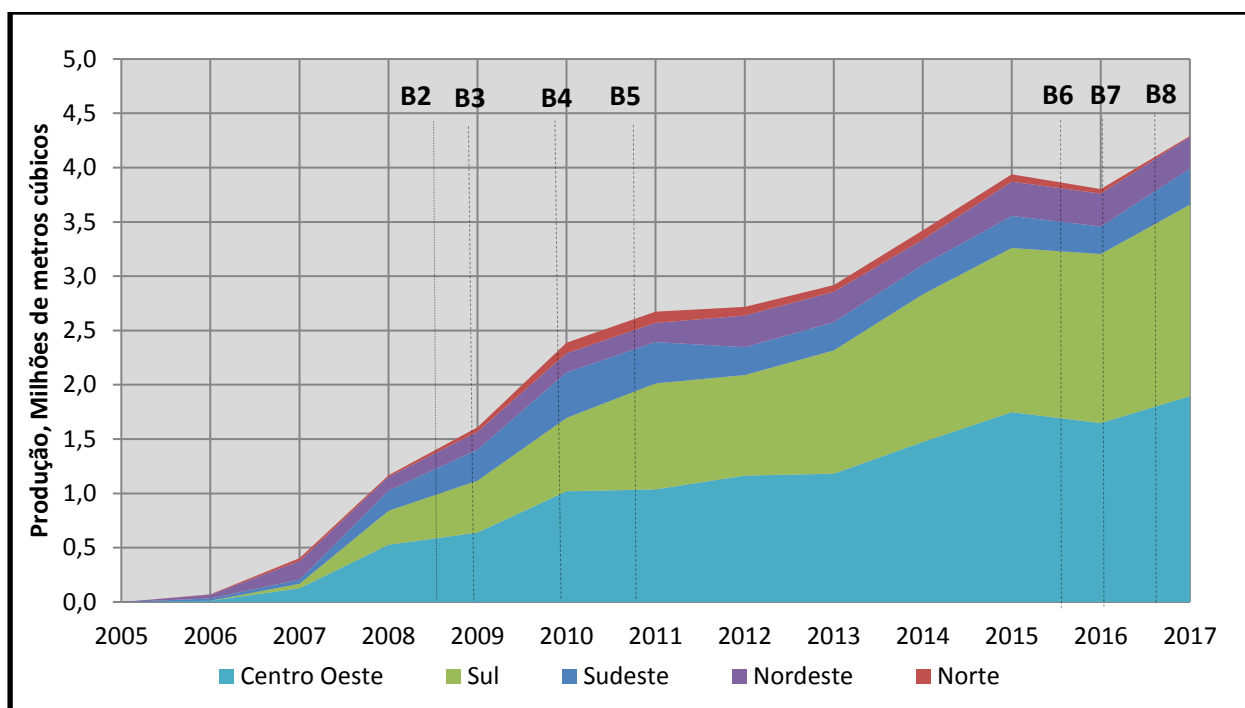


Figura 29 - Evolução da produção de biodiesel no Brasil.

Fonte: EPE (2015).

A Figura 30 mostra a projeção de disponibilidade de recursos para produção de biodiesel no horizonte em voga, com valores explícitos para os anos 2015, 2020, 2030, 2040 e 2050.

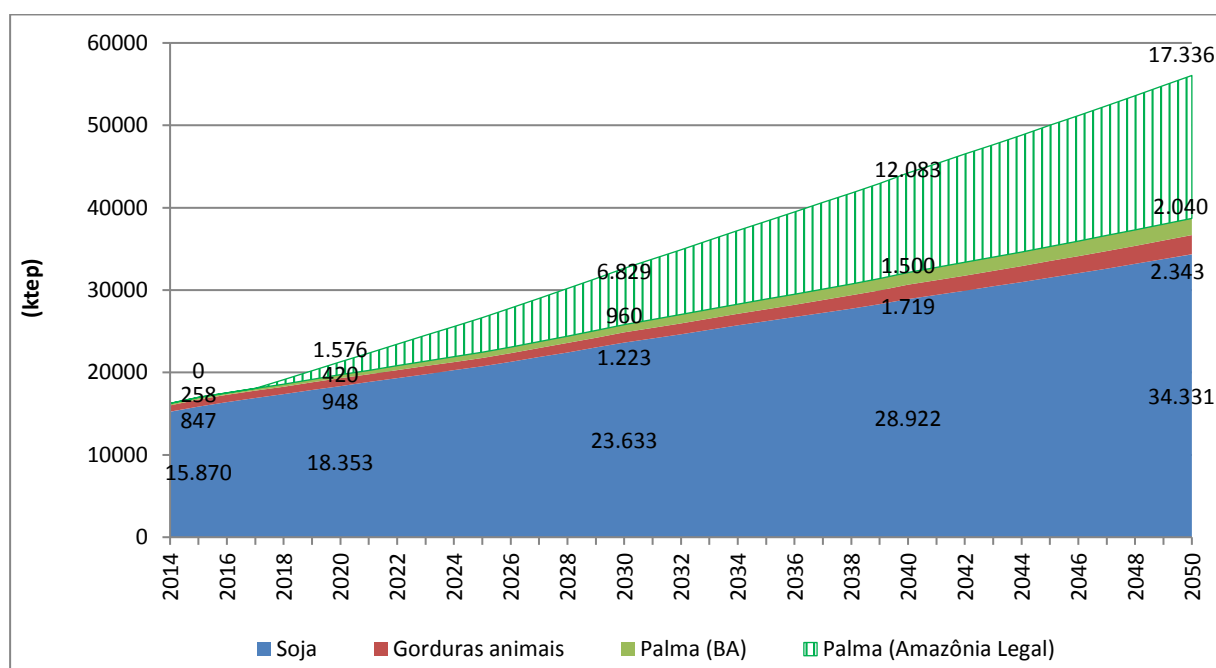


Figura 30 - Projeção da produção de óleos vegetais e gorduras animais, insumos para biodiesel.

Fonte: EPE.

Em 2017, a produção registrada de biodiesel foi de 3,4 milhões de tep, o que corresponde à 13% do potencial teórico para aquele ano. Neste ano, o potencial teórico foi de 16 milhões de tep, o que representa cerca de 6% do consumo final de energia do país naquele ano. Em 2050, o potencial teórico da produção de biodiesel pode atingir 50 milhões de tep na área disponível considerada, ou 68 milhões de tep, se considerado que parte da área amazônica possa fornecer insumo a partir da palma.

Entretanto, é importante ressaltar que os principais insumos utilizados para a produção de biodiesel (óleos vegetais) têm a indústria alimentícia como mercado principal devido à melhor remuneração. É importante, desenvolver a oferta destes insumos a partir de fonte que não concorram com o uso alimentar, seja na ocupação do solo, seja no uso do recurso.

5.7 Biomassa de resíduos rurais e urbanos

Serão consideradas como biomassas residuais as palhas resultantes da produção de soja, milho, arroz e trigo, assim como o esterco da pecuária com gado confinado dos tipos suínos, aves e bovinos para leite.

As curvas de disponibilidade desta biomassa foram obtidas a partir das projeções das produções agrícolas e da pecuária constantes na Nota Técnica Cenário econômico 2050, integrante dos estudos do Plano Nacional de Energia 2050³⁵.

5.7.1.1 Biomassas Residuais Agrícolas

Para as projeções de disponibilidade de biomassa foram utilizados os mesmos indicadores de produção de resíduos e disponibilidade utilizados na Nota Técnica de Inventário Energético de Resíduos Rurais (EPE, 2014a), apresentados na Tabela 14.

³⁵ As projeções de produção agropecuárias até 2050 resultantes dos estudos da EPE apresentaram resultados semelhantes aos valores médios obtidos nos estudos que subsidiaram a publicação do documento Projeções do Agronegócio Brasil 2016/17 a 2026/27, elaborado pela Secretaria de Política Agrícola, da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, para o mesmo horizonte. Quando comparados aos limites inferior e superior resultados do estudo do MAPA, os valores obtidos nas projeções da EPE não superam estes limites para nenhuma cultura avaliada.

Tabela 14 - Fatores de produção, disponibilidade e PCI³⁶ de resíduos agrícolas

Indicador	Palha de Soja	Palha de Milho	Palha de Arroz	Casca de Arroz	Palha de Trigo
Índice de Produtividade [tbs ³⁷ /t]	1,68	1,98	1,5	0,22	2,24
Fator de Disponibilidade para Coleta (%)	30	40	40	50	40
PCI [GJ/t]	14,6	17,7	16,0	16,0	12,4

Fonte: EPE.

As projeções de disponibilidade de biomassa residual agrícola em base seca e conteúdo energético são ilustradas na Figura 31.

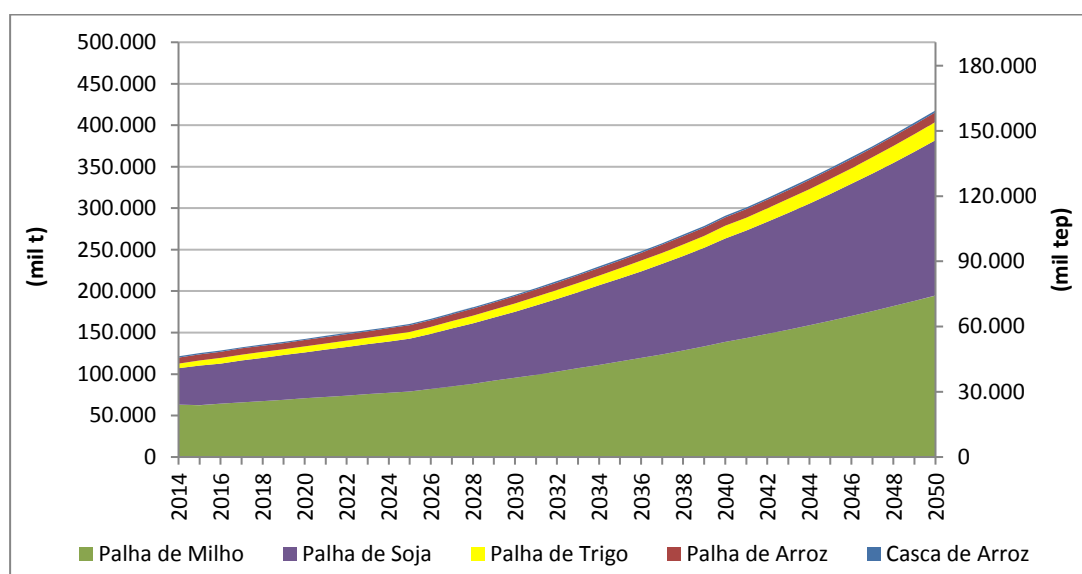


Figura 31 -Projeção da disponibilidade de biomassa residual agrícola e seu conteúdo energético.

Fonte: EPE.

Em 2014, a produção de biomassa residual agrícola foi superior a 47 milhões de tep³⁸, representando cerca de 18% do consumo final de energia do país naquele ano. Em 2050, a produção de biomassa residual agrícola deve superar 159 milhões de tep, um crescimento de 240%.

³⁶ Poder Calorífico Inferior.

³⁷ Tonelada em base seca de resíduo agrícola por tonelada de produto colhido.

³⁸ Em virtude de terem sido modeladas apenas as principais culturas.

5.7.1.2 Biomassas residuais da pecuária

As projeções de produção de biomassa residual da pecuária confinada (esterco) consideraram as projeções da pecuária por tipo de gado e os parâmetros apresentados na Tabela 15. A Figura 23 apresenta os resultados das projeções.

Tabela 15 - Parâmetros de produção de resíduos na pecuária.

Tipo de gado	Valor	Unidade
Vaca leiteira	15	Kg de esterco/dia.animal
Suínos	2,5	kg de esterco/dia.animal
Aves	0,1	kg de esterco/dia.animal

Fonte: EPE.

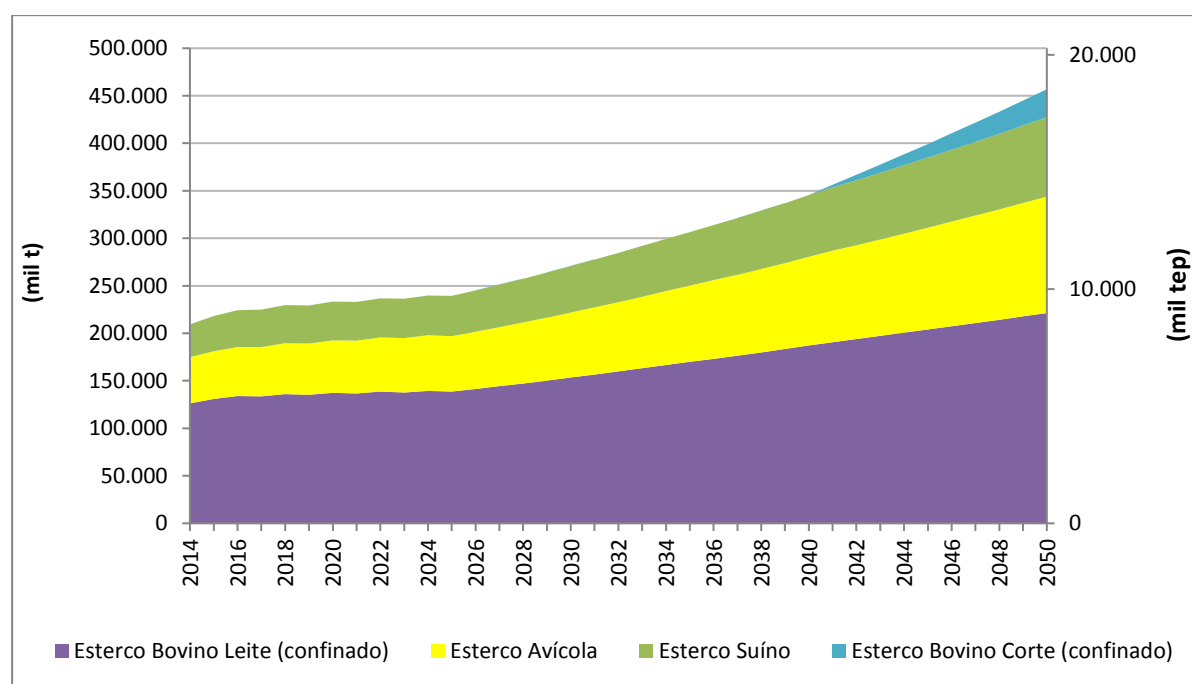


Figura 32 - Projeção da disponibilidade da biomassa residual da pecuária.

Fonte: EPE.

Em 2014, a produção de biomassa residual da pecuária foi superior a 8 milhões de tep, representando cerca de 3% do consumo final de energia do país naquele ano. Em 2050, a produção de biomassa residual da pecuária deve superar 19 milhões de tep, um crescimento de 132%.

5.7.2 Biomassa de resíduos sólidos e efluentes urbanos

5.7.2.1 Resíduos sólidos urbanos

A produção dos resíduos sólidos urbanos é fortemente correlacionada com o tamanho da população e com a renda per capita. Adicionalmente, a composição desse resíduo é bastante variável e depende de diversos fatores, dentre eles: nível socioeconômico, fatores culturais, geográficos etc. Indicadores das condições específicas sobre a disponibilidade de resíduos urbanos são apresentadas na Nota Técnica de Inventário Energético de Resíduos Sólidos Urbanos (EPE, 2014c). As projeções da produção de resíduos sólidos urbanos e sua composição foram calculadas correlacionando as expectativas de PIB e população, até 2050, com a produção per capita de resíduos e sua composição. Estes fatores foram determinados por uma evolução constante entre a situação atual brasileira, no ano base, e a situação atual europeia, no final do horizonte. Os resultados são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Projeção da produção total e per capita e composição dos resíduos sólidos urbanos.

Ano	Produção de RSU (1.000 t)	Produção diária per capita (kg/hab.dia)	%					
			Orgânico	Papeis	Plásticos	Vidros	Metais	Outros
2013	73.300	0,99	56	20	13	3,3	2,2	5,0
2014	74.579	1,00	56	20	13	3,4	2,2	5,0
2015	75.855	1,01	55	20	14	3,4	2,3	5,0
2020	82.188	1,06	52	22	15	3,7	2,4	5,0
2025	88.380	1,11	49	24	16	3,9	2,6	5,0
2030	94.347	1,16	46	25	17	4,2	2,8	5,0
2035	100.019	1,21	42	27	18	4,5	3,0	5,0
2040	105.264	1,26	39	29	19	4,8	3,2	5,0
2045	109.933	1,32	34	31	21	5,2	3,5	5,0
2050	113.940	1,38	30	33	22	5,6	3,7	5,0

Fonte: EPE.

Vantagem energética da reciclagem de materiais no RSU

Grande parte do potencial energético dos resíduos sólidos urbanos está contido nos materiais recicláveis, que não necessariamente são biomassas. Este potencial pode ser aproveitado com o retorno destes materiais à cadeia produtiva.

A contabilização da energia conservada depende exclusivamente da cadeia produtiva, do ponto dessa cadeia produtiva onde o material é reaproveitado, e de quanto desse material pode ser reaproveitado. A energia conservada é contabilizada através da mesma metodologia utilizada na Nota Técnica de Inventário Energético de Resíduos Sólidos Urbanos (EPE, 2014c), adaptada para a projeção dos fatores de energia conservada por tipo de material. A ANEEL já considera a conservação decorrente da reciclagem como medida de Eficiência Energética e autoriza a alocação de recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) para apoiar projetos das concessionárias.

A metodologia define um indicador de energia primária conservada ou energia elétrica conservada por kg de material reciclado. Como os indicadores são obtidos de diversas fontes, serão consideradas as médias apresentadas na Nota Técnica referida.

Considerou-se que haverá um ganho de eficiência na cadeia produtiva e, com isso, a redução no valor dos indicadores de energia conservada. Contudo, como a participação de recicláveis aumenta no horizonte, o indicador agregado por tonelada de resíduos sólidos também aumenta. O resultado é apresentado na Tabela 17.

Tabela 17 - Evolução dos indicadores de energia conservada dos materiais recicláveis

Ano	Energia Primária GJ/t de RSU	Energia Elétrica kWh/kg de RSU
2013	13,14	0,26
2014	13,26	0,26
2015	13,39	0,26
2020	14,07	0,28
2025	14,77	0,29
2030	15,51	0,31
2035	16,29	0,32
2040	17,11	0,34
2045	17,97	0,35
2050	18,87	0,37

Fonte: EPE.

Em 2014, a produção de biomassa residual urbana foi de 1,8 milhão de tep, representando cerca de 0,7% do consumo final de energia do país naquele ano. Em 2050, a produção de biomassa residual urbana deve atingir 2,3 milhões de tep, um crescimento de 28%.

5.7.2.2 Efluentes sanitários urbanos

Na projeção da disponibilidade de biomassa dos efluentes urbanos devem ser analisadas três variáveis, juntamente com a população. A primeira é a taxa de atendimento da rede de coleta de esgoto. Apesar das metas estabelecidas no Plano Nacional de Saneamento Básico (PLANSAB), segundo a PNAD/IBGE a taxa de atendimento em 2012 foi de 57,1%. Para a projeção foi mantida a meta do PLANSAB de 88,0% de atendimento em 2030 e fixada a taxa de crescimento até sua universalização em 2040. As outras duas variáveis são a produção de resíduos líquidos por pessoa por dia e a fração orgânica desses resíduos. Estes valores serão considerados iguais aos valores atuais: 200 litros por pessoa por dia e 0,02% de fração orgânica, conforme Jordão e Pessoa (1995). Com isso, as taxas de atendimento de esgoto sanitário, de volume de esgoto coletado e respectiva fração orgânica são apresentadas na Tabela 18.

Tabela 18 - Projeção da taxa de atendimento da coleta do esgoto domiciliar

Ano	Taxa de atendimento de esgoto domiciliar (%)	Volume de Esgoto Coletado (mil m ³)	Fração Orgânica (mil m ³)
2013	67%	8.429.995	1.686
2014	68%	8.660.992	1.732
2015	69%	8.894.137	1.779
2020	75%	10.090.820	2.018
2025	81%	11.332.290	2.266
2030	88%	12.607.818	2.522
2035	95%	13.907.504	2.782
2040	100%	14.747.647	2.950
2045	100%	14.769.384	2.954
2050	100%	14.667.151	2.933

Fonte: EPE a partir de dados da PNAD/IBGE.

Em 2014, a produção de biomassa residual do esgotamento sanitário foi de 0,5 milhão de tep, representando 0,2% do consumo final de energia do país naquele ano. Em 2050, a produção de biomassa residual do esgotamento sanitário deve atingir 0,8 milhão de tep, um crescimento de 69%.

5.8 Consolidação e Análise dos resultados

5.8.1 Demanda de área capaz de atender ao PNE, com base na disponibilidade apresentada no mapa de aptidão

O recurso área é disputado pela agricultura e pecuária, usos da terra mais expressivos no Brasil. A Figura 33 apresenta a disponibilização potencial de área pela pecuária devido a sua intensificação e a expansão projetada³⁹ para agricultura e florestas energéticas.

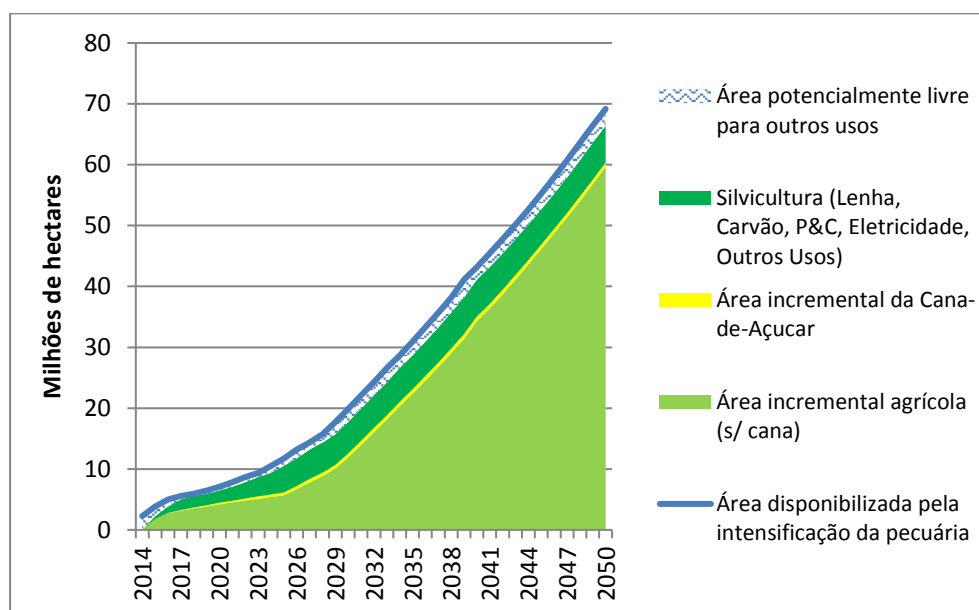


Figura 33 - Área disponibilizada pela intensificação da pecuária, áreas incrementais da agricultura e para florestas energéticas.

Fonte: EPE.

Conforme observado na Figura 24, até 2050, projeta-se que a maior parte da área potencialmente disponibilizada pela intensificação da pecuária, cerca de 69 milhões de hectares, deverá ser convertida em área para agricultura, pouco mais de 60 milhões de hectares. Estima-se ainda que a silvicultura ocupe cerca de 6 milhões de hectares e que os 3 milhões de hectares restantes componham uma área de transição, potencialmente livre para outros usos.

Segundo as premissas estabelecidas, a intensificação da pecuária deve ser uma consequência da expansão agrícola e florestal, que toma por base as premissas apresentadas na NT Cenário econômico 2050, integrante dos estudos do Plano Nacional de Energia 2050. Esta

³⁹ Para detalhes da projeção da área agrícola e da intensificação da pecuária ver a Nota Técnica “Cenário Econômico 2050”.

intensificação dependerá de melhoramento genético dos materiais e de melhorias nos sistemas produtivos, tais como adoções de boas práticas de manejo de pastagem, agricultura de precisão e irrigação.

5.8.2 Projeções da bioenergia potencial

Algumas biomassas podem ser usadas diretamente como vetor energético, por exemplo, os resíduos agrícolas, o bagaço, a lenha etc., outras biomassas necessitam de processamento preliminar, como os resíduos da pecuária e os resíduos urbanos (sólido e esgoto). Nestes casos, a estimativa do potencial energético será feita com base no potencial de produção de biogás a partir destas biomassas. A Figura 34 mostra os resultados consolidados.

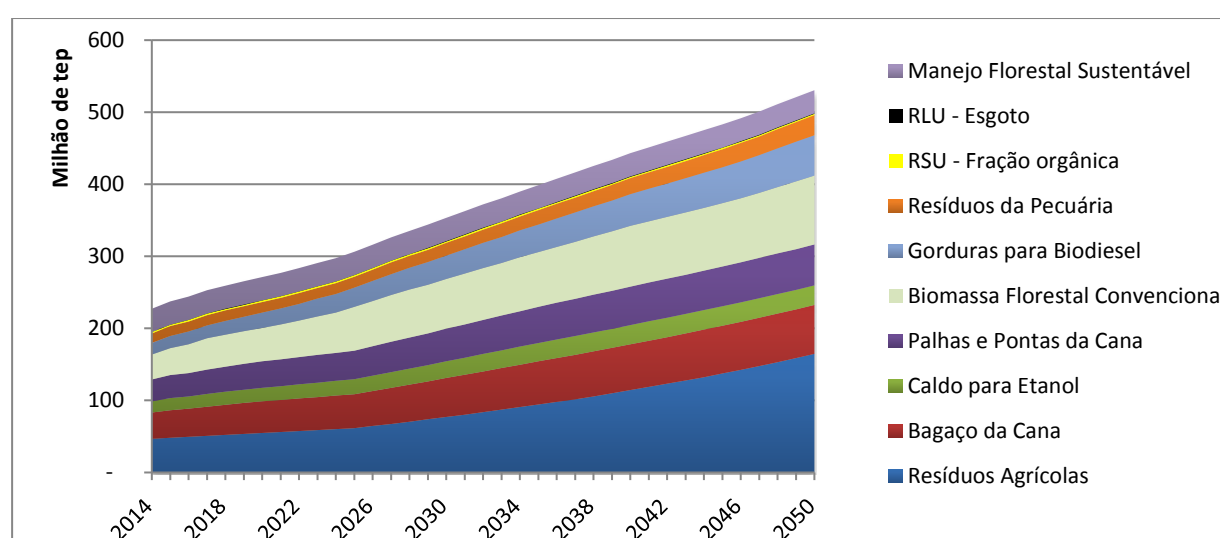


Figura 34 - Evolução do potencial de bioenergia no longo prazo

Fonte: EPE

Em 2050, o potencial da biomassa será de 530 milhões de tep. No ano, a biomassa residual agrícola poderá contribuir com cerca de 165 milhões de tep, representando a principal fonte com potencial para oferta de bioenergia. Os produtos da cana somados - bagaço, caldo dedicado para etanol e palhas e pontas de cana - ocupam a segunda colocação e deverão responder por 152 milhões de tep. Além dos 17 milhões de tep do biodiesel produzido a partir do óleo de dendê no bioma amazônico, não representados na figura, as gorduras para biodiesel apresentam um potencial energético de 56 milhões de tep. Já a biomassa Florestal e os resíduos da pecuária, estes últimos aproveitados na forma de biogás, poderão contribuir com mais 95 milhões de tep e 28 milhões de tep, respectivamente. O manejo florestal sustentável apresenta um potencial de 32 Mtep. A Tabela 19 apresenta os potenciais da biomassa projetados nos anos 2015 e 2050.

Tabela 19 - Produção de biomassa que pode ser utilizada para fins energéticos em 2015 e 2050, em milhões tep.

<i>Biomassa (milhões tep)</i>	<i>2015</i>	<i>2050</i>
Resíduos Agrícolas	48	165
Biomassa Florestal Convencional	38	68
Manejo Florestal Sustentável	-	32
Gorduras para Biodiesel	17	27
Bagaço da Cana	32	57
Palhas e Pontas da Cana	37	95
Caldo para Etanol	17	56
Resíduos da Pecuária	14	28
RSU - Biodigestão da fração orgânica	2,0	1,7
RLU - Esgoto	0,5	0,8
Total Bioenergia	205	530

Fonte: EPE.

Vale ressaltar que a parcela de biodiesel proveniente de cultivo de palma como reflorestamento no bioma amazônico, referente a 17 Mtep em 2050, também não está representado na tabela acima por conta da premissa adotada de que áreas neste bioma não seriam consideradas para a expansão da agropecuária.

De acordo com o Balanço Energético Nacional, o consumo energético final, em 2016, foi de cerca de 255 milhões de tep (EPE, 2017). Com isso, sem levarmos em conta a questão econômica, a produção de biomassa potencial, em 2015, que pode ser utilizada para fins energéticos equivale a quase 80% do consumo energético final atual.

5.9 Análise do potencial da biomassa

O Brasil já possui uma posição de destaque mundial em termos de renovabilidade da matriz energética. A projeção do potencial de biomassa para fins energéticos indica que há muito espaço para avançar nesta questão.

O desenvolvimento das cadeias energéticas baseadas na biomassa pode aumentar significativamente a oferta de energia renovável, através de diversos energéticos, tais como biogás, biometano e lenha para geração elétrica. Além disso, como a maior parte do potencial reside em dois grandes grupos, a indústria sucroalcooleira e a biomassa residual, o desenvolvimento desse potencial apresenta vantagens competitivas interessantes. No caso da indústria sucroalcooleira, a principal vantagem são os parques produtores e mercados já instalados. No caso da biomassa residual, a vantagem está no aumento da produtividade econômica, uma vez que há geração de valor a partir dos resíduos, bem como a mitigação de impactos ambientais locais e regionais.

6 RECURSOS HÍDRICOS

6.1 Introdução

A hidreletricidade é uma tecnologia madura, com a primeira usina hidrelétrica construída no final do século XIX, em Cragside, na Inglaterra. Após pouco mais de um século, está em uso em mais de 150 países, tendo contribuído com cerca de 16,6% da produção mundial de eletricidade em 2014, aproximadamente 73% da eletricidade produzida por fontes renováveis (REN21, 2015).

Os países com maior capacidade hidrelétrica instalada são China (280 GW), Brasil (89 GW), EUA (79 GW), Canadá (77 GW), Rússia (48 GW) e Índia (45 GW) (REN21, 2015). Estes seis países somam cerca de 60% da capacidade instalada mundial atual de 1055 MW. Novos projetos vêm sendo desenvolvidos principalmente em países da Ásia e da América do Sul, sobressaindo a expansão hidrelétrica chinesa de 22 GW em 2014.

A hidreletricidade tem sido historicamente a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, representando cerca de 65% da capacidade instalada de seu parque gerador (ANEEL, 2015). Esta expressiva participação na matriz elétrica se deve ao grande potencial hidrelétrico do país e às várias vantagens que esta fonte de geração de energia elétrica apresenta com relação às demais. Trata-se de uma fonte de geração renovável, economicamente competitiva, além de apresentar grande flexibilidade operativa, capaz de responder às flutuações de demanda quase instantaneamente.

Usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação podem armazenar eletricidade por semanas, meses ou mesmo anos, dependendo de suas dimensões, permitindo garantir a produção de eletricidade, por um período de tempo, mesmo na ocorrência de aflúências menos favoráveis. Adicionalmente, os reservatórios das usinas hidrelétricas podem prover uma série de serviços não energéticos, como controle de cheias, irrigação, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação. Por outro lado, cabe citar que os múltiplos usos da água podem ser conflitantes.

A expansão da hidreletricidade, contudo, enfrenta desafios relacionados aos impactos socioambientais negativos causados e para projetos hidrelétricos de grande porte, aos elevados custos de investimentos nos anos iniciais de construção. Adicionalmente, os novos aproveitamentos hidrelétricos estão cada vez mais distantes dos grandes centros de consumo, notadamente no caso do Brasil, o que resulta na necessidade de investimentos adicionais em longas linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade.

Se por um lado existem desafios para a implantação de novas usinas hidrelétricas, por outro lado, esta fonte de geração, devido à sua grande capacidade de armazenamento de energia e flexibilidade operativa, pode auxiliar o desenvolvimento de fontes renováveis intermitentes como a energia eólica e solar fotovoltaica: a energia armazenada em seus reservatórios pode ser usada em horas do dia, na ausência de ventos e/ou irradiação solar, aumentando a confiabilidade do suprimento de energia.

Para este fim especialmente, vale destacar as usinas hidrelétricas com armazenamento bombeado, também conhecidas como usinas reversíveis, que embora sejam consumidoras líquidas de energia, são capazes de armazenar energia e prover serviços ancilares importantes para a operação do sistema elétrico com uma maior participação de fontes renováveis intermitentes.

Diante do contexto, os estudos de planejamento tornam-se particularmente importantes para o aproveitamento do potencial hidrelétrico adequado às necessidades de expansão do parque gerador brasileiro e às políticas de proteção socioambiental e de usos múltiplos da água. De maneira geral, busca-se uma análise mais detalhada dos projetos hidrelétricos à medida que estes se mostrem, nos estudos de planejamento da expansão da geração elétrica de médio e curto prazos, mais atraentes do ponto de vista técnico, econômico e socioambiental quando comparado com outras fontes de geração.

6.2 Potencial hidrelétrico brasileiro

6.2.1 Etapas para implantação de um aproveitamento hidrelétrico

O conhecimento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica brasileira requer uma série de estudos, os quais são realizados em cinco etapas (BRASIL, 2007a): (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, inventário hidrelétrico, faz-se a concepção e análise de diversas alternativas de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica. As alternativas, que consistem em conjuntos de projetos hidrelétricos, são avaliadas segundo critérios econômicos,

energéticos e socioambientais. Com base em comparações, seleciona-se aquela que apresenta melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais.

O conjunto de critérios e procedimentos adotados nessa etapa está descrito no “Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas” (BRASIL, 2007a). Trata-se de uma revisão do manual publicado pela Eletrobrás em 1997, ao qual foram incorporados dois aspectos importantes: a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) e os usos múltiplos da água, conforme a Política Nacional de Recursos Hídricos, instituída pela Lei nº 9.433/1997.

Segundo Brasil (2007a), os estudos de inventário são feitos em quatro fases que incluem: o planejamento do estudo, os estudos preliminares, os estudos finais e a avaliação ambiental integrada da alternativa selecionada. De forma sucinta, na primeira fase são detalhados os estudos e levantamentos necessários, estimando sua duração e seu custo. Nos estudos preliminares, segunda fase, são propostas alternativas de divisão de queda para o aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica, avaliando o potencial, os custos e os impactos socioambientais negativos. Posteriormente, são selecionadas as alternativas mais atraentes sob os pontos de vista energético, econômico e socioambiental, para os estudos mais detalhados que compõem a terceira fase (estudos finais).

Os estudos finais incluem a avaliação dos impactos socioambientais positivos e a realização de levantamentos complementares de campo para os aproveitamentos constantes das alternativas de divisão de queda selecionadas na fase anterior. Com base nos resultados, seleciona-se a alternativa final de divisão de quedas que é submetida à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta alternativa final selecionada também é submetida a um estudo de Avaliação Ambiental Integrada (AAI), que tem por objetivo analisar os efeitos cumulativos e sinérgicos dos impactos associados ao conjunto de aproveitamentos da alternativa selecionada e estabelecer diretrizes e recomendações que poderão subsidiar os processos de licenciamento ambiental e a gestão socioambiental dos aproveitamentos. Uma vez aprovado o estudo, as usinas da alternativa selecionada são incluídas no conjunto de aproveitamentos inventariados do país.

Após o inventário hidrelétrico, cada aproveitamento, individualmente, a depender de sua atratividade, será objeto de estudos de viabilidade e de impacto ambiental, que visam maior detalhamento e otimização técnica, econômica e socioambiental do projeto, bem como obtenção da licença ambiental prévia, para que seja levado a um leilão da concessão e venda da energia.

Após o processo de outorga de concessão, elabora-se o Projeto Básico do aproveitamento hidrelétrico⁴⁰, detalhando-se suas características técnicas e programas socioambientais e cumprindo as condicionantes necessárias à obtenção da licença de instalação.

Na 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.

A cada etapa amplia-se a acurácia e a confiabilidade do potencial hidrelétrico, à medida que se investe em levantamentos de campo e no desenvolvimento dos estudos técnicos.

O período de tempo entre a definição de um projeto hidrelétrico, a decisão de construção e a entrada em operação de suas turbinas pode compreender vários anos, pois cada projeto envolve estudos técnicos, econômicos e socioambientais específicos, condicionados ao local em que será construído, além de alguns anos para construção, principalmente quando se trata de projetos de grande porte.

Atualmente, o parque gerador hidrelétrico brasileiro é de cerca de 108 GW (BRASIL, 2017a). Vale destacar a grande concentração de usinas hidrelétricas nas bacias hidrográficas do Paraná e Atlântico Sudeste, situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

6.2.2 Estimativa do potencial hidrelétrico

O Plano 2015 (ELETROBRAS, 1994) realizou um levantamento sistematizado do potencial hidrelétrico nacional, estimando um total de 261,4 GW, sendo que 10 GW referiam-se a usinas de ponta, isto é, que não contribuem para o atendimento da demanda de energia. Dos 261 GW, 61 GW estavam em operação e construção, 98 GW inventariados e 102 GW (39%) correspondiam a um potencial pouco conhecido, dito estimado.

Desde a edição do Plano 2015, houve redução de interesse pelo desenvolvimento de estudos de inventário, com as reformas institucionais introduzidas no setor elétrico na década de 1990, sendo privilegiado o estudo dos locais mais promissores (BRASIL, 2007a).

Em 2006, no PNE 2030 (BRASIL, 2007b), o potencial de 251 GW era composto pelo potencial aproveitado até então (78 GW), pelo potencial inventariado (126 GW) e por um potencial estimado (47 GW).

⁴⁰ Os aproveitamentos com potência igual ou inferior a 50 MW, inclusive pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e centrais de geração hidrelétrica (CGHs), passam diretamente da etapa de inventário para Projeto Básico.

É importante destacar que esse valor do potencial hidrelétrico brasileiro reflete as condições de avaliação técnica, econômica e socioambiental adotadas na época em que os estudos foram realizados. Assim, o valor não é estático e pode variar, já que os parâmetros usados para a avaliação variam ao longo do tempo.

Após a publicação do PNE 2030, parte do potencial inventariado foi construída ou está em construção e parte do potencial estimado foi objeto de estudos de inventário desde então. Novos inventários foram realizados e outros revisados, aumentando a acurácia e a confiabilidade do potencial hidrelétrico.

Cumprir observar que a estimativa realizada no Plano 2015 já apontava que a maior parte do potencial hidrelétrico nacional se encontrava na região amazônica, sobretudo nas bacias dos rios Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós, incluindo seus tributários Juruena e Teles Pires, muito embora a região fosse a que possuía estudos menos detalhados até então realizados.

Assim, nos últimos anos, principalmente após a publicação do PNE 2030, as grandes bacias da região hidrográfica amazônica foram priorizadas para a realização de estudos, sobretudo para identificação dos aproveitamentos hidrelétricos de grande porte (UHEs). Nesse contexto, foram realizados pela EPE e aprovados pela Aneel os inventários hidrelétricos dos rios Aripuanã, Araguaia, Branco, Jari, Juruena e Sucunduri, trazendo maior confiabilidade a esse potencial.

Dessa maneira, pode-se afirmar que os grandes rios brasileiros estão inventariados, com exceções tais como os rios Negro e Trombetas, que estão em regiões que possuem grande complexidade socioambiental e cujos estudos ainda não foram concluídos.

A partir disso, para fins de cômputo do potencial hidrelétrico brasileiro, optou-se por considerar apenas os projetos que já possuem, no mínimo, estudos de inventário aprovado na Aneel devido à disponibilidade e confiabilidade de informações acerca dos aproveitamentos.

Dessa forma, foi desconsiderado o potencial dito estimado, dada a elevada incerteza a ele associada. Assim, não é possível fazer uma comparação direta entre o potencial levantado em estudos anteriores e o levantamento aqui apresentado.

Ressalta-se que não se trata aqui da estimativa do potencial que será efetivamente desenvolvido, mas sim daquela que será considerada como passível de aproveitamento no longo prazo. Entretanto, pode-se afirmar que alguns projetos que foram inventariados não são atrativos economicamente ou em função de suas interferências socioambientais, devendo ser aplicados critérios para seleção desse potencial.

Sendo assim, de modo a estimar o potencial hidrelétrico inventariado, foi feito um levantamento da potência instalada (MW) das usinas hidrelétricas (UHEs)⁴¹ e dos projetos hidrelétricos menores que 30 MW⁴² que se encontram, no mínimo, com os estudos de inventário concluídos e aprovados pela Aneel. Para esse levantamento foram consideradas as informações, da Aneel, do “Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas - Situação de 14/07/2017” (ANEEL, 2017).

O resultado do levantamento indicou um potencial hidrelétrico de 176 GW, sendo 108 GW em operação e construção e 68 GW de potencial hidrelétrico inventariado, conforme Tabela 20 a seguir.

Tabela 20. Potencial hidrelétrico brasileiro para os estudos de longo prazo

<i>Etapas</i>	<i>UHEs</i> <i>(GW)</i>	<i>Projetos < 30 MW</i> <i>(GW)</i>	<i>Total</i> <i>(GW)</i>	<i>Participação</i> <i>(%)</i>
<i>Operação e construção⁽¹⁾</i>	102	6	108	62%
<i>Potencial hidrelétrico inventariado⁽²⁾</i>	52	16	68	38%
<i>Potencial hidrelétrico brasileiro</i>	154	22	176	100%

Notas: (1) Considera apenas 50% da potência de Itaipu (usina binacional). (2) Do total de 52 GW de potencial das UHEs, cerca de 12 GW não apresentam interferência em áreas protegidas (Unidades de Conservação, Terras Indígenas e Territórios Quilombolas).

Fonte: EPE.

A Tabela 21 apresenta o potencial hidrelétrico inventariado (UHEs) por região hidrográfica e, em seguida, a Figura 35 ilustra a distribuição desse potencial.

⁴¹ Foram consideradas apenas as UHEs com potência superior a 30 MW.

⁴² Inclui CGHs, PCHs e UHEs com potência inferior a 30 MW.

Tabela 21. Potencial hidrelétrico inventariado (UHEs) por região hidrográfica

<i>Região Hidrográfica</i>	<i>Potencial Inventariado - UHEs (GW)</i>	<i>Participação (%)</i>
<i>Amazônica</i>	<i>33</i>	<i>64%</i>
<i>Atlântico Leste</i>	<i>0,8</i>	<i>2%</i>
<i>Atlântico Sudeste</i>	<i>1,2</i>	<i>2%</i>
<i>Atlântico Sul</i>	<i>0,3</i>	<i>1%</i>
<i>Paraguai</i>	<i>0,0</i>	<i>0%</i>
<i>Paraná</i>	<i>2,9</i>	<i>6%</i>
<i>Parnaíba</i>	<i>0,6</i>	<i>1%</i>
<i>São Francisco</i>	<i>1,8</i>	<i>4%</i>
<i>Tocantins-Araguaia</i>	<i>7,9</i>	<i>15%</i>
<i>Uruguai</i>	<i>2,8</i>	<i>6%</i>
Total	52	100%

Fonte: EPE com base em ANEEL (2017).

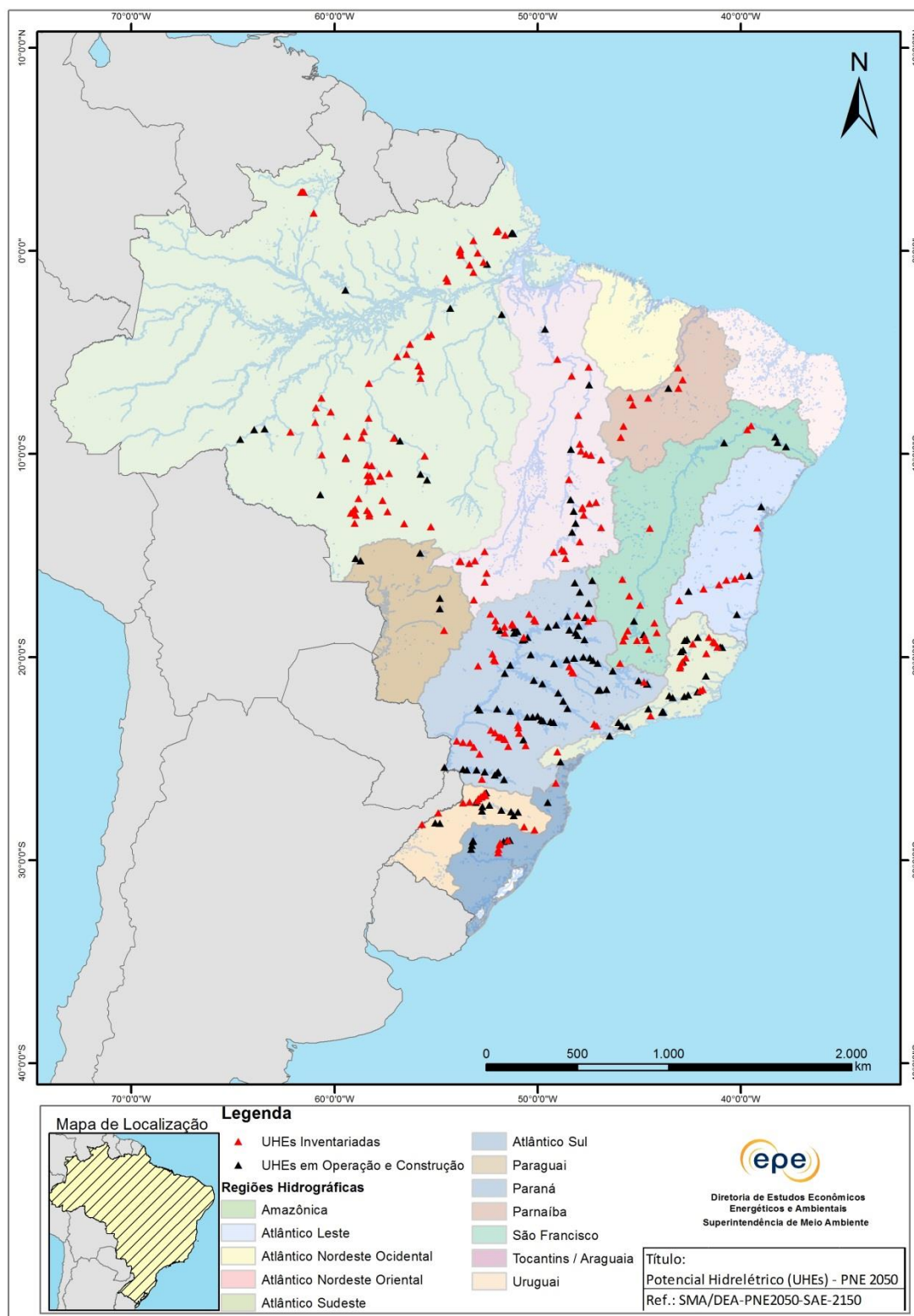


Figura 35 - Distribuição do potencial hidrelétrico inventariado (UHEs) por região hidrográfica

Fonte: EPE.

A Tabela 22 mostra o potencial hidrelétrico inventariado para os projetos hidrelétricos menores que 30 MW, por região geográfica.

Tabela 22. Distribuição do potencial hidrelétrico inventariado de projetos hidrelétricos <30 MW, por região geográfica

<i>Região Geográfica</i>	<i>Potencial Inventariado - Projetos < 30 MW (GW)</i>	<i>Participação (%)</i>
<i>Centro-Oeste</i>	<i>5,5</i>	<i>34%</i>
<i>Sul</i>	<i>4,7</i>	<i>29%</i>
<i>Sudeste</i>	<i>4,1</i>	<i>26%</i>
<i>Norte</i>	<i>0,9</i>	<i>6%</i>
<i>Nordeste</i>	<i>0,8</i>	<i>5%</i>
Total	16	100%

Fonte: EPE com base em ANEEL (2017).

A partir dos levantamentos realizados, chegou-se ao potencial hidrelétrico inventariado total de 68 GW, incluindo UHEs e projetos hidrelétricos com menos do que 30 MW de potência instalada. Com relação ao aproveitamento futuro do potencial inventariado, merece destaque o fato de a maior parte dos grandes projetos 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).

6.3 Usinas com Reservatórios de acumulação ou Usinas a Fio d'Água

Um aspecto cada vez mais relevante na expansão do sistema elétrico brasileiro é a decisão entre construir uma usina hidrelétrica com reservatório de acumulação e uma usina a fio d'água.

Os reservatórios de acumulação introduzem um grande benefício à operação do sistema elétrico, representado por sua capacidade de armazenar grandes quantidades de água/energia para uso futuro, o que reduz a dependência da geração hídrica com relação às aflúências, que são variáveis e incertas, além de prover vários serviços não energéticos, como controle de cheias etc. Entretanto, a concepção desse tipo de usina requer barragens mais

elevadas e, conseqüentemente, apresentam áreas alagadas superiores às das usinas a fio d'água.

Observa-se atualmente, no Brasil e no mundo, o desenvolvimento de parques geradores com uma crescente participação de fontes renováveis, com o intuito de reduzir as emissões de gases poluentes e, para alguns países, garantir uma maior segurança energética, reduzindo a dependência externa de combustíveis fósseis para geração de eletricidade. O aumento significativo da participação de fontes de geração renováveis, mas não despacháveis, como a energia eólica e a solar fotovoltaica, exige em contrapartida uma maior flexibilidade operativa do sistema, de forma a viabilizar uma operação do sistema que atenda à demanda de energia elétrica de forma contínua e dentro dos limites aceitáveis de tensão e frequência. Estas duas fontes apresentam uma variabilidade e imprevisibilidade de geração muito maiores, sobretudo no curto prazo, que as de demanda de energia elétrica, e que somente podem ser mitigadas se o sistema elétrico apresentar uma fonte de geração capaz de assumir, de forma eficaz, as variações de geração decorrentes do comportamento de ventos ou irradiação solar. Usinas hidrelétricas com reservatório e termelétricas a gás natural em ciclo simples, são duas tecnologias capazes de assumir rapidamente às oscilações de tensão ou de frequência decorrentes de eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda.

Neste contexto, reservatórios de acumulação podem beneficiar não apenas a geração hidrelétrica, mitigando a variabilidade e incertezas hidrológicas, mas também a geração eólica e solar fotovoltaica, que são variáveis ao longo do dia, aumentando a confiabilidade de atendimento à demanda.

Se por um lado os reservatórios de acumulação em princípio podem resultar em impactos socioambientais negativos mais expressivos, por outro lado, permitem, com elevada eficiência, a maior penetração de fontes renováveis intermitentes. Atualmente, os impactos negativos dos reservatórios são contabilizados unicamente aos empreendimentos hidrelétricos, não sendo compartilhados pelas demais fontes que se beneficiam do armazenamento para sua regularização energética.

Em estudo realizado pela EPE (EPE, 2015), foram identificados 71 aproveitamentos em fase de inventário ou de estudo de viabilidade que possuem reservatórios de acumulação e 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. Desse conjunto, 25 projetos poderiam agregar 46.646 MWmed de Energia Armazenável ao sistema, ou seja, cerca de 16% da capacidade atual de armazenamento.

6.4 Usinas hidrelétricas reversíveis

As usinas hidrelétricas com armazenamento bombeado, também conhecidas como usinas reversíveis, embora sejam consumidoras líquidas de energia ao longo de um período (diário, semanal, sazonal), são capazes de fornecer potência nos momentos de elevada demanda e prover uma série de serviços ancilares para dar suporte à integração de fontes renováveis intermitentes ao sistema elétrico. Estas usinas consomem energia para bombear água de um reservatório inferior para um reservatório 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 pode ser turbinada nos horários em que se eleva a demanda de potência e/ou se reduz a oferta de geração eólica e solar. A capacidade de armazenamento deste tipo de usinas é normalmente reduzida (capacidade de geração contínua limitada a algumas horas), e o sistema de bombeamento-turbinamento apresenta uma eficiência em torno de 70% a 85% (OECD/IEA, 2012)⁴³.

Em relação ao potencial de aproveitamento de hidrelétricas reversíveis no Brasil, o último levantamento amplo foi realizado pela Eletrobrás. Nos estudos intitulados "Levantamento do Potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis", realizados entre 1987 e 1988, foram analisadas as regiões Sul, Sudeste e Nordeste do país, nas quais foram identificados 642 projetos que somavam uma potência de 1.355 GW (ELETROBRÁS, 1987, 1988a, 1988b, 1994).

O potencial estimado é bastante expressivo. No entanto, nos estudos realizados nessa ocasião, aspectos importantes, tais como cartográficos, geológicos, socioambientais, hidrológicos e custos não foram considerados de forma rigorosa. 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.

Dentro deste contexto, mostra-se relevante a revisão deste valor e elaboração de uma estimativa do potencial. Encontra-se em andamento na EPE um estudo para um levantamento do potencial de hidrelétricas reversíveis, mais aderente com critérios socioambientais e com a ocupação territorial atual. A expectativa é se obter um conjunto de projetos com um significativo grau de detalhamento, permitindo assim a confiança do uso destes dados no planejamento. A estimativa tem como foco inicial a região Sudeste, de maneira a dar

⁴³ Usinas hidrelétricas reversíveis foram desenvolvidas inicialmente para atendimento da demanda em períodos do dia com escassez de oferta, notadamente nos períodos de ponta.

subsídios aos estudos de longo prazo, esta escolha geográfica baseia-se em aspectos favoráveis como: o relevo da região apresentar condições promissoras para a instalação de UHRs, localizar-se próximos aos grandes centros de carga e proximidade com linhas de transmissão e subestações existentes. Em uma análise nesta região, apenas na fronteira de São Paulo com Minas Gerais, por exemplo, os cálculos iniciais já indicam uma potência de cerca de 500MW considerando 3 horas de geração diária.

Desta maneira, os estudos de longo prazo podem dispor, dentre as alternativas tecnológicas, das hidrelétricas reversíveis, uma opção não emissora de gases de efeito estufa e renovável, para o armazenamento de energia e mitigação dos efeitos da variabilidade de fontes intermitentes.

6.5 Desafios para a expansão da oferta de energia hidrelétrica

O setor elétrico vem enfrentando desafios para a expansão hidrelétrica, notadamente relacionados às questões socioambientais, considerando que o potencial remanescente se localiza predominantemente em áreas sensíveis sob esse ponto de vista. Cerca de 65% do potencial inventariado está na Amazônia, região que tem aproximadamente metade de sua extensão coberta por áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas e terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos). Essa sensibilidade socioambiental é refletida sobretudo nas políticas de proteção, nos conflitos sociais existentes e nas discussões acerca da implantação de UHEs.

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 e o artigo 6º informa que os governos deverão consultar os povos interessados, mediante procedimentos apropriados. Entretanto, a falta de decisão sobre os procedimentos gera incertezas em relação ao encaminhamento do processo de consulta, não havendo definições sobre quem conduz, quando ela deve ser feita, quais os desdobramentos do resultado, dentre outros pontos.

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.

Em relação às interferências 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 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.

Diante disso, a falta de regulamentação quanto aos dispositivos legais e normativos referentes aos povos e comunidades tradicionais, além da incerteza quanto aos encaminhamentos do processo de licenciamento ambiental de UHEs com interferência em unidades de conservação, são aspectos determinantes para a viabilização das usinas planejadas.

Outras questões relevantes se dão em função da necessidade cada vez maior de articulação entre diferentes órgãos governamentais para realização de projetos intersetoriais. É essencial tratar as questões socioambientais inerentes aos projetos hidrelétricos de forma mais abrangente, com um alcance maior do que aquele conferido pelo atual processo de licenciamento ambiental.

Para isso, deve-se antecipar comunicação e o diálogo, buscando a participação legítima da sociedade neste processo, sobretudo em regiões mais sensíveis, onde é evidente a relevância de estudos regionais visando o desenvolvimento sustentável e internalizando estas atividades no processo de planejamento.

Por fim, além de questionamentos de natureza socioambiental, também podem ser citados como desafios os elevados investimentos necessários para a viabilização dos grandes empreendimentos e a distância dos centros de consumo, que implica em investimentos adicionais de linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade.

6.6 Aprimoramentos para a expansão hidrelétrica

Diante desse quadro, o governo iniciou um processo de articulação entre ministérios, promovendo discussões e estudos estruturantes, com objetivo de definir estratégias que conciliem a conservação ambiental e a geração de energia.

Ressalta-se a mobilização do setor acerca das questões sociais e legais no âmbito do planejamento energético, como o esforço para a definição dos mecanismos de consulta nos

moldes da Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT⁴⁴ e para a regulamentação do artigo 231 da Constituição Federal⁴⁵.

Outro projeto interessante 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.

As iniciativas 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.

6.7 Usos múltiplos dos recursos hídricos

A atuação no âmbito do conjunto de políticas públicas é essencial ao desenvolvimento sustentável brasileiro. Desse conjunto fazem parte, dentre outras, as políticas que tratam da implantação da infraestrutura nacional, em especial, a compatibilização das usinas hidrelétricas e demais usuários dos recursos hídricos.

A compreensão de que os recursos hídricos atendem a diversas demandas fundamenta a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), instituída pela Lei Federal 9.433/97, também conhecida como Lei das Águas, através da qual se criou também o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SINGREH). 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). Adota como unidade territorial a bacia hidrográfica e como fundamento a gestão da água de forma descentralizada e participativa (em oposição à gestão centralizada que vigorava na época). Em 2000, por meio da Lei Federal 9.984/00, foi criada a Agência Nacional das Águas (ANA), vinculada ao Ministério de Meio Ambiente, com o objetivo de implementar o PNRH e coordenar o SINGREH.

⁴⁴ A Portaria Interministerial nº 35, de 27 de janeiro de 2012 - Institui 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. Desde então o grupo de trabalho vem realizando suas atividades.

⁴⁵ Desde 2011 o MME vem discutindo a regulamentação deste artigo com a Presidência da República e outros entes do Governo Federal.

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. Logo após a sua criação, na crise energética de 2001, a ANA mediu o conflito na Hidrovia do Tietê-Paraná, que envolvia os setores de navegação e geração de energia elétrica (ANA, 2002). Nesta ocasião, o aumento da geração elétrica da usina de Ilha Solteira poderia minimizar a crise de oferta de eletricidade, porém, representaria o fechamento do canal de Pereira-Barreto, interrompendo a navegação.

Recentemente, com a escassez de chuvas verificadas na Região Nordeste desde 2012 e na Região Sudeste desde 2013, foram necessárias ações regulatórias da ANA e órgãos gestores para minimizar os efeitos da estiagem, por exemplo, a redução da vazão defluente nos reservatórios de Sobradinho (bacia do São Francisco) e em Santa Cecília (na bacia Paraíba do Sul). Adicionalmente, foram necessárias resoluções estabelecendo condições especiais de operação dos reservatórios do Sistema Cantareira (ANA, 2015).

A baixa disponibilidade hídrica para os diversos usos não se deve apenas à escassez de chuvas, mas também à limitada capacidade de armazenamento de água nos reservatórios existentes, dentre outros. Em 2014, a ANA e o Ministério da Integração Nacional apresentaram o Plano Nacional de Segurança Hídrica (PNSH), que tem por objetivo definir as principais intervenções estruturantes e estratégicas de recursos hídricos para todo o Brasil, de forma a garantir a oferta de água para o abastecimento humano e para o uso em atividades produtivas (ANA, 2014). Segundo a ANA (2014), o PNSH deve focar suas análises nos usos setoriais da água sob a ótica dos conflitos pelo recurso - existentes e potenciais - e dos impactos na utilização da água em termos de quantidade e qualidade.

7 ENERGIA EÓLICA

7.1 Introdução

O aproveitamento do vento como energia é basicamente a conversão da sua energia em energia útil, como nos moinhos de vento para obtenção de energia mecânica, no aproveitamento direto em velas para impulsionar embarcações e, mais recentemente, na utilização de aerogeradores para fins de eletricidade. O uso do vento para fins elétricos é relativamente recente, data do fim do século XIX (NIXON, 2008), porém sua aplicação só 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 na redução das emissões de gases de efeito estufa, e a independência energética.

O aproveitamento da energia eólica para geração elétrica tem crescido exponencialmente no mundo nos últimos anos, atingindo 540 GW em 2017, como ilustrado pela Figura 36. 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 por demonstrarem um bom potencial, apesar de apresentarem maiores custos. Em 2017, a capacidade instalada *“offshore”* totalizou 18,8 GW (GWEC, 2018).

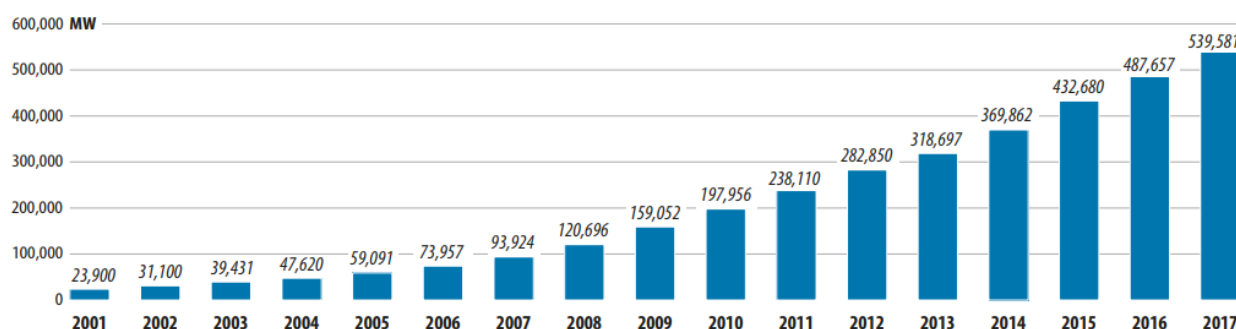


Figura 36 - Evolução da Potência Eólica Instalada no Mundo

Fonte: GWEC (2018).

Os 10 principais países possuem 85% do total da capacidade instalada mundial, com destaque para China (35%), Estados Unidos (17%) e Alemanha (10%). Em 2017, estes 3 países foram responsáveis por 63% da potência instalada nesse ano (GWEC, 2018).

A despeito do expressivo crescimento da capacidade instalada, essa fonte ainda é responsável por uma pequena parte da energia elétrica produzida atualmente no mundo, cerca de 4% do total gerado em 2016. Porém, alguns países se destacam, como Dinamarca, Portugal, Irlanda

e Espanha, que atenderam sua demanda de eletricidade em 2016 com mais de 20% da energia proveniente do vento (REN21, 2017).

7.2 O recurso eólico e seu potencial no Brasil

7.2.1 O recurso eólico

O vento é provocado pelo aquecimento desigual das superfícies da Terra. 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.

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. Estes 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 regiões montanhosas (CAILLÉ *et al.*, 2007; TESTER *et al.*, 2005).

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 atravessa as pás de uma turbina, que são projetadas para capturar sua energia cinética, movimentando um eixo que une o rotor e o gerador. O gerador, por sua vez, transforma essa energia em eletricidade.

Considerando um fluxo de ar de massa m movimentando-se a uma velocidade v , pode-se estabelecer sua energia cinética como $E = mv^2/2$. Da energia pode-se definir a Densidade de Potência (DP) disponível em função da área varrida pelo aerogerador, que é uma das mais importantes equações de análise do recurso, como $DP = \rho v^3/2$ [W/m²], onde ρ é a massa específica do ar.

Desta equação podem-se perceber três influências fundamentais, a principal, que é a variação de ordem cúbica da densidade de 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 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 transformação da energia contida no vento em eletricidade. Este fator acaba sendo limitado pelos materiais das pás capazes de resistir aos regimes de ventos variados. Já a massa específica é influenciada pela pressão, umidade e temperatura. Porém não se pode descartar a altura 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. Essas influências podem ser explicadas pela lei dos gases, na qual $\rho = P/RT$. Destes P é a pressão, R é a constante do ar e T é a temperatura.

Desta forma, constata-se que o melhor aproveitamento do recurso eólico requer maiores alturas e maiores áreas varridas com as pás dos aerogeradores.

7.2.2 Potencial eólico brasileiro *onshore*

O potencial eólico brasileiro para fins de aproveitamento elétrico tem sido objeto de interesse desde os anos de 1970, sendo o primeiro atlas concebido em 1979 (ELETROBRÁS-CONSULPUC, 1979). Em 1988 este primeiro atlas foi revisto, 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, 1988). Em 2001, o atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE, 2001) foi elaborado para atualizar o atlas anterior. Este teve acesso às torres de medição de 50 m, medições feitas em relação à altura dos aerogeradores da época, e também com acesso a recursos computacionais que possibilitaram simulações baseadas nas leis físicas de interação entre as diversas variáveis meteorológicas. Como resultado, o atlas de 2001 indicava um potencial instalável de 143 GW para todo o país. Contudo, este potencial foi estimado baseado na tecnologia disponível na época, com ventos médios superiores a 7 m/s e com alturas de torre de 50 m. A Figura 37 mostra o potencial dos ventos no Brasil de acordo com o atlas de 2001 juntamente com a localização dos parques eólicos construídos e em construção. Pode-se perceber que os sítios indicados como de melhor recurso eólico estão sendo explorados, com ênfase para a região nordeste. Contudo, mesmo olhando os potenciais a 50 m, ainda existe muito espaço para novos empreendimentos antes de se passar para áreas de recurso “menos interessante”.

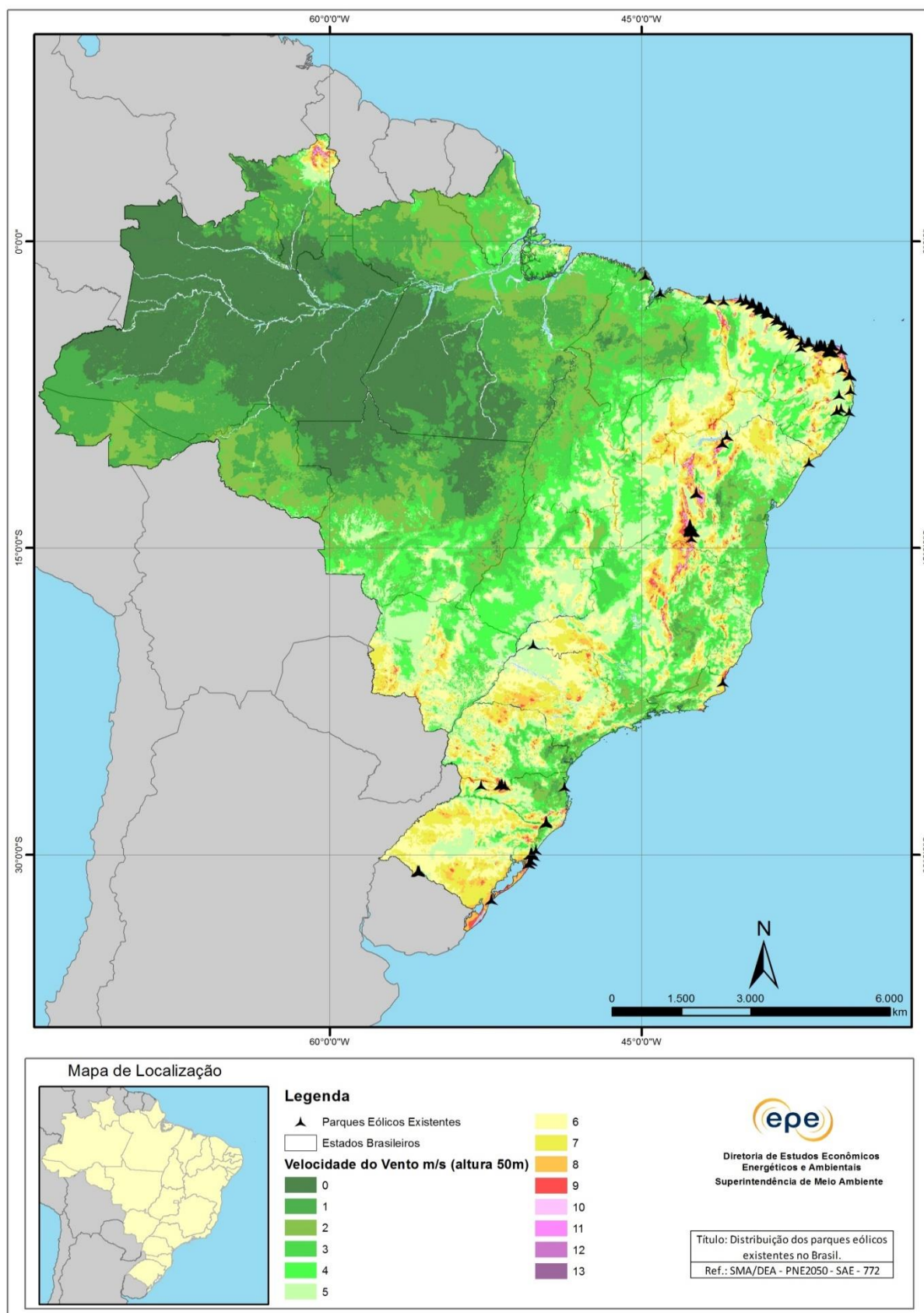


Figura 37 - Potencial eólico estimado e distribuição dos parques eólicos no Brasil

Fonte: Amarante (2001) e ANEEL (2015).

Medições, simulações e resultados à altura de 50 m geraram um avanço substancial para reconhecimento do recurso eólico no atlas de 2001, porém se tornou um limitador nos tempos atuais onde aerogeradores são instalados a mais de 100 m de altura. Como alturas maiores implicam, geralmente, em maiores velocidades de vento, e torres e pás maiores poderiam melhor aproveitar o recurso dos locais já demarcados como potenciais, uma revisão do atlas eólico poderia não só incluir locais que antes não seriam viáveis, mas aumentar o potencial brasileiro. Portanto, um novo mapeamento seria necessário para indicar, com maior precisão, as áreas mais promissoras para aproveitamento eólico no Brasil, estimando-se melhor o potencial energético de geração eólica.

Enquanto este novo mapeamento não está pronto, e tendo em vista a possibilidade de instalar torres maiores e a evolução tecnológica dos aerogeradores que também aproveita melhor o recurso varrendo áreas maiores, pode-se supor que o potencial eólico nacional seria superior aos 143 GW antes estimado. 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 23 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 23 - 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)
ES	129	325	448	1.073	1.143	2.397
MG	10.570	25.781	24.742	57.812	39.043	92.076
RJ	746	2.163	1.524	4.835	2.813	8.872
SP	9	28	15	48	564	1.753
Total	11.454	28.297	26.729	63.768	43.563	105.098
SE (2001)	29.740	54.930	-	-	-	-
Diferença em relação a 50 m de 2001	-18286	-26633	-3.011	8.838	13.823	50.168

Fonte: Elaboração a partir de fontes diversas.

Em uma primeira comparação entre as informações apresentadas pelos atlas estaduais e o atlas 2001, na altura até 50 m há uma diminuição considerável do potencial eólico instalável. Isto ocorre porque nos atlas de 2001, 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. Contudo, mesmo considerando mais restrições, para maiores alturas, verifica-se aumento do potencial instalável.

Outro exemplo que corrobora a existência de um maior potencial eólico é a comparação do atlas da Bahia de 2002 (AMARANTE, 2002) com o novo atlas do estado da Bahia lançado em 2013 (CAMARGO-SCHUBERT, 2013). Nesta comparação pode-se observar uma mudança de premissas como a taxa de ocupação média 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, e mar, como 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 e em alturas entre 80 e 150 m. Desta comparação pode-se ver um aumento do potencial instalável de 14 GW a 70 m para 39 GW a 80 m e até 195 GW a 150 m, mostrando um aumento de potencial de 2,8 até 13,9 vezes em comparação com atualmente reportado. Somente o potencial a 150 m no estado da Bahia já é superior os 143 GW estimado para todo o Brasil a 50 m de altura pelo atlas de 2001.

Pode-se admitir que o potencial instalável Brasileiro é maior que o indicado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 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 etc., 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 24 - Potencial eólico dos atlas brasileiros

Altura	75m (*80m,**70m)		100 m		150 m	
Estados Potencial (>7m/s)	Potência Instaláv el (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instaláv el (MW)	Energia Anual (GWh)	Potência Instaláv el (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 a partir de fontes diversas.

7.2.3 Potencial eólico brasileiro *offshore*

A geração elétrica a partir da energia eólica já é uma tecnologia dominada, inclusive no seu aproveitamento offshore. Fora da costa, onde não há obstruções de terrenos e edifícios, os ventos costumam ter velocidades superiores, o que implica numa maior geração de eletricidade com uma mesma turbina. As vantagens do aproveitamento eólico offshore também se deve a possibilidade de instalação próxima aos centros de carga, tendo em vista que grande parte da população reside próxima da costa. Porém, a superfície marinha é um ambiente severo. Ondas, tempestades e água salgada exigem que os equipamentos utilizados offshore sejam especiais para suportar estas condições, aumentando os custos de instalação e manutenção.

Do ponto de vista ambiental, embora se considere que a instalação de plantas eólicas offshore tenha menos restrições do que em terra, algumas preocupações ainda permanecem, como o possível impacto à vida marinha provocado pelas turbinas e campos eletromagnéticos derivados das linhas de transmissão submarinas

Experiência com parques *offshore*

O primeiro parque eólico do mundo foi construído em 1991 na Dinamarca. Era um projeto de 5 MW com 11 turbinas de 450 kW, 35 m de diâmetro e altura da nacelle de 35 metros. Em

2017, o parque foi descomissionado, tendo gerado 243 GWh em 25 anos de operação (CNBC, 2017).

Em 2002 foi instalado o primeiro parque em grande escala, com 80 turbinas de 2MW, 80 metros de diâmetro e 70 metros de altura no mar do Norte (WINDEUROPE, 2018). Hoje, já estão em operação mais de 18 GW no mundo e as inovações tecnológicas tem viabilizado a instalação de aerogeradores cada vez maiores, como mostra a Figura 38.

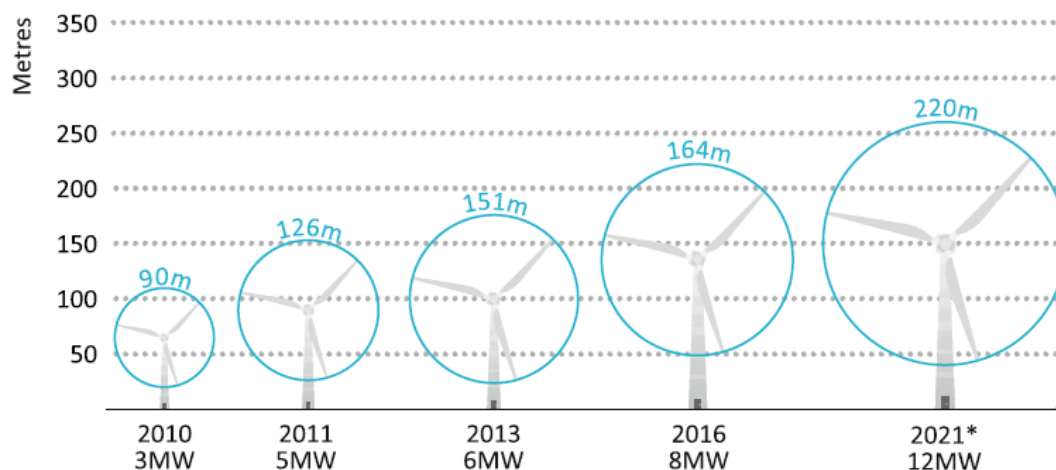


Figura 38 - Evolução dos aerogeradores offshore

Fonte: IEA (2018).

Atualmente, o maior aerogerador em escala comercial possui 164 m de diâmetro e uma potência de 9,5 MW. A Figura 39 fornece uma noção de quão grande é o aerogerador através de uma comparação com a roda gigante London Eye.

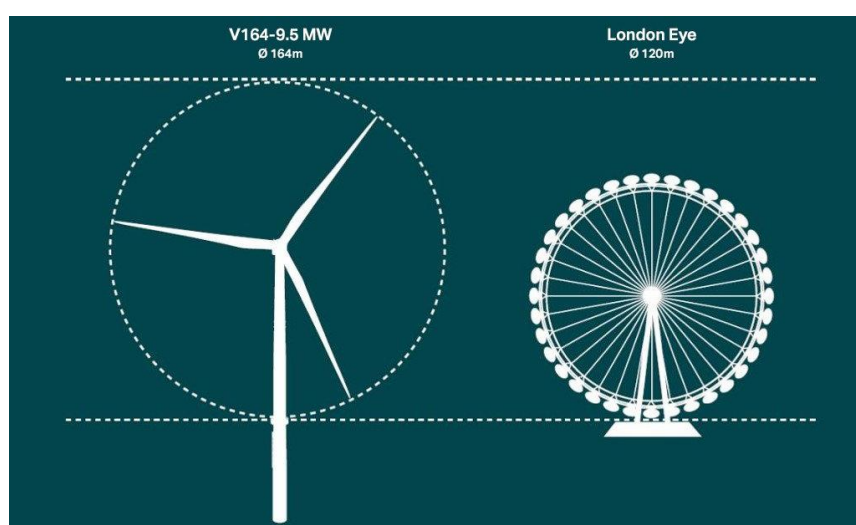


Figura 39 - Aerogerador V164 - 9,5 MW

Fonte: Dailymail (2017).

Além disso, as empresas especializadas em operação offshore, que antes focavam apenas em óleo e gás, estão investindo em empreendimentos eólicos offshore. Outras iniciativas, como o programa OWA (*Offshore Wind Accelerator*), do Carbono Trust, tem o objetivo de reduzir o custo da energia eólica a preços competitivos com a energia convencional na Europa até 2020.

Os leilões recentes ocorridos na Europa vêm mostrando que as reduções de custo estão mais aceleradas do que as previsões da IEA, como pode ser observado na Figura 40.

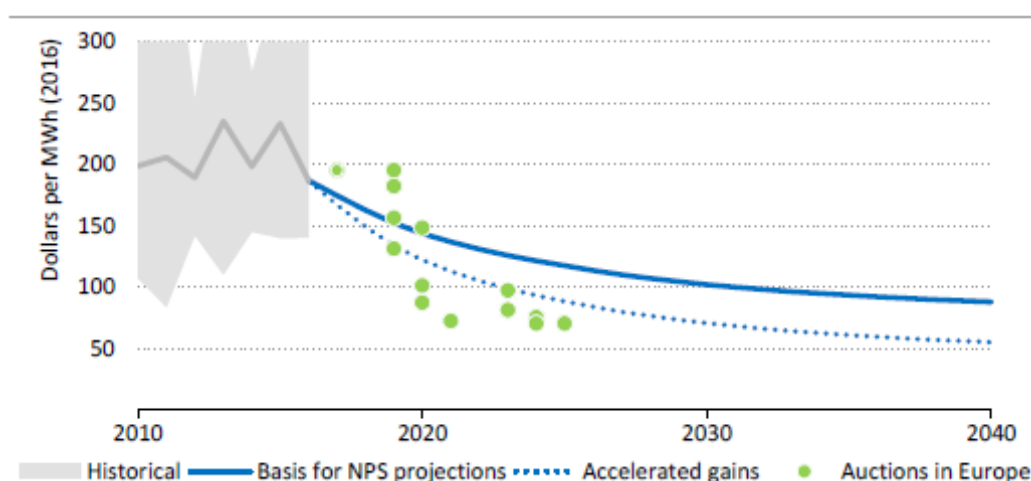


Figura 40 - LCOE histórico e projetado para Eólicas offshore

Fonte: IEA (2018).

Projetos no Brasil

O Brasil não possui nenhum parque eólico offshore, mas já existem 3 projetos com solicitação de licença ambiental no Ibama, mostrando que o mercado está estudando o assunto.

Seguem abaixo as características principais de cada projeto:

- Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I (400 MW): localizado no litoral do município de Amontada/CE, a uma distância entre 3 km e 8 km da praia, com profundidades variando entre 7 e 12 metros.
- Complexo Eólico Caucaia (416 MW): localizado no municípios cearense de Caucaia, na Zona a uma distância entre 2 e 9 km da costa, com profundidade média entre 0 e 15 metros.
- EOL Planta Piloto de Geração Eólica Offshore (> 5 MW): projeto de P&D da Petrobras com investimento de R\$ 63 milhões. Será localizado a 20 km da costa de Guamaré, em uma região com lâmina d'água média entre 12 m e 16 m.

Entretanto, é importante salientar que não existe até o momento marco regulatório para a exploração do potencial eólico offshore no Brasil. Assim, questões como implementação ou modelo de concessão estão sem resposta e são fundamentais para o desenvolvimento desta fonte.

Potencial Energético

Quanto ao potencial brasileiro de geração de energia eólica offshore, Ortiz e Kampel (2011) realizaram um estudo com base nos dados no satélite QuikSCAT entre agosto de 1999 e dezembro de 2009, com resolução temporal diária. Como aponta a Figura 41, a média da magnitude do vento offshore no Brasil apresenta variação entre 7 e 12 m/s, com valores mínimos próximos à costa de São Paulo e valores máximos próximos à costa de Sergipe e Alagoas.

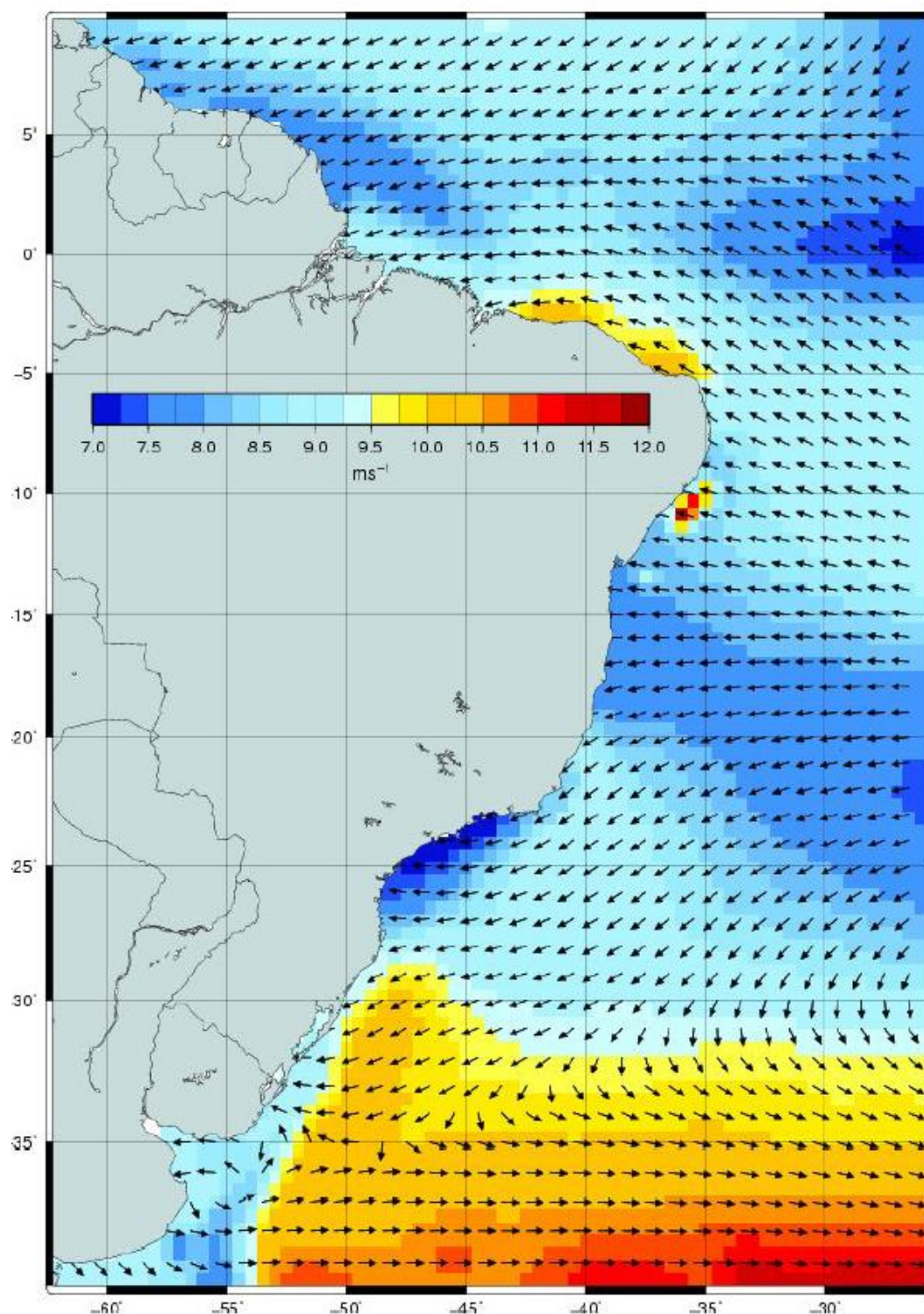


Figura 41 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste

Fonte: Elaboração a partir de Ortiz e Kampel (2011).

Com base na imagem, podem-se destacar três regiões de alta magnitude de vento, com potencial de exploração da geração eólica *offshore*: (i) margem de Sergipe e Alagoas, (ii) Rio Grande do Norte e Ceará e (iii) Rio grande do Sul e Santa Catarina.

Em termos de potência, o artigo apresenta um potencial entre 57 GW e 1.780GW, a depender da distância da costa, conforme aponta a Tabela 25.

Tabela 25 - Potencial instalável de geração eólica offshore por distância da costa no Brasil

Distância da Costa	Potencial (GW)
0 - 10 km	57
0 - 50 km	259
0 - 100 km	514
0 - 200 mi (ZEE) ⁴⁶	1.780

Fonte: Ortiz e Kampel (2011).

Adicionalmente, o artigo calcula o mesmo potencial de acordo com a profundidade das águas, conforme apresenta a Tabela 26.

Tabela 26 - Potencial instalável de geração eólica offshore por profundidade no Brasil

Intervalo batimétrico	Potencial (GW)
0 - 20 m	176
0 - 50 m	399
0 - 100 m	606

Fonte: Ortiz e Kampel (2011).

Ressalta-se que o estudo de Ortiz e Kampel (2011) não avalia possíveis restrições de ordem socioambiental para a instalação dos parques. Para uma estimativa mais precisa, tal análise precisa ser feita. Como ordem de grandeza, o estudo realizado pela EPE para o potencial fotovoltaico *offshore* resultou em uma diminuição de aproximadamente 2,5% da área apta na ZEE. No entanto, as restrições aplicadas à projetos eólicos diferem dos projetos fotovoltaicos (rotas migratórias de aves, por exemplo), o que pode resultar em resultados diferentes. De todo modo, ao utilizar o fator de capacidade sugerido de 39,55% (idem) - ainda que muito

⁴⁶Estabelecida pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM), a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) se estende por até 200 milhas marinhas (ou náuticas) - o equivalente à 370 km. A ZEE é uma faixa situada para além das águas territoriais, sobre a qual cada país costeiro tem prioridade para a utilização dos recursos naturais do mar, tanto vivos como não-vivos, e responsabilidade na sua gestão ambiental.

baixo, face que a média anual *onshore* brasileira é de 42% e a dos parques à beira-mar chega a 55% (ONS, 2018) - estima-se um potencial de aproximadamente 6.150 TWh por ano, um enorme potencial para ser explorado na costa brasileira. A representação do estudo acima considerando a ZEE e as restrições socioambientais está na Figura 42, a seguir.

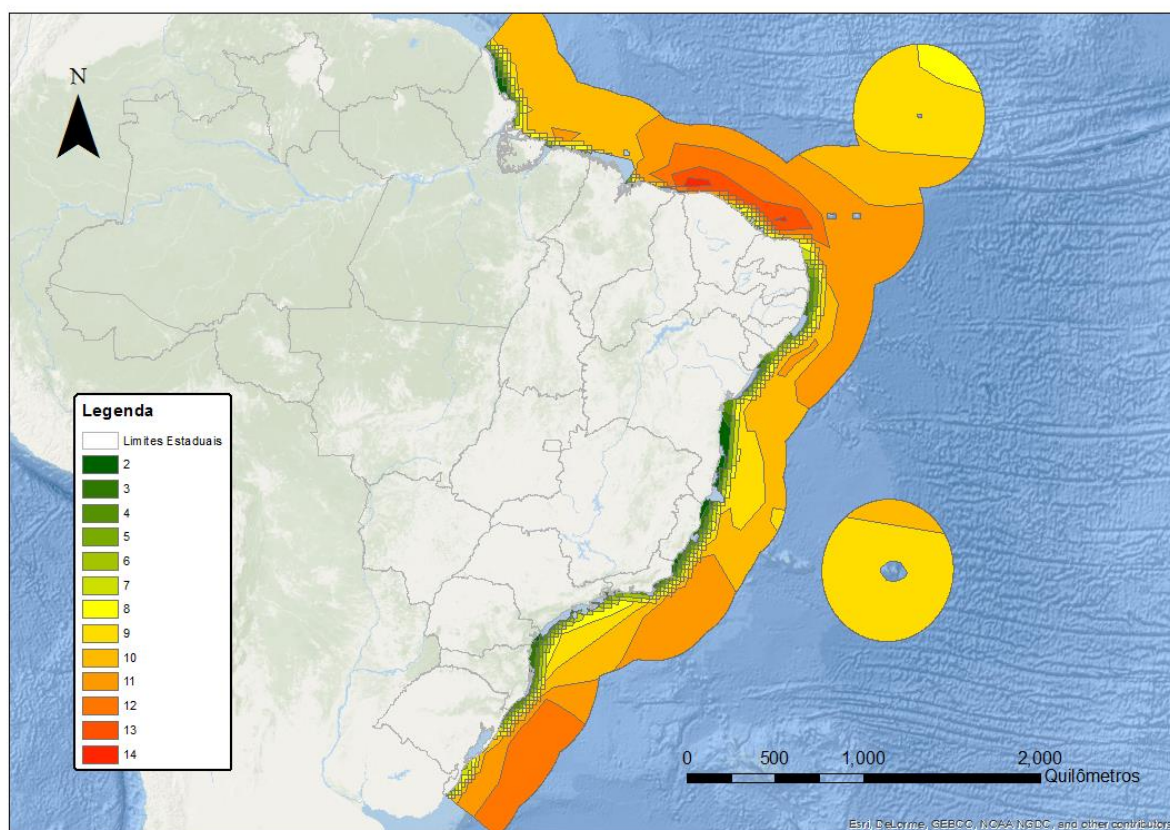


Figura 42 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste considerando ZEE e Restrições Socioambientais (m/s)

Fonte: Elaboração a partir de INPE (2018).

Em um refinamento do trabalho feito por Ortiz e Kampel (2011), foram utilizados dados com maior resolução (IRENA, 2018) para estimar o potencial de uma faixa de 30 km da costa do Brasil, sendo assumidos fatores de capacidade e taxas de ocupação (MW/Km) baseados nos atlas da Bahia e do Rio Grande do Sul (CAMARGO-SCHUBERT, 2013; CAMARGO-SCHUBERT, ELETROSUL, 2014).

Para incorporar a análise socioambiental, considerou-se alguns critérios de exclusão de áreas que, mesmo apresentando um potencial associado, não estariam aptas ao aproveitamento da geração eólica offshore por se tratarem de áreas potencialmente sensíveis do ponto de vista socioambiental. Áreas potencialmente sensíveis são áreas com alguma restrição conhecida ou inferida no ambiente físico, biológico ou socioeconômico.

Em relação às demais bases, utilizaram-se também: (I) as ilhas oceânicas (DHN - Diretoria de Hidrografia e Navegação); (II) todas as categorias de unidades de conservação (áreas legalmente protegidas), existentes na base de dados do Ministério do Meio Ambiente (MMA) até abril de 2018; (III) as áreas marinhas importantes para aves migratórias e as áreas de importância para aves (IBAs - Important Bird and Biodiversity Areas, Birdlife International).

Outros critérios de possíveis restrições também foram avaliados, mas para este estudo não foram considerados por indisponibilidade de base georreferenciada (atividade pesqueira; áreas de corais; rotas de navios; áreas de potencial turístico) ou por não se tratar de um aspecto ambiental, como p.ex.: campos de produção de petróleo e gás. Outro aspecto importante são as Áreas Prioritárias para a Conservação, Utilização Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (APCBs), instrumento norteador de políticas do MMA. O conjunto das APCBs marinhas ocupa toda a extensão da ZEE, assim, optou-se por não as utilizar neste estudo, tendo em vista a baixa resolução das informações. Além disso, estas áreas estão sendo revisadas, com previsão de publicação da nova versão ainda em 2018. A Figura 43, Figura 44 e Figura 45 mostram a análise realizada com maior nível de detalhamento.

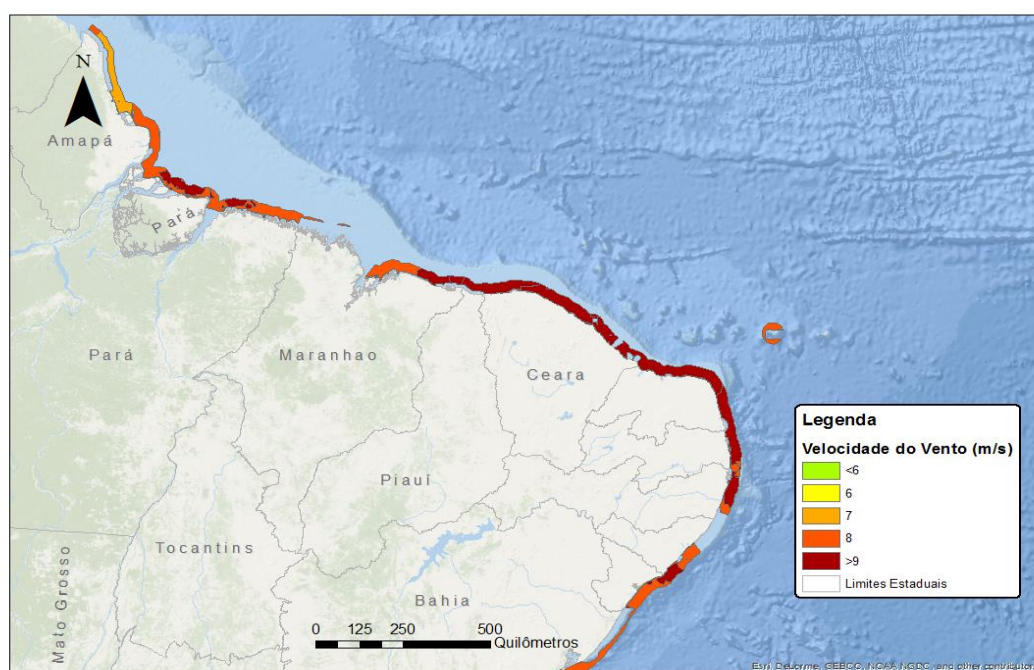


Figura 43 - Campo de vento médio no Atlântico Sudoeste nas Regiões Norte e Nordeste

Fonte: Elaboração a partir de IRENA (2018).

Vale destacar que a área de menor profundidade (até 20 m), maior proximidade da costa (até 10 km) e maior velocidade de vento (a partir de 9 m/s) atinge 16.858 km², correspondente a três vezes o Distrito Federal, e tem um potencial de aproximadamente 57 GW (considerando turbinas de 3 MW, de maneira conservadora, visto já existirem turbinas de 5 MW para esta condição) e 234 TWh por ano.

Utilizando-se dados de medições de bóias da Marinha Brasileira, realizadas à 4,5 metros do nível do mar, pode-se verificar que potencial eólico obtido pela Irena são condizentes com o observado *in loco* (Tabela 27). Por esta razão, é recomendável que se realizem medições certificadas nas áreas indicadas para estimar a geração eólica offshore.

Tabela 27 - Permanência dos ventos (em horas)

Localização	(%) >3 m/s	(%) >4 m/s	(%) >6 m/s	Número de horas	Início
Fortaleza	99,0	97,6	90,5	9.126	2016
Recife	97,6	93,3	63,1	21.351	2012
Porto Seguro	83,9	72,3	41,0	17.773	2012
Vitória	83,9	72,3	41,1	17.730	2012
Cabo Frio	66,9	56,1	34,6	7.494	2009
Cabo Frio I	91,0	84,6	65,0	7.700	2016
Niterói	51,5	36,0	14,7	13.270	2014
Santos	88,2	81,0	60,0	27.477	2011
Rio Grande	72,0	68,1	56,0	57.557	2009

Fonte. Elaboração própria a partir de Marinha do Brasil.

7.3 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 verifica as características do recurso nas principais bacias eólicas do Brasil, e em 2018 as medições somavam 500 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 28, em conformidade com o indicado no Atlas eólico Brasileiro (Amarante *et al.*, 2001).

Tabela 28 - 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: 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 46. A EPE divulga trimestralmente os índices eólicos através do Boletim Trimestral da Energia Eólica.

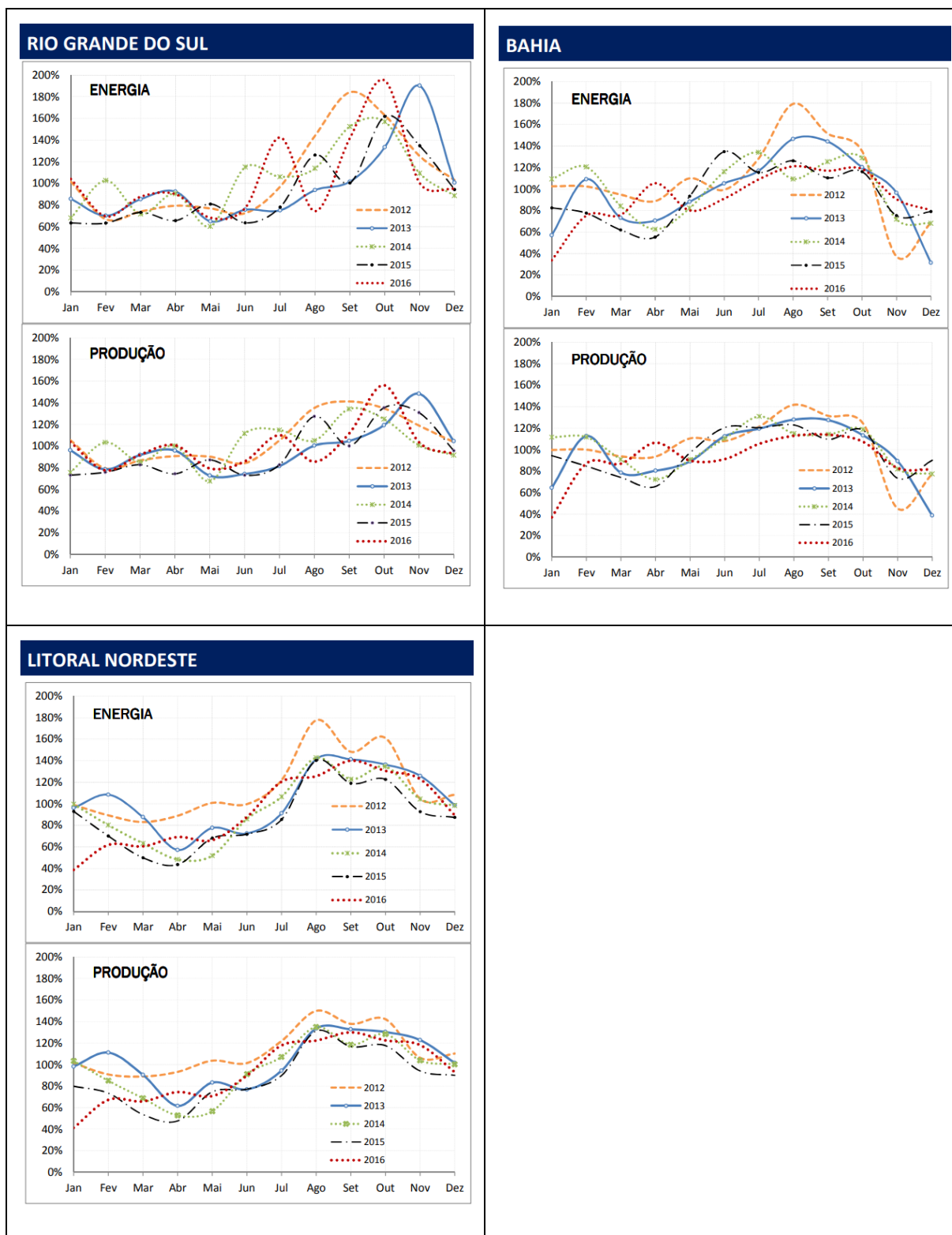


Figura 46 - Índice de produção das bacias eólicas

Fonte: EPE.

8 ENERGIA SOLAR

8.1 Introdução

No Sol, a fusão nuclear converte o hidrogênio em hélio, da qual resulta a liberação de energia radiante, definida pela conhecida expressão desenvolvida por Einstein: $\Delta E = \Delta m \times c^2$. Dessa liberação de energia derivam várias outras fontes energéticas primárias existentes na Terra, como a hidráulica, eólica, biomassa e os combustíveis fósseis, ilustradas na Figura 47.

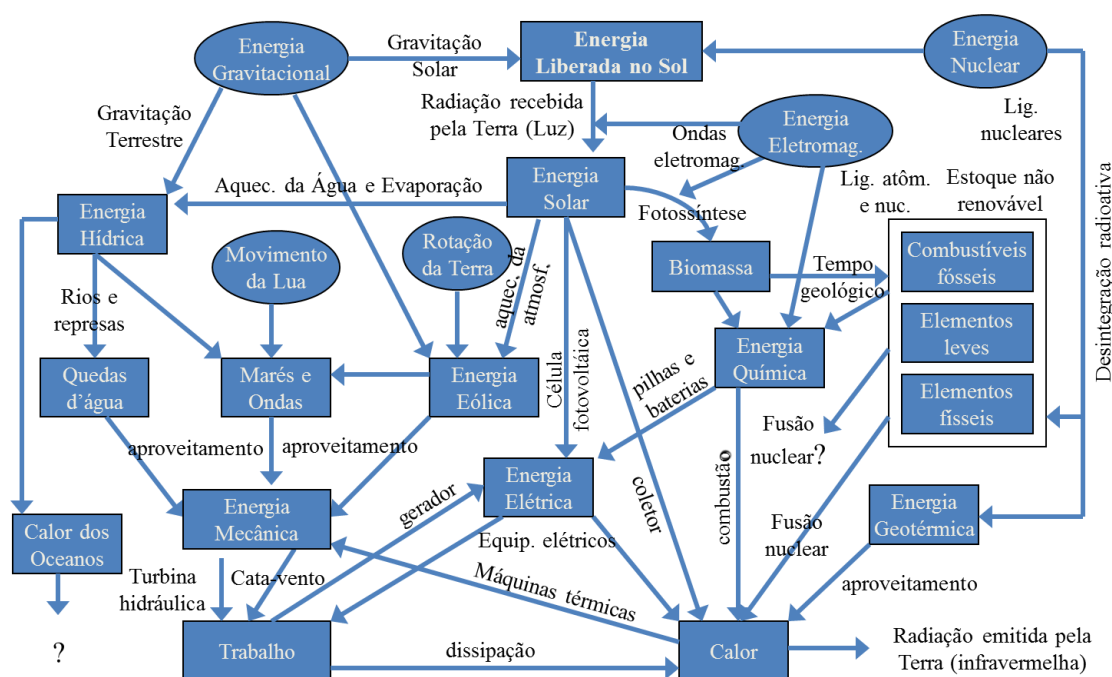


Figura 47 - Origem e transformações energéticas

Fonte: Adaptado de LA ROVERE et al. (1985).

A energia proveniente do Sol é uma forma de energia renovável, praticamente inesgotável e que pode ser aproveitada pela sociedade para suprir suas necessidades energéticas (VIANA, 2010). De toda energia solar que chega à Terra, aproximadamente metade atinge a superfície, totalizando cerca de 885 milhões de TWh/ano, mais de 8.500 vezes o consumo final total de energia mundial (IEA, 2011). Esses valores conferem a fonte solar, considerando seus múltiplos usos, o maior potencial técnico de aproveitamento frente a outras fontes renováveis (IPCC, 2011).

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 et al., 2011). Além do citado, há diversas

outras maneiras de aproveitamento da energia solar, sendo a iluminação, talvez, a mais evidente delas para a população.

A despeito das muitas aplicações para esta energia, os estudos do PNE 2050 consideraram as aplicações derivadas de duas principais formas de capturar a energia do Sol, quais sejam, através do calor e do efeito fotovoltaico. Partindo destas duas formas, distinguem-se, predominantemente, quatro aplicações finais para a energia solar: geração de eletricidade fotovoltaica; aquecimento e resfriamento de ambientes, aquecimento d'água e geração de eletricidade heliotérmica.

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 GW para 303 GW, entre 2004 e 2016 - crescimento anual de 44% (REN21, 2017). 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 à medida que foram sendo retirados os incentivos. Dessa forma, nos últimos anos tem sido observada uma transferência da liderança no número de instalações para países asiáticos, principalmente a China (SOLARPOWER EUROPE, 2015).

A heliotérmica, por sua vez, observou menor desenvolvimento nos últimos anos, acumulando uma capacidade instalada de 4,8 GW em 2016. 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 2016, foram verificados incrementos significativos de capacidade instalada em somente dois países - África do Sul (100 MW) e China (10 MW), de acordo com o REN21 (2017).

Em relação aos sistemas de aquecimento d'água, em 2016 havia uma capacidade instalada de 456 GW_{th} (REN21, 2017).

8.2 Radiação solar

Para fins de análise, a radiação solar⁴⁷ que atinge a superfície terrestre pode ser decomposta em planos. No plano horizontal, a radiação global consiste na soma das componentes direta e

⁴⁷ 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/m²).
- 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/m²).

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 (HHOR), que quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal, composta pela Irradiação Difusa Horizontal (HDIF) - parcela dispersa e atenuada por reflexões em nuvens, poeira, vapor d'água e outros elementos em suspensão na atmosfera - e pela Irradiação Direta Normal (HDIRN) - parcela que atinge o solo diretamente, sem reflexões. Em dias nublados, a principal parcela é a HDIF, enquanto que em dias claros prevalece a HDIRN. Para a geração heliotérmica (CSP), assim como aplicações fotovoltaicas com concentração (CPV), a HDIRN é a parcela de maior importância.

8.2.1 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, estas variações são acentuadas diariamente em função de fenômenos climáticos, como a formação de nuvens, que 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.

Com o Sol mais baixo no céu, sua energia é espalhada sobre uma área maior, sendo, portanto, mais fraca a incidência por unidade de área. Ou seja, a irradiância solar varia de acordo com o ângulo de incidência dos raios solares. 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.

Portanto, dado o movimento do Sol, verifica-se que a irradiação varia ao longo do ano em cada localidade, sendo mais acentuada esta variação quanto maior a latitude do local.

O resultado da radiação solar incidente na superfície terrestre sofre ainda o efeito da atmosfera, dado o conteúdo de vapor d'água e partículas, que variam através do tempo e

lugar. Sua composição tem, basicamente, dois efeitos principais sobre a disponibilidade da energia solar. Primeiramente, ao incidir obliquamente, além de serem espalhados sobre uma área maior, conforme explicado anteriormente, os raios solares são forçados a atravessar uma camada mais espessa da atmosfera. Em segundo lugar, a atmosfera dispersa e absorve parte da energia solar incidente - particularmente o infravermelho é absorvido pelo vapor d'água e CO₂ presentes, enquanto o ultravioleta é absorvido pelo ozônio, conforme se visualiza na Figura 48.

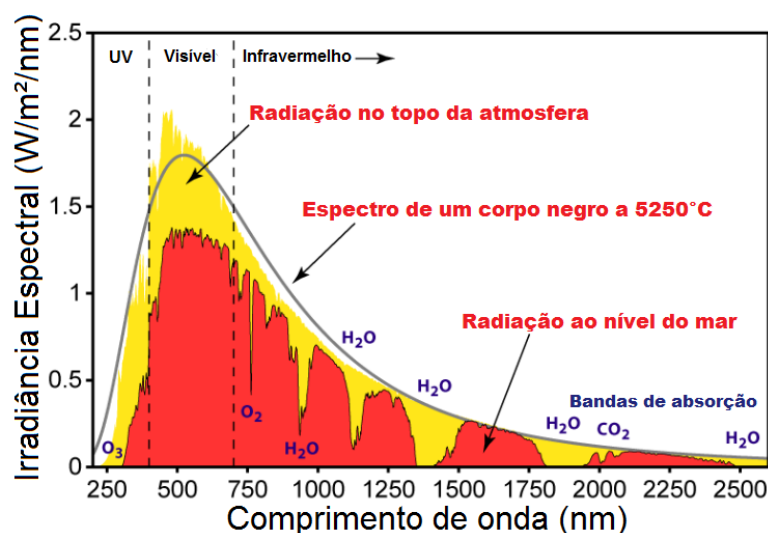


Figura 48 - Espectro da radiação solar

Fonte: Adaptado de ASTM: *Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation*.

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 e 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.

8.2.2 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, sejam eles térmicos ou fotovoltaicos, em posição apropriada às necessidades de cada aplicação.

O efeito da inclinação dos coletores é mais relevante quanto maior a latitude. O ângulo que é usualmente 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.

Embora considerado como ideal, o posicionamento em ângulo igual à latitude do local não é regra absoluta. Se, por qualquer motivo, se desejar maximizar a irradiação em determinada estação ou mês, é possível orientar os coletores ao ângulo que favoreça a aplicação. Como exemplo as aplicações térmicas, nas quais 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 os coletores, bem como para facilitar a limpeza natural por meio da chuva.

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.

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, por operarem somente com raios solares paralelos ao eixo focal e, logo, concentrarem apenas a irradiação direta normal, é essencial o uso de sistemas de seguimento para seu correto funcionamento.

8.3 Radiação solar no Brasil

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 propicia 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.

A Figura 49 apresenta os dados brasileiros de irradiação global no plano inclinado, adequado às aplicações fotovoltaicas e de aquecimento.

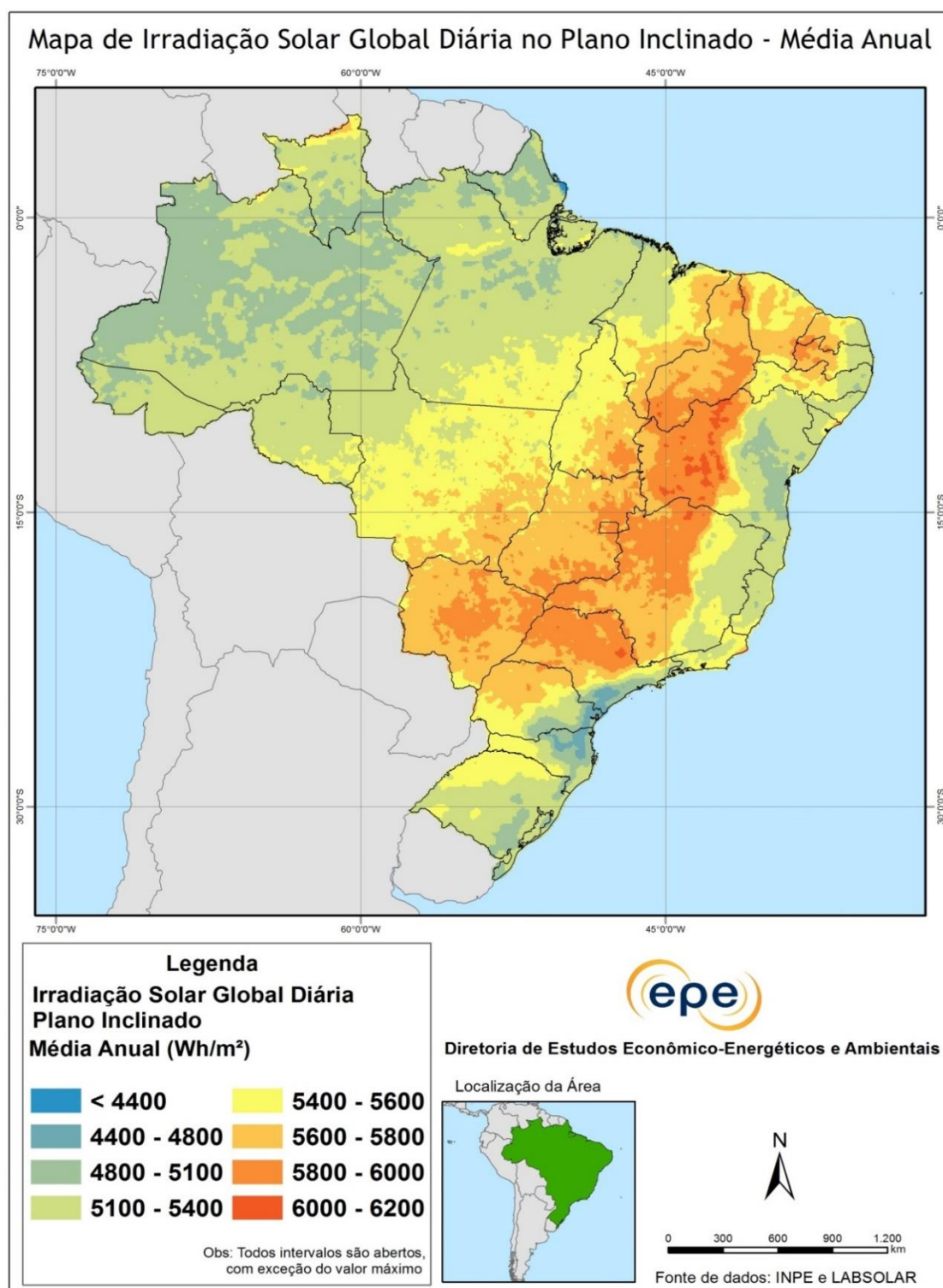


Figura 49 - Mapa da irradiação solar global no plano inclinado

Nota: Ângulo igual à latitude.

Fonte: EPE (2016) adaptado de INPE, LABSOLAR.

A Figura 50 apresenta os dados brasileiros de irradiação direta normal, adequado às aplicações heliotérmicas e fotovoltaica com concentração.

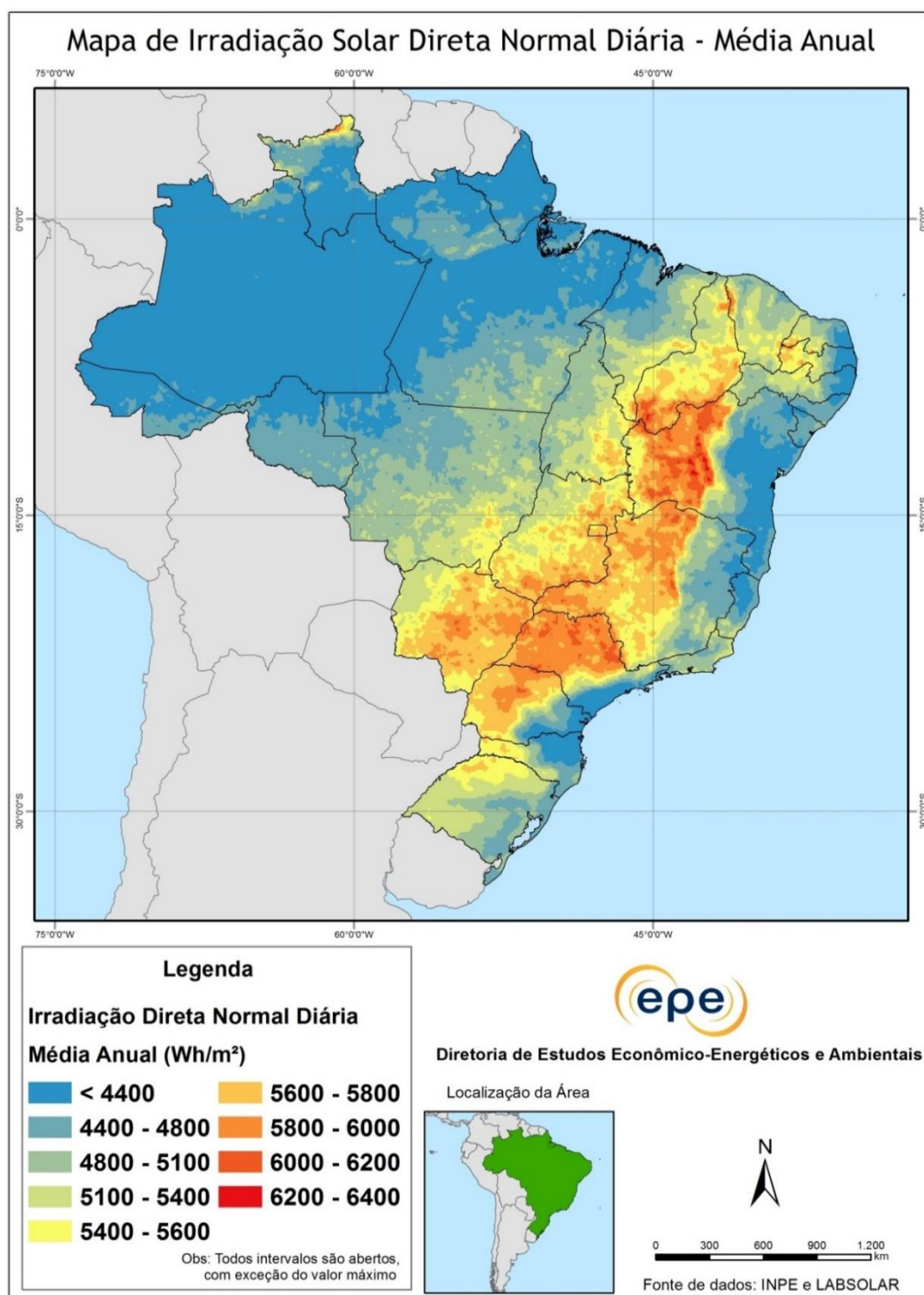


Figura 50 - Mapa da irradiação direta normal

Nota: Média anual.

Fonte: EPE (2016) adaptado de INPE, LABSOLAR.

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 natural 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.

8.4 Potencial técnico da geração fotovoltaica

Apesar de citar as principais maneiras de se aproveitar a energia proveniente do Sol para suprir usos finais, até este ponto tratou-se apenas da radiação solar e suas características de incidência no 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.

No âmbito do PNE 2050, antevê-se um maior aproveitamento do recurso solar na matriz elétrica brasileira. Sob esta perspectiva, buscou-se avaliar mais detalhadamente o potencial técnico solar aplicado à geração fotovoltaica, seja ela centralizada, em grandes plantas geradoras, seja ela distribuída, ocupando telhados residenciais, assim como a geração heliotérmica.

8.4.1 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.

Neste estudo foram consideradas aptas à implantação de projetos fotovoltaicos as áreas com declividade inferior a 3% (NREL, 2012) e com dimensões superiores a 0,5 km², considerada a área necessária para instalação de uma unidade de cerca de 35 MWp (DENHOLM e MARGOLIS, 2008)⁴⁸. 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

⁴⁸ Denholm e Margolis (2008) estima uma densidade de 65 W/m² para plantas fotovoltaicas com painéis inclinados em 25°. Como a região analisada está majoritariamente localizada em latitude menor que 25°, utilizou-se um valor de 70 W/m², haja vista que quanto menor a inclinação, menor o espaçamento entre os módulos para evitar sombreamento.

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.

Na análise espacial 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.

A Tabela 29 apresenta um sumário das áreas aptas para aproveitamento, com a classificação por uso do solo.

Tabela 29 - 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.

Fonte: EPE (2016).

A ilustração dos resultados pode ser vista na Figura 51, na qual é sobreposta a camada de irradiação global no plano inclinado às áreas aptas, excluídas todas as restrições.

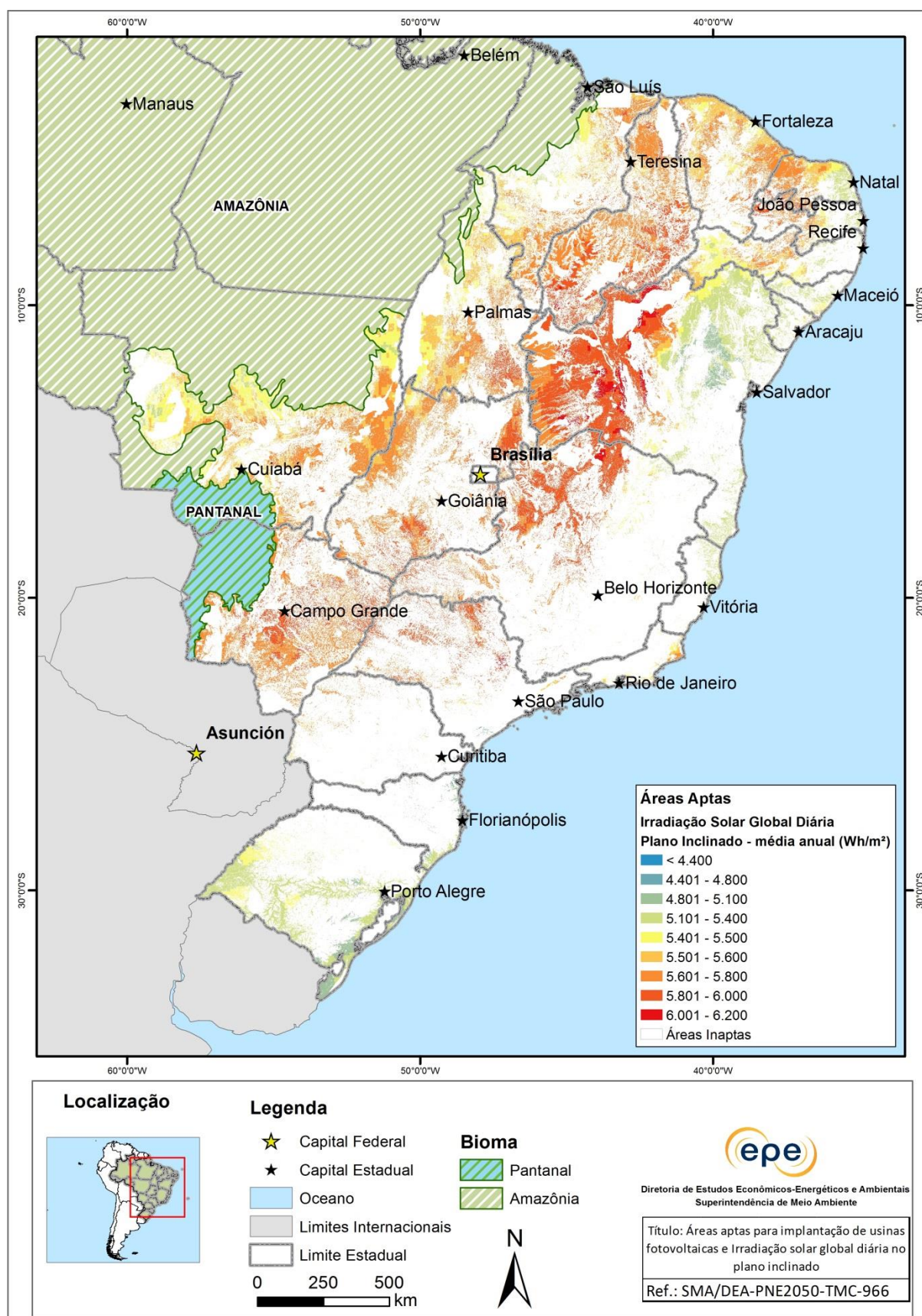


Figura 51 - Áreas aptas para implantação de centrais fotovoltaicas (fazendas solares) no Brasil

Fonte: EPE (2016).

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 30, com a área e o potencial por faixa de irradiação. Foi assumida a premissa de possibilidade de instalação de 70 MWp/km² (DENHOLM e MARGOLIS, 2008) para calcular a potência em cada estrato. A energia foi obtida utilizando um fator de capacidade médio para o respectivo estrato.

Tabela 30 - Potencial brasileiro de geração fotovoltaica centralizada em áreas aptas antropizadas

Faixa de irradiação (Wh/m ² .dia)	FCcc 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).

Fonte: EPE (2016).

Ao considerar apenas a faixa de melhor irradiação (6,0 a 6,2 kWh/m²), 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. Dada a demanda atual de eletricidade e as projeções para 2050, essas grandezas são extremamente significativas. 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 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, país líder em capacidade instalada fotovoltaica (38,5 GWp em 2014) e com geração de aproximadamente 35 TWh ao longo de 2014 (FRAUNHOFER ISE, 2015). Assim, entende-se que no horizonte 2050 seja plausível a dispersão de empreendimentos de energia fotovoltaica em todo território nacional.

8.4.2 Geração fotovoltaica distribuída residencial

Nesta seção será investigado o potencial técnico de geração fotovoltaica distribuída residencial. 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). Esses resultados foram publicados originalmente na nota técnica DEA 19/14, intitulada “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos”, na qual são apresentados os detalhes da metodologia adotada. Outras pesquisas envolvendo distintos fatores vêm sendo desenvolvidas, no entanto, a análise atual permitiu a obtenção de resultados que comprovam o grande potencial brasileiro nesta modalidade de geração.

Os detalhes do potencial fotovoltaico residencial por unidade federativa são apresentados na Tabela 31.

Tabela 31 - 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.

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 abaixo, por município (Figura 52).

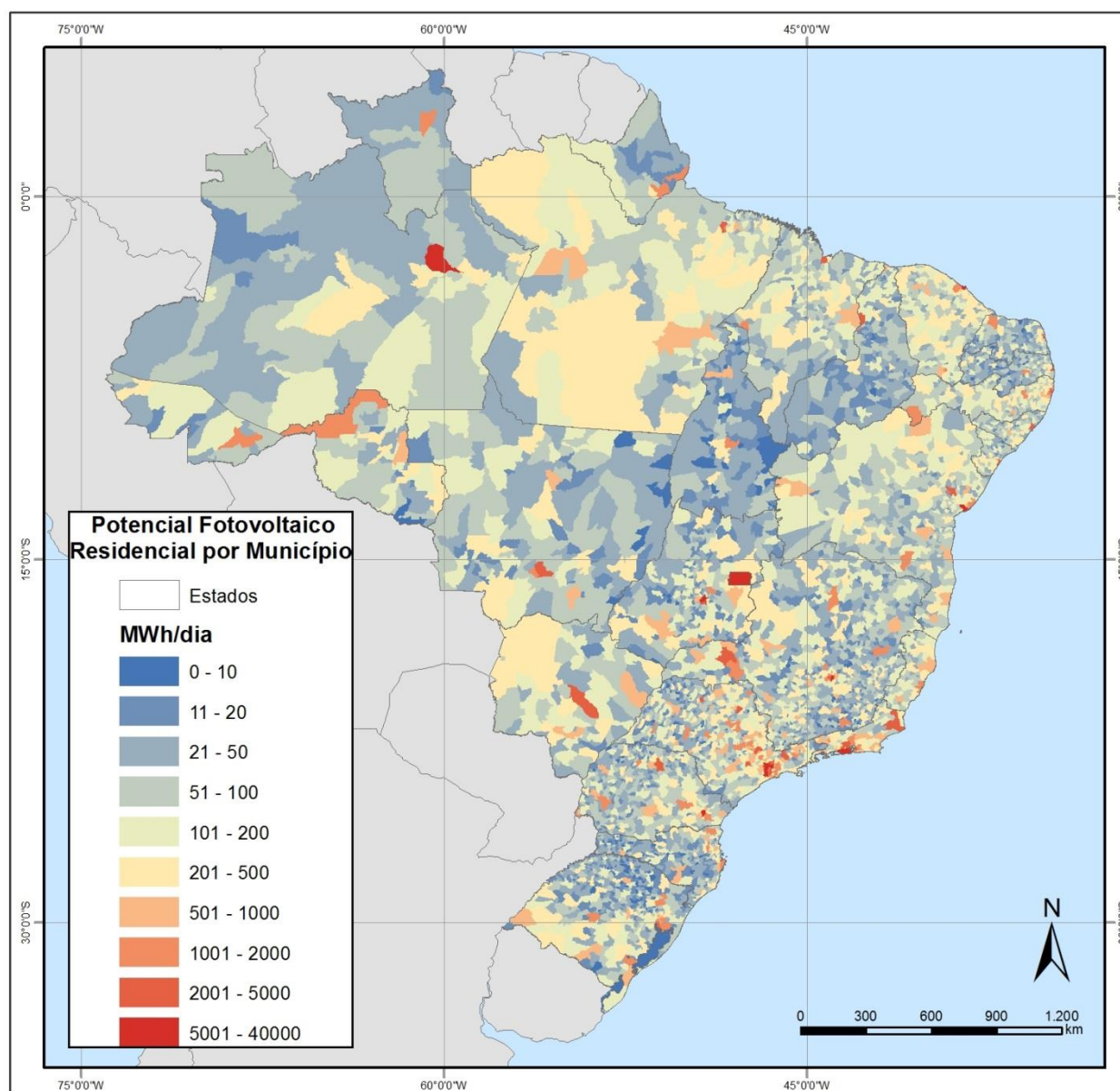


Figura 52 - Potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais por município (MWh/dia)

Fonte: EPE, com dados de Lange (2012). Contratação interna: EPE/GIZ

No entanto, salienta-se que, 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.

Quanto ao aproveitamento deste potencial, destaca-se que nas regiões norte e nordeste, as mais próximas da linha do equador, há maior possibilidade de integração da tecnologia solar fotovoltaica⁴⁹ 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).

Levando em consideração as projeções do número de domicílios para o ano de 2050, assim como as projeções do consumo elétrico residencial para o mesmo ano, pode-se considerar como inexistente a limitação física, em área de telhados, para sustentar a hipótese de o suprimento elétrico integral do segmento provir da geração distribuída fotovoltaica residencial. Apesar desta hipótese ser de difícil realização, este estudo demonstrou que a área não é fator limitante para a massiva inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos no país no horizonte 2050.

8.4.3 Geração fotovoltaica centralizada *offshore*

Nos últimos anos tem crescido o interesse pelo aproveitamento da geração fotovoltaica em sistemas flutuantes. Esses sistemas têm sido desenvolvidos principalmente em locais com restrição de área. De fato, a maioria das plantas de geração fotovoltaica flutuante estão localizadas no Japão - um país com grande limitação territorial. Adicionalmente, é comum ser divulgado uma potencial vantagem do aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos quando alocados sobre a água, devido ao resfriamento evaporativo dos mesmos. No entanto, esse argumento é questionável. Como apontam Galdino e Olivieri (2016), o resfriamento depende da umidade do local da planta. Em locais úmidos não deve haver grande benefício. No Brasil, um estudo realizado no Ceará não encontrou redução de temperatura entre módulos sobre a água e no solo (ALENCAR FILHO *et al.*, 2018). Portanto, ganhos de eficiência nesse tipo de aplicação no Brasil ainda carecem de comprovações.

Até o momento, quase todos os sistemas flutuantes estão em reservatórios de água doce. Esses reservatórios proporcionam um ambiente de maior controle para a instalação, operação e manutenção dos sistemas. Por outro lado, tem surgido alguns pilotos de sistemas off-shore, ou seja, sobre o mar. Novamente, a principal aplicação desses sistemas seria o atendimento de pequenas ilhas com restrição de terras para o aproveitamento fotovoltaico em solo. No

⁴⁹ 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.

entanto, com cerca de um quarto da população brasileira vivendo em cidades litorâneas⁵⁰, a geração fotovoltaica off-shore pode ser uma solução interessante para o atendimento elétrico dessas zonas com reduzido investimento em linhas de transmissão. Cabe lembrar que o aproveitamento da eletricidade de Belo Monte, no Brasil, exigiu a construção de uma linha de aproximadamente 2 mil km.

Por outro lado, além do investimento adicional em flutuadores e sistema de ancoragem, há que se considerar que o ambiente marinho é severo aos equipamentos, o que exigirá componentes com maior grau de proteção contra a penetração de água e a salinidade, o que encarece o investimento e a manutenção.

Apesar do grau de incipiência dessa aplicação fotovoltaica, a EPE buscou realizar um exercício de quantificação do potencial técnico de geração offshore, com base em dados de irradiação e restrições ambientais.

A área considerada no estudo é composta pelo Mar Territorial, a Zona Contígua e a Zona Exclusiva Econômica - ZEE brasileira⁵¹. Para incorporar a análise socioambiental, considerou-se alguns critérios de exclusão de áreas que, mesmo apresentando um potencial associado, não estariam aptas ao aproveitamento da geração solar offshore por se tratarem de áreas potencialmente sensíveis do ponto de vista socioambiental. Áreas potencialmente sensíveis são áreas com alguma restrição conhecida ou inferida no ambiente físico, biológico ou socioeconômico.

Os dados de irradiação solar nos oceanos foram fornecidos diretamente pelo INPE. São dados de reanálise do modelo atmosférico global Climate Forecast System Reanalysis - o CFSR - que é a terceira versão dos produtos de reanálise do NCAR/NCEP. Consideram um período que compreende os anos de 1979 a 2016 e uma resolução espacial de aproximadamente 20 km. Os valores médios mensais de irradiação global horizontal foram comparados com 42 estações em cidades litorâneas. Nestas, o RMSE deste conjunto de dados ficou em torno de 12,5%. Ressalta-se que pela indisponibilidade de estações offshore para validação, tal incerteza precisa melhor quantificada em estudos futuros.

⁵⁰ <https://censo2010.ibge.gov.br/noticias-censo.html?busca=1&id=1&idnoticia=2036&t=ibge-parceria-marinha-brasil-lanca-atlas-geografico-zonas-costeiras-oceanicas&view=noticia>

⁵¹ Estabelecida pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM), a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) se estende por até 200 milhas marinhas (ou náuticas) - o equivalente à 370 km. A ZEE é uma faixa situada para além das águas territoriais, sobre a qual cada país costeiro tem prioridade para a utilização dos recursos naturais do mar, tanto vivos como não-vivos, e responsabilidade na sua gestão ambiental.

Em relação às demais bases, utilizaram-se também: (I) os limites da ZEE (IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística); (II) das ilhas oceânicas (DHN - Diretoria de Hidrografia e Navegação); (III) todas as categorias de unidades de conservação (áreas legalmente protegidas), existentes na base de dados do Ministério do Meio Ambiente (MMA) até abril de 2018; (IV) as áreas marinhas importantes para aves migratórias e as áreas de importância para aves (IBAs - Important Bird and Biodiversity Areas, Birdlife International).

Outros critérios de possíveis restrições também foram avaliados, mas para este estudo não foram considerados por indisponibilidade de base georreferenciada (atividade pesqueira; áreas de corais; rotas de navios; áreas de potencial turístico) ou por não se tratar de um aspecto ambiental, como p.ex.: campos de produção de petróleo e gás. Esses campos podem servir inclusive como fator de atração para o desenvolvimento da atividade de geração solar. Outro aspecto importante são as Áreas Prioritárias para a Conservação, Utilização Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (APCBs), instrumento norteador de políticas do MMA. As APCBs marinhas ocupam toda a extensão da ZEE, assim, optou-se por não as utilizar neste estudo, tendo em vista a baixa resolução das informações. Além disso, estas áreas estão sendo revisadas, com previsão de publicação da nova versão ainda em 2018. A Figura 53 ilustra as áreas aptas após a exclusão das áreas com restrições socioambientais, que resultaram numa redução de aproximadamente 2,5% da área total da ZEE.

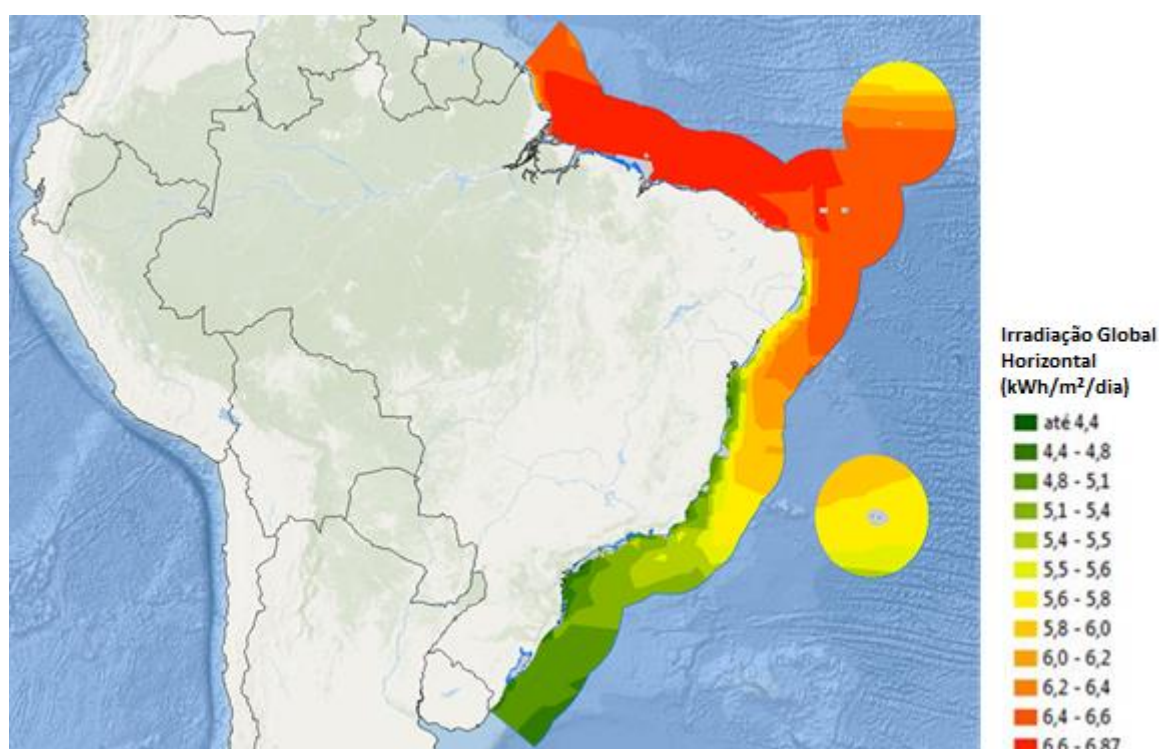


Figura 53 - Mapa das áreas aptas para o aproveitamento fotovoltaico na ZEE brasileira

Fonte: EPE, com dados fornecidos pelo INPE (2018).

Observa-se que as áreas de maior incidência de radiação estão localizadas na porção nordeste da costa brasileira. Na região sul e sudeste do Brasil, onde concentra-se a maior parte das restrições ambientais consideradas neste estudo, a radiação solar é menor.

A partir das áreas levantadas, foi calculado o potencial fotovoltaico. Assim como na análise do potencial em solo, foi utilizada o mesmo fator de ocupação de 70 MWp/km² (DENHOLM e MARGOLIS, 2008). Os fatores de capacidade foram calculados com base na irradiação média em cada faixa. A Tabela 32 resume o potencial total.

Tabela 32 - Potencial brasileiro de geração fotovoltaica centralizada offshore

Faixa de irradiação (Wh/m².dia)	Área (km²)	FCcc médio	Potência Fotovoltaica (GWp)	Energia Gerada (TWh/ano)
até 4,4	1.343	13,1%	94	108
4,4 - 4,8	89.106	14,4%	6.237	7.854
4,8 - 5,1	324.632	15,5%	22.724	30.793
5,1 - 5,4	248.594	16,4%	17.402	25.009
5,4 - 5,5	156.157	17,1%	10.931	16.383
5,5 - 5,6	155.030	17,3%	10.852	16.488
5,6 - 5,8	455.832	17,8%	31.908	49.789
5,8 - 6,0	296.949	18,4%	20.786	33.573
6,0 - 6,2	171.939	19,1%	12.036	20.098
6,2 - 6,4	204.344	19,7%	14.304	24.669
6,4 - 6,6	840.875	20,3%	58.861	104.736
6,6 - 6,87	733.820	21,0%	51.367	94.706

Ressalta-se que a base de irradiação utilizada pode levar a erros consideráveis. Adicionalmente, como mencionado anteriormente, há outras restrições para o aproveitamento fotovoltaico que precisam ser melhor analisadas no futuro. De qualquer forma, os resultados indicam o enorme potencial de irradiação solar sobre o mar brasileiro.

8.5 Geração heliotérmica

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 geração⁵², acima de 30 MW.

Para a avaliação do potencial heliotérmico no país, foi utilizado Burgi (2013)⁵³ 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 HDIRN, 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 33.

⁵² 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)

⁵³ 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.

Tabela 33 - Potencial heliotérmico por tecnologia e UF (Não acumulativo entre tecnologias)

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

Fonte: Burgi, 2013.

A delimitação utilizada nas análises fotovoltaica e 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.

8.6 Aquecimento solar de água

A energia solar apresenta boas perspectivas para o mercado de aquecimento de água, especialmente no setor residencial. Como referência, conforme descrito no item 8.4.2, o Brasil possui áreas de telhados residenciais que possibilitam uma geração fotovoltaica que é o dobro do consumo do próprio setor. Adicionalmente, sabe-se que sistemas solares de aquecimento de água domiciliares ocupam área significativamente menor do que um sistema fotovoltaico residencial (CRUZ, 2016). Portanto, é possível inferir que o potencial técnico para o aproveitamento do aquecimento solar d'água é suficiente para o vasto atendimento das necessidades dos domicílios brasileiros, ainda que em alguns casos particulares (apartamentos, telhados sombreados, por exemplo) não seja possível a instalação.

9 ENERGIA OCEÂNICA

9.1 Introdução

Em decorrência da evolução natural da pesquisa em energias renováveis, o amplo potencial dos recursos energéticos do mar tem atraído atenção e interesse crescentes das comunidades científicas e governamentais. Embora a tecnologia para essa energia seja recente e ainda em vias de ser comercial, comparativamente às empregadas em outras fontes energéticas, o aproveitamento dos recursos do mar apresenta-se promissor em função de diversos fatores, dentre os quais suas extensas áreas, a distribuição mundial dos oceanos e, principalmente, a alta densidade energética (COPPE/UFRJ e SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

No âmbito da geração de eletricidade, dentre as diversas formas de aproveitamento da energia oceânica, o aproveitamento das marés é o mais difundido, com projetos em funcionamento desde a década de 1960. Essa tecnologia consiste no represamento de água para que se possa utilizar a energia potencial disponível com o desnível de coluna d'água gerado na maré enchente e na maré vazante (FLEMING, 2012). Além dessa tecnologia, destaca-se o aproveitamento através das ondas, correntes marinhas, gradientes térmicos e gradientes de salinidade.

O estudo *An International Vision for Ocean Energy 2017* estima um potencial de 300 GW para a energia maremotriz e das ondas, e um valor da mesma ordem de grandeza para conversão térmica oceânica, no mundo, em 2050 (OES, 2017).

No âmbito do planejamento de longo prazo, avaliam-se essas formas de aproveitamento e seus respectivos potenciais energéticos na costa brasileira como alternativa ao suprimento energético.

9.2 Formas de aproveitamento

9.2.1 Energia das ondas

As ondas são formadas pela transferência de energia dos ventos, ao longo de uma faixa sobre a superfície, para a massa de água. 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. Isto implica em que, para um mesmo potencial energético, são requeridas menores áreas para a conversão da energia das ondas em eletricidade, em relação àquelas necessárias aos aproveitamentos das energias solar e eólica.

A energia das ondas pode ser decomposta em energia cinética da massa de água, que geralmente segue trajetórias circulares, e energia potencial desta mesma massa de água, conforme ilustrada na Figura 54.

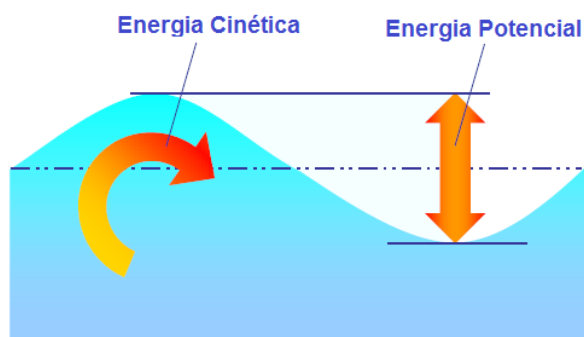


Figura 54 - Representação das duas formas de energia das ondas

Fonte: Adaptado de CRES, 2006.

9.2.2 Energia das marés

As marés são movimentos oscilatórios do nível do mar causados pela atração gravitacional da Lua e do Sol e pelo efeito da rotação da Terra. A força geradora da maré consiste primordialmente na resultante gravitacional do sistema Sol-Terra-Lua, o qual depende diretamente das massas destes corpos e inversamente do cubo da distância entre eles. Outros fatores que influenciam as marés são o formato da faixa litorânea, o fundo do mar e os fenômenos meteorológicos.

Como resultado dos movimentos periódicos do Sol, da Terra e da Lua, as marés apresentam recorrência entre 12 e 24 horas em função da localização no globo terrestre. Com comprimentos de onda de ordem continental, a maré configura a maior onda oceânica existente. A amplitude da maré também varia com o tempo e em função da periodicidade e da intensidade dos fenômenos astronômicos envolvidos.

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, sofrendo também efeitos causados pelo fundo, o que acarreta a redução de sua velocidade 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 e SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013). Entretanto, as marés são extremamente previsíveis, o que é um atributo desejável para geração de eletricidade (FLEMING, 2012).

9.2.3 Energia das correntes

As correntes podem ser classificadas conforme sejam 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, sendo tidos como verdadeiros rios oceânicos, cujo principal fator responsável é a variação na densidade das águas, que, por sua vez, é provocada pela diferença de temperatura. 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 e, conseqüentemente, provocar 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. A velocidade dessas correntes pode atingir valores superiores a 1 m/s. 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 e SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

9.2.4 Diferença de energia térmica (*ocean thermal energy conversion* - OTEC)

Na seção do recurso solar foi apresentada a magnitude da energia solar que atinge à superfície terrestre, 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. O potencial energético da OTEC é considerado o maior entre as fontes de energia oceânica. (COPPE/UFRJ e SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

9.2.5 Gradiente de salinidade

O gradiente de salinidade entre dois corpos d'água contém um elevado potencial osmótico, como, por exemplo, na diferença de concentração de sal entre a água dos rios e a do mar. A enorme quantidade de energia liberada quando estas duas águas se encontram, cujo local denomina-se estuário, pode ser utilizada para gerar 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 e SEAHORSE WAVE ENERGY, 2013).

9.3 Potencial de geração oceânica no Brasil

A extensa costa brasileira e as vastas áreas de mar territorial são condições naturais que abrem plenas possibilidades para o aproveitamento energético dos recursos do mar.

O clima 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. As melhores condições para o aproveitamento das marés estão no litoral do Amapá, Pará e Maranhão, onde são observadas as maiores amplitudes de maré.

Em termos de aproveitamento das correntes, os locais mais interessantes com vistas ao aproveitamento energético concentram-se no litoral das regiões Norte e Nordeste, dada a grande variação de maré. Identificaram-se dezenas de baías e estuários ao longo dos estados do Amapá, Pará e Maranhão, incluindo áreas fluviais, de afluentes do rio Amazonas, que recebe influência da maré em até 800 km desde sua desembocadura.

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 114 GW, como ilustrado na Figura 55.

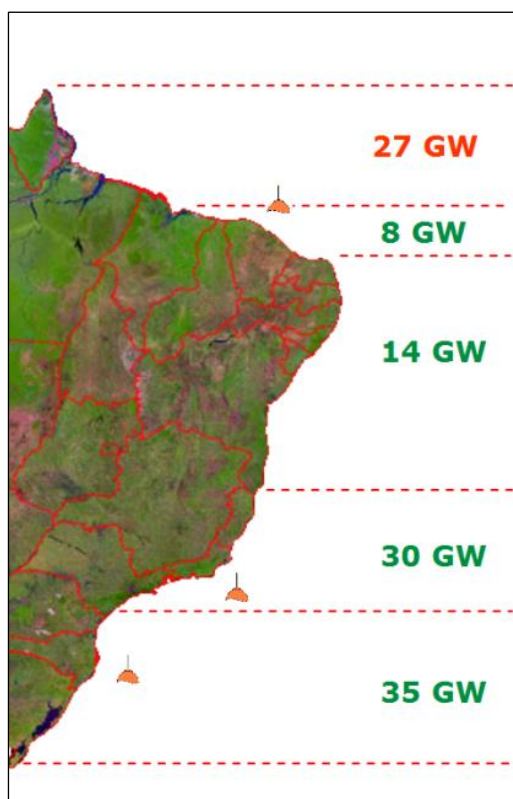


Figura 55 - Potencial teórico brasileiro estimado de ondas e marés

Legenda: verde = ondas; vermelho = marés.

Fonte: COPPE/UFRJ & Seahorse Wave Energy, 2013.

O potencial de cada unidade federativa é relacionado na Tabela 34.

Tabela 34 - 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.

Do ponto de vista teórico, pode-se considerar 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 é de caráter preliminar.

10 Sistemas de Armazenamento de Energia

As tecnologias de armazenamento de energia servem para preencher as lacunas temporais e geográficas (quando acopladas a outros componentes da infraestrutura energética) entre a oferta e a demanda de energia. Podem ser implementadas de grandes a pequenas escalas, de maneira distribuída e centralizada, em todo o sistema de energia. Enquanto algumas tecnologias estão maduras ou quase maduras, a maioria ainda está nos estágios iniciais de desenvolvimento e exigirá atenção adicional antes que seu potencial possa ser totalmente percebido (IEA, 2014). Em todos os casos, representam carga para o sistema, uma vez que devolvem menor quantidade que a armazenada. Estudos de prospecção tecnológica para o setor elétrico brasileiro apontam que as tecnologias de armazenamento de energia permitirão uma maior eficiência operativa dos sistemas elétricos, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento da energia (CGEE, 2017).

Como, nos últimos anos, tem-se configurado o cenário de crescente participação das fontes renováveis não despacháveis no suprimento (INT/MCTI, 2017), como eólica e solar fotovoltaica, por conta de seus custos competitivos, as tecnologias de armazenamento de energia passaram a ser componentes valiosos na maioria dos sistemas energéticos, constituindo-se numa das tecnologias chave para apoiar sua descarbonização (IEA, 2014).

Há muitos casos em que a implantação do armazenamento de energia é competitiva ou quase competitiva nos atuais sistemas mundiais de energia. No entanto, as condições de regulação e de mercado ainda não estão bem estruturadas para compensar o conjunto de serviços que o armazenamento pode oferecer. Além disso, algumas tecnologias ainda são muito caras em relação a outras tecnologias concorrentes, como por exemplo, a geração flexível e novas linhas de transmissão em sistemas de eletricidade. Atividades de P&D estão em andamento com os objetivos principais de reduzir os custos e melhorar o desempenho de tecnologias de armazenamento existentes, novas e emergentes (IEA, 2014).

Assim, uma série de melhorias e de desenvolvimentos são necessários, visando: redução de custos de investimento, maior segurança operacional, aumento da vida útil, maior eficiência, dentre outros aspectos. Ademais, a implantação dessas tecnologias depende da superação de barreiras não técnicas que precisam ser superadas, como os temas da regulação e de políticas públicas que permitam criar um ambiente mais atraente para a penetração dos sistemas de armazenamento (IEA, 2014, INT/MCTI, 2017).

10.1 Tecnologias de Armazenamento de Energia

As tecnologias de armazenamento de energia são comumente classificadas em função de sua natureza de armazenamento e da sua capacidade de carga. Um resumo dessas classificações é apresentado a seguir (INT/MCTI, 2017).

10.1.1 Quanto à natureza do armazenamento

De acordo com a natureza do processo de armazenamento, os sistemas são classificados como: mecânico, eletroquímico, químico, elétrico ou térmico.

10.1.2 Quanto à capacidade e velocidade de carga/descarga

De acordo com a escala de aplicação, os sistemas de armazenamento de energia podem prestar serviços à rede centralizada, a sistemas distribuídos ou de descarga rápida.

- *bulk storage*: tecnologias de armazenamento inseridas nos sistemas de transmissão, possuem grandes capacidades de armazenamento capazes de prover cargas e descargas de acordo com as necessidades da rede. Ex.: hidroelétricas reversíveis e sistemas de armazenamento de ar comprimido.
- *distributed storage*: sistemas de armazenamento distribuídos, tendem a ser menores quando comparados com as tecnologias bulk, no tocante à capacidade de armazenamento. Tendem a ser mais adequados para casos onde é necessária a conexão em redes de média ou baixa tensão. Ex.: baterias.
- *fast storage*: tecnologias de armazenamento rápido são classificadas devido a sua capacidade de entregar grandes potências em períodos de descarga muito curtos, em segundos ou até mesmo milissegundos. São adequadas para aplicações bem específicas tais como a estabilização de tensão em tempo real. Ex.: supercapacitores, Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) e volantes de inércia (REA, 2016).

Dentre as várias tecnologias de armazenamento de energia destacam-se (IEC, 2011, EASE/EERA, 2017, INT/MCTIC, 2017):

- Usinas Hidroelétricas Reversíveis (UHR): armazenamento mecânico/*bulk*
- Armazenamento de Ar Comprimido (*Compressed Air Energy Storage Systems* - CAES): mecânico/*bulk*
- Volantes de Inércia (*Flywheels*) - mecânico/rápido
- Baterias: armazenamento eletroquímico/distribuído, *bulk* e rápido;
- Hidrogênio: químico/*bulk*
- Gás Natural Sintético (*Synthetic Natural Gas* - SNG): químico/*bulk*

- Sais fundidos (*molten salts*): químico/*bulk*
- Armazenamento de Ar Liquefeito (*Liquid Air Energy Storage* - LAES): térmico/distribuído e *bulk*
- Supercapacitores: elétrico/rápido
- Supercondutores Magnéticos (*Superconducting Magnetic Energy Storage* - SMES) - elétrico/rápido
- Bombas de Calor (*Pumped Heat Energy Storage* - PHES): térmico/distribuído

As formas de armazenamento que terão impacto efetivo na distribuição de energia elétrica serão aquelas que têm dinâmica rápida e flexibilidade de operação como: volantes de inércia, UHR, CAES e as baterias. As baterias - também descritas como *Battery Energy Storage System* (BESS) - se apresentam como a melhor opção para várias aplicações, devido a portabilidade, escalabilidade e velocidade de atuação, podendo ser instaladas em praticamente qualquer ponto da rede, inclusive no interior da instalação do consumidor (INT/MCTIC, 2017).

A Agência Internacional de Energia define os sistemas de armazenamento em termos do fornecimento de energia elétrica ou térmica. A Figura 56 apresenta as principais tecnologias analisadas mostra o estágio de desenvolvimento (P&D, demonstração e implantação, ou comercialização), como também a curva de custos de investimento associado ao risco destas tecnologias.

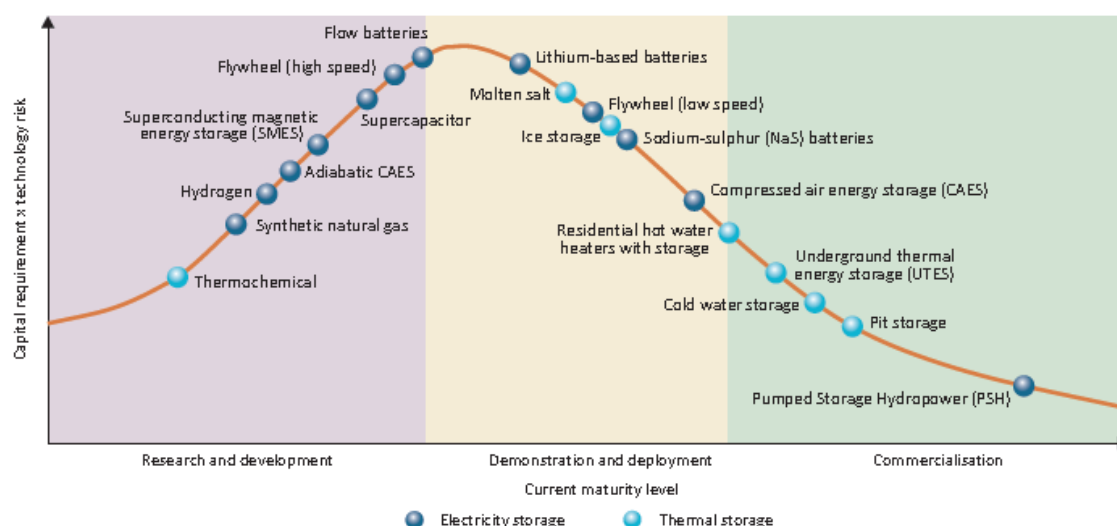


Figura 56 - Maturidade das tecnologias de armazenamento de energia

Fonte: DECOURT e DEBARRE, 2013, PAKSOY, 2013 apud IEA (2014)

Em relação à maturidade comercial dessas tecnologias de armazenamento de energia, as hidroelétricas reversíveis, o armazenamento de água, o armazenamento de energia térmica subterrânea e os aquecedores de água quente residenciais com armazenamento estão

atualmente em sua fase de comercialização, classificados com menor exigência de capital e risco de tecnologia. Dessas tecnologias, a UHR é a mais madura, compreendendo mais de 99% da capacidade instalada global de tecnologias de armazenamento de energia, avaliadas em mais de 141 GW (LANDRY e GAGNON, 2015). O armazenamento de energia de ar comprimido (CAES) é considerado próximo ao final da fase de demonstração e implantação e, portanto, perto da plena comercialização (DECOURT e DEBARRE, 2013 *apud* LANDRY e GAGNON, 2015). Na seção 6.4 são apresentadas informações sobre as usinas hidrelétricas reversíveis e sua aplicabilidade ao caso brasileiro.

No Brasil, o uso de sistemas de armazenamento de energia ainda é incipiente, com projetos de pesquisa conduzidos entre concessionárias, institutos de pesquisa e a academia. O desenvolvimento e implementação de tecnologias de armazenamento de energia de grande porte requer um esforço conjunto de P&D, além de ações regulatórias e a aplicação de políticas industriais para desenvolver o mercado (INT/MCTI, 2017).

A partir de uma visão de futuro acerca dos sistemas de armazenamento de energia, os estudos prospectivos conduzidos pela CGEE (2017) apresentaram uma ordem de prioridade das rotas tecnológicas para os investimentos em P&D dentro dessa temática no Brasil. A Tabela 35 abaixo mostra que os sistemas de baterias e o bombeamento reverso estão entre as rotas tecnológicas prioritárias.

Tabela 35 - Ordem de prioridade dos investimentos em P&D nas rotas tecnológicas de armazenamento de energia

Prioridade	Rota Tecnológica
1	BMS - <i>Battery Management Systems</i>
2	Baterias
3	Bombeamento reverso
4	Supercapacitores
5	Armazenamento energético em forma de gás
6	Volante de inércia
7	Armazenamento térmico com e sem transformação de fase
8	Termoquímicos (reatores)
9	CAES
10	LAES
11	Supermagnetos

Fonte: CGEE (2017)

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014), no futuro, os fatores mais importantes para aumentar o uso de armazenamento de energia serão:

- Melhorar a eficiência do uso de recursos do sistema de energia;
- Uso crescente de recursos renováveis variáveis;
- Aumento do autoconsumo e autoprodução de energia (eletricidade, calor / frio)
- Aumento do acesso à energia (por exemplo, via eletrificação fora da rede usando tecnologias de energia solar fotovoltaica);
- Ênfase crescente na estabilidade, confiabilidade e resiliência da rede elétrica;
- Aumento da eletrificação do setor de uso final (por exemplo, eletrificação do setor de transporte).

No tocante ao potencial, há uma perspectiva de sítios para UHRs descrito no tópico sobre recursos hídricos, mais precisamente no item 6.4.

Sobre as baterias há uma avaliação quanto os minerais, segundo o DNPM (ou CPRM) que remete a 48.000 toneladas de lítio, em 2013, enquanto missões prospectivas mais recentes trabalham para validar cerca de 1 milhão de toneladas (DNPM, 2016), com a capacidade típica de armazenar 150 kWh/t. Cabe destacar que a utilização de baterias pode ser independente da exploração do minério nacional.

Segundo os estudos da CGEE (2017), observa-se a necessidade do desenvolvimento de baterias de alta densidade de energia, com elevadas taxas de carga (carregamento rápido) e descarga (capacidade de atender a elevados picos de demanda) e longa vida útil (capaz de realizar milhares de ciclos de carga e descarga), com baixa perda de capacidade ao longo da vida útil. Além disso, é conveniente que essas tecnologias possuam materiais inertes ou de baixa agressividade ao meio ambiente.

11 POTENCIAL ENERGÉTICO

Considerando os recursos apresentados nos capítulos anteriores, classificados em fontes de energias renováveis e não renováveis, a Tabela 36 e a Figura 57 mostra o potencial de aproveitamento energético expresso em milhões de tonelada equivalente de petróleo (Mtep). Dessa forma, observa-se que a disponibilidade de recursos no final do horizonte supera o patamar da demanda de 600 Mtep em 2050.

Tabela 36 - Potencial energético brasileiro (Mtep)

	Fonte	2015-2050
Não Renováveis	Petróleo ⁽¹⁾	9.047
	Gás Natural ⁽²⁾	2.926
	Carvão Mineral ⁽³⁾	7.157
	Urânio ⁽⁴⁾	2.411
	Subtotal	21.542
Renováveis	Biomassa	531
	Hidráulica	74
	Eólica <i>onshore</i>	30
	Eólica <i>offshore</i>	1.356
	PV <i>onshore</i> ⁽⁵⁾	43
	Heliotérmica	57
	PV <i>offshore</i> ⁽⁶⁾	5.247
	Oceânica	34
	Subtotal	7.371
TOTAL		28.913

Notas:

- (1) Inclui os recursos convencionais descobertos, contingentes e não descobertos.
- (2) Inclui os recursos convencionais descobertos e não descobertos e os recursos não convencionais.
- (3) Considera as reservas totais, uma recuperação média de 77% e poder calorífico de 3.900 kcal/kg.
- (4) Considera as reservas totais e perdas de mineração e de beneficiamento.
- (5) Considera as áreas com faixa de irradiação de 6,0-6,2 kWh/m².dia.
- (6) Considera as áreas com faixa de irradiação de 6,5-6,8 kWh/m².dia.

Fonte: EPE.

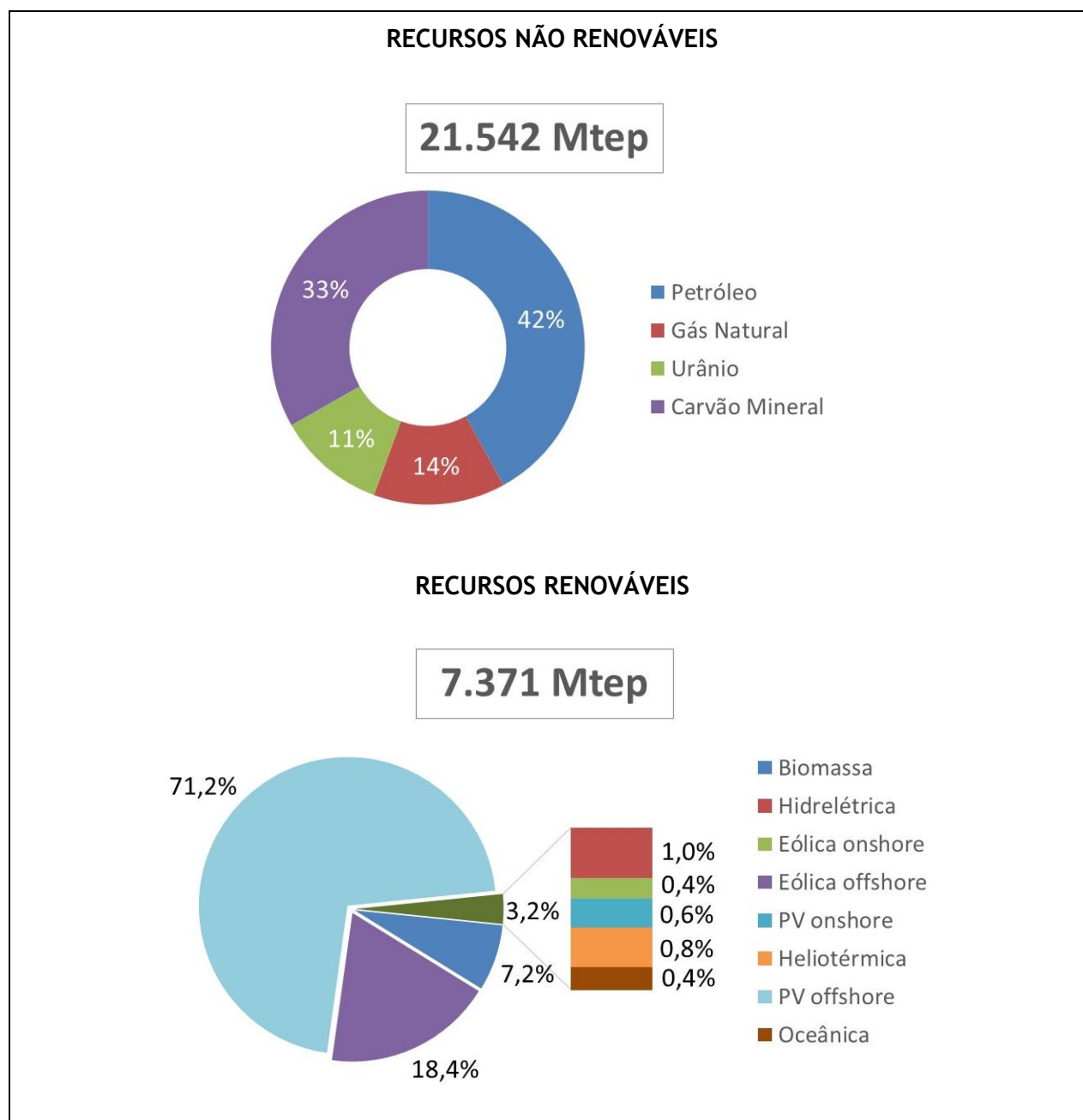


Figura 57- Disponibilidade de recursos 2015-2050.

Fonte: EPE.

No entanto, o aproveitamento dos recursos depende de viabilidade técnica e econômica que envolve muitas variáveis e restrições, como atributos geológicos (no caso dos minerais), além de levar em consideração aspectos tecnológicos, legais, regulatórios, ambientais, sociais e governamentais. Caso não haja economicidade, o poder público pode ainda criar mecanismos de incentivo que promovam o uso racional e eficiente dos recursos disponíveis. Logo, a facilidade de aproveitamento dos recursos torna-se tão relevante quanto o seu potencial.

Neste sentido, os recursos foram segregados em dois grupos: (i) “*fáceis*” e (ii) “*difíceis*”, em função da probabilidade de seu aproveitamento, conforme mostrado na Figura 58 e na Figura

59. Assim, os recursos “*fáceis*” representam aqueles mais acessíveis em comparação aos demais. Cabe destacar que os critérios adotados para a referida classificação levaram em consideração as peculiaridades de cada recurso, não sendo categóricos tampouco exaustivos.

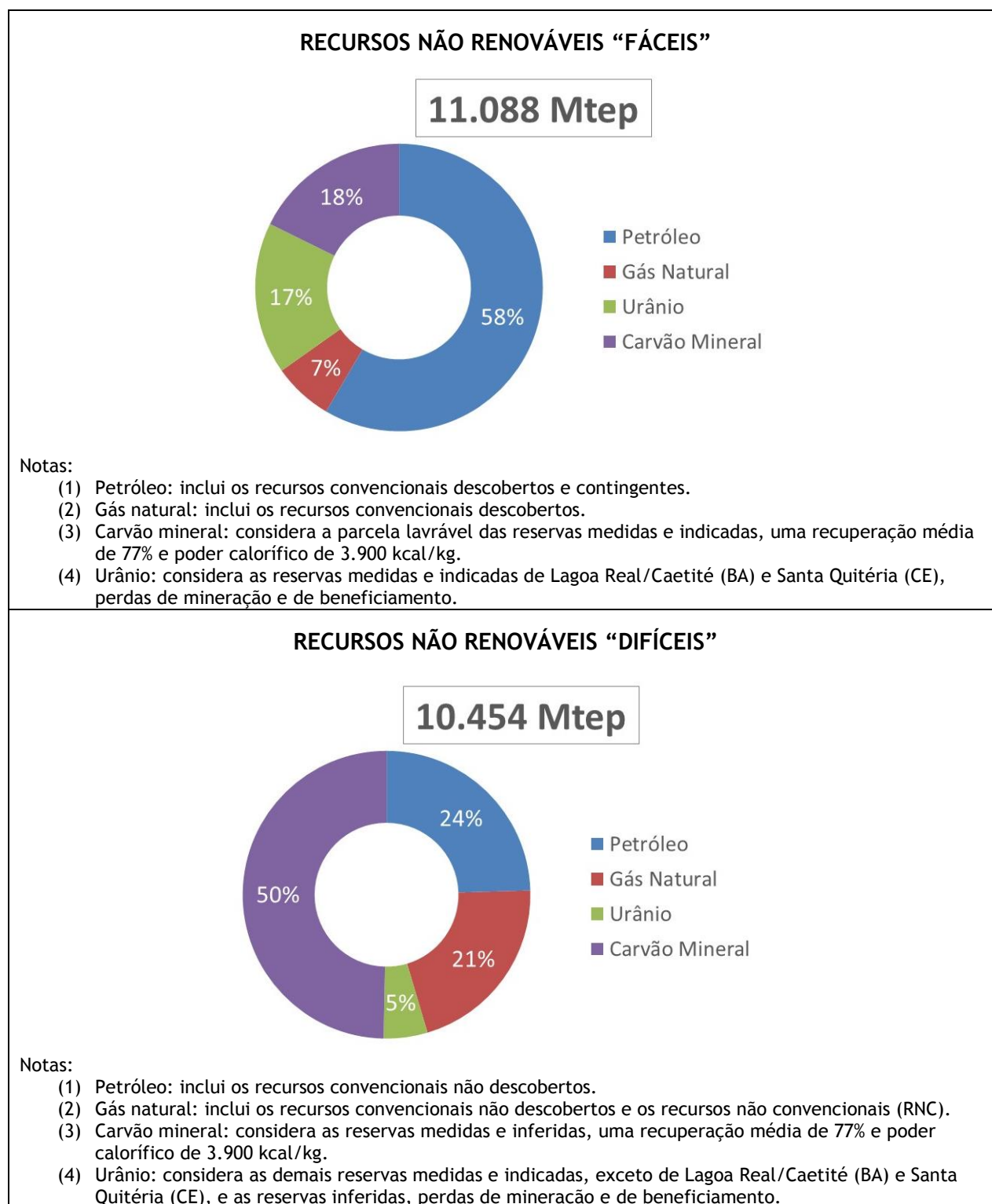
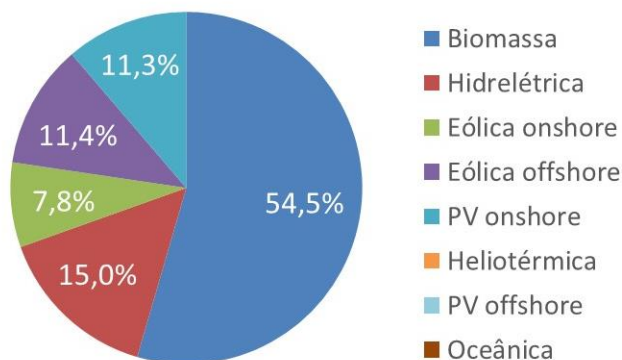


Figura 58 - Disponibilidade de recursos não renováveis, classificados em “fáceis” e “difíceis”.

Fonte: EPE.

RECURSOS RENOVÁVEIS “FÁCEIS”

381 Mtep

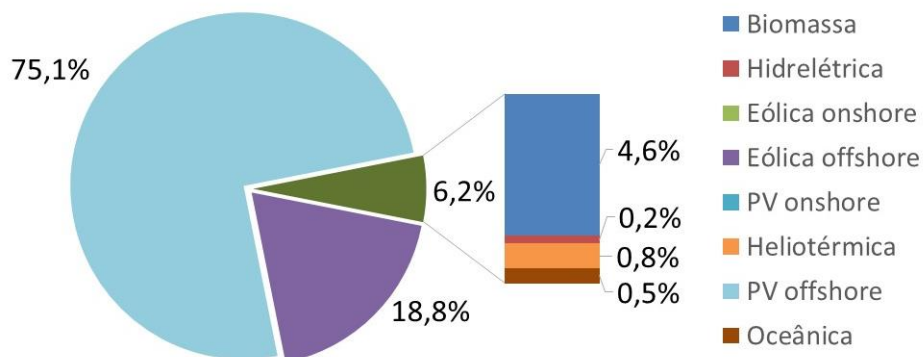


Notas:

- (1) Hidráulica: inclui as UHE que não apresentam interferências em áreas protegidas e as PCH.
- (2) Eólica *offshore*: considera as áreas com até 10 km de distância da costa.
- (3) PV *onshore*: considera as áreas com faixa de irradiação de 6,0-6,2 kWh/m².dia.

RECURSOS RENOVÁVEIS “DIFÍCEIS”

6.990 Mtep



Notas:

- (1) Hidráulica: inclui as UHE que apresentam interferências em áreas protegidas.
- (2) Eólica *offshore*: considera as áreas com até 200 milhas de distância da costa, exceto as áreas até 10 km.
- (3) PV *offshore*: considera a área com faixa de irradiação de 6,5-6,8 kWh/m².dia.

Figura 59 - Disponibilidade de recursos renováveis, classificados em “fáceis” e “difíceis”.

Fonte: EPE.

De acordo com a classificação adotada, cerca de 50% dos recursos não renováveis e 5% dos recursos renováveis possuem mais facilidade de aproveitamento.

Observa-se que há disponibilidade para atender ao crescimento esperado da demanda de energia no horizonte de 2050, desde que o potencial seja bem aproveitado. A avaliação quanto ao aproveitamento dos recursos de modo a garantir o atendimento (segurança) ao

menor custo (modicidade), considerando soluções isoladas ou consorciadas (por exemplo, hibridização) é realizada nos estudos voltados à oferta, cujos resultados permitirão a elaboração dos planos de ação.

12 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao avaliar e quantificar seu potencial, o presente estudo destaca a riqueza e diversidade dos recursos energéticos existentes no país no horizonte de 2050.

Em relação aos recursos não renováveis, merece realce o fato de que o inventário somente abrange uma parte do território, o que possibilita haver maior potencial. Foram contempladas suas reservas conhecidas, assim como as hipóteses de produção até o final do horizonte. Neste horizonte, a exploração dos recursos do Pré-Sal coloca o país na condição de exportador líquido de petróleo.

Quanto aos recursos renováveis, além de considerar as fontes já desenvolvidas no país, como por exemplo hidrelétrica, biomassa e eólica, foram analisados os recursos referentes ao aproveitamento de fontes com possibilidade de ocupar espaço importante na matriz energética nacional no longo prazo, mais especificamente solar, resíduos agrícolas e da pecuária e a oceânica. Parte destes conta com tecnologias cujas eficiências de conversão ainda estão em evolução.

É possível depreender que há disponibilidade para atender ao crescimento esperado da demanda de energia no horizonte de 2050 com folga expressiva, desde que o potencial seja bem aproveitado.

A avaliação quanto ao aproveitamento dos recursos de modo a garantir o atendimento (segurança) ao menor custo (modicidade), considerando soluções isoladas ou consorciadas (por exemplo, hibridização) é realizada nos estudos voltados à oferta, cujos resultados permitirão a elaboração dos planos de ação.

13 REFERÊNCIAS

13.1 Petróleo e Gás Natural

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Produção por Campo para a Incidência dos Royalties**. 2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=532>. Acesso em: 23 de outubro de 2014.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. 2016.

_____. **Boletim Anual de Reservas - 2016**.

BP [British Petroleum]. **BP Statistical Review of World Energy** June 2017.

ECONBROWSER. **Shale Oil and Tight Gas**. 2012. Disponível em: http://www.econbrowser.com/archives/2012/07/shale_oil_and_t.html. Acesso em: 17 set. 2013.

DERMIRBAS, A.; REHAN, M.; AL-SASI, B. O.; NIZAMI, A. S. **Evaluation of natural gas hydrates as a future methane source**. Journal Petroleum Science and Technology. 2016.

EIA [Energy Information Administration]. **World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States**. 2011. Disponível em: <http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20EIA%20Intl%20Gas%20Shale%20APR%202011.pdf>. Acesso em: 24 março. 2014.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás**. 2017 Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2015-2017>.

_____. **Nota Técnica DEA 29/14 - Abordagem socioambiental da expansão da produção de petróleo e gás natural**. Série Plano Decenal de Energia. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/MeioAmbiente/Paginas/PDE2023Abordagensocioambientaldaexpans%C3%A3odaprodu%C3%A7%C3%A3odepetr%C3%B3leoeg%C3%A1snatural.aspx>. Acesso em 02 de setembro de 2015.

HALLIBURTON. **Coalbed Methane: Principles and Practices**. 2008. Disponível em: http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/H06263_Chap_02.pdf. Acesso em: 31 de janeiro de 2012.

MMA [Ministério do Meio Ambiente]. **Portaria nº 422/2011**.

PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.] **Reservas Provasdas da Petrobras em 2015**. Relacionamento com Investidores. 29 de janeiro de 2016.

SPE [Society of Petroleum Engineers]. **Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System**. 2011. Disponível em: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf Acesso em: 29 de dezembro de 2011.

The Royal Society and The Royal Academy of Engineering. **Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing**. 2012. Disponível em: <https://royalsociety.org/~media/policy/projects/shale-gas-extraction/2012-06-28-shale-gas.pdf>. Acesso em 2 de setembro de 2015.

13.2 Urânio

BRASIL. Decreto nº 6.703, de 18 de dezembro de 2008. Aprova a Estratégia Nacional de Defesa, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 18 dez. 2008. 19 dez. de 2008.

_____. Congresso. Câmara dos Deputados. Comissão de Meio Ambiente e de Desenvolvimento Sustentável. Grupo de Trabalho de Fiscalização e Segurança Nuclear. **Relatório do Grupo de Trabalho de Fiscalização e Segurança Nuclear**. Relator: Deputado Edson Duarte. Brasília: Câmara dos Deputados, Coordenação de Publicações, 2006. 336 p. Série ação complementar nº 343. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/3743>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

_____. Ministério da Defesa. **Estratégia Nacional de Defesa**. Disponível em: <https://www.defesa.gov.br/arquivos/estado_e_defesa/END-PND_Optimized.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termonuclear**. Brasília: MME/EPE, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

CNEN - Comissão Nacional De Energia Nuclear. **Sítio contendo informações sobre a produção e uso de material nuclear**. Disponível em: <<http://www.cnen.gov.br>>. Acesso em: 18 ago. 2015.

ELETRONUCLEAR. **Sítio contendo informações sobre a empresa e a produção e uso da energia nuclear no Brasil e no mundo**. 2015. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br>>. Acesso em: 09 jun. 2015.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (BRASIL). **Balanco Energético Nacional 2015 (ano base 2014)**. Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2015>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

FGV PROJETOS - Fundação Getúlio Vargas Projetos. **O Futuro Energético e a Geração Nuclear**. n. 19. 2013. Disponível em: <<http://fgvprojetos.fgv.br/publicacao/o-futuro-energetico-e-geracao-nuclear>>. Acesso em: 13 jul. 2015.

GUARDIA, E. **RMB: em 2018, autossuficiência na produção de radioisótopos**. In: Brasil Nuclear - Informativo da Associação Brasileira de Energia Nuclear, ano 19, n. 40, 2013. p. 8-11. Disponível em: <<http://www.aben.com.br/Arquivos/48/48.pdf>>. Acesso em: 02 ago 2018.

HYLKO, J. M. **Developing the next generation of reactors**. Power Magazine. 15 abr. 2008. Disponível em: <<https://www.powermag.com/developing-the-next-generation-of-reactors>>. Acesso em: 2 ago 2018.

IAEA - International Atomic Energy Agency. **Assessment of Regulatory Effectiveness: Peer Discussions on Regulatory Practices**. Vienna (Austria): IAEA, 1999.

_____. **Legal and Governmental Infrastructure for Nuclear, Radiation, Radioactive Waste and Transport Safety**. In: Safety Standards Series N°GS-R-1. Vienna (Austria): IAEA, 2000.

_____. **Nuclear Technology Review 2015**. 2015. Disponível em: <<http://www.iaea.org/>>. Acesso em: 10 ago. 2015.

INB - Indústrias Nucleares do Brasil S.A. **Pesquisa e lavra de materiais radioativos**. Apresentação feita para o Centro de Estudos e Debates Estratégicos da Câmara dos Deputados. Realizada por Luiz Filipe da Silva, da Diretoria de Recursos Minerais. Mai. 2013b.

_____. **The nuclear fuel cycle in Brazil**. Apresentação realizada no International Nuclear Atlantic Conference pelo Presidente Aquilino Senra. 2013a. Disponível em: <<http://www.aben.com.br/Arquivos/136/136.pdf>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

NEI - Nuclear Energy Institute. **Nuclear Costs in Context**. 2015. **Sítio contendo informações sobre energia nuclear**. Disponível em: <<http://www.nei.org>>. Acesso em: 02 set. 2015.

OECD/IEA. **World Energy Outlook 2015**. Paris: IEA Publishing, 10 nov. 2015. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015.pdf>> Acesso em: 02 ago. 2018.

WNA - World Nuclear Association. **Sítio contendo informações sobre o mercado de urânio**. 2015b. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes.aspx>>. Acesso em: 18 ago. 2015.

_____. **The Economics of Nuclear Power**. Information Papers. 28 jul. 2015a. Disponível em: <<http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/>>. Acesso em: 18 ago. 2015.

13.3 Carvão Mineral

ABCM - Associação Brasileira do Carvão Mineral. **Carvão, Reservas, Mercado e Produção**. Curso Carvão Mineral. Curso promovido pela SATC-Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina em Criciúma/SC. Nov. 2014.

_____. **Estatísticas - Produção ROM por Estado**. Disponível em: <<http://www.carvaomineral.com.br/>>. Acesso em: 6 jul. 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 26 jul. 2015.

BP - British Petroleum. **BP Statistical Review of World Energy 2015**. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 06 jul. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termelétrica (Carvão Mineral)**. Brasília: MME/EPE, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Roadmap Tecnológico para Produção, Uso Limpo e Eficiente do Carvão Mineral Nacional**. 2012. Disponível em: <<http://www.cgEE.org.br/atividades/redirect/7877>>. Acesso em: 17 mai. 2015.

DOE/EIA - Department of Energy/Energy Information Administration. **Annual Energy Outlook 2015 (AEO2015)**. Washington: DOE/EIA, 2015. Disponível em: <[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2015).pdf)>. Acesso em: 02 ago. 2018.

DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral (BRASIL). **Informativo Anual da Indústria Carbonífera 2000 (ano base 1999)**. Brasília: DNPM, jul. 2000.

_____. **Anuário Mineral Estadual de Santa Catarina 2015 (ano base 2014)**. Coordenação técnica de Lia Fernandes *et al.* Equipe Técnica por Júlio César Recuero; Fábio Larroyd; César Veronez. Versão 1. Brasília: DNPM, dez. 2017.

_____. **Anuário Mineral Estadual do Rio Grande do Sul 2015 (ano base 2014)**. Coordenação técnica de José Eduardo da Costa Duarte *et al.* Equipe Técnica por José Eduardo da Costa Duarte. Versão 1. Brasília: DNPM, jul. 2016a.

_____. **Sumário Mineral 2015 (ano base 2014)**. Coordenadores Thiers Muniz Lima, Carlos Augusto Ramos Neves. Brasília: DNPM, 2016b. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/dnpm/publicacoes/serie-estatisticas-e-economia-mineral/sumario-mineral/sumario-mineral-brasileiro-2015>> Acesso em: 02 ago. 2018.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Preços por Mês de Referência - Carvão Mineral (planilha em excel)**. 2015. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Conta-de-Desenvolvimento-Energetico.aspx>>. Acesso em: 04 abr. 2015.

ENEVA - Eneva S.A. **Relações com Investidores**. 2013. Disponível em: <<http://www.eneva.com.br>>. Acesso em: 10 fev. 2014.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (BRASIL). **Balanco Energético Nacional 2015 (ano base 2014)**. Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2015>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

IEA - International Energy Agency. **Electricity Information 2015**. Paris: IEA, 2015a. Disponível em: <<https://doi.org/10.1787/electricity-2015-en>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

_____. **2015 Key World Energy Statistics**. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications.html>>. Acessado em 05/08/2015. 2015b.

_____. **Technology Roadmap: Carbon capture and storage**. 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications.html>>. Acessado em 03/04/2015.

MÜLLER, A. A., Santos, H. M., Schmitt, J. C. C., Maciel, L. A. C., Bertol, M. A. & César, S. B. **Perfil Analítico do Carvão**. Boletim nº 6, 2ª ed. Porto Alegre: DNPM, 1987.

OECD/IEA. **World Energy Outlook 2014**. IEA Publishing: Paris, 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014.pdf>> Acesso em: 02 ago. 2018.

WCI - World Coal Institute. **The Coal Resource - A Comprehensive Overview of Coal**. London: WCI, 2005. Disponível em: <<https://www.worldcoal.org>>. Acesso em: 3 ago. 2005.

13.4 Biomassa

ABIOVE - Associação Brasileira da Indústria de Óleo Vegetal. **Conjuntura e Perspectivas - Panorama do Mercado de Extração de Óleos**. Palestra apresentada por Daniel Furlan Amaral, Gerente de Economia da ABIOVE, no I Simpósio Tecnológico PBIO de Extração de Óleos Vegetais, Rio de Janeiro/RJ, em dezembro de 2009. Disponível em: <http://www.abiove.com.br/site/_FILES/Portugues/21082012-161248-abiove_mercado_oleaginosaspbio_dez09.pdf> Acesso em: 02 ago. 2018.

ABRAF - Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas. **Anuário Estatístico ABRAF 2013 (ano base 2012)**. ABRAF: Brasília, 2013. Disponível em: <<http://www.ipef.br/estatisticas/relatorios/anuario-abraf13-br.pdf>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

ANUALPEC - Anuário da Pecuária Brasileira. **Anualpec 2011: Anuário estatístico da pecuária de corte**. São Paulo: FNP, 2011.

BRASIL. Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006. Dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 26 dezembro 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Boletim mensal dos biocombustíveis renováveis**. Ed. 81. Out. 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-combustiveis-renovaveis/548>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (Estado de São Paulo). **Ficha de Informação de Produto Químico - Óleo de Soja**. Disponível em: <http://sistemasinter.cetesb.sp.gov.br/produtos/ficha_completa1.asp?consulta=%D3LEO%20DE%20SOJA>. Acesso em: 01 set. 2015.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2015 (ano base 2014)**. Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2015>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

_____. **Balanco Energético Nacional 2017 (ano base 2016)**. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

_____. **Cenário Econômico 2050**. Nota Técnica DEA, set. 2015. Rio de Janeiro: EPE, set. 2015.

_____. **Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Rurais**. Nota Técnica DEA 17/14, out. 2014. Rio de Janeiro: EPE, 2014b.

_____. **Inventário Energético de Resíduos Rurais**. Nota Técnica DEA 15/14, out. 2014. Rio de Janeiro: EPE, 2014a.

_____. **Inventário Energético de Resíduos Sólidos Urbanos**. Nota Técnica DEA 18/14. Rio de Janeiro: EPE, 2014c.

ESALQ - Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”. **Revista Visão Agrícola** nº 13. Julho de 2015. Disponível em: www.esalq.usp.br/visaoagricola. Acesso em: 13 de jun. 2018.

FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. **Eucalipto transgênico pode aumentar a produtividade da madeira**. Disponível em: <<http://www.painelflorestal.com.br/noticias/biomassa/eucalipto-transgenico-pode-aumentar-produtividade-de-madeira>>. Acesso em: 07 abr. 2013.

IBÁ - Indústria Brasileira de Árvores. **Relatório Ibá 2015**. 2015. Disponível em: <http://iba.org/images/shared/iba_2015.pdf>. Acesso em: 01 ago. 2018.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Sistema IBGE de Recuperação Automática - SIDRA**. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/home/cnt/brasil>> Acesso em: 14 ago. 2013.

IEA - International Energy Agency. **Large Industrial Users of Energy Biomass**. 2013. Disponível em: <<http://task40.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/09/t40-large-industrial-biomass-users.pdf>>. Acesso em: 01 ago. 2018.

IMEA - Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária. **Clusters de etanol de milho em Mato Grosso**. Cuiabá: IMEA, 2017.

JORDÃO, E. P.; PESSÔA, C. A. **Tratamento de Esgotos Domésticos**. 3a ed. Rio de Janeiro: ABES, 1995. 681 p.

MILANEZ, A. Y.; NYKO, D.; VALENTE, M. S.; XAVIER, C. E. O.; KULAY, L.; DONKE, C. G.; MATSUURA, M. I. S. F.; RAMOS, N. P.; [MORANDI, M. A. B.](#); [BONOMI, A.](#); CAPITANI, D. H. D.; CHAGAS, M. F.; [CAVALETTI, Otávio](#); GOUVEIA, V. L. R.. **A produção de etanol pela integração do milho-safrinha às usinas de cana-de-açúcar: avaliação ambiental, econômica e sugestões de política**. Revista BNDES, v. 41, p. 147-208, 2014. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2496>. Acesso em: 05 mar. 2018.

NEVES, J.C.L. **Os Avanços da Fertilização Florestal**. Contribuição à V Semana de Atualização para Técnicos Agroflorestais em Eucaliptocultura. Viçosa, Minas Gerais, Brasil. 12 set. 2011.

OLIVEIRA, L. G. S. **Aproveitamento energético de resíduos agrícolas - O caso da agroeletricidade distribuída.** 2011. Dissertação (Mestrado). Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. 2011.

RAMALHO FILHO, A. **Zoneamento agroecológico, produção e manejo da cultura de palma de óleo na Amazônia.** Rio de Janeiro: Embrapa Solos, 2010. Disponível em: <<http://www.abrapalma.org/pt/wp-content/uploads/2015/01/ABRAPALMA-Tudo-Sobre-Palma.pdf>> Acesso em: 02 ago. 2018.

SANTOS JÚNIOR, 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.

SEAGRI-BA - Secretaria da Agricultura, Pecuária, Irrigação, Pesca e Aquicultura do Estado da Bahia. **Manejo e uso dos subprodutos do dendê são apresentados pela EBDA na Fenagro.** 27 nov. 2012. Disponível em: <<http://www.seagri.ba.gov.br/noticias/2012/11/27/manejo-e-uso-dos-subprodutos-do-dend%C3%AA-s%C3%A3o-apresentados-pela-ebda-na-fenagro>>. Acesso em: 01 ago. 2018.

SFB - Serviço Florestal Brasileiro. **Dados forcecidos por e-mail.** 02 abr. 2018.

13.5 Recursos Hídricos

ANA - Agência Nacional de Águas. **A Evolução da Gestão dos Recursos Hídricos no Brasil.** Brasília, ANA, 2002. Disponível em: <<http://arquivos.ana.gov.br/institucional/sge/CEDOC/Catalogo/2002/AEvolucaoDaGestaoDosRecursosHidricosnoBrasil.pdf>>. Acesso em: mai. 2017.

_____. **ANA e Ministério da Integração apresentam Plano Nacional de Segurança Hídrica.** 20 ago. 2014. Disponível em: <http://www2.ana.gov.br/Paginas/imprensa/noticia.aspx?id_noticia=12525>.

_____. **Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil: informe 2014. Encarte especial sobre a crise hídrica.** Brasília: ANA, 2015. Disponível em: <<http://www3.ana.gov.br/portal/ANA/acesso-a-informacao/institucional/publicacoes>>.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações sobre Geração (BIG).** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 29 dez. 2015.

_____. **Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas.** Situação de 14 jul. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: jul. 2017.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **Levantamento de potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis - Região Sudeste.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1987.

_____. **Levantamento de potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis - Região Nordeste.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1988a.

_____. **Levantamento de potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis - Região Sul.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1988b.

_____. **Plano 2015 - Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015. Volume II.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1994.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização.** Rio de Janeiro: EPE, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

_____. **Oferta de energia elétrica: Premissas e condicionantes 2050.** Nota Técnica DEA 27/16. Out. 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas.** Rio de Janeiro: E-papers, 2007a. 684 p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/manual-de-inventario-hidroeletrico-de-bacias-hidrograficas>>.

_____. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030: Geração Hidrelétrica.** Brasília: MME/EPE, 2007b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. Acesso em: 02 ago. 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026.** Brasília: MME/EPE, 2017. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>.

OECD/IEA. **Technology Roadmap Hydropower.** 29 out. 2012. IEA Publishing: Paris, 2012. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/2012_Hydropower_Roadmap.pdf>

REN 21. **Renewables 2015 Global Status Report.** Paris, 2015. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>>

13.6 Energia Eólica

AMARANTE, O. A. et al. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: MME; Rio de Janeiro: Eletrobrás; 2001.

_____. **Atlas do Potencial Eólico: Estado da Bahia**, 2002.

_____. **Atlas do Potencial Eólico: Estado do Espírito Santo**, 2002.

_____. **Atlas do Potencial Eólico: Estado do Rio de Janeiro**, 2002.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico**, <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>, acesso em: 3 ago 2015.

_____. 2013. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2&idiomaAtual=0>

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**, 2013.

Camargo-Schubert Engenheiros Associados; ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Atlas eólico: Rio Grande do Sul**, 2014.

CNBC - Consumer News and Business Channel, The world's first ever offshore wind farm has been dismantled, and its parts recycled, 2017. Disponível em:
<https://www.cnn.com/2017/09/08/the-worlds-first-ever-offshore-wind-farm-has-been-dismantled-and-its-parts-recycled.html>. Acesso em: 22 mar 2018.

Dailymail, The world's biggest wind turbine: Stunning images show the monster structure bigger than the London Eye with blades that are 80 METRES long, 2017. Disponível em: <http://www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-4342966/Wind-turbine-world-s-biggest-722-feet.html>. Acesso em: 22 mar 2018

ELETROBRÁS-CONSULPUC, **Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional**, 1979.

ELETROBRÁS, Fundação Padre Leonel Franca, **ATLAS DO Potencial Eólico Nacional**. 1988.

Governo do Estado de São Paulo, **Atlas Eólico do Estado de São Paulo**, Secretaria de Energia, 2012.

GWEC - Global Wind Energy Council, **Global Wind Statistics 2017**, 2018.

IEA [International Energy Agency]. **Offshore Energy Outlook**. 2018

INPE. Dados de Irradiação Solar offshore. Dados recebidos por e-mail em 27 de abril de 2018.

IRENA [International Renewable Energy Agency], Global Atlas, Map data: DTU Global Wind Atlas, 2018. Disponível em: <https://irena.masdar.ac.ae/GIS/?map=103>. Acesso em 14 mai 2018.

Marinha do Brasil - Programa Nacional de Bóias Disponível em: <http://www.goosbrasil.org/pnboia/dados/> Acesso em 26/09/2018.

Niki Nixon, Timeline: **The history of wind power**. The Guardian. Guardian News and Media Limited, 17 October 2008.

ONS (2018), Boletim Mensal de Geração Eólica. Disponível em http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_out_2018.pdf. Acesso em 30/11/2018.

Ortiz , G. P.; Kampel, M. Potencial de Energia Eólica Offshore na Margem do Brasil. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2011. Disponível em: http://mtc-m16d.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m19/2011/07.06.17.10/doc/Ortiz_Potencial.pdf.

TESTER, J. W. et al. Sustainable Energy: Choosing Among Options. USA: MIT Press, 2005.

REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2017 - Global Status Report**, 2017.

WindEurope, History, 2018. Disponível em: <https://windeurope.org/about-wind/history/>. Acesso em 25 Abr 2018

13.7 Energia Solar

ALENCAR FILHO, A. et al. Influência da distância de painéis fotovoltaicos em relação à água sobre a eficiência energética. **Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado, 2018.

ASTM [American Society For Testing And Materials]. **Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation**. Reference Solar Spectral Irradiance: Air Mass 1.5 Disponível em: <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/> Acesso em: 06 ago. 2018.

BURGI, A. S. **Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais**. Dissertação

(Mestrado em Programa de Planejamento Energético) - UFRJ/COPPE. Orientadores: Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer. Rio de Janeiro, 2013.

CRUZ, T. B. **Análise do Potencial de Inserção de Energia Solar Térmica para Aquecimento de Água em Residências Unifamiliares no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Programa de Planejamento Energético) - UFRJ/COPPE. Orientadores: Roberto Schaeffer e André Frossard Pereira de Lucena. Rio de Janeiro, 2016.

DENHOLM, P. e MARGOLIS, R. M. **Land-use requirements and the per-capita solar footprint for photovoltaic generation in the United States**. Energy Policy, Volume 36, Issue 9, September 2008, Pages 3531-3543.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Nota Técnica. Rio de Janeiro, 2012. 58 p.

_____. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos**. Nota Técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro, 2014. 58 p.

_____. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.)**. Rio de Janeiro, 2016. FRAUNHOFER ISE. **Recent Facts about Photovoltaics in Germany**. 19 de maio de 2015.

GALDINO, M. . e OLIVIERI, M. Considerações sobre a implantação de sistemas fotovoltaicos flutuantes no Brasil. **Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belo Horizonte, 2016.

GUEYMARD, C. A. and WILCOX, S. M. **Assessment of spatial and temporal variability in the US solar resource from radiometric measurements and prediction from models using ground-based or satellite data**. Solar Energy vol. 85, 2011. pp. 1068-1084.

IPCC [INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE]. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge University Press. 2011.

IEA [INTERNATIONAL ENERGY AGENCY]. **Solar Energy Perspectives 2011**. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris, 2011.

IEA Solar Heating & Cooling Programme. **Solar Heat Worldwide. Markets and Contribution to the Energy Supply 2013**. Edition 2015. Junho de 2015.

INPE. Dados de Irradiação Solar offshore. Dados recebidos por e-mail em 27 de abril de 2018.

LA ROVERE, E. L. et al. **Economia e tecnologia da energia**. Rio de Janeiro. Editora Marco Zero, 1985. 588 p.

LANGE, W. **Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico**. Empresa De Pesquisa Energética/Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, estudo interno elaborado por meio da TerraGIS. Rio de Janeiro EPE/GIZ, 2012.

LOHMANN, S. et al., **Long-Term Variability of Solar Direct and Global Radiation Derived from ISCCP Data and Comparison with Reanalysis Data**, Solar Energy, 80, 1390-1401, 2006.

NREL [National Renewable Energy Laboratory]. **U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis**, 2012.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**, 2006.

PILLAI, U. **Drivers of cost reduction in solar photovoltaics**. Energy Economics, v. 50, p. 286-293, jul. 2015.

REN21. **Renewables 2017 - Global Status Report**, 2017.

SANTOS, I. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. Tese (Doutorado em Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina. Orientador: Ricardo RÜTHER. Florianópolis, 2013.

SANTOS JR, A. **Possibilidades e Impactos da Ampliação da Siderurgia a Carvão Vegetal Oriundo de Florestas Plantadas no Brasil**. Dissertação (Mestrado no Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro) - Orientador: Roberto Schaeffer. Rio de Janeiro, 2011.

SAUER, I. L. et al. **Energia, Recursos Minerais e Desenvolvimento**. 9º CONSENGE: Energia e Meio ambiente. Caderno de teses. Edição eletrônica: Federação Interestadual de sindicatos de Engenheiros-FISENGE, 2011.

SOLARPOWER EUROPE. **Global Market Outlook 2015 -2019**, 2015.

VIANA, T. S.: **Avaliação da irradiação solar direta e do potencial da geração solar fotovoltaica com sistemas com concentração no Brasil**. Tese (Doutorado em Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina. Orientador: Ricardo RÜTHER. Florianópolis, 2010.

13.8 Energia Oceânica

COPPE/UFRJ e SEAHORSE WAVE ENERGY - GRUPO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS DO MAR - LABORATÓRIO DE TECNOLOGIA SUBMARINA. **Fontes de energia renovável do mar: Panorama no Brasil**. Material preparado para a EPE. Outubro de 2013

OES [Ocean Energy Systems]. **An International Vision for Ocean Energy**. 2017.

CRES [Centre for Renewable Energy Sources]. **Ocean Energy Conversion in Europe: Recent advancements and prospects**. 2006.

FLEMING, F. P. **Avaliação Do Potencial De Energias Oceânicas No Brasil**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE - UFRJ. Rio de Janeiro, 2012.

IPCC [Intergovernmental Panel On Climate Change]. **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge University Press. 2011

13.9 Sistemas de Armazenamento de Energia

CGEE [CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS]. **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica: Evolução tecnológica nacional no segmento de geração de energia elétrica e armazenamento de energia**. Brasília, DF: 2017. 398 p.

DECOURT, B.; DEBARRE, R. **Electricity storage** : Factbook, Schlumberger Business Consulting Energy Institute, Paris, France, 2013.

DNPM. Departamento Nacional de Pesquisa Mineral. **Sumário Mineral**. 2016.

EASE/EERA. European Association for Storage of Energy. European Energy Research Alliance. **European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030 - Update**. 2017. Disponível em: <<http://ease-storage.eu/easeeera-energy-storage-technology-development-roadmap-towards-2030/>>. Acesso em: 26 abr. 2018.

IEA. **Technology Roadmap - Energy Storage**. International Energy Agency. Paris: OECD/IEA, 2014. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/technology-roadmap-energy-storage>>. Acesso em: 26 abr. 2018.

IEC. **Electrical Energy Storage**. International Electrotechnical Commission White Paper. Switzerland, 2011. Disponível em: <<http://www.iec.ch/whitepaper/energystorage/>>. Acesso em: 27 abr. 2018.

Instituto Nacional de Tecnologia (INT) / Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC). 2017. **Sistemas de Armazenamento de Energia - Tecnologia, Regulação e Políticas Públicas**. Rio de Janeiro: INT, 2017.

LANDRY, M.; GAGNON, Y. Energy Storage: Technology Applications and Policy Options. **Energy Procedia**, n. 79, p. 315-320. 2015. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215022262>>. Acesso em: 27 abr. 2018.

PAKSOY, H. **Thermal energy storage today** presented at the IEA Energy Storage Technology Roadmap Stakeholder Engagement Workshop, Paris, France, 14 February. 2013.

REA. **Energy Storage in the UK : An Overview**. Renewable Energy Association. 2016. Disponível em: <https://www.r-e-a.net/upload/rea_uk_energy_storage_report_november_2015_-_final.pdf>. Acesso em: 27 abr. 2018.

13.10 Fontes Promissoras

CIA [Central Intelligence Agency], The World Factbook. 2015.

IRENA [International Renewable Energy Agency], Salinity Gradient Energy.Technology Brief. 2014. Disponível em www.irena.org

Silva. J.C. Desenvolvimento de Membranas de Osmose para Geração de Energia. Tese (de Doutorado). Programa de Engenharia Química. COPPE/UFRJ. 107p. 2015.

Miranda. P.E.V., Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies. In: Hydrogen Energy: Sustainable and Perennial.40 p. 2015.

WHEC [World Hydrogen Energy Conference]. <http://whec2018rio.com/>.2018