



*Opções de Mitigação de Emissões
de Gases de Efeito Estufa em
Setores-Chave do Brasil*



MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR DE FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO ELÉTRICA

RÉGIS RATHMANN
(ORGANIZADOR)

***MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES
DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR
DE FONTES RENOVÁVEIS DE GERAÇÃO
ELÉTRICA***

Brasília
Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
ONU Meio Ambiente
2017

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Ministério
da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

M689 Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de fontes renováveis de geração elétrica/ organizador Régis Rathmann. - Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, ONU Meio Ambiente, 2017.

285 p.: il. - (Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil)

ISBN: 978-85-88063-54-9

1. Mudanças Climáticas. 2. Emissão de gases. 3. Energia renovável. 4. Energia hidrelétrica. 5. Energia eólica. 6. Energia solar. 7. Bioenergia. 8. Energia elétrica - Transmissão. 9. Energia elétrica - Distribuição. 10. Políticas públicas - Emissão de gases. I. Rathmann, Régis. II. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. III. ONU Meio Ambiente. IV. Série.

CDU 551.583

Ficha catalográfica elaborada por: Lorena Nelza F. Silva - CRB-1/2474

Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e
Comunicações
Esplanada dos Ministérios, Bloco E
CEP: 70.067-900 - Brasília - DF
Tel.: +55 (61) 2033-7500
www.mcti.gov.br

ONU Meio Ambiente - Programa das Nações Unidas
para o Meio Ambiente
Casa da ONU - Complexo Sérgio Vieira de Mello
Setor de Embaixadas Norte, Quadra 802, Conjunto C,
Lote 17
CEP 70800-400 - Brasília/DF
Tel.: +55 (61) 3038-9233
web.unep.org/regions/brazil

República Federativa do Brasil

Presidente da República

Michel Temer

Ministro de Estado da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

Gilberto Kassab

Secretário Executivo

Elton Santa Fé Zacarias

Secretário de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento

Jailson Bittencourt de Andrade

Diretor do Departamento de Políticas e Programas de Ciências

Sávio Túlio Oselieri Raeder

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – ONU Meio Ambiente

Diretor Executivo da ONU Meio Ambiente

Erik Solheim

Diretor Regional da ONU Meio Ambiente para América Latina e Caribe

Leo Heileman

Representante da ONU Meio Ambiente no Brasil

Denise Hamú

EQUIPE TÉCNICA DO MCTIC

Coordenador-Geral do Clima

Márcio Rojas da Cruz

Diretor Nacional do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Ricardo Vieira Araujo

Coordenador do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Antônio Marcos Mendonça

Coordenador Técnico do Projeto Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil

Régis Rathmann

EQUIPE TÉCNICA

Andréa Nascimento de Araújo

Lidiane Rocha de Oliveira Melo

Marcela Cristina Rosas Aboim Raposo

*Moema Vieira Gomes Corrêa (Diretora Nacional do
Projeto até outubro de 2016)*

Rodrigo Henrique Macedo Braga

Sonia Regina Mudrovitsch de Bittencourt

Susanna Erica Busch

EQUIPE ADMINISTRATIVA

Ana Carolina Pinheiro da Silva

Andréa Roberta dos Santos Campos

Maria do Socorro da Silva Lima

Ricardo Morão Alves da Costa

EQUIPE TÉCNICA DA ONU MEIO AMBIENTE

Francine Costa Vaurof

Patricia Taboada

Guilherme Sattamini

Maria Claudia Cambraia

AUTORES E COLABORADORES

Roberto Schaeffer (Coordenador)

Alexandre Szklo (Coordenador)

André Lucena (Coordenador)

Bettina Susanne Hoffmann

Cindy Carolina Viviescas

Isabela Alves de Oliveira

Joana Portugal Pereira

Larissa Pinheiro Pupo Nogueira

Mariana Império

Pedro Rochedo

Rafael Soria

Rodrigo Milani

Rosa Esperanza González Mahecha

Revisão

Anna Cristina de Araújo Rodrigues

Projeto Gráfico

Capitular Design Editorial

Editoração e diagramação

Phábrica de Produções:

Alecsander Coelho, Daniela Bissiguini,

Ércio Ribeiro, Icaro Bockmann, Marcel Casagrande,

Marcelo Macedo, Paulo Ciola, Kauê Rodrigues

e Rodrigo Alves



Sumário

1	METODOLOGIA GERAL	27
2	HIDRELETRICIDADE.....	33
2.1	CARACTERIZAÇÃO DO SETOR	33
2.2	MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS	39
2.2.1	Turbinas hidrocinéticas.....	40
2.2.2	Usinas reversíveis.....	43
2.2.3	Repotenciação	48
2.3	CENÁRIO REF	52
2.3.1	Premissas.....	52
2.3.2	Resultados.....	54
2.4	CENÁRIO BC	55
2.4.1	Premissas.....	55
2.4.2	Resultados.....	57
3	EÓLICA.....	63
3.1	CARACTERIZAÇÃO DO SETOR	63
3.2	MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS	74
3.3	CENÁRIO REF	78
3.3.1	Premissas.....	79
3.3.2	Resultados.....	79
3.4	CENÁRIO BC.....	80
3.4.1	Premissas.....	80
3.4.2	Resultados.....	85

4	SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA (FV)	89
4.1	CARACTERIZAÇÃO	89
4.2	MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS	97
4.3	CENÁRIOS DE REFERÊNCIA E BAIXO CARBONO	107
4.3.1	Premissas gerais	107
4.3.2	Cenário REF	110
4.3.3	Cenário BC	112
5	SOLAR-TÉRMICA (CSP)	117
5.1	CARACTERIZAÇÃO	117
5.2	MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS	125
5.2.1	Custos das MTD	134
5.3	CENÁRIO REF	140
5.3.1	Premissas	140
5.3.2	Resultados	141
5.4	CENÁRIO BC	141
5.4.1	Premissas	142
5.4.2	Resultados	144
6	BIOELETRICIDADE	149
6.1	CARACTERIZAÇÃO	149
6.1.1	Caracterização tecnológica	152
6.2	MELHOR TECNOLOGIA DISPONÍVEL	158
6.3	CENÁRIO REF	159
6.3.1	Premissas	159
6.3.2	Resultados	160
6.4	CENÁRIO BC	161
6.4.1	Premissas	161
6.4.2	Resultados	162

7	TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	167
7.1	CARACTERIZAÇÃO	167
7.2	MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS	181
7.2.1	Sistemas de transmissão UHVDC e UHVAC	181
7.2.2	Sincrofasores.....	184
7.2.3	Facts.....	185
7.2.4	Centros de medição e medidores inteligentes.....	186
7.2.5	Atualização do parque de transformadores.....	187
7.3	CENÁRIO DE REFERÊNCIA	188
7.3.1	Premissas.....	188
7.3.2	Resultados.....	190
7.4	CENÁRIO BC	191
7.4.1	Premissas.....	191
7.4.2	Resultados.....	193
8	SUBSÍDIOS À FORMULAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO.....	197
8.1	HIDRELETRICIDADE	199
8.1.1	Barreiras e cobenefícios da adoção das MTD.....	199
8.1.2	Instrumentos de política pública para adoção das MTD.....	205
8.2	EÓLICA.....	211
8.2.1	Barreiras e cobenefícios da adoção da MTD	211
8.2.2	Instrumentos de política pública para adoção da MTD	214
8.3	SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA (FV)	217
8.3.1	Barreiras e cobenefícios da adoção da atividade de baixo carbono	217
8.3.2	Instrumentos de política pública para incentivo da atividade de baixo carbono	220
8.4	SOV LAR-TÉRMICA (CSP)	224
8.4.1	Barreiras e cobenefícios da adoção das MTD	224
8.4.2	Instrumentos de política pública para adoção das MTD	228
8.5	BIOELETRICIDADE	236
8.5.1	Barreiras e cobenefícios da adoção da MTD.....	236

8.5.2 Instrumentos de política pública para adoção da MTD	237
8.6 TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	240
8.6.1 Barreiras e cobenefícios da adoção das MTD	240
8.6.2 Instrumentos de política pública para adoção das MTD	244
CONSIDERAÇÕES FINAIS	251
REFERÊNCIAS.....	259



Listas de tabelas, figuras, quadros e siglas e acrônimos

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Produção de Energia Hidráulica no Brasil (GWh).....	34
Tabela 2 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW).....	34
Tabela 3 – Participação no Potencial Estimado com Restrições Ambientais por Bacia.....	35
Tabela 4 – Potencial Estimado das Bacias com Restrições Ambientais por Bacia	35
Tabela 5 – Classificação das Usinas Hidrelétricas por Tamanho	36
Tabela 6 – Tipo de Usina e Potência Instalada no Brasil	36
Tabela 7 – Potência Outorgada para UHE segundo Fluxo do Rio e Tecnologia de Turbina.....	37
Tabela 8 – Custos Estimados de Geração de Energia Hidrocinética no Alaska.....	42
Tabela 9 – Custos de Geração de Energia Hidrocinética – Projeto Poraquê	43
Tabela 10 – Resumo de Custos do Projeto Poraquê (taxa de desconto de 10% ao ano).....	43
Tabela 11 – Relação do Comprimento da Tubulação entre os Reservatórios e Sua Altura.....	46
Tabela 12 – Parâmetros Técnico-Econômicos para Implementação de Usina Reversível	48
Tabela 13 – Síntese de Resultados Apresentados por Gomes (2013).....	49
Tabela 14 – Custo Médio das Obras de Repotenciação	51
Tabela 15 – Parâmetros de Repotenciação nos EUA	51
Tabela 16 – Custos de Empreendimentos	51
Tabela 17 – Expansão Hidrelétrica Contratada e em Construção (2014-2018) por Região	52
Tabela 18 – Potência instalada Hidrelétrica de 2013 a 2023	53
Tabela 19 – Fatores de Emissão do <i>Grid</i> Nacional.....	54
Tabela 20 – Geração Hidrelétrica no Cenário REF	54
Tabela 21 – Estimativa do Potencial Hidrocinético em Rios dos EUA.....	55
Tabela 22 – Estimativa do Potencial Hidrocinético em Rios dos EUA	56
Tabela 23 – Potencial Hidrocinético Considerado para o Período 2010-2050.....	56
Tabela 24 – Custo Médio Adicional nas Opções de Repotenciação de Hidrelétricas.....	57

Tabela 25 – Potencial Eólico por Estado	67
Tabela 26 – Potencial de Geração de Energia Eólica <i>Offshore</i> em Diferentes Regiões da Margem Brasileira	69
Tabela 27 – Capacidade de Produção dos Fornecedores de Aerogeradores no Brasil	71
Tabela 28 – Empresas e Equipamentos Eólicos Credenciados no BNDES	72
Tabela 29 – Potencial Eólico Brasileiro a 50 e a 100 Metros (GW)	81
Tabela 30 – Premissas Técnicas Utilizadas para as Estimativas de Custo Nivelado da Energia Eólica	82
Tabela 31 – Capex do Setor Eólico para o Período 2010-2015	84
Tabela 32 – Emissões Evitadas e Custo Nivelado por Cenário	86
Tabela 33 – Emissões Evitadas e Custo Nivelado por Cenário (US\$/tCO ₂)	87
Tabela 34 – Evolução Recente de Preços de Módulos FV	93
Tabela 35 – Eficiências de Células Cristalinas de Silício (%)	100
Tabela 36 – Eficiências de Células FV de Filme Fino (%)	102
Tabela 37 – Eficiência, Tempo de Vida e Estado de Desenvolvimento das MTD	105
Tabela 38 – Medidas e Irradiação Solar das Áreas Identificadas em Torno de Subestações	108
Tabela 39 – Irradiação Solar, Área Disponível e Capacidade Máxima para Cada Região	110
Tabela 40 – Custo Médio de Geração de Eletricidade no Período de 2010 a 2050	113
Tabela 41 – Comparação de Parâmetros Técnicos, Comerciais e Econômicos das Quatro Tecnologias CSP em Nível Mundial	120
Tabela 42 – Potência CSP Instalada no Mundo até Março de 2014	121
Tabela 43 – Superfície Estimada com Potencial Técnico CSP por Estado	124
Tabela 44 – Plantas CSP de Cilindro Parabólico de Grande Potência e/ou Grande Capacidade de Armazenamento de Calor	128
Tabela 45 – Consolidação de Custos para Usinas CSP com Cilindro Parabólico	137
Tabela 46 – Evolução de Custos no Modelo SAM para Cilindro Parabólico	137
Tabela 47 – Custos de Torre Solar	139
Tabela 48 – Características das Plantas Consideradas no Cenário BC	143
Tabela 49 – Quadro-síntese dos Parâmetros das MTD	143
Tabela 50 – Fatores de Emissão das MTD e do SIN	145
Tabela 51 – Evolução do Custo Médio da Eletricidade Gerada pelo SIN e LCOE das MTD	145
Tabela 52 – Custo de Abatimento de GEE das MTD	146
Tabela 53 – Empreendimentos em Operação para Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa em 2014	149

Tabela 54 – Empreendimentos em Construção para Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa em 2014.....	150
Tabela 55 – Composição de Diferentes Tipos de Biomassa (%)	152
Tabela 56 – Comparação de Características Principais dos Diferentes Reatores para Conversão Termoquímica	156
Tabela 57 – Fatores de Emissão Aplicados para as Tecnologias dos Cenários REF e BC ...	162
Tabela 58 – Faixas de Tensão de Transmissão Recomendadas pela International Electrotechnical Commission	170
Tabela 59 – Níveis de Tensão de Transmissão e Subtransmissão Padronizados no Brasil.....	170
Tabela 60 – Evolução das Linhas de Transmissão do SIN (km)	171
Tabela 61 – Níveis de Tensão de Distribuição Padronizadas no Brasil	172
Tabela 62 – Indicador de Desempenho Global de Continuidade para Mercado até 1 TWh (2013).....	175
Tabela 63 – Indicador de Desempenho Global de Continuidade para Mercado acima de 1 TWh (2013).....	176
Tabela 64 – Subgrupos de Tensão de Transmissão e Distribuição de Alta Tensão Definidos pela Resolução Normativa Aneel nº 414/2010.....	177
Tabela 65 – Subgrupos de Tensão de Distribuição de Baixa Tensão Definidos pela Resolução Normativa Aneel nº 414/2010.....	178
Tabela 66 – Perdas na Transmissão em Tensão em Corrente Alternada.....	181
Tabela 67 – Perdas na Transmissão em Tensão em Corrente Contínua	181
Tabela 68 – Comprimento Total das Linhas de Transmissão em Países Seleccionados.....	182
Tabela 69 – Custo de Sistema de Transmissão de 600 e 800 kV em Corrente Contínua.....	183
Tabela 70 – Custo de Linhas de Transmissão de 500 kV e 1.200 kV	183
Tabela 71 – Custo dos Elementos da Tecnologia de Sincrofasores	185
Tabela 72 – Custo de Elementos da Tecnologia de Smart Grid para Unidade de Consumo.....	187
Tabela 73 – Evolução Física das Linhas de Transmissão do SIN.....	188
Tabela 74 – Evolução Física das Linhas de Transmissão do SIN no Cenário REF.....	190
Tabela 75 – Total de PMU por Período.....	192
Tabela 76 – Evolução do Total de PMU e Impactos (2010-2050)	193
Tabela 77 – Evolução da Quantidade de Medidores Residenciais no Período 2010-2050	193
Tabela 78 – Instalação de Medidores Inteligentes e Impactos no Período 2010-2050	194
Tabela 79 – Geração de emprego e renda calculados por Couto (2016) e Soria et al. (2015)	226

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxograma do Procedimento Metodológico	28
Figura 2 – Tipos de Turbina por Queda de Água e Velocidade do Fluxo D'água	38
Figura 3 – Turbinas Pelton, Francis e Kaplan	38
Figura 4 – Turbina Bulbo.....	39
Figura 5 – Aprimoramento da Eficiência de Turbinas	40
Figura 6 – Turbina Hidrocinética Construída pelo Projeto Poraquê	42
Figura 7 – Esquema de uma Usina Reversível de Ciclo Fechado	44
Figura 8 – Esquema de uma Usina Reversível de Ciclo Aberto.....	44
Figura 9 – Usina Elevatória de Pedreira	45
Figura 10 – Esquema da usina reversível do Complexo de Lages	45
Figura 11 – Países com Maior Capacidade Instalada com Usinas Reversíveis.....	46
Figura 12 – Acréscimo de potência instalada (MW) de 70 Usinas Repotenciadas no Mundo entre 1976 e 2012	50
Figura 13 – Acréscimo de potência instalada (%) de 70 Usinas Repotenciadas no Mundo entre 1976 e 2012	50
Figura 14 – Emissões Médias do <i>Grid</i> e da Ponta do <i>Grid</i> para o Período 2010-2050.....	55
Figura 15 – Potência Instalada Adicionada (GW) no Cenário BC (2010-2050)	58
Figura 16 – Geração Adicional de Energia (GWh) no Cenário BC (2010-2050).....	58
Figura 17 – Custo Total de Adoção das MTD no Cenário BC (2010-2050).....	59
Figura 18 – Custo por kW (US\$/kW) das MTD no Cenário BC (2010-2050).....	59
Figura 19 – Custo por kWh (US\$/kWh) das MTD no Cenário BC (2010-2050).....	60
Figura 20 – Emissões Evitadas (ktCO ₂) das MTD no Cenário BC (2010-2050).....	60
Figura 21 – Custo de Abatimento de CO ₂ (mil US\$/tCO ₂) das MTD (2010-2050).....	61
Figura 22 – Incremento de Potência Instalada (%) das MTD no Cenário BC com relação ao Cenário REF (2010-2050).....	61
Figura 23 – Capacidade Instalada Eólica Mundial por Ano.....	63
Figura 24 – Capacidade Instalada Eólica Mundial Acumulada	64
Figura 25 – Capacidade Instalada Eólica Mundial por Região	64
Figura 26 – Capacidade Instalada Acumulada de Geração <i>Offshore</i> em 2012.....	65
Figura 27 – Potencial Eólico Brasileiro, Resolução 1 km X 1 km	66
Figura 28 – Distribuição do Potencial Eólico Brasileiro por Região.....	67
Figura 29 – Campo de Vento Médio e Densidade Média de Potência Eólica no Atlântico Sudoeste Calculados no Período entre Agosto de 1999 e Dezembro de 2009	69
Figura 30 – Localização dos Fabricantes de Aerogeradores, Torres e Pás Instalados no Brasil	71

Figura 31 – Participação de Empresas no Fornecimento de Aerogeradores a Parques Eólicos Contratados via Leilão até 2013.....	73
Figura 32 – Componentes Básicos de um Aerogerador de Eixo Horizontal	75
Figura 33 – Evolução em Tamanho de Aerogeradores Comerciais	76
Figura 34 – Tipos de Fundações Utilizadas no Mercado Eólico <i>Offshore</i> em 2013 – em %...78	
Figura 35 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário REF	79
Figura 36 – Fatores de Capacidade por Período da Fonte Eólica no Cenário REF	80
Figura 37 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário de Baixo Carbono	83
Figura 38 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário BC	83
Figura 39 – Projeção de Redução de Custo de Investimento nos Cenários REF e BC	84
Figura 40 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário BC.....	85
Figura 41 – Custo Nivelado da Energia Eólica nos Cenários REF e BC (2015-2050).....	86
Figura 42 – Potencial de Mitigação por Período da Energia Eólica e Incremento de Custo com Base no Custo Nivelado da Energia	87
Figura 43 – Capacidade Instalada de Sistemas FV por Região e por Ano.....	91
Figura 44 – Previsão de Mercados Regionais de Sistemas de Geração Centralizada (Utility Scale PV) e Distribuída (Rooftop PV) até 2017 (MWp).....	91
Figura 45 – Evolução da Participação de Sistemas FV em Nível Mundial (1993-2012)	92
Figura 46 – Esquema Simplificado de um Módulo FV de Silício Cristalino	98
Figura 47 – Sistema de rastreamento Rastreamento Biaxial 7F18M Ades	99
Figura 48 – Estrutura de Célula Cristalina	100
Figura 49 – Corte de Células de Filme Fino	101
Figura 50 – Células Orgânicas	103
Figura 51 – Exemplos de Concentradores Óticos.....	104
Figura 52 – Células FV de Multijunção em Desenvolvimento para Maximizar o Espectro da Luz Solar Absorvido	104
Figura 53 – Evolução da Capacidade de Produção dos Diferentes Tipos de Células FV até 2017 (% e MW).....	106
Figura 54 – Estado da Arte e Previsões para o Desenvolvimento de Tecnologias FV	106
Figura 55 – Áreas Elegíveis para a Implantação de Centrais FV e Irradiação Solar no TerritórioTerritório Brasileiro.....	109
Figura 56 – Geração de Energia FV Centralizada no Brasil (2015-2025)	111
Figura 57 – Expansão Adicional da Geração FV Centralizada no Cenário BC (2010-2050)	114
Figura 58 – Esquema Geral do Processo CSP	118
Figura 59 – Famílias de Tecnologias CSP	119

Figura 60 – Participação do Tipo de Tecnologia CSP nos Projetos em Operação, Construção, Desenvolvimento e Planejados.....	123
Figura 61 – Melhores Zonas do País para Empreendimentos CSP (grifadas em laranja)...	124
Figura 62 – Sistema Solar de Geração de Eletricidade com Armazenamento de Calor ..	127
Figura 63 – Distribuição de Custos na Planta CSP de Cilindro Parabólico	138
Figura 64 – Distribuição de Custos numa Planta CSP de Referência (torre solar)	140
Figura 65 – Cadeia Produtiva do Setor Florestal Madeireiro	151
Figura 66 – Esquema de Reatores de Conversão Termoquímica em Leito Fixo, Leito Fluidizado e em Suspensão.....	155
Figura 67 – Consumo de Energia na Moagem de Diferentes Combustíveis	157
Figura 68 – Expansão da Capacidade Instalada de Geração Elétrica à Base de Biomassa Sólida (excluindo bagaço) (2015-2025)	160
Figura 69 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica à Base de Biomassa Sólida (excluindo bagaço) (2010-2050).....	161
Figura 70 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica à Base de Biomassa Sólida (excluindo bagaço) (2010-2050)	163
Figura 71 – LCOE da Geração de Energia Elétrica à Base de Biomassa nos Cenário REF e BC	163
Figura 73 – Sistema Integrado Nacional – Horizonte 2014	168
Figura 74 – Esquema Comparativo do Custo de uma Linha de Transmissão em Corrente Alternada e Corrente Contínua	171
Figura 75 – Concessionárias de Distribuição por Estado em 2013	173
Figura 76 – Composição Aproximada da Tarifa de Energia Elétrica Residencial (B1) ..	178
Figura 77 – Variáveis de Energia Elétrica por Subsistema no Ano de 2012	179
Figura 78 – Perdas de Energia Elétrica nos Países em 2011 (%).....	180
Figura 79 – Confiabilidade do SIN (%).....	180
Figura 80 – Custo Total (incluindo perdas de energia) de Várias Alternativas de Sistemas de Transmissão.....	182
Figura 81 – Participação (%) de Cada Tensão no Comprimento Total das Linhas de Transmissão do SIN em 2023	189
Figura 82 – Geração de Energia no Período 2010-2050 no cenário REF	190
Figura 83 – Evolução Física das Linhas de Transmissão do SIN no Cenário REF (2010-2050)	191
Figura 84 – Curva de Carga do Setor Residencial para o Brasil	192
Figura 85 – Economia de Energia (GWh) por MTD entre 2010 e 2050.....	194
Figura 86 – Custo Total das MTD (US\$ milhões).....	195
Figura 87 – Emissões Evitadas (ktCO ₂) no Cenário BC por MTD entre 2010 e 2050 ..	195
Figura 88 – Tipos de Políticas Energéticas.....	201

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Usinas Reversíveis Ciclo Fechado no Mundo.....	47
Quadro 2 – Novos Projeto Hidrelétricos a Serem Viabilizados de 2019 a 2023	53
Quadro 3 – Plantas de Receptor Central no Mundo.....	131
Quadro 4 – Concessionárias de Transmissão	169
Quadro 5 – Módulos do Prodist	174
Quadro 6 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção das MTD no Setor Hidrelétrico	204
Quadro 7 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção das MTD no Setor Hidrelétrico.....	209
Quadro 8 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção da MTD no Setor Eólico	214
Quadro 9 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção da MTD no Setor Eólico	217
Quadro 10 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção da Tecnologia de Baixo Carbono	220
Quadro 11 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção da Tecnologia de Baixo Carbono	224
Quadro 12 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção das MTD de Geração Solar-Térmica (CSP).....	227
Quadro 13 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção das MTD de Geração Solar-Térmica (CSP).....	234
Quadro 14 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção da MTD no Setor de Bioeletricidade.....	237
Quadro 15 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção da MTD no Setor de Bioeletricidade.....	240
Quadro 16 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção das MTD na T&D de Energia Elétrica.....	243
Quadro 17 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção das MTD na T&D de Energia Elétrica	248

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

ABDI – Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABEEÓLICA – Associação Brasileira da Indústria Eólica
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE – Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia
ACL – Ambiente de contratação livre
ACR – Ambiente de contratação regulada
AFOLU – Agricultura, florestas e outros usos do solo
AMI – Infraestrutura avançada de medição
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
APAC – Região Ásia-Pacífico
BAT – Best available technologies
BEN – Balanço Energético Nacional
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOS – Balance of system
BP – British Petroleum
CA – Corrente alternada
CAES – Armazenamentos de ar comprimido
CAG – Controle automático de geração
CC – Corrente contínua
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCS – Captura e armazenamento de carbono
CECTEC-PE – Secretaria de Ciência e Tecnologia de Pernambuco
CEFET-MG – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CENÁRIO BC – Cenário de baixo carbono
CENÁRIO BC+I – Cenário de baixo carbono com inovação
CENÁRIO LB – Cenário de linha de base
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CGH – Centrais geradoras hidrelétricas
CH₄ – Metano
CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CNS – Conselho Nacional dos Seringueiros
CO₂ – Dióxido de carbono
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPTEC/INPE – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
CPV – Células de concentração, concentrating photovoltaics
CSP – Geração elétrica com concentradores solares

DIT – Demais instalações de transmissão
DNI – Irradiação direta normal
DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral
DOE – The United States Department of Energy
DSG – Geração direta a partir do vapor, direct steam generation
DSSC – Células com corantes, dye sensitized solar cells
ECE – Esquemas de controle de emergência
ECS – Esquemas de controle de segurança
EIA – The United States Energy Information Administration
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPRI – Electric Power Research Institute
ERV – Energias renováveis variáveis
ESS – Encargo de serviços de sistema
FACTS – Flexible AC transmission systems
FERC – Federal Energy Regulatory Commission
FH – Fração de hibridização
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos
FIPE/USP – Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo
FOCUS – Full-Spectrum Optimized Conversion and Utilization of Sunlight
FPOS – Unidades flutuantes de armazenamento e transferência
FV – Energia fotovoltaica
GDV – Geração direta de vapor
GEE – Gases de efeito estufa
GN – Gás natural
GPS – Global positioning system
GWP – Potencial de aquecimento global, global warming potential
GWP 100-AR5 – GWP 100 anos do Assessment Report 5
HEATS – High Energy Advanced Thermal Storage
HVDC – High voltage direct current
ICGT – Motores a gás, turbinas a gás
IEA – International Energy Agency
IEC – International Electrotechnical Commission
IEEE – The Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGCC – Turbinas a gás em ciclo combinado
INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética
INPI – Instituto Nacional de Propriedade Industrial
IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima
IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IRENA – International Renewable Energy Agency
JEDI – Jobs Economic Development Impact
LCA – Avaliação do ciclo de vida

LCOE – Custo nivelado da energia produzida, levelized cost of energy
LEPTEN/UFSC – Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia da Energia da Universidade Federal de Santa Catarina
LFA – Leilão de fontes alternativas
LFB – Leito fluidizado borbulhante
LFC – Leito fluidizado circulante
MAN – Maschinenfabrik Augsburg – Numberg
MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MCTIC – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MDA – Ministério do Desenvolvimento Agrário
MMA – Ministério do Meio Ambiente
MME – Ministério de Minas e Energia
MOCVD – Metalorganic chemical vapour deposition
MRE – Mecanismo de realocação de energia
MTD – Melhores tecnologias disponíveis
MUST – Montante de utilização do sistema de transmissão
 N_2 – Gás nitrogênio
 N_2O – Óxido nitroso
NERC – North American Electric Reliability Corporation
NREL – National Renewable Energy Laboratory
O&M – Operação e manutenção
OECD – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPV – Células orgânicas, organic photovoltaic
P&D – Pesquisa e desenvolvimento
PAC – Programa de Aceleração do Crescimento
PADIS – Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem
PCH – Pequenas centrais hidrelétricas
PCM – Phase change materials
PCS – Poder calorífico superior
PD&D – Pesquisa, desenvolvimento e demonstração
PD&I – Pesquisa, desenvolvimento e implementação
PECVD – Plasma enhanced chemical vapour deposition
PMU – Unidades de medição fasorial, phasor measurement units
PR – Progress ratio
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PURPA – Public Utilities Regulatory Policies Act
PV – Tecnologia fotovoltaica
R&M – Repotenciação e modernização
RAP – Receita anual máxima permitida
REI – Redes elétricas inteligentes, smart grids
REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
RTM – Regulamento técnico metrológico
SAIDI – System Average Interruption Duration Index
SAIFI – System Average Interruption Frequency Index
SCADA – Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
SEC – U.S. Securities and Exchange Commission
SEP – Sistema especial de proteção
SIN – Sistema Interligado Nacional
SMES – Superconducting magnetic energy storage
SMOG – Standardized Measure of Oil and Gas
SOx – Óxido de enxofre
SPEE – Society of Petroleum Evaluation Engineers
SSCF – Simultaneous saccharification and co-fermentation
SSF – Sacarificação e fermentação simultâneas
STA – Solar Technology Advisors
T&D – Transmissão e distribuição
TCN – Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
TCO – Filmes transparentes condutores, transparent conductive oxide
TUSD – Tarifa de uso do sistema de distribuição
TUST – Tarifa de uso do sistema de transmissão
UC – Unidades consumidoras
UFPE – Universidade Federal de Pernambuco
UHE – Usinas hidrelétricas
UHVAC – Ultra alta tensão em corrente alternada
UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá
URR – Recurso último recuperável
WRI – World Resources Institute



Introdução

INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta as opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE) que podem ser implementadas no setor de fontes renováveis de geração elétrica, representado pelos segmentos hidrelétrico, eólico, solar fotovoltaico centralizado (FV), solar-térmico (CSP), bioeletricidade e transmissão e distribuição (T&D) de eletricidade.

Todas as atividades descritas acima referem-se a instalações energéticas (centros de produção de energia primária e centros de transformação de energia, segundo a terminologia do Balanço Energético Nacional – BEN), o que não é igual a tratar de emissões derivadas da combustão de hidrocarbonetos. Isso significa que não se trata aqui das emissões do consumo de energia final na economia brasileira, mas da parcela de emissões de GEE derivadas das instalações energéticas. Logo, este documento não abrange emissões provenientes do consumo de combustíveis fósseis nos setores de edificações, indústria, resíduos e transportes. Mais que isso, as emissões associadas ao uso do solo e combustíveis fósseis aplicados na produção agrícola não estão incluídas na análise, pois não se referem às instalações energéticas, mas à análise do setor de agricultura, florestas e outros usos do solo (Afolu). O mesmo ocorre com as emissões de resíduos sólidos e tratamento de efluentes, que compõem um relatório setorial à parte do estudo como um todo. Finalmente, as centrais de cogeração industriais não estão incluídas entre as instalações energéticas aqui analisadas, sendo parte do relatório do setor industrial. A exceção a esse tratamento, no entanto, é a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar (e/ou palha), que é tratada no conjunto de documentos do setor energético na medida em que estão fortemente associadas à indústria de produção de etanol (centro de transformação de energia).

Este relatório apresenta, a partir da caracterização energética e tecnológica, um cenário de referência (REF) para os setores de fontes renováveis de geração elétrica, a partir do qual são apresentadas as melhores tecnologias disponíveis (MTD) com seus custos e potenciais de redução de emissões correspondentes, ora compreendidas no cenário de baixo carbono (BC). Finalmente, são propostos instrumentos de política pública que potencializariam, por meio da remoção de barreiras existentes, a implementação das MTD.

A análise aqui realizada se restringe às instalações citadas e avalia opções de mitigação de emissões de GEE a partir de MTD aplicadas de forma *ex post* sobre a expansão do setor elétrico, conforme será exposto no cenário REF. O cenário REF é detalhado neste documento de forma a permitir quantificar com maior precisão potenciais de abatimento setorial.

Vale ressaltar que a definição do cenário REF e a avaliação de custos e potenciais de abatimento acabam por revelar resultados não derivados de uma análise integrada para o sistema energético. De fato, o que se realiza é uma análise setorial de cenários que compreende uma visão parcial da sua evolução. Por desconsiderar, em particular, a competição de insumos e fontes energéticas que podem ser vislumbrados como estratégia para reduzir emissões de GEE, é possível que os potenciais e custos de abatimento sejam super e subestimados, respectivamente. Por esse motivo, o projeto considerou uma modelagem integrada das opções de abatimento de emissões de GEE que, todavia, não integra este documento. Os resultados dessa modelagem são reportados no documento intitulado *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono* (MCTIC, 2017a).

Este documento foi subdividido em oito capítulos, além das seções introdutória e de considerações finais. Inicialmente, serão descritos os procedimentos metodológicos gerais considerados na construção dos cenários REF e BC. O segundo capítulo aborda usinas hidrelétricas. No terceiro capítulo são avaliadas opções de mitigação para a geração eólica, e no quarto e quinto capítulos análise semelhante é realizada para geração solar fotovoltaica centralizada (FV) e solar-térmica (CSP), respectivamente. A contribuição da bioeletricidade, como opção de mitigação, será discutida no sexto capítulo, e o potencial e custo de adoção de MTD na T&D de energia elétrica serão discutidos no sétimo capítulo. Por fim, no oitavo capítulo, avaliam-se barreiras e cobenefícios associados à adoção das atividades de baixo carbono pelos setores avaliados, para, partindo disso, serem propostos instrumentos de política pública visando a sua adoção.



Metodologia geral

Capítulo

1

1 METODOLOGIA GERAL

A construção dos cenários considera como procedimento metodológico básico, primeiramente, a identificação da trajetória de evolução do setor energético no curto para o médio prazo, a partir dos planos setoriais, dos projetos em construção e das plantas existentes. Definiu-se o período até 2025 como horizonte temporal, conforme o tempo de implementação de projetos novos e/ou de modificação de instalações energéticas, cuja decisão já está tomada e a implementação já está em curso (ainda que sob diferentes estágios de finalização). Percebe-se, assim, que, nesse caso, o cenário REF compreende um conjunto de plantas e projetos cuja incerteza tecnológica é relativamente reduzida.

Para o horizonte de longo prazo, compreendido de 2026 a 2050, o desafio se torna mais complexo na medida em que envolve a construção de cenários setoriais de demanda de energia. Assim, optou-se por construir um cenário REF de longo prazo a partir de uma modelagem da demanda de energia final elaborada pelos setores de agricultura, edificações, energia, indústria, resíduos e transportes. Em seguida, tornou-se necessário simular um cenário de oferta de energia no modelo integrado de otimização Message-Brasil 8000 (MSB8000), em versão desenvolvida para o projeto. Essa simulação serviu de esteio à definição do cenário REF para o setor energético no horizonte de 2050.

Algumas hipóteses assumidas são transversais à construção dos cenários de demanda e oferta de energia. Esse é o caso das projeções de crescimento econômico e trajetória de preços do petróleo no mercado internacional. Para composição dos cenários REF, foram consideradas projeções de variáveis macroeconômicas elaboradas para o projeto por Haddad (2015), no âmbito da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo (Fipe/USP), e o preço médio do óleo marcador Brent, no período, que conforma descontos e prêmios para óleos crus e derivados de petróleo na ferramenta MSB8000, foi estabelecido em US\$ 70 por barril. Algumas hipóteses foram assumidas sobre desenvolvimento de tecnologias energéticas e mesmo associadas ao uso do solo para produção de bioenergia, as quais serão detalhadas neste estudo.

Cumprir enfatizar que, durante o período de elaboração deste estudo, fizeram-se necessários ajustes com vistas a considerar as atuais trajetórias de produto interno bruto (PIB) e preços dos óleos marcadores no mercado internacional. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância dessas variáveis para a construção dos cenários de oferta e demanda de energia, conforme citado anteriormente, no âmbito da modelagem integrada, são reportados resultados que consideram a revisão dessas premissas (MCTIC, 2017a; 2017b).

Diante do cenário REF obtido para os horizontes de curto, médio e longo prazo, foram identificadas opções de mitigação de emissões de GEE e estimados seus potenciais e custos, segundo taxas de desconto setoriais. Nesse caso, claramente, não se trata de uma análise integrada, mas de uma análise setorial parcial e não aditiva. A avaliação setorial das instalações energéticas ocorre *ex post* – i.e., se dá diante de instalações energéticas cuja decisão de implementação ou modificação ocorre conforme o cenário REF; não se dá *ex ante* – i.e., na própria simulação de um cenário integrado alternativo, em que as opções de mitigação podem afetar a decisão de expansão do setor energético (Figura 1).

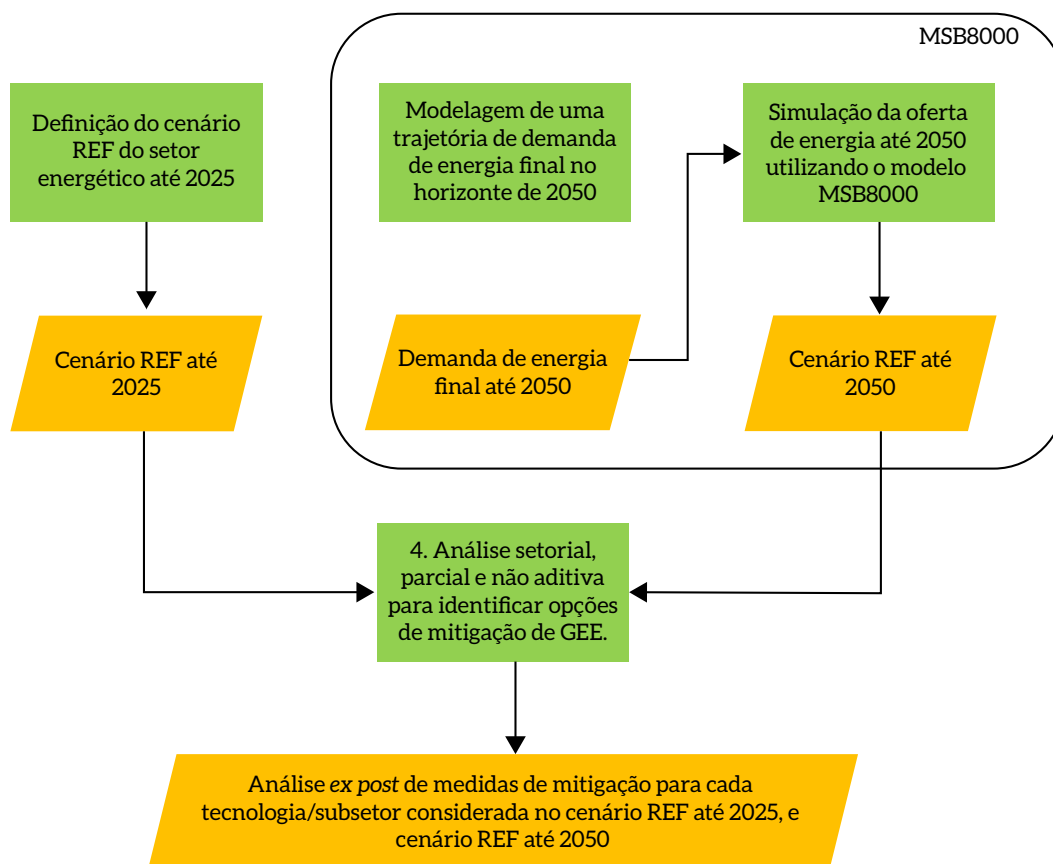


Figura 1 – Fluxograma do Procedimento Metodológico

Fonte: Elaboração própria

Um exemplo pode tornar mais clara essa explanação. Considere-se hipoteticamente que o cenário REF obtido no modelo MSB8000 indicou, conforme um cenário de demanda de energia final (sem medidas de mitigação associadas), em ordem de grandeza, a expansão de um conjunto de usinas hidrelétricas no Brasil. Na análise setorial aqui realizada, avaliar-se-ão medidas de mitigação nessas hidrelétricas, assumindo-se que a decisão de implementação das usinas já ocorreu. Por sua vez, a análise integrada, que está sendo realizada neste estudo, avalia se, num cenário de mitigação de emissões de carbono, a própria expansão destas antes consideradas representa a opção de menor custo.

Note-se, finalmente, que o cenário REF desconsidera políticas energéticas associadas à mitigação de emissões de GEE, sendo que o sistema energético evolui para atender a demanda ao

mínimo custo nivelado de oferta (geração e operação). É sobre esse cenário REF que são avaliados os potenciais e custos de medidas de abatimento de emissões. Importa notar, assim, que algumas alternativas tecnológicas, que podem representar menores emissões de GEE, serão selecionadas na otimização por seu menor custo nivelado, e não por critérios de política ambiental. Tais opções serão incluídas no cenário REF na medida em que sua alternativa de implementação e operação não decorre de uma política climática.

No que se refere ao cálculo do potencial de mitigação de emissões de GEE, são projetadas as emissões a partir da calibração do ano-base considerado pelo projeto, qual seja, 2010. A Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (TCN) é utilizada como referência para fatores de emissão, e as emissões serão convertidas em termos de dióxido de carbono equivalente segundo a métrica GWP 100 anos do Assessment Report 5, do IPCC (GWP 100 – AR5) (IPCC, 2006; MCTIC, 2016). Os gases considerados foram dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O). A partir do poder calorífico e do fator de emissão do gás natural e do potencial de aquecimento global (GWP 100 – AR5) para cada gás considerado (IPCC, 2006), chegou-se à emissão em CO₂ equivalente (CO_{2e}).

Para a definição do custo de abatimento de GEE, utiliza-se a fórmula indicada na Equação 1, que define a razão entre o custo adicional e a redução de emissões provocada por um sistema projetado para o cenário BC, em relação ao cenário REF.

$$C_{CO_{2e}} = \frac{LCOE_{BC} - LCOE_{REF}}{FE_{REF} - FE_{BC}} \quad (\text{Equação 1})$$

$C_{CO_{2e}}$ [R\$/t_{CO₂}]: custo de CO₂ evitado

$LCOE_i$ [R\$/kWh]: custo nivelado de eletricidade no cenário “i”

FE_i [t_{CO₂}/kWh]: fator de emissão de CO_{2e} por unidade de energia no cenário “i”

BC: sistema projetado para o cenário de baixo carbono (BC)

REF: sistema projetado para o cenário referencial (REF)

Conforme mencionado, nota-se que a avaliação do custo de abatimento setorial, associado a fontes renováveis de geração elétrica, é uma análise *ex post*, isto é, trata-se de uma análise que considera o abatimento em instalações energéticas conforme uma linha de base em que a decisão de expansão não incluiu o custo de emissão de carbono. A partir de uma expansão definida no cenário REF, verifica-se, portanto, o que se pode realizar em termos de abatimento nas unidades instaladas. Essa análise *ex post* difere de uma análise *ex ante*, integrada, por meio da qual a decisão de expansão das instalações energéticas é afetada pelo custo de carbono e pelas opções de mitigação. Nesse caso, contrapõem-se a linha de base com novo cenário de expansão, o que não é feito na análise setorial.

Assim, urge definir o custo nivelado de eletricidade e as taxas de emissão das diferentes tecnologias relevantes. O custo nivelado de eletricidade (*levelized cost of electricity* – LCOE) é o custo que precisa ser recuperado durante o tempo de vida da planta para cobrir o custo de investimento, todos os custos de operação e manutenção (incluindo custos de combustível) e o pagamento do retorno aceito pelos

investidores. O LCOE normalmente é indicado por unidade de energia elétrica gerada, por exemplo, em US\$/MWh. A fórmula aplicada neste estudo é indicada pela Equação 2:

$$\text{LCOE} = \frac{(\text{IC} \cdot \text{FRC} + \text{FOM})}{\text{FC}} + \text{VOM} + \text{HR} \cdot \text{CC} \quad (\text{Equação 2})$$

Onde:

LCOE [R\$/kWh]: custo nivelado de eletricidade

IC [R\$]: custo de investimento

FRC [ano⁻¹]: fator de recuperação anual de capital

FC [kWh/ano]: fator de capacidade

FOM [R\$/ano]: custos de operação fixos

VOM [R\$/kWh]: custos de operação variáveis

HR [kJ/kWh]: heat rate da UTE

CC [R\$/kJ]: custo de combustível

A transformação do custo de investimento em anuidades se calcula pela multiplicação com o FRC, conforme a Equação 3:

$$\text{FRC} = \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{1 - (1+r)^t} \right] \quad (\text{Equação 3})$$

Onde

FRC [ano⁻¹]: fator de recuperação de capital

r [%]: taxa de desconto

t [ano]: tempo de vida da planta (a)



Hidreletricidade

Capítulo

2

2 HIDRELETRICIDADE

2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

A hidreletricidade é a energia produzida por uma fonte de energia renovável, de modo que a energia elétrica é gerada pelo aproveitamento da energia potencial da água. A potência gerada é função da altura da queda de água e da vazão do líquido. Atualmente, a hidroeletricidade é a energia renovável com maior parcela na geração mundial de energia. A capacidade instalada da hidroeletricidade em 2008 foi responsável por 16% de toda a oferta mundial de energia primária (IPCC, 2011).

A geração de energia hidráulica, em 2013, foi de 3.750 TWh, o que representa 22,87% do potencial técnico estimado (16.400 TWh/ano) (REN21, 2014). Conforme EIA (2010), nos países em que essa fonte energética vem sendo ativamente desenvolvida, estima-se que cerca de 60% do potencial têm sido usados e explorados.

Segundo REN21 (2014), o maior produtor de hidroeletricidade, em 2013, foi a China, com 905 TWh, o que representa 24,1% do total mundial produzido naquele ano, seguido por Brasil, com 430,9 TWh,¹ Estados Unidos, com 388 TWh, e Canadá, com 269 TWh, que representam 11,5%, 10,3% e 7,2%, respectivamente, do total. Quanto à capacidade instalada, a China se encontra em primeiro lugar, com 260 GW, enquanto, no segundo e terceiro lugares, encontram-se Brasil e Estados Unidos, com 86 GW e 78,4 GW, respectivamente, todos para o ano-base 2013 (REN21, 2014). Esses três países detinham juntos, em 2013, 42,44% da capacidade instalada no mundo.

No caso particular do Brasil, a Tabela 1 ilustra produção de energia hidráulica durante o período 2005-2013. Destaca-se que a produção cresceu 15,86% entre 2005 e 2013, ou 1,86% a.a. A produção de hidroeletricidade teve queda de 3,03%, de 2011 para 2012, em decorrência de condições hidrológicas desfavoráveis observadas durante esse período. Tal situação desfavorável continuou ao longo do ano de 2013, causando novamente redução na oferta de energia hidráulica, embora a potência instalada hidráulica tenha aumentado em 1.724 MW (EPE, 2013a; 2014a).

¹ Segundo EPE (2014a), esse valor corresponde à geração hidráulica, incluindo as importações.

Tabela 1 – Produção de Energia Hidráulica no Brasil² (GWh)

Anos	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Produção (GWh)	337.457	348.805	374.015	369.556	390.988	403.290	428.333	415.342	390.992

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2014a

Segundo EPE (2007), a informação relacionada com o potencial hidrelétrico no Brasil era bastante limitada até a primeira metade do século passado. Porém, fizeram-se vários esforços a fim de aprimorar o conhecimento relacionado a esse potencial. Assim, a última e melhor estimativa que se encontra disponível é a contida no Plano 2015, da Eletrobras, de 1995 (EPE, 2007). A Tabela 2 mostra que o potencial hidrelétrico brasileiro seria de 251.490 MW, sendo que apenas 77.777 MW têm sido aproveitados, ou seja, 31% do total. No entanto, segundo Aneel (2014a), a potência outorgada para o ano 2014 é de 86.105³ MW, o que indica que o potencial aproveitado aumentou em 11,8% desde 1995.

Desse potencial inicialmente estimado, 50,2% (126.164 MW) são classificados como inventariados⁴, e o restante 18,9% (47.549 MW) como estimados⁵.

Tabela 2 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW)

Bacia	Potencial (MW)			
	Aproveitado	Inventariado	Estimado	Total
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087
Paraguai	499	846	1.757	3.102
Parnaíba	225	819	-	1.044
Atlântico NE Or.	-	58	318	376
Atlântico NE Or.	8	127	23	158
Total	77.777	126.164	47.549	251.490

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2007

² Não inclui importações.

³ De acordo com a base de dados fornecida pela Aneel, existem 197 UHE, contudo, ao analisar a potência de cada uma, percebe-se que nem todas podem ser classificadas nesse grupo por terem potência inferior a 30 MW. Nesse sentido, configuram-se como PCH e não foram levadas em consideração no cálculo da potência outorgada para o ano 2014.

⁴ Compõe-se do potencial de usinas em diferentes níveis de estudo - inventário, viabilidade e projeto básico - e do potencial de usinas já em construção e em operação na bacia em estudo.

⁵ Obtido por estimativas feitas em escritório de dados já disponíveis, sem novos levantamentos, de um trecho de curso d'água, sem determinar o local da implantação do aproveitamento.

A maior parte do potencial hidroelétrico brasileiro encontra-se nas bacias dos rios Amazonas, Paraná e Tocantins/Araguaia (76%), sendo que o menor aproveitamento nas três bacias se encontra no Amazonas, com 0,8%. Nas bacias do Paraná e do Tocantins/Araguaia, o aproveitamento tem sido maior, com 72,1% e 43,5%, respectivamente. Outras bacias que apresentam aproveitamento alto são as do São Francisco (57,9%) e do Uruguai (40%).

Contudo, deve-se levar em consideração que esse potencial apresenta restrições ambientais nas bacias do Amazonas, Tocantins/Araguaia e Parnaíba. A Tabela 3 mostra a percentagem com restrições para cada uma dessas bacias. Nota-se que, por exemplo, no caso da bacia do Amazonas, o potencial total seria de 40.737 MW, ou seja, teria redução de quase 2/3 em função da questão ambiental. Na bacia do Tocantins/Araguaia, a restrição é ainda maior: o potencial total seria de 13.474 MW, dos quais 12.198 MW já foram aproveitados, ou seja, o remanescente a aproveitar (inventariado mais estimado) seria de 1.276 MW, conforme a Tabela 4. No caso da bacia do Parnaíba, o impacto é menor devido ao seu baixo potencial em relação às outras bacias (Tabela 4).

Tabela 3 – Participação no Potencial Estimado com Restrições Ambientais por Bacia

Bacia	Potencial com e sem restrições ambientais	
	Sem restrições	Com restrições
Amazonas	38%	62%
Tocantins/Araguaia	8%	92%
Parnaíba	59%	41%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2007

Tabela 4 – Potencial Estimado das Bacias com Restrições Ambientais por Bacia

Bacia	Potencial com restrições ambientais (MW)			
	Aproveitado	Inventário	Estimado	Total
Amazonas	835	29.196	10.706	40.737
Tocantins/Araguaia	12.198	910	366	13.474
Parnaíba	225	482	-	707

Fonte: Elaboração própria com base em dados de EPE, 2007

Segundo Guerreiro (2008), quanto ao potencial de pequenas centrais hidrelétricas (PCH), o estimado para essa classe de aproveitamentos foi de 14,8 GW, em 2002, passando a 17,7 GW em 2008. As regiões Sudeste e Sul concentram o maior potencial, com 40,6% e 20,6% do total, ou seja, 10,8 GW.

Como dito, a energia hidráulica é de especial importância no Brasil. Nesse sentido, para o aproveitamento do potencial com que conta o país, diferentes tipos de usinas são utilizados. A Tabela 5 mostra a classificação usada pela Aneel para as usinas, segundo sua potência instalada. Destaca-se que essa classificação apenas corresponde ao caso brasileiro. Em países como Canadá e China, as usinas são consideradas PCH até 50 MW instalados.

Tabela 5 – Classificação das Usinas Hidrelétricas por Tamanho

Tipo de usina	Potência
UHE	> 30 MW
PCH	1,1 MW a 30 MW
CGH	Até 1 MW

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2008⁶

A Tabela 6 apresenta a quantidade de potência instalada alocada por tipo de usina. Nota-se que menos de 1% da potência instalada é oriunda de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH), enquanto as usinas hidrelétricas (UHE) grandes detêm 87% da potência instalada, o que totalizava cerca de 75,38 GW em 2014.

Salienta-se que, nas UHE grandes, encontram-se seis usinas com potência instalada superior a 3 GW cada: Tucuruí I e II (8,5 GW), Itaipu⁷ (7 GW), Jirau (3,7 GW), Ilha Solteira (3,4 GW), Xingó (3,1 GW) e Santo Antônio (3,1 GW). A potência instalada dessas seis usinas representa 33,7% da potência do grupo das UHE consideradas de maior porte.

Tabela 6 – Tipo de Usina e Potência Instalada no Brasil⁸

Tipo	Número de usinas	Potência instalada (kW)	Participação no total
UHE Grande	59	75.380.591	87,54%
UHE Média	94	10.725.114	12,44%
PCH	507	5.197	0,01%
CGH	451	276	0,01%
TOTAL	1.111	86.111.178	100%

Fonte: Elaboração própria com dados de ANEEL, 2014a

Quanto ao tipo de turbina e ao fluxo do rio, a Tabela 7 mostra a potência outorgada para UHE por tipo de turbina e se o aproveitamento conta com reservatório ou se é uma usina a fio d'água. Observa-se que 72% da capacidade instalada no Brasil contam com tecnologia de turbina tipo Francis, enquanto 17% usam turbinas Kaplan e 9% usam turbinas Bulbo. As turbinas Pelton constituem apenas 2% da capacidade instalada no Brasil.

No que tange ao reservatório, a potência entre usinas com reservatório e usinas a fio d'água está quase igualmente distribuída. A potência das usinas com reservatório representa 48% sobre o total, com os 52% restantes sendo constituídos de usinas a fio d'água. Quando se levam em consideração a tecnologia da turbina e se a usina conta ou não com reservatório, vê-se que 44% da potência instalada aludem a usinas com turbinas tipo Francis e com reservatório. Destacam-se as usinas Tucuruí I e II e Ilha Solteira nesse tipo de aproveitamento. Vinte e oito por cento da potência instalada referem-se a usinas com turbina Francis e a fio d'água, sendo que, nessa categoria, destacam-se as usinas de Itaipu e Xingó.

⁶ Resolução Aneel n. 653, de 09/12/03.

⁷ Apenas levando em consideração a parte brasileira de Itaipu.

⁸ Nessa tabela, as UHE grandes têm sido divididas em dois grupos arbitrariamente, sendo que UHE média considera uma faixa de potência entre 30,1 MW-300 MW, enquanto UHE grande considera potência maior a > 300 MW.

Tabela 7 – Potência Outorgada para UHE segundo Fluxo do Rio e Tecnologia de Turbina⁹

Tipo de turbina	Potência por fluxo do Rio		Potência Total (MW)
	Com reservatório (MW)	Fio d'Água (MW)	
Bulbo	-	7.404	7.404
Francis	37.577	24.383	61.960
Kaplan	3.535	10.937	14.472
Pelton	296	1.313	1.609
Francis / Kaplan	-	658	658
Total	41.408	44.695	86.103

Fonte: Elaboração própria com dados de ANEEL, 2014a; ONS, 2014a; PLATTS, 2014

As usinas hidrelétricas podem ser classificadas de acordo com a operação e o tipo de fluxo, sendo eles fio d'água, com reservatório de acumulação e reversíveis. Segundo IPCC (2011), todos esses tipos de usinas podem variar desde pequeno até grande porte, dependendo da topografia e da hidrologia da bacia:

- Fio d'água: nesse tipo de aproveitamento, a produção de energia segue o ciclo hidrológico, dado que as usinas não dispõem de reservatório de água. Assim, nas usinas fio d'água, não é possível manter estoque de água acumulado em barragem. Contudo, esse tipo de usina pode incluir certo tipo de armazenamento de curto prazo (hora ou dia), permitindo adaptações ao perfil de demanda. Entretanto, a geração depende mais da precipitação e do escoamento superficial (EIA, 2010; IPCC, 2011).
- Com reservatório de acumulação: esse tipo de aproveitamento tem grande capacidade de regulação, assim como controle de cheias e armazenamento de energia. Pode-se considerar que essas usinas podem operar na base e na ponta. O reservatório reduz a dependência da variabilidade do fluxo d'água, mas o desenvolvimento de um projeto com essas características depende muito das oportunidades oferecidas pela topografia (EIA, 2010; IPCC, 2011).

A classificação pela queda d'água refere-se ao diferencial entre o nível de água a montante e jusante, sendo que esse diferencial determina a pressão da água sobre as turbinas. A altura da queda e a descarga são os parâmetros mais importantes a se levar em consideração no momento de decidir o tipo de turbina a ser usada (EIA, 2010). A Figura 2 mostra o tipo de turbina a usar de acordo com a altura da queda e a velocidade do fluxo d'água.

⁹ A única UHE que conta com duas tecnologias de turbina no mesmo aproveitamento é a Usina Cachoeira Dourada, na Bacia de Parnaíba. Essa usina tem sete turbinas Kaplan e três turbinas Francis.

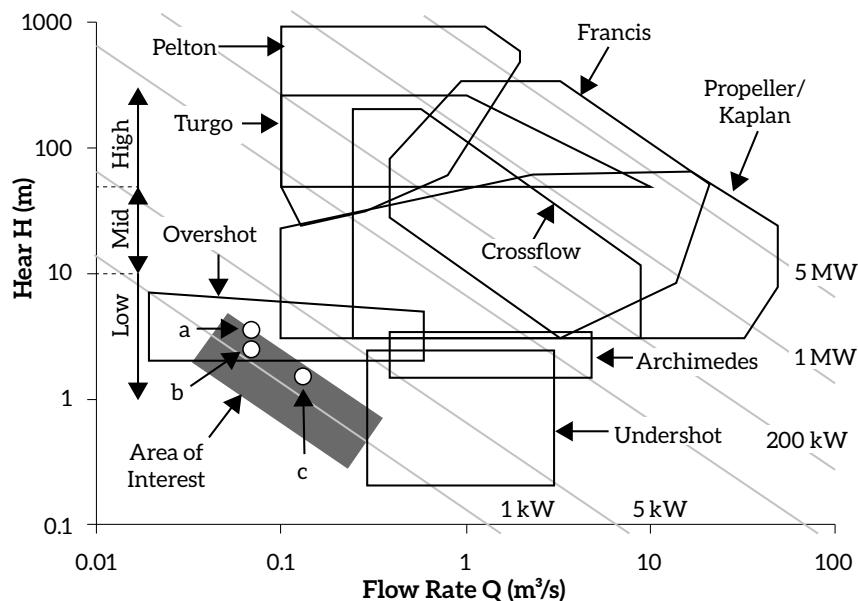


Figura 2 – Tipos de Turbina por Queda de Água e Velocidade do Fluxo D'água

Fonte: WILLIAMSON et al., 2014

Assim, as turbinas Pelton são mais usadas para altas quedas e pequenos fluxos. Por sua vez, as turbinas Francis são as mais usadas por contarem com um intervalo operativo maior com relação à queda (20 m-700 m) e ao fluxo de água. Para baixas quedas e alto fluxo de água, são usadas as turbinas Kaplan. As turbinas Kaplan e Francis capturam a energia cinética e o diferencial de pressão do fluido entre a entrada e a saída da turbina.

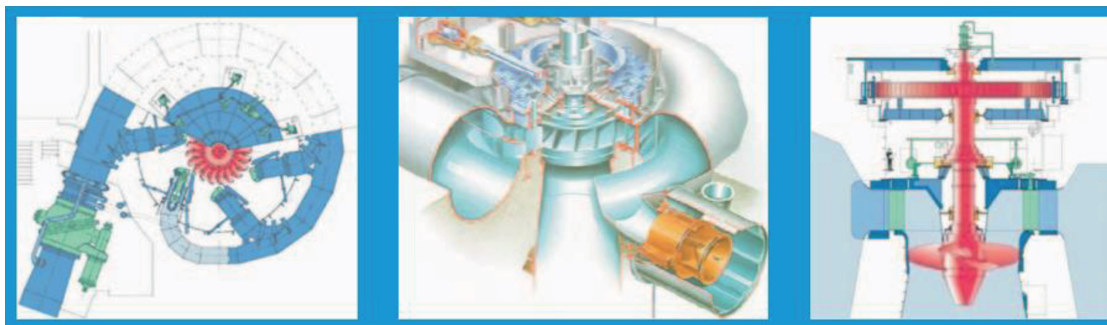


Figura 3 – Turbinas Pelton, Francis e Kaplan

Fonte: VOITH SIEMENS; ANDRITZ apud EIA, 2010

Por sua vez, as turbinas tipo Bulbo são usadas em aproveitamentos de baixa queda, apresentando maiores níveis de eficiência quando comparadas com as turbinas Kaplan, além de serem apropriadas para fluxos mais elevados. Segundo EPE (2007), esse tipo de turbina parece ser mais apropriado para aproveitamentos na Amazônia.

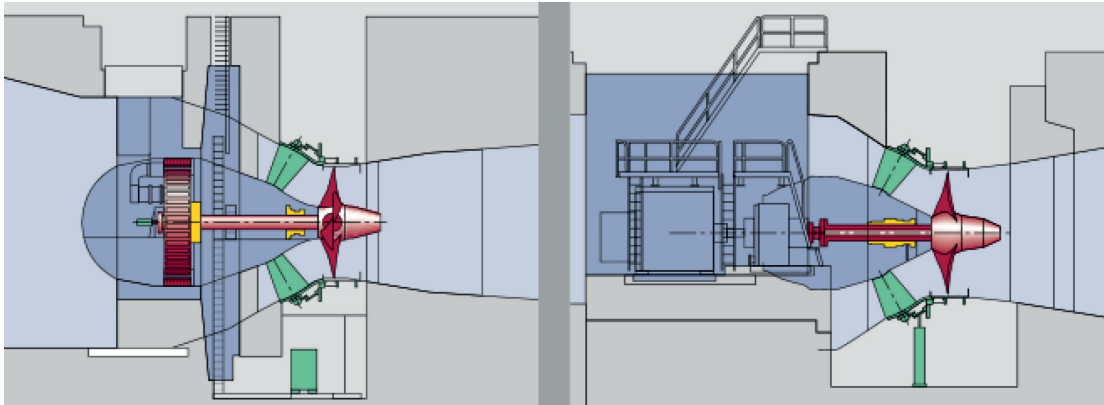


Figura 4 – Turbina Bulbo

Fonte: VOITH HYDRO, 2014

A eficiência dessas turbinas tem aumentado ao longo do tempo. Segundo EPE (2007), em 2005, a potência instalada de uma turbina desse tipo girava em torno de 50 MW, enquanto atualmente já se têm comissionado, com sucesso, turbinas com diâmetros de rotor de até 8,5 metros e potências de até 80 MW (VOITH HYDRO, 2014).

Quanto ao tamanho das usinas, a classificação existente no Brasil indica que são consideradas PCH aquelas usinas com capacidade instalada ≤ 30 MW.

2.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

A hidreletricidade é considerada tecnologia avançada e desenvolvida há várias décadas. Ou seja, pode ser considerada tecnologia madura, além de competitiva em termos de custo de geração de energia (EPE, 2007; IPCC, 2011). A hidroeletricidade conta com tecnologias que permitem alta eficiência na conversão de energia hidráulica em eletricidade, ao redor de 90% (EIA, 2010; IPCC, 2011). A Figura 5 apresenta o aprimoramento na eficiência das turbinas Kaplan, Francis e Pelton, mostrando que, no ano 2000, atingiam eficiência de 90% e o ganho em eficiência foi apenas de 4% entre 1950 e 2000.

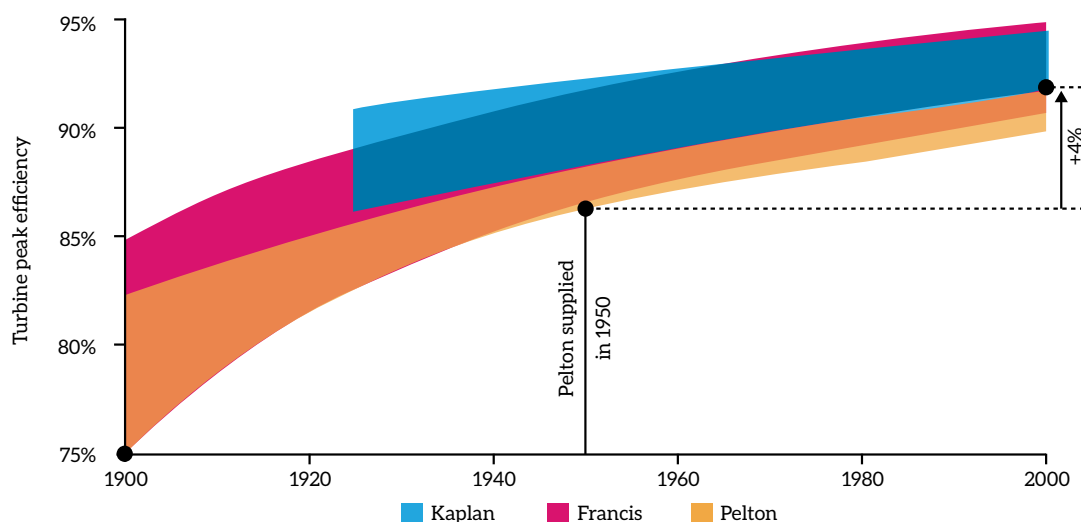


Figura 5 - Aprimoramento da Eficiência de Turbinas

Fonte: EIA, 2012

Contudo, segundo IPCC (2011), ainda há espaço para melhorias na operação, na redução de impactos ambientais e no desenvolvimento de alternativas tecnológicas mais robustas e de baixo custo. A seguir serão descritas Melhores Tecnologias Disponíveis (MTD) para geração hidráulica.

2.2.1 TURBINAS HIDROcinÉTICAS

Os projetos hidráulicos com quedas menores que 2 metros não são viáveis com a tecnologia tradicional. Assim, novas tecnologias têm sido desenvolvidas a fim de aproveitar elevações de água menores, aproveitando a energia cinética da água, e não a energia potencial derivada de uma queda (IPCC, 2011). Esse tipo de tecnologia chama-se hidrelétrica cinética ou hidrocínética. Os dispositivos hidrocinéticos têm sido desenvolvidos para capturar energia de marés e correntes, mas também podem ser usados para aproveitar o fluxo de água de um rio (DAVILA-VILCHIS; MISHRA, 2014; IPCC, 2011; KUSAKANA; VERMAAK, 2013).

O princípio de operação de uma turbina hidrocínética depende do volume e da velocidade do recurso de água. Similarmente à energia eólica, a energia total disponível capturada (Wh) por uma turbina hidrocínética depende da densidade, da área da seção transversal, da velocidade ao cubo e do coeficiente da turbina.¹⁰ Porém, a vantagem da turbina hidrocínética, quando comparada com a da turbina eólica, é que a água é mais densa que o ar, o que faz que a energia gerada com uma turbina heterocinética seja maior que aquela produzida por uma turbina eólica de igual diâmetro e de velocidades de vento e da água idênticas (KUSAKANA; VERMAAK, 2013).

A velocidade de corrente típica para operação de uma turbina hidrocínética é entre 1 e 2 m/s, mas pode ser mais baixa, como 0,5 m/s. No caso ideal, a velocidade da corrente fica no intervalo entre 1,5 e 3,5 m/s (JOHNSON; PRIDE, 2010).

¹⁰ $P_a = \frac{1}{2} \times A \times \rho \times V^3 \times C_p$; onde, P_a é a energia total capturada, A é a área da turbina em m^2 , ρ é a densidade da água, V é a velocidade da água (m/s), e C_p o coeficiente de geração de energia (o máximo teórico disponível é 0,592 - Lei de Betz) (KUSAKANA; VERMAAK, 2013).

A tecnologia de turbina hidrocínética em rios para a geração de energia é uma linha de pesquisa ativa com potencial de aplicação em ambientes urbanos e rurais. Em decorrência da eliminação da necessidade de barreira física para a vazão de água, esse tipo de dispositivo tem menos impacto ambiental que aproveitamento hidráulico convencional (PETRIE et al., 2014).

De acordo com Johnson e Pride (2010), a tecnologia de turbina hidrocínética está em estágio de desenvolvimento similar ao da turbina eólica de 15 ou 20 anos atrás.

Segundo Kusakana e Vermaak (2013), o principal obstáculo para a implementação desse tipo de tecnologia em áreas rurais, por exemplo, é a ausência de pesquisa demonstrando benefícios técnicos, econômicos e ambientais em comparação com outras opções de eletrificação rural. Por exemplo, no caso dos Estados Unidos, segundo Epri (2007) apud IPCC (2011), concluiu-se que a capacidade instalada do país, em 2007, de 75 GW de energia hidrelétrica (sem incluir o rebombeamento), poderia ser aumentada com a implementação de turbinas hidrocínéticas em rios e canais em 12,5 GW.

Outra aplicação para as turbinas hidrocínéticas é o aproveitamento da energia cinética residual do fluxo de água após o turbinamento realizado pelas usinas hidrelétricas. De acordo com Liu e Packed (2014), esse tipo de aproveitamento hidrocínético pode resultar em ganho de até 5% da potência instalada de uma hidrelétrica.

A partir de 2004, a Universidade de Brasília, em parceria com a Eletronorte, iniciou uma atividade de P&D chamado Projeto Poraquê, visando ao desenvolvimento de uma máquina hidrocínética para comunidades isoladas na Amazônia. A turbina foi desenvolvida considerando-se os seguintes aspectos (BRASIL JÚNIOR, 2007):

- Evolução tecnológica do projeto hidrodinâmico, baseada no uso intensivo de técnicas de simulação numérica e ensaio de modelo reduzido;
- Desenvolvimento de um modelo compacto, de baixo custo, que permitisse seu transporte para regiões remotas e fácil instalação de unidades;
- Redução do custo por meio do uso de materiais plásticos e *layout* funcional;
- Avaliação da sustentabilidade do uso de tal tecnologia, comparativamente com alternativas renováveis para a região (como os painéis fotovoltaicos).

Esse projeto foi realizado como parceria entre o Conselho Nacional dos Seringueiros (CNS) e o Laboratório de Energia e Ambiente da Universidade de Brasília, com financiamento do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). Foi executado na Vila Maracá, no município da Macapá, e construiu e instalou uma turbina hidrocínética com potência nominal de 1 kW no rio Caranã. Os objetivos do projeto foram a instalação de um secador para as castanhas da Amazônia coletadas na região e a geração de energia elétrica suficiente para atender à infraestrutura local do entreposto, como iluminação e eletrodomésticos. O secador permitiu que as castanhas pudessem ser armazenadas para serem vendidas a melhor preço na entressafra, além de reduzir perdas no transporte, pois castanhas *in natura* são mais suscetíveis à proliferação de fungos, o que reduz as importações para Europa e Estados Unidos. A Figura 6 apresenta a turbina hidrocínética construída pelo Projeto Poraquê.

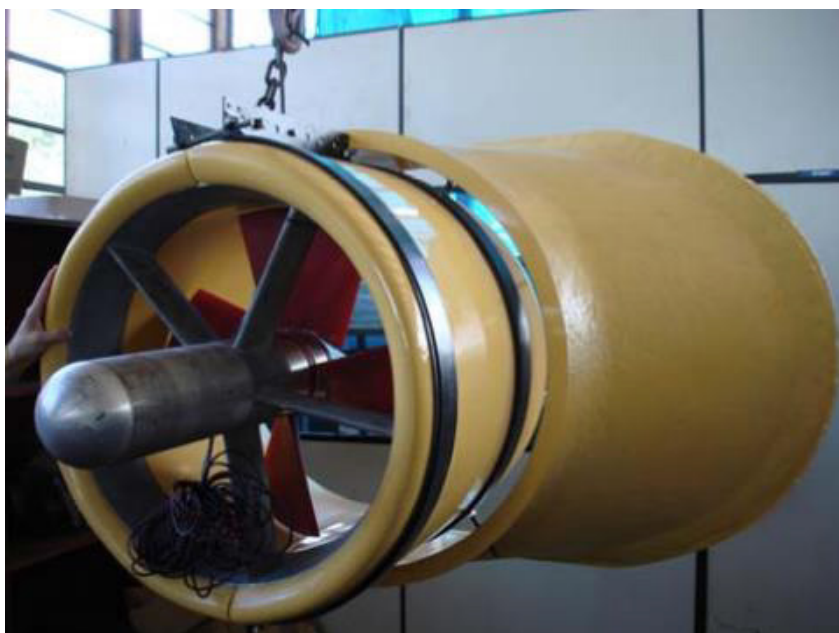


Figura 6 – Turbina Hidrocinética Construída pelo Projeto Poraquê

Fonte: BRASIL JÚNIOR, 2007

Davila-Vilchis e Mishra (2014) afirmam que esse tipo de tecnologia ainda se encontra em fase-piloto. No mesmo sentido, conforme Johnson e Pride (2010), dado que é ainda uma tecnologia que se encontra em desenvolvimento, torna-se difícil realizar análises precisas de custo. Entretanto, é possível fazer uma aproximação preliminar baseada nos resultados de alguns projetos feitos no Alasca pelo Instituto de Pesquisas de Energia Elétrica dos EUA (EPRI), podendo esta ser aprimorada com a construção de novos empreendimentos desse tipo (Tabela 8).

Tabela 8 – Custos Estimados de Geração de Energia Hidrocinética no Alasca

Região de estudo	Potência (kW)	Custo de capital (US\$)	Custo (US\$/kW)	Custo de O&M (US\$)
Igiuging	40	315.000	7.875,00	126.000
Eagle	60	283.000	4.716,66	6.800
Whitestone	590	1.900.000	3.220,00	135.000
Knik Arm	17.000	123.000.000	7.235,30	4.500.000
Kakutat	5.200	48.000.000	923,08	1.400.000

Fonte: Elaboração própria a partir de JOHNSON; PRIDE, 2010

No âmbito do cenário BC, será utilizado para cálculo do custo de abatimento de emissões da tecnologia o custo do kW para a geração hidrocinética como a média dos quatro maiores valores apresentados na Tabela 10, excluindo o menor valor por ser discrepante dos demais, que é de US\$ 5.761,00/kW.

Os custos do Projeto Poraquê são apresentados na Tabela 9. E a energia gerada custou R\$ 1,91/kWh. A Tabela 10 apresenta o resumo dos custos (BRASIL JÚNIOR, 2007).

Tabela 9 – Custos de Geração de Energia Hidrocinética – Projeto Poraquê

Custo de investimento	R\$
Custo equipamento	15.000,00
Transporte	6.500,00
Apoio/montagem em campo	6.500,00
Total	41.500,00
Custo de O&M	R\$/ano
Operação	4.550,00
Manutenção	1.050,00
Total	5.600,00

Fonte: Elaboração própria a partir de BRASIL JÚNIOR, 2007

Tabela 10 – Resumo de Custos do Projeto Poraquê (taxa de desconto de 10% ao ano)

Item	Valor (R\$)	Unidade
Investimento	41.500,00	R\$
Custo de O&M	0,864	R\$/kWh
Custo da energia	1,91	R\$/kWh

Fonte: Elaboração própria a partir de BRASIL JÚNIOR, 2007

2.2.2 USINAS REVERSÍVEIS

São usinas que usam um reservatório extra para aumentar a geração em determinado momento. Nesse tipo de sistema, a água é bombeada de um reservatório inferior para um superior, normalmente nos horários fora da ponta, enquanto o fluxo revertido é usado para gerar eletricidade durante o período de ponta de carga diário (ARDIZZON et al., 2014; IPCC, 2011) but its flexibility and storage capacity also makes it possible to improve grid stability and to support the deployment of other intermittent renewable energy sources such as wind and solar power. As a result, a renewed interest in pumped-hydro energy storage plants (PHES. Segundo IPCC (2011), a possibilidade de acumulação por bombeamento seria a maior forma de armazenamento de energia disponível no mundo. Esse tipo de usina é bem particular, dado que, além de um reservatório adicional, demanda turbinas especiais denominadas reversíveis, capazes de operar como bombas hidráulicas (EPE, 2007).

As usinas reversíveis foram muito difundidas nas décadas de 1960 e 1970, quando a geração termonuclear estava em crescimento para atender a ponta. Nos últimos anos, voltaram a ser construídas nos EUA e na Europa para armazenar a energia excedente da geração eólica (MWH, 2009).

Uma usina reversível pode ser de ciclo fechado ou aberto (convencional), de acordo com sua concepção (DOE, 2014a). O primeiro tipo é apenas um armazenador de energia, por isso não precisa necessariamente estar em um rio. O segundo é uma usina hidrelétrica tradicional onde algumas turbinas (ou todas) são reversíveis (EPRI, 1990).

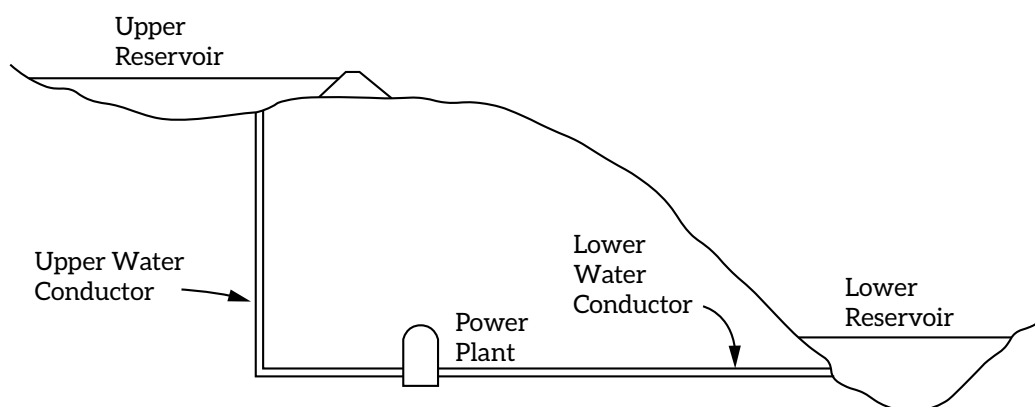


Figura 7 – Esquema de uma Usina Reversível de Ciclo Fechado

Fonte: EPRI, 1990

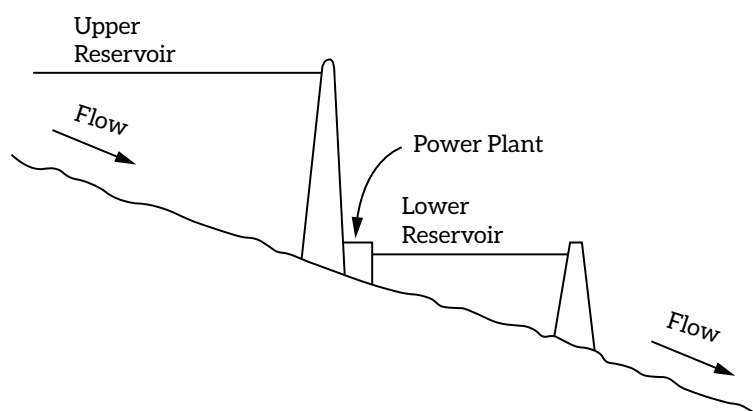


Figura 8 – Esquema de uma Usina Reversível de Ciclo Aberto

Fonte: EPRI, 1990

As usinas reversíveis são relevante solução para usar a energia gerada em momento de baixa carga, para armazenar energia que será usada na ponta. No Brasil, seria também útil para armazenar energia excedente gerada no período úmido da região Norte e usar no período seco das regiões Sudeste e Nordeste (HUNT, 2014).

As usinas reversíveis são muito pouco difundidas no Brasil. Alguns poucos exemplos são a Usina Elevatória Pereira, localizada no Rio Pinheiros (SP), inaugurada em 1939, com sete turbinas reversíveis tipo Francis e uma bomba (EMAE, 2014) (Figura 9), e as usinas elevatórias Santa Cecília, em Barra do Piraí, e Vigário, em Piraí, no Complexo de Lages (LIGHT/RJ) (Figura 10).



Figura 9 – Usina Elevatória de Pedreira

Fonte: EMAE, 2014



1- Reservatório de Santa Branca	7- Reservatório de Santana	13- Usina Hidrelétrica de Fontes Velha
2- Usina Hidrelétrica de Santa Branca	8- Reservatório de Santa Cecília	14- Usina Hidrelétrica Pereira Passos
3- Reservatório de Tócos	9- Usina Elevatória de Santa Cecília	15- Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi
4- Reservatório de Lajes	10- Usina Hidrelétrica Nilo Peçanha	16- Reservatório Ilha dos Pombos
5- Reservatório de Vigário	11- Usina Hidrelétrica Fontes Nova	17- Usina Hidrelétrica de Ilha dos Pombos
6- Usina Elevatória de Vigário	12- Reservatório Ponte Coberta	

Figura 10 – Esquema da usina reversível do Complexo de Lages

Fonte: LIGHT, 2014

De acordo com o *Pumped-Storage Planning and Evaluation Guide* (EPRI, 1990), um projeto de usina reversível abrange:

- Reservatório superior oriundo da construção de um dique anexo ou que represe um pequeno riacho;
- Reservatório inferior, que pode ser formado represando um pequeno riacho ou usando um reservatório natural como um lago ou um rio largo;
- Tubulação para interligar os dois reservatórios; e
- Planta de geração de energia hidrelétrica com turbinas reversíveis ou conjunto turbina/bomba e motor gerador.

Os projetos de usinas reversíveis são construídos com quedas d'água de menos de 30 metros e até maiores de 900 metros (MWT, 2009), sendo preferível sempre maior altura.

Por exemplo, uma usina com desnível entre os reservatórios de 300 metros, cujos volumes são de 1,4 milhões de m³, pode armazenar aproximadamente 1.000 MWh de energia, o que significa uma potência de 200 MW por cinco horas (ENERGI STYRELSEN, 2012).

No caso de uma usina de ciclo fechado, é importante observar que não precisa necessariamente estar em um rio e a água é sempre reaproveitada em um ciclo fechado, sendo necessário apenas complementar a água perdida por evaporação. Além disso, podem-se aproveitar lagos naturais, minas desativadas e até o mar como um dos reservatórios. A comunicação entre os reservatórios se dá por tubulação, cujo comprimento máximo permitido é dado pelo desnível dos reservatórios, de acordo com a Tabela 11.

Tabela 11 – Relação do Comprimento da Tubulação entre os Reservatórios e Sua Altura

Altura entre os reservatórios (m)	Máximo L/H
61 a 91,5	< 5
91,5 a 152,4	< 7
152,4 a 228,6	< 10
228,6 em diante	< 12

(*) L/H é a relação entre o comprimento da tubulação que liga os reservatórios e sua altura
Fonte: Elaboração própria a partir de EPRI, 1990

A Figura 11 apresenta os países com maior potência instalada com esse tipo de usina, sendo que o Japão tem capacidade instalada de 24 GW, que representa 10,2% da geração total de eletricidade do país, enquanto a potência instalada dos Estados Unidos é de 21 GW, representando apenas 2,2% do seu parque gerador. O país cuja geração com usinas reversíveis tem maior representatividade no seu parque gerador é Luxemburgo, com 67,2%, apesar de a potência instalada reversível ser de apenas 1 MW (DEANE et al., 2010).

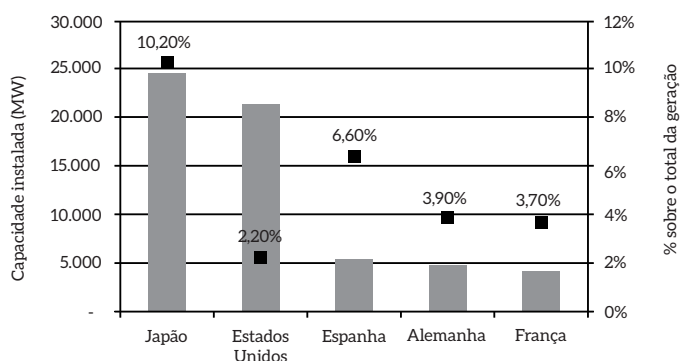


Figura 11 – Países com Maior Capacidade Instalada com Usinas Reversíveis

Fonte: Elaboração própria com base em dados de DEANE et. al, 2010

As usinas hidrelétricas reversíveis de ciclo fechado em funcionamento, em construção e planejadas no mundo, em 2014, são apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1 – Usinas Reversíveis Ciclo Fechado no Mundo

País	Usina Reversível ciclo fechado	Situação (*) (F, C, P)	Conectado ao Grid (S/N)	Duração ¹¹ (h)	Potência Nominal (MW)	Característica
Canadá	Marmora Pumped Storage	F	N	5	400	Reservatório inferior em uma mina subterrânea.
Inglaterra	Dinorwig Power Station	F	S	5	1.728	Reservatório superior em um túnel na montanha.
Inglaterra	Ffestiniog Pumped Hydro Power Plant	C	S	6	360	Entrou em funcionamento em 1963. É a maior usina reversível da Inglaterra.
EUA	Silver Creek Pumped Storage	P	S	8	300	Reservatório inferior em uma mina de carvão e o reservatório superior foi construído aproveitando as pedras que restaram da exploração do carvão.
EUA	Eagle Mountain	P	S	-	1.300	Reservatório inferior em uma mina subterrânea.
EUA	Maysville Pumped Storage	P	S	8	1.000	Usa uma mina subterrânea.
EUA	Lake Elsinore Advanced Pumped Storage	P	S	12	500	Usa o lago Elsinore como um dos reservatórios.
TOTAL					6.588	

(*) F - em funcionamento, C - em construção e P - planejada

Fonte: Elaboração própria a partir de DOE, 2014a

Não existem estudos específicos tratando do potencial de usinas reversíveis no Brasil. Apesar disso, considerando-se que um dos pontos importantes é o desnível entre os reservatórios, várias usinas que serão construídas no futuro poderiam ser estudadas para avaliação da possibilidade de serem usinas reversíveis para suprir uma potência nominal maior na ponta. Além disso, várias usinas existentes poderiam ser reavaliadas com objetivo de serem repotenciadas para também serem reversíveis. Esse procedimento seria mais útil em usinas a fio d'água, em que parte da água que seria vertida após o turbinamento poderia ser reaproveitada pelo bombeamento de modo a aumentar a capacidade de produção na ponta.

Alguns locais propícios para a instalação de usina reversível de ciclo fechado são as serras da Canastra (MG), Facão (GO) e Geral (RS) (HUNT, 2014; BELUCO, 2012), para os quais estudos que avaliam a construção de usinas ciclo fechado para armazenamento de energia sazonal vêm sendo realizados.

De acordo com Epri (2013), o custo para se construir uma nova usina reversível é estimado entre US\$ 1.000,00 e US\$ 2.500,00 por kW. Em se acrescentando turbinas de velocidade variável para melhorar o aproveitamento no horário de ponta, esse valor aumenta em cerca de US\$ 100,00 ou US\$ 150,00 por kW instalado. A Tabela 12 apresenta outros parâmetros técnico-econômicos para implementação de usinas reversíveis.

¹¹ Duração mínima da energia armazenada em horas.

Tabela 12 – Parâmetros Técnico-Econômicos para Implementação de Usina Reversível

Custo de capital (US\$/kW)	Adicional para turbina de velocidade variável (US\$/kW)
2.000-2.500	100-150

Fonte: EPRI, 2013

Capacidade nominal (MW)	Custo de capital (US\$/kW)	Custo variável O&M (US\$/MWh)	Custo fixo O&M (US\$/kW-ano)	Meses de construção
500	2.230	-	30,8	30

Fonte: BLACK & VEATCH, 2012

Capacidade nominal (MW)	Custo de capital (US\$/kW)	Custo variável O&M (US\$/MWh)	Custo fixo O&M (US\$/kW-ano)
250	5.288	-	18

Fonte: EIA, 2013b

Fonte: Elaboração própria a partir de EPRI, 2013; EIA, 2013b; BLACK; VEATCH, 2012

2.2.3 REPOTENCIAÇÃO

Segundo EPE (2007), existem várias definições do que significa repotenciação e modernização (R&M) de uma UHE. Porém, *grosso modo*, pode ser entendida como todas aquelas obras que objetivam gerar ganho de potência e de rendimento (VEIGA, 2001).

A repotenciação pode ser classificada em três tipos (RIBEIRO et al., 2005):

- Mínima – ganho de até 2,5% da capacidade instalada;
- Leve – ganho de 10% a 20% da capacidade instalada;
- Pesada – ganhos acima de 20% da capacidade instalada.

Os três principais trabalhos realizados até o momento que quantificam o potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil são de Bermann et al. (2004), EPE (2008) e Gomes (2013). O trabalho de Bermann et al. (2004) estudou as 67 usinas hidrelétricas com mais de 20 anos de operação e potência instalada maior que 30 MW. As usinas listadas representam um total de 34.734,7 MW instalados. A conclusão é de que, para as usinas estudadas, a repotenciação produziria o seguinte acréscimo de capacidade instalada:

- Repotenciação mínima: 868 MW;
- Repotenciação leve: 3.473 MW;
- Repotenciação pesada: 8.093 MW.

Em 2008, a EPE fez um estudo de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas no Brasil, tendo identificado um conjunto de usinas candidatas a repotenciação, considerando apenas usinas com mais de 20 anos e mais de 30 MW pertencentes ao SIN (EPE, 2008). Os resultados da análise foram os seguintes:

- As repotenciações máximas do conjunto de usinas selecionado levaram ao acréscimo na potência efetiva de 605,1 MW, que corresponderia a 0,7% da potência instalada do parque gerador de 2014 que é de 86 GW;
- O acréscimo na potência efetiva, por sua vez, levou a aumento na energia firme do SIN de 272,3 MWmed; e
- Quanto aos ganhos energéticos individualizados por usina, o ganho médio de potência foi de 2,84%, enquanto o ganho médio de energia firme foi de 2,33%.

Em 2013, Gomes realizou um estudo para o qual selecionou usinas hidrelétricas brasileiras com mais de 30 anos e com unidades de geração acima de 15 MW que ainda não passaram por manutenção para recuperar pelo menos a capacidade original. Foram encontradas 193 unidades geradoras distribuídas em 43 usinas, totalizando 25.872,37 MW, valor que representa 19,6% da potência instalada no Brasil. Além disso, motorizando poços vazios nas casas de máquinas das usinas em operação no país, ainda se pode ter aumento adicional entre 3.341 MW e 5.096 MW na sua potência instalada, dependendo do fomento regulatório que vier a ser implementado para incentivar esse tipo de investimento (GOMES, 2013).

A Tabela 13 sintetiza resultados quantitativos apresentados por Gomes (2013).

Tabela 13 – Síntese de Resultados Apresentados por Gomes (2013)

Tipo Projeto	Tipo Repotenciação	Aumento da capacidade instalada (MW)
Repotenciação de unidades existentes	Mínima	646,81
	Leve	2.587,24
	Pesada	6.028,26
Adição de máquinas nos poços vazios	Cenário 1 ¹	5.096,00
	Cenário 2 ²	3.341,50

¹ Cenário 1 considera que a capacidade adicionada vai ser usada para geração no horário de ponta.

² Cenário 2 considera que apenas a garantia física adicional será remunerada.

Fonte: Elaboração própria a partir de GOMES, 2013

É importante ressaltar que, ao se construir uma nova hidrelétrica, parte significativa do custo (cerca de 60%) se concentra nas atividades de construção civil. Nas obras de repotenciação, os custos de construção civil são desprezíveis e se concentram na substituição parcial de equipamentos e sistemas, preparando a central para um novo período de geração na condição de empreendimento novo (PINTO, 2009).

Outro ponto importante apresentado é que os custos da repotenciação são amortizados em cinco anos, e os das novas usinas são amortizados em 30 anos, o que demonstra grande vantagem da repotenciação (VEIGA, 2001).

Vale ressaltar que, além de aumentar a potência instalada da usina, a repotenciação recupera a potência real perdida ao longo dos anos¹². Além dos benefícios gerados pela maior segurança e confiabilidade da usina, a modernização visa proporcionar aumento da disponibilidade dos equipamentos e, conseqüentemente, possibilitar a elevação do fator de capacidade da usina (RIBEIRO et al., 2005).

A repotenciação de hidrelétricas no mundo tem sido utilizada para aumentar a geração de energia a fim de atender a geração de energia elétrica na base e na ponta e recuperar a potência perdida pela deterioração das instalações e dos equipamentos, que acarretam o fim da sua vida útil, sem aumentar impactos ambientais e reduzindo emissões de GEE.

No Brasil, boa parte do potencial hidrelétrico remanescente está localizado na Amazônia. Além disso, a geração termelétrica é mais cara, e a geração eólica, embora em alta no país, é uma energia intermitente e não tem capacidade de ser despachável. Desse modo, a repotenciação de usinas hidrelétricas pode se tornar alternativa de menor custo para ampliar a oferta de energia.

12 A potência real é perdida ao longo dos anos por causa do desgaste nos equipamentos da hidrelétrica.

Países como Áustria, Canadá, Estados Unidos, Finlândia, Noruega e Rússia, dentre outros, possuem parque hidrelétrico mais antigo que o brasileiro. Por já terem utilizado quase todo o seu potencial hidrelétrico e as outras fontes de energia serem mais caras e, muitas vezes, poluentes, a repotenciação de usinas hidrelétricas antigas tem sido comum nessas nações (GOMES, 2013). Nos Estados Unidos, por exemplo, mais de 110 usinas hidrelétricas foram repotenciadas até 2006 (EPRI, 2006a).

Empresas geradoras de grande porte e reconhecida competência, no mundo todo, como Andritz, Hydro Quebec, Ontario Hydro, US Army Corps of Engineers, Grant Country PUD, Vattenfall, TVA, BC Hydro, Statkraft, dentre outras, tiveram usinas repotenciadas.

A Figura 12 apresenta o acréscimo de potência instalada obtido com a repotenciação de 70 usinas no mundo entre os anos de 1976 e 2012. A Figura 13 apresenta o percentual do acréscimo de potência em relação ao total do país apresentado na Figura 12.

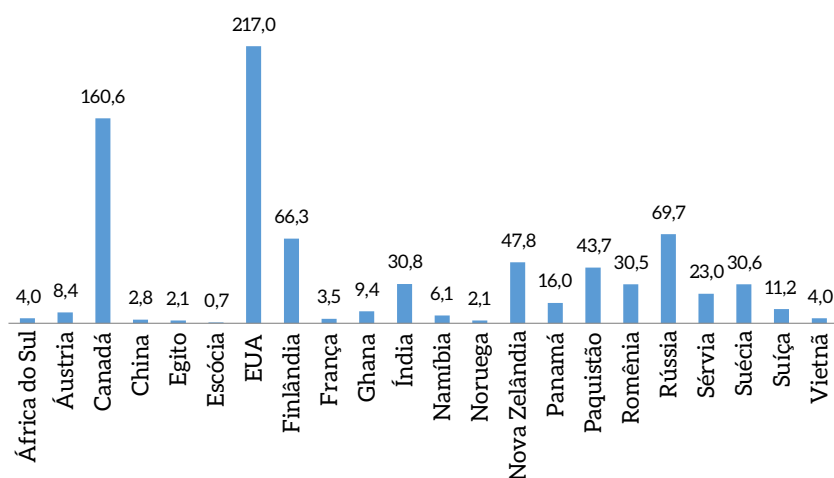


Figura 12 – Acréscimo de potência instalada (MW) de 70 Usinas Repotenciadas no Mundo entre 1976 e 2012

Fonte: Elaboração própria usando informações de GOMES, 2013

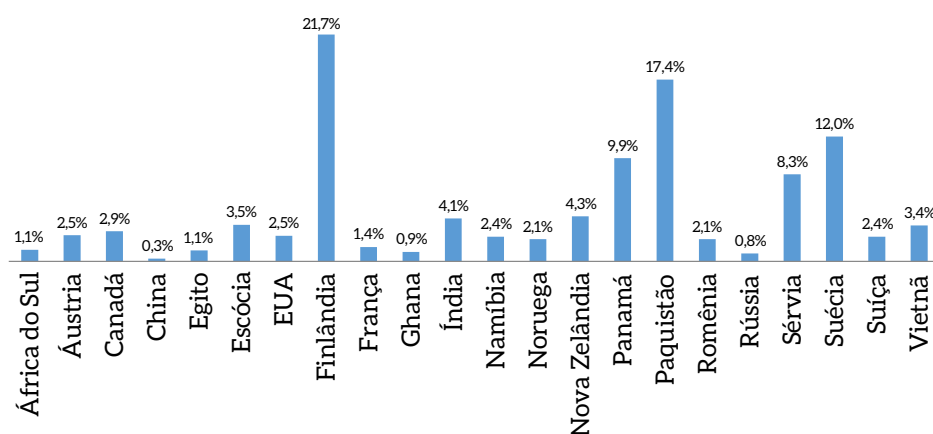


Figura 13 – Acréscimo de potência instalada (%) de 70 Usinas Repotenciadas no Mundo entre 1976 e 2012

Fonte: Elaboração própria usando informações de GOMES, 2013

No que se refere a custos da repotenciação, relatório do WWF (WWF, 2004) apresenta quatro estudos de casos, dois de PCH e dois de usinas hidrelétricas de maior porte. Nesse estudo, os investimentos para repotenciação de PCH variaram entre R\$ 1.148,78 e R\$ 1.518,27 e, para usinas de maior porte, variaram entre R\$ 478,95 e 836,23/kW repotenciado, de acordo com a Tabela 14.

Tabela 14 – Custo Médio das Obras de Repotenciação

Usina	Custo (R\$/kW)
PCH Esmeril	1.148,78
PCH Dourados	1.518,27
Jupiá	836,23
Jacuí	478,95

Fonte: Elaboração própria a partir de WWF, 2004

O Epri apresentou parâmetros técnico-econômicos de várias hidrelétricas repotenciadas nos Estados Unidos (EPRI, 2006b).

Tabela 15 – Parâmetros de Repotenciação nos EUA

Projeto	Turbina	Capacidade instalada inicial (MW)	Capacidade instalada pós-repotenciação (MW)	Custo total (mil US\$)	Custo (US\$/kW)
Robert Moses Niagara	Francis	2.275,0	2.600,0	280.000,0	861,5
Holm	Pelton	150,0	169,0	15.000,0	789,5
KirkWood	Pelton	84,0	86,0	1.300,0	650,0
Forbestown	Francis	36,3	40,7	640,0	145,4
Bennetts Bridge	Francis	7,5	9,9	1.000,0	416,7

Fonte: Elaboração própria a partir de EPRI, 2006b

Os custos de instalação, O&M e nivelado de uma hidrelétrica de grande porte, de uma PCH e o de repotenciação de uma hidrelétrica, de acordo com o International Renewable Energy Agency (IEA/IRENA, 2015), podem ser vistos na Tabela 16.

Tabela 16 – Custos de Empreendimentos

Tipo de empreendimento	Custo de Instalação (US\$/kW)	Custo de O&M (%/ano)	Custo nivelado (US\$2010/kW)
Hidrelétrica de grande porte	1.050 – 7.650	2-2,5	0,02-0,19
PCH	1.300 – 8.000	1-4	0,02-0,27
Repotenciação	500 – 1.000	1-6	0,01-0,05

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA/IRENA, 2015

2.3 CENÁRIO REF

Esta seção objetiva a construção de um cenário REF para o setor hidrelétrico. Para tanto, é subdividida em premissas e resultados, que focam a geração, potência instalada e emissões do parque hidrelétrico. O cenário considera uma evolução tendencial do setor, ou seja, com pequenas alterações estruturais em relação aos anos anteriores, e considera as tecnologias reportadas na seção 2.1.

O horizonte de projeção é de 2050, sendo considerado 2010 o ano-base para as projeções, tendo em vista a ampla disponibilidade de parâmetros, em particular relativos a produção, consumo de energia e emissões (MCTIC, 2017b; EPE, 2017).

A técnica de cenários empregada neste estudo não objetiva a realização de previsões para o setor. Trata-se de analisar efeitos, em particular sobre custos nivelados de energia e emissões, de estados futuros possíveis derivados dos pressupostos considerados na modelagem.

2.3.1 PREMISSAS

De acordo com o Plano Decenal de Energia 2023 (EPE, 2014b), as usinas hidrelétricas contratadas e em construção no período de 2014 a 2018, e que foram consideradas neste cenário, estão listadas na Tabela 17.

Tabela 17 – Expansão Hidrelétrica Contratada e em Construção (2014-2018) por Região

Ano	Sudeste / Centro-Oeste		Sul		Norte	
	Projeto	Potência (MW)	Projeto	Potência (MW)	Projeto	Potência (MW)
2014	UHE Batalha	53	-	-	UHE Santo Antônio do Jari	370
	-	-	-	-	UHE Colíder	300
2015	-	-	-	-	UHE Ferreira Gomes	252
	-	-	-	-	UHE Teles Pinto	819
2016	-	-	UHE São Roque	135	UHE Belo Monte	11.000
	-	-	UHE Baixo Iguaçu	350	-	-
2017	-	-	-	-	UHE Cachoeira Caldeirão	219
	-	-	-	-	UHE São Manoel	700
2018	-	-	-	-	UHE Salto Apicás	45
	-	-	-	-	UHE Sinop	400
Total	-	53	-	485	-	14.105

Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2014b

A expansão hidrelétrica planejada é composta por projetos cujos estudos estão em fase de conclusão. O Quadro 2 apresenta os novos projetos a serem viabilizados de 2019 a 2023.

Quadro 2 – Novos Projeto Hidrelétricos a Serem Viabilizados de 2019 a 2023

Entrada em operação		Projeto	Rio	Potência (MW)	UF
Ano	Mês				
2019	Jan	UHE Itaocara I	Paraíba do Sul	145	RJ
	Jan	UHE Davinópolis	Paranaíba	74	MG/GO
	Jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109	PR
2020	Mar	UHE Comissário	Piquiri	140	PR
	Abr	UHE Foz Piquiri	Piquiri	96	PR
	Jul	UHE Paranhos	Chopin	63	PR
	Ago	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	8.040	PA
	Ago	UHE Apertados	Piriqui	139	PR
	Ago	UHE Ercilândia	Piriqui	87	PR
2021	Jan	UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
	Jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
	Abr	UHE Castanheira	Arinos	192	MT
	Ago	UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
2022	Fev	UHE Arraias	Palma	70	TO
	Jul	UHE Bem Querer	Branco	708	RR
	Dez	UHE Prainha	Aripuanã	796	AM
2023	Out	UHE Paredão A	Mucajá	199	RR
	Dez	UHE Torixoréu	Araguaia	408	MT/GO

Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2014b

A potência instalada de geração hidrelétrica de 2013 a 2023 é apresentada na Tabela 18.

Tabela 18 – Potência Instalada Hidrelétrica de 2013 a 2023

Ano	Potência Instalada (MW)
2013	86.111
2014-2018	100.216
2019-2023	114.895

Fonte: Elaboração própria usando dados de ANEEL, 2014a e EPE, 2014b

Para o período de 2024 e 2050, a expansão da potência instalada e geração hidrelétrica é obtida a partir do modelo MSB8000, conforme procedimentos metodológicos explicitados no capítulo 1.

Por fim, tem-se na Tabela 19 os fatores de emissão do *grid* considerados para projetar as emissões de 2010 a 2050 (MCTIC, 2017b).

Tabela 19 – Fatores de Emissão do Grid Nacional

LAno	Fatores de Emissão
	(tCO ₂ /MWh)
2010	0,05
2015	0,12
2020	0,05
2025	0,05
2030	0,09
2035	0,10
2040	0,13
2045	0,19
2050	0,25

Fonte: Elaboração própria a partir de MCTIC, 2017b

2.3.2 RESULTADOS

No cenário REF, a evolução das hidrelétricas ocorre baseada em tecnologias já implementadas, crescendo a produção de hidrelétricas pequenas, médias e grandes, conforme mostrado na Tabela 20. Verifica-se um incremento de 42% na geração hidrelétrica no período.

Tabela 20 – Geração Hidrelétrica no Cenário REF

Anos	Geração por porte do empreendimento (TWh)			
	Pequena	Média	Grande	Total
2010	26	47	320	393
2015	20	38	272	330
2020	26	39	340	405
2025	26	50	367	443
2030	26	51	370	447
2035	26	54	461	541
2040	26	55	477	558
2045	26	56	477	559
2050	26	56	477	559

Fonte: Elaboração própria

As emissões “média do grid” e “ponta” são apresentadas na Figura 14. As emissões da ponta serão consideradas para cálculo de emissões evitadas pelas usinas reversíveis no cenário BC, e a média do grid foi adotada para o mesmo cálculo das demais tecnologias.

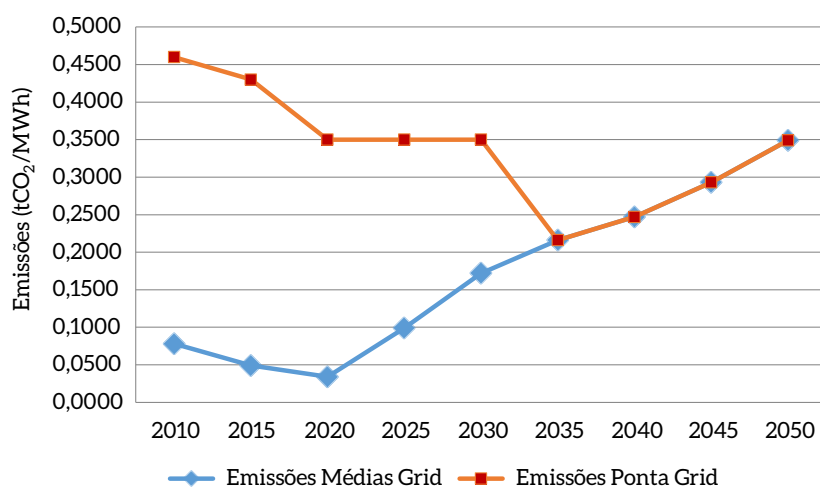


Figura 14 – Emissões Médias do Grid e da Ponta do Grid para o Período 2010-2050

Fonte: Elaboração própria

2.4 CENÁRIO BC

Nesta seção, inicialmente, são apresentadas premissas e os parâmetros técnico-econômicos das MTD considerados no cenário BC. Por fim, tem-se as projeções de geração, capacidade instalada, emissões evitadas e custos de abatimento.

Cumprir enfatizar que se trata de abordagem setorial, cujo principal objetivo é a consolidação de uma base de dados para integração aos demais cenários do sistema energético. Portanto, os potenciais e custos de mitigação que serão apresentados, possivelmente, estão super e subestimados, respectivamente (MCTIC, 2017c).

2.4.1 PREMISSAS

O cenário BC considera a implementação das MTD descritas na seção 2.2: turbinas hidrocinéticas; usinas reversíveis; repotenciação.

Em 2007, o Epri apresentou uma estimativa bastante conservadora do potencial hidrocinético americano (Tabela 21) (EPRI, 2007).

Tabela 21 – Estimativa do Potencial Hidrocinético em Rios dos EUA

Tipo	Potencial (MW)
Corrente de rios	12.500
TOTAL	12.500

Fonte: Elaboração própria usando dados de EPRI, 2007

Em 2012, o Epri (2012) apresentou um relatório mais detalhado para o potencial teórico e energia tecnicamente recuperável por meio do uso de tecnologia hidrocinética em rios nos EUA (Tabela 22).

Tabela 22 – Estimativa do Potencial Hidrocinético em Rios dos EUA

Potencial teórico hidrocinético em rios (TWh/ano)	Energia tecnicamente recuperável (TWh/ano)
1.381	119,9

Fonte: Elaboração própria usando dados de EPRI, 2012

Como se trata de tecnologia recente e ainda em desenvolvimento e sem nenhum estudo realizado do potencial brasileiro, a estimativa de geração hidrocinética brasileira para o horizonte 2010-2050 será avaliada a partir da estimativa para os EUA apresentada pelo Epr. Partindo disso, tem-se na Tabela 22 estimativa conservadora do potencial hidrocinético brasileiro.

Tabela 23 – Potencial Hidrocinético Considerado para o Período 2010-2050

Tipo	Potência Instalada (GW)	Energia (TWh)
Corrente de rios	99,5 ¹	479,6

¹ Considerando fator de capacidade médias de 55%.

Fonte: Elaboração própria usando o maior valor de custo apresentado por EPRI, 2007; 2012

A partir das premissas anteriores, além dos fatores de emissão do *grid* nacional (Tabela 19), serão estimadas a geração, custos e emissões evitadas proveniente da inserção de turbinas hidrocinéticas nos empreendimentos hidrelétricos.

No caso das usinas reversíveis, optou-se por usar o percentual de 20% da potência instalada pelas usinas a fio d'água com turbinas Pelton (pois são as que exigem maior queda d'água) e 20% da potência instalada pelas usinas a fio d'água com turbinas Francis (pois são as mais usadas no Brasil) para as usinas reversíveis (convencionais ou de ciclo fechado).

Para melhorar o atendimento da ponta por meio de usinas hidrelétricas, considera-se agregar 5 GW de potência instalada às usinas hidrelétricas a fio d'água existentes ou que serão construídas, adicionando-se 25 GWh no período de cinco horas. Além disso, são consideradas turbinas de velocidade variável para poder melhor acompanhar a carga na ponta.

Para aumentar a geração hidrelétrica com menores custos, consideram-se opções de repotenciação leve e pesada e dois cenários de motorização dos poços vazios apresentada por Gomes (2013). Essa referência foi adotada por ser um estudo bem detalhado, atual e realista, ficando entre a previsão otimista de Bermann (2004) e a excessivamente conservadora da EPE (2008).

Após 2013, será considerado acréscimo de potência de 10% da potência instalada para repotenciação leve e 23,3% para repotenciação pesada para usinas que completarem 30 anos de operação. O percentual de 23,3% foi considerado para a repotenciação pesada, pois é o valor médio informado pela nota técnica de repotenciação da Aneel (2011). Além disso, considerará opções de motorização dos poços vazios.

Este trabalho considera o custo de repotenciação de uma usina convencional para ser reversível como sendo igual ao custo de construção de uma nova usina reversível, uma vez que haverá a construção de dois reservatórios, e estes, no caso de usinas hidrelétricas, totalizam a fração mais importante dos custos.

O custo de construção de uma usina reversível será considerado constante ao longo do tempo por se tratar de tecnologia já madura. As emissões evitadas por uma usina reversível são calculadas usando o fator de emissão da ponta constantes da Figura 14.

O presente trabalho considera o custo de repotenciação de uma hidrelétrica da seguinte forma: repotenciação leve US\$ 500,00/kW; repotenciação pesada US\$ 750/kW; motorização de poços vazios (cenário 2) US\$ 750,00/kW; e motorização de poços vazios (cenário 1) US\$ 1.000,00/kW. O custo médio por kW para cada opção desenvolvida é apresentado na Tabela 24. Os valores foram obtidos pela média ponderada da potência adicionada pela repotenciação da usina e da potência adicionada pela motorização dos poços vazios, considerando-se os valores descritos anteriormente.

Tabela 24 – Custo Médio Adicional nas Opções de Repotenciação de Hidrelétricas

Tipo de repotenciação	Custo de repotenciação (US\$/kW)
Leve	500,00
Leve + Cenário 2	641,00
Pesada + Cenário 2	750,00
Pesada + Cenário 1	865,00

Fonte: Elaboração própria

2.4.2 RESULTADOS

A produção de hidreletricidade no cenário BC é de 671 TWh em 2050, o que representa incremento de 20% com relação ao cenário REF. Esse aumento é explicado pela introdução de turbinas hidrocínéticas e usinas reversíveis.

Os efeitos da introdução das MTD no cenário BC, considerando-se a potência instalada e energia gerada adicionais em relação ao cenário REF, são apresentados na Figura 15 e na Figura 16; custos total de geração de energia na Figura 17; custo por kW e kWh na Figura 18 e na Figura 19. Finalmente, tem-se na Figura 20, Figura 21 e Figura 22 as emissões evitadas e custos de mitigação das MTD aplicáveis no setor hidrelétrico, e incremento na potência instalada das MTD, respectivamente.

Quanto à potência instalada, observa-se que a geração hidrocínética é a que apresenta o maior potencial de crescimento (40 GW em 2050). Isso, porém, só ocorrerá a partir de 2030, quando a tecnologia estará mais desenvolvida. No período 2020-2030, a repotenciação de hidrelétricas é a tecnologia que permitiria o maior crescimento da potência instalada, sem considerar a construção de novas hidrelétricas. Assim, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios pode acrescentar 3,95 GW, e a repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios pode acrescentar até 7,42 GW de potência instalada até 2025. No tocante à geração de energia, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios pode acrescentar 18.969 GWh, e a repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios pode acrescentar até 35.792 GWh de energia gerada instalada em 2025.

As usinas reversíveis apresentaram a menor potência instalada e a menor geração de energia. Isso acontece porque a previsão de adição de 5 GW até 2040 visa apenas atender a ponta, gerando energia ao longo de apenas cinco horas diárias.

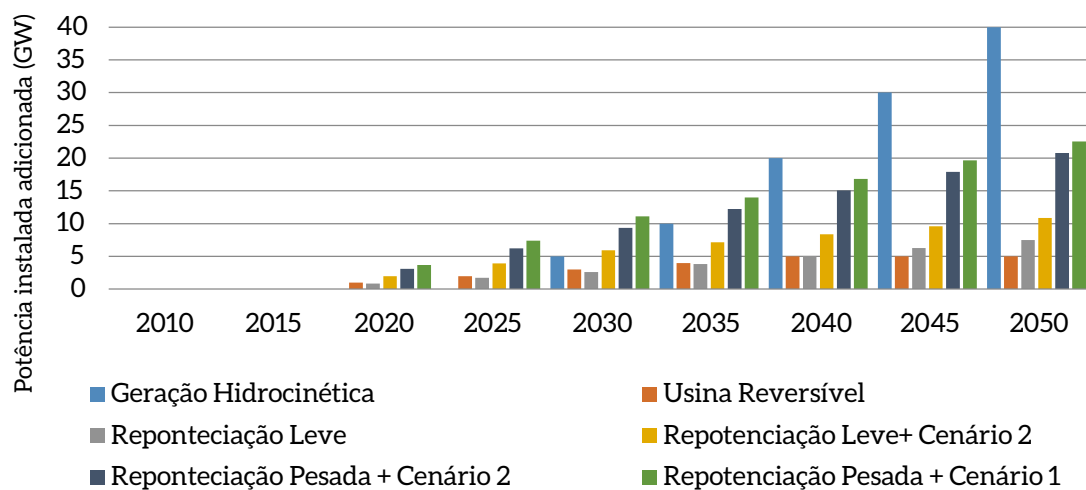


Figura 15 – Potência Instalada Adicionada (GW) no Cenário BC (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

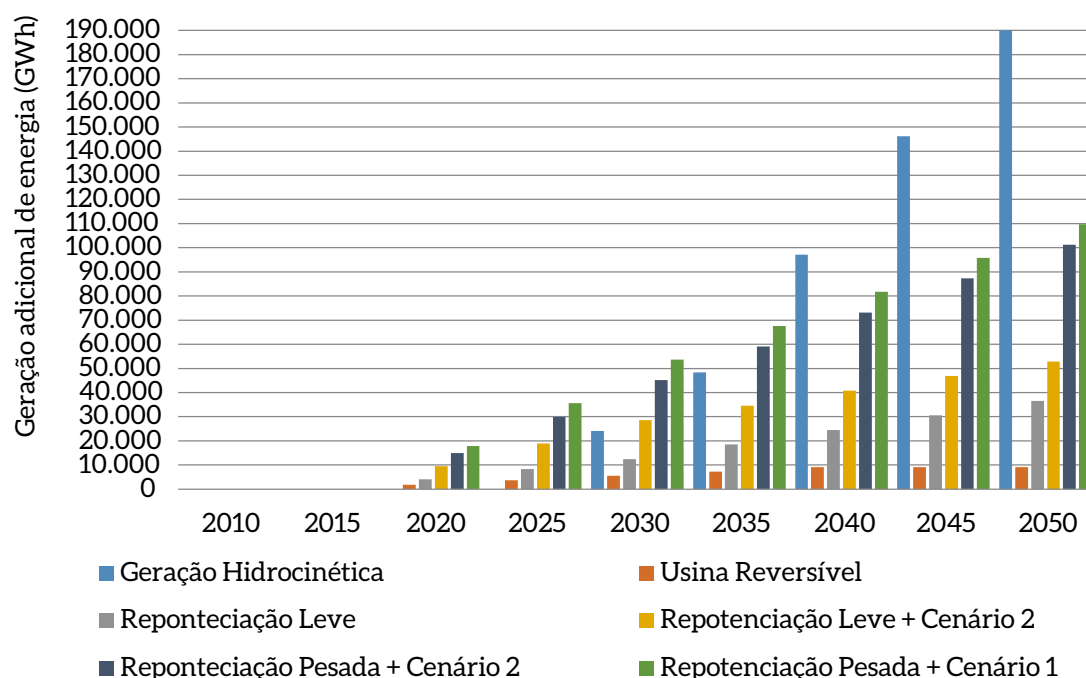


Figura 16 – Geração Adicional de Energia (GWh) no Cenário BC (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

Ao se avaliar o custo total acumulado, a tecnologia de menor custo acumulado no período é a usina reversível. Isso ocorreu porque é a tecnologia que foi planejada com menor capacidade de geração de energia, pois o presente estudo avaliou a usina reversível apenas para geração na ponta. A repotenciação de hidrelétricas é a tecnologia que ficou em segundo lugar, tanto no que diz respeito ao custo por período tanto no que diz respeito à capacidade de geração de energia.

A repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios custaria US\$ 2,5 bilhões e a repotenciação pesada com motorização de todos poços vazios custaria US\$ 6,4 bilhões em 2025. E, a

geração hidrocínética apresenta o maior custo total, tendo em vista se tratar de tecnologia ainda em desenvolvimento.

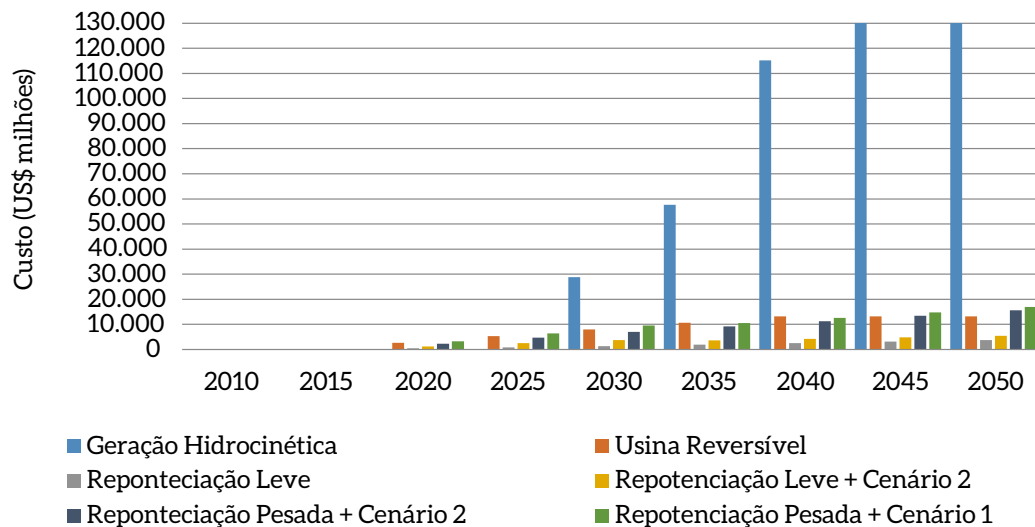


Figura 17 – Custo Total de Adoção das MTD no Cenário BC (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

Considerando-se o custo por kW e kWh (Figura 18 e Figura 19), a tecnologia com menor custo é a repotenciação de hidrelétricas. Desse modo, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios custaria US\$ 641,00/kW (US\$ 0,13/kWh), e a repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios custaria US\$ 865,00/kW (US\$ 0,18/kWh) até 2025. A partir de 2035, os valores diminuiriam para US\$ 500,00/kW (US\$ 0,10/kWh) e 750,00/kW (US\$ 0,15/kWh), respectivamente, porque os poços vazios já devem ter sido motorizados. Como era de se esperar, a tecnologia com maior custo por kW e kWh é a geração hidrocínética, devido ao seu alto custo, por ser ainda tecnologia em desenvolvimento.

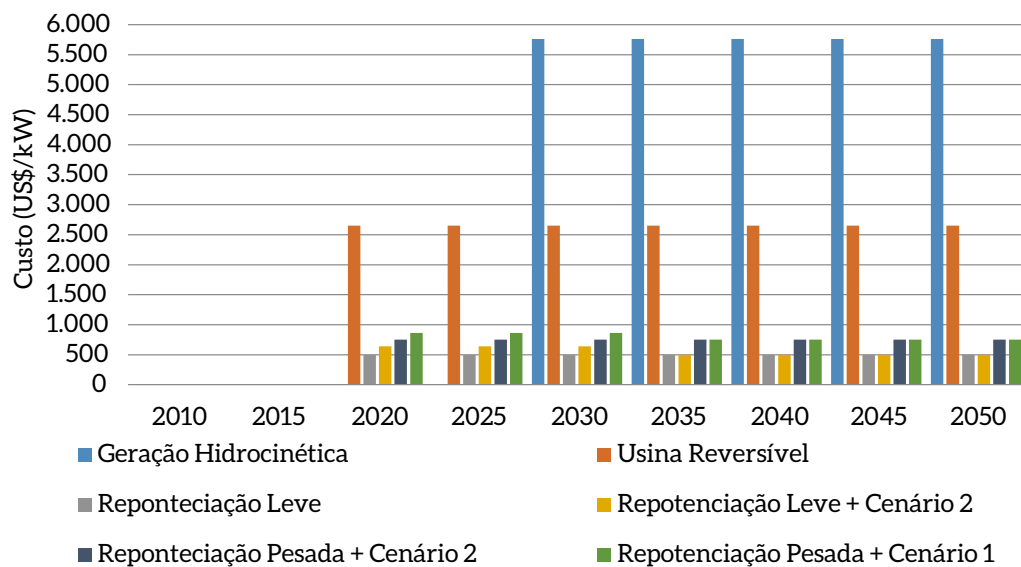


Figura 18 – Custo por kW (US\$/kW) das MTD no Cenário BC (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

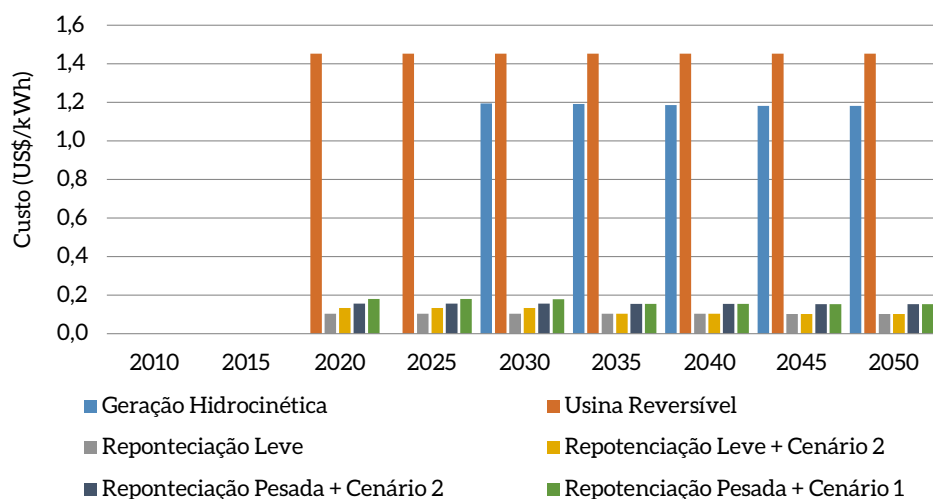


Figura 19 – Custo por kWh (US\$/kWh) das MTD no Cenário BC (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

Quanto às emissões evitadas (Figura 20), a geração hidrocinética é a que tem o maior potencial de abatimento até 2050. Entretanto, por se tratar de tecnologia nova, só deverá ser razoavelmente atraente a partir de 2030. A repotenciação de hidrelétricas se apresenta como a melhor tecnologia para abatimento de emissões até 2030. Assim, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios abateria cerca de 1.878 ktCO₂e, e a repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios abateria cerca de 12.457 ktCO₂e, ambas em 2025. Em termos acumulados, constata-se que a geração hidrocinética apresenta o maior potencial de abatimento até 2050, com 547 MtCO₂e, seguida pela repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios, com 247 MtCO₂e, e pela implementação de usinas reversíveis, com 59 MtCO₂e.

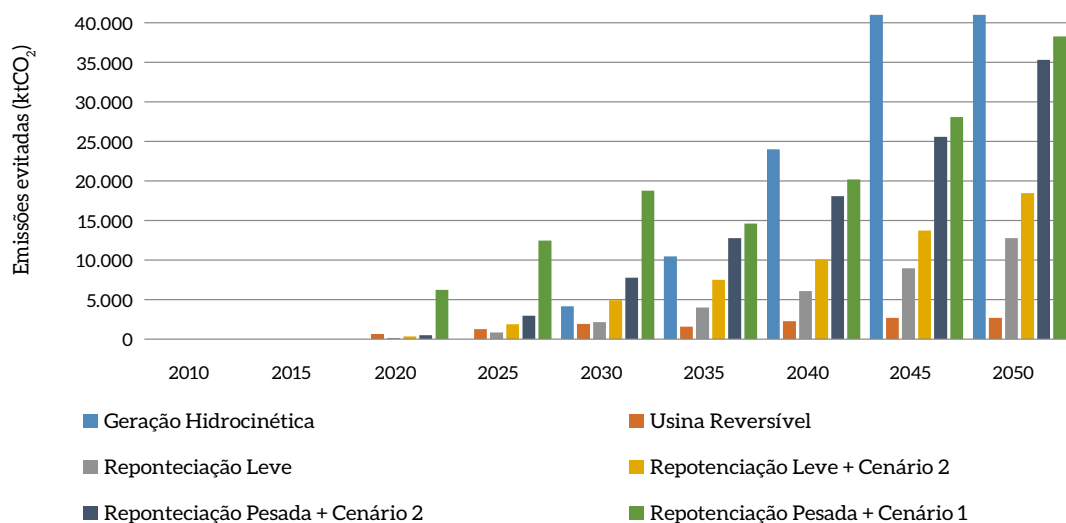


Figura 20 – Emissões Evitadas (ktCO₂e) das MTD no Cenário BC (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

Ao analisar o custo de abatimento de CO₂ (Figura 21), a tecnologia de melhor custo-benefício é a repotenciação de hidrelétricas. A repotenciação leve e repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios, teriam custos de abatimento menores que US\$ 1/tCO₂.

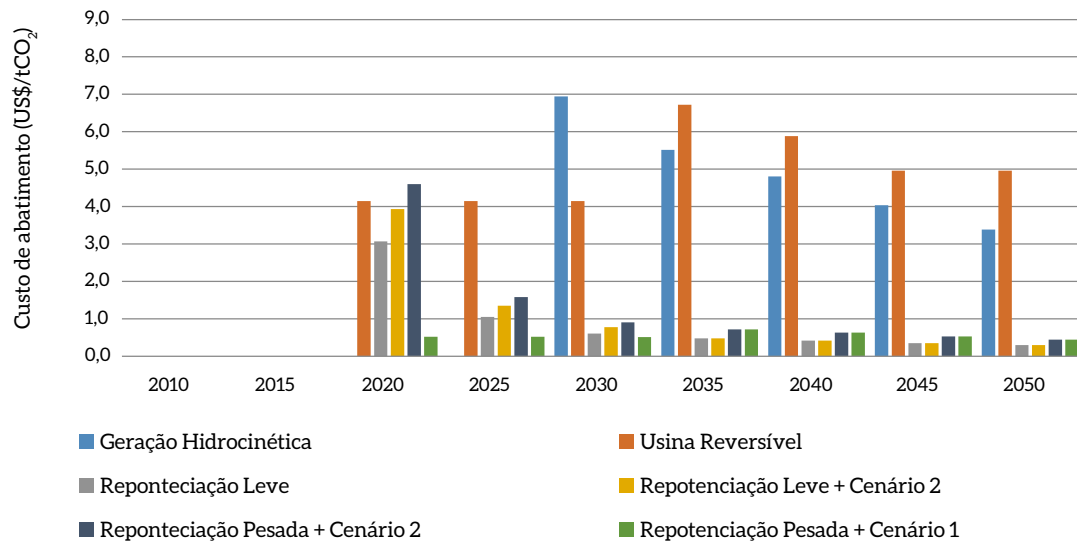


Figura 21 – Custo de Abatimento de CO₂ (mil US\$/tCO₂) das MTD (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

Por último, tem-se a adicionalidade de potências instaladas decorrente da introdução das MTD, em relação ao cenário REF de hidreletricidade. Mais uma vez, a repotenciação pesada com motorização de todos os poços se apresenta como a melhor opção (6,6% de incremento potência instalada), e a repotenciação pesada com motorização de alguns poços se apresenta como segunda melhor opção (5,6% em 2025).

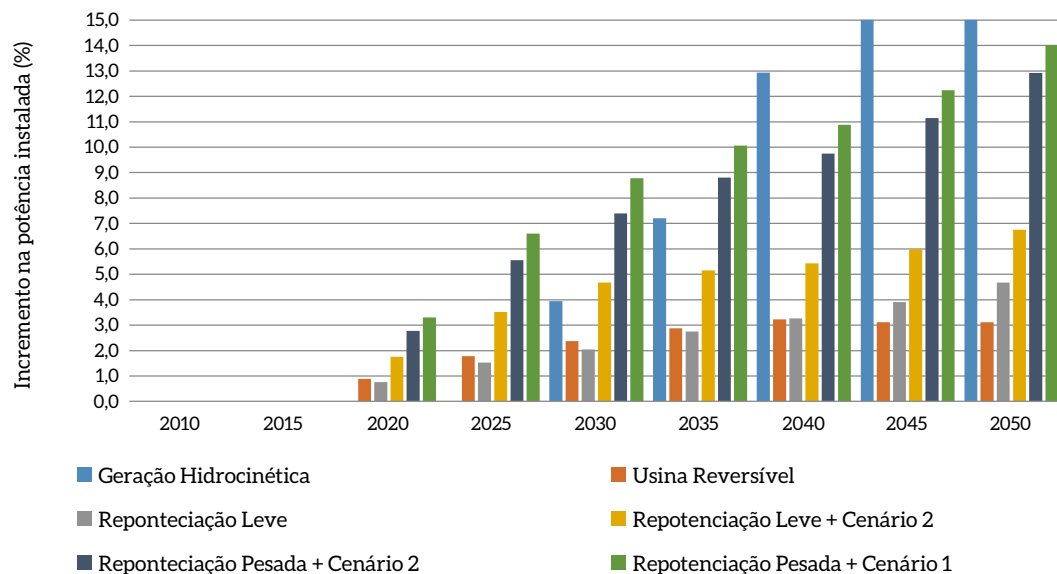


Figura 22 – Incremento de Potência Instalada (%) das MTD no Cenário BC com relação ao Cenário REF (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria



Eólica

Capítulo

3

3 EÓLICA

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

A caracterização do setor terá como foco as tecnologias eólicas *onshore* e *offshore* de grande porte. Ou seja, envolve aerogeradores com tamanho superior a 100 kW em centrais de geração conectadas à rede.

Possibilidades de geração eólica de pequena escala, que são aplicadas em edificações, são avaliadas no relatório do projeto intitulado *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de edificações* (MCTIC, 2017c).

O mercado mundial de energia eólica expandiu-se substancialmente nos anos 2000, demonstrando viabilidade comercial e econômica. No entanto, ainda se encontra concentrado em algumas poucas regiões do planeta. Em mais de dez anos, entre 1999 e 2012, a capacidade instalada acumulada global saltou de modestos 14 GW para 283 GW, apesar de ainda ser minoritária na matriz energética mundial (WISER et al., 2011). Desde então, a capacidade instalada adicionada aumentou em torno de 35 MW e, em 2013, a capacidade instalada acumulada chegou a 318 MW, conforme se observa a seguir (GWEC, 2014).

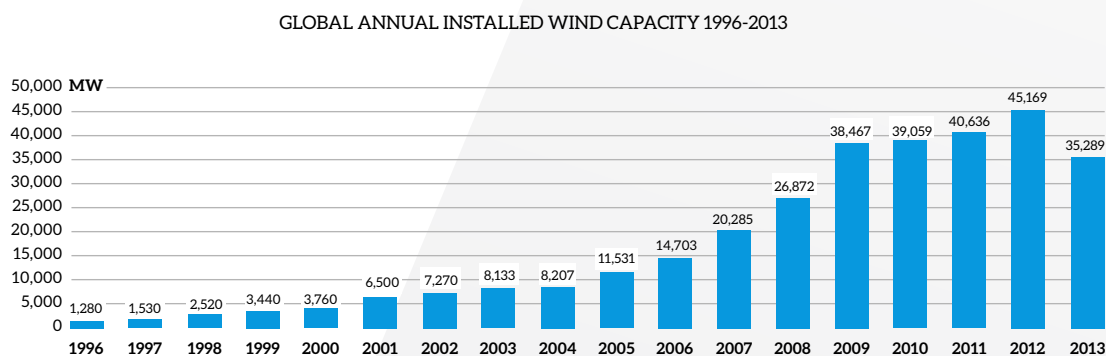


Figura 23 – Capacidade Instalada Eólica Mundial por Ano

Fonte: GWEC, 2014

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED WIND CAPACITY 1996-2013

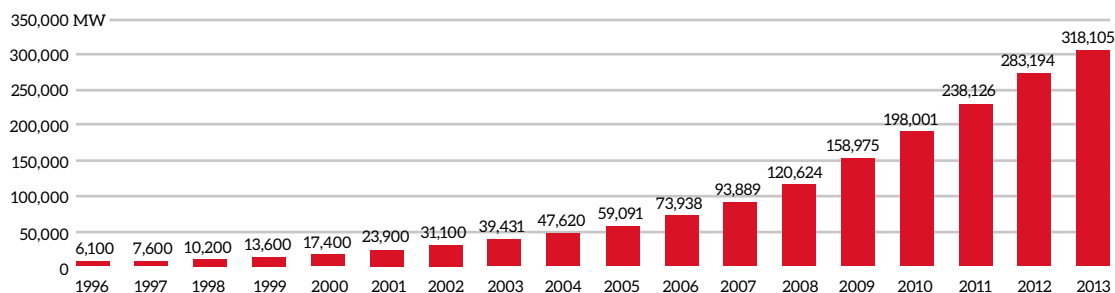


Figura 24 – Capacidade Instalada Eólica Mundial Acumulada

Fonte: GWEC, 2014

Os países com maior capacidade instalada acumulada eólica em 2012 eram China (28,7%), Estados Unidos (19,2%), Alemanha (10,8%), Espanha (7,2%) e Índia (6,3%), enquanto naquele mesmo ano a maior capacidade adicionada se deu na China (45,6%), na Alemanha (9,2%), no Reino Unido (5,3%), na Índia (4,9%) e no Canadá (4,5%). O Brasil ficou em oitavo lugar (2,7%), o que reflete os grandes investimentos no setor mediante leilões de energia (GWEC, 2014).

Apesar de ainda bastante regionalizado, o mercado de energia eólica tem crescido principalmente em países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil, tirando a hegemonia da Europa. A Figura 25 mostra o crescimento da fonte eólica por região ao longo do tempo e a crescente representatividade da Ásia e, em menor extensão, da América Latina como *players* nesse setor. Em seguida, na Figura 26, observa-se a capacidade instalada eólica acumulada *offshore*, que mostra domínio principal de países europeus.

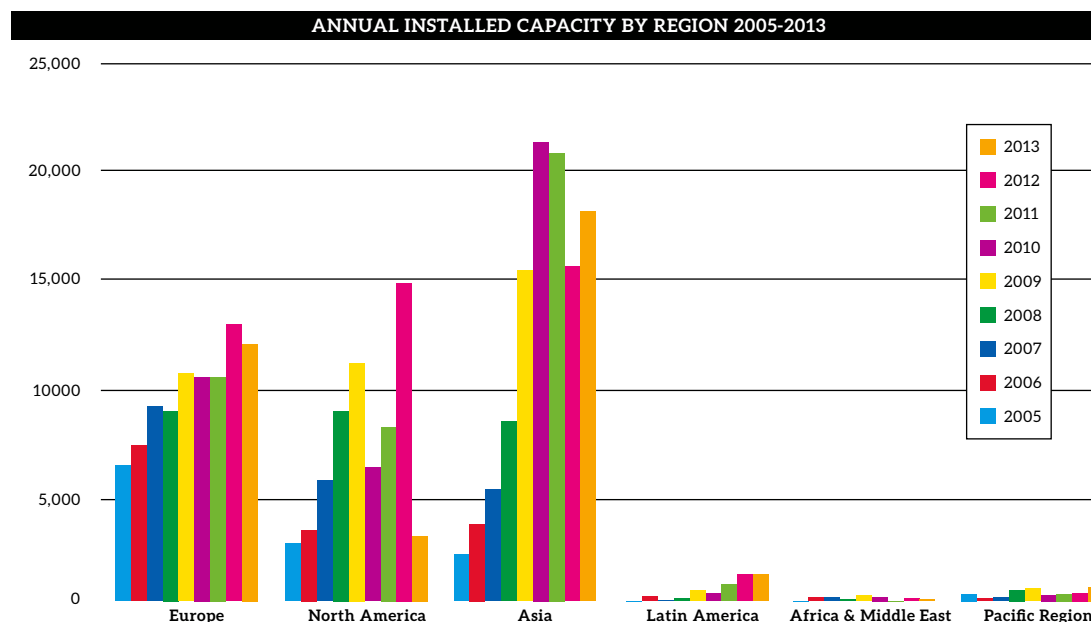


Figura 25 – Capacidade Instalada Eólica Mundial por Região

Fonte: GWEC, 2014

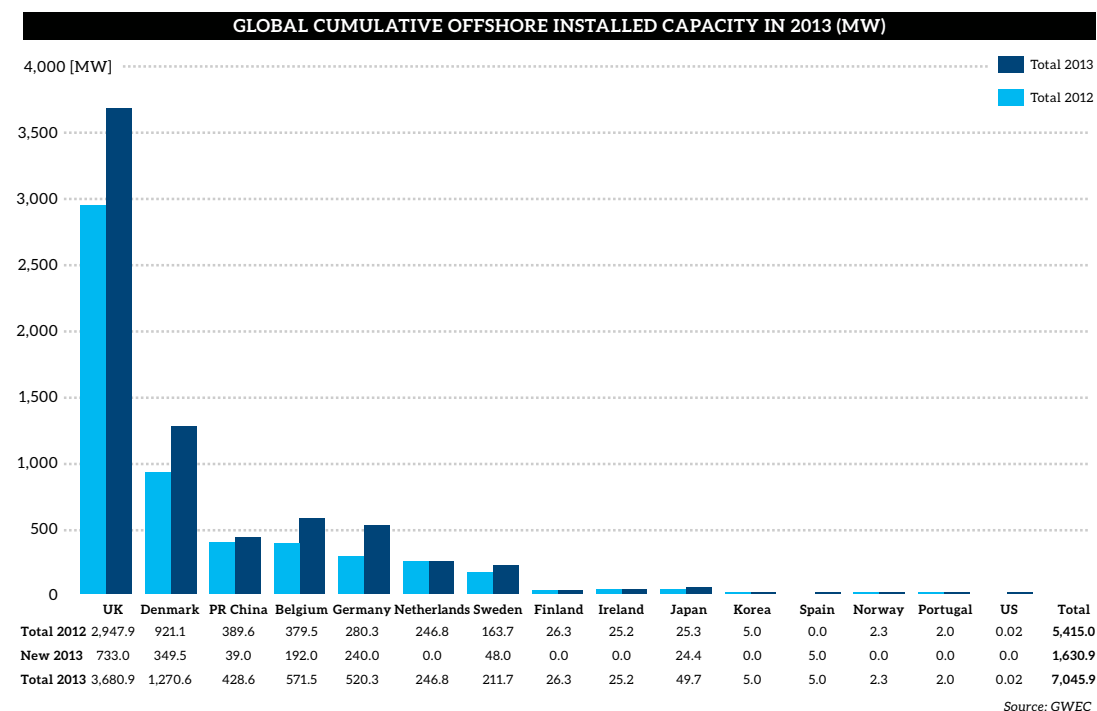


Figura 26 – Capacidade Instalada Acumulada de Geração Offshore em 2012 e 2013

Fonte: GWEC, 2013

Segundo o Atlas Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), o potencial eólico *onshore* brasileiro é de 143,47 GW para velocidades iguais ou superiores a 7 m/s. O potencial considerado na época da elaboração do atlas foi medido de acordo com a curva de desempenho da tecnologia de turbina existente até então e altura média de torre de 50 metros¹³ (Figura 27).

13 Outras premissas: integraram-se apenas áreas com velocidades médias anuais superiores a 7 m/s, adotou-se densidade média de ocupação do terreno de 2 MW/km², fator de disponibilidade de 98% e desconsideraram-se áreas cobertas por água (AMARANTE et al., 2001).

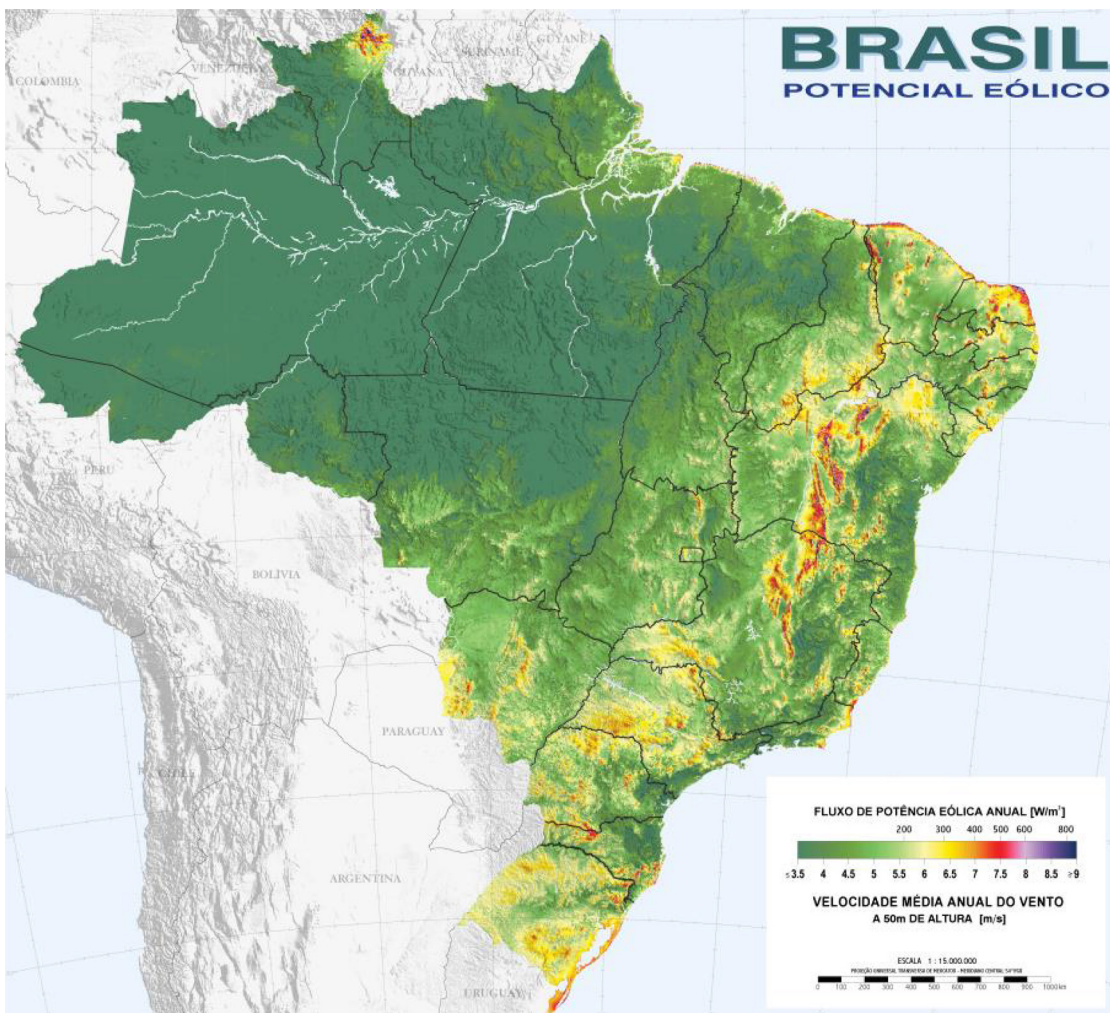


Figura 27 – Potencial Eólico Brasileiro, Resolução 1 km X 1 km

Fonte: AMARANTE et al., 2001

O potencial estimado pelo atlas está concentrado na região Nordeste do país, apesar de existirem potenciais significativos nas regiões Sudeste e Sul, conforme pode ser constatado na Figura 28. É importante ressaltar, no entanto, que o atlas nacional existe há mais de dez anos, encontrando-se hoje relativamente desatualizado, uma vez que a tecnologia de geração eólica está mais desenvolvida, apresentando turbinas comerciais mais eficientes e utilizáveis em alturas maiores, que podem passar de 100 metros.¹⁴ Estima-se que, em tais alturas, o potencial eólico nacional possa ultrapassar os 300 GW (SIMÕES, 2010).

¹⁴ Em 2015, quando esse relatório foi preparado, tratava-se do único documento disponível publicamente para consulta acerca do potencial eólico.

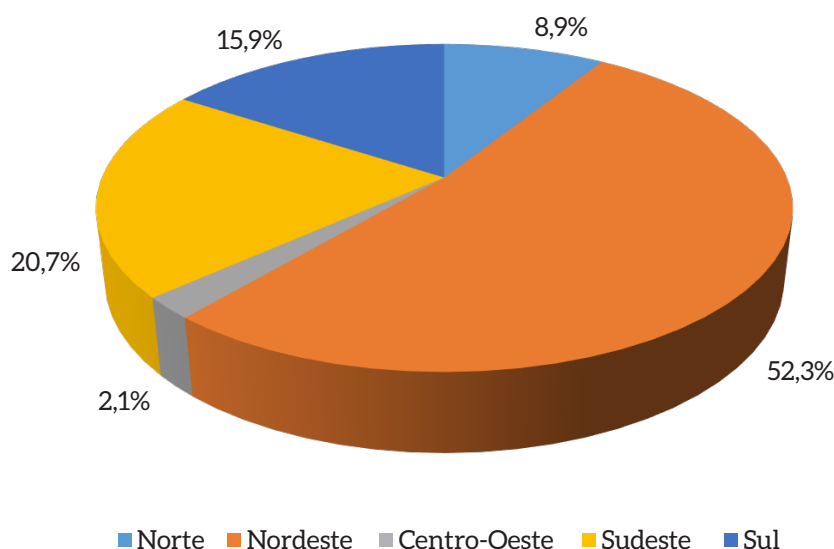


Figura 28 – Distribuição do Potencial Eólico Brasileiro por Região

Fonte: Elaboração própria a partir de AMARANTE et al., 2001

Existem atlas eólicos estaduais mais recentes que, por isso, podem apresentar estimativas mais condizentes com a tecnologia comercialmente viável na atualidade. A Tabela 25 lista os estados que publicaram seus atlas e os respectivos potenciais estimados, de acordo com as premissas adotadas. O potencial eólico discriminado é todo *onshore*. Apenas os atlas do Espírito Santo (ASPE, 2009), Rio de Janeiro (SEEINP, 2003), Rio Grande do Sul (SEMC, 2002), São Paulo (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2012) e Bahia (CAMARGO-SCHUBERT et al., 2013) trazem estimativas de potencial sobre águas (*offshore*).

Tabela 25 – Potencial Eólico por Estado

Estado (Localização)	Velocidade média anual do vento (m/s)	Fator de capacidade (%)	Potencial estimado (MW)				
			50 m	75m	100 m	120 m	150 m
AL (onshore)	≥ 7	21,7-30,3	173	336	649	-	-
BA (onshore)	≥ 7	42	-	38.600	70.100	115.200	195.200
BA (offshore)	≥ 7	45	-	-	77.400	-	87.500
CE (onshore)	≥ 7	22-32	5.800	24.900	-	-	-
ES (onshore)	≥ 7	23-30	129	448	1.143	-	-
ES (offshore)	≥ 7	24,6-31,9	-	332-4.708	412-5.554	-	-
MG (onshore)	≥ 7	24,6-31,8	10.600	24.700	39.000	-	-
PR (onshore)	≥ 7	31,0-37,7	310	1.360	3.370	-	-
RJ (onshore)	≥ 7	34,6-40,2	750	1.520	2.810	-	-

Estado (Localização)	Velocidade média anual do vento (m/s)	Fator de capa- cidade (%)	Potencial estimado (MW)				
			50 m	75m	100 m	120 m	150 m
RJ (offshore)	≥ 6,5	32,1-39,9	200	280	240	-	-
RN (onshore)	≥ 7	32,0-41,5	9.600	19.400	27.100	-	-
RS (onshore)	≥ 7	24-33	15.800	54.400	115.200	-	-
RS (offshore)	≥ 7	24-33	18.520	19.510	19.740	-	-
SP (onshore e offshore)	≥ 7	35,1-35,5	40	385	564	-	-

Fonte: Elaboração própria a partir de SCHAEFFER, 2011 apud ASPE, 2009; CEMIG, 2010; CAMARGO-SCHUBERT, 2013; COPEL, 2007; COSERN, 2003; ELETROBRAS, 2008; SEINFRA, 2001; SEEINP, 2003; SEMC, 2002; GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2012

Sobre o potencial eólico brasileiro *offshore*, apenas recentemente iniciaram-se estudos de avaliação no país e atlas eólicos estaduais mais recentes passaram a incluí-lo em seus conteúdos. Segundo Schaeffer (2011), um dos primeiros estudos foi realizado por Pimenta et al. (2008), que avaliaram a distribuição do recurso eólico *offshore* nas costas sul e sudeste utilizando técnicas de sensoriamento remoto. Tal avaliação foi feita para profundidades de até 50 metros e alturas de torre de 80 metros e ventos superiores a 7 m/s. O potencial instalável obtido chegou a 27 GW a profundidades de até 20 metros, 102 GW a profundidades de até 50 metros e 216 GW a profundidade de 100 metros.

Em estudo mais recente e adotando técnica e ferramentas semelhantes à adotada por Pimenta et al. (2008), Ortiz e Kampel (2011) estimaram o potencial eólico *offshore* para toda a costa brasileira, considerando velocidades médias de vento entre 7 e 12 m/s. Os resultados mostraram que, considerando-se profundidade de até 100 metros, a potência instalável no país chega a 606 GW, o que seria três vezes maior que o resultado encontrado por Pimenta et al. (2008). Além disso, os autores destacaram que as margens dos estados de Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Rio Grande do Sul e Santa Catarina se destacaram em termos de magnitude de ventos e que a região Nordeste deve ter maior produtividade energética do que as regiões Sul e Sudeste. A Figura 29 mostra o campo de vento médio e a densidade de potência eólica na costa brasileira, enquanto a Tabela 26 mostra a potência instalável eólica *offshore* no Brasil de acordo com a distância da costa.

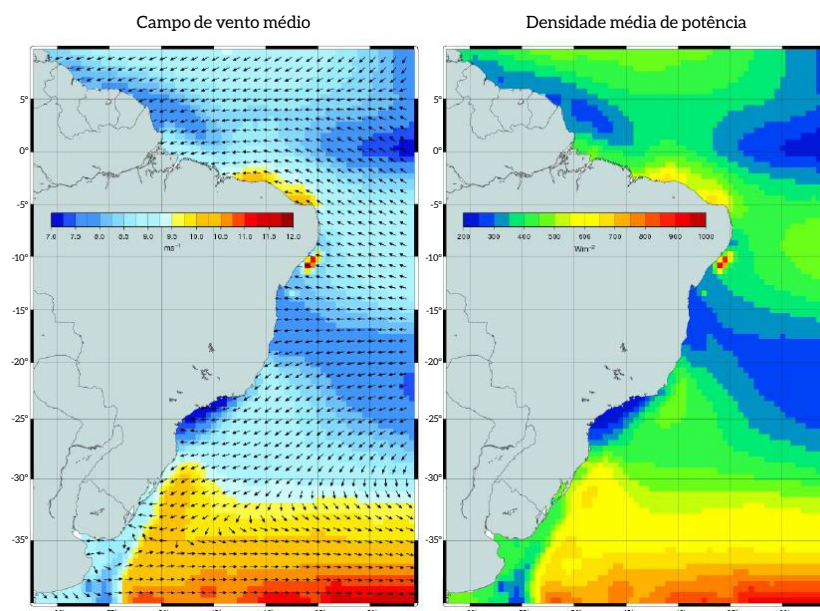


Figura 29 – Campo de Vento Médio e Densidade Média de Potência Eólica no Atlântico Sudoeste Calculados no Período entre Agosto de 1999 e Dezembro de 2009

Fonte: ORTIZ; KAMPEL, 2011

Tabela 26 – Potencial de Geração de Energia Eólica *Offshore* em Diferentes Regiões da Margem Brasileira

Distância da Costa	Potencial (GW)
0 a 10 km	57
0 a 50 km	259
0 a 100 km	514
0 a 200 km	1.780
Intervalo Batimétrico	Potencial (GW)
0 a 20m	176
0 a 50m	399
0 a 100m	606

Fonte: Elaboração própria a partir de ORTIZ; KAMPEL, 2011

Em 2013, Souza et al. (2013) publicaram um estudo focado mais especificamente nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, em que, utilizando dados de satélite, estimaram a magnitude e a sazonalidade do recurso eólico *offshore* nessas regiões. Os resultados mostraram que os estados do Ceará, Piauí, Maranhão e Rio Grande do Norte têm o melhor potencial das regiões e que, para alturas de 100 metros ao longo da costa, a densidade de potência pode chegar a 800 W m⁻², e a produção por turbina pode chegar a 4 MW e a um fator de capacidade de 65%.

Assim, esses primeiros estudos mostram que o potencial eólico *offshore* no Brasil é significativo e pode cumprir papel importante na matriz de oferta de energia se adequadamente aproveitado. No entanto, o custo da geração *offshore* ainda é significativamente elevado e existem barreiras técnicas a serem superadas.

Segundo o Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2017), o Brasil contava, em 2014, com 151 empreendimentos eólicos que totalizam 3,1 GW de potência instalada total do país.¹⁵ No entanto, dentre os empreendimentos em construção, 126 usinas eólicas totalizam 3,3 GW de potência e correspondem a 17% do total de usinas em construção no país, enquanto, dentre as usinas já outorgadas, mas que ainda não iniciaram construção, 247 usinas totalizam 5,9 GW de potência e correspondem a 36% das usinas outorgadas no país, indicando que a geração eólica no Brasil está em franca expansão, sendo contratada constantemente pelo governo mediante leilões de energia. Exemplo disso é a expansão da potência instalada, em 2017, para 11,4 GW, distribuídos em 465 empreendimentos, o que representa 7,4% da capacidade total de geração no país (ANEEL, 2017).

Segundo o Plano Decenal de Energia 2024 (EPE, 2016), a capacidade instalada acumulada da fonte eólica no país pode chegar a 24 GW em 2024, representando mais de 11% da capacidade de geração do país. Essa perspectiva é significativamente mais otimista do que a do Plano Nacional de Energia (EPE, 2007), que, na época de sua elaboração, previa capacidade instalada de 4,7 GW em 2030.

Um fato importante que deve ser mencionado é a queda significativa de preços que a fonte eólica vem sofrendo nos últimos anos. Observa-se que, enquanto em 2009 a energia eólica era ofertada a mais de R\$ 180/MWh, em 2017, foi possível ofertá-la a preços próximos em torno de R\$ 100/MWh, o que expressa queda superior a 40% num intervalo de apenas três anos.

No Brasil, conforme o Governo do Estado de São Paulo (2012), esse cenário favorável se deve à crescente expansão da indústria eólica no país que, em 2008, era composta por apenas duas empresas fabricantes de componentes e, em 2011, constituía 11 empresas. Segundo a mesma fonte, os principais fabricantes de aerogeradores disputando mercado no país são: Wobbern/Enercon, Suzlon, IMPSA, GE, Vestas, Siemens, Alstom, Gamesa, Fuhrlander, Acciona e WEG/Mtorres.

15 Tais empreendimentos eólicos constituem empreendimentos contratados via leilão de energia elétrica, empreendimentos de produtores independentes de energia, autoprodutores, de serviço público ou ainda empreendimentos contratados via Proinfa. Para mais detalhes sobre o histórico de desenvolvimento da energia eólica no Brasil e seu arcabouço regulatório, ver Nogueira (2011).

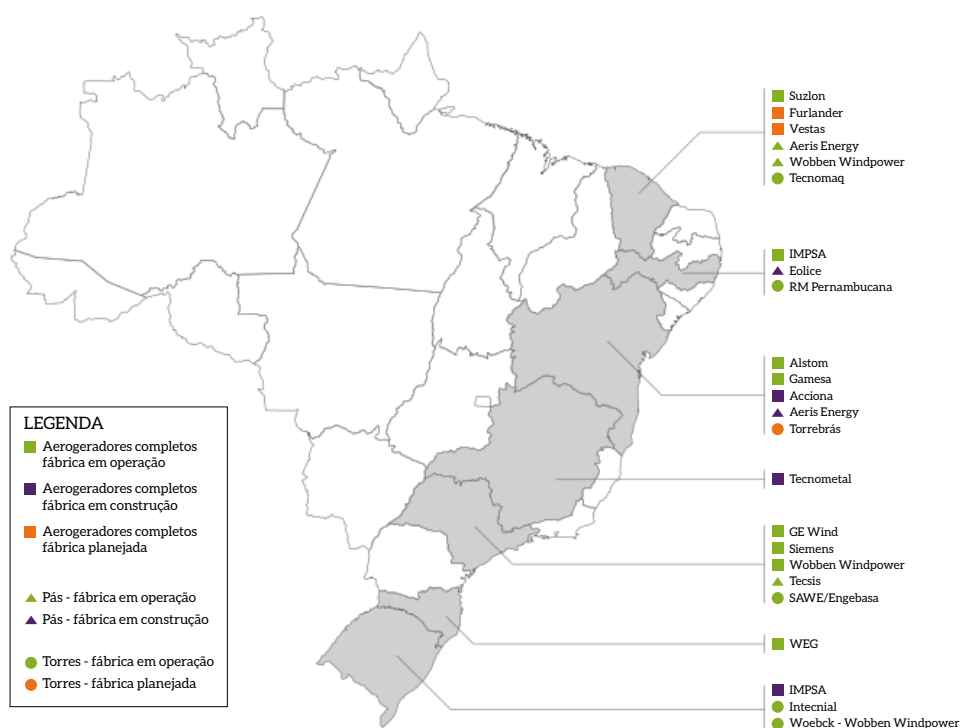


Figura 30 – Localização dos Fabricantes de Aerogeradores, Torres e Pás Instalados no Brasil

Fonte: GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2012

Lage e Processi (2013) citam que a capacidade instalada da indústria de aerogeradores no país era de 3 GW/ano em 2013, com previsão de expansão para aproximadamente 4,7 GW/ano (Tabela 27).

Tabela 27 – Capacidade de Produção dos Fornecedores de Aerogeradores no Brasil

Fornecedor	Capacidade de produção (MW/ano)	
	Prevista	Atual
Acciona	432	-
Alstom	450	300
Fuhrlander	360	-
Gamesa	200	200
GE	750	750
Impsa	450	450
Siemens	250	250
Suzlon	388	-
Vestas	800	400
WEG	100	100
Wobben	500	500
Total	4.680	2.950

Fonte: Elaborado a partir de LAGE; PROCESSI, 2013

Outra forma de identificar as empresas fornecedoras do setor e a tecnologia de geração eólica corrente no Brasil é por meio da consulta à lista de equipamentos credenciados no BNDES na categoria aerogerador. Tal credenciamento tem por finalidade promover a indústria nacional a partir do estabelecimento de um índice mínimo de nacionalização de equipamentos como um dos requisitos básicos para o acesso a crédito (NOGUEIRA, 2011). Sendo o principal banco fornecedor de financiamentos para projetos de infraestrutura do país, o BNDES mantém linha de crédito específica para projetos em energia renovável em que a fonte eólica se inclui (BNDES, 2014a). Segundo a lista de equipamentos credenciados pela instituição, em 2014, eram nove as empresas fabricantes de componentes eólicos credenciadas no banco, conforme mostra a Tabela 28.

Tabela 28 – Empresas e Equipamentos Eólicos Credenciados no BNDES

Empresa	Modelo	Potência (MW)	Altura (m)	Diâmetro do Rotor (m)
Acciona	AW-116 3 MW	3	92/120	116
Acciona	AW-125 3 MW	3	87,5/120	125
Alstom	ECO 80	1,67	80	80
Alstom	ECO 86	1,67	80	85,5
Alstom	ECO 110	3	75/90	110
Alstom	ECO 122	2,7-3	89/119/139	122
Gamesa	G80T178 - 2 MW	2	60/ 67/ 78/100	80
Gamesa	G87T100 - 2 MW	2	67/78/90/100	87
Gamesa	G90T100 - 2 MW	2	55/67/78/90/100	90
Gamesa	G94	2	78/90	94
Gamesa	G97 2.0 MW	2	78/90/100/120	97
GE	SLE 1.25 MW - CLASSE II	1,5	65/80	77
GE	XLE 1.5 MW - CLASSE II	1,5	80	82,1
GE	XLE 1.6/1.68/1.85 MW - CLASSE II	1,6-1,68-1,85	80/96	82,5
GE	1.6/1.7 MW - 100 CLASSE III	1,6-1,7	80/96	100
Siemens	SWT - 2.3	2,3	80	82,4/93/101/108
Vestas	V 100 - 1.8 A 2.0 MW	1,8/2	80/95/120	100
Vestas	V 90 - 3.0 MW	3	65/80/105	90
WEG	AGW 110/2.0	2	80/120	110
WEG	AGW 110/2.1	2,1	80/120	110
WEG	TWT - 1,65 MW CLASSE IA	1,65	n.e	n.e
WEG	TWT - 2,5 MW CLASSE IA	2,5	n.e	n.e
WEG	TWT - 1,65 MW CLASSE IIA	1,65	n.e	n.e
WEG	TWT - 2,5 MW CLASSE IIA	2,5	n.e	n.e
Impsa	IV - 77	1,5	61,5/85/100	77

Empresa	Modelo	Potência (MW)	Altura (m)	Diâmetro do Rotor (m)
Impsa	IV - 70	1,5	65/85	70
Impsa	IWP - 70	1,5 - 1,8	72,5/85/100	70
Impsa	IWP - 83	2,1	72/85/100	83
Impsa	IWP - 100	2	85/100	103
Impsa	IV - 82	1,5	85/100	82
Impsa	IWP - 85	2	60/72.5	85
Wobben	E - 70 (2000 KW A 2400 KW)	2-2,4	57/64/85/98/113	71
Wobben	E - 82 2.0MW	2	78/85/98/108/138	82
Wobben	E - 82 2.3MW	2,3	78/85/98/108/138	82
Wobben	E - 92 2.3MW	2,3	78/85/98/108/138	92

n.e: não encontrado

Fonte: Elaboração própria a partir de BNDES, 2014b; IMPSA, 2014; ACCIONA, 2014; ALSTOM, 2014a, 2014b; GAMESA, 2014a, 2014b; GE, 2014a, 2014b, 2014c; SIEMENS, 2014a, 2014b; VESTAS, 2014; WEG, 2014; ENERCON, 2014

Uma pesquisa mais detalhada nos sites das empresas fornecedoras mencionadas e em portarias da Aneel permite a identificação dos principais fornecedores de aerogeradores a parques eólicos contratados via leilões. O levantamento mostra que a GE lidera como fornecedora de aerogeradores, seguida da Wobben Enercon e da Alstom (Figura 31). Em média, a capacidade nominal dos aerogeradores utilizados é de 2 MW e diâmetro de rotor de 91 metros e altura de torre de 92 metros.

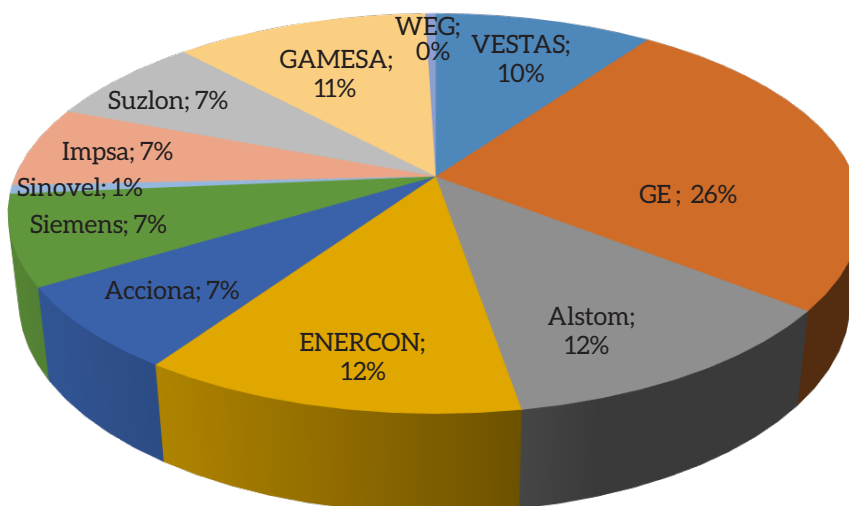


Figura 31 – Participação de Empresas no Fornecimento de Aerogeradores a Parques Eólicos Contratados via Leilão até 2013

Fonte: Elaboração própria

3.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

A crescente maturidade do setor eólico é ilustrada não somente pela adição de capacidade global dessa fonte, mas também pelas tendências da indústria de componentes.

O envolvimento de novos *players* encorajou, de certa forma, a globalização da indústria. As estratégias de manufatura se voltam cada vez mais para o aumento de capacidade das usinas e geração *offshore* e maior aproveitamento a baixas velocidades de ventos. Mais genericamente, a contribuição significativa da energia eólica para os novos investimentos em geração elétrica em diversas regiões do mundo tem atraído uma gama de agentes em diversos pontos da cadeia de suprimentos da indústria, desde firmas de engenharia focadas em pontos específicos até grandes empresas verticalmente integradas. A cadeia de suprimentos da indústria tem ficado cada vez mais competitiva na medida em que uma variedade de firmas busca o equilíbrio entre integração vertical e especialização (BTM, 2010; GWEC, 2010).

No que diz respeito à manufatura de componentes de aerogeradores, o aumento do tamanho e a expansão geográfica do mercado eólico, em conjunto com as exigências de manufatura locais, trouxeram novos agentes ao setor. Há hoje um padrão de aerogerador comumente utilizado em projetos eólicos. Este é de eixo vertical e três pás, apesar de outras configurações também existirem. Segundo Irena (2012), um aerogerador moderno típico tem os seguintes componentes:

- Pás: em geral, um aerogerador tem três pás, mas outras configurações também existem. São feitas comumente de fibra de vidro e poliéster ou de resina epóxi. No entanto, novos materiais, como fibra de carbono, têm sido introduzidos no mercado para maximizar a razão entre força e peso necessária às dimensões maiores de turbinas atualmente desenvolvidas;
- Nacele: é a estrutura principal do aerogerador, feito de fibra de vidro. A maior parte dos outros componentes da turbina fica dentro da nacele;
- Cubo rotor: a estrutura do rotor e cubo do aerogerador gira a uma velocidade de 10 a 25 rpm dependendo do seu tamanho e *design*. O cubo é conectado a um eixo de baixa velocidade que, por sua vez, é conectado à caixa de marcha;
- Caixa de marcha: sua função é converter a rotação de baixa velocidade e alto torque em rotação de alta velocidade (aproximadamente 1.500 rpm) e baixo torque para transmissão ao gerador. Nem todos os aerogeradores necessitam de caixa de marcha, caso possuam sistema de condução direta;
- Gerador: responsável por converter energia mecânica de rotação em energia elétrica. Tipicamente, opera a 690 volts e fornece corrente alternada trifásica. Geradores de indução e dupla alimentação são o padrão utilizado atualmente, apesar de haver geradores assíncronos e de ímãs permanentes utilizados em turbinas com acionamento direto;
- Controlador eletrônico: para fins de monitoramento, controle e coleta de dados de operação¹⁶ do aerogerador. O mecanismo de guinada garante que o aerogerador sempre estará na direção correta em relação ao vento de forma a maximizar a extração de potência;
- Torre: estruturas tubulares feitas de aço e ou concreto que sustenta toda a estrutura do aerogerador (nacele, rotor, pás etc.). A altura das torres depende muito da localização do projeto eólico por ser dimensionada em função do diâmetro do rotor e das condições de velocidade do vento;

¹⁶ Velocidade rotacional, temperatura, ângulos de passo e do rotor etc.

- Transformador: tem a função de reduzir a tensão da corrente que sai do gerador. A tensão é reduzida, em geral, de 35 para 10 kV, dependendo dos requerimentos da rede local. O transformador é normalmente situado no interior da torre.

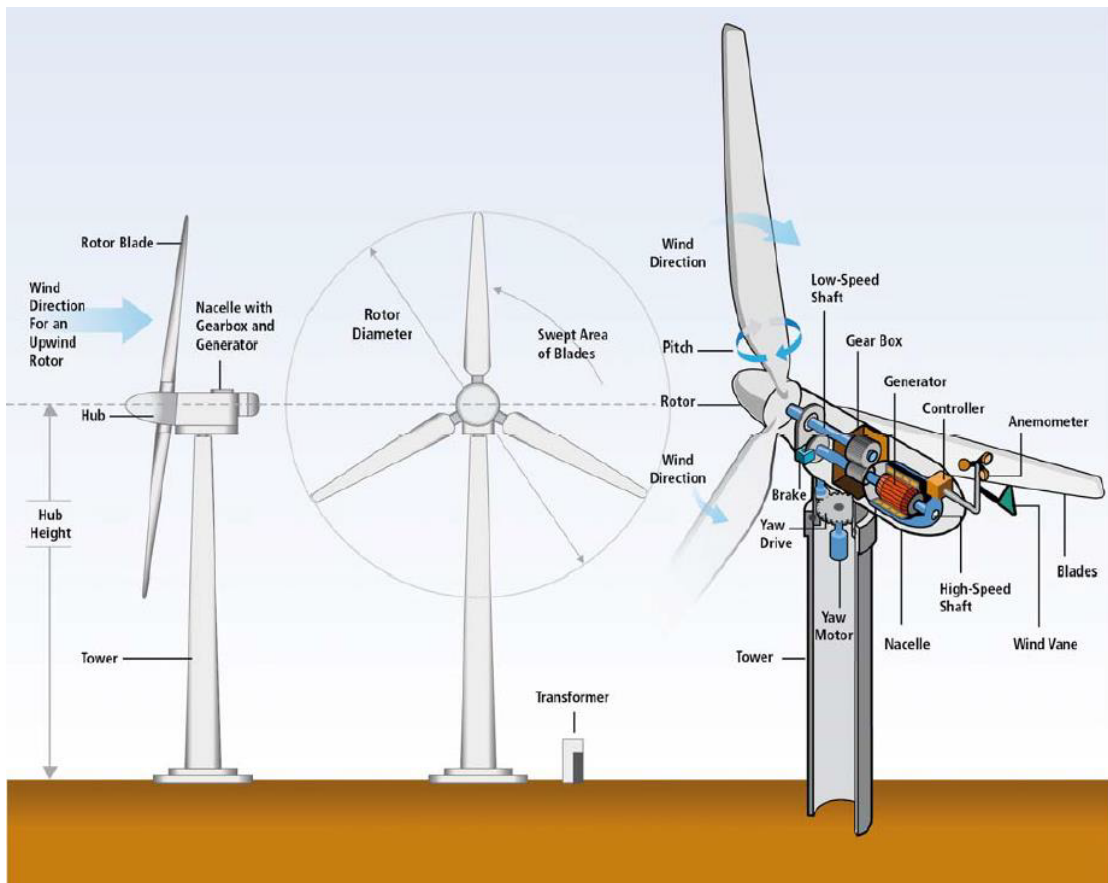


Figura 32 – Componentes Básicos de um Aerogerador de Eixo Horizontal

Fonte: WISER et al., 2012 apud NREL

A partir desse panorama, é possível identificar com mais detalhes as tecnologias disponíveis para o setor eólico *onshore* e *offshore*, objetivando mapear as MTD aplicáveis no setor.

a) Eólica *onshore*

Conforme mencionado, o conceito de aerogerador *onshore* comumente adotado é o de três pás e eixo horizontal com capacidade de 0,5 MW até 3 MW. Wiser et al. (2011) e van der Zwaan et al. (2012) afirmam que hoje a tecnologia eólica *onshore* já percorreu boa parte de sua curva de aprendizagem e tem sido comercializada em larga escala nos últimos anos. As turbinas mais modernas quase alcançaram a eficiência aerodinâmica teórica máxima, com coeficientes de performance em torno de 0,5,¹⁷ demonstrando que há hoje maturidade tecnológica suficiente para sua promoção em larga escala.

¹⁷ Segundo Wiser et al. (2011), aerogeradores atingem a eficiência aerodinâmica máxima quando operam a velocidades de ventos correspondentes a níveis de potência abaixo do nível nominal. A eficiência aerodinâmica é limitada pelo sistema de controle quando se opera acima da potência nominal.

Segundo Wiser et al. (2011), aerogeradores modernos de grande porte empregam rotores que começam a extrair potência do vento a velocidades entre 3 e 4 m/s até a velocidade nominal do equipamento, em torno de 11 a 15 m/s. A velocidade de interrupção de geração se dá em média a 25 m/s. O controle de passo em geral se dá pelo controle passivo ou ativo e as pás são construídas com materiais compósitos, enquanto as torres são tubulares e feitas de aço (WISER et al., 2012 apud EWEA, 2009).

Grande parte dos aerogeradores instalados em 2009 e 2010 tem capacidade nominal entre 1,5 e 2,5 MW, torres tipicamente entre 50 metros e 100 metros de altura e rotores com diâmetro entre 50 metros e 100 metros, segundo Wiser et al. (2011). Irena (2012) apud BTM Consult (2011) afirma que a média de capacidade de aerogeradores conectados à rede é de 1,16 MW e que novos projetos eólicos empregam aerogeradores entre 2 e 3 MW de capacidade nominal. Já existem, no entanto, em minoria, aerogeradores com capacidade de 5 MW, alturas de torres e diâmetros de rotor em torno de 125 metros operando (WISER et al., 2011).

A velocidade rotacional de turbinas modernas varia entre 12 rpm e 20 rpm e as fazendas eólicas, de forma geral, consistem em um agrupamento de 15 até 150 aerogeradores que somam capacidade entre 5 MW e 300 MW. A vida útil desses aerogeradores é de, em média, 20 anos, e as horas totais de operação ficam entre 4.000 e 7.000, dependendo da qualidade do recurso eólico explorado (WISER et al., 2011).

A Figura 33 mostra a evolução dos aerogeradores comerciais em termos de altura e potência (WISER et al., 2011).

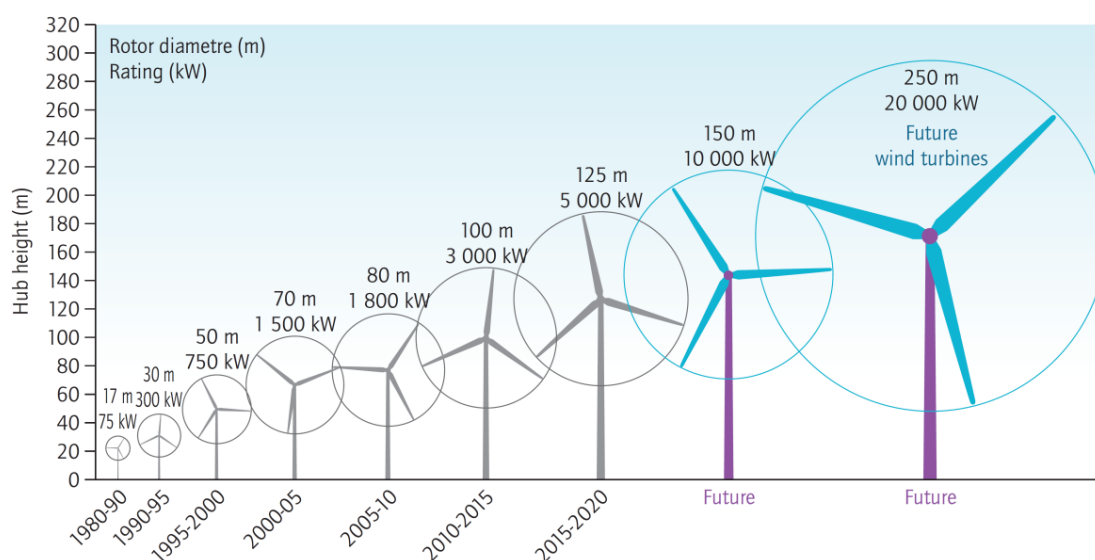


Figura 33 – Evolução em Tamanho de Aerogeradores Comerciais

Fonte: WISER et al., 2011 apud NREL

Vale lembrar que, no caso de aerogeradores *onshore*, o aumento de capacidade e tamanho tende a ser limitado não apenas por gargalos de engenharia e de materiais, mas também por questões logísticas (e seus respectivos custos) de transporte de pás, torres e naceles muito grandes via rodovias,

assim como pelos custos e dificuldade de obtenção de guindastes apropriados para a montagem de aerogeradores. Esses mesmos gargalos não são aplicáveis para a tecnologia *offshore*, levando a que o ganho de escala no setor eólico tenda a ser liderado pelo *design offshore* em detrimento do *onshore* (WISER et al., 2011).

b) Eólica *offshore*

Até o momento, mais de 90% da potência instalada de geração eólica *offshore* se encontram no norte da Europa, nos mares do Norte, Báltico e Irlandês, além do Canal Inglês. As unidades remanescentes são projetos de demonstração no leste da China, seguidos do desenvolvimento ainda preliminar nos Estados Unidos, Japão, Coreia do Sul e Taiwan (GWEC, 2014).

A principal motivação para a exploração *offshore* é o acesso a recursos eólicos adicionais em áreas onde a geração *onshore* é limitada tecnicamente ou pela competição pela terra (WISER et al., 2011). Além disso, a melhor qualidade dos ventos que percorrem a costa, maiores velocidades, melhores condições de transporte de componentes e os ganhos de escala também constituem forças motrizes para o desenvolvimento da geração *offshore* (CARBON TRUST, 2008; SNYDER; KAISER, 2009; TWIDELL; GAUDIOSI, 2009). Ao contrário do que ocorre na geração eólica *onshore*, a geração *offshore* está em processo de amadurecimento tecnológico e ainda há diversos focos de investimento para melhorar seu aproveitamento e reduzir seus custos, especialmente no que tange à redução da dependência de *commodities*, como cobre e aço, que apresentam preços voláteis e contribuem para o aumento de custos, que se superpõe à redução de custos por escala e aprendizagem (VAN DER ZWAAN et al., 2012).¹⁸

Aerogeradores *offshore* são tipicamente maiores do que os *onshore*, com capacidade nominal entre 2 MW e 5 MW, em plantas construídas entre 2007 e 2009. Segundo EWEA (2013), o tamanho médio de aerogeradores instalados em 2012-2013 é de 4 MW e a média de tamanho dos parques eólicos *offshore* está em torno de 280-480 MW nos mesmos anos, respectivamente. Wiser et al. (2011) indicaram que, entre 2005 e 2009, aerogeradores *offshore* eram instalados em superfícies entre 10 metros e 20 metros de profundidade. Esses dados podem ser validados pelas estatísticas da EWEA (2014) em 2013, que mostram que, na Europa, as usinas foram instaladas nesse ano até 30 km distantes da costa e a uma profundidade de até 20 m. A maior parte dessas usinas foi instalada em fundações do tipo monopé, embora fundações do tipo tripé, gravitacionais e jacket tenham sido utilizadas.

A diferença mais evidente entre aerogeradores *onshore* e *offshore* é o tipo de fundação utilizada, pois, no caso *offshore*, trata-se de estruturas mais complexas e com maiores desafios tecnológicos devido ao ambiente marítimo agressivo em que são situadas. Sistemas eólicos *offshore* atualmente utilizam três tipos de fundações: monopé, gravitacional e tripé, apesar de outros tipos também serem utilizados (Figura 34).

18 Segundo van der Zwaan et al. (2012), desde 2005, quatro componentes principais têm impedido a redução de custos por escala e aprendizagem da geração eólica *offshore*: (1) alta de preços de *commodities* como cobre e aço; (2) aperto do mercado de aerogeradores e serviços de instalação; (3) aumento da profundidade em que aerogeradores *offshore* têm sido instalados; e (4) aumento da distância da costa em relação às fazendas eólicas instaladas.

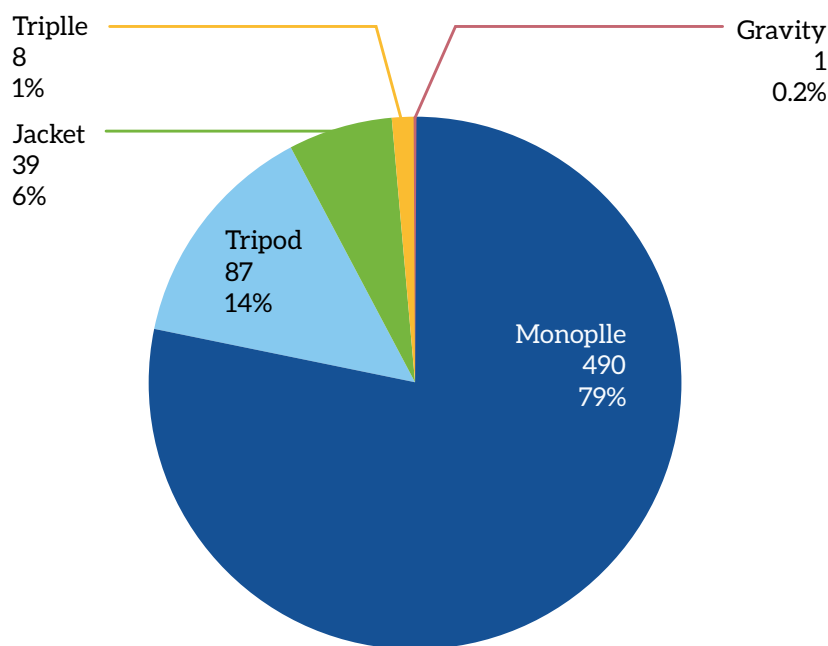


Figura 34 – Tipos de Fundações Utilizadas no Mercado Eólico *Offshore* em 2013 – em %

Fonte: EWEA, 2014

A escolha do tipo de fundação a ser utilizada depende de condições topológicas do fundo do mar, profundidade da água e custos. A maior parte dos projetos no mundo utiliza fundações monopé em águas rasas, com profundidade inferior a 30 metros. O tipo mais utilizado de monopé envolve a inserção de tubos de aço no mar por um duto de perfuração. A maior vantagem desse tipo de estrutura é que não necessita de base no fundo do mar e é de fabricação relativamente fácil. Em contrapartida, a instalação é relativamente complicada e a estrutura é suscetível a flexão e fadiga perante ondas e correntes marinhas fortes.

Conforme se adquire experiência no setor, espera-se que as tendências de capacidade, profundidade e distância da costa ganhem escala, impactando as características do recurso eólico, *designs* tecnológicos e custos. Wiser et al. (2011) e Sun et al. (2012) citam que turbinas de 5 MW a 10 MW podem ser concebidas para o setor eólico *offshore*, levando à redução de custos por economia de escala tanto pelo tamanho do aerogerador quanto pelo tamanho da usina eólica como um todo.

3.3 CENÁRIO REF

Nesta seção tem-se a construção do cenário REF para geração eólica. A mesma é subdividida em premissas e resultados, que focam a capacidade instalada, geração energia e fatores de capacidade entre 2010 e 2050.

O cenário considera uma evolução tendencial do setor, ou seja, com pequenas alterações estruturais em relação aos anos anteriores.

3.3.1 PREMISSAS

Para prever a expansão da geração e potência instalada, foram utilizadas as demandas de eletricidade da modelagem energética do modelo MSB8000 (MCTIC, 2017c), divididas em dois períodos: 2010-2023 e 2024-2050. A projeção para o primeiro período está atrelada aos investimentos planejados pelo setor, previstos no PDE 2023. As estimativas do período 2024-2050 são resultantes da otimização de mínimo custo proveniente do modelo MSB8000.

Foram considerados potenciais de geração *onshore* a diferentes faixas de fatores de capacidade, entre 35% e 13%, e potenciais de geração *offshore* a diferentes profundidades do oceano, 20, 50 e 100 metros. Esse potencial é exógeno ao modelo, ou seja, é fornecido pelo analista e, por sua vez, tem como base o Atlas Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), em que o potencial eólico é mensurado a 50 metros de altura, ventos superiores a 6 m/s e sistemas aerogeradores compatíveis, indicando este se tratar de uma estimativa mais conservadora.

Por fim, a modelagem considera o cenário macroeconômico elaborado por Haddad (2015) como base para projetar a evolução do setor no cenário REF.

3.3.2 RESULTADOS

Com base nas premissas anteriormente citadas, foi construído o cenário REF do setor eólico inicialmente em termos de capacidade instalada e geração de energia até 2050, conforme mostra a Figura 35. Até 2050, a capacidade (potência) eólica instalada ultrapassa 10.000 MW, enquanto a geração eólica tem seu pico em 2030, quando se aproxima dos 34.000 GWh/ano.

Deve-se destacar que essa simulação representa uma trajetória de mínimo custo, sem políticas adicionais de mitigação de emissões de GEE, conforme destacado no capítulo 1.

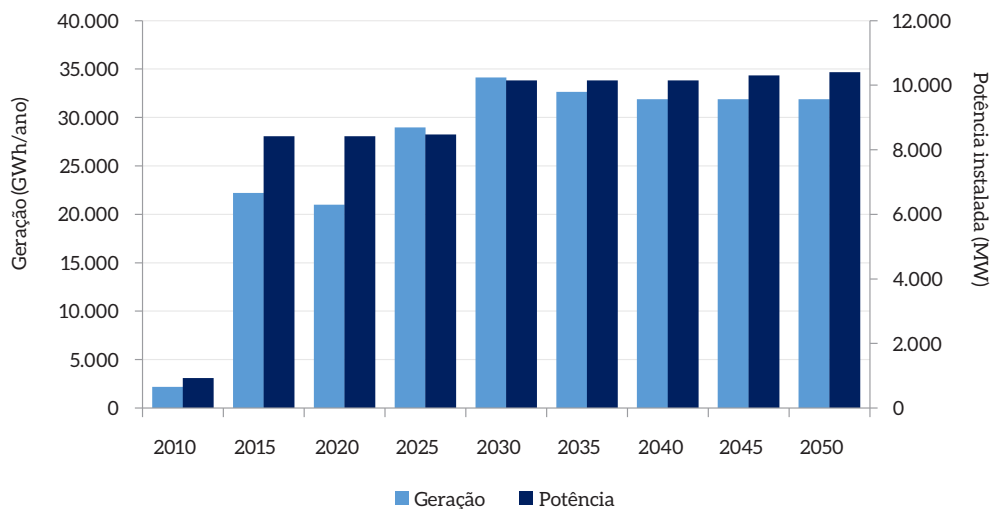


Figura 35 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário REF

Fonte: Elaboração própria

É importante mencionar que o cenário REF do setor eólico reflete o resultado da otimização integrada do setor elétrico brasileiro via modelo de otimização integrada e, *per se*, imbui premissas de “conhecimento antecipado” – *perfect foresight* – e, portanto, desconsidera barreiras e vantagens competitivas e de mercado, sendo guiada apenas pela ótica de minimização de custos globais do sistema. Assim, não necessariamente reflete projeções para o setor disponíveis na literatura que, em muitos casos, é menos conservadora.

Cabe notar também que, como resultado da otimização integrada, é esgotado o potencial eólico do país em que a eletricidade poderia ser gerada a fatores de capacidade superiores a 35%, mesmo que em alguns períodos o fator de capacidade não atinja esse nível (Figura 36).

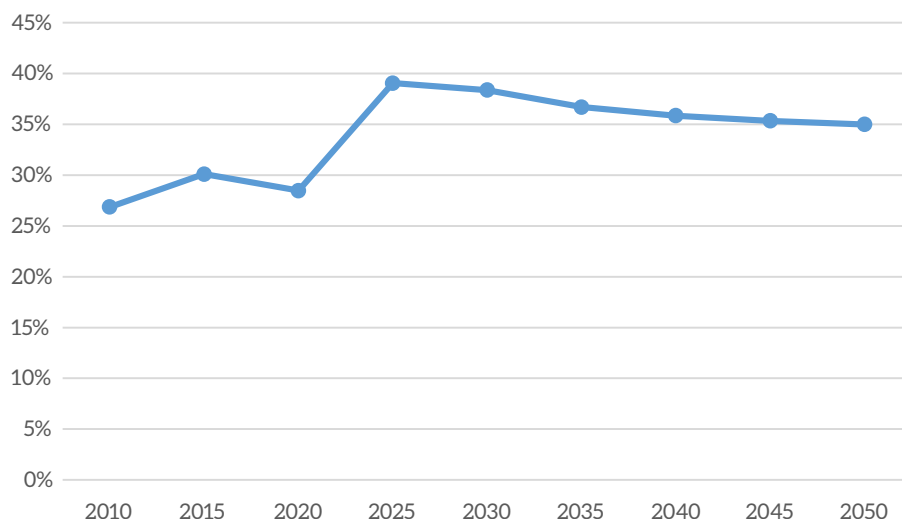


Figura 36 – Fatores de Capacidade por Período da Fonte Eólica no Cenário REF

Fonte: Elaboração própria

3.4 CENÁRIO BC

Nesta seção, inicialmente, são apresentadas premissas e os parâmetros técnico-econômicos da MTD considerada no cenário BC. Por fim, são apresentadas projeções de geração, capacidade instalada, emissões evitadas e custos de abatimento de energia eólica.

Cumprе enfatizar que se trata de abordagem setorial, cujo principal objetivo é a consolidação de uma base de dados para integração aos demais cenários do sistema energético. Portanto, os potenciais e custos de mitigação que serão apresentados, possivelmente, estão super e subestimados, respectivamente (MCTIC, 2017c).

3.4.1 PREMISSAS

A evolução do setor até 2019 é análoga à considerada no cenário REF. Por sua vez, para compor o cenário BC entre os períodos de 2020 e 2050, foram adotadas duas premissas básicas: a) há um

potencial de aproveitamento eólico *onshore*, atualmente, superior ao exposto por Amarante et al. (2001), uma vez que as tecnologias disponíveis atualmente conseguem extrair energia de ventos a alturas de 100 metros; b) há um diferencial de geração eólica dado pela distinção entre a média tecnológica adotada no Brasil hoje e a melhor tecnologia disponível no mundo hoje.

Assim, o cenário BC foi obtido a partir da estimativa do potencial eólico brasileiro *onshore* a 100 metros de altura e considerando-se que, para a exploração desse potencial, são utilizados aerogeradores compatíveis com a MTD na atualidade para a extração de energia eólica a essa altura (Tabela 30).¹⁹ A taxa de penetração período a período e os fatores de capacidade se mantiveram em linha com os resultados do modelo MSB8000 (MCTIC, 2017c), respeitando-se o fator de capacidade mínimo de 35%.

Como referência, a Tabela 29 mostra os potenciais eólicos para as regiões Nordeste e Sul com base no Atlas Eólico Nacional, que faz estimativas a 50 metros, e nos atlas estaduais disponíveis hoje, cujas estimativas são de 100 metros. Percebe-se que a relação entre o potencial total a 100 e a 50 metros é de aproximadamente 2,5, sendo este o fator de normalização adotado para a obtenção do cenário BC do setor.²⁰

Tabela 29 – Potencial Eólico Brasileiro a 50 e a 100 Metros (GW)

Potencial Eólico	50 m	100 m
Nordeste	75,1	132
Sul	22,7	115,2
Total	97,8	247,2

Fonte: Elaboração própria a partir de AMARANTE et al., 2001; CAMARGO-SCHUBERT, 2013; COSERN, 2003; SEINFRA, 2001; SEMC, 2002

Para estimar o custo de abatimento decorrente da introdução de MTD no cenário BC, inicialmente foi necessário obter o custo nivelado da fonte eólica. Foram considerados como premissas a manutenção da média tecnológica adotada hoje no país e, em contrapartida, a utilização, a partir de 2020, das MTD no mercado no cenário BC, segundo o levantamento de literatura realizado na seção 3.2. Para usinas eólicas típicas em cada caso, foi considerada a mesma disponibilidade de espaço físico, o que se reflete na premissa de que o ganho de capacidade de uma usina típica do cenário BC em relação ao cenário REF se dá pelo aumento do porte do aerogerador utilizado, e não pelo aumento da quantidade de aerogeradores utilizada em cada usina – i.e., será utilizado o mesmo sítio eólico escolhido no cenário REF, porém com MTD.

A Tabela 30 resume as premissas tecnológicas adotadas para os dois casos.

¹⁹ Essa premissa é mais importante para o cálculo do custo nivelado de energia, conforme será detalhado posteriormente.

²⁰ O potencial eólico a 100 metros de altura foi obtido com base nos atlas estaduais do Ceará (SEINFRA, 2001), Rio Grande do Norte (COSERN, 2003) e Bahia (CAMARGO-SCHUBERT, 2013) para a região Nordeste e com base no atlas do Rio Grande do Sul (SEMC, 2002) para a região Sul. Essa simplificação advém do fato de o potencial eólico nacional estar muito concentrado nesses estados, sendo, portanto, representativos do potencial eólico nacional. Deve-se notar também que o atlas eólico do estado do Ceará tem potencial eólico até 70 metros. Dessa forma, para estimativa do potencial do estado a 100 metros, foram assumidos dados compatíveis com o estado do Rio Grande do Norte a partir da premissa de que, dado que são estados vizinhos, têm padrões de vento semelhantes.

Tabela 30 – Premissas Técnicas Utilizadas para as Estimativas de Custo Nivelado da Energia Eólica

Premissas por Cenário	REF	BC
Aerogerador (MW)	2	até 3
Altura (m)	92	100
Diâmetro do Rotor (m)	91	100
Número de aerogeradores	13	13
Potência por usina (MW)	25	38

Fonte: Elaboração própria

Os dados econômicos utilizados para a linha de base, necessária para mensurar o custo marginal de abatimento da MTD, se baseiam em WEC (2013), que apresenta valores de Capex e Opex por país, inclusive o Brasil. Assim, foram considerados valores de investimento da fonte eólica de US\$ 1.670 por quilowatt instalado e US\$ 24.000 por quilowatt instalado ao ano de custos fixos de operação e manutenção da fonte eólica no período 2010-2015. Foram desconsiderados custos variáveis pela ausência de consumo de combustível. Em algumas publicações consultadas, a exemplo de IEA (2013), são considerados custos variáveis relativos a paradas previstas e imprevistas para manutenção não cobertas em contrato e/ou substituição de equipamentos e outros custos de mão de obra. No entanto, tais custos podem ser incluídos nos custos de contingência considerados neste estudo, fixados em 5% dos custos da usina, de acordo com o exposto em Veiga et al. (2013).

Foi considerado também um sobrecusto de 4% sobre os valores de literatura que deve refletir os custos adicionais de conexão ao empreendedor eólico, segundo ajuste das regras dos leilões realizado em 2013, quando se definiu que os custos de conexão seriam totalmente arcados pelo gerador e teriam que ser dados como garantia para que os empreendimentos participassem dos leilões.²¹

Para a estimativa de Capex correspondente à MTD do setor eólico, foi adotada a premissa de que o aumento do porte do aerogerador utilizado influencia sobremaneira seu custo e, por consequência, o investimento requerido para a usina eólica. De fato, Bolinger e Wiser (2012), em estudo aplicado aos Estados Unidos sobre a tendência de custos de aerogeradores na última década, mostram que o fator de escala tem relação direta com os custos de um aerogerador, conforme indica a Figura 37. Nessa figura, a composição de preços de aerogeradores no período 2002 e 2010 é detalhada, mostrando que o fator de escala de aerogeradores não somente apresentou aumento proporcional ao aumento do preço dos aerogeradores principalmente no período entre 2004 e 2008, como também é o fator mais relevante na composição de preço de aerogeradores.²²

²¹ O valor de 4% foi estimado a partir de rota disponibilizada pela Renova Energia em seu sítio na web, em que afirma que o custo de conexão e de linha de transmissão de um empreendimento eólico de R\$ 2 bilhões é de aproximadamente R\$ 71 milhões.

²² É importante notar que é reconhecido que o efeito escala impacta a massa mais rapidamente do que altura ou comprimento de um aerogerador de forma que torres mais altas, por exemplo, não são somente mais altas, mas também mais largas e grossas para suportar o peso adicional. Em decorrência disso, é entendido que o custo de capital de um aerogerador é impactado diretamente pelo ganho de escala em base unitária. No entanto, entende-se que custos reduzidos de balanceamento da planta e níveis maiores de produção energética tendem a compensar tal incremento de custos, podendo resultar, inclusive, em menores custos nivelados, sendo esta a principal vantagem de se adotarem aerogeradores de maior porte (BOLINGER; WISER, 2012).

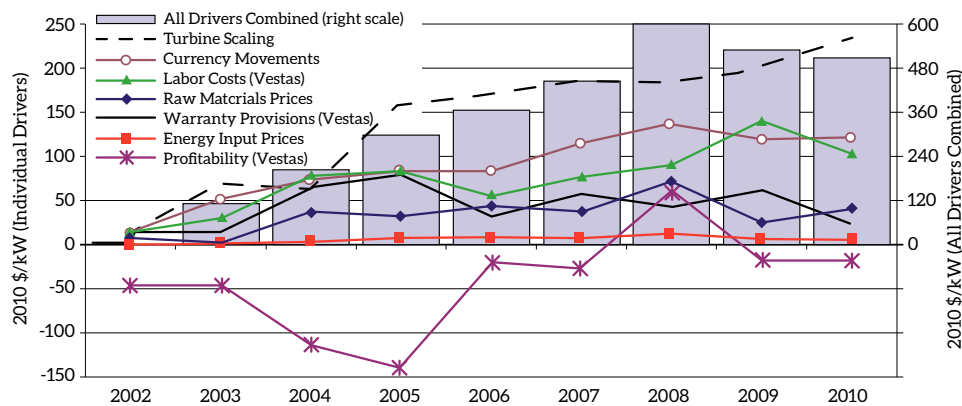


Figura 37 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário de Baixo Carbono

Fonte: BOLINGER; WISER, 2012

A partir dos dados do estudo de Bolinger e Wiser (2012), estima-se que o custo de capital de um aerogerador (incluindo a torre e a nacela – e todos os componentes nela inseridos, como o gerador elétrico – e o rotor com pás entregues ao sítio eólico)²³ pode dobrar ao aumentar seu porte de 2 MW para 3 MW. Em tal estimativa, não estão incluídas potenciais reduções de custos pela adoção de materiais melhores e mais leves, constituindo, portanto, uma estimativa conservadora. Foi estimado também que, historicamente, de acordo com dados do mesmo estudo, o custo do aerogerador *per se* representou, em média, 44% do preço do aerogerador entregue à usina eólica e que, portanto, o impacto total do efeito escala sobre o preço do aerogerador é de 46%, considerando-se o aumento de escala de 1 MW, de 2 MW para 3 MW.

Dessa forma, para se obter o Capex de uma usina típica dentro do cenário BC, foi adotada a divisão de custos de investimento típica de uma usina eólica em concordância com Black e Veatch (2012) que, dentre outros fatores, fatiam o Capex típico de um projeto eólico entre custo do aerogerador e custo de balanceamento da planta, conforme mostra a Figura 38.

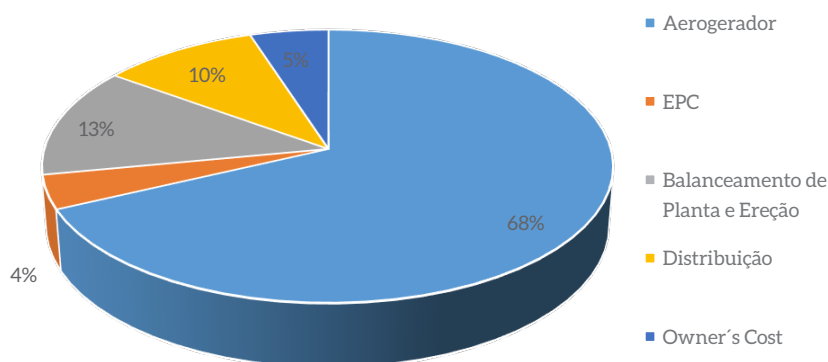


Figura 38 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário BC

Fonte: BLACK; VEATCH, 2012

²³ Fundações e outros custos de balanceamento da planta não estão inclusos no custo do aerogerador considerado.

Sendo assim, segundo a lógica de Black e Veatch (2012), enquanto no cenário REF o custo típico de um aerogerador para o Brasil é de US\$ 1.135,60 por quilowatt instalado, no cenário BC esse custo sobe para US\$ 1.652,74 por quilowatt instalado. Assim, para a referência de custos aqui considerada (WEC, 2013), obtém-se para cenário BC um Capex de US\$ 2.430,50 por quilowatt instalado, US\$ 760,50 superior ao Capex previsto no cenário REF. O detalhamento de custos para os dois cenários se encontra na Tabela 31.

Tabela 31 – Capex do Setor Eólico para o Período 2010-2015

Capex por componentes nos cenários (US\$/kW)	REF	BC
Aerogerador	1.135,60	1.652,74
EPC	66,80	97,22
Balanceamento de planta e ereção	217,10	315,97
Distribuição	167,00	243,05
Owner´s cost	83,50	121,53
Total	1.670,00	2.430,50

Fonte: Elaboração própria

Por conseguinte, no que tange aos custos do aerogerador, sendo este o componente principal do custo de capital da fonte eólica, reconhece-se que é difícil prever sua evolução de preços, mas que a crescente competição no setor e a emergência de produtores de larga escala locados na China e em outras economias emergentes tendem a pressionar o preço de aerogeradores para baixo, levando a uma redução dos custos de investimento do setor. Além disso, a consolidação da indústria eólica mundialmente e o excedente de produtores dos principais componentes da indústria sugerem que não há grandes gargalos de suprimento que possam romper com tal tendência. Dessa forma, foi assumida redução de custos ao longo do tempo para o setor eólico de forma a refletir somente os efeitos naturais de aprendizagem na manufatura de aerogeradores com pequenas contribuições de áreas correlatas ao setor, conforme mostra a Figura 39. Não se objetiva, com isso, assumir qualquer ganho tecnológico proveniente de pesquisa e desenvolvimento (P&D), portanto.

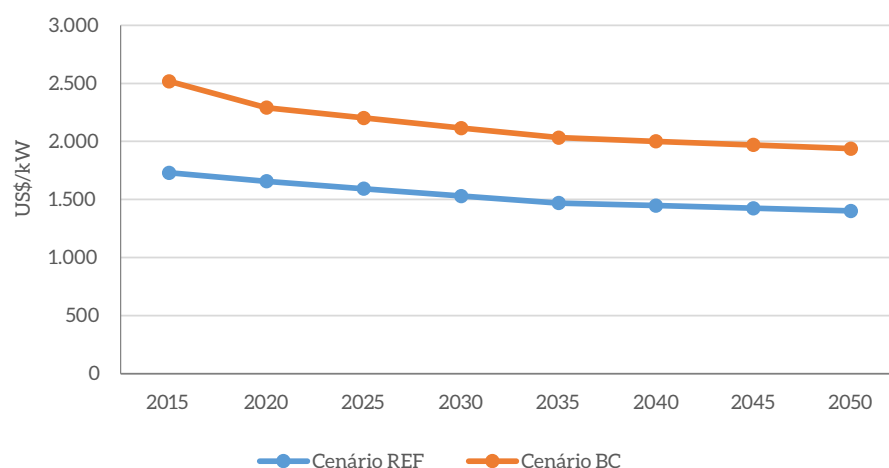


Figura 39 – Projeção de Redução de Custo de Investimento nos Cenários REF e BC

Fonte: Elaboração própria

Para obtenção do custo nivelado de energia da fonte eólica, para fins de cálculo do fator de recuperação de capital, considerou-se a taxa de desconto de 8% a.a., em linha com a taxa adotada pelo setor elétrico, e um tempo de vida útil de 20 anos, em linha com o tempo de contratação das usinas eólicas adotado nos leilões de energia do ambiente de contratação regulada (ACR).²⁴

A mensuração do potencial de mitigação do setor eólico, por este constituir fonte renovável e não emissora, foi realizada a partir de estimativa do quanto essa tecnologia é capaz de abater em termos de emissões do *grid* elétrico nacional no período entre 2020 e 2050²⁵ em relação ao cenário REF, conforme fatores de emissão constantes na Tabela 19. Isso advém da lógica de que a fonte eólica é uma medida de mitigação *per se* e, por isso, seu potencial de abatimento é mensurado a partir da capacidade de geração dessa fonte que pode ser adicionada ao *grid* elétrico sob a ótica de adoção das MTD no mercado.

Em seguida, foram quantificadas as emissões de GEE do *grid* nacional equivalentes à geração de energia eólica no cenário REF, sob a lógica de que tais emissões ocorreriam de acordo com o *mix* de geração do *grid* nacional. Analogamente, o mesmo cálculo foi feito para o cenário BC, obtendo-se, assim, as emissões correspondentes nesse cenário pelo uso da geração eólica e pelo novo *mix* elétrico ocasionado pela maior penetração dessa fonte.

3.4.2 RESULTADOS

Dessa forma, a partir das premissas expostas, a expansão de capacidade instalada e geração eólica é dada na Figura 40, indicando que a geração máxima pode atingir 86.000 GWh/ano enquanto a capacidade instalada da fonte pode atingir mais do que 26.000 MW.

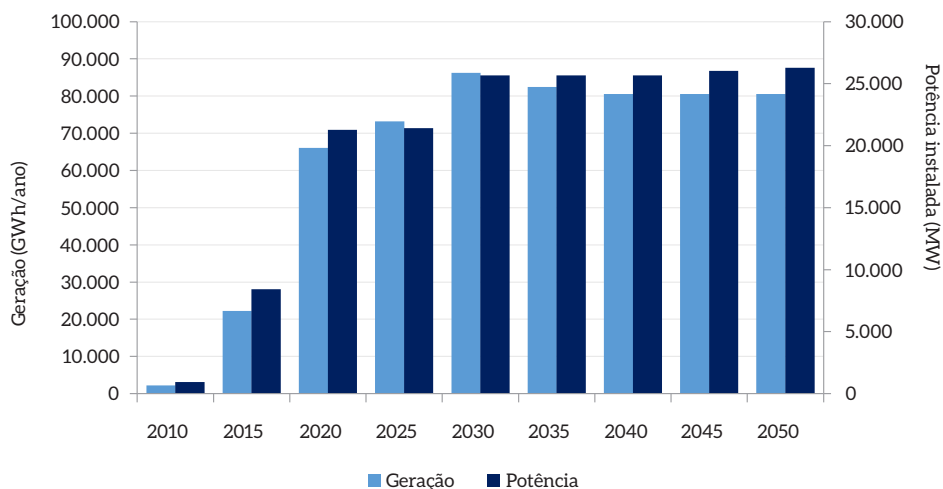


Figura 40 – Capacidade Instalada e Geração de Energia Eólica no Cenário BC

Fonte: Elaboração própria

²⁴ Para detalhes sobre o funcionamento dos leilões de energia e contratação da fonte eólica no ambiente de contratação regulada, consultar Nogueira (2011).

²⁵ O ano de 2015 não foi considerado na estimativa de potencial de mitigação pelo fato de já ter investimentos e *start-up* bem definidos, podendo ser considerado como um ano de investimentos já executados.

A partir dos pressupostos técnicos, econômicos e financeiros expostos anteriormente, foram obtidos custos nivelados da fonte eólica nos cenários REF e BC, segundo a Figura 41. Deve-se observar que a quebra de tendência apresentada em 2020 se deve aos fatores de capacidade distintos considerados nos cenários, uma vez que a rodada de otimização integrada realizada pelo modelo MSB8000 (MCTIC, 2017c), a qual constituiu o cenário REF do setor, resultou em fator de capacidade para esse período inferior a 30%, enquanto, para o cenário BC, foi considerado um fator de capacidade médio a uma altura de 100 metros segundo os atlas eólicos consultados, que fica em torno de 35%.

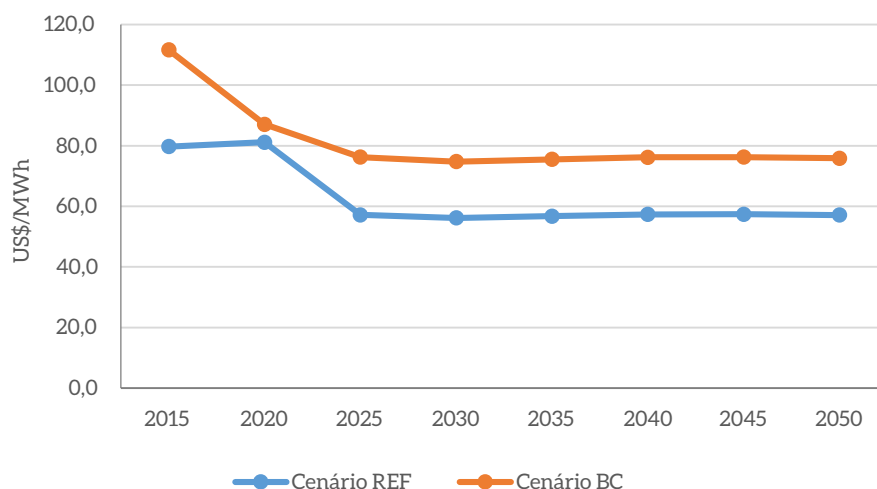


Figura 41 – Custo Nivelado da Energia Eólica nos Cenários REF e BC (2015-2050)

Fonte: Elaboração Própria

A Figura 41 mostra que o custo nivelado da fonte eólica no cenário REF é de US\$ 79,7/MWh em 2015, porém se estabilizaria em torno de US\$ 57,0/MWh no médio/longo prazo, enquanto o cenário BC apresenta custo nivelado inicial de US\$ 111,6/MWh em 2015, porém nos períodos seguintes se estabilizaria em cerca de US\$ 76,0/MWh, indicando que, nas premissas adotadas, a adoção da MTD no setor eólico para fins de abatimento de emissões de GEE no setor elétrico incorreria em custos adicionais para o setor.

Em seguida, foram quantificadas as emissões evitadas nos cenários REF e BC. O diferencial de emissões em cada caso é o potencial de abatimento do setor, tendo em vista que o cenário BC resulta em uma matriz elétrica menos emissora do que a do cenário REF em virtude da maior geração eólica.

Tabela 32 – Emissões Evitadas e Custo Nivelado por Cenário

Cenários	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF							
Emissões evitadas (ktCO ₂ /ano)	717,6	2.864,6	5.866,3	7.050,7	7.861,0	9.334,5	11.138,9
Custo nivelado (US\$/MWh)	81,2	57,2	56,1	56,8	57,3	57,4	57,1
BC							
Emissões evitadas (ktCO ₂ /ano)	2.257,3	7.238,4	14.823,3	17.816,0	19.863,6	23.586,9	28.146,5
Custo nivelado (US\$/MWh)	87,1	76,3	74,8	75,5	76,2	76,2	75,9

Fonte: Elaboração própria

O custo adicional correspondente ao potencial de abatimento em cada período é dado pelo diferencial de custo nivelado (DCnivelado) do cenário BC e do cenário REF, indicando o incremento de custo dado pela adoção das MTD pelo setor como medida de mitigação de GEE. Assim, a Figura 42 mostra a evolução do delta de custo nivelado do setor eólico e as emissões evitadas em cada caso.

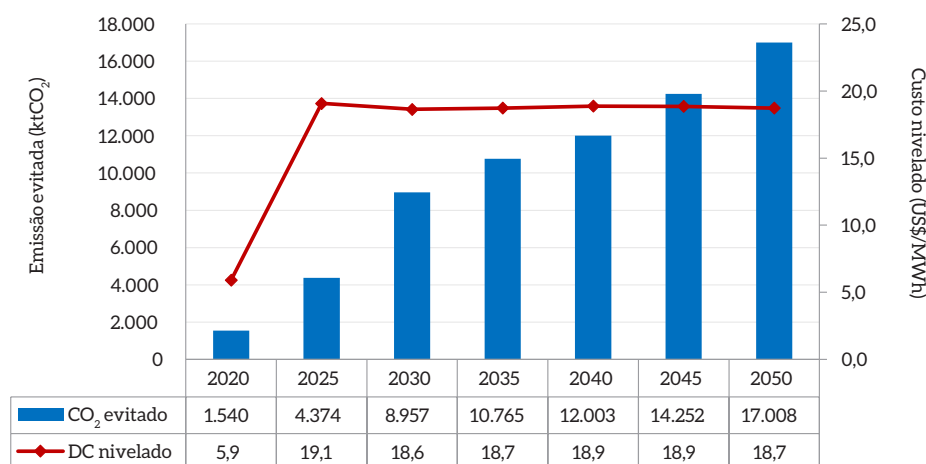


Figura 42 – Potencial de Mitigação por Período da Energia Eólica e Incremento de Custo com Base no Custo Nivelado da Energia

Fonte: Elaboração própria

Segundo a Figura 42, em 2020, seria possível abater mais de 1.540 ktCO₂ a um incremento de US\$ 5,9/MWh de energia eólica fornecida ao *grid*, mediante a adoção da MTD considerada no cenário BC. Em 2050, seria possível abater adicionais 17.008 ktCO₂ sob a pena de se chegar a um custo de energia mais de US\$ 18,7/MWh superior ao custo do cenário REF. Em suma, os resultados mostram que, no horizonte 2020-2050, ter-se-ia um potencial de abatimento acumulado de 246 MtCO₂ e a um incremento médio de custo de energia de US\$ 18,4 por megawatt-hora gerado.

Finalmente, esse resultado leva a custos de abatimento provenientes da adoção da MTD que variariam de US\$ 173/tCO₂ a US\$ 54/tCO₂ entre 2020 e 2050, oscilação a qual decorre dos diferentes fatores de emissão do *grid* no período. O custo médio de abatimento verificado no período é de 107 US\$/tCO₂.

Tabela 33 – Custos de abatimento (US\$/tCO₂)

Anos	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Custo de abatimento (US\$/tCO ₂)	172,6	193,0	108,4	86,7	76,6	64,4	53,6



Solar fotovoltaica centralizada (FV)

Capítulo

4

4 SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA (FV)

Esta seção abrange a análise da opção de geração fotovoltaica (FV) a partir de plantas centralizadas, de maior porte, conectadas ao sistema elétrico. A geração fotovoltaica distribuída é tratada no relatório *Modelagem setorial de opções de baixo carbono para o setor de edificações* (MCTIC, 2017c), pois não compreende uma instalação de geração de eletricidade baseada numa central elétrica de serviço público.

Nesse caso, busca-se:

- i) Caracterizar o setor, com foco na aplicação da tecnologia em âmbito mundial, e potencial de aplicação dessa tecnologia no Brasil;
- ii) Apresentar as melhores tecnologias disponíveis (MTD) de FV centralizada, com foco na caracterização técnica e econômica; e
- iii) Analisar o potencial e custos de abatimento de usinas de geração elétrica centralizada a partir da tecnologia FV, no âmbito do cenário de baixo carbono (BC) com relação ao cenário de referência (REF).

4.1 CARACTERIZAÇÃO

A energia solar fotovoltaica (FV) se baseia na transformação direta da luz solar em energia elétrica em células fotovoltaicas. A tecnologia vem sendo desenvolvida desde o ano 1839, quando Edmond Becquerel descobriu, por meio de experiências em células fotoquímicas, o efeito fotovoltaico. A produção industrial de células fotovoltaicas se iniciou somente na década de 1950, quando a tecnologia encontrou suas primeiras aplicações industriais na área de telecomunicações para o fornecimento de energia elétrica em localidades remotas. Outro impulso importante para o desenvolvimento da tecnologia foi provocado por aplicações em astronáutica, especialmente para a eletrificação de satélites (CRESESB, 2014).

Durante a época dos choques de petróleo, o interesse pela energia FV para a geração de energia elétrica aumentou. Naquela época, porém, o custo de produção de células FV não permitiu sua aplicação numa escala maior. Assim, até o ano 2000, a maior parte da capacidade instalada de energia FV no mundo consistiu em aplicações de nicho e sistemas isolados, cumprindo funções de iluminação, bombeamento de água, refrigeração e telecomunicação em áreas remotas (CRESESB, 2014).

A energia FV conectada a sistemas centralizados de eletricidade começou a se tornar mais relevante somente na primeira década do século XXI, durante a qual altas taxas de crescimento da capacidade instalada foram observadas (Figura 43). Em 2013, a capacidade instalada de módulos fotovoltaicos superou 130 GWp (EPIA, 2014). Essa rápida expansão foi inicialmente provocada por mecanismos de incentivo estabelecidos na Europa, sobretudo tarifas *feed-in* na Alemanha e na Espanha. Portanto, o crescimento mais forte ocorreu na Europa. Tem-se observado uma redução nos preços dos módulos FV, decorrente de economias de escala e de aprendizado tecnológico, o que incentivou o crescimento da capacidade instalada também em outras regiões do planeta.

Atualmente, sistemas FV encontram-se disponíveis comercialmente em quase todas as regiões do mundo. A Agência Internacional de Energia (IEA) estimou, em seu cenário de longo prazo desenvolvido em 2010, que a geração fotovoltaica será responsável por suprir 5% do consumo total de energia elétrica em 2030 e 11% em 2050 (IEA, 2010a).

Sistemas FV podem ser instalados como sistemas de geração distribuída ou centrais de geração de energia elétrica. Sistemas de geração distribuída consistem em sistemas de pequeno porte que injetam a energia gerada na rede de distribuição. No Brasil, esses sistemas são classificados como projetos de micro (<100 kW) ou minigeração (<1 MW) e regulamentados pela Resolução Aneel nº 481/12 e pela Resolução Aneel nº 482/12. Por sua vez, projetos de porte maior, chamados de sistemas centralizados, são conectados a redes de transmissão.

Do ponto de vista econômico, existe uma diferença importante entre esses sistemas. Sistemas centralizados se tornam viáveis economicamente quando o custo de geração se torna competitivo com o custo de fontes convencionais. Sistemas de geração distribuída, por sua vez, tornam-se viáveis quando o custo de geração de energia se iguala à tarifa de energia elétrica. A tarifa de energia elétrica contém o custo de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, além de uma série de encargos. Dessa forma, a viabilidade econômica de sistemas FV de geração distribuída será alcançada mais facilmente que a viabilidade de sistemas centralizados. Todavia, esta publicação foca exclusivamente em sistemas centralizados de geração.

Em nível mundial, a capacidade instalada de módulos fotovoltaicos superou 130 GWp em 2013 e previsões de mercado indicam a expansão contínua dessa tecnologia (IEA, 2010a; IEA, 2012; EPIA, 2014). Relativamente à capacidade acumulada, a Europa continua mantendo sua posição de líder. Contudo, a região Ásia-Pacífico (APAC) e a China vêm ganhando proeminência nos últimos anos. Desse modo, EPIA (2013) indica que o mercado de células fotovoltaicas perderá seu foco na Europa nos próximos cinco anos e que China, EUA, Japão e Índia ganharão mais importância, além de diversos países da região chamada *Sunbelt*.²⁶ A Figura 43 mostra a capacidade que foi instalada em geração FV, por região, no período de 2000 a 2013 (EPIA, 2014).

26 O termo *Sunbelt* se refere à região entre a latitude 20 e 40 dos hemisférios Norte e Sul, que apresentam condições ideais para a instalação de usinas solares devido a altas taxas de irradiação solar.

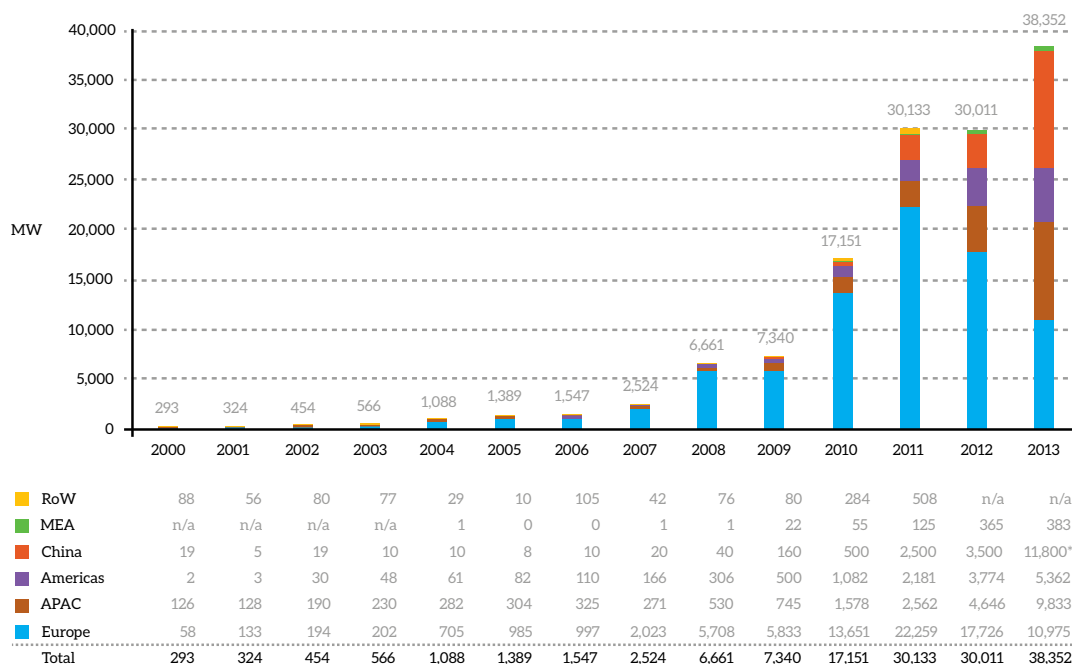


Figura 43 – Capacidade Instalada de Sistemas FV por Região e por Ano

Fonte: EPIA, 2014

Relativamente à diferenciação entre sistemas de geração centralizada e distribuída, observa-se que, em 2012, sistemas de geração distribuída responderam por 22 GWp dos aproximadamente 30 GWp que foram instalados naquele ano (EPIA, 2013). Espera-se, no entanto, alteração nessa repartição num futuro próximo devido ao desenvolvimento de sistemas FV no mercado das regiões Sunbelt. Os cenários desenvolvidos pela EPIA (2013) indicam desaceleração no mercado de geração distribuída e crescimento mais acentuado do mercado de geração centralizada, como indicado na Figura 44.

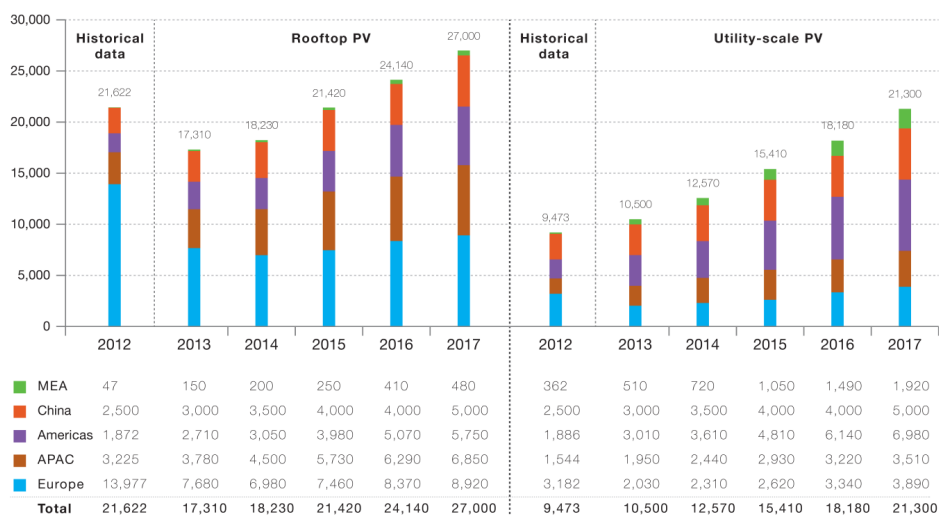


Figura 44 – Previsão de Mercados Regionais de Sistemas de Geração Centralizada (Utility Scale PV) e Distribuída (Rooftop PV) até 2017 (MWp)

Fonte: EPIA, 2013

No início de 2014, pelo menos 53 plantas, com capacidade superior a 50 MW cada, estavam em operação no mundo (REN21, 2014). Os EUA representam o agente mais importante na área de sistemas FV centralizados de grande porte, com capacidade acumulada de 1,4 GW. Observando o histórico das instalações de sistemas nas últimas duas décadas, percebe-se um viés forte na instalação de sistemas descentralizados. Todavia, a partir de 2008, sistemas centralizados começaram a ganhar mais relevância, como mostra a Figura 45.

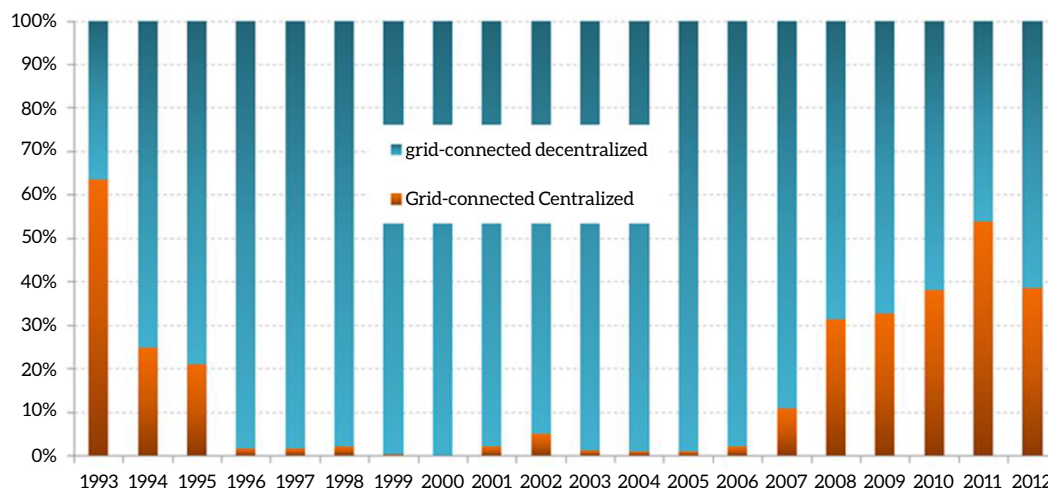


Figura 45 – Evolução da Participação de Sistemas FV em Nível Mundial (1993-2012)

Fonte: IEA, 2014

Essa alteração na segmentação pode ser correlacionada com uma queda nos preços de sistemas FV que se iniciou em 2008. Conforme Epia (2014), preços de módulos FV corresponderam, em 2013, a aproximadamente 40% do preço indicado em 2008.

Os preços pagos por sistemas FV dependem do mercado onde estes são comercializados. Em Irena (2012a; 2012b), a evolução de preços é indicada para o período de 2010 a 2012. Os preços foram desagregados conforme a origem dos módulos e o mercado de comercialização (Tabela 34). Trata-se de preços de contratos de curto prazo para quantidades a partir de 0,5 MWp. Vale notar que preços no mercado *spot* são tipicamente mais voláteis.

Tabela 34 – Evolução Recente de Preços de Módulos FV

Tipo de módulo	Preços (US\$/Wp)					
	2010		2011		2012	
	Europa	EUA	Europa	EUA	Europa	EUA
C-Si de alta eficiência*	2,22	2,20	2,20	2,30	1,94	2,20
C-Si (Japão/Europa/EUA)**	1,81	2,05	1,40	1,91	1,22	1,82
C-Si (China)***	1,42	1,87	1,39	1,43	1,24	1,34
c-Si (economias emergentes)****	1,35	1,75	1,36	1,50	1,02	1,41
Filme fino de alta eficiência	1,30	1,20	1,16	1,20	0,93	0,93

Fabricantes: *Sunpower and Sanyo ** Sharp, Kyocera, Solarworld and Schoth *** Suntech, Yungli, Trina Solar and Green Energy etc. **** Chinese, Korean and Indian manufacturers

Fonte: Elaboração própria com base em IRENA, 2012a; 2012b

Os dados da Tabela 34 mostram queda dos preços no período e indicam que o mercado europeu apresenta preços geralmente mais baixos que o mercado americano. No início de 2012, conforme Irena (2012b), módulos de silício de economias emergentes foram comercializados a um preço de 1,02 US\$/Wp na Europa e de 1,41 US\$/Wp nos EUA.

Irena (2013b) apresenta o custo de um módulo FV como tipicamente variando entre 30% e 50% do custo total do empreendimento. Correspondendo a essa indicação, o portal pvInsights (PVINSIGHTS, 2014) indica, para o preço médio de instalações completas no início de 2014, valor de 2.753 US\$/MWp.

Estima-se que a produção de módulos FV tenha atingido 47 GWp em 2013, o que significa aumento de 20% relativo ao ano de 2012. A capacidade de produção, em 2013, chegou a 68 GWp. Aproximadamente, 5 GW dessa capacidade respondem por módulos de filme fino (REN21, 2014). Como se percebe, portanto, existe elevada capacidade ociosa de produção, o que explica, junto com a redução do preço do silício (*commodity*), a queda de preços dos painéis fotovoltaicos.

A capacidade instalada no Brasil em sistemas FV se encontra numa faixa entre 30 e 40 MWp. Contudo, a maior parte dessa capacidade consiste em sistemas isolados (EPE, 2012). A instalação desses sistemas foi realizada no contexto do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (Prodeem), introduzido em 1994, e o Luz para Todos, introduzido em 2003. Essas ações, voltadas a sistemas autônomos, não conectados ao SIN, levaram à instalação de milhares de sistemas isolados, especialmente nos estados da Bahia e de Minas Gerais. Nos estados do Acre, Amazonas e Pará, comunidades de extrativistas e comunidades ribeirinhas remotas foram eletrificadas com sistemas FV isolados. Vale notar que o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), introduzido em 2001 para incentivar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, não incluiu entre suas alternativas a geração elétrica a partir da energia solar (CRESESB, 2014).

A partir de 2011, novos incentivos relacionados à energia solar FV foram introduzidos. A Aneel lançou a Chamada Pública Estratégica de P&D 13/2011, denominada *Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira*, que visou fomentar a aplicação de diversos projetos de energia solar FV. No contexto dessa chamada, 18 projetos de geração FV com capacidades entre 0,5 MWp e 3 MWp foram selecionados, resultando numa potência total de 24 MWp (CRESESB, 2014). A maioria desses projetos é realizada por concessionárias, e entrou em operação a partir de 2015.

Em dezembro de 2014, sistemas conectados à rede respondiam por aproximadamente 15 MWp (ANEEL, 2014a). Esse parque, porém, consiste em boa parte de sistemas de geração distribuída. Somente seis projetos apresentam capacidade acima de 1 MWp, totalizando capacidade de aproximadamente 10 MWp.

Em novembro de 2013, ocorreu o primeiro leilão brasileiro para contratação de energia nova (AI-3) com possibilidade de contratação de geradores fotovoltaicos e heliotérmicos provenientes de plantas centralizadas.²⁷ Para o certame, 31 projetos de energia FV foram inscritos, totalizando 813 MWp em capacidade. Contudo, o preço pago no leilão de R\$ 124,43/MWh não permitiu a contratação de plantas solares, todas com preço acima desse patamar (EPE, 2013b). Esses números indicam que a energia FV estava relativamente distante de se tornar viável economicamente. Trata-se de uma barreira à expansão desta alternativa, que exige a introdução de instrumentos de política pública para superá-la. Este aspecto será explorado posteriormente nesta publicação.

Incentivos foram introduzidos no final de 2013, na forma de leilões específicos para energia solar. O primeiro leilão específico foi realizado em dezembro de 2013, no estado de Pernambuco, com o objetivo de incentivar a criação de um cluster de energia solar que levaria à geração de empregos diretos na casa dos cinco mil. Seis projetos foram contratados nesse leilão, somando 123 MW. Esses projetos serão desenvolvidos por empresas do Brasil, da Itália, da Alemanha, da China e da Espanha. O preço médio da energia foi negociado a R\$ 228,63/MWh, um deságio de 8,55% em relação ao preço inicial de R\$ 250,00/MWh oferecido (Pernambuco, 2013).

O segundo leilão específico ocorreu no 6º leilão de energia reserva, realizado em outubro de 2014. Nesse leilão, o preço teto para energia solar foi fixado em R\$ 262,00/MWh. Trinta e um projetos foram contratados no leilão, totalizando capacidade de aproximadamente 900 MWp. Vinte e nove desses projetos planejavam a instalação de plantas com capacidade de 30 MWp cada, e dois projetos a instalação de plantas de 10 MWp. O preço de venda se situou numa faixa entre R\$ 200,82/MWh e R\$ 220,80/MWh. A entrada em operação desses projetos iniciou em 2017. Vale notar que esses preços se encontram bastante próximos aos dos preços negociados no leilão A5 de 2014 para empreendimentos termelétricos. Todavia, os preços negociados para energia eólica e pequenas hidrelétricas se encontraram numa faixa de R\$ 135-137/MWh e R\$ 160-163/MWh, respectivamente, o que mostra que a energia solar PV ainda não pode competir com essas outras fontes renováveis.

27 O setor elétrico brasileiro tem sua expansão baseada em processos licitatórios para contratação de plantas de geração, com início de operação em 1 (A-1), 3 (A-3) e 5 (A-5) anos a partir da data de contratação. As rodadas de compra são feitas do menor ao maior preço, até que a capacidade desejada seja alcançada.

O Brasil apresenta, em todas as suas zonas climáticas, alta incidência de radiação solar. Nisso, difere-se entre a radiação direta e indireta, que representam, em conjunto, a radiação global. A radiação global sobre um plano na atmosfera se compõe de: radiação direta, difusa (dispersa por nuvens e outros) e refletida (albedo). A radiação direta é a incidência solar que adentra a atmosfera sem sofrer alteração em sua direção original. A fração difusa é a incidência que sofre alteração em sua direção original, sendo dispersa por nuvens, poluição e outros compostos da atmosfera. A razão entre radiação direta e global varia de 0,9 em dias ensolarados a zero em um dia completamente nublado, isto é, mesmo em um dia ensolarado, a radiação difusa é de, pelo menos, 10% do total percebido no plano. Dessa forma, dias ensolarados têm maior radiação direta, enquanto dias nublados têm maior radiação difusa.

A radiação global incidente no território brasileiro foi avaliada em diferentes estudos. O Atlas Brasileiro de Energia Solar representa um trabalho abrangente. O atlas foi produzido no âmbito do projeto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), sob coordenação do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE) em parceria com o Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia da Energia da Universidade Federal de Santa Catarina (LEPTEN/UFSC), publicado em 2006. Entre os principais produtos apresentados no atlas estão mapas solarimétricos do país, com resolução espacial de 10 km x 10 km, para o período de 1995 a 2005, apresentando a radiação solar difusa, direta e global (direta e difusa) horizontal e a radiação solar no plano inclinado. Para ambos os casos, foi definida a radiação média anual e sazonal (PEREIRA et al., 2006).

Os resultados desses levantamentos mostram que irradiação média anual varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, valores significativamente superiores aos da maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650 kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m²/ano na Espanha (EPE, 2017). O valor de 1.200 kWh/m²/ano indica que a energia incidente no total do território brasileiro ultrapassa 10 milhões de TWh por ano. Comparando esse valor com o valor do consumo anual de energia elétrica no país, que correspondeu, em 2012, a aproximadamente 550 TWh (EPE, 2017), torna-se evidente que o potencial teórico de energia solar é praticamente ilimitado. Ademais, a EPE (2012) resume os seguintes resultados:

- O Nordeste brasileiro é a região de maior radiação solar, com média anual comparável à das melhores regiões do mundo;
- Os maiores valores são observados no Vale do Rio São Francisco, na Bahia, e na divisa entre os estados de São Paulo, Paraná e Mato Grosso do Sul;
- A irradiação global é relativamente bem distribuída pelas diferentes regiões do país. Todo o litoral leste, do Rio Grande do Sul ao Recôncavo Baiano, área mais densamente povoada, apresenta os menores índices de irradiação verificados no país;
- O Nordeste apresenta os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual entre as regiões geográficas. Os valores máximos de irradiação solar no país são observados na região central do estado da Bahia (6,5 kWh/m²/dia), incluindo parcialmente o noroeste de Minas Gerais;
- A região Sul é a que mostra os menores valores de irradiação global média no Brasil, notadamente na costa norte do estado de Santa Catarina (4,25 kWh/m²/dia), litoral do Paraná e litoral sul de São Paulo.

Para estimar o potencial real de aproveitamento da energia solar FV, precisa-se levar em consideração outros fatores restritivos, como a aptidão de uma área para a instalação de sistemas FV e restrições técnicas e econômicas de instalação e operação. Para uma análise do potencial real, Malagueta e Soria (2012) estabeleceram as seguintes premissas:

- Plantas de geração podem ser instaladas em locais afastados de recursos hídricos, pois apresentam baixíssimo consumo de água;²⁸
- Capacidade instalada em uma área de 1 km² é igual a 50 MW, em conformidade com resultados obtidos em simulação no SAM;²⁹
- Uma “área de interesse” é definida como uma faixa de 5 km em cada lado de um sistema de transmissão em 230 kV, sendo esse nível favorável à implantação de usinas com capacidade em torno de 50 MWp; dados do ONS (2011) indicam que o Brasil possui aproximadamente 43.000 km de linhas de transmissão em 230 kV;
- Para estimar a parcela da área de interesse que poderia de fato ser utilizada para a instalação de placas FV, foi assumido que 1,67% da área total estaria disponível. Esse valor foi derivado de um estudo de Hoogwijk (2003), que o identificou como média disponível no total da área terrestre do planeta.

Aplicando os critérios sugeridos, é possível estabelecer um potencial para geração fotovoltaica centralizada no Brasil:

- Área de interesse: 430.000 km²
- Área aproveitável: 7.214 km²
- Potencial: 360.700 MW

Esse valor pode ser admitido como conservador, tendo em vista o critério utilizado para definição da área de interesse. O fator de capacidade médio calculado para localidades no Brasil é de 17% (MALAGUETA; SORIA, 2012), resultando em um potencial de geração próximo a 540 TWh/ano, valor equivalente à geração total de energia elétrica no Brasil hoje, o que indica a abundância do potencial solar FV em sistemas centralizados no Brasil.

A demanda anual por sistemas FV no Brasil tem sido relativamente reduzida ao longo das últimas décadas. Portanto, a estrutura da oferta de equipamentos fotovoltaicos no Brasil é tímida e módulos FV são todos importados. Módulos importados durante a última década provêm, em sua maioria, da Ásia, sendo 35% do Japão e 28% da China. A liderança do Japão pode ser explicada pela origem da empresa Kyocera, uma das maiores produtoras mundiais e a líder em vendas no Brasil (ABINEE, 2012).

Em 2012, a introdução da produção de *wafers*, células e módulos foi estimada como viável a partir de capacidades anuais de produção de 50 MW, 25 MW e 10 MW, respectivamente. A produção de silício grau solar, por seu turno, exige capacidades bem maiores, sendo a capacidade mínima estimada em 500 MW (ABDI, 2012). Comparando esses números com os resultados dos leilões específicos

28 NREL (2011) indica que sistemas fotovoltaicos demandam em torno de 7 litros de água por MWh gerado. Apenas plantas eólicas dependeriam menos de água para operação.

29 O modelo SAM, criado pelo NREL, tem como finalidade a análise de desempenho de energias renováveis (BLAIR et al., 2008). O modelo utiliza bases de dados climatológicos e tecnológicos para a simulação de plantas PV e CSP. Para o Brasil, o modelo dispõe de dados de uma série de localidades espalhadas pelo Brasil, que foram aplicados representando as respectivas regiões.

de 2013 e 2014, fica evidente que a instalação de segmentos da cadeia produtiva poderá ocorrer ao longo dos próximos anos no país.

A fabricação nacional de módulos fotovoltaicos se restringia à produção da empresa DYA (antiga Tecnometal). A capacidade de produção anual da Tecnometal atingiu 25 MW em 2013 (ESPOSITO; FUCHS, 2013). Outra empresa que planejava iniciar a fabricação de módulos FV a partir de *wafers* importados no Brasil é a Brasil Solair (BRASIL SOLAIR, 2013). Ademais, haviam projetos para a instalação da cadeia produtiva inteira (produção de lingotes, *wafers*, células e módulos fotovoltaicos) no Brasil. A empresa Solar-Par planejava a instalação de três unidades de produção nos estados de Minas Gerais, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul, respectivamente. As três unidades totalizariam capacidade produtiva anual de 285 MWp em módulos fotovoltaicos e 330 MWp em células fotovoltaicas e *wafers* de silício cristalino (SOLAR-PAR, 2014). Outro projeto de instalação de uma linha de produção estava em fase de estudo de viabilidade no Paraná para a produção de 680 MW/ano. Trata-se de um projeto que visa à instalação da cadeia inteira de produção, desde a produção de silício até a fabricação de módulos solares, alimentada por eletricidade gerada pela UTE Binacional Itaipu (TSCHAMBER, 2014).

4.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Células FV vêm sendo desenvolvidas desde o século XIX, quando foi descoberto o efeito fotovoltaico. Porém, somente a partir do ano 2000 se iniciou o crescimento da aplicação da energia FV em unidades ligadas a grandes sistemas elétricos.

Deve-se diferenciar entre unidades de geração centralizada e unidades de geração distribuída. Unidades de geração distribuída consistem em unidades de pequeno porte que apresentam tipicamente capacidades numa ordem de grandeza que corresponde com a demanda de energia elétrica do local onde estão instaladas. Esses sistemas são ligados à rede de distribuição de energia elétrica, ou seja, a redes de baixa tensão. Unidades centralizadas de geração FV consistem em plantas de maior porte com capacidades típicas de 1 MW a 30 MW. Em condições favoráveis, unidades muito maiores estão sendo instaladas. Essas unidades são conectadas à rede elétrica em trechos de transmissão de média e alta tensão. Em 2014, entrou em operação o maior projeto, qual seja uma planta de 550 MW na Califórnia (FIRSTSOLAR, 2017).

Ao longo das décadas, uma série de tecnologias foi desenvolvida para a fabricação de células solares FV. Essas tecnologias diferem nos seus processos de produção e de desempenhos relativos à geração de energia elétrica. Dessa forma, sistemas FV se distinguem em termos de custos de investimento e eficiências de geração, dependendo da tecnologia aplicada. Em sistemas centralizados, opta-se tipicamente pelas tecnologias de maior eficiência, mesmo que esses sistemas apresentem custo de investimento maior.

O componente principal de um sistema FV consiste no módulo FV, responsável pela transformação da energia da radiação solar em energia elétrica. Nesse módulo, a energia elétrica é tipicamente gerada em corrente contínua. Para conectar um gerador FV na rede elétrica, a corrente contínua precisa geralmente ser transformada em corrente alternada e sua tensão deve ser adequada à rede

à qual o sistema será ligado. Tais tarefas são realizadas por inversores. Ademais, o sistema requer estruturas de fixação e suporte para os módulos e cabos para a sua conexão com a rede elétrica. Esses equipamentos auxiliares são geralmente resumidos sob o termo *balance of system* (BOS).

O módulo FV, por sua vez, compõe-se de

- 1) Várias células FV;
- 2) Componentes necessários para a interconexão elétrica das células e sua conexão externa;
- 3) Componentes para a proteção da célula;
- 4) Componentes para a estabilidade mecânica do módulo; e
- 5) Componentes para a otimização do desempenho da célula, tais como camadas que impedem a recombinação de portadores de carga e camadas antirreflexivas.

A Figura 46 mostra um sistema simplificado de um módulo FV de silício cristalino. A estrutura do módulo depende da tecnologia da célula. Diferenças entre as tecnologias de células e módulos são descritas mais detalhadamente na sequência.

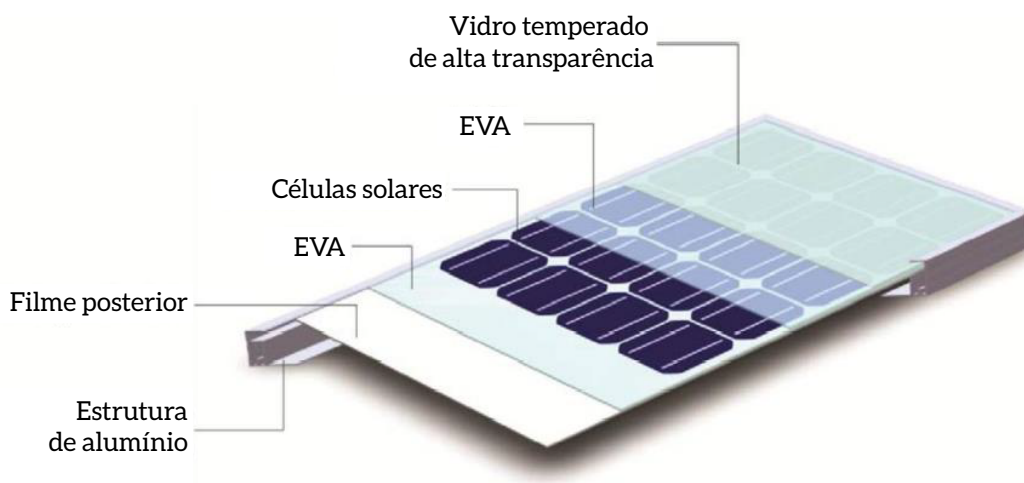


Figura 46 – Esquema Simplificado de um Módulo FV de Silício Cristalino

Fonte: CRESESB, 2014

Outro componente importante, especialmente para sistemas FV centralizados, é o sistema de rastreamento. Trata-se de uma instalação de suporte móvel que permite a placa solar acompanhar a posição do sol ao longo do dia. Nisso, pode-se distinguir entre sistemas monoaxiais e biaxiais. Conforme o nome indica, sistemas monoaxiais se movimentam em torno de um eixo. Dessa forma, esses sistemas são limitados na sua adaptação à posição do sol. Somente sistemas biaxiais são capazes de se manter, em cada momento do dia, perpendiculares à radiação direta do sol. Uma versão típica para a realização construtiva de um sistema biaxial consta da Figura 47. O aumento na produção de eletricidade que um sistema de rastreamento provoca depende de vários fatores, como a razão entre a radiação direta e indireta e a latitude do local do empreendimento. Quanto maior a radiação direta e a latitude do empreendimento, maiores ganhos podem ser obtidos, ganhos que se encontram geralmente numa faixa entre 15% e 35% (BAYOD-RÚJULA et al., 2011).

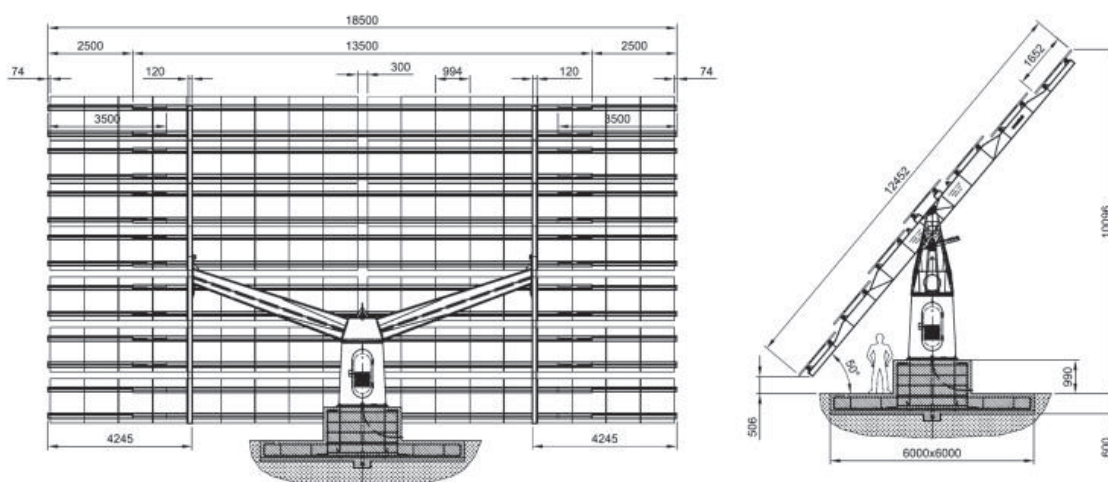


Figura 47 – Sistema de rastreamento Rastreamento Biaxial 7F18M Ades

Fonte: BAYOD-RÚJULA et al., 2011

As desvantagens de sistemas de rastreamento consistem em custos adicionais consideráveis de instalação e de manutenção. Ademais, precisa-se levar em consideração a disponibilidade de área. Especialmente, sistemas de dois eixos demandam área maior em função da necessidade de maior distância entre os módulos para evitar sombreamento com a movimentação dos módulos. Assim, em análise para diferentes sistemas, observou-se que uma planta com capacidade de 5 MWp ocupa 3,5 ha para um sistema com montagem fixa, 9,3 ha para um eixo e 42,0 ha para dois eixos; isto é, 2,7 e 12 vezes a mais, respectivamente (BEYLOT et al., 2014).

Tecnologias de células FV são comumente subdivididas em três categorias, sendo essas células de primeira, segunda e terceira geração. Entende-se por células de primeira geração as células fabricadas de silício cristalino. Células de segunda geração abrangem uma série de materiais inorgânicos, tipicamente aplicados em camadas mais finas que as células de silício cristalino, por isso chamadas de células de filme fino. Células de terceira geração consistem em células que aplicam materiais alternativos e camadas ativas, visando otimizar o desempenho da tecnologia FV. As células atualmente comercializadas pertencem principalmente à primeira e à segunda geração, em que as células de primeira geração respondem por quase 90% do mercado. As células de terceira geração se encontram, na maior parte, em estágio de P&D.

A seguir, são detalhadas as tecnologias de 1ª, 2ª e 3ª geração.

- Células de silício cristalino (1ª geração)

A primeira geração de células FV é representada por células de *wafer* de silício cristalino (c-Si). Para a aplicação em células FV, o silício precisa ter pureza de 99,9999% e deve receber dopagem com elementos que provocam a geração de um campo elétrico dentro da célula. No caso de *wafers* de silício, a dopagem ocorre tipicamente com fósforo (P) e boro (B).

Em células modernas de silício cristalino, uma série de camadas funcionais é adicionada para aumentar a eficiência da célula solar, como filmes de passivação e filmes antirreflexivos (Figura 48).

Em Cresesb (2014), a estrutura e as funcionalidades de camadas aditivas encontram-se descritas mais detalhadamente.

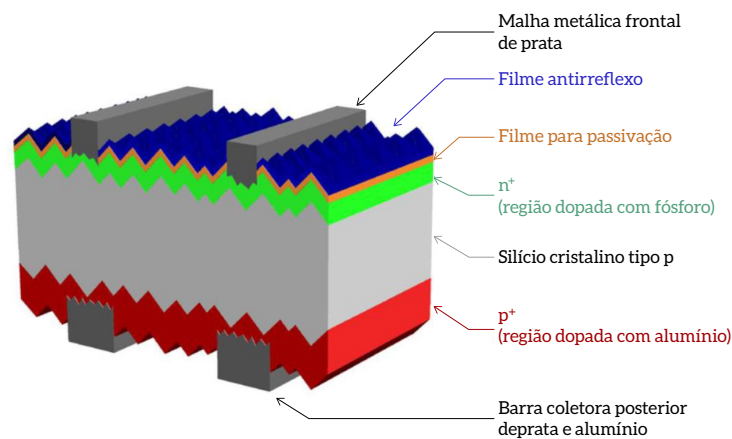


Figura 48 – Estrutura de Célula Cristalina

Fonte: CRESESB, 2014

Módulos de c-Si são divididos em duas categorias principais: células monocristalinas e células policristalinas. Eles diferem na sua estrutura de cristal e, portanto, no seu processo de produção. A produção de silício monocristalino é mais energointensiva e, portanto, mais cara. Por outro lado, os módulos fotovoltaicos policristalinos têm eficiências ligeiramente inferiores às dos seus concorrentes monocristalinos. Assim, as duas tecnologias coexistem no mercado e apresentam relações custo-benefício muito próximas. Eficiências de células e módulos comercializadas são indicadas na Tabela 35.

Tabela 35 – Eficiências de Células Cristalinas de Silício (%)

Tipo	Eficiência de célula	Eficiência do módulo
Silício monocristalino	16-22%	13-19%
Silício policristalino	14-18%	11-15%

Fonte: Elaboração própria a partir de IRENA, 2013a

Estima-se que o máximo de eficiência que pode ser alcançado com células fotovoltaicas de silício cristalino se encontra em torno de 29% (IRENA, 2013a). No longo prazo, espera-se que células comerciais de silício monocristalino cheguem a obter eficiências de 25%, e células de silício policristalino, 21%.

Atualmente, células de silício cristalino representam a tecnologia mais aplicada em sistemas de geração FV. Aproximadamente, 40% da capacidade instalada acumulada consistem em células monocristalinas e 40% em células policristalinas (CRESESB, 2014).

- Células inorgânicas de filme fino (2ª geração)

Células de materiais inorgânicos de filme fino fazem uso de um leque de materiais semicondutores. Trata-se, geralmente, da combinação de diferentes materiais que podem ser aplicados em camadas mais finas por apresentarem taxas de absorção maiores que as do silício. As camadas apresentam

espessuras da ordem de somente 1 μm e se diferem nos processos de produção de células de *wafer* de silício. A grande vantagem das células de filme fino se encontra na redução considerável de materiais semicondutores.

As tecnologias mais aplicadas na área incluem células de silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) ou micromorfo ($\mu\text{c-Si}$), telureto de cádmio (*cadmium-telluride* – CdTe) e de combinações de cobre-índio-(gálio)-selênio (*copper-indium-(gallium)-diselenide* – CI(G)S).

Uma tendência importante nas células de filme fino é a aplicação de heterojunções e junções múltiplas de semicondutores, aplicando várias camadas de semicondutores simples (p.e. a-Si:H) ou mistos (p.e. CuInGaSe), como indicado na Figura 49. Dessa forma, uma célula FV apresenta vários *energy gaps*³⁰ e pode absorver uma quantidade maior de fótons. O caso (a) da Figura 49, por exemplo, apresenta *energy gap* de $\sim 1,4$ eV na sua camada inferior de a-SiGe:H (absorvendo luz vermelha), *energy gap* de $\sim 1,6$ eV na camada do meio que é mais pobre em Ge (absorvendo luz verde) e *energy gap* de $\sim 1,8$ eV na camada superior (absorvendo a faixa azul da radiação solar). Dessa forma, obtém-se aproveitamento maior do espectro solar, o que leva a aumento de eficiência da célula.

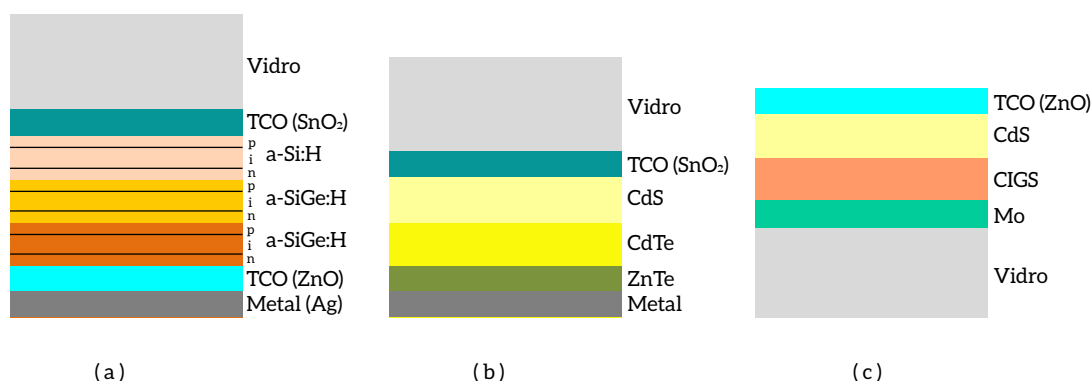


Figura 49 – Corte de Células de Filme Fino

Nota: (a) Célula de a-Si:h/a-SiGe:H com tripla junção. (b) Célula de CdTe em heterojunção com CdS. (c) Célula de CuInGaSe em heterojunção com CdS

Fonte: CRESESB, 2014

Módulos comercializados alcançam eficiências típicas em torno de 10%. Todavia, esperam-se aumentos de eficiência para até 15% em 2030, a partir de avanços tecnológicos (Tabela 36).

30 O comportamento de uma célula FV depende fortemente de uma grandeza chamada de *Energy Gap* ou *Band Gap*. O *Energy Gap* descreve a diferença do nível energético de elétrons no estado normal e no estado excitado do semicondutor e, portanto, da energia necessária para a excitação do elétron. Essa energia é aportada através da radiação solar. Todavia, somente uma parte da radiação solar pode ser aproveitada, pois a radiação solar consiste em raios eletromagnéticos que abrangem um amplo espectro de comprimentos de onda e a quantidade de energia que é transmitida na radiação solar depende do comprimento de onda. Uma célula fotovoltaica pode se aproveitar somente daquela parte da radiação que tem nível energético maior que o *Energy Gap*.

Tabela 36 – Eficiências de Células FV de Filme Fino (%)

Tipo	2010	2015-2020	2030
a-Si			
Eficiência máxima	10	15	-
Eficiência comercial	4 a 8	10 a 11	13
a-Si/mc-Si			
Eficiência máxima	12 a 13	15 a 17	-
Eficiência comercial	7 a 11	12 a 13	15
CdTe			
Eficiência máxima	17	-	-
Eficiência comercial	10 a 11	14	15
Cl(G)S			
Eficiência máxima	20	-	-
Eficiência comercial	7 a 12	15	18

Fonte: irena, 2013b

Esforços de P&D focam em materiais com maior taxa de absorção de luz, substratos de alta estabilidade, novas tecnologias de deposição (p.e. *plasma enhanced chemical vapour deposition*, PECVD, *metalorganic chemical vapour deposition* – MOCVD ou epitaxia por feixe de molecular) e tecnologias de produção de baixo custo (p.e. *coating R2R*, *sputtering*, *packaging*).

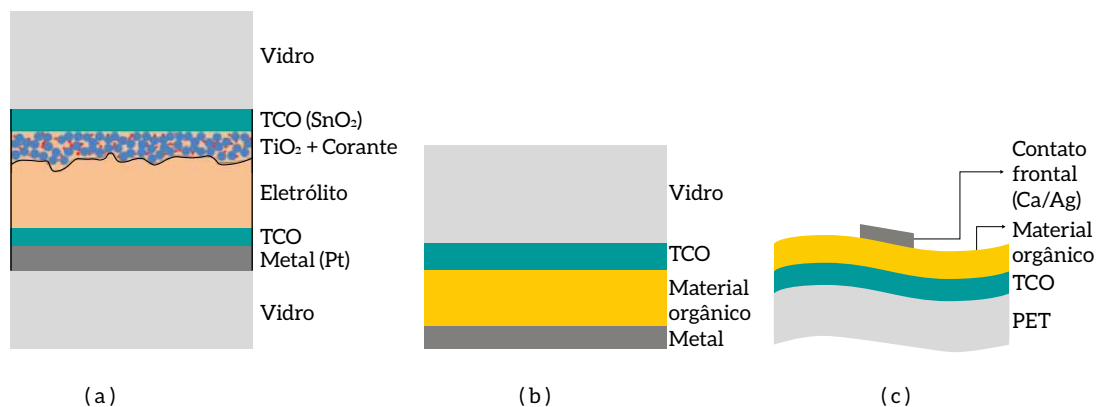
Outra vertente importante na área de filmes finos consiste na substituição de materiais raros, por exemplo, índio e telúrio, e de materiais tóxicos, especialmente o cádmio. Nesse contexto, são desenvolvidas as células CZTS, por exemplo, em que índio e gálio são substituídos por zinco e estanho.

- Células orgânicas e de corantes (3ª geração)

Células orgânicas (OPV, sigla em inglês para *organic photovoltaic*) e células com corantes (*dye sensitized solar cells* – DSSC) consistem em semicondutores à base de carbono. Tais semicondutores são materiais de baixo custo que combinam características elétricas de semicondutores com propriedades de plásticos comuns como baixa densidade, processabilidade e flexibilidade de síntese.

Os DSSC funcionam por meio de uma reação química de oxidação-redução. Essas células combinam materiais orgânicos e inorgânicos e consistem num líquido eletrólito (geralmente composto de um sal de iodo) enclausurado entre vidros. Elas apresentam como característica boa operação para absorção de radiação difusa. Em laboratório, eficiências de 8% a 12% têm sido atingidas, enquanto módulos fabricados em condições industriais operam com eficiências da ordem de 4%.

A Figura 50 (a) indica o esquema de uma célula DSSC. Essas células são apropriadas para operar com a radiação solar difusa devido a sua estrutura tridimensional. Corantes orgânicos de uva, berinjela e amora, dentre outros, têm sido testados, alcançando eficiências de conversão de até 10%. Contudo, a durabilidade dessas células ainda é limitada. A Figura 50 (b) e (c) mostra uma célula orgânica que tem estrutura parecida com a de células inorgânicas de filme fino.



(a) Esquema simplificado de uma célula com corante eletrólito, onde a região entre vidros é da ordem de micrômetros. (b) Célula orgânica com vidro. (c) Célula orgânica com filme depositado sobre uma superfície de PET flexível

Figura 50 – Células Orgânicas

Fonte: CRESESB, 2014

Relativamente às células orgânicas, os focos de P&D se referem ao aumento de tempo de vida dos materiais fotoativos e ao aumento de eficiência por meio de novos materiais e combinações de materiais (também inorgânicos) em células híbridas e células de multijunção que permitem o aproveitamento da luz solar num espectro maior. Um critério relevante para o desenvolvimento de novos materiais consiste na sua aptidão para a produção em massa e sua estabilidade (FVEE, 2010).

- Células de concentração (3ª geração)

Células de concentração (*concentrating photovoltaics* – CPV) aplicam um sistema de concentrador ótico que foca a radiação solar direta numa pequena célula fotovoltaica de alta eficiência. Em plantas de demonstração, utilizam-se tipicamente módulos de silício monocristalino de alta eficiência com concentradores de baixa (2-100 sois)³¹ e média (100-300 sois) concentração. Concentradores fortes (> 250 sois) se utilizam tipicamente de células de junções múltiplas. Essas células são geralmente mais caras que as convencionais. Todavia, por meio do aumento significativo de eficiência, o aumento do custo da célula pode ser (parcialmente) contrabalançado quando se observa o custo nivelado da energia produzida.

³¹ A intensidade de luz numa célula solar é medida em *suns*, onde um sol (ou *sun*) corresponde à iluminação padrão de AM1.5, ou 1 kW/m².

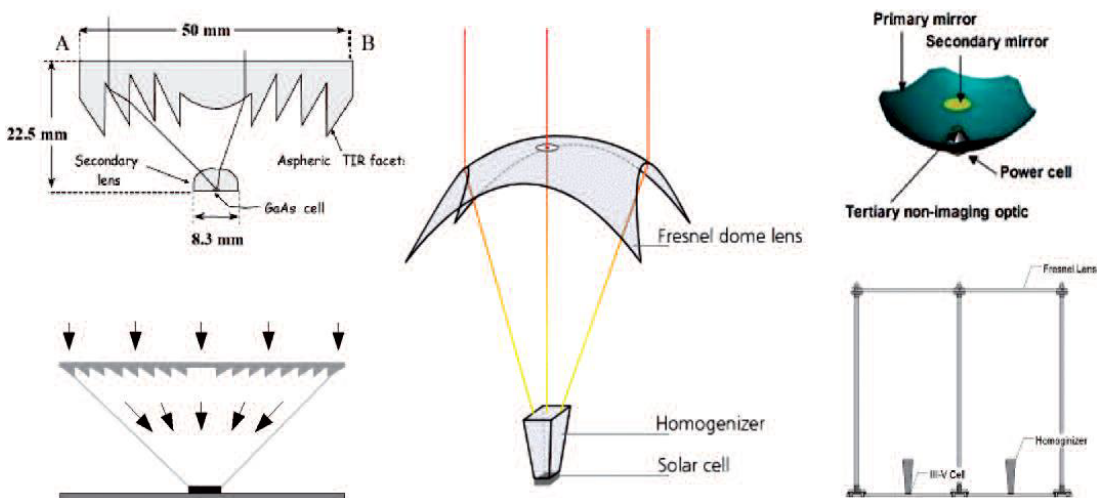


Figura 51 – Exemplos de Concentradores Óticos

Fonte: FVEE, 2009

Diferentemente de outras tecnologias fotovoltaicas, a CPV se aproveita somente da luz solar direta. Portanto, essa tecnologia é mais adequada para regiões com alta incidência de luz solar direta e necessita de um sistema de rastreamento solar para otimizar o fator de capacidade do sistema. O rastreamento do sol leva a um custo adicional considerável de instalação e manutenção.

O P&D no âmbito de células de concentração foca no aumento de eficiência de células FV. Como mencionado na descrição de células de filme fino, uma tendência importante consiste na aplicação de heterojunções e junções múltiplas de semicondutores, aplicando várias camadas de semicondutores para aumentar o espectro de radiação solar que pode ser transformado em energia elétrica (Figura 52).

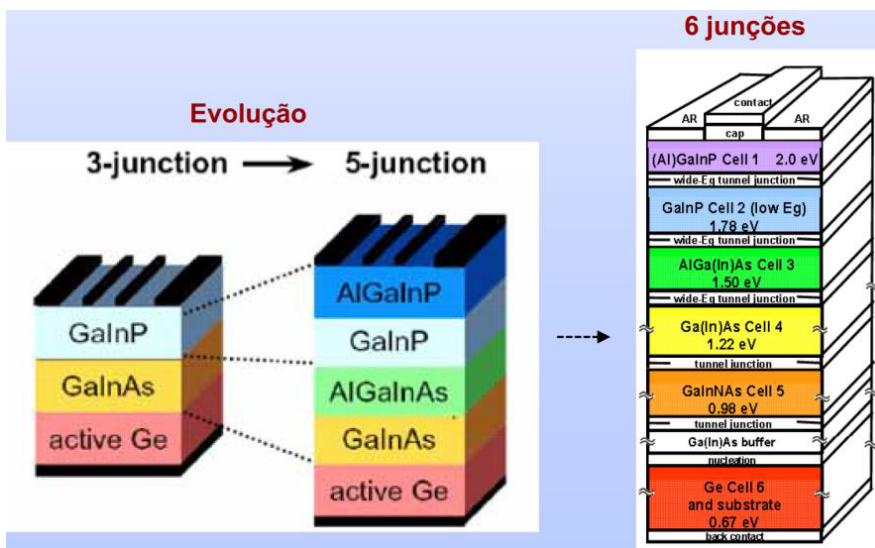


Figura 52 – Células FV de Multijunção em Desenvolvimento para Maximizar o Espectro da Luz Solar Absorvido

Fonte: TORRES, 2012

Dentre as tecnologias de terceira geração, esta representa a mais madura. No final do ano 2013, mais de 165 MW de sistemas FV de concentração se encontravam em operação, sendo China e EUA atores principais nesse segmento de mercado (REN21, 2014).

P&D foca na redução de custos mediante aplicação de novos materiais para as células fotovoltaicas e variações nos concentradores. Visa-se à aplicação de células de junção múltipla com eficiências da ordem de grandeza de 35% ou mais. P&D com relação a sistemas de concentração trata de lentes e de sistemas de reflexão e refração. Ademais, fatores altos de concentração requerem alta precisão nos sistemas de acompanhamento de radiação e de remoção de calor.

A Tabela 37 resume o estado da arte das MTD, indicando eficiências típicas, eficiência máxima e capacidades instaladas.

Tabela 37 – Eficiência, Tempo de Vida e Estado de Desenvolvimento das MTD

Tipos de células	Eficiência comercial do módulo (%)	Eficiência máxima de laboratório (%)	Capacidade instalada em 2012 (MWp)
Mc-Si	13 – 19	25	~40.000
Pc-Si	11 – 15	20	~40.000
r-Si	4 – 8	20	-
a-Si	7 – 9	10	<4.000
CdTe	10 – 11	18	<3.000
CI(G)S	7 – 12	20	<2.000
GaAs	-	29	<2.000
InGaP/GaAs/ InGaAs	-	38	<2.000
CPV	20 – 25	40	165
OPV	~4	11	30
DSSC	-	12	5

Fonte: Adaptado de GREEN em CRESESEB, 2014; IRENA, 2013b; PWC, 2010; EPIA, 2013

As tecnologias de segunda e de terceira geração apresentam até hoje participações pequenas de mercado. As expectativas de forte crescimento do setor de células inorgânicas de filme fino, que foram estabelecidas alguns anos atrás, não se realizaram devido a reduções de custos de células de silício cristalino. Espera-se, contudo, crescimento estável dessa tecnologia e seu estabelecimento no mercado durante os próximos cinco anos. A previsão do desenvolvimento do mercado para as diferentes tecnologias FV até o ano 2017 é de um comportamento estável (Figura 53). Assim, durante todo o período observado, a tecnologia de silício cristalino responde por aproximadamente 80% da capacidade instalada, apresentando leve aumento na previsão até 2017. Espera-se o retardamento da aplicação de tecnologias de segunda e terceira gerações devido à mencionada redução de preços de módulos de silício.

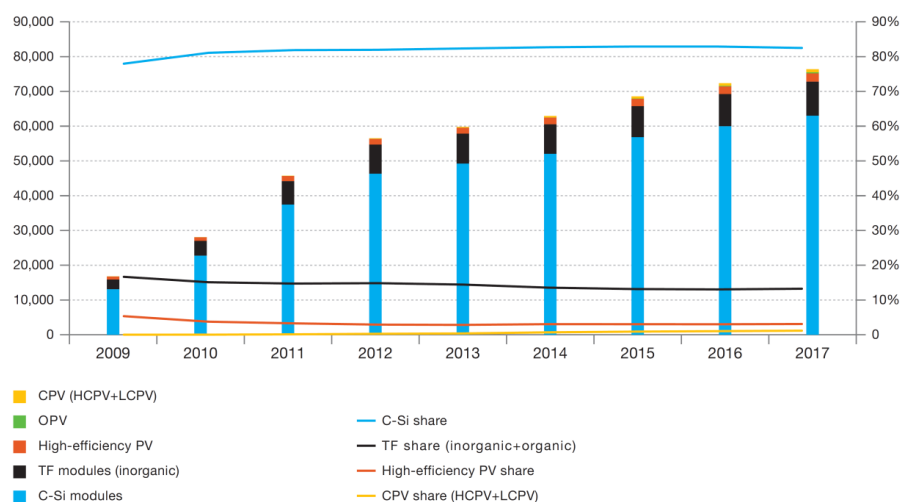


Figura 53 – Evolução da Capacidade de Produção dos Diferentes Tipos de Células FV até 2017 (% e MW)

Fonte: EPIA, 2013

Especificamente para sistemas centralizados de geração FV, as tecnologias mais aplicadas consistem em módulos de alta eficiência para minimizar o uso de área da planta. Assim, tecnologias de concentração são especialmente interessantes. Ademais, dentre as tecnologias já comercializadas, esta apresenta o maior potencial de aumento de eficiência (Figura 54).

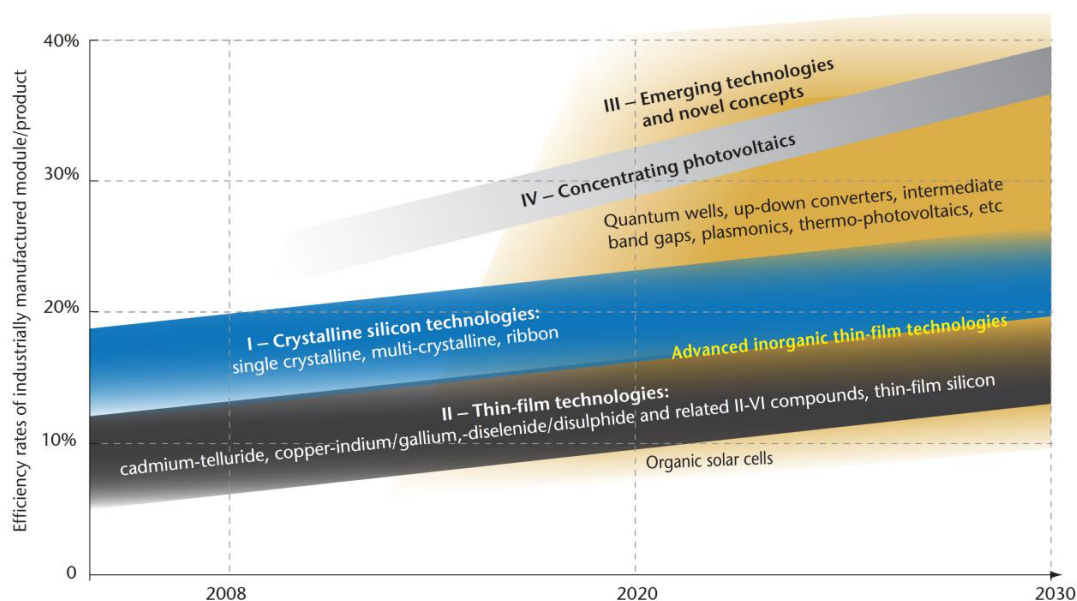


Figura 54 – Estado da Arte e Previsões para o Desenvolvimento de Tecnologias FV

Fonte: IEA, 2010b

4.3 CENÁRIOS DE REFERÊNCIA E BAIXO CARBONO

Este estudo constrói cenários de referência (REF) e baixo carbono (BC), com foco na penetração da tecnologia FV centralizada.

Inicialmente, objetivou-se a obtenção de parâmetros técnico-econômicos para a construção dos cenários no modelo MSB8000, entre os quais se destacam: custos de operação e manutenção (O&M), custos de capital, fator de capacidade, eficiência e vida útil.

A energia solar FV é, em si mesma, uma tecnologia de emissão direta de GEE nula, para a qual não é possível diferenciar tecnologias entre os cenários REF e BC. Neste caso, uma eventual substituição de células de baixa eficiência por células de alta eficiência poderia ser considerada medida de abatimento somente quando os recursos necessários para a exploração da fonte solar fossem limitados. Assim, como as tecnologias nos cenários BC e REF são as mesmas, os dados referentes à tecnologia são comuns aos cenários (seção 4.3.1). Por sua vez, as premissas específicas de cada cenário podem ser encontradas nas seções 4.3.2.1 (cenário REF) e 4.3.3.1 (cenário BC).

4.3.1 PREMISSAS GERAIS

O custo nivelado de energia elétrica não é indicado diretamente, mas calculado pelos custos de investimento, de O&M e pelas características de geração. Assim, deve-se determinar, para cada tecnologia, além dos custos mencionados, a eficiência da usina, o fator de capacidade mínimo e máximo e sua vida útil. Ademais, é importante definir eventuais restrições de expansão.

Para o modelo, foi assumido o uso de módulos de silício policristalino, tecnologia mais dominante no leilão de energia solar de 2014. Quanto ao custo de investimento, foi presumido o limite superior indicado para os empreendimentos vencedores do leilão, que está em R\$ 5.100/kWp. A uma taxa de câmbio de 2,4 R\$/US\$, obtém-se custo de investimento de US\$ 2.125/kWp. Até o ano 2050, foi considerada redução desse custo conforme as previsões da IEA (2014), o que implica que os preços para tais sistemas no Brasil se adequam a preços internacionais. Assim, conta-se com redução linear dos custos para US\$ 1.000/MWp até 2030 e US\$ 700/MWp até 2050. Para o custo fixo de operação, foi assumido o valor de 1% do custo de investimento.

A eficiência nominal de um sistema FV foi estipulada em 16% para sistemas entrando em operação até 2020. Em 2030, a eficiência sobe para 18% e, a partir de 2040, para 21%, sendo este, em 2014, o limite superior atingido em módulos comerciais de silício cristalino (IEA, 2014). A energia gerada depende, contudo, não só da eficiência nominal, que se refere ao desempenho do módulo em condições padrão de irradiação solar e temperatura (temperatura do módulo de 25°C, irradiação vertical de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5). As condições padrão geralmente não ocorrem no local da instalação, o que se reflete em redução da eficiência nominal. Essa redução, junto com as perdas provocadas no sistema FV, determinam a chamada razão de desempenho (em inglês *performance ratio*). Os melhores *designs* atingem taxas de desempenho de 80%-90% como média anual. Todavia, um valor médio comum para instalações se encontra em torno de 75% (IEA, 2014). Como a temperatura tem influência decisiva na taxa de desempenho (REICH et al., 2012) e as temperaturas no Brasil

permanecem altas ao longo do ano inteiro, optou-se pelo valor de 75% como taxa de desempenho para aplicações no Brasil. Vale mencionar que módulos FV apresentam tipicamente redução de eficiência ao longo da sua vida útil, definida como 25 anos. Conforme IEA (2014), conta-se com redução de 20% em 25 anos. Porém, devido a dificuldades de implementar esse desenvolvimento no modelo MSB8000, essa característica foi desconsiderada, o que não é crítico diante das incertezas da modelagem e da própria inserção relativamente pequena da opção FV no *grid* elétrico do país.

O fator de capacidade do sistema, finalmente, depende da irradiação solar. Os dados de irradiação solar aplicados neste estudo são retirados do projeto SWERA, já mencionado. Foram utilizados dados de irradiação sobre o plano inclinado (*tilted*), que são indicados com uma resolução de 10 x 10 km.

Para definir as áreas onde sistemas centralizados FV poderiam ser instalados, a localização das subestações do SIN foi identificada, sendo que a proximidade de uma subestação é importante para manter o custo de conexão moderado. Como distância máxima, estipulou-se 10 km entre o sistema FV e a subestação. Dessa forma, a área em um raio de 10 km em torno de cada subestação foi considerada como elegível para a instalação de sistemas FV e a irradiação foi analisada somente para essas áreas. A análise dos dados georreferenciados de irradiação foi realizada utilizando-se o *software* QuantumGis, dividindo a área total conforme as cinco sub-regiões do SIN em Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Para as regiões Sul, Sudeste e Nordeste, onde essas faixas ultrapassam um espectro de 1.000 Wh/m²/dia, foram definidas três categorias: irradiação baixa, irradiação média e irradiação alta. Para as regiões Centro-Oeste e Norte, onde a faixa de valores está abaixo de 800 Wh/m²/dia, foram definidas somente duas categorias: irradiação média e alta para a região Centro-Oeste e irradiação baixa e média para a região Norte. Para cada categoria, foram definidos separadamente o valor médio e a área disponível. Para a determinação da área disponível, foi assumido que 1,67%. As áreas identificadas e os valores mínimos e máximos de irradiação nessas áreas são indicadas na Tabela 38 e na Figura 55.

Conforme essa análise, o maior potencial em termos de área se encontra no Sudeste, seguido pelo Sul e pelo Nordeste, sendo que esse potencial está diretamente vinculado à estrutura existente do SIN. Em termos de valor médio de radiação solar, observam-se as melhores condições na região Centro-Oeste, seguida pelas regiões Sudeste e Nordeste.

Tabela 38 – Medidas e Irradiação Solar das Áreas Identificadas em Torno de Subestações

Variáveis	Unidade	Regiões				
		Sul	Sudeste	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
Irradiação Mínima	Wh/m ² /dia	4.607	4.792	4.955	5.357	4.971
Irradiação máxima	Wh/m ² /dia	5.835	6.026	5.995	5.953	5.743
Irradiação Média	Wh/m ² /dia	5.314	5.574	5.442	5.711	5.356
Área total	km ²	73.000	78.600	52.300	42.300	27.400
Área disponível	km ²	1.219	1.313	873	706	458

Fonte: Elaboração própria com base em dados de ANEEL, 2014a

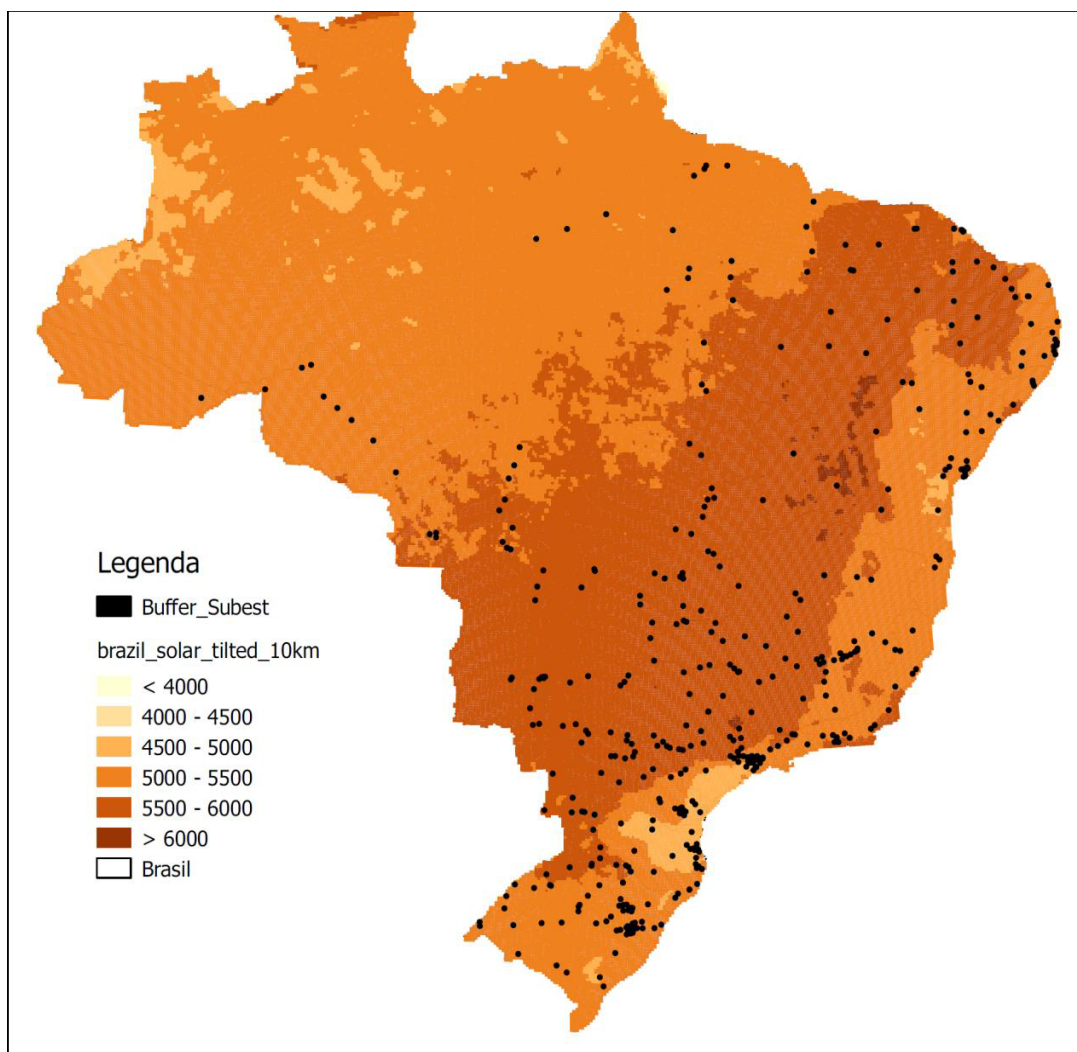


Figura 55 – Áreas Elegíveis para a Implantação de Centrais FV e Irradiação Solar no Território Brasileiro

Fonte: Elaboração própria com base em dados de ANEEL, 2014a

Em seguida, foram definidos valores típicos de irradiação para cada região. Portanto, foram obtidas duas ou três categorias de intensidade de irradiação em cada região, conforme a amplitude da faixa de valores encontrados na região. Para as regiões Sul, Sudeste e Nordeste, onde essas faixas ultrapassam um espectro de 1.000 Wh/m²/dia, foram definidas três categorias: irradiação baixa, irradiação média e irradiação alta. Para as regiões Centro-Oeste e Norte, onde a faixa de valores está abaixo de 800 Wh/m²/dia, foram definidas somente duas categorias: irradiação média e alta, para a região Centro-Oeste, e irradiação baixa e média para a região Norte. Para cada categoria foram definidos, separadamente, o valor médio e a área total. Nota-se que não se pode presumir que a área total seria disponível para a implantação de sistemas FV, devido ao uso do solo para outros fins. Para estimar a parcela da área total que poderia de fato ser utilizada para a instalação de placas FV, foi assumido um fator de uso 1,67%. A capacidade máxima que poderia ser instalada foi, então, calculada a partir da área disponível identificada, adotando-se produtividade de 50 Wp/km². Os resultados dessa análise

são dados na Tabela 39. Esses dados são aplicados no modelo Message para definir a irradiação e o limite de potencial por região. Vale ressaltar que essa limitação não deve ser lida como definitiva, pois a expansão do SIN levaria à instalação de novas subestações. Portanto, esses limites devem ser considerados preliminares. Caso o modelo restrinja a expansão de usinas FV centralizadas devido a tais limites, um estudo mais detalhado sobre a possibilidade de aumentar o potencial aqui definido se tornaria necessário.

Tabela 39 – Irradiação Solar, Área Disponível e Capacidade Máxima para Cada Região

Irradiação	Variáveis	Unidade	Sul	Sudeste	Nordeste	Centro-Oeste	Norte
Irradiação baixa	Irradiação média	Wh/m ² /dia	4.812	4.998	5.128	-	5.164
	Área disponível	km ²	175	127	322	-	261
	Capacidade máxima	MWp	8.768	6.346	16.116	-	13.026
Irradiação média	Irradiação média	Wh/m ² /dia	5.221	5.409	5.475	5.506	5.550
	Área disponível	km ²	588	533	349	217	197
	Capacidade máxima	MWp	29.392	26.637	17.452	10.855	9.853
Irradiação alta	Irradiação média	Wh/m ² /dia	5.630	5.821	5.822	5.804	-
	Área disponível	km ²	456	653	202	489	-
	Capacidade máxima	MWp	22.796	32.649	10.104	24.466	-

Fonte: Elaboração própria

4.3.2 CENÁRIO REF

4.3.2.1 PREMISSAS

Relativamente à energia solar FV, o Plano Decenal de Expansão 2023 (PDE 2023), previu a instalação de 3.500 MW de energia fotovoltaica até 2023, iniciando o aumento da capacidade em 2017 com 200 MW e expandindo a capacidade em 500 MW a cada ano, sem especificar a participação de projetos centralizados e distribuídos. Após o resultado do leilão específico de 2014, em que uma capacidade de 890 MW foi contratada para ser instalada em 2017, a previsão da EPE deve se realizar, pressupondo que haverá continuidade nos leilões específicos. Portanto, admite-se, neste estudo, que a previsão de aumento de 500 MW ao ano se realize até o ano 2025, partindo de 890 MW em 2017.

Vale notar que o PDE 2023 representa o primeiro plano que inclui a energia solar FV na previsão da expansão. Os planos anteriores não consideravam essa fonte, dado que não havia políticas de incentivo para sua aplicação. Este quadro mudou com a introdução de leilões específicos para energia solar FV em 2014.

Dados relativos a planos mais recentes não foram incorporados, visto que esse levantamento foi concluído em meados de 2016.

4.3.2.2 RESULTADOS

Na Figura 56 tem-se a projeção da geração FV centralizada no período de 2015 a 2025. A geração de energia em sistemas FV centralizados atinge 4.890 MW em 2025. No período de 2026 a 2050, considerando uma lógica de atendimento à demanda pelo sistema energético a mínimo custo, conforme função objetivo do modelo MSB8000 (BRASIL, 2017a), e em consonância com Haddad (2015), não se verifica a entrada da fonte na matriz elétrica. Vale ressaltar que o custo de investimento utilizado ainda não considerou os resultados recentes dos leilões. Para futuras simulações, o custo de investimento será corrigido para baixo conforme os resultados do leilão, o que pode levar à entrada dessa tecnologia na matriz energética.

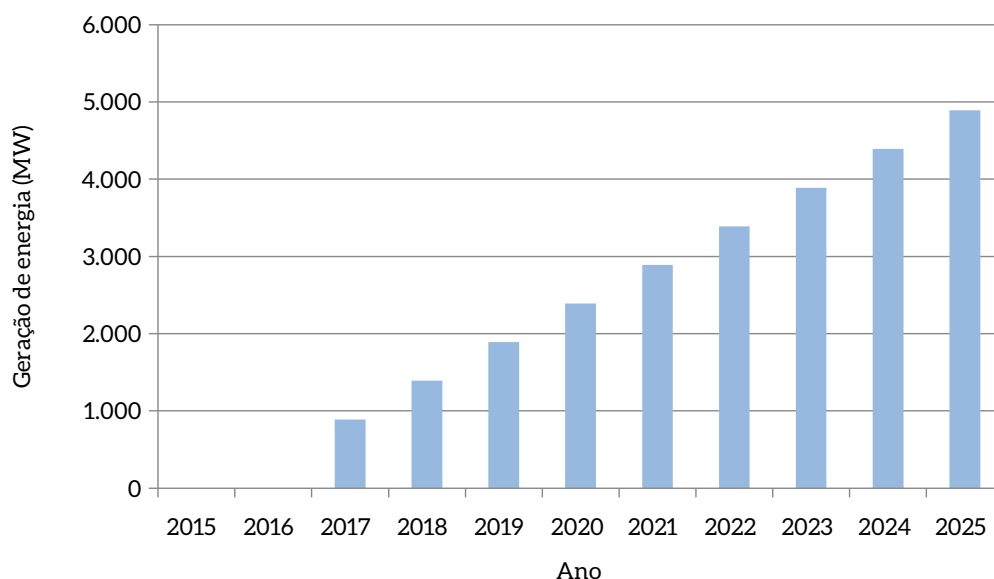


Figura 56 – Geração de Energia FV Centralizada no Brasil (2015-2025)

Fonte: Elaboração própria com base em EPE, 2014b

Não obstante, o cenário REF calcula os custos e fatores de emissão do *grid*. Como será visto na seção seguinte, como FV se trata de uma tecnologia de baixo carbono *per se*, o LCOE desta tecnologia deve ser comparado com o custo do sistema para assim se chegar ao custo de abatimento. Sendo assim, apesar da tecnologia FV centralizada não ter sido escolhida, estes resultados do cenário REF são de extrema importante para o cenário BC, onde se calcula o custo de abatimento de emissões da tecnologia.

4.3.3 CENÁRIO BC

Usualmente, objetiva-se em um cenário BC a identificação do potencial e do custo de abatimento de emissões de GEE nos diferentes segmentos da economia brasileira. No caso do setor elétrico, o potencial de abatimento se define tipicamente a partir de uma linha de base de expansão definida por uma simulação da expansão do setor energético no modelo MSB8000. No cenário REF pressupõe-se a aplicação de tecnologias convencionais para cada segmento do setor energético. O potencial e o custo de abatimento se estipulam, então, a partir da definição de cenários em que essas tecnologias convencionais sejam substituídas pelas MTD, relativamente ao objetivo de reduzir emissões de GEE.

Essa metodologia não pode ser aplicada à tecnologia solar FV por duas razões. A primeira, se deve ao fato da tecnologia FV já ser uma opção de mitigação, o que já foi discutido. A segunda consiste no fato de o MSB8000 não prever expansão dessa tecnologia no cenário REF, conforme se pôde verificar anteriormente. No caso do Brasil, onde a radiação solar e a disponibilidade de área no solo podem ser consideradas abundantes, um aumento de eficiência de células FV não deve ser considerado, de forma geral, como uma tecnologia melhor relativamente ao abatimento de emissões de GEE.

Portanto, a análise aqui realizada se restringe a uma avaliação simples do custo de abatimento, comparando custos e emissões de usinas solar FV com o custo e as emissões médias do sistema elétrico nacional, tal como representado pelo fator médio de emissão do *grid* brasileiro (Tabela 19). Esta mesma metodologia também será aplicada para tecnologia de geração solar-térmica (CSP)

4.3.3.1 PREMISSAS

O custo de abatimento da geração solar FV centralizada é definido conforme a equação 4. O custo médio de geração de eletricidade no *grid* consta na Tabela 40.

$$C_{CO_2e} = \frac{LCOE_{BC} - LCOE_{REF}}{FE_{REF} - FE_{BC}} \quad (\text{Equação 4})$$

Onde,

C_{CO_2e} [US\$/t_{CO2}]: custo de CO₂ evitado

LCOE [US\$/kWh]: custo nivelado de eletricidade, a partir da geração solar e do sistema elétrico

$\frac{CO_2}{EE}$ [t_{CO2}/kWh]: fator de emissão de CO₂ por unidade de energia

Solar: referente à usina solar

Sistema: referente ao sistema instalado de geração de energia elétrica

Tabela 40 – Custo Médio de Geração de Eletricidade no Período de 2010 a 2050

Ano	Custo médio de geração (US\$/MWh)
2010	64,9
2015	61,9
2020	61,2
2025	61,1
2030	61,6
2035	62,2
2040	62,3
2045	62,0
2050	62,5

Fonte: Elaboração própria

A quantidade de CO₂ abatido na operação de uma usina solar depende do fator médio de emissão do sistema elétrico em operação (Tabela 19). A tecnologia aplicada, por exemplo, para a produção de células de silício cristalino, de filme fino ou de materiais orgânicos, não se reflete na quantidade de CO₂ abatido, dado que a análise feita aqui não inclui emissões que ocorrem ao longo do ciclo de vida do empreendimento, mas somente aquelas provocadas pela sua operação.

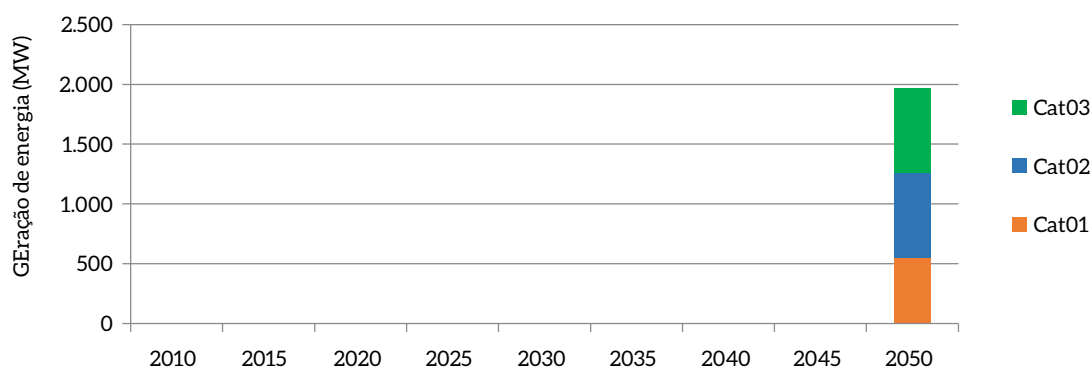
Para determinar o custo de abatimento da tecnologia solar FV, precisa-se, então, somente da definição de seu custo nivelado de geração (LCOE). Este pode ser deduzido dos preços pelos quais a energia solar foi vendida no leilão de reserva de 2014, que se encontraram numa faixa entre R\$ 200,82/MWh e R\$ 220,80/MWh.

Finalmente, foram consideradas expansões por região, conforme patamares de radiação (alta, média e baixa) (Tabela 39 e Figura 55).

4.3.3.2 RESULTADOS

Como visto na seção 4.3.2.2, a energia solar FV centralizada não foi expandida a partir de 2025 no cenário REF, visto que apresenta custo de geração alto demais para ser competitiva entre as demais tecnologias disponíveis.³² Por sua vez, no cenário BC, a tecnologia possui custos nunca inferiores a 50 US\$/tCO₂. Por esse motivo, a tecnologia é expandida apenas em 2050, com relação ao cenário REF, em 1.965 MW (17,2 TWh) (Figura 57).

³² Note-se que esse resultado não significa que essa alternativa não será instalada no sistema elétrico nacional. Ao contrário, indica que, para a FV centralizada ser implementada num cenário REF, ela dependerá de leilões específicos, como, aliás, já vêm ocorrendo no Brasil.



Cat01: regiões de radiação solar alta; Cat02: regiões de radiação solar média; Cat03: regiões de radiação solar baixa.

Figura 57 – Expansão Adicional da Geração FV Centralizada no Cenário BC (2010-2050)

As categorias Cat01, Cat02 e Cat03 se referem à qualidade da irradiação solar da área, o que se reflete também no custo de geração de energia elétrica. Conforme a análise realizada, o maior potencial em termos de área se encontra na região Sudeste, seguida pelas regiões Sul e Nordeste, sendo que esse potencial está diretamente vinculado à estrutura existente do SIN. Em termos de valor médio de radiação solar, observam-se as melhores condições na região Centro-Oeste, seguida pelas regiões Sudeste e Nordeste.

De acordo com esses dados, o modelo escolheu a opção da energia solar FV centralizada somente para as regiões Sudeste e Nordeste, gerando 1.768 e 198 MWa (15,5 e 1,7 TWh), respectivamente.

Por fim, obteve-se um custo de abatimento da geração solar centralizada (FV) elevado para o início do horizonte de projeção, que se reduz, contudo, diante do aumento do fator de emissão médio do grid brasileiro até 2050, chegando a valores entre 70 US\$/tCO₂ e 84 US\$/tCO₂ em 2050, nas regiões Sudeste e Nordeste, respectivamente.

Ainda assim, o cálculo do custo de abatimento no futuro deve ser visto como uma previsão do custo de abatimento, uma vez que os custos de geração na energia solar FV continuam sofrendo rápido decréscimo, o que se observou durante os últimos anos no Brasil. Em 2012, a EPE estimou como LCOE em torno de R\$ 400/MWh. No leilão que ocorreu em 2013, em Pernambuco, a energia solar FV foi contratada por R\$ 228,63/MWh. IEA (2014) indica redução de preço em 50% ao longo dos próximos 20 anos. Portanto, pode-se esperar que o custo de abatimento decrescerá ao longo do período observado num cenário de expansão de longo prazo.



Solar-térmica (CSP)

Capítulo

5

5 SOLAR-TÉRMICA (CSP)

Esta seção aborda a opção da geração heliotérmica, ou geração elétrica com concentradores solares (CSP), como uma das opções críticas para garantir a segurança energética brasileira no longo prazo.

Nesse caso, busca-se:

- i) Caracterizar o setor, com foco na aplicação da tecnologia em âmbito mundial, e potencial de aplicação dessa tecnologia no Brasil;
- ii) Apresentar as MTD de CSP, com foco na caracterização técnica e econômica; e
- iii) Analisar o potencial e custos de abatimento de usinas de geração elétrica centralizada de concentração solar, no âmbito dos cenários de referência (REF) e baixo carbono (BC).

5.1 CARACTERIZAÇÃO

As usinas termelétricas heliotérmicas, ou de concentração solar (CSP), concentram a irradiação solar direta normal (DNI) sobre um receptor, localizado no foco do concentrador, para o aquecimento de um fluido que posteriormente fornece o calor necessário para um ou mais de um ciclo termodinâmico de potência (Rankine, Brayton, Stirling e ciclos combinados). Em aplicações que demandem temperaturas mais elevadas, é preciso usar coletores concentradores, que têm, em geral, uma superfície refletora (espelho) com forma parabólica que direciona a irradiação direta incidente a um ponto focal onde está instalado um receptor pelo qual escoam o fluido absorvedor de calor (KALOGIROU, 2009). O fluido de transferência de calor pode operar na planta CSP de duas formas: diretamente, usando uma configuração de um só circuito primário; ou indiretamente, por meio de trocadores de calor que usam a configuração circuito primário-secundário. Esta última é a mais usada na atualidade (IEA, 2014).

Após as etapas de concentração da irradiação direta normal (DNI) sobre um receptor e da transferência de calor desde o fluido que circula pelo receptor até o foco quente do ciclo termodinâmico de potência, a configuração de uma planta CSP tem muitas similaridades com as termelétricas convencionais, baseadas na conversão mecânica do calor em trabalho e, posteriormente, em energia elétrica, usando um gerador eletromecânico.

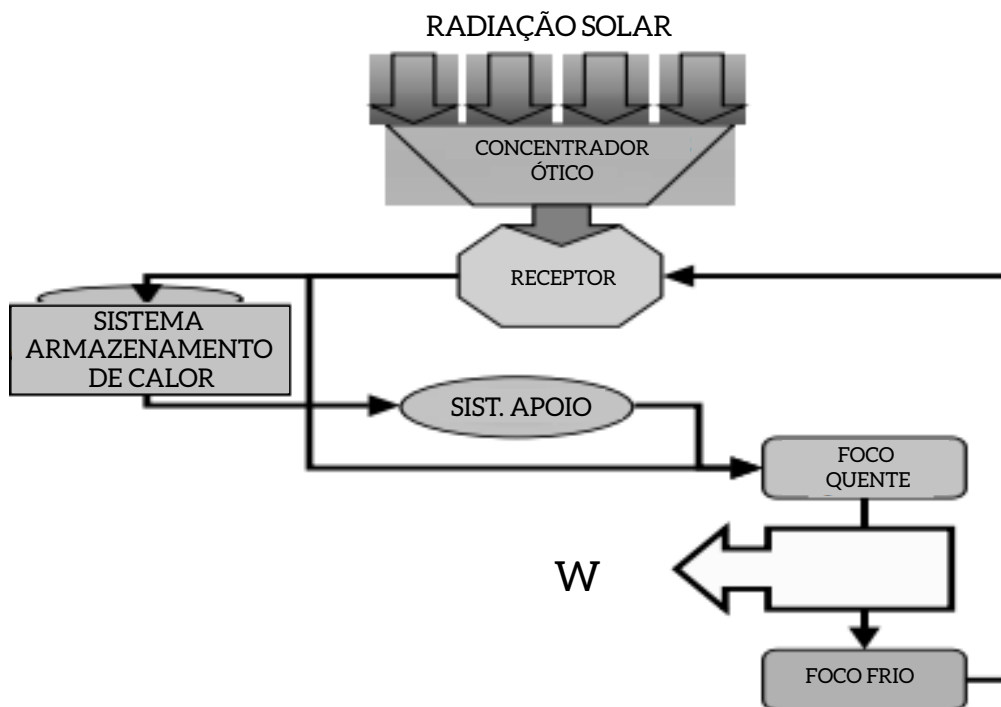


Figura 58 – Esquema Geral do Processo CSP

Fonte: SORIA, 2011, traduzido do espanhol

No diagrama da Figura 58, adicionalmente, se inseriram laços de hibridização e de armazenamento de calor que eventualmente podem servir para gerar eletricidade quando a intensidade da irradiação diminui ou é nula. A planta CSP assim descrita pode dar a sensação de simplicidade tecnológica que, não obstante, não é real à vista da complexidade que exige a concentração solar e o armazenamento de calor (ROMERO, 2002).

Uma parte importante do *know-how* para o desenvolvimento do CSP reside na tecnologia para concentração de DNI. Conquanto a irradiação solar seja uma fonte térmica de elevada temperatura (estimada na superfície do sol em 5.777 K) e elevada exergia, sua utilização nas condições em que chega à superfície terrestre (baixa temperatura) destrói praticamente todo o potencial que tinha para converter-se em trabalho (ROMERO, 2002). Por essa razão, são usadas as tecnologias óticas para concentração solar que permitem atingir maiores densidades de fluxo de irradiação solar e, assim, temperaturas mais elevadas (ROMERO, 2002). Numa usina CSP, é fundamental a qualidade da irradiação solar direta (potência por unidade de área) expressa em termos de exergia, magnitude que designa o montante da energia incidente que pode ser convertida em trabalho mecânico num processo perfeitamente reversível (ROMERO, 2002; BROOKS et al., 2006).

Os concentradores captam a irradiação solar direta com diferentes fatores de concentração segundo o tipo de superfície de captação do fluxo solar e da geometria. A superfície do receptor é revestida por uma cobertura com alta absorvância à radiação solar e baixa emitância para radiação térmica (infravermelho) (PALGRAVE, 2008; KALOGIROU, 2009).

Um coletor solar é formado pelo conjunto de concentrador e receptor, existindo diversas geometrias e configurações. Segundo o tipo de foco e receptor, os coletores solares da família CSP podem ser classificados em quatro tecnologias, como é mostrado na Figura 59, e adotam também essa classificação oficialmente.

Os receptores são classificados como fixos e móveis. Os receptores fixos são dispositivos estacionários cuja posição é independente do movimento dos coletores. Nesse tipo de receptor, é mais fácil o transporte do fluido de transferência de calor a altas temperaturas até o bloco de potência, pela proximidade entre os dois pontos, do que nos sistemas com receptores móveis. Os receptores móveis se deslocam conjuntamente com o sistema coletor ao longo do dia.

Por sua vez, os focos são classificados como lineares e pontuais. O foco linear implica que o coletor seguirá o sol ao longo do dia, usando um único eixo de rotação no plano horizontal, focando a irradiação sobre uma linha. O foco pontual é conseguido devido ao acompanhamento do sol por parte do coletor, usando dois eixos de rotação, refletindo, assim, a irradiação incidente sobre um ponto, onde é instalado o receptor. Os sistemas com focos pontuais permitem, em geral, atingir temperaturas mais elevadas. Na Figura 59 tem-se a classificação da tecnologia CSP de acordo com o tipo de foco e receptor.

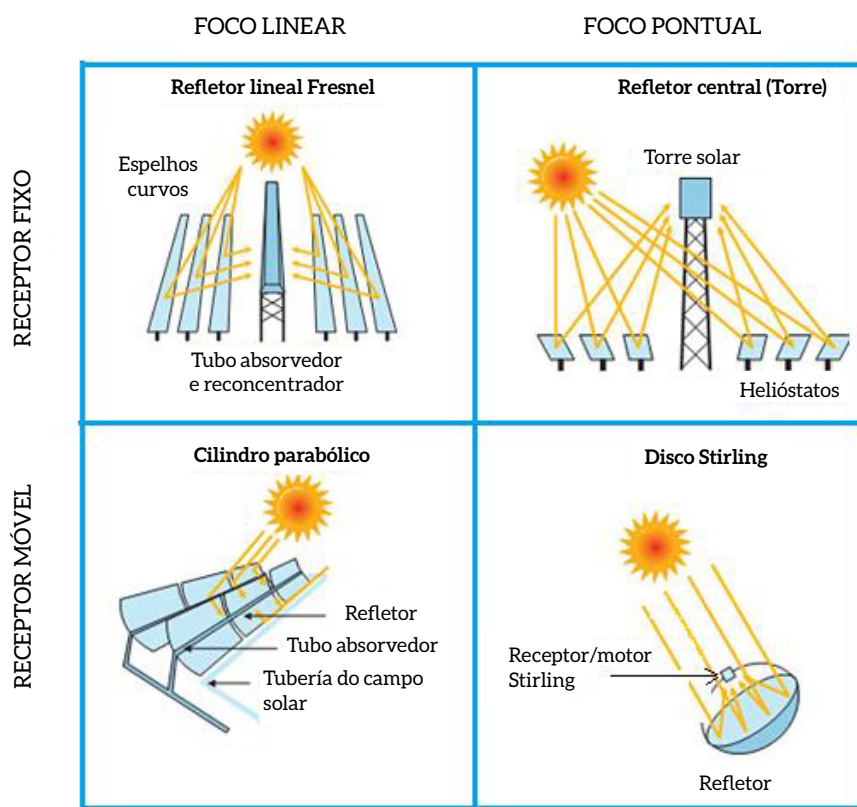


Figura 59 – Famílias de Tecnologias CSP

Fonte: Adaptado a partir de IEA, 2010b

Autores como Barlev et al., (2011), Fernández-García et al., (2010), Nixon et al., (2010) e Purohit; Purohit, (2010) comparam os parâmetros técnicos, econômicos e comerciais das quatro tecnologias CSP. A Tabela 41 resume algumas dessas comparações.

Tabela 41 – Comparação de Parâmetros Técnicos, Comerciais e Econômicos das Quatro Tecnologias CSP em Nível Mundial

			Tecnologia CSP			
		Unidade	Lineal Fresnel	Cilindro Parabólico	Receptor Central	Disco Parabólico
Parâmetros técnicos	Potência típica por usina	MWe	1-200	10-200	10-200	0,01-0,40
	Temperatura de operação	°C	50-300	50-400 (típico 390°C)	300-2.000 (típico 565°C)	150-1.500 (típico 750°C)
	Eficiência pico	%	-	20,0	23,0	29,4
	Eficiência líquida (média anual)	%	8-10	11-16	15-30	20-30
	Fator de concentração	vezes	25-200	80-200	300-1.000	1.000-4.000
	Potência instalada até março 2014	MWe	53	3.406	496	1,5
Parâmetros comerciais	Estágio tecnológico	N.A.	Protótipos-demonstração	Disponível comercialmente	Demonstração	Protótipos-demonstração
	Maturidade tecnológica	N.A.	Madura	Muito madura	Mais recente	Recente
	Risco tecnológico	N.A.	Médio	Baixo	Médio	Alto
	Armazenamento de eletricidade	N.A.	Limitado	Limitado	Sim	Baterias
	Desenhos híbridos	N.A.	Sim	Sim	Sim	Sim
	Demanda de área	N.A.	Médio	Grande	Médio	Pequeno
	Custo relativo	N.A.	Muito baixo	Baixo	Alto	Muito alto
Parâmetros econômicos	Custo por potência instalada	US\$/W	3,0 (SAC)	3,82 - 8,40 (SAC) ; 6,65 - 10,50 (CAC); 2,30 (GDV)	4,0 (SAC); mais de 4,0 (CAC)	12,57 (SAC)
	Custo de O&M	US\$100/kWhe	-	1,2 -2	3,4	21

Fonte: Elaboração própria a partir de SORIA, 2011; CSP TODAY, 2014; PUROHIT; PUROHIT, 2010; NIXON et al., 2010; FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010; BARLEV et al., 2011; LODI, 2011; Lovegrove et al., (2011); VIEBAHN et al., 2008; ARVIZU et al., 2011). Recopilação e elaboração própria.

Legenda: N.A: Não aplicável; SAC: sem armazenamento de calor; CAC: com armazenamento de calor; GDV: geração direta de vapor.

A Tabela 42 apresenta a consolidação da potência CSP no mundo até março de 2014 segundo o *status*: anunciado, planejado, em desenvolvimento, construção, operação. Segundo a classificação do CSP Today (2014), o *status* anunciado engloba as menções de interesse em desenvolver plantas CSP que a imprensa publica, mas das quais não existe evidência de progresso. Projetos planejados são aqueles que já têm estudos de factibilidade ou pré-factibilidade. Projetos em desenvolvimento incluem aqueles empreendimentos à procura de financiamento, licenças e construtores. Atividades como preparação do terreno, construção de caminhos de acesso são indícios de que o projeto está em etapa de construção. Existe uma etapa prévia de comissionamento, e nela realizam-se todos os testes prévios à conexão ao *grid*. Neste relatório, os projetos em etapa de comissionamento são contabilizados entre os projetos em construção, somando 263 MWe. Finalmente, os projetos em operação são aqueles que já fornecem eletricidade para a rede.

Segundo CSP Today (2014), até março de 2014, registraram-se 96 projetos CSP em operação com potência nominal total de 3.957 MWe concentrada em poucos países. A Espanha e os Estados Unidos são responsáveis por 53% e 38% da potência CSP em operação no mundo, respectivamente.

Tabela 42 – Potência CSP Instalada no Mundo até Março de 2014

Países	Potência nominal (MW)				
	Operação	Construção + Comissionamento*	Desenvolvimento	Planejado	Anunciado
África do Sul	-	200	400	250	20
Alemanha	2	-	-	-	-
Argélia	25	-	-	307	210
Argentina	-	-	-	20	-
Austrália	16	44	1	74	-
Brasil	-	-	1	1	50
Canada	-	1	-	-	-
Chile	10	-	110	1.085	-
China	4	54	270	284	50
Chipre	-	-	50	-	-
Egito	20	-	100	250	30
Emirados Arabes	100	-	-	800	-
Espanha	2.305	-	-	-	-
Estados Unidos	1.368	527	700	835	-
França	1	13	-	-	-
Grécia	-	-	125	-	-
Índia	58	201	10	405	85
Irão	-	-	17	-	-
Israel	6	-	259	180	-
Itália	7	-	293	-	50

	Potência nominal (MW)				
Países	Operação	Construção + Comissionamento*	Desenvolvimento	Planejado	Anunciado
Quênia	-	-	-	-	20
Kuwait	-	-	50	60	-
Líbano	-	-	-	3	50
Marrocos	20	160	300	-	20
México	-	12	-	-	-
Namíbia	-	-	-	-	50
Papua-Nova-Guiné	-	1	-	-	-
Omã	7	-	-	-	-
Portugal	-	-	-	8	-
Qatar	1	-	-	-	-
Tailândia	5	-	-	-	-
Tunísia	-	-	50	100	2.000
Turquia	5	-	50	-	-
Zimbábwe	-	-	-	-	100
Total	3.959	1.213	2.786	4.662	2.735

* Em etapa de comissionamento estão três usinas que somam 237 MWe nos EUA e Índia

Fonte: Elaboração própria, baseado em dados de CSP TODAY, 2014

Pôde-se constatar que 86% da potência em operação até março de 2014 são baseados na tecnologia de cilindro parabólico e apenas 13% correspondem à de torre solar. A tecnologia de cilindro parabólico foi a mais usada para a instalação de usinas CSP no mundo e está presente em 96% e 68% da potência instalada operando na Espanha e nos Estados Unidos, respectivamente.

Na mesma data, registraram-se 23 projetos CSP em construção (incluindo usinas em etapa de comissionamento), somando potência nominal total de 1.213 MWe. A tecnologia de cilindro parabólico continua sendo importante nessas novas usinas e 67% da potência a entrar em operação no médio prazo estão baseados nessa tecnologia.

A tecnologia de torre solar ganha maior importância no longo prazo, apesar de ser a segunda tecnologia com maior potência instalada no mundo, 13%. A possibilidade de operar a maiores temperaturas, incrementando a eficiência do ciclo termodinâmico e diminuindo os custos nivelados da energia, é razão importante para acreditar no desenvolvimento dessa tecnologia no longo prazo. Isso é evidente ao analisar o tipo de tecnologia CSP a ser usado nas plantas em estado de desenvolvimento e planejamento, em que a participação da torre solar é de 45% e 38% respectivamente. Sendo assim, este relatório terá como foco tanto a tecnologia de cilindro parabólico quanto a tecnologia de torre solar, sendo ambas consideradas MTD.

Nesse ponto, é válido destacar uma peculiaridade do Brasil que faz que o país tenha uma terceira opção de MTD. Como será visto a seguir, o potencial brasileiro para CSP se encontra na região do

Semiárido Nordestino, região com grande potencial de biomassa. Portanto, é possível que plantas híbridas com CSP e biomassa sejam viáveis no Brasil (SORIA et al., 2014).

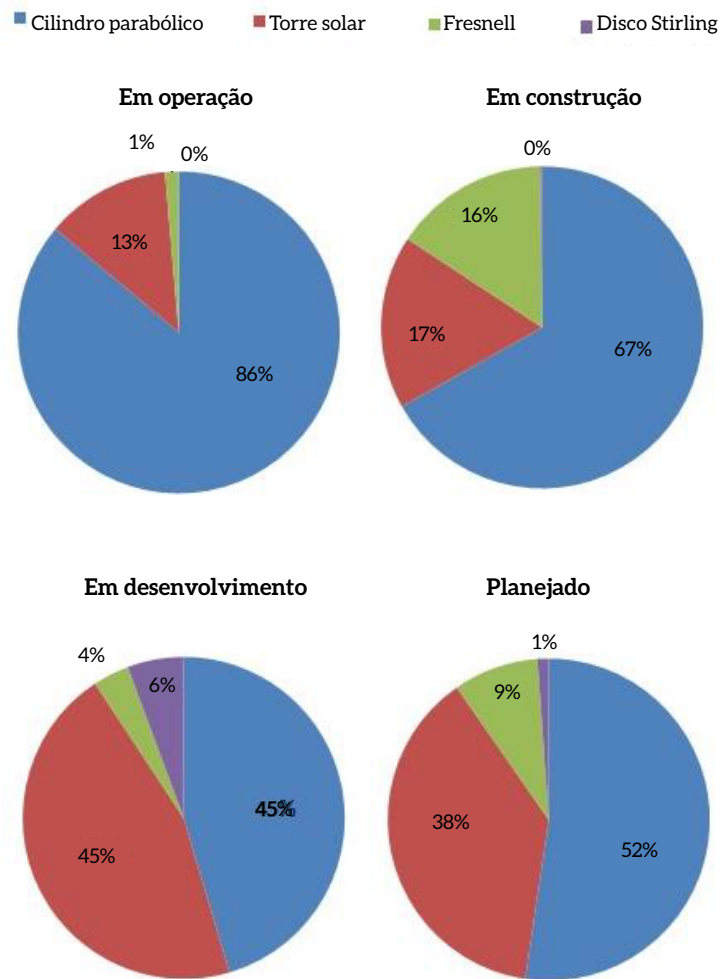


Figura 60 – Participação do Tipo de Tecnologia CSP nos Projetos em Operação, Construção, Desenvolvimento e Planejados

Fonte: Elaboração própria, baseado em CSP TODAY, 2014

Schaeffer (2011) e Soria (2011) apresentaram na Figura 61 o território brasileiro que tem potencial técnico para gerar eletricidade com tecnologia CSP. O mapa mostra as superfícies com valores de irradiação DNI entre 6,0-6,5 kWh/m²/dia. Esse valor de DNI é o que internacionalmente se considera como mínimo para viabilizar economicamente os projetos CSP (ARVIZU et al., 2011; BLOEM et al., 2010; IEA, 2010b; THE WORLD BANK, 1999; VIEBAHN et al., 2008).



Figura 61 – Melhores Zonas do País para Empreendimentos CSP (grifadas em laranja)

Fonte: Elaboração própria com base e SCHAEFFER, 2011; SORIA, 2011

O Brasil tem uma superfície de 97.700,93 km² onde a radiação solar direta é forte o suficiente para alimentar usinas solares CSP, área equivalente a 1,15% do país. Essa superfície encontra-se distribuída maioritariamente na região Nordeste (71%) e o restante, na região³³ Centro-Oeste/Sudeste (29%).

Tabela 43 – Superfície Estimada com Potencial Técnico CSP por Estado

Estado	Superfície (km ²)	Fração do total nacional (%)
Bahia	58.674	60
Piauí	11.035	11
<i>Total subsistema Nordeste (NE)</i>	69.709	71
Mato Grosso do Sul	807	1

³³ As redes de distribuição elétrica do estado de Mato Grosso do Sul pertencem ao subsistema Sul, mas, dado que o potencial CSP neste estado é pequeno em comparação ao da região NE, ele será somado ao do subsistema CO/SE.

Estado	Superfície (km ²)	Fração do total nacional (%)
<i>Total subsistema Sul (S)</i>	807	1
Paraná	1.705	2
São Paulo	20.096	21
Minas Gerais	5.383	6
<i>Total subsistema Centro-Oeste/Sudeste (CO/SE)</i>	27.184	28
Total Brasil	97.700,93	100

Fonte: Elaboração própria

Burgi (2013) analisou o potencial brasileiro para três tipos de plantas CSP e concluiu que o Brasil tem potencial, em termos da capacidade instalável, de 346 GW, 166 GW e 85 GW e, em termos de energia produzida anualmente, de 602 TWh, 538 TWh e 303 TWh, para tecnologias de cilindro parabólico sem termoacumulação, cilindro parabólico com termoacumulação de 6 horas e torre de concentração com termoacumulação de 7,5 horas, respectivamente, todos com plantas típicas de 100 MWe. Para chegar a tais resultados, Burgi (2013) utilizou técnicas de geoprocessamento para excluir áreas inaptas à instalação de plantas CSP, usando como critério de exclusão: i) radiação direta normal mínima de 2.000 kWh/m².ano; ii) declividade do terreno máxima de 3%; iii) exclusão de áreas pertencentes a unidades de conservação; iv) exclusão de áreas de terras indígenas; v) exclusão de áreas de reservatórios de hidrelétricas; vi) exclusão de áreas urbanas; vii) distância máxima de subestações de 40 km; viii) distância máxima das linhas de transmissão de 200 metros; ix) distância máxima de rodovias de 10 km; x) disponibilidade hídrica.

5.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

As MTD para usinas CSP serão analisadas nesta seção. Assim, apresenta-se o estado da arte com relação ao campo solar, que pode ser com coletores de cilindro parabólico e receptores lineares; ou com helióstatos cujo ponto focal está no alto de uma torre solar. Para as duas tecnologias, apresenta-se também o estado da arte da tecnologia de armazenamento de calor e do sistema de troca de calor.

- Cilindro parabólico

O cilindro parabólico é o tipo de tecnologia CSP mais difundida no mundo e representa 86% da potência instalada em operação. Esse fato pode ser explicado como decorrência de que essa tecnologia foi a primeira a ser implementada no mundo no complexo solar SEGS, que reúne as primeiras plantas instaladas no sudoeste estadunidense na década de 1980 (PY et al., 2013). O cilindro tem foco linear, e os espelhos côncavos são distribuídos no campo solar em filas paralelas. Estes rastreiam o sol em apenas um eixo, podendo ser este eixo leste-oeste ou norte-sul. Cada um deles traz suas vantagens e desvantagens. Quando o rastreamento se dá no eixo leste-oeste, a vantagem decorre do fato de os espelhos se movimentarem pouco durante o dia e ficarem diretamente voltados para o sol de meio-dia. O rastreamento norte-sul não fica voltando para o sol de meio-dia, porém recebe mais radiação no início do dia e no fim de tarde (MALAGUETA, 2013a).

O fluido de trabalho mais utilizado nesse tipo de tecnologia é um óleo sintético que trabalha na faixa de 300°C-400°C. A tecnologia de armazenamento de calor mais comum usada em plantas de cilindro parabólico baseia-se em um sistema de tanques, trocadores de calor, fluido de transferência de calor, meio de armazenamento de calor e um sistema de controle apropriado. Por um lado, o armazenamento de calor representa custos de capital maiores, mas, por outro, assegura o incremento do fator de capacidade da planta (ARVIZU et al., 2011). É de especial interesse a análise da relação entre os custos de capital adicionais por armazenamento de calor e a produção anual de energia, o fator de capacidade e o custo nivelado da energia LCOE. É também de interesse a análise da quantidade adicional de eletricidade gerada conforme a capacidade de armazenamento incrementada.

A planta SEGS I, que entrou em operação em 1985, incluiu um sistema de armazenamento de calor direto³⁴ com dois tanques despressurizados, calculados para a capacidade máxima de três horas. Esse sistema, que operou até 1999, usou óleo mineral (seu nome comercialmente era “Caloria”) como fluido de transferência de calor e como meio de armazenamento.

Em seguida, dada a evolução da tecnologia CSP, orientada a operar com temperaturas maiores para melhorar a eficiência do ciclo de potência, foram desenvolvidos novos fluidos de transferência de calor à base de misturas de óxido bifenil-difenil, comercialmente conhecidos como Terminol VP-1 e Dowtherm-A (ARVIZU et al., 2011). Esses fluidos necessitam de tanques pressurizados, fato que encarece o sistema e dificulta a manufatura dos tanques para o tamanho requerido.

Posteriormente, foram desenvolvidos sistemas de armazenamento de calor com sais fundidos, mistura de 60% de NaNO_3 e 40% KNO_3 (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010). O projeto Archimede (planta ISCC), na Itália, operando desde 2010, de 5 MWe, é a primeira planta de cilindro parabólico a usar sais fundidos como fluido de transferência de calor, além de usá-los como meio de armazenamento de calor num sistema direto de dois tanques. Essa planta é unicamente demonstrativa.

O uso de sais fundidos tanto no campo solar quanto no sistema de armazenamento térmico elimina a necessidade de trocadores de calor, assim diminuindo custos da planta. Contudo, os sais fundidos congelam-se a temperaturas relativamente altas, de 120°C-220°C, indicando que devem ser tomadas precauções especiais (penalidade energética) para evitar que isso aconteça no interior da tubulação, ao longo da noite.

O aquecimento direto de sais fundidos ainda não está disponível comercialmente (ARVIZU et al., 2011). Assim, continua sendo o óleo sintético o fluido de transferência de calor mais usado no campo solar, enquanto os sais fundidos cada vez são mais usados como meio de armazenamento em sistemas indiretos de armazenamento de calor de dois tanques, como acontece em plantas operando na Espanha (ARVIZU et al., 2011).

34 No sistema de armazenamento de calor direto, o fluido de transferência de calor que circula pelo campo solar é o mesmo que recebe o calor nos tanques de armazenamento. Dessa forma, elimina-se a necessidade de trocadores de calor. Um sistema indireto usa um fluido para transportar o calor proveniente do campo solar e outro fluido como meio de armazenamento de calor, através de um trocador de calor (NREL, 2010a).

O limite superior de temperatura dos sais fundidos, ainda hoje em pesquisa, é 600°C, temperatura que permitirá a operação de turbinas de vapor supercríticas ou, inclusive, ciclos combinados (ISCC)³⁵ (ARVIZU et al., 2011). A usina Solana Generating Station, de 280 MWe, no Arizona, Estados Unidos, que entrou em operação em 2013, é a maior do mundo. Foi projetada para seis horas de armazenamento de calor, usando sais fundidos num sistema de armazenamento de calor indireto.³⁶

O dimensionamento de um sistema de armazenamento de calor pode ser dividido em três tipos (DGS, 2005): armazenamento de curto prazo, com capacidade de algumas horas, para atendimento das flutuações diárias; armazenamento com capacidade de alguns dias; ou sazonal.

Segundo DGS (2005), o melhor arranjo de armazenamento de calor é obtido usando-se dois tanques, um a baixa temperatura e outro a alta temperatura. Em momentos de excesso de calor, parte do calor é transferida para um meio de armazenamento de calor (sal fundido, óleo, concreto etc.) através de um trocador de calor. Depois, aquece-se o fluido do tanque mais frio e o dirige ao tanque mais quente. Em momentos de baixa irradiação, períodos nublados ou mesmo à noite, o fluido quente do tanque de armazenamento pode ser reconduzido ao trocador de calor para, dessa vez, transferir calor ao sistema de geração de trabalho.

O esboço de um sistema solar de geração de energia elétrica com dois tanques reservatórios para armazenamento de calor é apresentado na Figura 62.

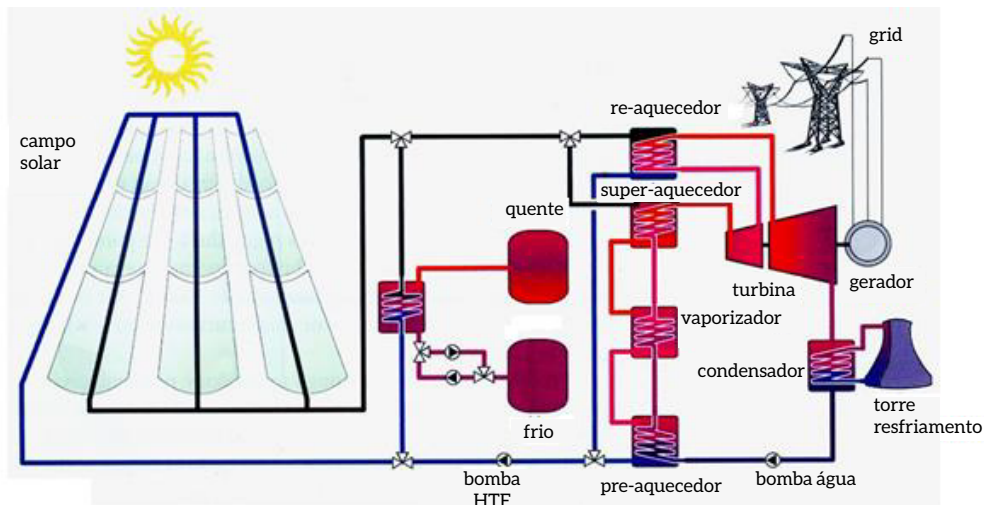


Figura 62 – Sistema Solar de Geração de Eletricidade com Armazenamento de Calor

Fonte: DGS, 2005, traduzido do inglês

³⁵ ISCC: Integrated Solar Combined Cycle.

³⁶ Num circuito primário, circula um fluido de transferência de calor (óleo sintético, água etc.) elevando a temperatura no campo solar para, então, passar por um trocador de calor onde os sais fundidos que circulam num circuito secundário recebem calor, sendo armazenados por várias horas.

Quanto ao dimensionamento da planta, para um mesmo tamanho de campo solar, a proporção entre o campo, os tanques de armazenamento e a turbina do bloco de potência pode variar em função da aplicação e do regime de operação desejados (IEA, 2010b).

Se um sistema de armazenamento de calor é parte da planta, o calor do sol coletado durante o dia pode ser armazenado em sistemas térmicos, atualmente baseados em óleos sintéticos e sais fundidos, para reter o calor durante horas (ARCE et al., 2011). À noite, o calor pode ser extraído do armazenamento para ativar o ciclo de potência de forma contínua (VIEBAHN et al., 2008). O principal benefício de usar sistemas de armazenamento de calor em plantas CSP é que elas podem gerar energia elétrica fora do horário de operação regular, quando não há mais sol.

O armazenamento de calor por 6-7,5 horas é hoje um fato para usinas de cilindro parabólico. Isso permite que atinjam fatores de capacidade da ordem de 36%-41%

A Tabela 44 apresenta o estado da arte no mundo com relação ao tamanho de novas usinas CSP de cilindro parabólico e à capacidade de armazenamento de calor (HTS) (medida em horas de operação a plena carga). É possível observar que a tendência é a instalação de usinas de capacidades maiores que 50 MW (tamanho usual na Espanha devido à restrição regulatória) e sistemas de armazenamento de calor de capacidade considerável.

Tabela 44 – Plantas CSP de Cilindro Parabólico de Grande Potência e/ou Grande Capacidade de Armazenamento de Calor

Projeto	País	Capacidade (MW)	HTS (h)	Estágio de aplicação
Ilanga	África do Sul	100	4,5	Desenvolvimento
Ilanga II	África do Sul	100	4,5	Planejado
KaXu Solar One	África do Sul	100	3	Construção
Xina Solar One	África do Sul	100	5	Desenvolvimento
Bokpoort	África do Sul	55	9,3	Construção
Enerstar María Elena ISCC	Chile	170	12	Anunciado
Pedro de Valdivia 1 (Phase I)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 2 (Phase I)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 3 (Phase II)	Chile	90	2,6	Anunciado
Pedro de Valdivia 4 (Phase II)	Chile	90	2,6	Anunciado
Gansu SETC	China	100	n.d.	Planejado
Inner Mongolia	China	550	n.d.	Anunciado
Ningxia ISCC	China	100	n.d.	Anunciado
Sichuan Abazhou	China	100	n.d.	Anunciado

Projeto	País	Capacidade (MW)	HTS (h)	Estágio de aplicação
Xinjiang projects	China	337	n.d.	Anunciado
Kuraymat ISCC	Egito	20	-	Operação
Shams 1	EAU	100	-	Operação
Mojave Solar Project	Estados Unidos	280	-	Construção
Genesis Solar 1	Estados Unidos	125	-	Operação
Genesis Solar 2	Estados Unidos	125	-	Operação
Mojave Solar Project	Estados Unidos	280	-	Construção
Solana	Estados Unidos	280	6	Operação
Diwakar	Índia	100	4	Construção
KVK Energy Ventures	Índia	100	4	Planejado
Gujarat Solar One	Índia	28	9	Operação
Ashalim Plot A (Negev Energy)	Israel	110	4,5	Desenvolvimento
Shneur	Israel	120	n.d.	Planejado
Noor I	Marrocos	160	3	Construção
Noor II	Marrocos	200	5	Desenvolvimento
Airlight Energy Ait Baha Plant	Marrocos	3	12	Construção

Nota: n.d. significa que a informação não está disponível.

Fonte: CSP TODAY, 2014; CSP WORLD, 2014; ENERSTAR, 2014; NREL, 2014a; PHILIBERT, 2014

A questão está, então, em estimar o número ideal de horas de armazenamento térmico capaz de levar a planta a se tornar atrativa tanto economicamente quanto no seu desempenho. Dependendo da finalidade da planta, só umas poucas horas de armazenamento térmico são suficientes para permitir à planta CSP atingir 70% da carga intermediária e de pico (ARCE et al., 2011). Não existe um protocolo ideal para definição do tamanho ótimo tanto em termos de potência quanto em termos de HTS. O projeto ótimo é função do recurso solar em cada lugar geográfico, das regulações (tarifas horárias, incentivos econômicos etc.) e carga de energia de cada região, assim como do papel que o operador nacional do sistema designa para a tecnologia CSP.

De qualquer forma, o armazenamento térmico não pode suprir o papel do sistema de *back-up* para os dias em que a irradiação direta não é suficiente para operar o campo solar (ARCE et al., 2011). Há pouca informação disponível sobre a capacidade do sistema de *backup* (MWth). Geralmente, informa-se a produção elétrica ou térmica anual usando o combustível de *backup*, mas, de fato, é difícil encontrar informação sobre a capacidade nominal desse sistema nas plantas em operação atualmente no mundo. O *backup* de combustível também deve ser otimizado levando em consideração seu propósito (geração elétrica ou fins operativos – por exemplo, evitar congelamento do fluido térmico), a regulação do país, o preço e a disponibilidade do combustível de *backup* e a operação do sistema segundo a carga (por exemplo, eficiência em carga parcial).

- Torre solar

A tecnologia de torre solar (receptor central) apresenta uma vantagem termodinâmica em relação à tecnologia de cilindro, uma vez que atinge maiores temperaturas em seu receptor, alcançando, assim, maior exergia. Nesse caso, são utilizadas três possibilidades de fluidos de trabalho: vapor, sais fundidos e ar. O HTF mais utilizado nas torres em operação é a água, como mostra o Quadro 3. Esse fluido não apresenta algumas características indesejáveis dos óleos sintéticos utilizados na tecnologia de cilindro parabólico, como ser tóxico, poluente, explosivo, ter alto custo de produção e temperatura de trabalho baixa, 400°C-450°C (CIPOLLONE et al., 2013) in spite of the commitments adopted by almost all the Countries in the World. Most crucial concern is CO₂ levels in the atmosphere and the positive feedback between Earth's temperature increase and carbon. Actual technologies which make use of renewable sources seem to be not fully suitable to invert this continuous increase of fossil fuels. Concentrated Solar Power plants (CSP). Sendo assim, há um forte movimento dos programas de P&D para desenvolvimento de novos fluidos. Segundo PY et al. (2013), as principais apostas dos programas de P&D são os sais fundidos, vapor e ar. Além dessas três áreas de estudo, o conceito de fluidos, geralmente sais fundidos, com nanopartículas que melhoram as características térmicas do fluido, como a condutividade térmica e o calor específico, é promissor (PAUL et al., 2013, (NEILS; TIZNOBAIK; SHIN, 2013).

Os sais fundidos são uma alternativa para aumentar a temperatura de trabalho, pois conseguem trabalhar em temperaturas de até 600°C, porém apresentam altos pontos de fusão, 220°C (PACIO et al., 2013), o que acarreta baixa eficiência do ciclo termodinâmico, além do risco de solidificação. Skumanich (2010) afirma que, caso se desenvolva um sal que opere a 500°C e tenha ponto de fusão a 80°C, o custo da energia gerada atingiria 0,05-0,07 US\$/kWh.

A geração direta a partir do vapor, do inglês *direct steam generation* (DSG), traz como vantagem um arranjo mais simples, que não necessita de trocadores de calor, o que diminui o preço de construção da planta. Esse arranjo, porém, traz como desafio o desenvolvimento de materiais que suportem as altas pressões atingidas pelo vapor, além dos desafios provenientes do escoamento multifásico (BURGI, 2013).

A utilização de ar como fluido de trabalho também é uma alternativa para o aumento da temperatura de trabalho. Em Jülich, a temperatura é de 700°C (HENNECK et al., 2008). O ar, porém, tem uma desvantagem: a baixa capacidade térmica. Sendo assim, transporta pouco calor, o que compromete sua performance como fluido de transferência de calor (HTF). Isso poderia ser resolvido aumentando-se a pressão (CIPOLLONE et al., 2013) o que não é simples, pois, do mesmo modo que na utilização de vapor, seria necessário o desenvolvimento de componentes que suportassem altas pressões.

Quadro 3 – Plantas de Receptor Central no Mundo

Nome da planta	Capacidade (MW)	Localização	HTF	Ciclo de potência	TES (h)	Proprietário
EM OPERAÇÃO						
Beijing Badaling	1,5	Pequim, China	n.d.	Rankine	1	Academy of Science
Gemasolar	19,9	Sevilla, Espanha	Sais fundidos	Rankine	15	Terrasol Energy
Jülich	1,5	Jülich, Alemanha	Ar	Rankine	1,5	DLR
PS10	11,0	Sevilla, Espanha	Água	Rankine	1	Abengoa Solar
PS20	20,0	Sevilla, Espanha	Água	Rankine	1	Abengoa Solar
Sierra	5,0	Califórnia, EUA	Água	Rankine	-	eSolar
Yaqing	1,0	Yanqing, China	n.d.	Rankine	Dois estágios	Academy of Science
Ivanpah facility	377	Califórnia, EUA	Água	Rankine	-	n.d.
EM CONSTRUÇÃO						
Crescent dunes	110	Nevada, EUA	Sais fundidos	n.d.	n.d.	n.d.
Khi Solar One	100	Upington, África do Sul	Água	n.d.	n.d.	n.d.
Delingha	50	Delingha, China	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
e-Cube 1	1,0	Hainan, China	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
THEMIS	1,4	Pyrénées-Orientales, França	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
PLANEJADAS						
Rio mesa solar Project	500	Califórnia, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
BrightSourcePPA5	200	Califórnia, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
BrightSourcePPA6	200	Califórnia, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
BrightSourcePPA7	200	Califórnia, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Rice solar energy project	150	Califórnia, EUA	Sais fundidos	n.d.	n.d.	n.d.
Crossroad solar energy project	150	Arizona, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Suntower	92	Novo México, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Nome da planta	Capacidade (MW)	Localização	HTF	Ciclo de potência	TES (h)	Proprietário
eSolar 1	84	Califórnia, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
eSolar 2	66	Califórnia, EUA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
AZ 20	50	Sevilla, Espanha	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Alcázar Solar Thermal Power Project	50	Alcázar de San Juan, Espanha	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Almaden Plant	20	Albacete, Espanha	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Nota: HTF: heat thermal fluid; TES: thermal energy storage; n.d.: não disponível

Fonte: Elaboração própria a partir de BEHAR et al., 2013; NREL, 2014a

Como dito, a torre atinge maiores temperaturas em seu receptor. Sendo assim, caso o HTF aproveite este calor, é possível o armazenamento de energia por mais tempo do que a tecnologia de cilindro parabólico. Por exemplo, a torre Gemarsolar tem capacidade de armazenamento de 15 horas, operando a turbina à plena carga (LILLIESTAM et al., 2012). Esta foi a primeira planta CSP a operar por 24 horas consecutivas (LILLIESTAM et al., 2012). Sendo assim, a tecnologia de torre solar com armazenamento térmico se mostra uma opção para que a tecnologia CSP seja uma usina de base.

A torre solar possibilita tanto o sistema de armazenamento direto quanto o indireto. O mais utilizado atualmente no sistema da torre é o sistema indireto com dois tanques. O fluido de armazenamento é, geralmente, composto de sais fundidos. Há, ainda, porém, a possibilidade de se utilizar meio de armazenamento sólido como o concreto em um sistema passivo³⁷ (GIL et al., 2010). A planta de Jülich utiliza esse tipo de armazenamento (HENNECK et al., 2008).

- Plantas híbridas

A hibridização permite que a planta solar possa também operar usando parcialmente combustível de *backup*. A hibridização pode ser feita com combustíveis fósseis (geralmente, gás natural) ou não fósseis (biomassa ou biogás) (ARVIZU et al., 2011) e visa ao controle do despacho da planta e mesmo ao incremento do seu fator de capacidade (ARVIZU et al., 2011; FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010).

A hibridização tem diferentes objetivos, dependendo da quantidade de fração de hibridização (FH).³⁸ O consumo de combustíveis de *backup* em quantidades consideráveis (mais do que 25% do total de energia primária que entra na planta) tem como objetivo a geração de energia elétrica durante horas da noite, horários de pico ao longo do dia, dias nublados e, além disso, visa ajustar a

³⁷ Os sistemas de armazenamento podem ser classificados em ativo e passivo. O sistema ativo apresenta como vantagem ter maiores velocidades nos processos de carga e descarga, mas apresenta como desvantagem o fato de necessitar de sistema de bombeamento e de trocador de calor, quando no passivo não há essa necessidade, o que diminui o custo da planta (BARNES et al., 2017).

³⁸ A fração de hibridização (FH) determina a quantidade de calor que a caldeira de *backup* entrega à turbina durante as horas em que o calor gerado no campo solar (e no sistema de armazenamento de calor, se for o caso) não é suficiente para operar o ciclo de potência em sua capacidade nominal.

quantidade de energia fornecida segundo a demanda “instantânea” do sistema, melhorando, assim, as propriedades de despachabilidade e o fator de capacidade (IEA, 2012). Por outro lado, o consumo de combustível de *backup* em quantidade baixa (aproximadamente 2% do total de energia primária que entra na planta) procura manter a temperatura mínima no sistema térmico da planta, evitando que o fluido de transferência de calor (água, óleo sintético etc.) congele durante a noite e em dias frios (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010).

O dimensionamento do sistema de *backup* e o consumo do combustível de *backup* dependem da legislação de cada país. Por exemplo, nos Estados Unidos, o Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) restringiu o uso do gás natural para a hibridização de plantas CSP em nível nacional, sendo que não mais do que 25% do total de energia térmica efetiva anual³⁹ que entra na planta termelétrica pode vir desse combustível fóssil (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010). Contudo, no estado de Nevada, existe uma particularidade: só é permitido gerar com o combustível de *backup* (gás natural) 2% do calor suplementar, sendo que essa quantidade mínima tem por objetivo evitar o congelamento do fluido de transferência de calor (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010; MONTES; ABÁNADES; MARTÍNEZ-VAL, 2009). Por exemplo, a usina Nevada Solar One conta apenas com uma pequena caldeira de gás natural para evitar o congelamento do fluido térmico.

Na Espanha, a quantidade de hibridização de plantas CSP foi determinada inicialmente pelo Decreto Real 436/2004, que limitava o uso de gás natural ou propano a 12% da produção anual de eletricidade no “modelo tarifário” e a 15% no modelo *premium* para manter a temperatura do tanque de armazenamento de calor e assim compensar a falta de irradiação solar que pode afetar a entrega da eletricidade prevista (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010). Essas frações foram mantidas pelo Decreto Real 661/2007 (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO DE ESPAÑA, 2007). Entretanto, o Decreto Real 667/2007 tem sido modificado consideravelmente desde então. Atualmente, a geração elétrica produzida com combustível de *backup* fóssil não recebe tarifa *premium*, ficando esse incentivo só para usinas CSP hibridizadas com biomassa ou biogás (JEFATURA DEL ESTADO DE ESPAÑA, 2013).

Na Itália, o Decreto 11/4/2008, que incentiva as plantas termelétricas com energia solar, permite a hibridização sem se preocupar com a quantidade de insumo do combustível suplementar para a planta. Assim, as tarifas de incentivo são somadas sobre o preço de venda da energia, sempre que exista o componente solar na geração. As tarifas de incentivo são proporcionais à participação solar (*solar fraction*), variando de 28 c€/kWhe para uma participação solar⁴⁰ de 85%, 25 c€/kWhe para uma participação solar entre 50%-85% e 22 c€/kWhe para uma participação solar menor que 50% (GSE, 2008) (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010). O decreto italiano não apenas é flexível com relação à quantidade de hibridização, mas também determina que deve ser instalado um sistema de *backup* mínimo, de potência igual a 1,5 kWh⁴¹/m² campo solar (GSE, 2008) (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010). Adicionalmente, na Itália, se a planta solar for integrada com outra fonte renovável (por exemplo, biomassa), a planta híbrida recebe um Certificado Verde pela eletricidade produzida com

39 Entrada medida em energia primária.

40 Fração da produção anual de eletricidade que deve ser produzida com fonte solar.

41 kWh térmico.

fontes de energia renovável, segundo o Mecanismo de Certificados Verdes, hoje na faixa de 18-22 c€/kWhe (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010).

De forma similar à Itália, na Argélia, o Decreto Executivo nº 04-92, de 25/03/2004, incentiva as fontes renováveis, incluindo as termelétricas solares com hibridização a gás. Assim, é estabelecido um prêmio sobre o preço de venda da eletricidade segundo a participação solar, de 200% da tarifa prêmio para uma participação solar maior que 25% e de 100% da tarifa prêmio para uma participação solar entre 5%-10% (MEM-ALGERIENNE, 2004). Em Israel, as regulações permitem até 30% de *back-up* com combustível fóssil (FERNÁNDEZ-GARCÍA et al., 2010).

Quanto às configurações possíveis de sistemas de *backup*, há duas possibilidades para a operação do sistema de hibridização quando o objetivo é geração elétrica: o modo de operação de mínimo nível de *backup* e o modo de operação suplementar. No modo de operação de mínimo nível, a fração de hibridização (FH) define a quantidade de hibridização como uma função do calor gerado no campo solar (e do armazenamento de calor se for o caso), para cada hora, e da capacidade nominal da turbina. Nesse modo de operação, o sistema de hibridização ativa-se quando o calor gerado no campo solar não é suficiente para operar a turbina à plena carga. Se a turbina operar à plena carga somente com o calor gerado no campo solar, o sistema de *backup* não liga. Por exemplo, para um FH de 0,75, a caldeira de *backup* ativa-se sempre que o calor gerado no campo solar for menor que 75% da capacidade nominal do bloco de potência. Por sua vez, o regime de operação suplementar adota um sistema de *backup* de capacidade máxima constante que opera permanentemente de forma a atender, na caldeira suplementar, o mínimo do calor requerido pela turbina a vapor. Nesse regime, o tamanho do sistema do *backup* é definido pelo produto da FH e da capacidade nominal do bloco de potência.

No caso da hibridização com gás natural, as plantas têm um tempo de resposta rápido com relação à mudança da quantidade de energia demandada. O uso de gás natural fornece flexibilidade para atender rapidamente variações na carga. Nesse caso, o modo de operação pode ser de “mínimo nível de *backup*”.

Seria possível contar com plantas CSP hibridizadas com biomassa (combustão) que, devido a sua menor flexibilidade (caldeiras a biomassa), deveriam operar no modo de “operação suplementar”. Soria et al. (2015) aponta a opção de plantas CSP hibridizadas a biomassa, na região Nordeste do Brasil, como opção viável para o desenvolvimento da tecnologia no médio prazo (SORIA et al., 2015). Vale ressaltar a existência de duas plantas similares em operação. A primeira, denominada Termosolar Borges, é uma planta de cilindro parabólico com capacidade de 22 MW, hibridizada com biomassa e está em operação desde 2012 (IEA, 2014). A segunda é a planta Aora, localizada em Israel, que utiliza a tecnologia de torre solar, tem capacidade de 100 kW e utiliza biomassa como combustível de *backup* (IEA, 2014).

5.2.1 CUSTOS DAS MTD

A seguir serão apresentados os custos das MTD de CSP. Dado que a tecnologia de cilindro parabólico é a mais usada atualmente no mundo e a tecnologia de torre solar é a que apresenta o maior número de projetos em desenvolvimento, este estudo foca nessas tecnologias. Estes parâmetros de custo são a base do cálculo do custo nivelado da eletricidade, que por sua vez permitirá mensurar os custos marginais de abatimento.

5.2.1.1 CILINDRO PARABÓLICO

- Custos diretos de capital

Segundo IEA (2010b), o estado da arte de plantas CSP de cilindro parabólico se caracteriza por custos de investimento de 4,2 US\$/We a 8,4 US\$/We, dependendo do custo da terra, da tecnologia, da quantidade e distribuição de irradiação DNI e, especialmente, do tamanho do sistema de armazenamento de calor e da quantidade e tipo de hibridização. Por sua vez, Arvizu et al. (2011) apresenta custos de capital de 3,82 US\$/We (sem armazenamento de calor) a 7,65 US\$/We (com armazenamento de calor), dependendo das mesmas razões enumeradas.

EPRI (2009) estima que, para uma planta CSP de cilindro parabólico de 150 MW sem armazenamento de calor, o custo de investimento é de 4,8 US\$/W. Se seis horas de armazenamento de calor forem incluídas, o custo de investimento seria de 6,3 US\$/W.

Para plantas CSP de cilindro parabólico, outros autores apresentam custos de capital de 3,97 US\$/W sem armazenamento de calor, usando óleo sintético como fluido de transferência de calor (NIXON; DEY; DAVIES, 2010), entre 4-14 €/W, dependendo do tipo de hibridização e da capacidade de armazenamento de calor (BLOEM et al., 2010), 5,3 €/W para uma planta com 7,5 horas de armazenamento de calor nos Estados Unidos (VIEBAHN et al., 2008).

- Custos de operação e manutenção

Os custos de O&M para uma planta CSP de cilindro parabólico incluem operação da planta, consumo de combustível no caso de hibridização, água de resfriamento e de alimentação para o ciclo termodinâmico e manutenção do campo solar (IEA, 2010b). Uma planta típica de 50 MWe de cilindro parabólico requer aproximadamente 30 operários para a operação da usina e dez para a manutenção do campo solar. Assim, custos típicos de O&M para esse tipo de planta estão na faixa de 13-30 US\$/MWh, incluindo o custo do combustível de *backup* (IEA, 2010b). Se as plantas foram maiores, os custos de O&M unitários serão menores.

Para Purohit e Purohit (2010), os custos de O&M para plantas CSP podem ser estimados como 2% do custo total de capital. Outros autores estimam custos de O&M entre 12-20 US\$/MWh (NIXON et al., 2010) e 7,31 US\$/MWh (THE WORLD BANK, 1999). Há também autores que publicam custos de operação fixos por potência instalada de 71 US\$/kW/ano (IEA, 2010b) e 70 US\$/kW/ano.

- Custo nivelado da energia (LCOE) – média mundial

O custo nivelado da energia produzida com CSP, nos países onde opera essa tecnologia, varia também de acordo com a tecnologia em operação e com a forma do financiamento (ARVIZU et al., 2011).

O IPCC, por meio da publicação SRREN, informou que os custos LCOE para grandes usinas CSP com coletores cilíndricos, em 2009, estavam na faixa de 0,18-0,27 US\$/kWh para sistemas com diferentes quantidades de armazenamento térmico e para diferentes níveis de irradiação solar (ARVIZU et al., 2011).

A IEA apresenta curvas de LCOE para diferentes taxas de desconto e quantidades distintas de armazenamento de calor, sendo que o cenário base considera uma taxa de desconto de 10% ao ano e seis horas de armazenamento de calor. Neste estudo, os custos LCOE para a eletricidade gerada com CSP variam entre 0,20-0,29 US\$/kWh (IEA, 2010b).

O relatório da Greenpeace apresenta o estado da arte em questão de custos LCOE para plantas CSP de cilindro parabólico caracterizado por um valor de 0,15 US\$/kWh. Aliás, explica como no sudoeste dos Estados Unidos o LCOE é de aproximadamente 0,10-0,12 US\$/kWh e na Espanha varia entre 0,10 US\$/kWh, para plantas localizadas em ótimos lugares de potencial DNI, e 0,29 US\$/kWh, para plantas em lugares com menos irradiação (RICHTER et al., 2009).

O Boston Consulting Group ressalta que o desenvolvimento da indústria CSP depende fortemente de subsídios e apresenta custos LCOE de 0,20 US\$/kWh, dependendo das condições do lugar (BALAGOPAL et al., 2010).

O impacto do armazenamento de calor sobre o custo LCOE não é tão simples de analisar como parece à primeira vista. Quando há armazenamento de calor, os custos de capital incrementam com o tamanho do campo solar e do armazenamento de calor adicional, mas ao mesmo tempo incrementam o fator de capacidade da planta e a produção anual de eletricidade, no entanto, o LCOE diminui minimamente (IEA, 2010b). O principal benefício do sistema de armazenamento de calor, porém, não é a redução do custo LCOE da eletricidade, e sim o incremento do valor da planta, que ganha capacidade firme e melhores características de despachabilidade, permitindo às plantas CSP competir com plantas termelétricas convencionais, num futuro próximo, para fornecer energia na base e, inclusive, no pico da demanda (IEA, 2010b).

O EPRI estimou que, para uma planta CSP de cilindro parabólico de 150 MWe sem armazenamento de calor, o LCOE é de 0,29 US\$/kWh. Se seis horas de armazenamento de calor forem incluídas, os custos LCOE seriam 0,225 US\$/kWh (EPRI, 2009).

- Consolidação de custos para a tecnologia de cilindro parabólico

O estado da arte da tecnologia CSP com cilindro parabólico descreve custos de capital típicos na faixa de 4,4-9,5 US\$/W, custos de O&M na faixa de 11-25 US\$/MWh e LCOE na faixa de 0,17-0,29 US\$/kWh, dependendo da quantidade de armazenamento de calor, do tipo de hibridização e da irradiação DNI do lugar. Os custos citados são as médias dos valores mínimos e máximos, respectivamente, dos valores encontrados na literatura (ARVIZU et al., 2011; IEA, 2010b; NIXON et al., 2010; RICHTER et al., 2009; EPRI, 2009; VIEBAHN et al., 2008).

A Tabela 45 apresenta a consolidação de custos que caracteriza o estado da arte para plantas CSP de cilindro parabólico.

Tabela 45 – Consolidação de Custos para Usinas CSP com Cilindro Parabólico

Variáveis	Valor	Unidade	Fonte
Custos diretos de capital	4,98	US\$/We	(EIA, 2013b)
Custos fixos de O&M	66,09	US\$/kW/ano	(EIA, 2013b)
Custos variáveis de O&M	0	US\$/MWh	(EIA, 2013b)
Custos nivelados da energia (LCOE)	0,18	US\$/kWh	(IEA, 2013b)

Fonte: EIA, 2013b

Autores como Burgi (2013), Lodi (2011), Malagueta (2013), Soria (2011) têm usado permanentemente o simulador de plantas solares System Advisor Model (SAM), versão 2011.6.30, para modelar plantas CSP de cilindro parabólico no Brasil, enquanto a tecnologia de torre solar foi simulada, para o caso brasileiro, por Milani (2014), na versão 2014.1.14.

O modelo SAM foi desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). O SAM apresenta custos de capital (diretos e indiretos) e custos de operação e manutenção (fixos e variáveis) para plantas CSP entendidas como representativas nos Estados Unidos. Os valores de SAM v. 2011 são baseados no estudo de custos de uma planta referência de 100 MWe com resfriamento úmido, desenvolvido pelo grupo consultor Worley Parsons, conforme o contrato KAXL-9-99205-00 com NREL, e com base em discussões mantidas com empresários e industriais. Os custos da versão SAM 2014 estão fortemente baseados no estudo de Turchi (2010).

A Tabela 46 apresenta a evolução desses custos entre a versão do SAM de 2011 e a de 2014. A análise mais importante deve ser feita sobre os custos da tecnologia. Basicamente, constata-se que houve queda de custo para o campo solar e para os fluidos de transferência de calor. O somatório dos itens “bloco de potência” e “balanço de planta” permaneceu igual. O custo do terreno e da melhoria do terreno nos Estados Unidos deve ser atualizado para a realidade brasileira.⁴²

Tabela 46 – Evolução de Custos no Modelo SAM para Cilindro Parabólico

Variáveis	Unidade	SAM 2011.6.30	SAM 2014.1.14
Custos diretos de capital			
Melhorias do terreno	US\$/m ²	25	30
Campo solar	US\$/m ²	295	270
Sistema com fluido térmico de alta temperatura	US\$/m ²	90	80
Armazenamento de calor	US\$/kWh	80	80
Backup fóssil	US\$/kWe	0	0
Bloco de potência	US\$/kWe	940	830
Balanço da planta	US\$/kWe	0	110

⁴² Isso será feito com mais detalhe no estudo de caso, quando se simula uma planta CSP de 30 MWe hibridizada com biomassa de juruema-preta que operaria na região Nordeste do Brasil.

Variáveis	Unidade	SAM 2011.6.30	SAM 2014.1.14
Contingências	%	7	7
Custos indiretos de capital			
EPC ⁴³ e custos próprios	% sobre o total de custos diretos	11%	11%
Terreno	% sobre o total de custos diretos	2%	1,3%
Imposto sobre vendas	% sobre o 80% do total de custos diretos	5%	5%
Custos de O&M			
Custo anual fixo	US\$/ano	0	0
Custo fixo por capacidade	US\$/kW/ ano	70	65
Custo variável por geração	US\$/MWh	3	4
Custo do combustível	US\$/MMBTU	0	0

Fonte: Elaboração própria, baseado em NREL, 2011, 2014

Usando essa configuração típica de custos, proposta pelo NREL no seu modelo SAM, é possível apreciar o peso de cada item no total de custo do projeto na Figura 63.

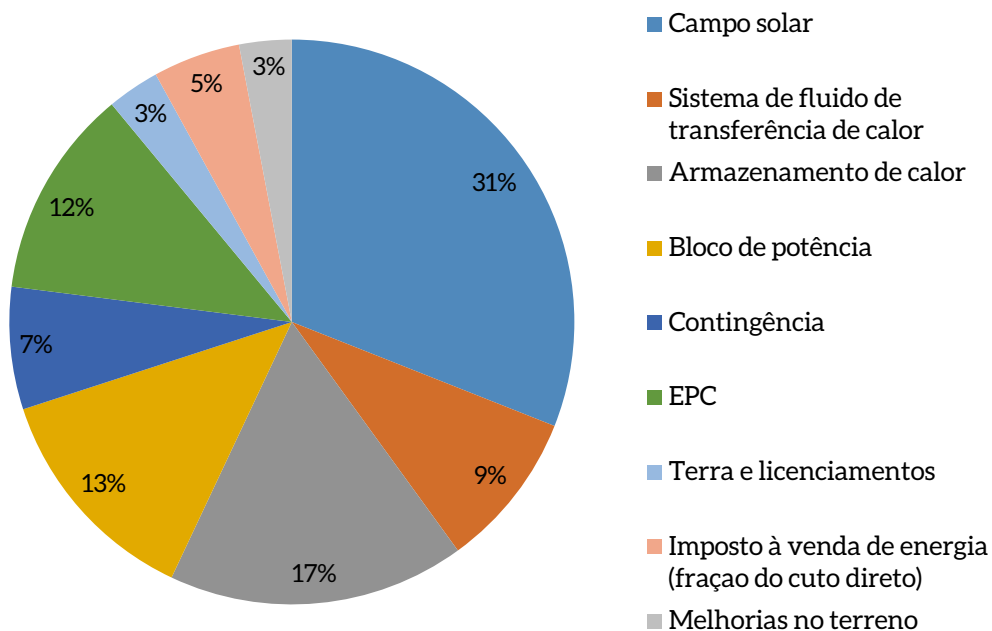


Figura 63 – Distribuição de Custos na Planta CSP de Cilindro Parabólico

⁴³ EPC é a sigla em inglês para *Engineering Procurement and Construction*

5.2.1.2 CUSTOS DE TORRE SOLAR

Pelo fato de a tecnologia de torre solar ser menos difundida do que a de cilindro, a literatura sobre seus custos é mais restrita. Sendo assim, os custos dos estudos feitos no Brasil têm se baseado na base de dados do SAM. A Tabela 47 mostra os custos da versão 2014 para a torre solar, enquanto a Figura 64 mostra a distribuição dos custos de uma torre de referência.

Tabela 47 – Custos de Torre Solar

Custos diretos de capital		
Melhorias do terreno	US\$/m ²	15
Campo solar	US\$/m ²	180
Armazenamento de calor	US\$/kWht	27
Back-up fóssil	US\$/kWe	0
Bloco de potência	US\$/kWe	1.200
Balanço da planta	US\$/kWe	350
Contingências	%	7
Custos indiretos de capital		
EPC e custos próprios	% sobre o total de custos diretos	11%
Custo total do Terreno	% sobre o total de custos diretos	3%
Imposto sobre vendas	% sobre o 80% do total de custos diretos	5%
Custos de operação e manutenção		
Custo anual fixo	US\$/ano	0
Custo fixo por capacidade	US\$/kW/ ano	65
Custo variável por geração	US\$/MWh	4
Custo do combustível	US\$/MMBTU	0

Fonte: Elaboração própria baseado em NREL, 2014

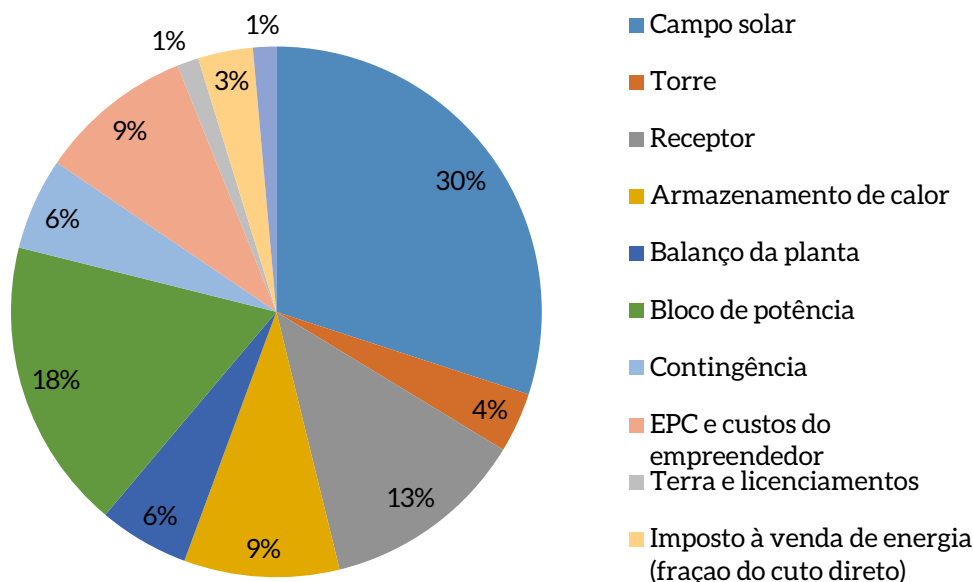


Figura 64 – Distribuição de Custos numa Planta CSP de Referência (torre solar)

Fonte: NREL, 2014

5.3 CENÁRIO REF

Esta seção objetiva a construção de um cenário REF para a geração heliotérmica. Para tanto, é subdividida em premissas e resultados. A avaliação será dividida em dois períodos: o primeiro, visando ao curto/médio prazo com o horizonte 2015-2025; e o segundo, visando ao longo prazo, com o horizonte 2026-2050.

O cenário REF é construído considerando-se os projetos em fases de operação, teste, construção e em planejamento anunciados no Plano Decenal de Expansão e presentes no Balanço de Informações de geração (BIG) da Aneel. Mais do que isso, baseia-se em evolução da economia modelagem por Haddad (2015).

5.3.1 PREMISSAS

O cenário REF para o horizonte até 2025 deve considerar as plantas em operação, em teste, em construção e planejadas no plano decenal de expansão. Conforme discutido anteriormente, destacam-se quatro projetos CSP no Brasil. Porém, nem todas essas plantas se destinam à geração de energia elétrica. Logo, no cenário REF, as únicas candidatas a serem consideradas seriam as plantas que têm como objetivo gerar energia elétrica, que são: empreendimento da planta de Petrolina (1 MWe) e empreendimento da planta Coremas (50 MWe). Ambas as usinas ainda estão na fase de projeto e são o primeiro passo para o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil no horizonte 2025. A primeira planta é uma usina de cilindro parabólico sem armazenamento de calor, nem hibridização, que será

usada para P&D. A segunda, também baseada na tecnologia de cilindro parabólico, inclui hibridização com biomassa, sendo que a maior parte da sua geração elétrica virá da queima de casca de coco.

Estas duas plantas, porém, não foram consideradas no cenário REF., visto que as não foram consideradas no PDE 2023 nem no BIG da Aneel. Não obstante, a planta de Petrolina é uma planta piloto com objetivo de P&D, enquanto a planta de Coremas, prevista para o início de operação em 2013 ainda não começou a ser construída.

Merece destaque o crescente aumento da participação de projetos CSP nos leilões de energia no Brasil. No leilão de energia nova A-5 realizado em 28 de novembro de 2014, foram cadastrados oito projetos CSP com capacidade total de 240 MW (EPE, 2014c). Contudo, nenhum dos empreendimentos CSP cadastrados para participar desse leilão foi contratado devido ao alto custo da energia ofertada. O preço médio do leilão equivaleu a 196,11 R\$/MWh (EPE, 2014c). Tal fato indica que o LCOE da eletricidade ofertada a partir de usinas heliotérmicas ainda é maior do que o de usinas eólicas, PCH, UTE a biomassa e termoeletricas a gás natural, que participaram e ganharam contratos no referido leilão.

Assim, dado que não há empreendimentos CSP para geração elétrica centralizada no Brasil em operação, em construção ou contratados via leilão, assume-se que a tecnologia CSP não faz parte do cenário REF no horizonte 2025. Dessa forma, o fator de emissão de GEE para cada uma das opções de mitigação definidas nesta análise, no âmbito do cenário BC, será comparado diretamente com o fator de emissão do sistema elétrico brasileiro em operação no período 2025, isto é, cada planta CSP entendida como MTD será comparada à média da geração do sistema elétrico brasileiro, no ano de referência. Seu abatimento de emissões de GEE e seus custos serão estimados conforme sua comparação com emissões e custos médios do *grid* (Tabela 19 e Tabela 40).

5.3.2 RESULTADOS

Em face das premissas anteriormente citadas, resultados da simulação no modelo MSB8000 não indicaram a entrada de tecnologia CSP no Brasil no cenário REF. Sendo assim, a linha base no horizonte 2025 prolonga-se em circunstâncias similares também para o horizonte 2050, ou seja, sem a presença de tecnologia CSP.

Cumprir enfatizar que as plantas não foram selecionadas segundo a lógica da função objetivo do modelo MSB8000, qual seja de atendimento de demanda energética a mínimo custo (MCTIC, 2017a). Nesse caso, a modelagem indica que a tecnologia não é viável, em um cenário REF, perante a geração hidrelétrica, termelétrica e eólica.

5.4 CENÁRIO BC

Esta seção objetiva a construção do cenário BC. Para tanto, é subdividida em premissas e resultados. A seção de premissas visa explicar as plantas que foram simuladas e cujos dados serviram de entrada para o modelo MSB8000. As unidades foram definidas a partir das MTD descritas na seção 5.2.

5.4.1 PREMISSAS

Na presente seção, com o auxílio do *software* System Advisor Model (SAM), serão simuladas quatro opções de empreendimentos CSP considerados representativos para este estudo:

- a) Padrão de planta CSP mundial mais desenvolvida até 2014, que é uma planta heliotérmica de cilindro parabólico de 50 MWe e 7,5 horas de armazenamento térmico a partir de sistema de dois tanques, usando sais fundidos, e com sistema de *back-up* a gás natural. O uso do sistema de *backup* é restrito de forma que, no máximo, 15%⁴⁴ da produção anual de eletricidade da usina sejam provenientes do combustível adicional. Este é precisamente o padrão das usinas CSP em operação na Espanha até 2014. Um exemplo é a usina Valle 1, localizada em San José del Valle, Cádiz, Espanha, visitada pelos autores deste documento em março de 2014.
- b) Usina de cilindro parabólico de 100 MWe, com 12 horas de armazenamento de calor em sistema de dois tanques, usando sais fundidos, e sistema de *backup* a gás natural cuja capacidade é inferior a 25% da potência nominal do bloco de potência. O fluido de transferência de calor que circula pelo campo solar é um óleo sintético. O diferencial dessa usina é o tamanho do bloco de potência, o tamanho do sistema de armazenamento de calor e algumas melhorias nos fluidos térmicos tanto no circuito primário quanto no secundário. Adicionalmente, considera-se que, devido aos altos custos de capital, essa usina só seria ofertada ao Brasil em 2020, quando se espera importante redução de custos nos componentes do campo solar devido aos efeitos de aprendizado tecnológico, inovação e economias de escala. Usinas com tecnologia similar são Bookport, na África do Sul (55 MW e 9,3 horas de TES), em etapa de construção, e a usina Maria Elena, no Chile (170 MW e 12 horas de TES), em etapa de planejamento. Atualmente, no mundo, é evidente a tendência a, por um lado, instalar usinas com blocos de potência de maior capacidade e, por outro lado, instalar usinas com sistemas de HTS maiores.
- c) Usina de cilindro parabólico de 30 MWe hibridizada com biomassa de jurema-preta, cujo sistema de hibridização tenha capacidade de até 30% do bloco de potência. Recentemente, Soria et al. (2015) avaliaram usinas CSP instaladas no Nordeste brasileiro com configurações que apresentam baixo LCOE devido ao uso de biomassa de jurema-preta para sua hibridização. Os autores apresentam, além da possibilidade de redução de LCOE, estimativa da geração de emprego e renda proveniente do desenvolvimento de uma indústria CSP local que permitiria desenvolver esse tipo de usina, que, aliás, faz parte das opções de mitigação até 2025. Um exemplo de usina similar em operação é a planta Termosolar Borges, que opera na Espanha desde 2013 com capacidade de 22 MW e hibridização a partir de biomassa residual (COT et al., 2010; PETERSEIM et al., 2013, 2014)
- d) Usina de torre solar com potência de 30 MWe, com 12 horas de armazenamento de energia em um sistema ativo e direto⁴⁵. Essa planta utiliza como fluido de trabalho sal fundido, mas especificamente o chamado Solar Salt (60% NaNO₃ 40% KNO₃). Tal planta utiliza gás natural como combustível de *backup* cuja capacidade é 25% da potência nominal do bloco de potência. Assim, como resultado, obteve-se que 14,96% da energia gerada anualmente provém desse combustível, como mostra a Tabela 57. Vale ressaltar que torres com maior capacidade já são uma realidade. A torre Ivanpah 1, por exemplo, tem capacidade instalada de 126 MW. Porém, como dito, a legislação brasileira

44 Segundo o Decreto Real 661/2007 da Espanha, para as usinas heliotérmicas, era permitido gerar até 12% da produção elétrica anual usando o combustível de *back-up* (geralmente era gás natural) no regime de tarifa regulada. Essa fração podia ser até 15% no regime de tarifa premium (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO DE ESPAÑA, 2007). O DR 667/2007 tem sido modificado consideravelmente desde então. Atualmente, a geração elétrica produzida com combustível de *back-up* fóssil não recebe tarifa premium, ficando este incentivo só para usinas CSP hibridizadas com biomassa ou biogás (JEFATURA DEL ESTADO DE ESPAÑA, 2013).

45 Sistema ativo é aquele em que a troca entre o HTF e o fluido de armazenamento se dá em um trocador de calor através de convecção forçada. O armazenamento direto utiliza o mesmo fluido de trabalho como HTF e fluido de armazenamento.

limita seus incentivos para capacidade máxima de 30 MW. Um exemplo de usina operando com tecnologia similar é a planta Gemasolar, de 19,9 MW, localizada em Andaluzia, Espanha. Essa usina opera desde 2011 e tem um sistema HTS de dois tanques para 15 horas, usando sais fundidos e um sistema de *back-up* a gás natural restrito para gerar até 15% da eletricidade anual. Essa usina também foi visitada pelos autores deste capítulo em março de 2014.

A Tabela 48 resume as características das quatro plantas modeladas no cenário BC.

Tabela 48 – Características das Plantas Consideradas no Cenário BC

Plantas	Tipo	Capacidade (MW)	TES (h)	Backup/hibridização: combustível e capacidade
CSP-CP-50MW-7,5h	CP	50	7,5	Gás natural – 25% da capacidade nominal do bloco de potência operando em regime de nível mínimo de <i>backup</i> .
CSP-CP-100MW-12h	CP	100	12	Gás natural – 25% da capacidade nominal do bloco de potência, operando em regime de nível mínimo de <i>backup</i> .
CSP-CP-30MW-BIO	CP	30	-	Biomassa – 30% da capacidade nominal do bloco de potência, operando em regime de operação suplementar.
CSP-TS-30MW-12h	TS	30	12	Gás natural – 25% da capacidade nominal do bloco de potência, operando em regime de nível mínimo de <i>backup</i> .

Nota: CP: cilindro parabólico; TS: torre solar

Devido ao fato de que não há usinas CSP no cenário REF até 2050, os parâmetros-chave de tipo financeiro, econômico, tecnológico e ambiental das opções de mitigação CSP, apresentados na Tabela 49, não podem ser comparados aos de tecnologias CSP do cenário REF. Assim, as plantas CSP propostas são entendidas como opções setoriais de mitigação de emissões de GEE em comparação com o custo *grid* médio brasileiro simulado no cenário REF, conforme dados da Tabela 40.

Tabela 49 – Quadro-síntese dos Parâmetros das MTD

Parâmetro	Unidade	MTD			
		CSP-CP-50MW-7,5h	CSP-CP-100MW-12h	CSP-CP-30MW-BIO	CSP-TS-30MW-12h
Primeiro ano de disponibilidade	Ano	2014	2020	2020	2014
Geração eletricidade anual	GWh/ano	251	626	139	195
LCOE	cent. US\$/kWh	19,25	14,58	11,31	26,97
Fator de capacidade	%	57,8	71,6	51,4	75,4
Fração da eletricidade anual produzida com sistema de <i>backup</i>	%	21,0	11,0	46,4	15,0

Parâmetro	Unidade	MTD			
		CSP-CP-50MW-7,5h	CSP-CP-100MW-12h	CSP-CP-30MW-BIO	CSP-TS-30MW-12h
Fração da eletricidade anual produzida com o campo solar	%	79,0	89,0	53,6	85,0
Custo por capacidade instalada	US\$/kWe	9.538	9.212	4.919	10.273
Uso anual de água	mil m ³	1.027	2.407	565	710
Área total usina	km ²	2,21	6,29	0,84	3,45
Área adicional plantação energética	km ²	Não se aplica	Não se aplica	50,16	Não se aplica
Consumo anual de combustível <i>backup</i>	TJ	626	814	888	306
Fator de emissão do combustível de <i>backup</i>	kgCO ₂ e/GJ	56,1	56,1	-	56,1
Emissão líquida (por combustível de <i>backup</i>)	10 ³ tCO ₂ e	35,1	45,6	-	17,2
Fator de emissão da usina CSP	tCO ₂ e/MWh	0,14	0,073	-	0,088

Nota: Considera-se que a emissão líquida da combustão da biomassa é nula.

Fonte: Elaboração própria

Vale ressaltar a metodologia utilizada para o cálculo do fator de emissão de GEE das opções de mitigação CSP para os horizontes 2025 e 2050. A energia elétrica gerada em uma usina CSP tem majoritariamente como energia primária a energia solar, uma fonte renovável. Sendo assim, as emissões de GEE contabilizadas correspondem unicamente às ocasionadas pela combustão do combustível de *backup*, quando ele é de origem fóssil. Assim, consideraram-se nulas as emissões da combustão de biomassa no sistema de hibridização da usina CSP. Melhorias de eficiência nos sistemas de *backup* proporcionarão redução no consumo de combustível (como ocorre nas UTE convencionais) e, conseqüentemente, redução nas emissões de GEE. No caso de uma usina CSP, melhora de eficiência no campo solar ou sistema de armazenamento de calor acarretará aumento da energia gerada. Sendo assim, calculou-se a emissão direta de GEE devido à combustão de combustível fóssil de *backup*, quando for o caso, para as opções de mitigação CSP consideradas.

5.4.2 RESULTADOS

Para ilustrar as vantagens e o potencial de mitigação da tecnologia CSP, os fatores de emissão calculados para as usinas CSP simuladas (Tabela 50) são comparados com os fatores de emissão do sistema elétrico brasileiro (Tabela 19), obtidos no modelo MSB8000, presentes também na Tabela 19.

Constanta-se que a opção com hidridização (CSP-CP-30MW-BIO), é preferencial em termos de redução de emissões em todo o período.

Tabela 50 – Fatores de Emissão das MTD e do SIN

Ano	Fator de emissão (tCO ₂ e/MWh)				
	SIN	CSP-CP-50MW-7,5h	CSP-CP-100MW-12h	CSP-CP-30MW-BIO	CSP-TS-30MW-12h
2015	0,12	0,14	Não disponível	Não disponível	0,088
2020	0,05	0,14	0,073	0	0,088
2025	0,05	0,14	0,073	0	0,088
2030	0,09	0,14	0,073	0	0,088
2035	0,10	0,14	0,073	0	0,088
2040	0,13	0,14	0,073	0	0,088
2045	0,19	0,14	0,073	0	0,088
2050	0,25	0,14	0,073	0	0,088

Nota: Negrito é utilizado quando o fator de emissão da MTD é menor do que o do sistema elétrico brasileiro.

Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 51, apresenta-se uma comparação entre a evolução do custo médio da eletricidade gerada pelo sistema elétrico brasileiro e o LCOE calculado para as MTD de CSP. Note-se que o LCOE calculado para as MTD permanece constante ao longo do horizonte até 2050. Isso é uma simplificação, porque, de fato, deverá ocorrer queda de custos ao longo do tempo devido aos efeitos do aprendizado tecnológico, inovação e economias de escala, aspectos que não foram avaliados nesse relatório.

Tabela 51 – Evolução do Custo Médio da Eletricidade Gerada pelo SIN e LCOE das MTD

Ano	Custo médio da eletricidade (US\$/MWh)				
	SIN	CSP-CP-50MW-7,5h	CSP-CP-100MW-12h	CSP-CP-30MW-BIO	CSP-TS-30MW-12h
2015	61,9	192,5	(n.d.)	(n.d.)	269,7
2020	61,2	192,5	145,8	113,1	269,7
2025	61,1	192,5	145,8	113,1	269,7
2030	61,6	192,5	145,8	113,1	269,7
2035	62,2	192,5	145,8	113,1	269,7
2040	62,3	192,5	145,8	113,1	269,7
2045	62,0	192,5	145,8	113,1	269,7
2050	62,5	192,5	145,8	113,1	269,7

Nota: (n.d.): Tecnologias disponíveis comercialmente no Brasil somente a partir de 2020

Fonte: Elaboração própria

Em face da lógica de mínimo custo de atendimento da demanda elétrica (MCTIC, 2017a), semelhantemente ao cenário REF, os resultados da simulação não indicaram a entrada de tecnologia CSP no cenário BC. No entanto, é possível calcular os custos e potenciais de abatimento das plantas analisadas.

A Tabela 52 apresenta o custo de abatimento das opções de mitigação de CSP.

Tabela 52 – Custo de Abatimento de GEE das MTD

Custo de abatimento (US\$/tCO ₂ e)			
CSP-CP-50MW-7,5h	CSP-CP-100MW-12h	CSP-CP-30MW-BIO	CSP-TS-30MW-12h
621	301	145	793

Fonte: Elaboração própria

Os resultados apresentados também permitem concluir a partir de quando as usinas simuladas são realmente opções de mitigação, condicionadas à internalização de um custo de carbono equivalente na economia, tendo em vista que as mesmas não são viáveis economicamente, conforme indicado pela não entrada das opções no cenário BC. Assim:

- A opção 1 (CSP-CP-50MW-7,5h) somente torna-se opção de mitigação em 2030. Essa usina não abate antes de 2030, portanto, até então, não constitui opção de mitigação. O custo de abatimento da opção 1 é 621 US\$/tCO₂e, e o potencial de mitigação de 27,4 MtCO₂e;
- A opção 2 (CSP-CP-100MW-12h) é uma opção de mitigação também a partir de 2030. Essa usina apresenta fator de emissão de GEE menor que o fator médio de emissão de GEE do sistema elétrico brasileiro a partir de 2030. O custo de abatimento da opção 2 é 301 US\$/tCO₂e, e potencial de mitigação de 55,1 MtCO₂e;
- A opção 3 (CSP-CP-30MW-BIO) é uma opção de mitigação desde o seu primeiro ano de disponibilidade, em 2020. Essa usina apresenta fator de emissão de GEE nulo, portanto, sempre menor do que o fator médio de emissão de GEE do sistema elétrico brasileiro ao longo de todo o horizonte. Isso acontece porque esse tipo de MTD usa 100% de energia renovável: irradiação direta solar e biomassa. O custo de abatimento da opção 3 é 145 US\$/tCO₂e, e o potencial de mitigação de 89,4 MtCO₂e;
- A opção 4 (CSP-TS-30MW-12h) somente torna-se opção de mitigação em 2030. Essa usina não abate antes de 2030, portanto, até então, não constitui opção de mitigação. O custo de abatimento da opção 4 é 793 US\$/tCO₂e, e potencial de mitigação de 73,7 MtCO₂e.



Bioeletricidade

Capítulo

6

6 BIOELETRICIDADE

6.1 CARACTERIZAÇÃO

Bioeletricidade compreende a geração elétrica a partir de biomassa, tipicamente resíduos agroindustriais e lenhosos.

No início de 2014, o uso de biomassa respondia por 9% da potência instalada para geração de energia elétrica no Brasil, totalizando 11.579 MW. A Tabela 53 detalha a composição do parque de geração a biomassa no país. Mais de 80% dessa geração se originou no uso do bagaço de cana, que é um resíduo da produção de açúcar e etanol. Em segundo lugar, com 14%, está o licor negro, resíduo da produção de papel e celulose, seguido por resíduos de madeira, que participaram com cerca de 3% da capacidade instalada de geração. As demais fontes consistiam em outros resíduos (biogás e casca de arroz) e em algumas biomassas derivadas de cultivos energéticos (capim-elefante, carvão vegetal e óleo vegetal de palmiste).

Tabela 53 – Empreendimentos em Operação para Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa em 2014

Combustível	Quantidade	Potência instalada (MW)	%
Licor negro	17	1.658	14,3
Resíduos de madeira	46	371	3,2
Capim-elefante	2	32	0,3
Biogás	24	85	0,7
Bagaço de cana-de-açúcar	378	9.358	80,8
Óleo de palmiste	2	4	0,0
Carvão vegetal	5	35	0,3
Casca de arroz	9	36	0,3
Total	483	11.579	100

Fonte: Elaborado a partir de ANEEL, 2017

As plantas de maior porte são tipicamente plantas que operam com resíduos agroindustriais, isto é, bagaço de cana e licor negro. Plantas de bagaço de cana alcançam capacidades de 130 MW, enquanto

empreendimentos à base de licor negro atingem até 230 MW. As demais biomassas são aplicadas em plantas de porte substancialmente menor. Plantas de capim-elefante e de resíduos de madeira apresentam portes médios de 16 MW e 8 MW, respectivamente. Outras biomassas são utilizadas em empreendimentos de pequenas capacidades, na média, entre 2 MW e 7 MW.

Observando os empreendimentos em construção, percebe-se um deslocamento na participação das diferentes biomassas (Tabela 54). Do total de 256 MW que se encontravam em construção em 2014, o bagaço de cana respondia por 55,5% do total, enquanto o restante estava distribuído entre resíduos de madeira (23,5%) e capim-elefante (21,0%). O porte médio das plantas novas de bagaço de cana atingia aproximadamente 70 MW, enquanto o porte médio das usinas que vão operar com capim-elefante e com resíduos de madeira era de 18 MW e 15 MW, respectivamente.

Tabela 54 – Empreendimentos em Construção para Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa em 2014

Combustível	Quantidade	Potência (MW)	%
Resíduos de madeira	4	60	23,5
Bagaço de cana-de-açúcar	2	142	55,5
Capim-elefante	3	54	21,0
Total	9	256	100,0

Fonte: Elaborado a partir de ANEEL, 2017

A partir dessa visão geral sobre a aplicação de biomassa no setor elétrico brasileiro, tem-se como foco a descrição de empreendimentos de aproveitamento energético de resíduos de madeira e outros combustíveis, tais como capim-elefante, óleo de palmiste e casca de arroz. O aproveitamento energético do bagaço no setor sucroalcooleiro foi descrito, detalhadamente, na publicação *Modelagem setorial de de opções de baixo carbono para o setor de biocombustíveis* (MCTIC, 2017d).

- Resíduos de madeira

Em 2014, existiam 46 empreendimentos à base de resíduos de madeira no Brasil, totalizando aproximadamente 371 MW de potência instalada. O setor era composto de alguns empreendimentos de grande porte e uma série de usinas pequenas de autoprodução, sendo que nenhuma das unidades ultrapassa 10 MW. Conforme dados publicadas pela Aneel (2014a), as cinco maiores plantas respondiam por quase 50% da capacidade instalada.

Resíduos de madeira podem derivar de diferentes segmentos do setor florestal. No uso de madeira, ocorrem resíduos madeireiros no abate, no descascamento de madeira e em diferentes passos subsequentes da cadeia produtiva de produtos madeireiros (Figura 65). Geralmente, distingue entre resíduos da colheita florestal e resíduos de processos primários e secundários.

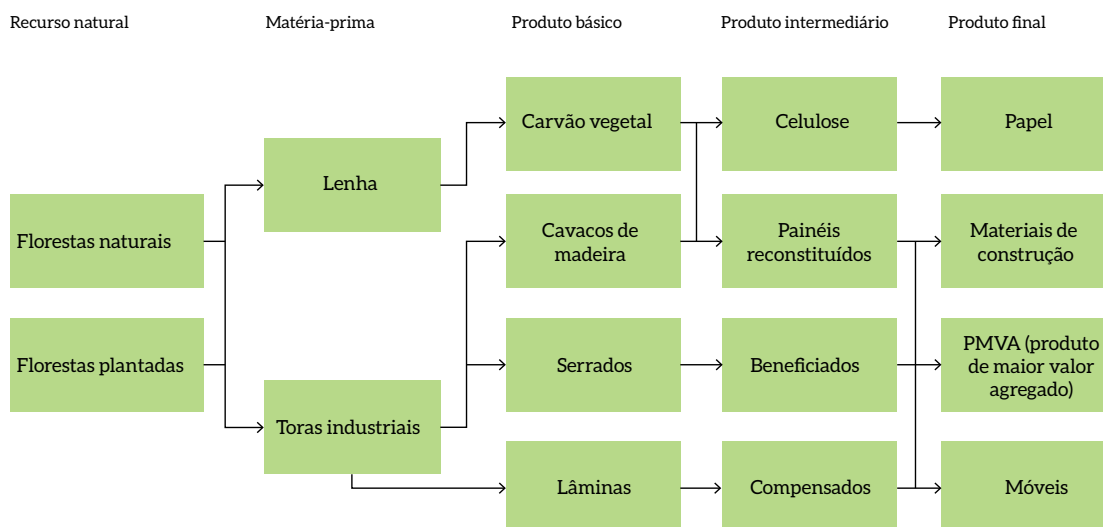


Figura 65 – Cadeia Produtiva do Setor Florestal Madeireiro

Fonte: STCP, 2010

Resíduos da colheita florestal consistem em madeira e em outros produtos florestais que permanecem sem utilização definida durante o processo da exploração florestal por limitações tecnológicas ou de mercado (galhos e ramos, parte superior da árvore, partes quebradas da árvore e toras que não atingiram dimensões mínimas de uso ou de valor comercial insuficiente que justifique sua remoção) (NOLASCO apud SCHNEIDER et. al., 2012). O processamento primário representa a transformação inicial da tora. Nesses processos, são gerados diferentes volumes e tipos de resíduos que dependem do diâmetro das toras e do uso final das peças serradas. São classificados em serragem, cepilho ou maravalha e lenha ou cavacos (SCHNEIDER et al., 2012). STCP (2010) aponta uma geração média de resíduos de 45% para florestas plantadas e de 18% para florestas naturais. Nos setores de transformação primária, há predomínio de poucas empresas de grande porte e integração vertical com as atividades de plantação. Todavia, existe uma série de usos alternativos para resíduos, como produção de carvão vegetal, briquetes, cabos e embalagens. A própria indústria de painéis de madeira é consumidora de resíduos, necessários para seus produtos manufaturados de fibra de madeira (MDP, MDF, OSB e chapas duras) (WIECHETECK, 2009). Nos processos secundários, observa-se a existência de grande número de empresas de pequeno porte, o que dificulta o uso energético de resíduos em empreendimentos de maior capacidade.

- Outros combustíveis

Conforme informações publicadas pela Aneel (2014a), há um pequeno número de empreendimentos à base de casca de arroz, de capim-elefante e de óleo de palmiste. Nos casos de casca de arroz e de óleo de palmiste, trata-se de empreendimentos de autoprodução de pequeno porte na indústria alimentar que utilizam como combustíveis resíduos do processo produtivo. No caso do capim-elefante, trata-se do uso de um cultivo energético, ou seja, de uma biomassa plantada para uso energético.

Para o uso da casca de arroz, existiam nove empreendimentos, que totalizavam capacidade instalada de 36 MW. O uso do óleo de palmiste se restringia à capacidade de 4 MW, instalada em somente duas plantas. Vale notar que o óleo de palmiste era a principal biomassa líquida em uso para a geração de energia elétrica no país. Biocombustíveis líquidos, como biodiesel, bio-óleo e bioetanol, são tipicamente utilizados no setor de transportes, devido ao seu maior custo de produção quando comparado ao custo de produção de biocombustíveis sólidos (MCTIC, 2017d).

As plantas operando com capim-elefante totalizavam capacidade de geração de 32 MW a partir de somente duas plantas, uma de 30 MW e outra de 2 MW. Outras três plantas se encontravam em fase de construção, totalizando 54 MW.

6.1.1 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA

Biomassa designa uma vasta variedade de materiais oriundos de síntese bioquímica. Distingue-se normalmente entre biomassas sacarídeas, oleaginosas e lignocelulósicas. Essa classificação depende do material principal a ser aproveitado. Das biomassas sacarídeas, por exemplo, cana-de-açúcar ou milho, utilizam-se os açúcares ou amidos em processos de fermentação para a geração de bioetanol ou de biogás. Para as oleaginosas, como dendê e mamona, aplicam-se processos de extração de óleos, geralmente para a geração de biodiesel. Às biomassas à base de lignocelulose aplica-se a conversão termoquímica, ou seja, combustão ou gasificação. Exemplos são madeira, bagaço de cana, casca de arroz e capim-elefante.

As biomassas lignocelulósicas são insumo para geração de eletricidade no setor elétrico, tipicamente por meio de caldeiras de combustão. A geração de energia elétrica a partir de biomassas faz uso, em princípio, das mesmas tecnologias que a geração à base de combustíveis fósseis, mas existem diferenças de características e comportamento de biomassas durante processos de conversão química que limitam a aptidão de certas tecnologias para o uso com biomassas. Na sequência, algumas dessas características serão brevemente discutidas.

Biomassas lignocelulósicas consistem principalmente de compostos de celulose, hemicelulose e lignina. Trata-se de polímeros de alto teor de carbono e de maior complexidade. Composições e características típicas de biomassas lignocelulósicas estão indicadas na Tabela 55.

Tabela 55 – Composição de Diferentes Tipos de Biomassa (%)

Características	Palha	Madeira	Capim-elefante
Umidade	15,0	45,0	20,0
Poder calorífico inferior	14,8	9,6	14,0
Poder calorífico inferior (b.s.*)	18,7	19,5	18,5
Cinzas (b.s.*)	4,5	0,5	2,5
Material volátil (b.s.*)	78,0	80,0	80,0
Carbono	47,0	50,0	48,0
Hidrogênio	6,0	5,8	6,0

Características	Palha	Madeira	Capim-elefante
Nitrogênio	0,5	0,2	0,3
Enxofre	0,2	0,15	0,1
Cloro	0,4	0,0	0,3
Oxigênio	41,5	43,4	42,8

*b.s.: base seca

Fonte: Elaborado a partir de SPLIETHOFF, 2010

Na sequência, serão brevemente comentadas algumas características importantes para o comportamento de biomassas durante processos de conversão termoquímica. Em alguns casos, é feita menção a diferenças entre biomassas e carvão. Essa comparação facilita o entendimento de desafios que surgem no uso de biomassas, dado que as tecnologias de conversão termoquímica foram originalmente desenvolvidas para o uso de carvão.

- Umidade

O teor de umidade de combustíveis derivados de biomassa é geralmente alto. Palha, por exemplo, pode ter teor de umidade até 40% p/p logo após o corte. Madeira, após o corte, contém entre 40% e 60% p/p de umidade. Contudo, o teor de umidade da palha pode ser reduzido até 15% p/p pela simples secagem em campo em dois a três dias. A secagem de madeira é mais demorada e menos eficiente. Necessita-se de armazenamento de cerca de três meses para reduzir a umidade a 30% p/p.

- Poder calorífico

O poder calorífico de uma biomassa é influenciado pelo seu teor de umidade. O poder calorífico inferior de biomassas lignocelulósicas secas se situa entre 17 MJ/kg e 21 MJ/kg. Aumentando o teor de umidade, o poder calorífico de madeira pode diminuir em até 6 MJ/kg. Madeira seca em condições ambientes apresenta tipicamente poder calorífico em torno de 15 MJ/kg (KALTSCHMITT, 2001). O valor de 15 MJ/kg corresponde, aproximadamente, ao limite inferior da faixa apresentada por carvões de baixa qualidade. O menor poder calorífico das biomassas se deve ao seu alto teor de oxigênio.

- Teor de material volátil, carbono fixo e cinzas

Material volátil consiste em compostos que são liberados como gás quando o combustível é aquecido, sem que haja processos de combustão. O carbono fixo constitui o carbono que remanesce em forma sólida. Depois do processo de volatilização, o carbono fixo ocorre na forma de coque, apresentando maior porosidade que antes da volatilização, o que torna o material mais reativo. Comparadas com carvões de alta qualidade, biomassas têm altos teores de material volátil e apresentam, portanto, maior reatividade. Quanto ao teor de cinza, nota-se que há muita variação entre as diferentes biomassas. Madeira apresenta tipicamente teor de cinzas muito baixo (abaixo de 3%). Biomassas de cultivos anuais, de onde se origina a palha, apresentam maior teor de cinzas, variando de 4% a 7%, tipicamente (KALTSCHMITT, 2001). Porém, o teor de cinzas de biomassas permanece geralmente abaixo dos valores apresentados por carvões.

- Composição das cinzas

A característica mais importante no que se refere a cinzas não é o teor, mas a composição, pois esta determina o comportamento das cinzas durante a combustão. O comportamento depende principalmente da faixa de temperatura em que as cinzas passam da fase sólida para a fase líquida. O amolecimento e o derretimento das cinzas tornam suas superfícies grudentas, o que pode levar a problemas na operação de caldeiras.

As cinzas se formam a partir de material inorgânico que ocorre no combustível em compostos orgânicos ou sais. Durante o processo de combustão, os componentes passam por processos de transformação, sendo estes influenciados por vários fatores. O comportamento das cinzas depende fortemente da composição do material inorgânico do combustível. Elementos que geralmente reduzem a temperatura de fusão das cinzas são o sódio e o potássio. Contudo, há outros parâmetros de conversão que também influenciam a formação de cinzas e impactam, assim, seu comportamento, como a presença de oxigênio e a temperatura de conversão (SPLIETHOFF, 2010).

As temperaturas de amolecimento das cinzas de biomassa se encontram geralmente abaixo das carvões. Enquanto as cinzas de madeira apresentam temperaturas de amolecimento relativamente elevadas (CODA et al., 2007), biomassas de cultivos anuais produzem cinzas que começam a derreter a temperaturas abaixo de 800°C, o que se deve ao alto teor de sódio, potássio e cloro nessas biomassas (KALTSCHMITT, 2001). O derretimento de cinzas leva a incrustações e pode induzir processos de corrosão. Assim, uma temperatura baixa de derretimento é considerada problemática em processos de conversão termoquímica.

Processos de corrosão são induzidos especialmente pela interação de álcalis com cloro. O cloro facilita a mobilidade de compostos inorgânicos, transportando álcalis para as superfícies das tubulações de trocadores de calor. A substituição do cloro por compostos de enxofre libera o cloro, que, por sua vez, tem ação corrosiva. Portanto, atenção especial precisa ser dada não só ao teor de álcalis e álcalis terrosos, mas também aos teores de cloro e de enxofre no combustível (GARCIA-GALINDO et al., 2012).

Tipicamente, a produção de eletricidade inicia com a conversão termoquímica, que consiste na conversão de energia quimicamente armazenada no combustível (biomassa) pela influência de calor. São resumidas três rotas principais sob esse termo: combustão, gasificação e pirólise. Enquanto a combustão transforma a energia contida na biomassa diretamente em calor, a gasificação e a pirólise visam à transformação da biomassa num gás ou líquido combustível. O processo mais utilizado para a geração de energia elétrica a partir de combustíveis sólidos consiste na combustão convencional. A rota de gasificação também já é utilizada em aplicações de nicho, mas ainda não é implementada em larga escala devido a obstáculos técnicos e econômicos. A pirólise, por sua vez, apresenta dificuldades técnicas que impedem sua introdução em escala comercial. Portanto, as tecnologias comercialmente disponíveis para o uso energético de biomassas sólidas se restringem, atualmente, a tecnologias de combustão.

Com relação ao porte de empreendimentos, deve-se considerar que as fontes de biomassa se encontram, em geral, amplamente distribuídas, exigindo coleta e transporte para concentrar o insumo. O baixo teor calorífico da biomassa inviabiliza, muitas vezes, seu transporte por longas distâncias. Por consequência, a biomassa precisa ser utilizada em empreendimentos perto de sua colheita, isto

é, em empreendimentos descentralizados de menor porte. Porém, devido a economias de escala, o aproveitamento em usinas de grande porte pode ser mais viável economicamente. Usinas de grande porte podem ser realizadas em casos de resíduos agroindustriais que ocorrem em grandes quantidades na produção de outro bem de consumo, como no caso do bagaço de cana-de-açúcar. Plantações para fins energéticos, como florestas energéticas ou plantações de capim-elefante, também podem viabilizar empreendimentos de maior porte. A terceira opção para aproveitar economias de escala seria o coprocessamento de biomassa em plantas a carvão (HOFFMANN, 2013), a qual é avaliada na publicação *Modelagem setorial de de opções de baixo carbono para o setor de termelétricas e termo-nucleares* (MCTIC, 2017e).

Para processos de combustão, foram desenvolvidos diferentes tipos de reatores. As tecnologias disponíveis podem ser divididas em três categorias principais: conversão em leito fixo, conversão em leito fluidizado e conversão em suspensão. Esquemas de reatores para as três tecnologias estão indicados na Figura 66. As tecnologias se distinguem quanto a capacidade, eficiência de conversão, facilidade de controle, complexidade de sistema e exigências com relação à preparação do combustível.

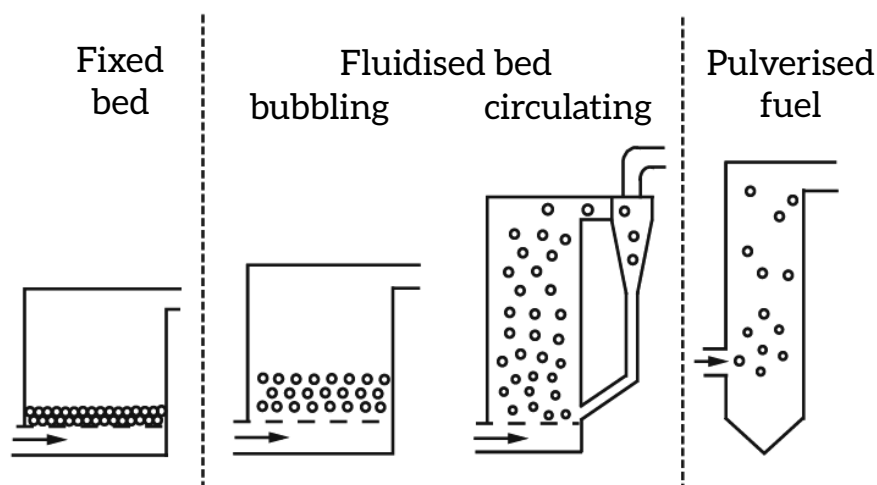


Figura 66 – Esquema de Reatores de Conversão Termoquímica em Leito Fixo, Leito Fluidizado e em Suspensão

Fonte: Gorner em SPLIETHOFF, 2010

Reatores de leito fixo representam a tecnologia mais antiga e menos eficiente de conversão. Existem diferentes tipos de reatores que se diferenciam no sistema de alimentação e transporte do combustível dentro do reator: um reator com alimentação lateral e outro em que o combustível entra no reator pelo fundo. A principal desvantagem da tecnologia de leito fixo é a falta de movimentação do combustível. Assim, não há boa mistura entre combustível e ar de combustão, o que leva a um processo não uniforme. Por consequência, o processo se torna difícil de controlar e a eficiência de processo, ou seja, a taxa de conversão do combustível, é relativamente baixa. Ademais, a dificuldade de controle limita essa tecnologia com relação a sua capacidade. Por outro lado, esse tipo de reator representa uma tecnologia simples e de baixo custo, com poucas exigências com relação à qualidade do combustível. A combustão em leito fixo é realizada em reatores com capacidades entre 2 MW_{th} e $175 \text{ MW}_{\text{th}}$ (SPLIETHOFF, 2010).

Reatores de leito fluidizado processam o combustível num leito inerte que é posto em suspensão mediante um fluxo de gás que entra no reator, injetado no fundo do reator. As vantagens, quando comparado com o leito fixo, incluem a melhor mistura entre combustível e oxidante, o que leva a uniformidade e melhor eficiência de combustão. Ademais, o leito fluidizado faz que esse reator apresente certa inércia com relação a alterações nas características do combustível. Dessa forma, essa tecnologia é especialmente apta para o processamento de combustíveis heterogêneos. Existem dois tipos de leito fluidizado: leito fluidizado borbulhante (LFB) e leito fluidizado circulante (LFC). Enquanto o LFB consiste num leito estacionário, o LFC se encontra num sistema de circulação que permite uma mistura ainda mais intensa, aumentando, assim, a velocidade de reação e, portanto, a capacidade do reator. Para a combustão, reatores de 40 MW_{th} a 750 MW_{th} são comuns. A conversão em leito fixo e leito fluidizado apresenta poucas exigências com relação à qualidade e preparação do combustível. O combustível pode ser aplicado em forma de fragmentos grossos, por exemplo, cavacos de madeira, e bastante heterogêneos.

A última das três tecnologias é a conversão em suspensão. Para essa tecnologia, o combustível deve ser pulverizado. Ele é injetado no reator e arrastado por um jato de gás. Assim, tem-se ótima mistura entre combustível e oxidante, o que leva a uma combustão rápida e completa do combustível. Esse sistema, no entanto, reage com alta sensibilidade a alterações na qualidade do combustível ou outras condições de operação. Trata-se, então, de sistemas de maior complexidade e alto custo. Caldeiras para a combustão em suspensão são instaladas em capacidades de até 2.500 MW_{th}.

A Tabela 56 mostra um resumo dos diferentes tipos de reatores, suas principais características e exigências com relação a combustível.

Tabela 56 – Comparação de Características Principais dos Diferentes Reatores para Conversão Termoquímica

Exigências de características	Combustão em leito fixo	Combustão em leito fluidizado	Combustão em suspensão
Umidade	< 50 %	< 65 %	15 - 20 %
Tamanho de partícula	--	< 50 mm	pulverizado
Eficiência da combustão (<i>burnout</i>)	Baixa	Alta	Alta
Complexidade do equipamento	Baixa	Média	Alta

Fonte: Elaboração própria

As três tecnologias foram desenvolvidas para o processamento de carvão. As tecnologias de leito fixo e de leito fluidizado já foram demonstradas em aplicações com biomassa. Caldeiras modernas de conversão em suspensão, contudo, podem ser inapropriadas para uso com biomassa, pois requerem combustíveis pulverizados homogêneos e de alto poder calorífico. Biomassas não tratadas contêm tipicamente um alto teor de umidade e de oxigênio, o que torna seu poder calorífico relativamente baixo. Ademais, biomassas não tratadas representam matérias fibrosas, cuja moagem se mostra muito energointensiva (VAN DER STELT et al., 2011). Na Figura 67, são indicados dados para a moabilidade de madeiras não tratadas, madeiras tratadas e carvão. Os dados mostram que madeira não tratada demanda muito mais energia na moagem do que carvão ou madeira seca ou torrificada, e que a demanda aumenta exponencialmente com a diminuição da partícula. Portanto, para o uso em caldeiras de suspensão, o pré-tratamento de biomassas é um fator importante.

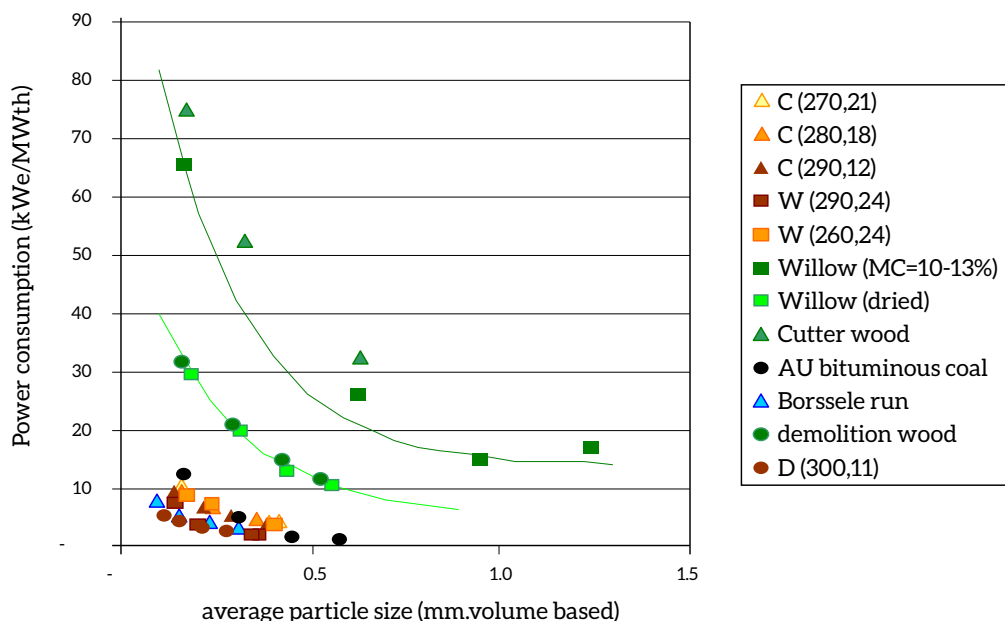


Figura 67 – Consumo de Energia na Moagem de Diferentes Combustíveis

Fonte: VAN DER STELT et al., 2007

O processo comum para transformar um combustível fibroso num combustível poroso é a torrefação, que consiste num processo de tratamento térmico do combustível em temperaturas entre 200°C e 300°C. O combustível é aquecido na ausência de ar, o que leva a secagem e decomposição parcial do combustível. Ademais, a torrefação aumenta o poder calorífico referente à massa do combustível. Contudo, a torrefação representa um processo relativamente energointensivo. Portanto, a viabilidade do pré-tratamento por torrefação precisa ser analisada para casos individuais, pois depende não só das características do combustível (que variam entre as diferentes biomassas), mas também das fontes de calor disponíveis para o tratamento térmico.

As tecnologias de combustão mais aplicadas para uso de biomassa são sistemas de leito fixo e de leito fluidizado. Particularmente para pequenas capacidades, o sistema predominante de combustão consiste no leito fixo. Para combustão em leito fixo, diferentes tipos de caldeiras foram desenvolvidos de forma a otimizar a adaptação do sistema ao tamanho de grau e forma do combustível. Caldeiras de leito fluidizado, sendo mais complexas, são instaladas somente a partir de capacidades de 10 MW_{th} (SPLIETHOFF, 2010).

Como mencionado, a combustão de biomassa traz alguns desafios tecnológicos diferentes dos da combustão de carvão, que se referem principalmente ao comportamento de cinzas. O fator determinante no comportamento de cinzas consiste na sua temperatura de fusão. A fusão das cinzas provoca a formação de incrustações e corrosão e, em processos de leito fluidizado, também na aglomeração no leito. Biomassas que apresentam tipicamente bom comportamento são aquelas com baixo teor de álcalis e cloro. Grande parte de resíduos de biomassa, por exemplo, diversas palhas e cascas de produtos agrícolas, apresenta teores altos de álcalis e cloro e, portanto, alto potencial de provocar problemas de operação em caldeiras de leito fluidizado. Para tais biomassas, fornos convencionais de leito fixo podem ser mais vantajosos, mesmo apresentando eficiência de combustão inferior.

Na rota de combustão, o aproveitamento energético ocorre através de um ciclo Rankine, isto é, um ciclo termodinâmico onde a energia elétrica é gerada por uma turbina a vapor. A eficiência do processo depende, por um lado, da eficiência de conversão do combustível na caldeira e, por outro, das condições do ciclo a vapor, isto é, da temperatura e da pressão antes e depois da turbina e da configuração do processo de expansão do vapor.

A eficiência de um ciclo a vapor aumenta com elevação da temperatura e pressão do vapor. Quanto mais severas as condições, maior é a eficiência que pode ser alcançada. Ao mesmo tempo, aumenta o custo de investimento devido às maiores exigências relativamente aos materiais da caldeira. Dessa forma, plantas de pequeno porte, por falta de economias de escala, operam com condições menos severas e, portanto, eficiências inferiores. Numa faixa de poucos MW, as eficiências se encontram tipicamente em torno de 20%. Plantas numa ordem de grandeza de dezenas de MW alcançam eficiências de aproximadamente 30%. A partir de 100 MW, conta-se com eficiências em torno de 40%.

Um ganho de eficiência pode ser alcançado pela elevação das condições para o estado supercrítico (SC). Em plantas supercríticas, as condições de vapor passam pelo ponto crítico (374,12 °C / 221,2 bar). Conforme DOE/NETL (2013), o aumento chega a 2,5 pontos percentuais. Para realizar um ciclo a vapor SC, as componentes do ciclo a vapor têm que resistir a pressões e temperaturas ainda maiores. Portanto, é preciso utilizar materiais mais sofisticados que, por sua vez, acarretam custo de capital maior. Ademais, a tecnologia SC não é adequada para aplicação em plantas de pequeno porte devido a problemas relacionados aos primeiros estágios da turbina quando operada com pequenos fluxos mássicos (PELLEGRINI et al., 2009). Conforme Pellegrini et al. (2009), a capacidade mínima para a viabilização de um ciclo supercrítico é de 280 MW_{el}. Para plantas a biomassa, considera-se como capacidade máxima frequentemente um limite de 100 MW_{th} (SPLIETHOFF, 2010) devido a questões de economicidade do transporte de biomassa. Em casos específicos de resíduos de biomassa que ocorrem na agroindústria, capacidades maiores podem ser adotadas. Por exemplo, no Brasil, duas usinas do setor sucroalcooleiro atingem capacidades produtivas para atender uma capacidade de geração desse porte (PELLEGRINI et al., 2009).

O ciclo a vapor pode ser realizado com diferentes níveis de complexidade. A divisão do processo de expansão em diferentes estágios de pressão com reaquecimento intermediário e extração de vapor para fins de preaquecimento da corrente de água que alimenta a caldeira é medida comum para aumentar a eficiência do ciclo a vapor (SPLIETHOFF, 2010).

6.2 MELHOR TECNOLOGIA DISPONÍVEL

No Brasil, existe vasta experiência na área de combustão de biomassa devido às atividades do setor sucroalcooleiro (MCTIC, 2017d). As caldeiras que foram desenvolvidas no Brasil para a combustão de bagaço de cana no setor sucroalcooleiro consistem predominantemente em caldeiras com grelha móvel, em que o combustível é injetado com o ar primário de combustão. Assim, a combustão ocorre parcialmente em suspensão e parcialmente num leito fixo, na grelha instalada no fundo da caldeira.

A tecnologia de combustão em leito fluidizado está começando a se estabelecer no Brasil. Em 2012, quatorze caldeiras de leito fluidizado se encontravam em operação no país, das quais a maioria

operava à base de bagaço de cana (HOFFMANN, 2012). A maior caldeira tem capacidade de 300 MW_{th}. Empresas com atividades nessa área são a HPB (em cooperação com a Babcock&Wilcox), a Sermatec (em cooperação com a Foster Wheeler), a CBC/Mitsubishi e a Dedini (em colaboração com a Envirotherm) (HOFFMANN, 2012).

Os sistemas aplicados em plantas de combustão de bagaço de cana no Brasil consistem em ciclos que operam em condições de vapor numa faixa ampla, de 20 bar a 100 bar e 300°C a 530°C (BREISSAN FILHO, 2011), e com capacidades de 0,3 MW a 130 MW (ANEEL, 2014a). Enquanto as caldeiras mais antigas operam com pressões de 20 bar, a maioria das caldeiras instaladas após 2006 opera com pressões e temperaturas em torno de 60 bar e 480°C, respectivamente. Com essas condições, o ciclo a vapor opera com eficiência em torno de 38%.

Conforme o modelo elaborado por Hoffmann (2013), uma planta operada com madeira atingiria eficiência total de 30% (base PCI). Aumentando-se a pressão para 90 bar e a temperatura para 520°C, a eficiência do ciclo a vapor chega a aproximadamente 40%, o que leva a uma eficiência total do sistema de 32% (base PCI).

Portanto, opta-se por considerar caldeira de leito fluidizado, na configuração acima descrita, como melhor tecnologia disponível (MTD) para aplicação no cenário BC.

6.3 CENÁRIO REF

Esta seção objetiva a construção de um cenário REF para bioeletricidade. Para tanto, é subdividida em premissas e resultados.

A avaliação será dividida em dois períodos: o primeiro, visando ao curto/médio prazo com o horizonte 2015-2023, aderente ao PDE 2023; e o segundo, visando ao longo prazo, com o horizonte 2024-2050, oriundo de projeções no modelo MSB8000.

6.3.1 PREMISSAS

No cenário REF, inicialmente, foi considerada UTE com capacidade de 30 MW. Adicionalmente, foi considerada uma caldeira de leito fixo que opera com condições de vapor de 65 bar e 480°C.

O fator de capacidade foi definido em 90%. Este é um fator alto para UTE, visto que em 2013 a média correspondeu a 60% (EPE, 2007). Pode-se presumir, porém, que o paradigma da operação do sistema se alterará, utilizando UTE como fonte para o suprimento da demanda de base, devido à maior penetração de fontes alternativas variáveis. Assim, adotou-se um fator de capacidade de 90%.

O PDE 2023 (EPE, 2014b) indica para o horizonte 2013-2023 aumento da capacidade instalada para a operação de biomassa em 1.736 MW, de 9.867 MW para 13.983 MW. Nesse caso, a EPE não especifica o tipo de biomassa aplicada.

Com vistas a evitar dupla contagem com MCTIC (2017d), fez-se necessário desagregar o perfil da capacidade instalada prevista de bagaço das demais biomassas ora avaliadas. Para tanto, foram utilizados dados da Aneel (2014a) e os resultados dos últimos leilões de energia elétrica. No final de 2014, encontravam-se sete empreendimentos de biomassa em construção, totalizando uma capacidade de 107 MW. Trata-se de quatro projetos para o uso de resíduos de madeira e três para o uso de capim-elefante. A capacidade dos projetos varia entre 8 MW e 34 MW. Para o uso do bagaço, a capacidade em construção chega a 365 MW. Observando os projetos já outorgados que ainda não estão em fase de construção, a Aneel lista 11 projetos para o uso de biomassa sólida sem bagaço, completando uma capacidade de 416 MW, consistindo de oito projetos de resíduos de madeira, um projeto para o uso de casca de arroz e dois para capim-elefante. Boa parte dessa capacidade seria oferecida por somente dois projetos para o uso de resíduos de madeira projetados para operar com capacidade de 150 MW cada. Para o uso do bagaço, 20 projetos estão outorgados com capacidade de 575 MW. Os desenvolvimentos nos últimos leilões indicam que a biomassa florestal passou a ter um papel quase tão importante quanto o bagaço para a geração de eletricidade. Nos três leilões que ocorreram em 2013 e 2014, foram contratados 775 MW para a operação com bagaço e 617 MW para a operação com cavacos de madeira.

Para avaliar a evolução do uso de biomassa no setor elétrico no longo prazo, excluindo bagaço, por sua vez, foram utilizados os resultados obtidos no modelo MSB8000, para os quais foi aplicado o cenário econômico elaborado por Haddad (2015).

6.3.2 RESULTADOS

No que se refere à adicionalidade de capacidade instalada até 2025, constata-se que somente os empreendimentos de UTE a biomassa já contratados foram considerados, que está representada na Figura 68.

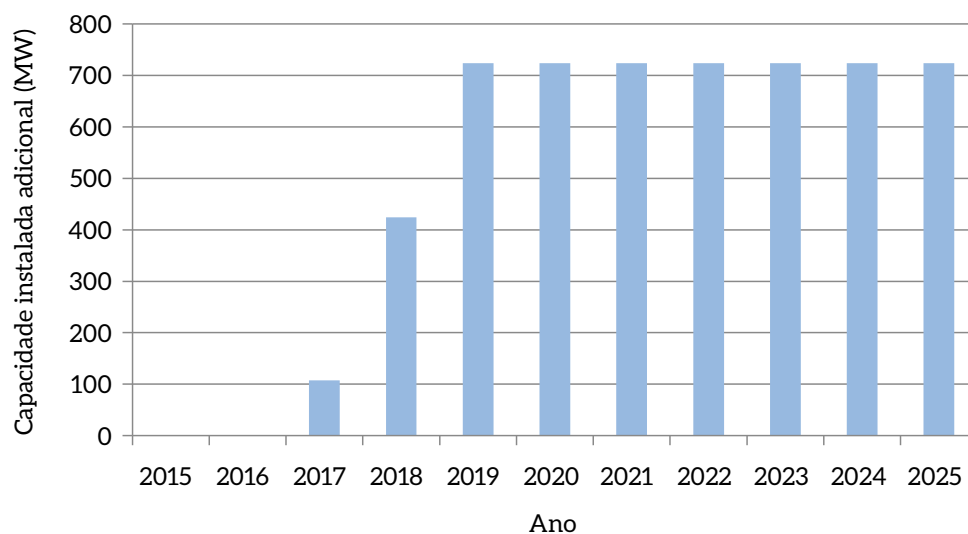


Figura 68 – Expansão da Capacidade Instalada de Geração Elétrica à Base de Biomassa Sólida (excluindo bagaço) (2015-2025)

A modelagem indica para o horizonte 2010-2050 que a capacidade instalada cresceria até 2,9 GW em 2030. Após esse crescimento, não haverá mais acréscimos de usinas a biomassa.

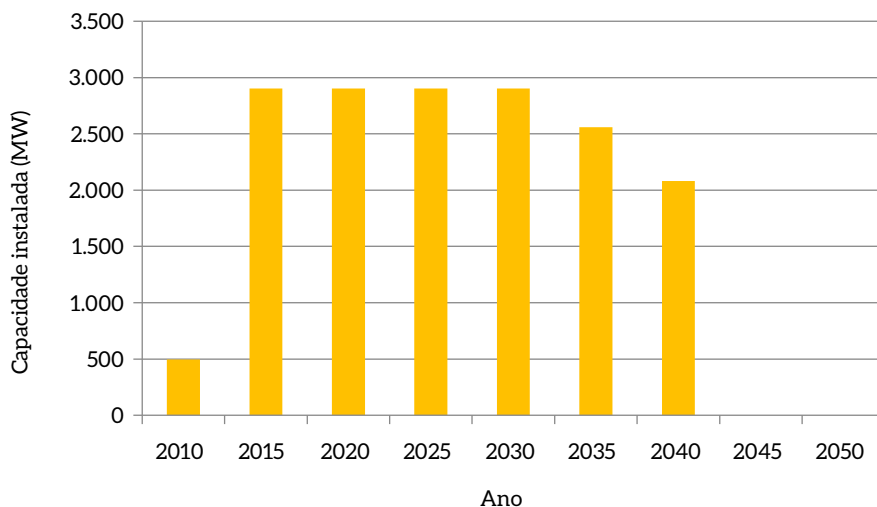


Figura 69 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica à Base de Biomassa Sólida (excluindo bagaço) (2010-2050)

6.4 CENÁRIO BC

6.4.1 PREMISSAS

Assim como no cenário REF, consideraram-se UTE com capacidade de 30 MW no cenário BC. Como tecnologia, foi admitida como MTD uma caldeira de leito fluidizado cujo ciclo a vapor opera a 90 bar e 520°C. Conforme o modelo de UTE de Hoffmann (2013), essa UTE atingiria eficiência total de 32%. Vale notar que o aumento de eficiência que se deve ao aumento de temperatura e pressão é ligeiramente contrabalançado por um consumo parasítico maior do leito fluidizado. O fator de capacidade, semelhantemente ao cenário REF, foi definido em 90%.

Para a definição do custo de abatimento de GEE na geração elétrica a partir da biomassa, utiliza-se a fórmula indicada na Equação 1 (capítulo 1). Assim, urge definir para as tecnologias dos cenários REF e BC, o custo nivelado de eletricidade e emissões de GEE. O LCOE é o custo que precisa ser recuperado durante o tempo de vida da planta para cobrir o custo de investimento, todos os custos de operação e manutenção (incluindo custos de combustível) e o pagamento do retorno aceito pelos investidores. O LCOE normalmente é indicado por unidade de energia elétrica gerada, por exemplo, em US\$/MWh. A fórmula aplicada neste estudo é indicada na Equação 2 (capítulo 1). Finalmente, a anualização do custo de investimento é obtida a partir da Equação 3, que consta no mesmo capítulo.

Admite-se que os equipamentos para o uso de biomassa serão fabricados no Brasil, o que se justifica pela existência da cadeia de produção de caldeiras a biomassa para o setor sucroalcooleiro. Foi

adotado um valor de 4.665 R\$/MW como custo de investimento de caldeiras de biomassa. Para definir o fator de recuperação de capital, foram utilizados 20 anos como período de amortização e taxa de retorno de 8% a.a., que corresponde à taxa de retorno tipicamente aplicada no setor elétrico (EPE, 2007). Para a MTD do cenário BC, foi presumido um custo de 5.300 R\$/kW.

Os custos variáveis consistem em custos de combustível e custos de operação e manutenção. Como custo de combustível, foi admitido o custo de cavaco de madeira, que é indicado em 140 R\$/t. Para o combustível, foi admitido um PCI de 14 MJ/kg. Para os custos fixo e variável de operação, foi admitido que correspondesse com 40% do custo nivelado de capital.

Relativamente à redução de emissão de GEE, para biomassa assumiu-se fator de emissão igual a zero, dado que a biomassa absorve o CO₂ que emite na combustão, durante seu crescimento. As emissões de GEE de uma UTE a biomassa consistem, então, somente de emissões de CH₄ e N₂O, que são tipicamente transformadas em CO₂ equivalente conforme metodologia citada no capítulo 1. A redução de emissão que poderia ser alcançada por unidade de energia gerada consiste, então, no fator de emissão médio do sistema elétrico ao qual a usina está conectada. Esses fatores de emissão de constam da Tabela 19.

Relativamente aos coeficientes de emissão das UTE, foram adotados valores indicados nas diretivas sobre inventários de GEE do IPCC (2006), que estão em linha com MCTIC (2016). Finalmente, para emissões de CH₄ e N₂O foram considerados valores padrão médios para as caldeiras convencionais. Para caldeiras do cenário BC, os valores padrão mínimos foram admitidos, o que se justifica pela hipótese de que caldeiras de leito fluidizado com alta eficiência de combustão seriam aplicadas. Essa hipótese não se baseia em valores extraídos da literatura científica, mas deve ser lida como uma análise de sensibilidade. Ou seja, a avaliação das emissões de CH₄ e N₂O das tecnologias dos cenários REF e BC mostram como a MTD influenciaria as emissões do sistema se a combustão em leito fluidizado realmente reduzisse as emissões, conforme indicado na Tabela 57.

Tabela 57 – Fatores de Emissão Aplicados para as Tecnologias dos Cenários REF e BC

Gás	Fatores de emissão (kg/TJ)	
	Cenário REF	Cenário BC
CH ₄	30	10
N ₂ O	4	1,5

Fonte: Elaboração própria com base em IPCC, 2006; MCTIC, 2016

6.4.2 RESULTADOS

A capacidade instalada projetada para o cenário BC se encontra ligeiramente acima da capacidade do cenário REF devido ao aumento na eficiência da MTD.

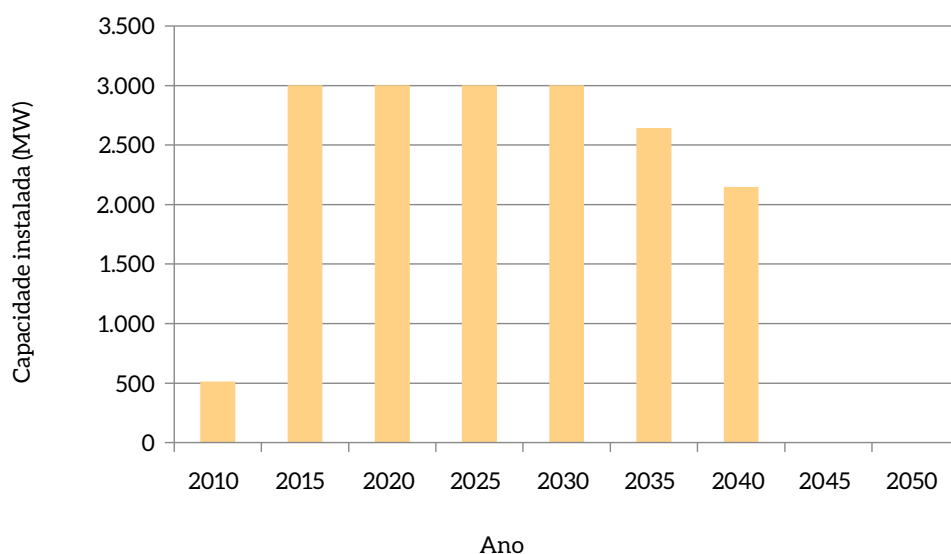
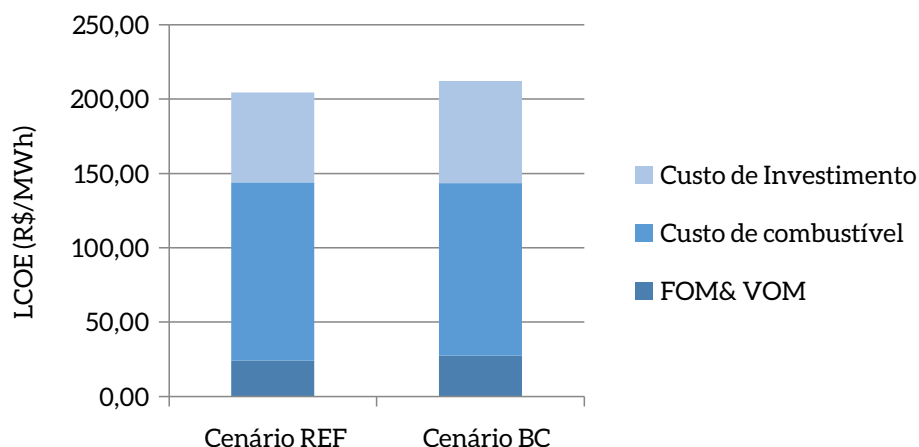


Figura 70 – Capacidade Instalada de Geração Elétrica à Base de Biomassa Sólida (excluindo bagaço) (2010-2050)

A partir das premissas anteriormente descritas, chega-se a LCOE de 204 R\$/MWh para a tecnologia do cenário REF e 212 R\$/MWh para a tecnologia do cenário BC. A Figura 71 mostra a decomposição do LCOE das duas tecnologias. A figura evidencia que o custo de combustível representa o item mais relevante no LCOE desses empreendimentos. Devido à maior eficiência, a tecnologia do cenário BC consegue reduzir esse custo. Todavia, o aumento no custo de investimento faz que o LCOE da tecnologia do cenário BC seja superior ao LCOE da tecnologia do cenário REF.



Legenda: FOM = custos fixos de O&M; VOM = custos variáveis de O&M

Figura 71 – LCOE da Geração de Energia Elétrica à Base de Biomassa nos Cenário REF e BC

Os resultados para o fator de emissão indicam 23 kg/MWh para a tecnologia do cenário REF, e 8 kg/MWh para a tecnologia do cenário BC. Note que essa diferença se dá, por um lado, pelos diferentes fatores de emissão admitidos e, por outro, pela diferença nas eficiências das tecnologias.

Em seguida, o potencial e o custo de abatimento decorrentes da adoção de MTD foram calculados. O primeiro não contabiliza as emissões de CH_4 e N_2O , pressupondo que seriam as mesmas para ambos os casos de combustão. O segundo contabiliza as emissões de CH_4 e N_2O , assumindo que seriam inferiores em caldeiras de leito fluidizado devido ao fato de as caldeiras realizarem uma combustão mais completa.

Nota-se que o potencial de abatimento aumenta de forma significativa quando se consideram as emissões de CH_4 e N_2O . Isso se deve ao fato de as tecnologias dos cenários REF e BC apresentarem eficiências muito próximas. Dessa forma, a quantidade de emissões da rede elétrica que seria reduzida pela operação de uma usina à base de biomassa difere muito pouco entre os cenários. Assim, com a contabilização de CH_4 e N_2O , o potencial de abatimento se encontra numa faixa entre 370 kt e 460 kt entre 2025 e 2040. Sem contabilizar esses gases, chega a um máximo de 120 kt em 2035. O potencial acumulado de abatimento no primeiro caso é de 14,5 MtCO_2e , e, no segundo caso, é de 2,4 MtCO_2e .

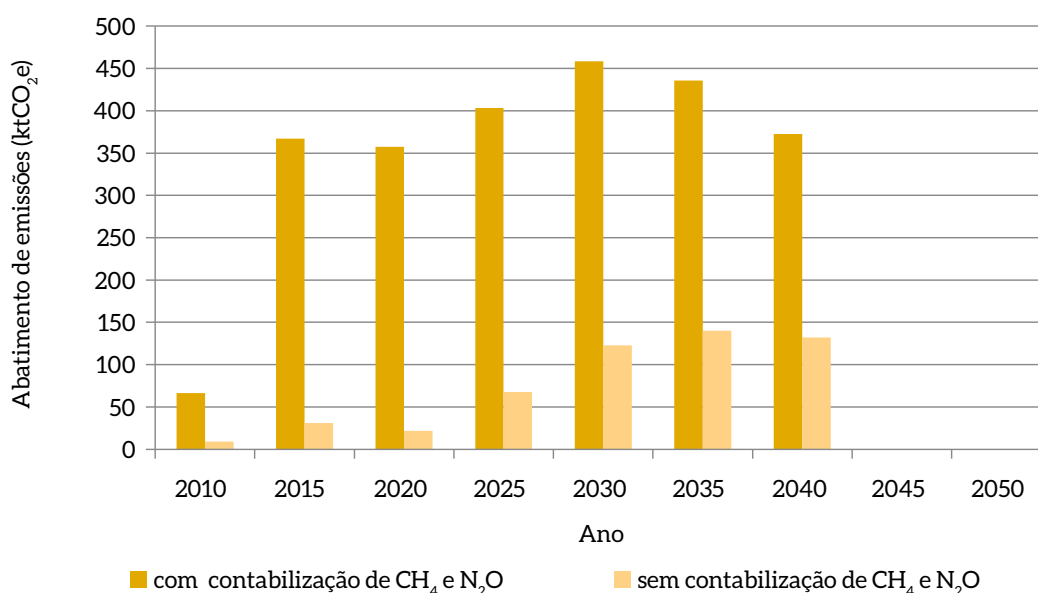


Figura 72 – Potencial de Abatimento de Emissões de GEE no Cenário BC (2010-2050)

A consideração de CH_4 e N_2O se reflete também no custo de abatimento, que se reduz quando se considera a emissão desses gases. Relativamente ao custo de abatimento, observa-se, desconsiderando esses gases, um valor de 104,9 US\$/tCO₂e, contabilizando, o custo de abatimento é de 74,5 US\$/tCO₂e no período de 2010 a 2050.



Transmissão e distribuição de energia elétrica

Capítulo

7

7 TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo objetiva avaliar o potencial de redução de emissões de GEE decorrente da eficiência dos sistemas de transmissão e distribuição (T&D) de energia elétrica. Para tanto, inicialmente é contextualizado o setor de T&D brasileiro. Seguidamente, é realizada a definição das melhores tecnologias disponíveis. Por fim, são apresentados os cenários de referência (REF) e baixo carbono (BC) construídos para o setor.

7.1 CARACTERIZAÇÃO

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários. O sistema interligado nacional (SIN) é formado pelas empresas de geração e transmissão das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na Região Amazônica (ONS, 2014b).

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pela coordenação e pelo controle da operação do SIN, que compreende as companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da Aneel. Entre os benefícios dessa integração e operação coordenada está a possibilidade da troca de energia elétrica entre regiões, o que é importante em um país cuja geração é predominantemente de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes.

A integração do sistema também permite a operação das usinas hidrelétricas e termelétricas em regime de complementariedade, já que os custos da produção têm reflexo na tarifa paga pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada.

O sistema também se caracteriza pelo processo permanente de expansão, o que permite a ligação de novas usinas geradoras e a integração de novas regiões (ANEEL, 2008).

A previsão do SIN para o horizonte 2014 pode ser vista na Figura 73.

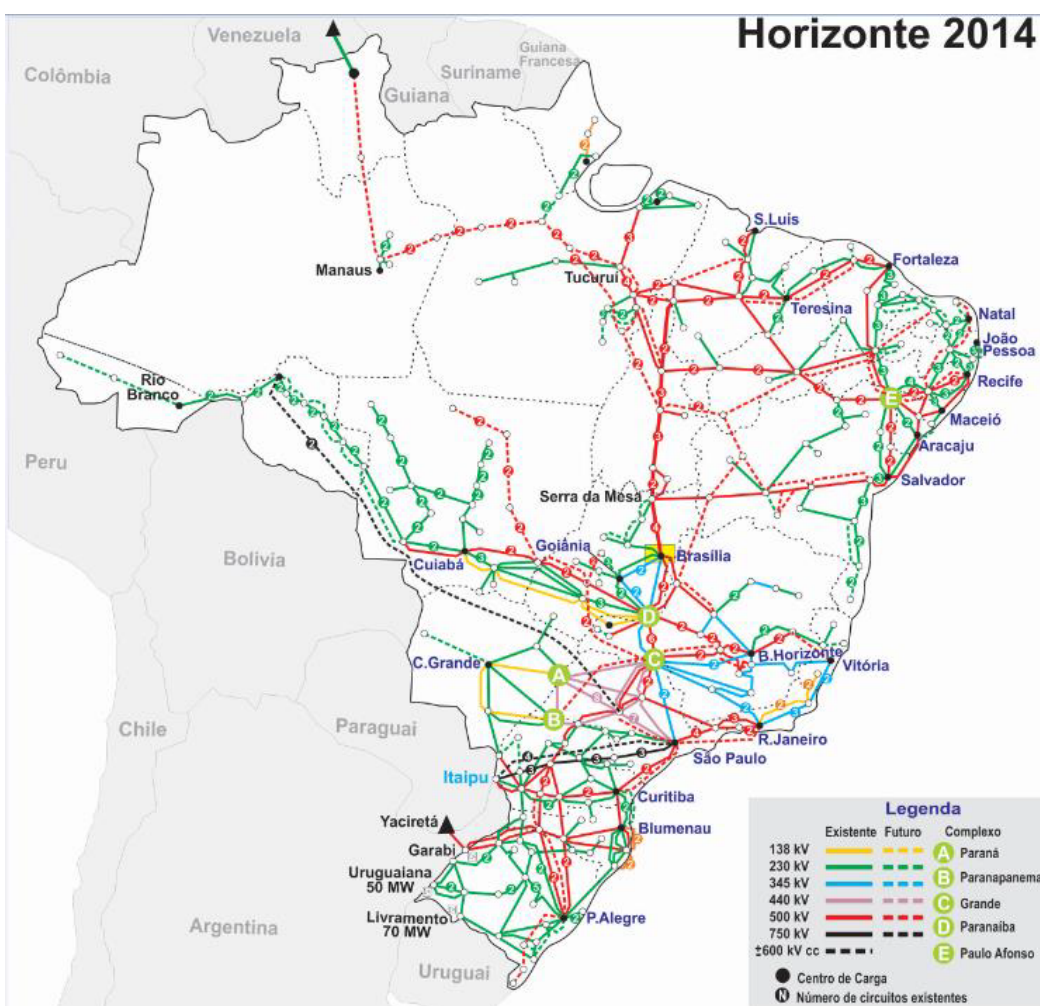


Figura 73 – Sistema Integrado Nacional – Horizonte 2014

Fonte: ONS, 2015

Os sistemas de transmissão de energia elétrica têm por objetivo transportar, com um mínimo de perdas, a energia gerada pelas centrais de geração de energia para os centros consumidores, geralmente separados por distâncias elevadas. O segmento era composto por aproximadamente 120.000 km de linhas de transmissão em 2013 (ONS, 2011; 2012; SINDAT, 2013).

Em 2013, existiam 77 concessionárias de serviços públicos de transmissão. As instalações com tensão abaixo de 230 kV são denominadas “demais instalações de transmissão” (DIT) e também são operadas pelas empresas de transmissão (ABRADEE, 2015). As concessionárias de transmissão, no ano de 2013, são apresentadas no Quadro 4.

Quadro 4 – Concessionárias de Transmissão

Concessionárias de transmissão não licitadas prorrogadas	
CHESF	
FURNAS	
ELETRONORTE	
CTEEP	
ELETROSUL	
CEMIG-GT	
CEEE-GT	
CELG-GT	
COPEL-GT	
Concessionárias de transmissão não licitadas	
AFLUENTE	
EVRECY	
LIGHT	
Concessionárias de transmissão licitadas	
AETE	ETVG
ARARAQUARA	FURNAS
ATE	GOIAS
ATE II	IE MADEIRA
ATE III	IE PINHEIROS
ATE IV	IENNE
ATE V	IEP (ITAPETI)
ATE VI	IESUL
ATE VII	INTESA
ATLANTICO	IRACEMA
BRASNORTE	ITE
BRILHANTE	JTE
CATXERE	LMTE
CENTROESTE DE MINAS	LTC
CHESF	LXTE
CNT	MONTE CLAROS
COPEL	NARANDIBA
COQUEIROS	NTE
CPTE	PCTE
EATE	SERRA DO JAPI (IESJ)
EBTE	SGT
ECTE	SMTE
ELETRONORTE	SPTE
ELETROSUL	STC
ELETROSUL(RS ENERGIA)	STE
ELETROSUL(SC ENERGIA)	STN
ENCRUZO NOVO	TAESA-ATE
ENTE	TEM
ERTE	TER
ESDE	TME
ETAU	TRANSIRAPÉ
ETEM	TSP
Concessionária de transmissão de ligações Internacionais	
CIEN	

Fonte: ANEEL, 2014b

A evolução histórica dos sistemas de energia elétrica regional e nacional ocorreu sem que houvesse padronização das tensões empregadas tanto na transmissão quanto na distribuição. Atualmente, foram padronizados os níveis mais elevados de tensão da rede de transmissão com os padrões internacionais, como pode ser conferido ao verificar a recomendação da International Electrotechnical Commission (IEC) para as classes de tensão de transmissão (Tabela 58). Os níveis de tensão padronizados no Brasil para transmissão e subtransmissão são apresentados na Tabela 59. Observa-se que as tensões de transmissão de 345 kV e 400 kV usadas pelo SIN não constam na lista das tensões padronizadas no Brasil.

Tabela 58 – Faixas de Tensão de Transmissão Recomendadas pela International Electrotechnical Commission

Tensão Nominal (kV)	Tensão Máxima (kV)
300 a 345	362
380 a 400	420
500	525
700 a 750	765

Fonte: IEC, 2014

Tabela 59 – Níveis de Tensão de Transmissão e Subtransmissão Padronizados no Brasil

Tipo	Tensão Nominal (kV)
Subtransmissão	13,8; 34,5; 69; e 138
Transmissão	69; 138; 230; 500; e 750

Fonte: ANEEL, 2011b

A transmissão de energia elétrica se dá, basicamente, segundo duas tecnologias: Flexible AC Transmission Systems (Facts) e High Voltage Direct Current (HVDC) (PINTO, 2014).

A tecnologia Facts utiliza corrente alternada, a qual apresenta as seguintes vantagens:

- A manutenção das subestações é mais simples e de menor custo; e
- A tensão pode ser elevada ou abaixada por transformadores com facilidade e eficiência a um custo relativamente baixo, o que permite transportar energia em altas tensões e distribuí-la em níveis seguros.

Algumas das desvantagens da tecnologia Facts são:

- A construção da linha de transmissão é mais complexa do que a linha de corrente contínua;
- O efeito peculiar, o efeito corona e a interferência eletromagnética são significativos; e
- Há perdas dielétricas.

A tecnologia HVDC utiliza corrente contínua e apresenta as seguintes vantagens:

- É mais econômica, pois necessita de apenas um (monopolo) ou dois condutores (dipolo), o que também reduz os custos com torres de transmissão;
- Não há efeito peculiar, e o efeito corona e a interferência eletromagnética são reduzidos; e
- Não há perdas dielétricas.

Algumas das desvantagens da tecnologia HVDC são:

- A tensão não pode ser elevada ou reduzida facilmente por meio de transformadores convencionais; e
- As estações conversoras são muito mais dispendiosas, pois usam eletrônica de alta potência.

O custo de uma linha de transmissão em corrente contínua é vantajoso para a transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias. A distância a partir da qual a transmissão em corrente contínua tem custo menor que a transmissão em corrente alternada é entre 600 km e 800 km para transmissão aérea (Figura 74).

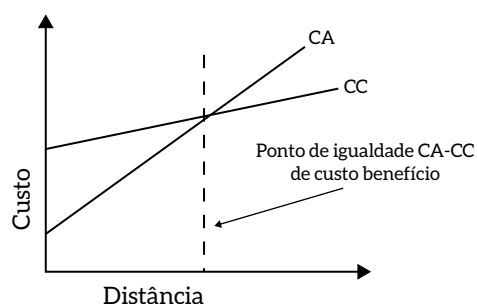


Figura 74 – Esquema Comparativo do Custo de uma Linha de Transmissão em Corrente Alternada e Corrente Contínua

Fonte: PINTO, 2014

A maioria das linhas de transmissão brasileiras é do tipo Facts. As linhas de transmissão de Itaipu (lado paraguaio) a Ibiúna-SP (810 km) e de Santo Antônio e Girau de Porto Velho-RO a Araraquara-SP (2.400 km) são linhas de corrente contínua em alta tensão (HVDC) de 600 kV. As linhas de transmissão de Itaipu (lado brasileiro) de Foz do Iguaçu a Tijuco Preto-SP (910 km) são linhas de 750 kV em corrente alternada. A geração do lado paraguaio é em corrente alternada em 50 Hz e no lado brasileiro é em 60 Hz (ITAIPU, 2014).

Em 2014, ocorreu o leilão para licitar a linha de transmissão de Belo Monte entre Xingu-PA e Estreito-MG (2.100 km), que será a primeira linha de transmissão HVDC de 800 kV brasileira (RCE, 2014).

A evolução da extensão total das linhas de transmissão do SIN por classe de tensão entre os anos de 2008 e 2013 é apresentada na Tabela 60.

Tabela 60 – Evolução das Linhas de Transmissão do SIN (km)

Tensão (kV)	Extensão das linhas de transmissão (km)						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	(%) 2008-2013
230	37.709,9	41.436,8	43.184,5	45.708,7	47.858,4	49.376,0	30,9
345	9.772,1	9.783,6	10.060,5	10.061,9	10.223,9	10.110,3	3,5
440	6.671,2	6.671,2	6.670,5	6.680,7	6.728,2	6.728,2	0,9
500	31.868,3	33.196,3	34.356,2	35.003,4	35.726,2	43.795,6	37,4
600 CC	3.224,0	3.224,0	3.224,0	3.224,0	3.224,0	7.992,0	147,9
750	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	0,0
Total	91.928,5	96.994,9	100.178,7	103.361,7	106.443,7	120.685,1	31,3

Fonte: Elaboração própria usando dados de ONS, 2012 e SINDAT, 2013

As concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida por meio de indicadores associados à disponibilidade do sistema de transmissão. A Resolução Normativa Aneel nº 270/2007 define os seguintes indicadores que permitem aferir o desempenho das concessionárias de transmissão (ANEEL, 2007):

- Parcela Variável (PV) – é a parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão; e
- Adicional à RAP – é o valor a ser adicionado à receita anual da transmissora que apresenta desempenho excelente, com recursos provenientes exclusivamente da parcela variável, deduzida das transmissoras.

A distribuição de energia elétrica inclui a conexão e o atendimento ao consumidor de qualquer porte e é realizada por distribuidoras de energia elétrica e por cooperativas de eletrificação rural, que são entidades de pequeno porte que transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para seus associados.

A Aneel iniciou o processo de regularização das cooperativas de eletrificação rural como permissionárias, reconhecendo o papel daquelas entidades com capacidade técnico-operacional para a prestação do serviço público de energia.

O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias, que podem ser estatais ou privadas. No primeiro caso, os acionistas majoritários são o governo federal, estadual e/ou municipal. Nos grupos de controle de várias empresas privadas, verifica-se a presença de investidores nacionais e estrangeiros (ANEEL, 2010).

Em 2014, o Brasil contava com mais de 74 milhões de unidades consumidoras (UC), termo que corresponde ao conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor. Do total de UC brasileiras, 85% são residenciais (ABRADEE, 2014).

As tensões de distribuição padronizadas no Brasil podem ser verificadas na Tabela 61.

Tabela 61 – Níveis de Tensão de Distribuição Padronizadas no Brasil

Tipo Distribuição	Tensão
Distribuição primária (média tensão)	13,8 kV; 23,0 kV e 34,5 kV
Distribuição secundária (baixa tensão)	380/220 V e 220/127 V (trifásica); 440/220 V e 254/127 V (monofásica)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2011

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e o consumidor, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão o suprimento necessário ao abastecimento do país. A energia elétrica é gerada nas usinas, transmitida pela rede de transmissão e chega às subestações das distribuidoras, onde as tensões são rebaixadas para serem distribuídas até o consumidor final. Uma exceção a essa regra são algumas atividades industriais que operam com tensões elevadas nas suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação das distribuidoras através da rede de subtransmissão (ANEEL, 2008).

A Figura 75 apresenta o mapa de localização das concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil por estado.

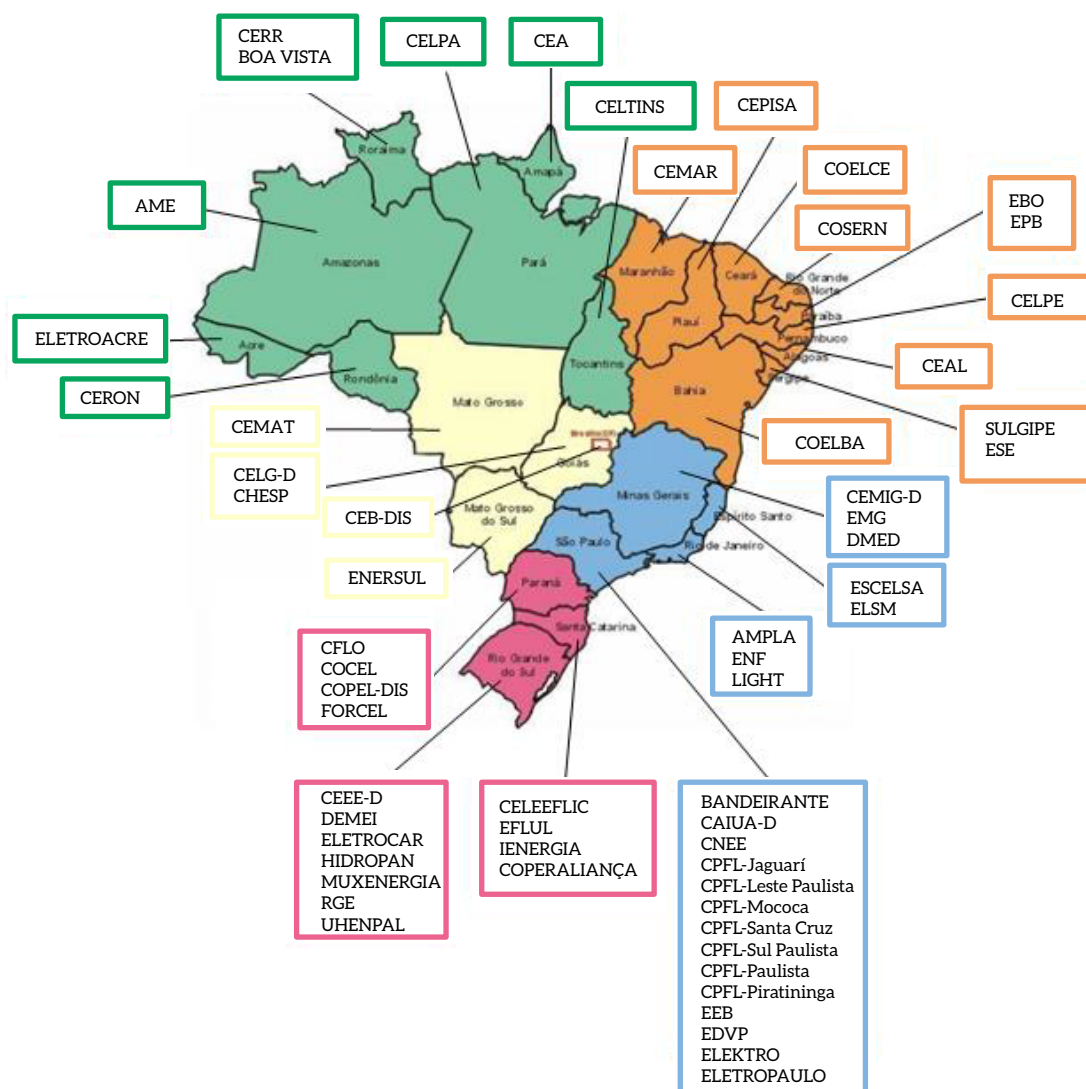


Figura 75 – Concessionárias de Distribuição por Estado em 2013

Fonte: Elaboração própria, usando mapa do site Geografia para Todos e dados da ANEEL, 2014c

A regulamentação do setor de distribuição é regida por um conjunto de regras dispostas em resoluções da Aneel e no documento *Procedimentos de Distribuição – Prodinst* (Resolução Normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009), que orienta consumidores, produtores de energia, concessionárias distribuidoras de energia e agentes do setor, apresentando condições, responsabilidades e penalidades relativas ao sistema brasileiro de distribuição de energia elétrica e estabelecendo critérios e indicadores de qualidade.

O Prodinst é formado por nove módulos, de acordo com o Quadro 5.

Quadro 5 – Módulos do Prodist

Módulo	Descrição
Módulo 1	Introdução
Módulo 2	Planejamento da expansão do sistema de distribuição
Módulo 3	Acesso ao sistema de distribuição
Módulo 4	Procedimentos operativos do sistema de distribuição
Módulo 5	Sistema de medição
Módulo 6	Informações requeridas e obrigações
Módulo 7	Cálculo das perdas na distribuição
Módulo 8	Qualidade da energia elétrica
Módulo 9	Ressarcimento de danos elétricos

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2015a

O Módulo 8 (Qualidade da energia elétrica) descreve a avaliação das distribuidoras em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Destacam-se, no aspecto da qualidade do serviço, os indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC. As concessionárias de distribuição também devem acompanhar as interrupções ocorridas em cada UC por meio dos indicadores de continuidade individuais: DIC, FIC e DMIC. O DMIC é um limitador que limita o tempo máximo de cada interrupção para que a concessionária não deixe um consumidor sem energia elétrica por um longo período de tempo.

A Aneel estabelece limites para os indicadores de continuidade individuais, definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. Quando há violação desses limites, a concessionária deve compensar financeiramente o consumidor. A compensação é automática e deve ser paga em até dois meses após o mês da interrupção. As informações referentes aos indicadores de continuidade são apresentadas na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2014d).

A Aneel elabora anualmente o ranking da continuidade do serviço das distribuidoras em dois grupos: o primeiro é o das distribuidoras que faturaram no ano-base até 1 TWh (Tabela 62) e o segundo é o das distribuidoras que faturaram no ano-base mais de 1 TWh (Tabela 63).

O ranking usa o DGC, que consiste na média aritmética das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC. A Aneel também exige que todas as distribuidoras certifiquem seu processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade de acordo com as normas da ISO 9000.

As distribuidoras que suprem regiões de sistemas elétricos isolados (não conectados ao SIN) utilizam critérios diferenciados na definição de limites dos indicadores DEC e FEC devido ao difícil acesso e à dispersão dos consumidores

Tabela 62 – Indicador de Desempenho Global de Continuidade para Mercado até 1 TWh (2013)

Posição	DGC	Sigla	Empresa	Estado
1	0,18	EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa	SC
2	0,34	FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida	PR
3	0,40	MUXENERGIA	Muxfeldt Marin & Cia	RS
4	0,40	CPFL Mococa	Companhia de Luz e Força Mococa	SP
5	0,46	FLUL	Empresa de Força E Luz Urussanga	SC
5	0,46	ELFSM	Empresa de Luz e Força Santa Maria	ES
7	0,48	DMED	DME Distribuição	MG
8	0,49	HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi	RS
9	0,51	EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema	SP
10	0,58	CPFL Jaguari	Companhia Jaguari de Energia	SP
10	0,58	EBO	Energisa Borborema	PB
12	0,62	CPFL Leste Paulista	Companhia Leste Paulista de Energia	SP
12	0,62	SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE
14	0,64	CERR ^{1, 2}	Companhia Energética de Roraima	RR
14	0,64	ENF	Energisa Nova Friburgo	RJ
16	0,65	CFLO	Companhia de Força e Luz do Oeste	PR
17	0,74	CPFL Sul Paulista	Companhia Sul Paulista de Energia	SP
18	0,76	BOA VISTA ¹	Boa Vista Energia	RR
18	0,76	UHENPAL	Usina Hidrelétrica de Nova Palma	RS
20	0,88	COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR
21	0,93	COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança	SC
22	0,94	CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP
23	1,02	DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS
24	1,49	ELETROACRE ¹	Companhia de Eletricidade do Acre	AC
25	1,59	CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO
26	1,60	IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica	SC
27	1,62	ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho	RS
28	2,00	CEA ¹	Companhia Elétrica do Amapá	AP

¹ Distribuidoras que suprem cargas localizadas em sistemas elétricos isolados – não conectados ao SIN

² Distribuidoras com processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade não certificados

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2013

Tabela 63 – Indicador de Desempenho Global de Continuidade para Mercado acima de 1 TWh (2013)

Posição	GC	Sigla	Empresa	Estado
1	0,56	COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE
2	0,57	CPFL Santa Cruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP
3	0,67	CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA
4	0,71	EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	PB
5	0,73	EM	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia	MG
6	0,75	CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP
6	0,75	ENERSUL	Empresa Energética do Mato Grosso do Sul	MS
8	0,76	ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviço	SP
9	0,77	Bandeirante	Bandeirante Energia	SP
10	0,78	COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN
11	0,80	Eletropaulo	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo	SP
12	0,81	AES-Sul	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia	RS
12	0,81	CPFL - Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP
14	0,82	ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas	ES
15	0,83	AME ¹	Amazonas Distribuidora de Energia	AM
15	0,83	COPEL-DIS	Copel Distribuição	PR
17	0,87	CEMIG-D	Cemig Distribuição	MG
18	0,89	CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	TO
18	0,89	ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia	SE
20	0,9	CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia	SP
21	0,91	CELESC-DIS	CELESC Distribuição	SC
22	0,95	EEB	Empresa Elétrica Bragantina	SP
22	0,95	RGE	Rio Grande Energia	RS
24	0,99	CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE
25	1,02	COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA
26	1,08	CEMAT ¹	Centrais Elétricas Mato-grossenses	MT
27	1,22	AMPLA	Ampla Energia e Serviços	RJ
28	1,24	CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI
29	1,25	CERON ¹	Centrais Elétricas de Rondônia	RO
30	1,37	CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS
31	1,45	CEB-DIS	CEB Distribuição	DF
32	1,49	CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL
33	1,52	CELPA ^{1, 2}	Centrais Elétricas do Pará	PA
34	1,61	LIGHT	LIGHT Serviços de Eletricidade	RJ
35	1,94	CELG-D	CELG Distribuição	GO

¹ Distribuidoras que suprem cargas localizadas em sistemas elétricos isolados - não conectados ao SIN

² Distribuidoras com processo de coleta e apuração dos indicadores de continuidade não certificados

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2013

A tarifa de fornecimento de energia elétrica varia de acordo com o grupo de tensão de fornecimento de energia, podendo ser monômnia ou binômnia.

A tarifa monômnia é a constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa. A tarifa binômnia é constituída por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

As condições gerais de fornecimento de energia elétrica são estabelecidas pela Resolução Aneel nº 414/2010, que define os dois grupos de tensão: A e B. O grupo A é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária e tarifa binômnia. No agrupamento A, os subgrupos A1 e A2 são a rede básica (SIN), definidos pela Aneel como instalações de transmissão de energia elétrica do SIN, de propriedade das concessionárias de serviços públicos de transmissão. Os subgrupos A3, A3a, A4 e AS são de subtransmissão e/ou distribuição (Tabela 64).

Tabela 64 – Subgrupos de Tensão de Transmissão e Distribuição de Alta Tensão Definidos pela Resolução Normativa Aneel nº 414/2010

Subgrupo	Tipo	Tensão
A1	Transmissão (SIN)	maior ou igual à 230 kV
A2	Transmissão (SIN)	entre 88 kV e 138 kV
A3	Subtransmissão	69 kV
A3a	Subtransmissão/distribuição primária	entre 30 kV e 44 kV
A4	Distribuição primária	entre 2,3 kV e 25 kV
AS ¹	Distribuição primária/secundária	inferior a 2,3 kV

¹ Subterrâneo e faturado em caráter excepcional

Fonte: Elaboração própria usando dados de ANEEL, 2015a

As tarifas do grupo A são construídas em duas modalidades de fornecimento:

- a)** Convencional: a estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em R\$/kW e outro para o consumo de energia em R\$/MWh;
- b)** Horo-sazonal: a estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata. A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde.

Para a definição da tarifa, são estabelecidos dois períodos para as horas do dia – “ponta” e “fora da ponta” – e dois períodos para os meses do ano: “período seco” e “período úmido”.

O grupo B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV e caracterizado pela tarifa monômnia (Tabela 65).

Tabela 65 – Subgrupos de Tensão de Distribuição de Baixa Tensão Definidos pela Resolução Normativa Aneel nº 414/2010

Subgrupo	Tipo	Tensão
B1	Residencial e residencial baixa renda	inferior a 2,3 kV
B2	Rural e cooperativas de eletrificação rural	inferior a 2,3 kV
B3	Demais classes	inferior a 2,3 kV
A4	Iluminação pública	inferior a 2,3 kV

Fonte: Elaboração própria usando dados de ANEEL, 2015a; 2015b

A tarifa de energia elétrica compreende geração, transmissão e distribuição, além dos encargos do setor elétrico e os tributos determinados pela lei. Os governos federal, estadual e municipal cobram na conta de energia elétrica os seguintes tributos: PIS/Cofins, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente. A composição aproximada da tarifa residencial grupo B1 é apresentada na Figura 76.

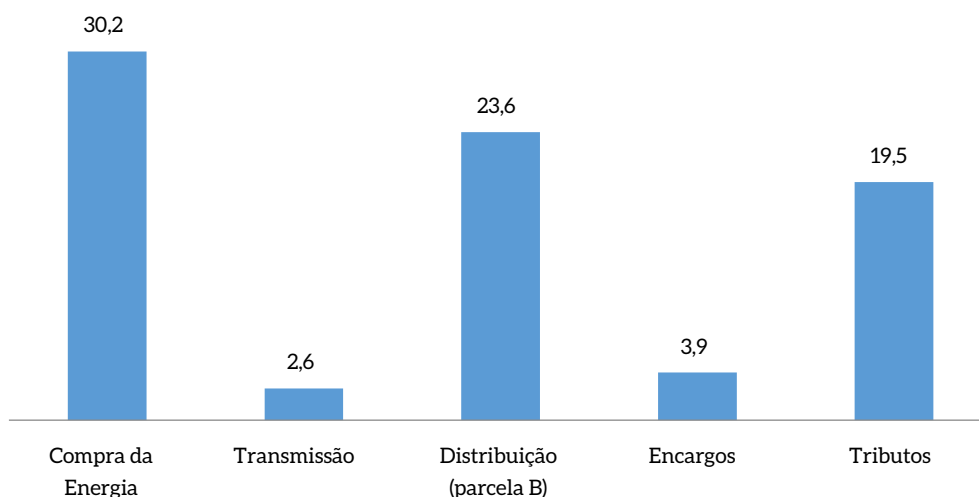


Figura 76 – Composição Aproximada da Tarifa de Energia Elétrica Residencial (B1)

"Parcela B" da Distribuição é a parte que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção, despesas de capital)

Fonte: Elaboração própria a partir de ANEEL, 2015c

De acordo com a EPE (2013c), as perdas totais (transmissão e distribuição) de energia elétrica no sistema elétrico nacional são apresentadas na Figura 77. Podemos verificar que as maiores perdas acontecem nos sistemas isolados. No SIN, as maiores perdas ocorrem no subsistema Nordeste, seguido do subsistema Norte e subsistema Sudeste/Centro-Oeste. As menores perdas do SIN encontram-se no subsistema Sul.

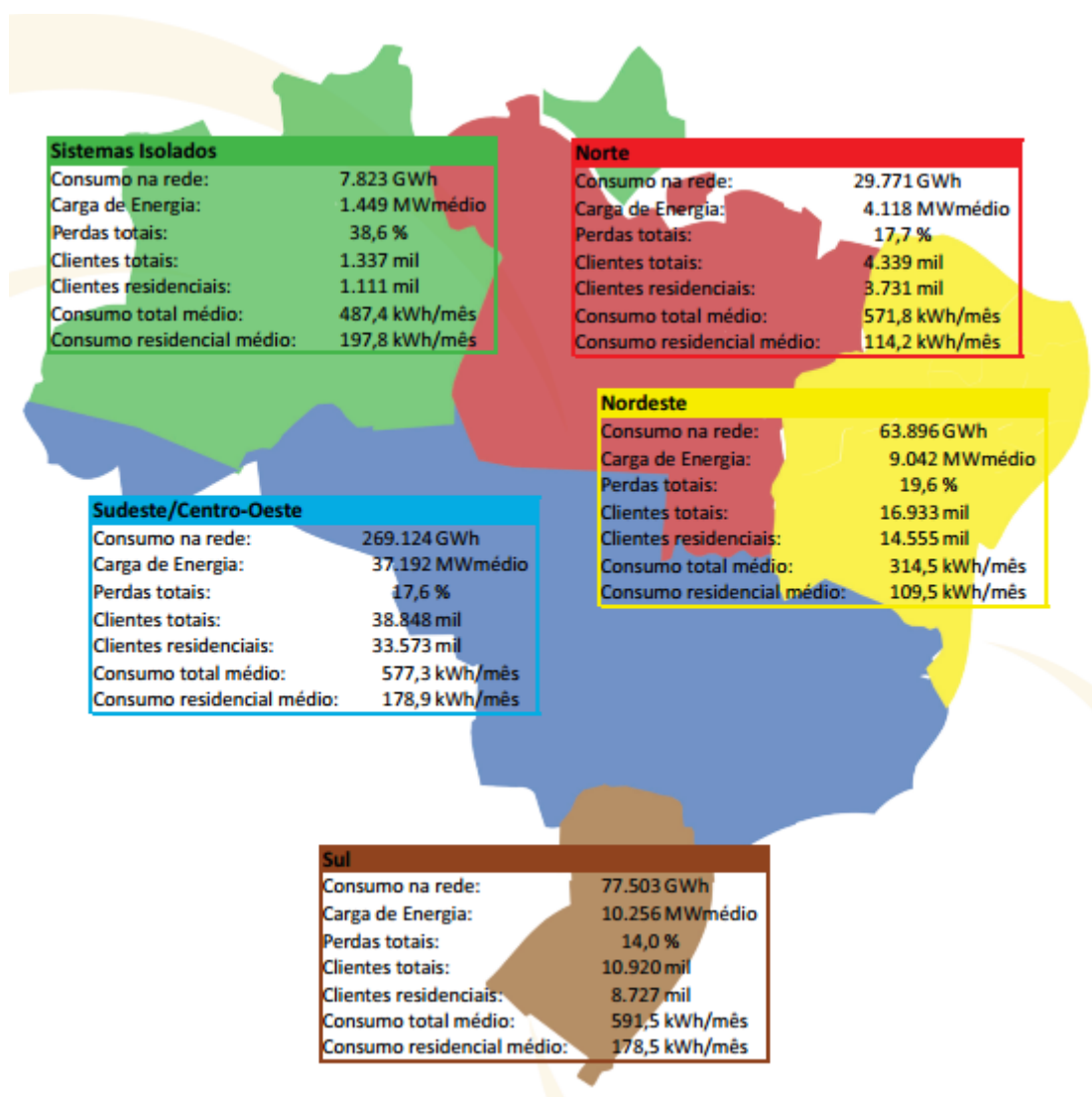


Figura 77 – Variáveis de Energia Elétrica por Subsistema no Ano de 2012

Fonte: EPE, 2013c

As perdas totais no sistema elétrico nacional chegam a 17,5%. Desse total, 4,2% se situam no setor de transmissão de energia e 13,3% no setor de distribuição (IE-UFRJ, 2012).

Com mais de 120 mil quilômetros de linhas de transmissão, o país tem um nível de perdas na transmissão considerado baixo. Dos 13,3% de perdas na distribuição, 40% se originam de questões técnicas, e os 60% restantes de perdas não técnicas. Uma parte das perdas no Brasil é técnica por conta do sistema e da extensão, outra vem do fato de o Brasil ainda ser um país com baixo nível de desenvolvimento em algumas regiões (IE-UFRJ, 2012).

Ao comparar as perdas totais do sistema elétrico nacional com as de outros países, pode-se verificar que as brasileiras estão entre as mais altas do mundo (Figura 78). Em parte, pela grande extensão territorial, que explicaria as perdas na transmissão. Porém, existem vários fatores socioeconômicos e culturais que geram perdas principalmente na distribuição, como furtos de energia ou má medição do consumo de clientes residenciais, comerciais e industriais (IE-UFRJ, 2012).

Vale observar que o valor apresentado pelo Banco Mundial (2014) para as perdas do Brasil é diferente do apresentado pelo IE-IFRJ (2012), mas este último foi usado neste trabalho por apresentar as perdas desmembradas em perdas de transmissão e de distribuição.

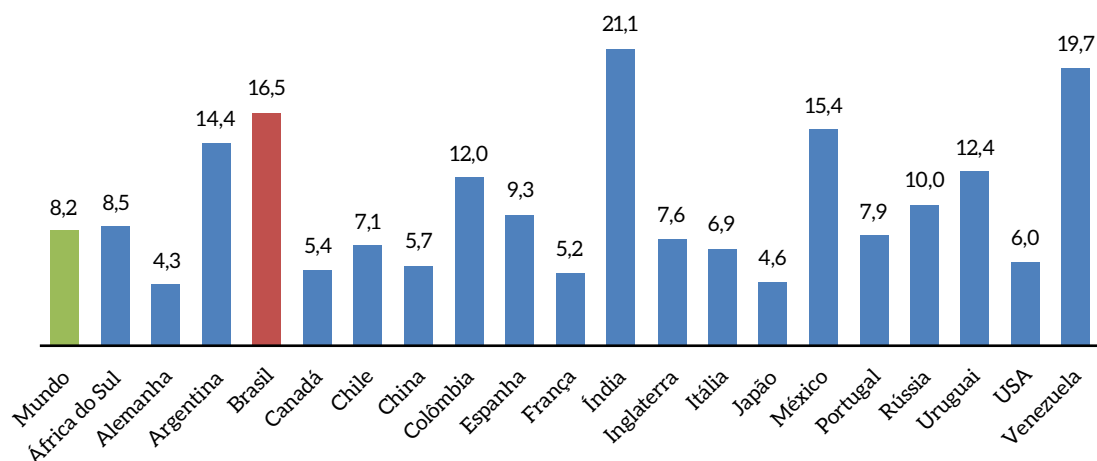


Figura 78 – Perdas de Energia Elétrica nos Países em 2011 (%)

Fonte: Elaboração própria usando dados de BANCO MUNDIAL, 2014

Outro aspecto importante a ressaltar é a confiabilidade do sistema de transmissão, que é um indicador da qualidade do serviço. A Figura 79 mostra que a confiabilidade do SIN durante os anos 2008 e 2012 se mostrou relativamente constante em um patamar de 97%, quando foram consideradas perturbações com corte de carga superior a 100 MW

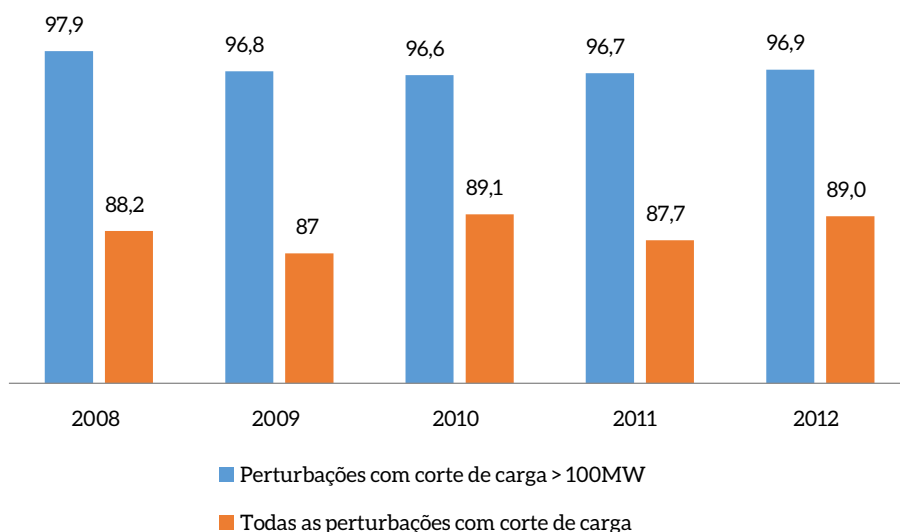


Figura 79 – Confiabilidade do SIN (%)

Fonte: ONS, 2014c

As perdas na transmissão e distribuição variam com a tensão e com o comprimento da linha de transmissão ou de distribuição. As perdas na transmissão em corrente alternada em valor percentual por km por nível de tensão são apresentadas na Tabela 66 e as perdas na transmissão em corrente contínua em valor percentual por km por nível de tensão são apresentadas na Tabela 67.

Tabela 66 – Perdas na Transmissão em Tensão em Corrente Alternada

Tensão (kV)	Perdas/km (%)
230	0,0096
500	0,0204
750	0,0090
1.200	0,0035

OBS: cálculos usando condutor de fase 1113 Bluejay a 75°C e considerando-se as perdas apenas por efeito Joule.

Fonte: Elaboração própria usando informações de FUCHS, 1979

Tabela 67 – Perdas na Transmissão em Tensão em Corrente Contínua

Tensão (kV)	Perdas/km (%)
600	0,0007
800	0,0004

OBS: cálculos usando condutor de fase 1113 Bluejay a 75°C e considerando-se as perdas apenas por efeito Joule.

Fonte: Elaboração própria usando informações de FUCHS, 1979 e CARVALHO, 2012

7.2 MELHORES TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

Inicialmente, serão descritas melhores tecnologias disponíveis (MTD) com vistas a eficientizar a transmissão de eletricidade: sistema de transmissão de ultra alta tensão em corrente contínua (UHVDC); sistema de transmissão de ultra alta tensão em corrente alternada (UHVAC); sincrofasores; sistemas flexíveis de transmissão de corrente alternada (Facts). Por fim, serão descritas MTD para sistemas de distribuição, quais sejam centro de medição e medidores inteligentes, e atualização do parque de transformadores.

7.2.1 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO UHVDC E UHVAC

As perdas técnicas do sistema de transmissão são devidas às perdas nos condutores (efeito Joule e efeito corona) e na conversão de tensão realizada pelos transformadores.

O Brasil é o quinto país do mundo em extensão territorial, o quinto em população e se encontra entre os cinco países com maior extensão total de linhas de transmissão (Tabela 68). Isso ocorre por se tratar de um país com grandes dimensões e pelo fato de as centrais geradoras de energia muitas vezes se situarem distantes dos centros de consumo.

Tabela 68 – Comprimento Total das Linhas de Transmissão em Países Selecionados

País	Linhas (km)	Área (km²)	População (milhões de habitantes)
China	700.000	9.536.961	1.360
EUA	260.000	9.371.175	309
Índia	222.746	3.287.590	1.027
Rússia	124.000	17.124.442	143
Brasil	120.685	8.514.876	190
México	97.484	1.958.201	118
Canadá	75.400	9.970.610	34

Fonte: Elaboração própria usando dados de GTR, 2009; WEC, 2013; FGC, 2012; SINDAT, 2013; ONS, 2012 e CEA, 2012

Desse modo, é importante reduzir as perdas do sistema de transmissão. A tecnologia de ponta para transmissão de energia em longas distâncias, com objetivo de reduzir ambas as perdas nos condutores, é baseada nos sistemas de transmissão em corrente contínua em ultra alta tensão (UHVDC). O estado da arte em linhas de transmissão DC é 800 kV (HAMMONS, 2012). As linhas de transmissão de Belo Monte serão dessa tecnologia. Entretanto, o alto custo dessa tecnologia impediu que ela fosse usada nas linhas de transmissão de Santo Antônio e Girau, que foram entregues em 2013 e são em 600 kV.

De acordo com a Figura 80, ao se considerarem todos os custos, inclusive as perdas de energia, a solução em corrente contínua em 800 kV é mais econômica que em 600 kV.

Ao substituir um sistema de transmissão AC de 800 kV por um sistema de transmissão DC de 800 kV, as perdas são reduzidas em 50% (HAMMONS, 2012).

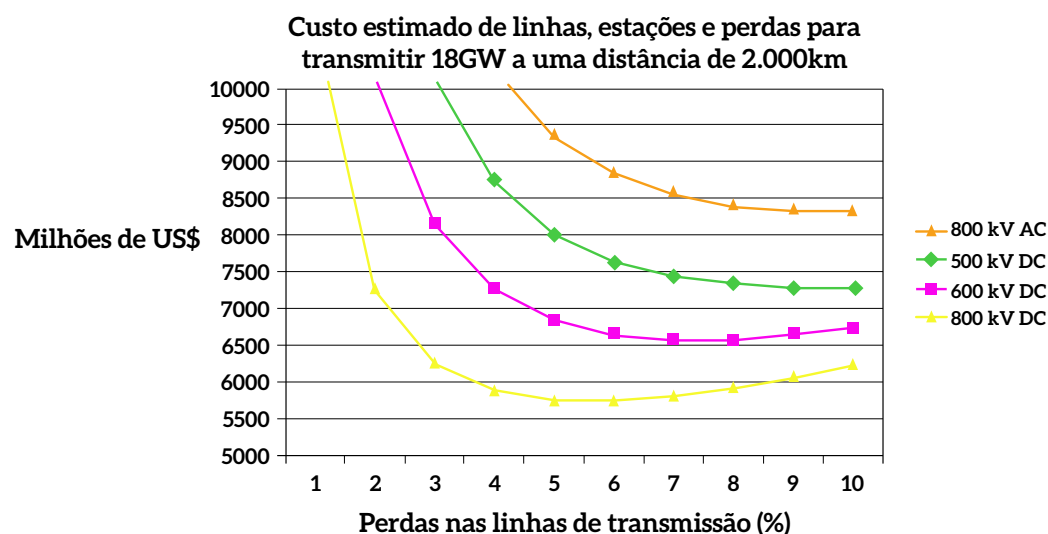


Figura 80 – Custo Total (incluindo perdas de energia) de Várias Alternativas de Sistemas de Transmissão

Fonte: HAMMONS, 2012

O custo de um sistema de transmissão de 600 kV e de 800 kV são apresentados na Tabela 69. Constata-se que o custo por km é idêntico.

Tabela 69 – Custo de Sistema de Transmissão de 600 e 800 kV em Corrente Contínua

Tensão (kV)	Custo de instalação da linha de transmissão (Milhões US\$)	Estações conversoras (Milhões US\$)	Linhas de Eletrodo ¹ (Milhões de US\$)	Custo Total do Sistema (Milhões US\$)	Custo por km (Milhões US\$/km)
600	296,59	930,00	109,50	1.336,09	0,20
800	294,59	1.024,00	94,50	1.413,09	0,20

OBS: transmissão de 3.000 MW com 1.500 Km de comprimento usando cabos Joree e Trasher

¹Linhas de eletrodos de terra são linhas que mantêm a estabilidade do Sistema de Transmissão em Corrente Contínua

Fonte: Elaboração própria usando dados de CARVALHO, 2012

A tecnologia de ponta para transmissão de energia para reduzir perdas nos condutores em distâncias menores que 600 km é o sistema de transmissão em ultra alta tensão em corrente alternada (UHVAC).

O estado da arte em transmissão de energia elétrica em corrente alternada é de 1.200 kV, com linhas construídas na Rússia e na Índia (GTR, 2009). Com o aumento da tensão de uma linha em corrente alternada de 750 kV para 1.200 kV, as perdas de energia seriam reduzidas de 10% para 7,5% da energia transportada (GTR, 2009).

O custo por unidade de potência transmitida de um sistema de transmissão de 1.200 kV é 73% do custo para transmitir a mesma potência por um sistema de transmissão de 500 kV em corrente alternada (GTR, 2009).

Neste trabalho, será apresentado o custo de um circuito da linha de transmissão de 500 kV apresentados no trabalho da EPE intitulado *Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão* (EPE, 2011) que trata dos custos de três linhas de transmissão para aproveitamento hidrelétrico da bacia do Rio Teles Pinto: de Paranaíta a Cláudia (300 km), de Cláudia a Paranatinga (350 km) e de Paranaíta a Ribeirãozinho (350 km), totalizando 980 km.

O custo dessas linhas e a estimativa dos custos de uma linha em 1.200 kV são apresentados na Tabela 70.

Tabela 70 – Custo de Linhas de Transmissão de 500 kV e 1.200 kV¹

Tensão (kV)	Potência nominal (MW)	Custos ²		
		R\$ 1000	R\$ 1000/MW	R\$ 1000/km
500	1.300	865.886	666,07	867,62
1.200	3.120	1.175.967	376,91	1.178,30

¹ Apenas linha de transmissão. Não considera as subestações.

² Custo considerando uma longitude de 998 km

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2011 e GTR, 2009

As linhas de 1.200 kV se tornam vantajosas apenas para o caso de transporte de energias maiores suportadas pelo mesmo número de circuitos das linhas de 500 kV, podendo gerar economia de até 43% por MW transportado.

7.2.2 SINCROFASORES

A tecnologia de sincrofases usa equipamentos de monitoramento chamados PMU (*phasor measurement units*) para medir os valores instantâneos de tensão, corrente e frequência em uma posição específica de um sistema elétrico de transmissão ou rede de distribuição. As medidas são obtidas em pelo menos 30 vezes por segundo e a frequência de sincronização é dada por GPS (*global positioning system*) (ADAMIAK et al., 2005).

Os componentes básicos da tecnologia de sincrofases são:

- Unidades de monitoramento de fasores (PMU);
- Concentradores de dados fasoriais (PDC), que são computadores e *softwares* que recebem dados das PMU e costumam estar alocados em subestações de transmissão. Eles recebem dados de vários PMU e também de outros PDC;
- Rede de comunicação de dados para integrar os dados do PMU com os PDC e os centros de operações; e
- Aplicações *on-line* e *off-line*.

As aplicações que utilizam os dados obtidos pelos PMU podem ser agrupadas em três categorias: aplicações de apoio à operação em tempo real do sistema provendo ampla área de visualização; aplicações para melhorar a análise e o planejamento do sistema; e aplicações de controle que usam grande volume de informações em tempo real para realizar ações de controle automatizado no sistema (NERC, 2010).

Algumas aplicações de tempo real usando sincrofases são: o monitoramento e a visualização de uma extensa área de transmissão; a detecção de oscilação e correção automatizada do distúrbio; o monitoramento da estabilidade da frequência; o monitoramento da estabilidade da tensão; e a detecção de distúrbio de diferença de fase angular entre a transmissão e subestações. Além dessas aplicações, é possível realizar aplicações *off-line*, como análise posterior ao evento de distúrbio e validação do modelo do sistema elétrico.

Os principais benefícios provenientes da tecnologia de sincrofases são: i) o aumento da confiabilidade do sistema de transmissão, reduzindo a frequência e duração das interrupções e seus impactos aos clientes; ii) as melhorias econômicas, como redução de custo de operação e manutenção, redução dos custos da energia e serviços auxiliares; iii) a maior integração e operação de recursos de energia distribuída (geração e armazenamento) (ADAMIAK et al., 2005).

O sincrofasor é uma tecnologia de medição, por isso não pode diretamente reduzir as perdas de energia. Esse resultado pode ser obtido integrando-o com outros equipamentos, além da análise dos dados para prever distúrbios que podem ser corrigidos antes que ocorram *blackouts*.

As PMU podem ser integradas com bancos de capacitores automáticos com objetivo de melhorar a regulação de tensão, como no projeto-piloto da concessionária americana de transmissão NYISO (IEEE-SMARTGRID, 2014).

De acordo com o relatório de 2013 do Programa de Auxílio para Investimento em Smart Grid (Smart Grid Investment Grant Program), do Departamento de Energia Americano (DOE, 2013a), a melhoria na regulação da tensão tem potencial de redução entre 1% e 2,5% da energia no horário de ponta (DOE, 2013b).

Os custos estimados para cada unidade PMU e cada unidade de concentrador de dados fasoriais (PDC) podem ser verificados na Tabela 71. Os custos estimados para o sistema incluem os custos da rede de comunicação e *softwares* de gestão do sistema *on-line* e *off-line* que não são apresentados no presente trabalho.

Tabela 71 – Custo dos Elementos da Tecnologia de Sincrofasores

Tecnologia	Custo médio por unidade ¹ (US\$)
PMU	43.700,00
PDC	107.000,00

¹ Inclui custo de projeto e instalação

Fonte: Elaboração própria a partir de DOE, 2013b

7.2.3 FACTS

Entende-se por Facts (sistemas flexíveis de transmissão de corrente alternada) os dispositivos que utilizam a eletrônica de potência para controlar um ou mais parâmetros elétricos de um sistema de transmissão em corrente alteranada (como tensão, impedância, ângulo de fase etc.) de modo a obter um sistema mais fiável, flexível e eficaz. Uma das principais características desses sistemas é que operam em tempo real, de acordo com as condições específicas do sistema de potência em determinado instante. Comercialmente, podem ser destacados os seguintes tipos de dispositivos Facts (SIEMENS, 2015):

- Compensadores série (capacitores série controlados por tiristores – TCSC): incrementam a estabilidade do sistema de transmissão aumentando a capacidade das linhas;
- Compensadores estáticos (SVC): dispositivos de compensação em paralelo que injetam dinamicamente potência reativa indutiva ou capacitiva no seu ponto de conexão.

De modo geral, os possíveis benefícios técnicos que podem ser obtidos desses sistemas são: incremento de carga e uso aprimorado dos sistemas de transmissão; controle de potência adicionado; melhora da estabilidade, segurança e confiabilidade do sistema de potência; possível eliminação ou diferimento de novas linhas de transmissão (PASERBA, 2009). Não obstante, o principal limitante para a adoção desse tipo de sistemas é o alto custo de implantação, que aumenta com a complexidade do sistema projetado.

7.2.4 CENTROS DE MEDIÇÃO E MEDIDORES INTELIGENTES

O sistema de *smart grid* para a distribuição é composto de um centro de medição, medidores de energia elétrica e pela infraestrutura de comunicação. Em geral, essa infraestrutura de comunicação está organizada em três enlaces distintos:

- a) Distribuidora – concentrador;
- b) Concentrador – medidor; e
- c) Medidor – equipamentos domésticos.

A comissão federal de regulação energética estadunidense (Ferc) define a infraestrutura avançada de medição (AMI) como um sistema de medição que registra o consumo de energia (e opcionalmente outros parâmetros) do cliente numa frequência horária, ou maior, e que transmite essas medições a um ponto central de coleção de dados numa frequência diária, ou maior (FERC, 2013). Nos sistemas AMI, existe comunicação bidirecional – do medidor até o centro de controle e vice-versa –, o que permite a implantação de ações de comando da concessionária. Uma rede AMI é considerada parte fundamental das redes elétricas inteligentes (REI ou *smart grids*), nas quais será permitida a integração de geração distribuída, e existirão diversas funções de gerenciamento de energia, que converterão nosso sistema elétrico atual em um sistema muito mais flexível e eficiente (FAN et al., 2013).

Para desenvolver uma rede AMI, é necessário utilizar medidores inteligentes que devem apresentar, principalmente, as funções: um ou vários protocolos de comunicação, capacidade de desconexão e reconexão remota da unidade consumidora, notificação de falta de energia ou de problemas de qualidade de energia elétrica e registro do consumo de energia elétrica em até quatro períodos tarifários (ponta, fora de ponta, intermediário e reserva) (AHMAD, 2011). Além dos medidores inteligentes, um sistema AMI precisa de uma rede especial de comunicações e de processamento de dados que permita adquirir e computar a vasta quantidade de informação procedente dos medidores (FAN et al., 2013). A implantação de um sistema AMI traz benefícios para a distribuidora como:

- Redução de despesas em medição manual do consumo;
- Definição acurada do perfil de consumo energético dos usuários, o que habilita melhoramento na gestão de ativos, como correto dimensionamento de equipamentos, manutenção preventiva e detecção de furto de energia;
- Oferecimento de tarifas com horários promocionais, ciclos de faturamento flexíveis ou de programas que incentivem consumidores a reduzirem suas cargas nos horários de picos e/ou executar ações para aprimorar a eficiência energética (CROSSLEY, 2007);
- Detecção de interrupções no fornecimento de energia de forma rápida e informando com exatidão a região afetada pela interrupção.

Como benefícios para o consumidor, podem-se destacar:

- Faturamento com maior exatidão, sem medições manuais nas UC;
- Informação de consumo de mais fácil entendimento e em tempo real;
- Oferecimento de um cenário favorável para a futura implantação de geração distribuída, regulamentada pela Resolução 482 da Aneel e desenvolvimento de REI.

O centro de medição, localizado na distribuidora de energia, tem toda a inteligência do contato entre a distribuidora e o consumidor, como a solicitação de leitura das informações de medição, envio de comandos de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia e pela análise das informações de leitura. Além disso, realiza funções de monitoramento e gerenciamento, como armazenamento dos dados de medição, monitoramento de processos, previsão de falhas em equipamentos (transformadores, medidores, interfaces de comunicação) etc (MME, 2010).

De acordo com o relatório de 2013 do Programa de Auxílio para Investimento em Smart Grid (Smart Grid Investment Grant Program), do Departamento de Energia Americano (DOE, 2013b), a automação do setor de distribuição trouxe os seguintes benefícios:

- Redução de 30% no indicador de frequência de interrupção do sistema (SAIFI – System Average Interruption Frequency Index);
- Redução média de 26% no indicador de duração média de interrupção do sistema (SAIDI – System Average Interruption Duration Index); e
- Redução do consumo de ponta em mais de 30%.

No tocante ao último ponto, IEA (2011) apresenta valores de redução no consumo da ponta entre 8% e 25%. É importante ressaltar esse ponto se deve principalmente ao fato de, no caso americano, a tarifa ao consumidor final ser diferenciada de acordo com o horário do consumo. Esse recurso poderia ser utilizado no caso brasileiro, pois as populações de menor poder aquisitivo não seriam penalizadas devido ao programa de tarifa social do governo federal. Além disso, devido ao alto custo do terminal do consumidor, as distribuidoras deverão disponibilizar um sistema de consulta *on-line* para que cada unidade consumidora possa acompanhar o seu consumo e realizar adequações.

Os custos da tecnologia de *smart grid* para a unidade de consumo são apresentados na Tabela 72.

O presente trabalho tratará, no âmbito do cenário BC, apenas do medidor inteligente, pois o console do consumidor, além de ser caro, pode ser parcialmente substituído por um sistema da distribuidora, em que é possível fazer a verificação do consumo a cada instante.

Tabela 72 – Custo de Elementos da Tecnologia de Smart Grid para Unidade de Consumo

Equipamento	Custo por unidade ¹ (US\$)
Medidor inteligente	179,58
Console do Consumidor	441,41

¹ Inclui custo de projeto e instalação

Fonte: Elaboração própria a partir de DOE, 2013b

7.2.5 ATUALIZAÇÃO DO PARQUE DE TRANSFORMADORES

Apesar de não ser considerada uma tecnologia de ponta, a substituição de transformadores antigos reduziria as perdas do setor de distribuição, pois estima-se que 40% das perdas técnicas da distribuição são devidas a transformadores antigos e sobrecarregados (PROCOBRE, 2009).

Uma solução que está sendo adotada pelas distribuidoras Eletropaulo, Cemig e CPFL é a substituição de transformadores convencionais por transformadores a óleo vegetal, o que aumenta a vida útil do transformador, tem maior tolerância a sobrecargas, além de o óleo vegetal ser biodegradável (excluindo-se o aditivo) e não ser inflamável, podendo ser usado até em recintos fechados (CEMIG, 2014).

No caso da Cemig, o projeto é em parceria com a empresa ABB de transformadores e usa o aditivo Nomex, o que proporciona ganho de até 40% na capacidade de transformação, permitindo construir novos transformadores menores e mais leves, reduzindo custos e facilitando a instalação (CEMIG, 2014).

7.3 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Esta seção objetiva a construção de um cenário REF para T&D de energia elétrica. Para tanto, é subdividida em premissas e resultados.

A avaliação será dividida em dois períodos: o primeiro, visando ao curto/médio prazo com o horizonte 2014-2023, é aderente ao PDE 2023; e o segundo, visando ao longo prazo, com o horizonte 2024-2050, é oriundo de projeções no modelo MSB8000. Para tanto, também é considerado o cenário econômico elaborado por Haddad (2015).

Finalmente, as projeções utilizarão como base exclusivamente as linhas de transmissão do SIN, tendo em vista a ampla disponibilidade de dados.

7.3.1 PREMISSAS

Ao se observar o planejamento das novas linhas de transmissão do SIN (EPE, 2014a; 2014b), verifica-se uma padronização em que linhas mais curtas que 200 km, em sua maioria, usam tensão de 230 kV e mais longas usam tensão de 500 kV.

A Tabela 73 apresenta uma estimativa de evolução das linhas de transmissão por tipo (corrente contínua ou alternada) e por tensão para os períodos de 2014 a 2018 e 2019 a 2023. A estimativa da participação de cada tensão no comprimento total das linhas de transmissão do SIN em 2023 pode ser visualizada na Figura 81.

Tabela 73 – Evolução Física das Linhas de Transmissão do SIN

Descrição/Tensão	Corrente Contínua (km)		Corrente Alternada (km)					Total (km)
	± 600kV	± 800kV	230kV	345 kV	440 kV	500 kV	750 kV	
Existente em 2013 (*)	7.992	0	49.376	10.110	6.728	43.796	2.683	120.685
Evolução 2014-2018	2.375	2.140	11.700	843	146	25.096	0	42.300
Evolução 2019-2023	0	7.380	7.060	802	48	12.229	0	27.519
Total em 2023	10.367	9.520	68.136	11.755	6.922	81.121	2.683	190.504
% Total em 2023	5,44	5,00	35,77	6,17	3,63	42,58	1,41	100,0

(*) Dados de ONS, 2012 e SINDAT, 2013

Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2014a; 2014b

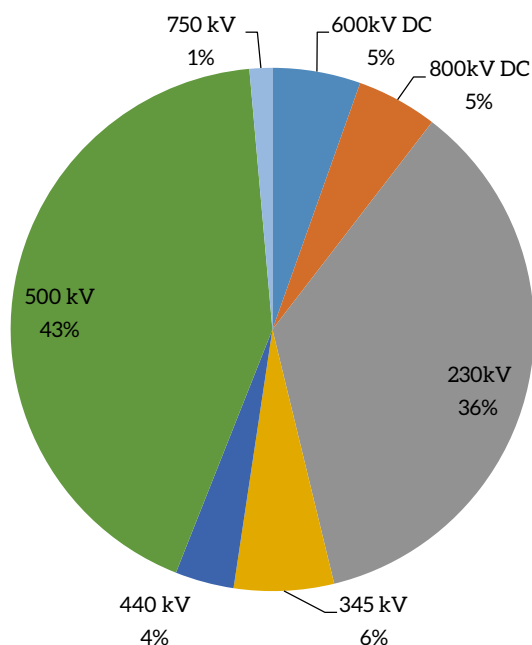


Figura 81 – Participação (%) de Cada Tensão no Comprimento Total das Linhas de Transmissão do SIN em 2023

Fonte: Elaboração própria

Como a projeção de linhas transmissão para o período 2010-2050 no cenário REF será apresentada quinquenalmente, serão adotadas as seguintes premissas: a evolução física das linhas de transmissão até 2013 será apresentada em 2015; a evolução prevista para 2018 será considerada em 2020; e a previsão para 2023 será exibida em 2025.

A partir de 2030, será considerada a relação entre a energia gerada e o comprimento das linhas de transmissão, usando a participação do ano de 2023. A exceção é que o comprimento das linhas de transmissão de 750 kV será considerado constante a partir de 2023, pois é uma tensão que só foi usada para as linhas de transmissão da energia gerada pela parte brasileira de Itaipu.

Na Figura 82, tem-se a geração de energia que é adotada como pressuposto para projetar o comprimento das linhas de transmissão.

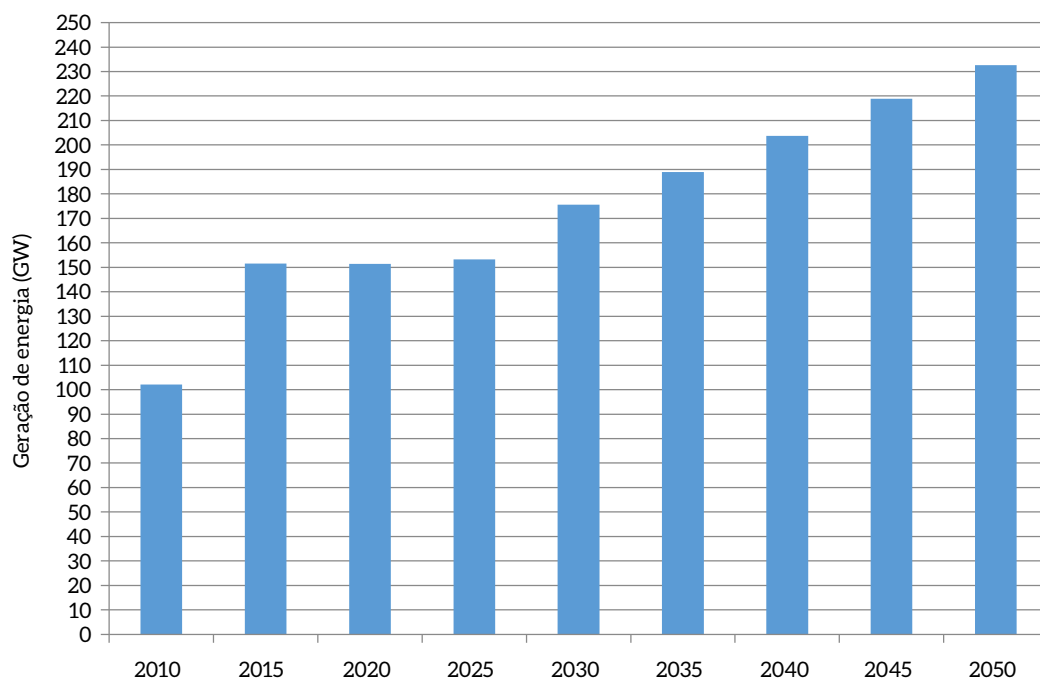


Figura 82 – Geração de Energia no Período 2010-2050 no cenário REF

Fonte: Elaboração própria

7.3.2 RESULTADOS

A evolução física das linhas de transmissão do SIN é apresentada na Tabela 76 e na Figura 83.

Tabela 74 – Evolução Física das Linhas de Transmissão do SIN no Cenário REF

Ano	Corrente Contínua (km)		Corrente Alternada (km)					Total
	± 600kV	± 800kV	230kV	345 kV	440 kV	500 kV	750 kV	
2010	3.224,00	0,00	43.184,50	10.060,50	6.670,50	34.356,20	2.683,00	100.178,70
2015	7.992,00	0,00	49.376,00	10.110,00	6.728,00	43.796,00	2.683,00	120.685,00
2020	10.367,00	9.520,00	61.076,00	10.953,00	6.874,00	68.892,00	2.683,00	170.365,00
2025	10.367,00	9.520,00	68.136,00	11.755,00	6.922,00	81.121,00	2.683,00	190.504,00
2030	11.878,12	11.298,74	78.067,70	13.468,44	7.930,97	92.945,43	2.683,00	218.272,41
2035	12.781,20	12.361,75	84.003,05	14.492,42	8.533,95	100.011,90	2.683,00	234.867,27
2040	13.779,83	13.537,24	90.566,44	15.624,76	9.200,73	107.826,11	2.683,00	253.218,10
2045	14.810,11	14.749,99	97.337,86	16.792,98	9.888,64	115.888,00	2.683,00	272.150,59
2050	15.735,72	15.839,52	103.421,33	17.842,52	10.506,67	123.130,83	2.683,00	289.159,59

Fonte: Elaboração própria

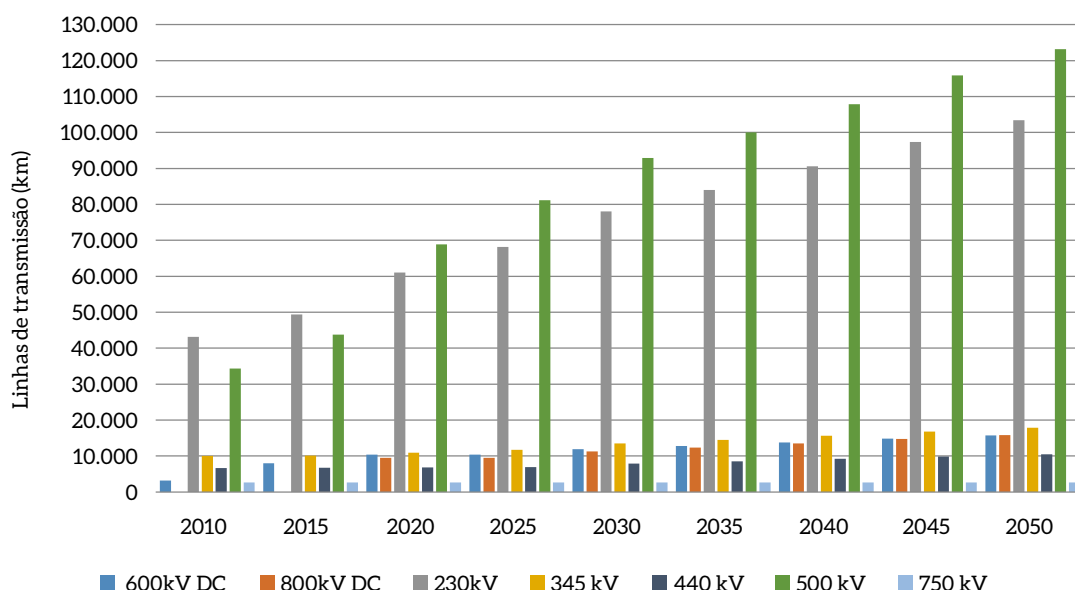


Figura 83 – Evolução Física das Linhas de Transmissão do SIN no Cenário REF (2010-2050)

Fonte: Elaboração própria

7.4 CENÁRIO BC

7.4.1 PREMISSAS

O cenário BC considera a implementação da tecnologia de sincrofasores nas linhas de transmissão do SIN. A implementação de linhas de transmissão DC de 800 kV (UHVDC) foi desconsiderada porque a tecnologia passou a ser adotada nas linhas de transmissão de Belo Monte, e deverá ser uma opção para as linhas mais longas que serão construídas no futuro, o que justifica sua inclusão já no cenário REF. Por sua vez, a instalação de linhas de transmissão AC de 1.200 kV (UHVAC), embora seja uma opção para substituir os circuitos múltiplos das linhas de 500 kV, foi desconsiderada por se tratar de uma tecnologia ainda pouco difundida e com informações de custo pouco confiáveis.

Para a tecnologia de sincrofasores, partiu-se da quantidade de PMU informada pela ONS em 2013 (CONVERGÊNCIA DIGITAL, 2013). Até 2050, esse valor será atualizado na mesma proporção da evolução física das linhas de transmissão prevista para o SIN. Além disso, será necessário instalar unidades de concentração fasorial (PDC) para completar o sistema. Estima-se que o SIN necessite de pelo menos seis PDC, um para cada uma das regiões energéticas: Norte, Nordeste e Sul; dois para a região Sudeste-Centro-Oeste e um que será usado como concentrador geral. A Tabela 75 apresenta a estimativa do total de PMU por período.

Tabela 75 – Total de PMU por Período

Ano	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PMU	-	181	234	258	291	312	335	358	379

Fonte: Elaboração própria

A projeção de instalação de sincrofasores foi obtida instalando-se a quantidade calculada até 2025 diluída no período 2015-2025 e, a partir de 2030, considerou-se a instalação dos PMU necessários para complementar a estimativa a cada cinco anos. A energia economizada com melhoria na regulação de tensão, de acordo com a literatura, varia entre 1,0% e 2,5% no horário de ponta (DOE, 2013b), optando-se conservadoramente por adotar um percentual 1,0% para projetar a capacidade instalada de PMU no SIN.

No caso das linhas de distribuição, considerou-se exclusivamente a implementação de medidores inteligentes. Com vistas as potencialidades técnico-econômicas desta tecnologia, fez-se necessário projetar a quantidade de medidores residenciais de energia elétrica no período de 2010 a 2050. Para tanto, tem-se como base a quantidade de medidores residenciais de energia elétrica em 2013, informada pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia (ABRADEE, 2014), a partir da qual aplica-se a mesma proporção entre os domicílios e a quantidade de medidores residenciais para todo o período 2010-2050. A Abradee informou que, em 2013, as distribuidoras contavam com 62,9 milhões de medidores residenciais.

Para estimar a instalação de medidores inteligentes, é utilizada a curva de carga para o setor residencial brasileiro informada por Procel (2005), aplicada para todo o intervalo 2010-2050 (Figura 84). Também é considerado o percentual conservador de 10% de economia da energia da ponta ao se substituírem medidores convencionais por medidores inteligentes (IEA, 2011).

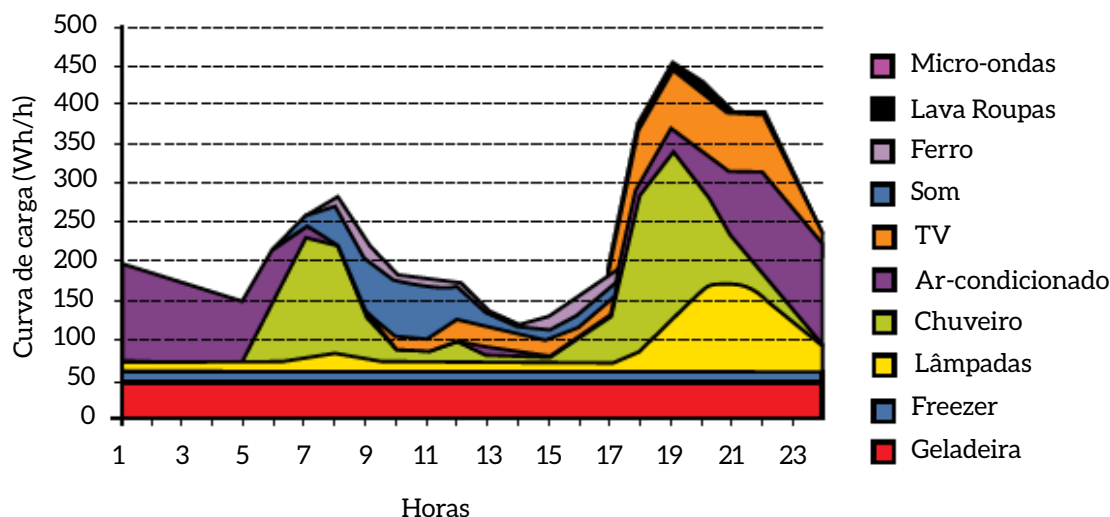


Figura 84 – Curva de Carga do Setor Residencial para o Brasil

Fonte : PROCEL, 2005

Finalmente, pressupõe-se a instalação de medidores inteligentes em 10% das unidades consumidoras residenciais a partir de 2020. E a cada período de cinco anos, deverão ser acrescentados mais 10% da quantidade de medidores estimada para o período. Desse modo, em 2050, os domicílios com medidores inteligentes comporão 61% do total.

7.4.2 RESULTADOS

A partir das premissas citadas, inicialmente obtém-se a estimativa da evolução do total de PMU (sincrofasores) e impactos em termos de economia de energia, emissões evitadas e custo (Tabela 76).

Tabela 76 – Evolução do Total de PMU e Impactos (2010-2050)

Ano	Previsão de PMU	Economia (GWh)	Emissões evitadas (ktCO ₂)	Custo (US\$ milhões)
2010	-	-	-	-
2015	181	345,53	17	4,60
2020	234	780,02	27	8,36
2025	258	1.063,23	105	12,11
2030	291	1.093,79	188	13,57
2035	312	1.108,09	239	14,47
2040	335	1.125,31	278	15,46
2045	358	1.111,50	326	16,48
2050	379	1.089,91	380	17,40

Fonte: Elaboração própria

No caso da aplicação de medidores inteligentes, inicialmente fez-se necessário estimar a quantidade de medidores residenciais de energia elétrica instalados (Tabela 77).

Tabela 77 – Evolução da Quantidade de Medidores Residenciais no Período 2010-2050

Variáveis	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Domicílios (milhões)	60,0	65,3	71,2	76,7	82,2	86,9	91,7	95,1	98,5
Medidores (milhões)	57,8	62,9	68,6	73,9	79,2	83,7	88,3	91,6	94,9

Fonte: Elaboração própria

A partir dos pressupostos citados anteriormente e dados da Tabela 77, foi estimada a energia economizada, emissões evitadas e os custos associados às instalações de medidores inteligentes (Tabela 78).

Tabela 78 – Instalação de Medidores Inteligentes e Impactos no Período 2010-2050

Variáveis/Anos	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Domicílios (milhões)	60,028	65,293	71,158	76,680	82,201	86,935	91,669	95,068	98,466
Medidores (milhões)	57,828	62,900	68,550	73,869	79,188	83,749	88,309	91,583	94,857
Instalação de medidores inteligentes (milhões)	-	-	6,855	14,242	22,161	30,536	39,367	48,525	58,011
Energia da ponta por residência por dia (GWh)	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750	1.750
Economia de energia (GWh)	-	-	438	910	1.416	1.950	2.515	3.100	3.705
Emissões Evitadas (ktCO ₂)	-	-	15	90	243	421	621	908	1.293
Custo de instalação (US\$ milhões)	-	-	1.231,02	2.557,56	3.979,63	5.483,59	7.069,45	8.714,10	10.417,55

Fonte: Elaboração própria

Em termos energéticos, a implementação da tecnologia de sincrofasores economizaria 1.090 GWh no ano de 2050. A instalação de medidores inteligentes economizaria mais energia no ano de 2050, com 3.705 GWh, que resulta da substituição de 61% dos medidores convencionais por medidores inteligentes.

A Figura 85 apresenta a energia economizada (GWh) por MTD ao longo do período 2010-2050.

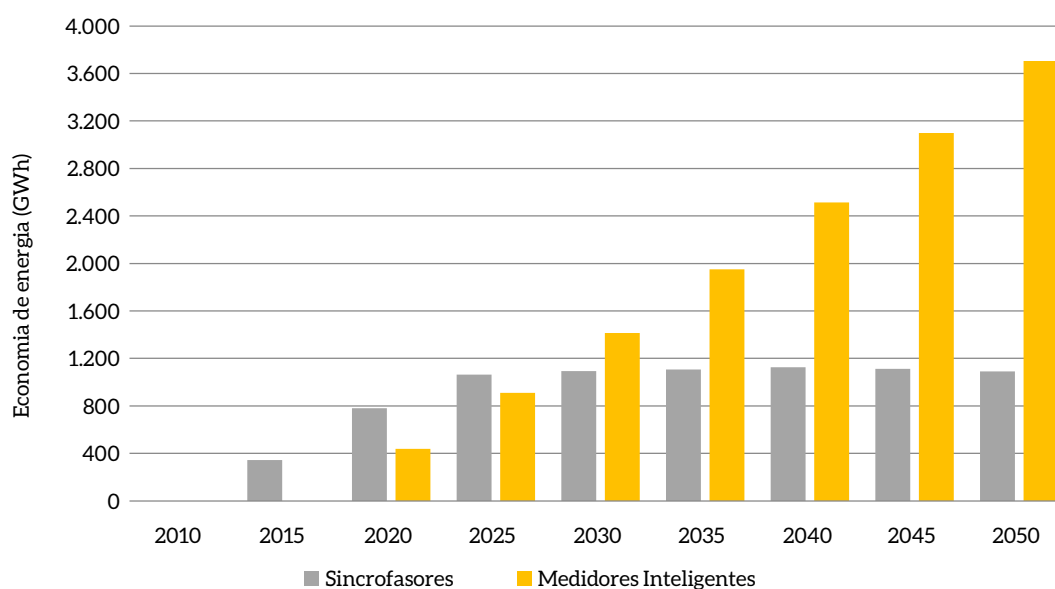


Figura 85 – Economia de Energia (GWh) por MTD entre 2010 e 2050

Fonte : Elaboração própria

A tecnologia de sincrofasores foi a de menor custo total, com valor estimado de US\$ 12 milhões em 2025 e de US\$ 17 milhões em 2050 (Figura 86).

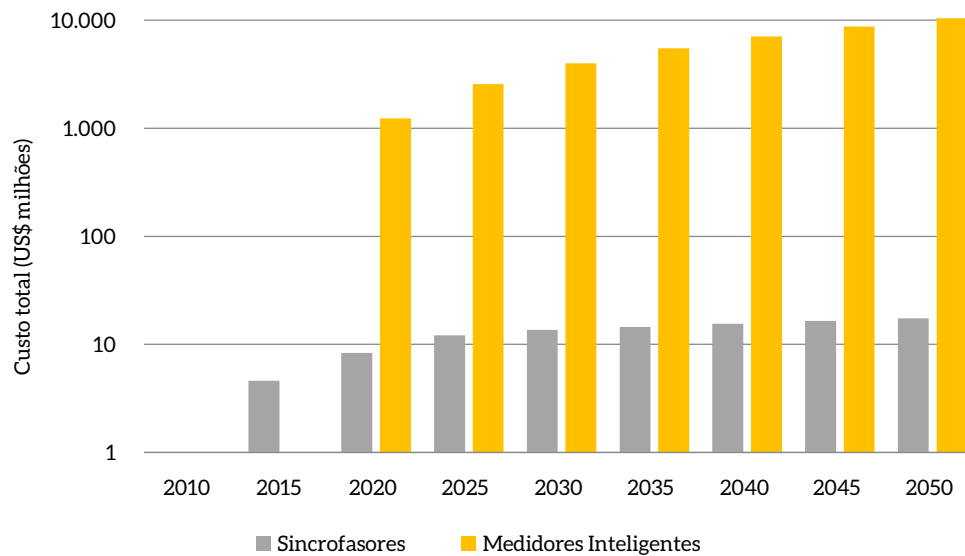


Figura 86 – Custo Total das MTD (US\$ milhões)

Fonte : Elaboração própria

A tecnologia que mais evitaria emissões até o ano de 2025 foi a de sincrofasores, evitando, em 2025, 105 ktCO₂, enquanto os medidores inteligentes evitariam 1.293 ktCO₂ em 2050. O comparativo das emissões evitadas é apresentado na Figura 87. Em termos totais, as tecnologia de sincrofasores e medidores inteligentes mitigariam 3,1 MtCO₂ e 15,4 MtCO₂ até 2050, respectivamente.

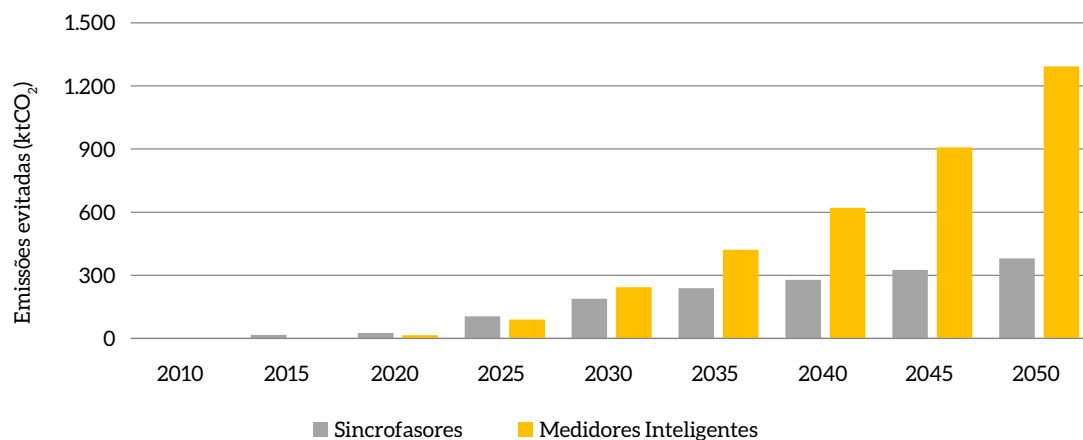


Figura 87 – Emissões Evitadas (ktCO₂) no Cenário BC por MTD entre 2010 e 2050

Fonte : Elaboração própria

Finalmente, obtiveram-se custos médios de abatimento até 2050 de 1.030 US\$/tCO₂ e 24.185 US\$/tCO₂ para sincrofasores e medidores inteligentes, respectivamente.



Subsídios à formulação de instrumentos de política pública para adoção das atividades de baixo carbono

Capítulo

8

8 SUBSÍDIOS À FORMULAÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO

Este capítulo objetiva propor instrumentos de política pública capazes de remover barreiras e potencializar cobenefícios associados à adoção das atividades de baixo carbono aplicáveis nos setores de fontes renováveis de geração de eletricidade. A análise abrangerá: hidreletricidade; eólica; solar fotovoltaica centralizada (FV); solar-térmica (CSP); bioeletricidade; T&D de energia elétrica.

Verificou-se que todas MTD avaliadas possuem custos de abatimento positivos. Esse aspecto indica barreiras econômicas para a sua adoção. Todavia, mesmo medidas com custos de abatimento negativos enfrentariam barreiras para sua implementação, como desconhecimento dos benefícios econômicos e ambientais da medida, acesso a crédito para a realização de investimentos, entre outras. Tais aspectos exigem a formulação de instrumentos de política pública para remover barreiras à adoção das atividades de baixo carbono, o que potencializaria a eficácia de políticas de mitigação de emissões de GEE nos setores.

Com o objetivo de fornecer elementos para que os formuladores de política pública possam implementar, efetivamente, políticas adicionais de baixo carbono no setor de fontes renováveis de geração elétrica, inicialmente, serão discutidos barreiras e cobenefícios associados à implementação das MTD identificadas na análise setorial. Por fim, serão propostos instrumentos de política pública que seguirão a estrutura metodológica adotada pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2015). A classificação se baseia nos seguintes tipos de instrumentos (Figura 88):

- i) Informação e educação – abrangem medidas que visam aumentar o grau de conhecimento e a capacitação em medidas de baixo carbono. De fato, parte importante das barreiras de mercado se relaciona a custos de transação associados a capacitação dos agentes e assimetrias de informação. Da mesma forma, instrumentos de certificação de produtos e processos se enquadram nessa categoria de política;
- ii) Econômicos – são instrumentos e medidas que estimulam certas atividades, modificam comportamentos dos agentes econômicos via sinais de preço (por exemplo, internalização do custo-carbono) ou incentivo fiscal ou financiamento. Buscam também lidar com os diferentes custos de oportunidade de capital que existem na economia, em grande medida decorrentes das diferentes condições de acesso ao capital (associados também à envergadura dos agentes econômicos). Esses instrumentos incluem financiamento direto, taxas de carbono e mesmo mercados de carbono (associados a quotas e certificados). Neste último caso, referente a mercados de carbono, claro está que não se trata normalmente de uma política setorial, mas de política intersetorial, em que quotas são alocadas entre setores conforme diferentes critérios, e há possibilidade de trocas de

certificados de emissão entre instalações industriais e/ou energéticas incluídas no mercado de carbono (o chamado *cap-and-trade*);

- iii)** Institucionais – consideram a criação de arcabouço institucional capaz de orientar e mesmo apoiar a implementação de determinadas medidas de abatimento de emissões. Exemplos incluem agências de fomento, planos setoriais, órgãos reguladores etc.;
- iv)** Pesquisa, desenvolvimento e demonstração – tratam do apoio ao desenvolvimento tecnológico tanto de medidas inovadoras disruptivas quanto de medidas que dependem de demonstração e do aprendizado tecnológico. Incluem investimento direto, incentivos fiscais, criação de nichos de mercado mediante compras governamentais etc.;
- v)** Regulatórios – são instrumentos de comando e controle, visando definir padrões ou metas de emissão, ou desempenho, em termos de produto ou de processo. Exemplos incluem padrões mínimos de eficiência, padrões máximos de emissão, definição de valores mínimos de participação de determinadas opções tecnológicas no portfólio de tecnologias de empresas (por exemplo, participações mínimas de eletricidade decorrente de fontes renováveis nas compras de concessionárias de distribuição de eletricidade) etc. Aqui também se inclui a obrigação de manter e atualizar inventários de emissões atmosféricas;
- vi)** Acordos voluntários – medidas adotadas voluntariamente por órgãos públicos e pelo setor privado, unilateralmente ou por meio de negociação. No primeiro caso, trata-se normalmente de antecipar-se a mudanças tecnológicas ou mesmo gerar valor para acionista (por exemplo, valor de imagem). No segundo caso, trata-se de aderir a propostas de acordo voluntário para metas específicas (por exemplo, ganhos de produtividade, redução de intensidade de emissão etc.) realizadas por agente público.

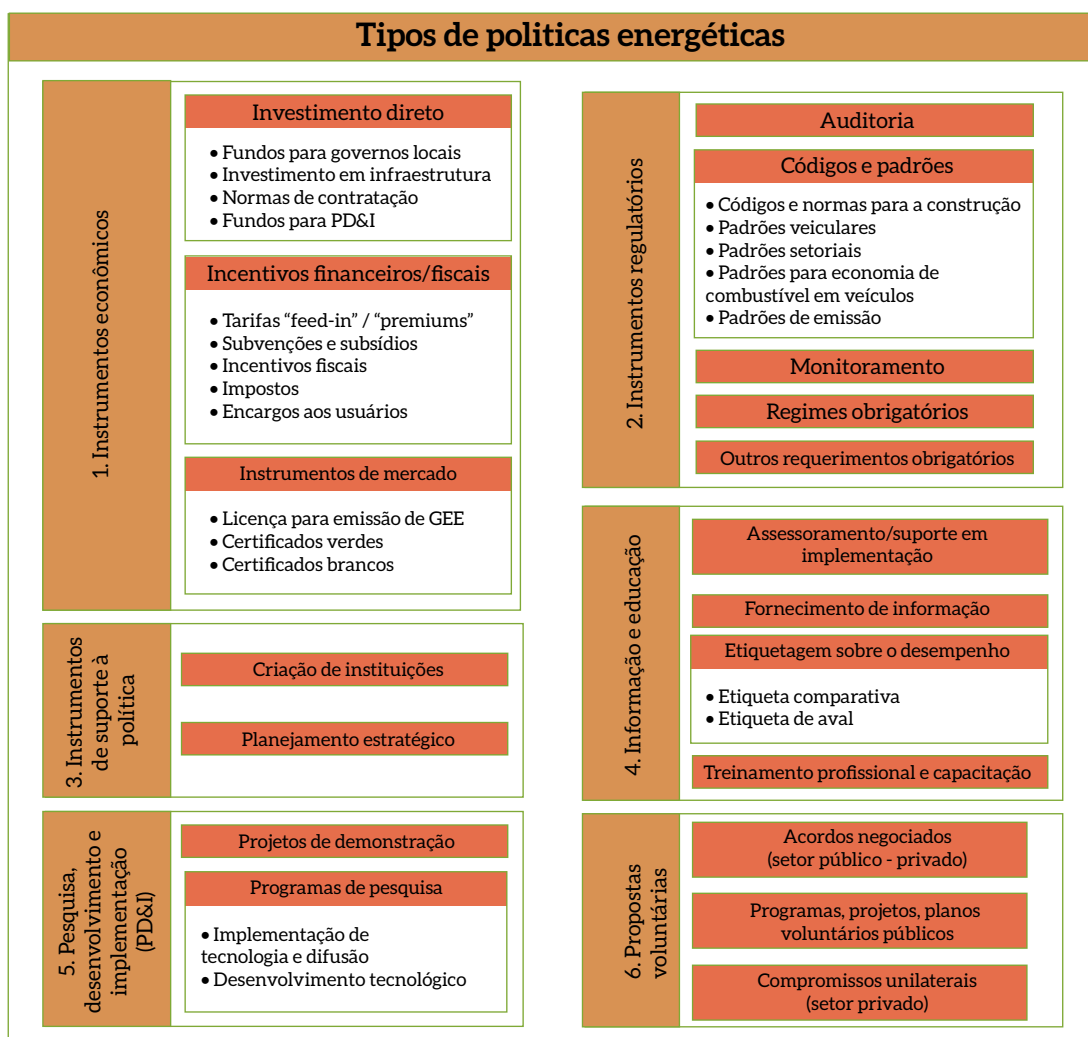


Figura 88 – Tipos de Políticas Energéticas

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA, 2015

8.1 HIDRELETRICIDADE

8.1.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS DA ADOÇÃO DAS MTD

No que se refere às alternativas de baixo carbono para geração hidrelétrica, existem barreiras transversais importantes a serem enfrentadas. É o caso da inexistência de limite de emissões para o setor elétrico, assim como desinformação acerca dos custos e benefícios decorrentes da adoção das medidas. Mais do que isso, as medidas são inviáveis economicamente, embora a repotenciação esteja próxima da atratividade. De fato, as medidas apresentam custos de abatimento até US\$ 7/tCO₂, assim exigindo internalização de preço de carbono que pouco impactaria custos da geração hidrelétrica e indicadores de produto interno bruto (PIB), emprego e renda (MCTIC, 2017b).

Para adoção das medidas, faz-se necessário realizar investimentos significativos. Ademais, a atual situação econômica do país leva a que o governo realize ajustes fiscais que dificultam o acesso a crédito por parte do setor. Esse aspecto influencia a realização de investimentos nas MTD, pois a conjuntura econômica recessiva afeta a capacidade financeira do setor e impede que o governo conceda crédito com taxas de juro atrativas junto aos bancos públicos de fomento. Essas restrições são percebidas em termos da disponibilidade de capital no mercado de crédito, bem como do aumento da taxa de juros para a concessão de financiamentos.

Ainda que a barreira de acesso ao capital possa ser removida, não necessariamente os recursos seriam integralmente destinados para esse propósito, em face da competição com outros investimentos, como os necessários para expandir a capacidade de geração, que geralmente desconsideram as MTD enquanto alternativa à geração elétrica convencional.

No que diz respeito às barreiras tecnológicas, é possível mencionar os riscos técnicos e operacionais das medidas (BERGH, 2012), ou seja, riscos associados a uma nova tecnologia que demanda tempo de aprendizagem dos que a utilizam para que estes não operem sobre ou subdimensionados. Além disso, não necessariamente, é possível a incorporação de novas tecnologias nos processos produtivos do setor, visto que o *layout* e *lock-in* tecnológico podem não permitir e/ou viabilizar a adaptação das MTD à configuração das UHE existentes (ZILAHY, 2004). Finalmente, a falta de conteúdo local das tecnologias pode constituir barreira a sua adoção.

Os projetos hidráulicos com quedas menores do que 2 metros não são viáveis com a tecnologia tradicional. Assim, novas tecnologias têm sido desenvolvidas a fim de aproveitar elevações de água menores, aproveitando a energia cinética da água, e não a energia potencial derivada de uma queda (IPCC, 2011). Esse tipo de tecnologia chama-se hidrelétrica cinética ou hidrocínética. Os dispositivos hidrocinéticos têm sido desenvolvidos para capturar energia de marés e correntes, mas também podem ser usados para aproveitar o fluxo de água de um rio (DAVILA-VILCHIS; MISHRA, 2014; KUSAKANA; VERMAAK, 2013; IPCC, 2011).

O princípio de operação de uma turbina hidrocínética depende do volume e da velocidade do recurso. Similarmente à energia eólica, a energia total disponível capturada por uma turbina hidrocínética depende da densidade, da área da seção transversal, da velocidade ao cubo e do coeficiente da turbina. Porém, a vantagem da turbina hidrocínética, quando comparada com a da turbina eólica, é que a água é mais densa que o ar, o que torna a energia gerada com uma turbina hidrocínética maior do que aquela produzida por uma turbina eólica de igual diâmetro e de velocidades de vento e da água idênticas (KUSAKANA; VERMAAK, 2013).

A tecnologia de turbina hidrocínética em rios para a geração de energia é uma linha de pesquisa ativa com potencial de aplicação tanto em ambientes urbanos quanto rurais. Em decorrência da eliminação da necessidade de uma barreira física para a vazão de água, esse tipo de dispositivo tem menos impacto ambiental do que um aproveitamento hidráulico convencional (PETRIE et al., 2014).

De acordo com Johnson e Pride (2010), a tecnologia de turbina hidrocínética está em um estágio de desenvolvimento similar ao da turbina eólica de 15 ou 20 anos atrás. Segundo Kusakana e Vermaak

(2013), o principal obstáculo para a implementação desse tipo de tecnologia em áreas rurais, por exemplo, é a ausência de pesquisa que demonstre os benefícios técnicos, econômicos e ambientais em comparação com outras opções de eletrificação rural. Ademais, segundo Kusakana e Vermaak (2013), inexistem estudos que demonstrem os benefícios técnicos, econômicos e ambientais da adoção de turbinas hidrocinéticas em comparação com expansão do parque instalado de UHE.

A potência da turbina hidrocinética varia proporcionalmente ao cubo da velocidade da água do rio. Sendo assim, é necessária uma velocidade mínima que supere as resistências internas da turbina e alcance uma potência que viabilize os investimentos realizados (ELETROBRAS, 2015). Ao ser instalada, a turbina hidrocinética deve ser colocada, preferencialmente, próxima às margens dos rios para não atrapalhar a navegação de embarcações de transporte ou de atividade pesqueira (ELETROBRAS, 2015). No entanto, na margem, a velocidade do rio é menor do que a velocidade média reportada para cada rio. Sendo assim, mesmo para rios que teriam velocidade média adequada para a instalação das turbinas, é necessário que seja medida a velocidade na área exata de colocação da turbina para que se possa saber a potência a ser gerada e o potencial exato de geração no Brasil. A instalação de turbina hidrocinéticas já foi descartada, por exemplo, no Projeto Ribeirinhas, no Amazonas. Foi desenvolvida uma turbina hidrocinética pelo Cepel, pela empresa Hidrometal e pela Coppe/UFRJ que requeria velocidade mínima de 1,5 m/s. Apesar de, em Itapeuá, no rio Solimões, a velocidade média da água variar entre 1,5 e 2,3 m/s, a velocidade verificada nas margens levou à desistência da instalação da turbina (CEPEL, 2014; ELETROBRAS, 2015).

As usinas reversíveis utilizam reservatório extra para aumentar a geração em determinado momento, sendo úteis para trabalhar na ponta. Nesse tipo de sistema, a água é bombeada de um reservatório inferior para um superior, normalmente nos horários fora da ponta, enquanto o fluxo revertido é usado para gerar eletricidade durante o período de ponta de carga diário (ARDIZZON et al., 2014; IPCC, 2011). Segundo IPCC (2011), a possibilidade de acumulação por bombeamento seria a melhor forma de armazenamento de energia disponível no mundo. Esse tipo de usina é bem particular, dado que, além de um reservatório adicional, demanda turbinas especiais denominadas reversíveis, capazes de operar como bombas hidráulicas (EPE, 2007).

As usinas reversíveis foram muito difundidas nas décadas de 1960 e 1970, quando a geração termonuclear estava em crescimento para atender à ponta. Nos últimos anos, voltaram a ser construídas nos EUA e na Europa para armazenar a energia excedente da geração eólica (MWH, 2009).

Uma usina reversível pode ser de ciclo fechado ou ciclo aberto (convencional), de acordo com sua concepção (DOE, 2014). O primeiro tipo é apenas um armazenador de energia, por isso não precisa necessariamente estar em um rio. O segundo tipo é uma usina hidrelétrica tradicional em que algumas turbinas (ou todas) são reversíveis (EPRI, 1990).

As usinas reversíveis são solução para usar a energia gerada em momento de baixa carga para armazenar energia que será usada na ponta. No Brasil, seria útil também para armazenar energia excedente gerada no período úmido da região Norte e usar no período seco das regiões Sudeste e Nordeste (HUNT, 2014). No entanto, são muito pouco difundidas no Brasil, tendo em vista o desconhecimento acerca dos benefícios e falta de conteúdo local. Alguns poucos exemplos de aplicação

da tecnologia são a Usina Elevatória Pedreira, localizada no Rio Pinheiros (SP), inaugurada em 1939, e que tem sete turbinas reversíveis tipo Francis e uma bomba (EMAE, 2014), e as usinas elevatórias Santa Cecília, em Barra do Piraí, e Vigário, em Piraí, no Complexo de Lages (LIGHT – RJ).

No Brasil, o principal empecilho para o desenvolvimento das usinas reversíveis é similar ao que ocorre com a repotenciação. As UHER operam tanto como usina hidrelétrica convencional, gerando energia com o turbinamento da água do reservatório elevado, quanto como acumulador de energia, bombeando a água do reservatório mais baixo, depois de turbinada, para o reservatório elevado. Esse bombeamento é feito em horários de baixa demanda, quando o preço da energia elétrica é menor, e a água bombeada é usada novamente para a geração elétrica nos períodos de maiores demanda. Por causa dessa dupla operação da usina, os equipamentos utilizados são diferentes, o que eleva o custo, principalmente em face de outras opções de armazenamento de energia (DUKE ENERGY, 2015). Além disso, não existe regulação dos aspectos comerciais para o agente gerador de usina reversível. Existem pelo menos três barreiras regulatórias (ZUCULIN et al., 2014a): i) falta de mercado de potência ou de serviços ancilares; ii) quando existe diferenciação dos preços de curto prazo (PLD) entre as cargas pesadas, média ou leve, essa diferenciação é muito pequena; iii) empresas horizontalizadas. Em empresas verticalizadas, o retorno sobre o investimento em UHER poderia vir não apenas da geração, mas da transmissão e distribuição, como ocorreu em projetos dos EUA (ZUCULIN et al., 2014a). O modelo de remuneração atual, com remuneração pela garantia física, não é bem adaptado às UHER.

O principal desafio para implantação das usinas reversíveis no Brasil é buscar a viabilidade comercial, pois, de acordo com as regras atuais, as empresas geradoras são remuneradas pela garantia física, que é a energia que ela disponibiliza. Desse modo, não há incentivo à construção de usinas reversíveis, tendo em vista consumirem energia para o bombeamento de água, disponibilizando menos energia e, desse modo, obtendo receitas menores (CERPCH, 2012).

Outro ponto relevante é que não há distinção de remuneração para as hidrelétricas que produzem na ponta, grande vantagem das usinas reversíveis em todo o mundo. Isso é importante para reduzir custos de geração (reduzindo a geração da ponta por meio de usinas termelétricas) e as emissões de GEE.

Segundo a EPE (2007), existem várias definições do que significa repotenciação e modernização (R&M) de uma UHE. Porém, *grosso modo*, pode ser entendida como todas aquelas obras que objetivam gerar ganho de potência e de rendimento (VEIGA, 2001). A repotenciação pode ser classificada em três tipos (RIBEIRO et al., 2005): mínima, leve e pesada.

Ao se construir uma nova hidrelétrica, uma parte significativa do custo (60%) se concentra nas atividades de construção civil. Nas obras de repotenciação, os custos de construção civil são desprezíveis e concentram-se na substituição parcial de equipamentos e sistemas, preparando a central para um novo período de geração na condição de empreendimento novo (PINTO, 2009). Outro ponto importante a ser ressaltado é que os custos da repotenciação são amortizados em cinco anos, enquanto os das novas usinas são amortizados em 30 anos, o que demonstra uma grande vantagem da repotenciação (VEIGA, 2001).

Vale ressaltar que, além de aumentar a potência instalada da usina, a repotenciação recupera a potência real perdida ao longo dos anos. Além dos benefícios gerados pela maior segurança e confiabilidade da usina, a modernização visa proporcionar aumento da disponibilidade dos equipamentos e, consequentemente, possibilitar a elevação do fator de capacidade da usina (RIBEIRO et al., 2005).

A repotenciação é uma tecnologia que enfrenta barreiras econômicas no Brasil. Na maioria dos casos, é viável tecnicamente, mas inviável economicamente (GOMES, 2013). A atual legislação brasileira remunera as usinas hidrelétricas pela sua garantia física (energia assegurada), que corresponde à máxima energia associada a um empreendimento, e é utilizada para comprovar o atendimento de carga (BRASIL, 2004). Dessa forma, pode acontecer que a repotenciação aumente a capacidade da usina, sem aumentar sua garantia física. Nesse caso, não ocorre o aumento da remuneração da usina. Ainda, os ganhos de potência oriundos da repotenciação aumentam os encargos setoriais, como o montante de utilização do sistema de transmissão (Must), relacionado à potência da usina conectada ao sistema de transmissão elétrico (GOMES, 2013). Dessa forma, pode haver aumento de encargos sem aumento de remuneração, o que pode inviabilizar a repotenciação, pois as empresas só realizarão a repotenciação quando houver algum tipo de compensação pelos investimentos realizados.

Um dos problemas observados no que tange à repotenciação de hidrelétricas é que a atual legislação brasileira não remunera possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com eventual aumento de potência efetiva da usina (EPE, 2008). Outro ponto é o mecanismo de realocação de energia (MRE), utilizado nas hidrelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que realoca a energia transferindo o excedente das usinas que geram acima da sua garantia física para aquelas que geram abaixo (CCEE, 2014). Assim, uma usina hidrelétrica capaz de gerar mais na ponta recebe o mesmo tratamento de uma usina que gera mais no período de baixa carga. É preciso criar um mecanismo que premie a geração hidrelétrica nos horários mais exigidos (GOMES, 2013).

Por fim, podem ser citados cobenefícios transversais da adoção das MTD:

- Aumento na geração de eletricidade;
- Diminuição das emissões associadas à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis;
- Geração de emprego e renda associada à implementação das atividades;
- Menor impacto ambiental com relação ao aproveitamento hidráulico convencional;
- Preservação dos recursos naturais.

O Quadro 6 sintetiza barreiras e cobenefícios relacionados à adoção de MTD no setor hidrelétrico.

Quadro 6 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção das MTD no Setor Hidrelétrico

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Instalação de turbinas hidrocinéticas	• Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local da tecnologia; • Inexistência de limites de emissões para o setor elétrico; • <i>Lock-in</i> tecnológico; • Restrições à instalação pela velocidade dos rios; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das UHE.	• Aumento na geração de eletricidade; • Diminuição das emissões associadas à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Diminuição de custos com construção civil perante a expansão do parque instalado de UHE; • Diminuição do prazo de amortização de investimentos com relação a novas UHE; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões no setor elétrico; • Menor impacto ambiental com relação ao aproveitamento hidráulico convencional; • Preservação dos recursos naturais.
Repotenciação de UHE	• Aumento dos encargos sociais com o aumento da potência instalada; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Desincentivo econômico em face da remuneração de UHE pela garantia física; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local da tecnologia; • Inexistência de distinção de remuneração para UHE que produzem na ponta; • Inexistência de limites de emissões para o setor elétrico; • Inexistência de mercado que remunere potência e/ou serviços ancilares; • <i>Lock-in</i> tecnológico; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das UHE.	• Aumento na geração de eletricidade, por meio do ganho de potência e rendimento; • Aumento na flexibilidade e redução nos custos operacionais da UHE; • Aumento na segurança e confiabilidade da usina; • Diminuição das emissões associadas à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Diminuição de custos com construção civil perante a expansão do parque instalado de UHE; • Diminuição do prazo de amortização de investimentos com relação a novas UHE; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Menor impacto ambiental com relação ao aproveitamento hidráulico convencional; • Preservação dos recursos naturais.

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Implementação de usinas reversíveis	• Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Desincentivo econômico em face da remuneração de UHE pela garantia física; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Elevação do custo de geração em face da duplicidade operação (geração de energia com turbinamento da água do reservatório elevado e acumulação de energia); • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local da tecnologia; • Impacto econômico, social e ambiental da construção de reservatório de água; • Inexistência de distinção de remuneração para UHE que produzem na ponta; • Inexistência de limites de emissões para o setor elétrico; • Inexistência de mercado que remunere potência e/ou serviços ancilares; • <i>Lock-in</i> tecnológico; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das UHE.	• Aumento na geração de eletricidade; • Diminuição das emissões associadas à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Diminuição de custos com construção civil perante a expansão do parque instalado de UHE; • Diminuição do prazo de amortização de investimentos com relação a novas UHE; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões no setor elétrico; • Menor impacto ambiental com relação ao aproveitamento hidráulico convencional; • Preservação dos recursos naturais.

Fonte: Elaboração própria.

8.1.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DAS MTD

A meta central das políticas propostas é o aumento da geração hidrelétrica, seja por restabelecimento da potência original (repotenciação), seja por adição de novas capacidades (instalação de turbinas hidrocinéticas), ou por avanços tecnológicos que permitam o aproveitamento de um mesmo recurso mais vezes (usinas reversíveis). Além de aumentarem a geração hidrelétrica, e consequentemente diminuírem a emissão de GEE, como mencionado essas medidas geram cobenefícios variados.

Para garantir que a penetração das medidas de abatimento avaliadas neste relatório aumente no médio e longo prazo, instrumentos de política pública transversais poderiam ser implementados.

A remoção de barreiras econômicas e de mercado – tendo em vista que a disponibilização de crédito e subvenção econômica é suscetível e associada às políticas fiscal e monetária e que a adoção de tecnologias de baixo carbono requer fluxos significativos e constantes de crédito para investimentos

– exige a ampliação da estrutura de captação de recursos por bancos públicos de fomento. Para tanto, os organismos gestores do Fundo Clima, e/ou aqueles que vierem a ser criados, visando ao cumprimento da NDC, deveriam procurar recursos junto ao Green Climate Fund (GCF), ao Global Environmental Facility (GEF) e ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), entre outros.

A linha de financiamento do Finem – Eficiência Energética do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com recursos do Fundo Clima e demais fontes de alavancagem mencionadas, poderia custear, com taxas subsidiadas de juros, a aquisição de equipamentos de baixo carbono. Em virtude do patamar de recursos necessário para adoção das medidas, poderiam ser criadas, pelo BNDES, as linhas de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Setor Elétrico”.

Ainda no âmbito dos instrumentos de crédito, é preciso minimizar custos de transação decorrentes da burocracia exigida pelas instituições financeiras, que solicitam documentos e projetos que podem afastar o interessado pela aplicação de uma atividade de baixo carbono. Para tanto, poder-se-ia propor a desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento para ações que visam mitigar emissões de GEE e que estejam correlacionadas a atividades-chave mapeadas no âmbito deste estudo. Todavia, os procedimentos burocráticos objetivam proteger o setor financeiro do risco de inadimplência, motivo pelo qual a desburocratização deve respeitar limites mínimos de análise de crédito. Uma maneira de gerar reciprocidade na concessão de crédito seria a exigência de contrapartidas para contratação por meio da linhas de crédito propostas, como a adesão ao “Plano Energia de Baixo Carbono”, que seria criado com vistas a criar metas e objetivos de diminuir o fator de emissão do *grid* elétrico. E, finalmente, a partir de 2025, a precificação de carbono poderia servir de incentivo à viabilização das MTD. Nesse caso, optando-se pela taxação de carbono como instrumento de internalização do preço de carbono na economia, seria desejável a reciclagem de parte dos recursos para incentivo de P&D visando a aplicabilidade das MTD em UHE.

A adoção dessas medidas exigiria a mobilização de atores do BNDES, de bancos comerciais, do Ministério de Minas e Energia (MME), do Ministério da Fazenda (MF), do Ministério do Meio Ambiente (MMA) e do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC), e sua implementação poderia ocorrer a partir de 2020, condicionada a estudos de impactos orçamentários pelo governo no curto prazo (2018 a 2020).

Ao nível institucional e regulatório, podem ser estabelecidos padrões máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência. O cumprimento dos padrões poderia ser atestado mediante a concessão do Selo Eficiência Industrial. Outros instrumentos regulatórios relevantes obrigariam a realização de auditorias energéticas e inventários de emissões para o acesso a financiamento em bancos públicos de fomento. O cumprimento desses pré-requisitos permitiria o acesso a condições especiais de crédito junto à linha de financiamento “Finem – Eficiência Energética no setor elétrico”.

A adoção dessa medida exigiria a mobilização de atores do BNDES, bancos comerciais, MF, MME e MMA, e sua implementação poderia ocorrer a partir de 2020, estando condicionada a estudos de impactos orçamentários pelo governo no curto prazo (2018 a 2020).

Como forma de auxiliar essas políticas, podem ser implementadas políticas de informação, educação e divulgação, dentre as quais podem-se destacar: i) elaboração de acordos de cooperação técnica para

realização de estudos detalhados aplicabilidade das MTD; ii) realização de atividades de capacitação e campanhas de sensibilização acerca dos benefícios decorrentes da adoção de atividades de baixo carbono; iii) realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono. Compreende-se que essas atividades poderiam ser adotadas a partir de 2018, em parceria entre MDIC, MCTIC, MME, Eletrobras, universidades públicas e empresas do setor.

As turbinas hidrocinéticas se encontram em estágio de desenvolvimento, e o Brasil tem atraído o interesse internacional, tanto pelo seu grande potencial hidrocinético quanto pela expertise que vem sendo desenvolvida nacionalmente. Por isso, para o Brasil, há duas políticas adequadas para as turbinas hidrocinéticas: pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) e econômicas.

Instrumentos de PD&D teriam a finalidade de estudar com maior detalhamento o real potencial hidrocinético dos rios brasileiros por meio da medição exata da velocidade da água nos locais a serem instaladas as turbinas, destacando os rios mais propícios para a sua instalação e os locais que trariam os maiores benefícios para a sociedade. Adicionalmente, teria a finalidade de aprimorar o desenvolvimento da turbina, em termos de materiais, componentes e tecnologias.

Por sua vez, instrumentos econômicos teriam como finalidade incentivar a indústria brasileira a desenvolver a produção de turbinas hidrocinéticas nacionais para que seja viável o atendimento da demanda por meio da tecnologia. Por exemplo, seria possível destinar 10% dos recursos oriundos da taxa de carbono sobre o setor elétrico para a realização de estudos da aplicabilidade e desenvolvimento de conteúdo local nas tecnologias. Portanto, não ficaria restrito a turbinas hidrocinéticas, assim abrangendo repotenciação e usinas reversíveis.

A repotenciação é viável tecnicamente, mas a falta de incentivo econômico é o seu principal entrave no Brasil. A Nota Técnica Aneel nº 026/2011 trata desses problemas e reconhece a necessidade de uma regulação mais específica que possibilite ganho para o agente que realizar os investimentos de repotenciação de suas usinas (ANEEL, 2012).

Essa nota técnica discute possibilidades de remuneração, chegando a uma proposta de regulação. Nessa proposta, a repotenciação, quando tratar do atendimento à demanda máxima, pode ser considerada como serviço ancilar. Assim, a remuneração dos investimentos pode ser feita via encargo de serviços de sistema (ESS), que são valores monetários utilizados na cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN (ANEEL, 2012).

A Nota Técnica Aneel nº 026/2011 também estabelece que são necessários estudos mais aprofundados sobre potencial, custos e benefícios oriundos da repotenciação, assim como estudos eletroenergéticos elaborados pelo ONS para a definição de prioridades em função dos benefícios de cada opção de repotenciação. Além disso, é importante estabelecer um preço teto para a contratação da repotenciação como serviço ancilar, que deve ser menor do que os obtidos nos leilões de energia nova, devido à inexistência ou à pequena parcela das obras civis, devendo apenas remunerar aquisição e instalação dos equipamentos (ANEEL, 2012).

Atualmente, para atender à demanda de ponta, são acionadas as usinas termelétricas, que têm custo de operação mais caro que as hidrelétricas devido, entre outros aspectos, ao custo associado

ao combustível (carvão, gás natural etc.). Com a repotenciação, haveria maior geração hidrelétrica na ponta, o que reduziria a necessidade de despacho térmico. Dessa forma, são necessários estudos que estimem uma possível economia para o consumidor final por meio da implementação da repotenciação, quando comparada ao custo de uma eventual geração termelétrica.

Quando apresentadas as questões discutidas pela Aneel na Nota Técnica nº 026/2011 à Audiência Pública nº 018/2012, os agentes destacaram pontos que devem ser levados em consideração. Primeiro, houve preocupação quanto à Lei nº 12.783/2013, que dispõe sobre as renovações das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Segundo essa lei, as concessionárias que aceitaram prorrogar seus contratos e as que não aceitaram – mas que forem licitadas – passarão a ser remuneradas pela prestação de serviço, e não pela venda de energia. Essa lei teve o objetivo de reduzir os encargos setoriais e alcançar a modicidade tarifária, uma vez que, durante os primeiros 30 anos de concessão, as usinas já tiveram seus investimentos amortizados. Dessa forma, durante a renovação da concessão, não haveria mais a necessidade de remunerar os investimentos, o que permite a redução dos encargos. No entanto, diante da possibilidade de repotenciação, os investimentos realizados devem ser de alguma forma remunerados. Além disso, foi bastante requerida a extensão da concessão que garantisse o retorno adequado ao investimento.

O Ministério do Meio Ambiente apresentou a preocupação ambiental decorrente de projetos de repotenciação, uma vez que a Aneel só apresentou o potencial eletroenergético. Quanto ao aumento da cobrança da Must, foi solicitado que o encargo não seja alterado caso a potência instalada não exija a necessidade de reforços na rede.

Visto isso, percebe-se que a regulação específica para a repotenciação está sendo discutida com o intuito de incluir a remuneração sobre o investimento das usinas geradoras. No entanto, ainda se encontra sem definição. As políticas governamentais a serem implementadas para o fomento da repotenciação no Brasil devem ter por objetivo acelerar a definição da remuneração das usinas repotenciadas para que as centrais geradoras possam obter o retorno financeiro do seu investimento.

São necessários novos estudos sobre potencial, custos e benefícios oriundos da repotenciação. Esses estudos podem ser feitos via parcerias de P&D com as universidades, ou podem ser realizados pela EPE. Da mesma forma, são necessários estudos eletroenergéticos elaborados pelo ONS para a definição de prioridades em função dos benefícios de cada opção de repotenciação. Outros estudos necessários seriam o estabelecimento do preço teto para a contratação da repotenciação e a verificação da necessidade de reforços na rede de transmissão e distribuição.

A instalação de turbinas hidrocinéticas permite a chegada da energia elétrica onde não era possível chegar com as redes de transmissão e distribuição. Em comunidades isoladas, os painéis fotovoltaicos e as turbinas eólicas são alternativas na geração de energia, mas têm a desvantagem da intermitência, e, no caso da energia solar, a inviabilidade de geração à noite, o que exige sistemas de armazenamento, como baterias, para garantir o acesso à energia elétrica à noite. Com as turbinas hidrocinéticas, é possível obter geração contínua. No caso de comunidades isoladas que já têm acesso à energia elétrica oriunda de outras fontes convencionais, como o diesel, por exemplo, a instalação de turbinas hidrocinéticas permite a redução do preço da energia elétrica, já que a geração hidrelétrica é mais barata.

As turbinas têm potência pequena, em torno de 1 kW, mas garantem energia elétrica para aproximadamente três casas. A energia gerada também pode ser conectada a uma pequena rede local, garantindo o uso de geladeiras em postos de saúde e luz nas escolas (ELETRONORTE, 2008).

As usinas reversíveis, por si sós, são ativos que geram grandes benefícios para o sistema como um todo, indo além da geração renovável de eletricidade. Funcionam como reservatório de energia limpa, dando suporte à expansão das fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, bem como a expansão das usinas a fio d'água (ZUCULIN et al., 2014). Se um parque eólico ou solar for temporariamente superior à demanda, as usinas reversíveis podem atuar como consumidoras de carga, acionando a função bombeamento para aproveitar a energia excedente na rede, o que regula a tensão na rede (CANALES et al., 2015).

O principal desafio para implantação das usinas reversíveis no Brasil é buscar a viabilidade comercial, pois, de acordo com as regras atuais, as empresas geradoras são remuneradas pela garantia física, que é a energia que ela disponibiliza. Uma forma de resolver esse problema é considerar a geração de energia por uma usina reversível como um serviço ancilar pela Aneel, o que faria a remuneração ser diferenciada. Para tanto, faz-se necessário implementar uma regulação específica para a remuneração das usinas reversíveis, particularmente, feita via ESS.

O Quadro 14 resume os instrumentos de política pública propostos para incentivo da adoção de MTD no setor hidrelétrico do Brasil.

Quadro 7 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção das MTD no Setor Hidrelétrico

Medidas (Tecnologias)	Instrumentos
Instalação de turbinas hidrocinéticas	• Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”; • Criação do Selo de Eficiência Industrial; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados aplicabilidade das MTD; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos ou máximos de emissão para UHE; • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de 10% dos recursos oriundos da taxa para a realização de estudos de aplicabilidade e desenvolvimento de conteúdo local da tecnologia; • Realização de atividades de capacitação e campanhas de sensibilização acerca dos benefícios decorrentes da adoção de atividades de baixo carbono; • Realização de estudos visando o detalhamento do potencial de aproveitamento hidrocinético dos rios brasileiros; • Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono.

Medidas (Tecnologias)	Instrumentos
Repotenciação de UHE	• Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”; • Criação do Selo de Eficiência Industrial; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados aplicabilidade das MTD; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos ou máximos de emissão para UHE; • Estabelecimento de preço-teto para a contratação da repotenciação como serviço ancilar; • Implementação de uma regulação específica para a remuneração da repotenciação, particularmente, feita via encargos de serviços de sistema (ESS); • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025; com destinação de 10% dos recursos oriundos da taxaço para a realização de estudos de aplicabilidade e desenvolvimento de conteúdo local da tecnologia; • Realização de atividades de capacitação e campanhas de sensibilização acerca dos benefícios decorrentes da adoção de atividades de baixo carbono; • Realização de estudos de impactos na rede de transmissão e distribuição do aumento da potência das usinas hidrelétricas; • Realização de estudos que estimem possíveis economias para o consumidor por meio da repotenciação perante o custo da geração termelétrica; • Realização de leilões específicos para potência adicionada.
Implementação de usinas reversíveis	• Captação de recursos para investimento em ações de mitigação junto a GCF, GEF e BID; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”; • Criação do Selo de Eficiência Industrial; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados aplicabilidade das MTD; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos ou máximos de emissão para UHE; • Estabelecimento de preço-teto para a contratação da repotenciação como serviço ancilar; • Implementação de uma regulação específica para a remuneração das usinas reversíveis, particularmente, feita via encargos de serviços de sistema (ESS); • Obrigatoriedade de realização e apresentação de inventários de emissões e auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono a partir de 2025; com destinação de 10% dos recursos oriundos da taxaço para a realização de estudos de aplicabilidade e desenvolvimento de conteúdo local da tecnologia; • Realização de atividades de capacitação e campanhas de sensibilização acerca dos benefícios decorrentes da adoção de atividades de baixo carbono;

Fonte: Elaboração própria.

8.2 EÓLICA

8.2.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS DA ADOÇÃO DA MTD

As barreiras ao desenvolvimento de renováveis, inclusive da fonte eólica, não são estáticas, pois variam de um país para o outro e dependem de grau de maturidade, estado do mercado doméstico e estado do mercado global para a tecnologia (IEA, 2011). A depender do nível de maturidade tecnológica e da extensão dos custos e benefícios internalizados, a competitividade da energia eólica pode ser maior ou menor em face das fontes convencionais de energia.

No caso da MTD de aproveitamento eólico a ventos de 100 metros, o custo de abatimento positivo revela uma barreira econômica, qual seja a inviabilidade financeira decorrente da adoção da medida, particularmente explicada pelo alto custo de investimento. Isso revela que o custo da tecnologia ainda é proibitivo perante a geração de energia eólica *onshore* em torres de menor altura.

Irena (2012) aponta barreiras político-regulatórias e institucionais que impedem uma maior difusão da geração eólica, as quais estão presentes no Brasil: falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para inserção da fonte; inexistência de um marco regulatório claro; atrasos nas permissões de planejamento e assentamento de usinas; e demora no licenciamento ambiental e na concessão de licenças para conexão das usinas no *grid*.

De acordo com ABDI (2012), um parque eólico está apto a competir nos leilões se já houver garantido a conexão ao sistema elétrico e a licença ambiental prévia. Tal medida entrou em vigor em 2013 em função dos atrasos ocorridos no *start-up* de usinas eólicas contratadas em leilões anteriores em consequência dos atrasos na construção de linhas e pontos de conexão. No entanto, ainda hoje, as redes de transmissão nas regiões de maior potencial eólico são limitadas e sua expansão depende de licitações do governo. Por isso, ainda é corrente o problema de conexão ao *grid* de fazendas eólicas, muitas construídas em áreas remotas em função do alto potencial eólico local.

É importante ressaltar que a conexão de fontes intermitentes ao *grid* apresenta um limite técnico, que incorre em impactos na qualidade da energia em função da variabilidade temporal da potência ativa produzida (CAVADOS, 2015). Entre os efeitos da conexão da fonte no *grid*, podem ser destacados: geração de harmônicos; flutuação dinâmica de tensão; flutuação de potência ativa gerada e reativa consumida.

Segundo Nogueira (2011), existe, há algum tempo, um esforço para estimular a indústria de equipamentos local por meio de um índice de nacionalização de equipamentos para fins de obtenção de financiamento via BNDES. Tal estratégia foi sobremaneira bem-sucedida, visto que existe hoje razoável capacidade produtiva local. No entanto, a ABDI (2012) cita motivos para que agentes ainda não adquiram componentes e subcomponentes no mercado nacional, como: custos domésticos elevados, falta de capacidade ou capacidade produtiva local limitada, capacidades ociosas em outros países, preferência por fornecedores globais e ausência de fabricantes locais (e homologados) para determinados itens. Atualmente, os custos mais representativos para componentes e subcomponentes produzidos localmente estão relacionados ao custo interno da chapa de aço, utilizada na fabricação de torres, o que torna produtos de origem nacional pouco competitivos em face dos importados.

No caso dos produtos importados, o alto custo está associado à depreciação do real frente ao dólar e ao euro e à taxas de importação. No particular dos componentes das torres para aproveitamento eólico em ventos de 100 metros, o baixo conteúdo tecnológico nacional se constitui em barreira econômica relevante associada ao encarecimento das importações.

Um aspecto que resulta em perda de competitividade do setor eólico, assim favorecendo importações, diz respeito ao Reidi e ICMS. Segundo a ABDI (2012), o Reidi foi instituído em 2007 com vistas a desonerar bens a serem utilizados em obras do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Devido a tal regime, investidores habilitados têm isenção de cobrança de PIS/Cofins. Existem também as chamadas empresas co-habilitadas que gozam de isenção de PIS/Cofins incidente sobre a receita decorrente de venda de produtos e serviços às obras beneficiadas. No entanto, empresas fabricantes de componentes eólicos não foram contempladas pelo Reidi, por isso as vendas no setor geram acúmulo de PIS/Cofins. Constituindo um custo adicional, portanto, as empresas tendem a incorporar tais custos em seus preços, o que torna o produto nacional menos competitivo em face do importado.

Desequilíbrio semelhante ocorre com o ICMS, cuja isenção para componentes eólicos é dada desde 1997. Os fornecedores de equipamentos adquirem matérias-primas com incidência de ICMS entre 12% e 18% e vendem seus produtos com incidência de ICMS nula. Dessa forma, os custos fiscais também são repassados nos preços dos componentes a serem vendidos aos projetos eólicos, mais uma vez afetando a competitividade do produto nacional (ABDI, 2012).

O Brasil, hoje, domina o conhecimento sobre processos de montagem e fabricação de componentes de aerogeradores, como torres, pás, nacelle etc. Em contrapartida, carece de conhecimento específico para o desenvolvimento de projeto desses componentes por parte de empresas nacionais, resultado da falta de investimentos em P&D. Hoje, falta capacidade ou há capacidade limitada basicamente para paraflanges, tecidos de fibra, rolamentos, fundidos e usinados de grande porte e maior complexidade. Existe também carência de capacidade de fornecimento de serviços relacionados ao desenvolvimento e à implantação de projetos de parques eólicos (ABDI, 2012).

No caso do licenciamento, é necessária concessão prévia para que projetos de geração participem de leilões de energia para que, depois da contratação, seja adquirida a licença de instalação. O que tem acontecido, comumente, é que agentes do setor têm preferido obter a licença antes do leilão a fim de evitar morosidade no projeto de instalação. A ABDI (2012) explicita que as licenças ambientais são atribuição de órgãos estaduais, e o processo de liberação é considerado lento. Tal fato já havia sido destacado por Nogueira (2011) como barreira à expansão da fonte eólica no Brasil.

Por fim, cumpre listar barreiras análogas às incidentes na geração hidrelétrica:

- Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito;
- Falta de conhecimento sobre os custos e vantagens da aplicação da tecnologia;
- Inexistência de limites de emissões para o setor elétrico.

No que se refere aos cobenefícios da expansão da energia eólica, governo e consumidores, em geral, se comovem no sentido de expandir o uso de fontes renováveis por três razões principais: segurança

energética; geração de emprego e renda, associada à implementação da MTD; e preservação do meio ambiente e mitigação das mudanças do clima.

Essas três razões principais estão comumente associadas a três pilares básicos: disponibilidade, acessibilidade e sustentabilidade. A disponibilidade requer um portfólio diversificado de fontes de energia, o que abre espaço para a penetração de tecnologias alternativas renováveis. A acessibilidade está relacionada à minimização da volatilidade e das incertezas dos preços das fontes de energia. A sustentabilidade está associada à entrega de energia confiável no presente, sem prejuízo às gerações futuras (IEA/IRENA, 2015).

No caso do Brasil, existe a percepção por parte dos formuladores de política dessas três janelas de oportunidade no tocante à fonte eólica, vide os investimentos recentes realizados. Além disso, a experiência anterior do país com o desenvolvimento de outras fontes renováveis de energia, a exemplo do etanol e das hidrelétricas, constitui uma oportunidade de aproveitar esse aprendizado. Por fim, é importante destacar o alto potencial eólico presente no país e as recentes experiências bem-sucedidas em termos de modelo regulatório de contratação.

Por fim, podem ser citados cobenefícios adicionais da adoção da MTD:

- Aumento na geração de eletricidade;
- Diminuição das emissões associadas à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis;
- Diminuição da dependência de recursos fósseis;
- Menor impacto ambiental local com relação à geração hidrelétrica;
- Melhoria na saúde pública associada à redução de emissões no setor elétrico.

O Quadro 8 sintetiza barreiras e cobenefícios relacionados à adoção da MTD no setor eólico.

Quadro 8 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção da MTD no Setor Eólico

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Geração eólica onshore em ventos a 100 metros	• Alto custo de importação dos componentes; • Atraso no licenciamento ambiental e de concessão de licenças para conexão das usinas ao <i>grid</i>; • Atrasos nas permissões de planejamento e assentamento de usinas; • Carência de capacidade de fornecimento de serviços ao desenvolvimento e implantação de parques eólicos; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Distorções na desoneração oriunda da Reidi e cobrança de ICMS; • Efeitos negativos da conexão de fontes intermitentes no <i>grid</i>; • Falta de competitividade de componentes fabricados nacionalmente; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local de componentes das torres eólicas; • Falta de investimento em P&D na montagem e fabricação de componentes de aerogeradores; • Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção de fonte eólica; • Inexistência de limites de emissões para plantas termelétricas baseadas em combustíveis fósseis; • Inexistência de um marco regulatório claro para a fonte; • Inviabilidade econômica, associada com alto custo de investimento; • Limitação de acesso às redes de transmissão.	• Aumento na geração de eletricidade; • Diminuição das emissões com relação à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões no setor elétrico; • Menor impacto ambiental com relação à geração hidrelétrica; • Preservação dos recursos naturais; • Segurança energética.

Fonte: Elaboração própria.

8.2.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DA MTD

Muitas fontes renováveis não necessitam mais de incentivos econômicos agressivos, mas de políticas de longo prazo que promovam um mercado previsível e confiável, além de um arcabouço regulatório compatível. Acredita-se que este seja o caso da indústria eólica no Brasil, em especial a *onshore*, uma vez que já é sobremaneira consolidada no país.

Dada a sua característica capital-intensiva, requer um contexto de mercado que assegure retorno razoável e previsível. Os custos financeiros têm importante participação na determinação dos custos de geração, e incertezas políticas e regulatórias criam riscos que afetam a competitividade das fontes (IEA/IRENA, 2015). A seguir, serão discutidos alguns instrumentos de política que podem ser utilizados para superar as barreiras e aproveitar as oportunidades discutidas para o setor eólico, potencializando a adoção da MTD.

Instrumentos econômicos para energia eólica são aqueles que visam remover as barreiras econômicas que impedem a penetração dessa tecnologia no país, reduzindo seus custos e tornando-a competitiva.

Um instrumento relevante para viabilizar a MTD, seria a precificação de carbono. Caso o modelo de internalização de preço na economia seja a taxação, idealmente parte dos recursos poderiam ser reciclados para as linhas de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência

Energética na Setor Elétrico” e “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; que seriam criadas e destinariam parte dos recursos para ampliação da capacidade instalada de geração eólica, particularmente voltada para torres de aproveitamento de ventos de 100 metros. O acesso ao crédito estaria condicionado ao cumprimento a exigências, como a adoção de MTD incluídas no âmbito do “Plano Energia de Baixo Carbono”. Além disso, parte dos recursos oriundos do tributo deveriam ser destinados à realização de investimentos visando o formação de recursos humanos no setor de serviços, assim como P&D visando o fortalecimento da cadeia de montagem e fabricação de componentes de aerogeradores e torres eólicas.

No caso da criação de instrumento de econômico para cumprimento das metas, poder-se-ia avaliar a possibilidade de emissão de certificados como mecanismo para a promoção da fonte eólica. Por se tratar de medida de mitigação e constituir opção de substituição de fontes fósseis, agentes investidores e operadores do setor poderiam adquirir certificados a serem comercializados em mercado de carbono, aumentando a competitividade da fonte perante alternativas carbono-intensivas.

Adicionalmente, devem ser minimizados custos de transação decorrentes da burocracia exigida pelas instituições financeiras, que solicitam documentos e projetos que podem afastar o interessado pela aplicação de uma atividade de baixo carbono. Para tanto, poder-se-ia propor a desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento para ações que visam mitigar emissões de GEE e que estejam correlacionadas à MTD de aproveitamento eólico analisada neste estudo.

A adoção dessas medidas exigiria a mobilização de atores do BNDES, de bancos comerciais, assim como MME, MF, MMA e MDIC, e sua implementação poderia ocorrer a partir de 2020, condicionada a estudos de impactos orçamentários pelo governo no curto prazo (2018 a 2020).

Uma política clássica para redução das barreiras econômicas são as tarifas pré-fixadas de contratação, chamadas tarifas *feed-in*. Com esse instrumento, contrata-se a fonte a um preço fixo, compatível com o custo da fonte. Esse esquema foi utilizado no Brasil anteriormente à esquemática de leilões por meio do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa) e, apesar dos atrasos ocorridos, o programa foi bem-sucedido no sentido de iniciar o estabelecimento da indústria no país. Hoje, com a fonte eólica a preços reduzidos e a indústria razoavelmente consolidada, uma esquemática desse tipo não faz muito sentido.

O modelo de contratação via leilões tem se mostrado bem-sucedido no sentido de contratar a fonte eólica respeitando o princípio de modicidade tarifária, e tal fonte apresentou queda de preços significativa nos últimos anos. Em função da crise, as contratações deixaram de ser regulares, o que gerou insegurança para o investidor e, mais recentemente, aumento nos preços ofertados. Dessa forma, é adequado que o país mantenha esse formato de contratação, porém se mostrando mais constante em termos de quantidade contratada, assegurando demanda ao investidor do setor. A ABDI (2012) sugere a realização de ao menos um leilão de reserva para garantir mercado e um leilão do tipo A-3 ao ano para regularizar a oferta com a demanda das distribuidoras.

No caso do Brasil, é necessário reduzir custos logísticos mediante investimentos em infraestrutura. Tais investimentos estão relacionados tanto à logística, particularmente expansão do modal ferroviário para transporte de bens e equipamentos a serem utilizados nas fazendas eólicas, quanto investimentos em linhas de transmissão e pontos de conexão adequados para a integração das novas

usinas ao *grid*. Existe um arcabouço político e regulatório para investimentos dessa natureza por meio do PAC, o que permite aos investidores gozar de isenções fiscais e de acesso a crédito. No entanto, há críticas a serem feitas sobre essa esquemática, que ainda resulta em atrasos de entrega de projetos e incremento de custos ao longo da cadeia. No caso das linhas de transmissão, é preciso realizar leilões anuais visando a ampliação da rede, bem como garantir acesso a condições facilitadas de crédito em bancos públicos de fomento para viabilizar a participação de atores nos leilões. A questão fiscal, por exemplo, é latente, uma vez que, conforme explicado, apesar das isenções fornecidas, há um repasse de custos tributários (PIS/Cofins e ICMS) incorridos a montante da cadeia de suprimento. Mitigar custos dessa natureza pela extensão da isenção ao longo de toda a cadeia é uma possibilidade sugerida pela ABDI (2012). No particular do ICMS, é preciso garantir a isenção sobre matérias-primas utilizadas pelo setor, e no caso do Reidi, estender a desoneração de PIS/Cofins às empresas fabricantes de componentes eólicos. Por fim, enquanto o setor eólico se encontrar em desenvolvimento, é preciso diminuir impostos de importação de componentes de aerogeradores e torres eólicas.

A implementação desses instrumentos exige a mobilização do MME, MF, BNDES, Aneel, governos estaduais, e deve ser discutida com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). A adoção deve ser precedida de estudos de impactos orçamentários, motivo pelo qual a implementação deve ocorrer somente a partir de 2020.

No âmbito regulatório e institucional, o estabelecimento de limites de emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis seria um instrumento que traria maior competitividade à geração eólica. E, no caso do processo de licenciamento, é preciso reduzir a burocracia com vistas a acelerar sua análise. Estados que se anteciparam nesse sentido já colhem os frutos do aumento de atratividade no setor, a exemplo da Bahia, que, além do elevado potencial eólico, buscou estruturar melhor sua política de emissão de licenciamento ambiental, que é de âmbito estadual, dando agilidade ao processo (ABDI, 2012). Os atores responsáveis pela implementação seriam o MMA, MME e governos estaduais, com implementação a partir de 2020.

Instrumentos de suporte estão relacionados ao estabelecimento de instituições e adequado planejamento energético. Hoje, no Brasil, existe a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento de longo prazo do setor energético brasileiro. Apesar de o planejamento decenal ser anualmente revisado e publicado, seria interessante um sinalizador periódico de longo prazo para o mercado, por meio do estabelecimento de planos que contemplem horizontes de análise maiores. Para tanto, deveria ser sistematizada pela EPE a elaboração de planos quinquenais de longo prazo relativos à expansão do sistema energético.

Investimentos em P&D se mostram uma oportunidade com vistas a desenvolver aerogeradores mais aptos a operar nas condições de vento brasileiras, mais favoráveis que as europeias e norte-americanas. Mais do que isso, são desejáveis visando mitigar os possíveis efeitos negativos da conexão de fontes intermitentes no *grid*. Políticas de incentivo a projetos de pesquisa nesse âmbito e parcerias entre universidades e empresas podem gerar bons frutos. Além disso, a experiência da China mostra que colaborações em P&D com instituições internacionais líderes podem alavancar o desenvolvimento em pesquisa no país. Para financiar projetos, o MCTIC e empresas do setor poderiam captar recursos junto ao Green Climate Fund (GCF), ao Global Environmental Facility (GEF) e ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), entre outros.

A seguir, são resumidos os instrumentos de política pública propostos para adoção da MTD e, em sentido amplo, incentivo da energia eólica no Brasil.

Quadro 9 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção da MTD no Setor Eólico

Medida (Tecnologia)	Instrumentos
Geração eólica onshore em ventos a 100 metros	• Concessão de isenção de ICMS e desoneração de PIS/Cofins para empresas demandantes de matérias-primas e fabricantes de componentes eólicos; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade; • Diminuição dos impostos de importação de componentes das torres eólicas; • Elaboração quinquenal de planos de longo prazo relativos à expansão do sistema energético; • Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos do setor de serviços, e P&D visando o fortalecimento da cadeia de montagem e fabricação de componentes de aerogeradores e torres eólicas; • Realização de ao menos um leilão de reserva para garantir mercado à fonte e um leilão do tipo A-3 ao ano para regularizar a oferta com a demanda das distribuidoras; • Realização de estudos visando avaliar os efeitos de conexão de fontes intermitentes no <i>grid</i>, com captação de recursos junto ao GCF, GEF e BID; • Realização de investimentos em P&D para aerogeradores mais aptos a operar nas condições brasileiras, com captação de recursos junto ao GCF, GEF e BID; • Realização de investimentos públicos em modais alternativos de transporte, em particular ferroviário, para locomoção de equipamentos de grande porte até as fazendas eólicas; • Realização de leilões anuais para linhas de transmissão de eletricidade, com concessão de condições facilitadas de acesso a crédito para viabilizar a participação de atores nos leilões; • Redução do tempo de análise de licenciamento de empreendimentos de geração eólica.

Fonte: Elaboração própria.

8.3 SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA (FV)

8.3.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS DA ADOÇÃO DA ATIVIDADE DE BAIXO CARBONO

A baixa penetração, em função do custo nivelado de energia, e o custo de abatimento de emissões das usinas centralizadas de energia solar FV indicam a falta de competitividade da tecnologia perante opções convencionais de geração elétrica. Os custos de O&M de usinas FV são extremamente baixos, dado que os sistemas não têm componentes que desgastam e precisam ser repostos, e não necessitam de combustível nem de outros consumíveis, como lubrificantes ou líquidos para refrigeração.

Logo, o alto custo nivelado de eletricidade se deve, portanto, a uma combinação de um alto custo de investimento e baixo fator de capacidade.

Ao longo das décadas, uma série de tecnologias foi desenvolvida para a fabricação de células solares FV. Essas tecnologias diferem nos seus processos de produção e de desempenhos relativos à geração de energia elétrica. Dessa forma, sistemas FV se distinguem em termos de custos de investimento e eficiências de geração, dependendo da tecnologia aplicada. Em sistemas centralizados, opta-se tipicamente pelas tecnologias de maior eficiência, mesmo que esses sistemas apresentem um custo de investimento maior. No caso de células de silício cristalino, o alto custo de investimento se deve especialmente ao custo do processo de produção, enquanto a matéria-prima, o silício, é um elemento abundante e de baixo custo. Contudo, como células FV necessitam de *wafers* de silício de altíssima pureza, o processo de produção se torna energointensivo e caro. Ademais, não há linhas de produção de *wafers* e células FV de silício no Brasil, tampouco de outras tecnologias de células. A importação de componentes, diante de um cenário de depreciação do real frente ao euro e dólar, associada com taxas de importação, tornam a opção tecnológica pouco competitiva. Por último, deve-se levar em consideração o custo de instalação. Devido à falta de experiência, à baixa penetração e à falta de instituições de formação técnica na área solar FV, o custo de instalação no Brasil se mostra relativamente mais alto que em mercados maduros.

A energia solar FV apresenta um fator de capacidade relativamente baixo. O fator de capacidade depende do tempo e da intensidade de radiação que incide no módulo. Dessa forma, deriva, em primeiro lugar, da duração do dia e das condições climáticas na localização da planta. Vale notar que o Brasil, especialmente nas regiões Nordeste e Centro-Oeste do país, detém condições muito boas de irradiação quando comparado com regiões onde a energia solar já alcançou papel mais significativo na matriz elétrica, como na Alemanha ou na Itália. Mesmo assim, o fator de capacidade não atinge um patamar suficiente para contrabalançar o alto custo de investimento.

Além do fator de capacidade, a eficiência de módulos FV e o fator de desempenho são baixos. A eficiência indica taxa de conversão, ou seja, a razão entre energia gerada e energia que incide no módulo em forma de luz solar. Como indicado, adotaram-se como eficiência valores que correspondem ao atual padrão para o início do período observado, que corresponde a 16%. Para o final do período, a eficiência dos módulos foi assumida num patamar que corresponde às melhores tecnologias atualmente disponíveis em 2014, isto é, 21%. Todavia, a baixa eficiência se revelou claramente como barreira para a tecnologia, tornando seu custo não competitivo até o ano 2035.

Em termos regulatórios, a inexistência de limites de emissões para a geração termelétrica constitui-se em barreira à difusão da geração FV centralizada, posto que não há internalização das externalidades ambientais nos custos da geração elétrica baseada em combustíveis fósseis. Mais do que isso, a realização de leilões para contratação de energia elétrica não utiliza critérios que valorizem o cobenefício ambiental da geração baseada em fontes renováveis, fazendo com que estes empreendimentos, sobretudo aqueles baseados em energia solar, não sejam competitivos perante fontes convencionais de energia. Esse aspecto, em conjunto com a inexistência de rede de transmissão em regiões de grande potencial de aproveitamento solar, tornam incerto o desenvolvimento de mercado para a geração solar FV centralizada.

Atualmente, existem três regimes fiscais que beneficiam diretamente a importação de insumos para a produção de painéis FV no Brasil: i) o Reidi (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, criado pela Lei nº 11.488/2007); ii) o Padis (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores, criado pela Lei nº 11.484/2007); e iii) a Lei da Informática (Lei nº 11.077/2004). Esses programas, porém, não afetam a cadeia inteira de produção. Deve-se ressaltar sobre a política tributária que há, atualmente, um desestímulo à produção de painéis FV no Brasil, cujas alíquotas de ICMS e IPI são zero, enquanto o ICMS e IPI para suas peças atingem 18% e 5%-15%, respectivamente.

No que tange a barreiras organizacionais e de capacitação, como o setor ainda é incipiente no Brasil, percebe-se a falta de mão de obra qualificada em todos os segmentos da cadeia produtiva, especialmente nas etapas de montagem e instalação. Por exemplo, o Senai, instituição principal de ensino técnico do país, oferece somente um curso de pós-graduação voltado para energias renováveis, mas não tem curso voltado especificamente para energia solar FV.

Ainda, podem ser citadas barreiras comuns àquelas verificadas na geração hidrelétrica e eólica:

- Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito para realização de investimentos na tecnologia;
- Efeitos negativos da conexão de fontes intermitentes no *grid*;
- Falta de conhecimento sobre os custos e vantagens da aplicação da tecnologia;
- Falta de conteúdo local de componentes das células FV;
- Falta de investimentos em P&D de células FV;
- Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção da fonte solar.

Finalmente, podem ser citados cobenefícios que potencializariam a difusão da geração solar FV centralizada:

- Aumento na geração de eletricidade;
- Difusão de conhecimento acerca do setor;
- Diminuição das emissões comparativamente à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis;
- Diminuição de dependência de recursos fósseis;
- Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade;
- Implementação de uma cadeia produtiva de componentes de painéis FV, com potencial benefício de criação de conteúdo local;
- Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões;
- Menor impacto ambiental com relação à geração hidrelétrica e termelétrica;
- Preservação dos recursos naturais;
- Prestação de serviços ancilares;
- Segurança energética.

O Quadro 10 sintetiza barreiras e cobenefícios relacionados ao incentivo da geração solar FV centralizada, por meio das MTD para o setor.

Quadro 10 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção da Tecnologia de Baixo Carbono

Medidas (Tecnologias)	Barreiras	Cobenefícios
Incentivo à geração solar FV centralizada (silício cristalino; células de filme fino; células orgânicas e de corantes)	• Alto custo de importação dos componentes; • Alto custo de investimento e instalação de sistemas fotovoltaicos centralizados; • Ausência de viabilidade econômica; • Baixa eficiência de sistemas fotovoltaicos centralizados; • Competição com investimentos alternativos; Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Distorções na desoneração na cobrança de ICMS e IPI; • Efeitos negativos da conexão de fontes intermitentes no <i>grid</i>; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local de componentes das células FV; • Falta de investimento em P&D em células FV, particularmente de 2ª e 3ª gerações; • Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção de fonte solar; • Falta de mão de obra qualificada para montagem e instalação de painéis; • Falta de periodicidade dos leilões específicos e de valoração dos cobenefícios ambientais e serviços ancilares da energia solar; • Incertezas quanto ao desenvolvimento do mercado; • Inexistência de limites de emissões para plantas termelétricas a combustíveis fósseis; • Inexistência de redes de transmissão em áreas com alto potencial de aproveitamento solar.	• Aumento na geração de eletricidade; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Diminuição das emissões comparativamente à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Implementação de uma cadeia produtiva de componentes de painéis FV, com potencial benefício de criação de conteúdo local; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Menor impacto ambiental com relação à geração hidrelétrica e termelétrica; • Preservação dos recursos naturais; • Prestação de serviços ancilares; • Segurança energética.

Fonte: Elaboração própria.

8.3.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA INCENTIVO DA ATIVIDADE DE BAIXO CARBONO

Em novembro de 2013, ocorreu o primeiro leilão brasileiro para contratação de energia nova (AI-3) com possibilidade de contratação de geradores fotovoltaicos e heliotérmicos provenientes de plantas centralizadas.⁴⁶ Para o certame, 31 projetos de energia fotovoltaica foram inscritos, totalizando 813 MWp em capacidade. Contudo, o preço pago no leilão – R\$ 124,43/MWh – não permitiu a contratação de plantas solares, todas com preço acima desse patamar (EPE, 2013b; 2013c). Esses números

46 O setor elétrico brasileiro tem sua expansão baseada em processos licitatórios para contratação de plantas de geração, com início de operação em 1 (A-1), 3 (A-3) e 5 (A-5) anos a partir da data de contratação. As rodadas de compra são feitas do menor ao maior preço, até que a capacidade desejada seja alcançada.

indicam que a energia FV ainda está relativamente distante de se tornar viável economicamente, sem que haja incentivos específicos para essa fonte.

Tais incentivos foram introduzidos no 6º leilão de energia reserva, realizado em outubro de 2014, especificamente focado em energia solar FV. Estes permitiram a contratação de trinta e um projetos de usinas solar FV, que totalizaram aproximadamente 900 MWp.

Num segundo leilão específico para energia solar FV, realizado no 7º leilão de reserva, no dia 28 de agosto de 2015, o preço teto para o leilão foi fixado em 349 R\$/MWh. O preço médio da energia chegou a 301,79 R\$/MWh, resultado melhor do que o esperado (EPE, 2015). Mesmo que esse preço esteja 40% maior do que o preço médio do primeiro leilão específico, o aumento chega a somente 3%, quando se observam os preços convertidos para US\$, isto é, o aumento no preço é explicado principalmente pelas alterações no câmbio monetário. No leilão, foram contratados 1.043 MWp por meio de 30 projetos. Especialmente diante da difícil situação econômica do país no momento do leilão, os resultados foram vistos como muito positivos. O custo de investimento chegará, na média, a 5.200 R\$/MW.

Nota-se forte concentração nos agentes do setor: 14 projetos, totalizando 410 MW, isto é, quase a metade, será instalada pela empresa Enel Green Power. Outros 150 MW serão instalados pela empresa Solatio e outros 60 MW pela empresa SunEdison.

Finalmente, vale notar que a EPE conta, no seu mais recente cenário de expansão, o PNE 2023, com contínuo aumento da energia solar FV e prevê a instalação de 3.500 MW de energia fotovoltaica até 2023, iniciando o aumento da capacidade em 2017 com 200 MW e expandindo a capacidade em 500 MW a cada ano, sem especificar a participação de projetos centralizados e distribuídos.

Portanto, a adoção de leilões tem se mostrado um instrumento para incentivar a geração solar FV distribuída, restando associá-las a outros mecanismos com vistas a permitir que a mesma se torne competitiva, o que permitiria a competição em leilões que abrangessem outras fontes renováveis. Nesse caso, a precificação carbono poderia ser adotada, sendo a taxa de carbono com reciclagem um mecanismo relevante para a realização de investimentos em plantas de geração solar FV centralizada. Para tanto, parte dos recursos do tributo seriam destinados às linhas de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética na Setor Elétrico” e “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”, que seriam criadas e destinariam parte dos recursos para ampliação da capacidade instalada de geração solar FV, particularmente voltadas para empreendimentos com células de silício cristalino. O acesso ao crédito estaria condicionado ao cumprimento a exigências, como a adoção de MTD incluídas no âmbito do “Plano Energia de Baixo Carbono”. Além disso, parte dos recursos oriundos do tributo deveriam ser destinados à realização de atividades de formação de recursos humanos no setor de montagem, instalação e manutenção de painéis, assim como P&D em células de 2ª e 3ª gerações. Finalmente, devem ser financiadas, por meio de agências de fomento, plantas-piloto de geração solar centralizada (FV).

Esse conjunto de instrumentos exigiria a mobilização do MF, MME, MMA, MCTIC, BNDES, Aneel, bancos públicos de fomento e da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). Sua adoção poderia ocorrer a partir de 2020, mediante a realização de estudos prévios de impactos orçamentários e regulatórios dos instrumentos propostos.

Outros instrumentos econômicos e regulatórios, semelhantes aos propostos para a geração eólica, e que exigiriam a mobilização de praticamente os mesmos atores, seriam necessários para remover barreiras específicas da geração solar FV centralizada:

- Concessão de isenção de ICMS e PIS para empresas fornecedoras de peças de painéis FV;
- Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono;
- Diminuição de alíquotas de importação de componentes e módulos fotovoltaicos;
- Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade;
- Diminuição dos impostos de importação de componentes dos empreendimentos de geração solar FV centralizada;
- Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis;
- Realização de estudos visando avaliar os efeitos de conexão de fontes intermitentes no *grid*, com captação de recursos junto ao GCF, GEF e BID;
- Realização de leilões anuais para linhas de transmissão de eletricidade, com concessão de condições facilitadas de acesso a crédito para viabilizar a participação de atores nos leilões.

Ainda no âmbito dos leilões de energia solar, é preciso internalizar um sistema de bônus para serviços ancilares e de mitigação de emissões de GEE. Mais do que isso, é preciso inserir critérios de conteúdo local dos componentes de usinas a serem contratadas, aspecto o qual deve ser implementado somente em longo prazo, na medida em que está condicionado à realização dos investimentos em P&D anteriormente citados. Nesse sentido, a participação do MME, MCTIC, Aneel, ABSOLAR é fundamental, e o horizonte de implementação deve ser de médio prazo.

Com vistas a superar o gargalo de falta de mão de obra, em particular no segmento de montagem e instalação de painéis FV, parte dos recursos oriundos do tributo de carbono poderiam ser destinados para a realização de cursos técnicos e universitários para a preparação de recursos humanos qualificados que possam realizar a introdução da tecnologia em todos os níveis da cadeia produtiva. Empresas do setor, mediante contrapartida para acesso às linhas de crédito de bancos públicos de fomento, poderiam custear parte desses cursos de formação. Como último ponto no tocante a instrumentos de informação, deve-se mencionar a importância de programas de etiquetagem que garantam a qualidade de módulos fotovoltaicos. O Brasil implementou regulamentações de etiquetagem pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) por meio da Portaria Inmetro nº 004, de 2011, que exige a aprovação de todos os painéis comercializados no Brasil.

Sobre instrumentos que reforçam pesquisa, desenvolvimento e implementação, recomenda-se aumento significativo do esforço no segmento de pesquisa aplicada. Diante do objetivo da nacionalização da tecnologia, atividades de P&D precisam ser incentivadas e subvencionadas, tanto em universidades e centros de pesquisa quanto em empresas. O setor FV se encontra ainda em fase bastante dinâmica, em que especialmente empresas produtoras precisam ser incentivadas a investir em P&D, o que pode ocorrer por instrumentos regulatórios que obriguem a empresa produtora a destinar uma parcela da sua receita para atividades de P&D, ou instrumentos econômicos, por exemplo,

que concedam alívios fiscais a empresas que investem em P&D. Quanto a incentivos de P&D em universidades, programas de pós-graduação na área FV precisam ser instalados, especialmente em regiões com alto potencial de implementação da tecnologia FV (Sudeste e Nordeste), onde parcerias entre universidades e empresas podem ser desenvolvidas.

Por último, recomenda-se a adoção de planos voluntários públicos ou compromissos unilaterais relacionados à expansão da energia solar FV. As incertezas quanto à continuidade de políticas no médio prazo representam sempre uma preocupação séria entre investidores, criando barreiras para novas tecnologias. A EPE deu o primeiro passo nessa direção, introduzindo, em 2014, a previsão da expansão da energia solar FV no seu Plano Decenal de Expansão (PDE). A declaração de metas de expansão poderia reforçar a confiança dos investidores no setor, uma vez que o sistema de leilões, diferentemente de uma tarifa *feed-in* ou um sistema de cotas, não apresenta garantia de que o mercado continue a crescer.

Diante disso, a seguir são sintetizados os instrumentos de política pública propostos para incentivar a adoção da geração solar FV centralizada no Brasil.

Quadro 11 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção da Tecnologia de Baixo Carbono

Medidas (Tecnologias)	Instrumentos
Incentivo à geração solar FV centralizada (silício cristalino; células de filme fino; células orgânicas e de corantes)	• Adoção de planos voluntários públicos ou compromissos unilaterais relacionados à expansão da energia solar FV; • Adoção do sistema de bônus para serviços ancilares e não emissão de GEE; • Concessão de isenção de ICMS e PIS para empresas fornecedoras de peças de painéis FV; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade; • Diminuição dos impostos de importação de componentes dos empreendimentos de geração solar FV centralizada; • Elaboração quinquenal de planos de longo prazo relativos à expansão do sistema energético; • Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis; • Financiamento, por meio de agências do fomento, para adoção de plantas-piloto de energia solar centralizada (FV); • Obrigatoriedade de contrapartidas para acesso à linha de crédito, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção de painéis FV e investimento em P&D em tecnologias de baixo carbono; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos do setor de montagem, instalação e manutenção de painéis FV, e P&D visando o fortalecimento de conteúdo local em células FV; • Promoção de leilões específicos de energia solar fotovoltaica, com inserção de critérios de conteúdo local de equipamentos; • Realização de estudos visando avaliar os efeitos de conexão de fontes intermitentes no <i>grid</i>, com captação de recursos junto ao GCF, GEF e BID; • Realização de leilões anuais para linhas de transmissão de eletricidade, com concessão de condições facilitadas de acesso a crédito para viabilizar a participação de atores nos leilões.

Fonte: Elaboração própria.

8.4 SOLAR-TÉRMICA (CSP)

8.4.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS DA ADOÇÃO DAS MTD

Atualmente, podem ser destacadas três principais barreiras para o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. A primeira é o alto custo da energia gerada a partir de plantas CSP. A segunda se deve ao fato do atual sistema de leilões não considerar os externalidades positivas associadas à tecnologia. A terceira refere-se ao alto custo da nivelado da tecnologia CSP. Essas barreiras implicam em custos

de abatimento positivos, que indicam a inviabilidade econômica das quatro configurações de geração solar-térmica (CSP) avaliadas no capítulo 5.

Como mencionado anteriormente, a contratação de novas usinas para a expansão do setor elétrico brasileiro é realizada em leilões. Segundo o MME (2013), “os leilões são processos licitatórios realizados com o objetivo de contratar a energia elétrica necessária para assegurar o pleno atendimento da demanda futura no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (mercado de distribuidoras)”. Os leilões contratam a energia baseados fundamentalmente no princípio de mínimo custo da energia (CCEE, 2011; NOGUEIRA, 2011). A energia contratada a partir desse modelo resulta em aquisições pelo menor preço. Além dos leilões em que todas as fontes de energia podem competir, existem os leilões especiais, como o Leilão de Fontes Alternativas (LFA), criado para incentivar a diversificação da matriz elétrica introduzindo fontes renováveis.

Em junho de 2013, a EPE publicou o documento intitulado *Expansão da Geração – Empreendimentos Heliotérmicos*, onde constam todas as diretrizes para a inscrição de plantas heliotérmicas (CSP) nos leilões de energia (EPE, 2014d). Desde então, foram cadastrados entre sete e nove projetos CSP por leilão. Conquanto a tecnologia CSP tenha apresentado oito projetos cadastrados para participar do leilão de novembro de 2014, com potência total de 240 MW, nenhum projeto CSP venceu. Esse aspecto demonstra que a tecnologia não é capaz de competir com fontes convencionais de geração de eletricidade.

No caso da planta CSP-CP-30MW-BIO, é necessário o suprimento constante de jurema-preta, o que exige a criação de cadeia produtiva de coleta, armazenamento e comercialização da biomassa. No caso do semiárido nordestino, região onde a jurema-preta é abundante, a inexistência de cooperativas agrícolas é uma barreira à adoção da tecnologia. Incentivar o uso de outros combustíveis para a geração de energia elétrica, como é o caso da jurema-preta, ainda é uma medida que encontra uma série de barreiras adicionais. Atualmente, conforme informações publicadas pela Aneel (2017), há um pequeno número de empreendimentos à base de biomassa operando no país. Em geral, tratam-se de atividades de autoprodução de pequeno porte na indústria alimentar que utilizam como combustíveis resíduos do processo produtivo. O primeiro obstáculo para aumento do uso dessa fonte é o desconhecimento sobre o potencial técnico-econômico do aproveitamento da biomassa.

As barreiras para a aplicação das MTD também são de natureza tecnológica. Embora as configurações testadas possuam disponibilidade comercial, devem ser enfatizados riscos técnicos e operacionais a sua implementação (BERGH, 2012), ou seja, riscos associados a uma nova tecnologia que demanda tempo de aprendizagem dos que a utilizam para que estes não operem sobre ou subdimensionados. Finalmente, a falta de conteúdo local de componentes das rotas analisadas pode constituir entrave a sua adoção. Custos e procedimentos de importação das tecnologias, frequentemente, retardam ou impedem sua introdução, inviabilizando ganhos em termos de produtividade, economia de energia e mitigação de emissões de GEE (CURRÁS, 2010).

As principais vantagens da tecnologia CSP, como gerar energia firme a qualquer hora do dia, fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico nacional e gerar eletricidade sem emitir GEE, o que as outras renováveis variáveis (VRE) não são capazes de fazer, não são valorizadas segundo as regras dos atuais leilões, que apenas buscam o mínimo custo da energia.

Uma barreira transversal às MTD de CSP avaliadas neste estudo é a não consideração dos co-benefícios associados ao desenvolvimento de uma indústria local CSP. Soria et al. (2015) mostrou o potencial de desenvolvimento industrial associado à tecnologia CSP no Brasil. O Brasil ainda não fabrica nenhum componente específico da tecnologia CSP e participa dessa indústria unicamente em parte do primeiro elo da cadeia de valor, como fornecedor de matéria-prima bruta para diversas indústrias no mundo, por exemplo, um dos maiores exportadores de ferro e aço, o que traz consigo a barreira de falta de disponibilidade comercial. Logo, o Brasil ainda não produz nenhum componente específico de plantas CSP (GEREFFI, DUBAY; LOWE, 2008). Outros componentes, porém, que não são específicos de plantas CSP o Brasil já produz, devido à vasta experiência relacionada a indústria de maquinário de potência, principalmente relacionado a utilização de biomassa como combustível. Estudos como Couto (2016), Couto et al., (2015); Soria et al. (2015) calcularam o pontência de cobenefício (geração de emprego e renda) associado ao desenvolvimento de uma indústria CSP com capacidade de instalar 300 MW/ano na região do semiárido brasileiro. A Tabela 79 apresenta os resultados destes estudos.

Tabela 79 – Geração de emprego e renda calculados por Couto (2016) e Soria et al. (2015)

Variáveis	Couto (2016)	Soria et al. (2015)
Empregos gerados na fase de construção (unidade)	5.500 a 9.800	3.800
Renda gerada na fase de construção (milhões de US\$)	375 a 691	74,4

Fonte: Elaboração própria a partir de SORIA et al. (2015); COUTO (2016)

Outras barreiras comuns à fontes renováveis de geração de energia elétrica, portanto, aplicáveis à geração heliotérmica, são citadas a seguir:

- Alto custo de investimento e instalação de plantas CSP;
- Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito para realização de investimentos nas MTD;
- Efeitos negativos da conexão de fontes intermitentes no *grid*;
- Falta de conhecimento sobre os custos e vantagens da aplicação da tecnologia;
- Falta de mão de obra qualificada para montagem e instalação do campo solar;
- Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção da fonte solar;
- Incertezas quanto ao desenvolvimento do mercado;
- Inexistência de fornecedores locais de componentes específicos da tecnologia CSP;
- Inexistência de limites de emissões para a geração termelétrica;
- Inexistência de redes de transmissão em áreas com alto potencial de aproveitamento solar.

Por fim, cumpre enfatizar que os cobenefícios da geração heliotérmica são análogos aos descrito para geração solar centralizada (FV).

Quadro 12 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção das MTD de Geração Solar-Térmica (CSP)

Medidas (Tecnologias)	Barreiras	Cobenefícios
Plantas CSP (CP-50MW-7,5h; CP-100MW-12h; TS-30MW-12h)	• Alto custo de importação dos componentes; • Alto custo de investimento e instalação de plantas CSP; - Alto custo nivelado da energia gerada; • Competição com alternativas de geração elétrica de menor custo; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local de componentes específicos da tecnologia CSP; • Falta de <i>know-how</i> pela inexistência de planta CSP instalada no Brasil; • Falta de mão de obra qualificada para montagem e instalação do campo solar; • Falta de periodicidade dos leilões específicos e de valoração dos cobenefícios ambientais e serviços ancilares da energia solar; • Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção de fonte solar; • Incertezas quanto ao desenvolvimento do mercado; • Inexistência de fornecedores locais de componentes específicos da tecnologia CSP; • Inexistência de limites de emissões para a geração termelétrica; • Inexistência de redes de transmissão em áreas com alto potencial de aproveitamento solar; • Inviabilidade econômica das plantas; • Não consideração dos cobenefícios associados a geração de emprego e renda; • Risco do sobre ou subdimensionamento da tecnologia; • Sistema de leilões não valora externalidades positivas apresentadas pelo CSP.	• Aumento na geração de eletricidade; • Desenvolvimento de indústria local de componentes específicos CSP aumentando o conteúdo local e abrindo possibilidade de exportação; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Diminuição das emissões comparativamente à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Implementação de uma cadeia produtiva de componentes de painéis CSP, com potencial benefício de criação de conteúdo local; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Menor impacto ambiental com relação à geração hidrelétrica e termelétrica; • Preservação dos recursos naturais; • Prestação de serviços ancilares; Segurança energética.
Planta CSP (CP-30MW-BIO)	• Alto custo de importação dos componentes; • Alto custo de investimento e instalação de plantas CSP; - Alto custo nivelado da energia gerada; • Competição com alternativas de geração elétrica de menor custo (sistema de leilões); • Desconhecimento sobre o potencial técnico-econômico de aproveitamento da biomassa; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local de componentes específicos da tecnologia CSP; • Falta de garantia de suprimento de jurema-preta; • Falta de <i>know-how</i> pela inexistência de planta instalada no Brasil; • Falta de mão de obra qualificada para montagem e instalação do campo solar; • Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção de fonte solar; • Incertezas quanto ao desenvolvimento do mercado; • Falta de periodicidade dos leilões específicos e de valoração dos cobenefícios ambientais e serviços ancilares da energia solar; • Inexistência de fornecedores locais de componentes específicos da tecnologia CSP; • Inexistência de limites de emissões para a geração termelétrica; • Inexistência de redes de transmissão em áreas com alto potencial de aproveitamento solar; • Inviabilidade econômica da planta; • Não consideração dos cobenefícios associados a geração de emprego e renda; • Risco do sobre ou subdimensionamento da tecnologia; • Sistema de leilões não valora externalidades positivas apresentadas pelo CSP.	• Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Implementação de uma cadeia produtiva de componentes de painéis CSP, com potencial benefício de criação de conteúdo local; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Menor impacto ambiental com relação à geração hidrelétrica e termelétrica; • Preservação dos recursos naturais; • Prestação de serviços ancilares; Segurança energética.

Fonte: Elaboração própria.

8.4.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DAS MTD

Entraves transversais à introdução de fontes renováveis de geração elétrica demandam que um conjunto comum de instrumentos de política pública sejam adotados. Podem ser destacados:

- Adoção do sistema de bônus para serviços ancilares e não emissão de GEE;
- Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”;
- Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”;
- Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico;
- Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono;
- Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade;
- Diminuição dos impostos de importação de componentes dos empreendimentos de geração heliotérmica;
- Elaboração quinquenal de planos de longo prazo relativos à expansão do sistema energético;
- Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis;
- Financiamento, por meio de agências do fomento, para implementação de plantas-piloto de geração heliotérmica;
- Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos do setor de montagem, instalação e manutenção de plantas heliotérmicas, e P&D visando o fortalecimento de conteúdo local em componentes;
- Realização de estudos visando avaliar os efeitos de conexão de fontes intermitentes no *grid*, com captação de recursos junto ao GCF, GEF e BID.

Diferentemente das outras tecnologias analisadas, em meados de 2017 não existia nenhuma planta CSP em operação no Brasil. Sendo assim, é necessário analisar instrumentos adicionais de curto, médio e longo prazo, ou seja desde a fase de pesquisa até a fase onde a tecnologia se encontrará comercialmente madura. Diante disso, detalham-se quatro grupos de políticas que impulsariam o desenvolvimento da tecnologia CSP no Brasil. Cada grupo associa-se a uma fase de desenvolvimento: curto, médio e longo prazo.

As etapas iniciais de desenvolvimento de uma tecnologia não madura comercialmente demandam políticas que incentivem P&D, especialmente quando não há nenhuma usina operando no Brasil.

Entende-se que, nessa primeira etapa, devem-se testar tecnologias comercialmente maduras no nível internacional e adaptá-las à realidade do Brasil. Também é importante criar um volume crítico mínimo em capacidade instalada e uma massa crítica de pessoas e instituições que adquiram o *know-how* da tecnologia CSP e puxem o desenvolvimento da tecnologia.

O foco, no curto prazo, é fundamentalmente sociabilizar e testar as tecnologias de concentração solar, adaptando seus componentes à realidade do país. Assim, o objetivo é a instalação de usinas-piloto CSP para P&D visando a adaptação às características regionais e geração de conteúdo local de componentes. De fato, esse primeiro passo foi dado pela Aneel por meio da Chamada 019/2015 intitulada “Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica”, publicada em 30/9/2015 (ANEEL, 2015d). Essa chamada teve por objetivo desenvolver um projeto-piloto para que tivesse início a inserção da tecnologia CSP no Brasil e foi respondida por 77 empresas do setor elétrico em 21/10/2015, que formalizaram interesse em financiar projetos no tema. De acordo com o edital, as próximas etapas envolviam o encaminhamento das propostas de projetos por esses agentes em parceria com outros agentes cooperados e empresas executoras e, na sequência, a avaliação inicial das propostas pela Aneel, em parceria com as entidades intervenientes (EPE, MME, MCTI, MDIC, ABDI, BNDES, FINEP e GIZ). O prazo para finalização desta última etapa era abril de 2016.

A potência nominal total de CSP no mundo, em 2015, estava em torno de 3.957 MWe e se concentrava em poucos países (Espanha e EUA detêm 91% desse total). Dos quase 4 GWe instalados, 86% são de plantas de cilindro parabólico. Por essa e demais razões explicitadas no documento, considera-se que as principais oportunidades de negócio em CSP no Brasil, para o curto e o médio prazo, serão também focadas na tecnologia de cilindro parabólico.

A tecnologia de torre solar tende a ganhar maior importância no médio prazo. A possibilidade de operar a maiores temperaturas, incrementando a eficiência do ciclo termodinâmico e diminuindo os custos nivelados da energia, são razões importantes para acreditar no desenvolvimento dessa tecnologia no médio prazo. De fato, no último Congresso SolarPaces 2015, 68% dos trabalhos técnicos apresentados por representantes de 38 países foram sobre torre solar, o que mostra o grande interesse da comunidade científica por essa tecnologia.

O armazenamento de calor é uma das opções-chave que a tecnologia CSP apresenta. Esses sistemas incrementam o fator de capacidade da usina e melhoram a despachabilidade, permitindo que plantas CSP compitam operativamente com termelétricas convencionais. Este é um grande diferencial do CSP em relação às fontes intermitentes, como FV e eólica. Portanto, investimentos em P&D em sistemas de armazenamento e fluidos térmicos ainda são necessários. Não é por acaso que o desenvolvimento de novos fluidos é um dos principais focos de pesquisa na área de CSP, assim como a melhoria do seu uso na tecnologia de cilindro parabólico (IPCC, 2011).

Com o intuito de procurar alternativas tecnológicas que permitam a inserção da tecnologia CSP no Brasil, outros caminhos têm sido explorados. Por exemplo, a possibilidade de hibridização com diversos combustíveis foi analisada por Malagueta (2013), Soria (2011) e Soria et al. (2015). Nessa área, existe grande necessidade de P&D para avaliar diversas configurações de hibridização e o uso de vários combustíveis, incluindo diferentes opções de aproveitamento de biomassa. A biomassa pode ser usada como combustível de hibridização em tecnologias convencionais (caldeira a biomassa para ciclo Rankine) ou em tecnologias mais inovadoras, como gaseificação de biomassa ou uso de ciclo Rankine orgânico. O uso da biomassa como combustível de hibridização de usinas CSP é importante porque permite reduzir o LCOE até chegar a um nível de competitividade econômica suficiente para que projetos CSP possam ganhar leilões no Brasil (SORIA et al., 2015).

Esses investimentos em P&D exigem a captação de recursos em mecanismos alternativos de custeio de ações que mitiguem emissões de GEE. Em parceria entre o MCTIC e ABSOLAR, devem ser elaborados projetos visando a obtenção de financiamento junto ao Global Environmental Facility (GEF) e ao Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Os projetos poderiam ser elaborados a partir de 2018, visando a implementação das atividades de P&D em 2020.

No médio prazo, os instrumentos não podem ser baseados apenas em P&D. Nessa etapa de desenvolvimento, devem ser realizados leilões regionais específicos para plantas solares CSP. Dado que nesse estágio a tecnologia CSP encontra-se ainda em fase inicial de desenvolvimento, é importante garantir um mercado estável e com perspectivas de crescimento, o que indicará o interesse nacional no desenvolvimento da indústria, permitindo que investimentos privados sejam feitos em linhas de produção de componentes CSP, sejam elas novas ou adaptações a linhas de produção existentes. Tais investimentos são altos e não serão feitos se não existirem garantias de um mercado mínimo, estável e com previsões de crescimento no longo prazo.

Dado o alto LCOE da tecnologia CSP, só com leilões específicos CSP a tecnologia seria contratada. Embora não fosse possível permitir concorrência (por mínimo custo de eletricidade) com outras tecnologias, um leilão CSP garante concorrência entre ofertantes CSP. Devido aos ainda altos custos LCOE, um leilão regional, com as regras atuais, tampouco garante que CSP possa ganhar contratos. Portanto, nos novos leilões específicos para CSP, a tecnologia certamente ganharia contratos, que podem ser por quantidade e por disponibilidade.

Em caso de leilões específicos, é fundamental determinar regras e condições técnicas a serem atendidas pelas plantas para participarem dos leilões, principalmente especificar que limites das parcelas de eletricidade geradas pela fonte solar e pelo combustível de *backup* seriam aceitas, dependendo do tipo de combustível. Nesse sentido, políticas complementares para essa etapa de desenvolvimento são normas técnicas e regulações específicas para CSP. É preciso regulamentar os tipos de combustíveis que podem ser usados para a hibridização de usinas CSP. Tradicionalmente, usa-se gás natural como combustível de *backup* em caldeiras a gás. Outros fósseis, em teoria, poderiam ser usados. Entretanto, a disponibilidade local de biomassa de boa qualidade e baixo custo é uma peculiaridade do semiárido nordestino e das regiões Sudeste e Centro-Oeste. No Nordeste, existem ecossistemas, como a Caatinga e o Cerrado, que, se manejados apropriadamente, podem disponibilizar grandes quantidades de biomassa. Nas outras regiões, existe bagaço de cana-de-açúcar ainda sem uso que poderia ser aproveitado. Trata-se de uma vantagem comparativa para o CSP no Brasil, diferentemente do que ocorre em outras regiões do mundo com alto potencial CSP, tipicamente localizadas em zonas desérticas, onde a biomassa não é uma opção real para hibridização (ARVIZU et al., 2011; VIEBAHN et al., 2011). A proposta de Soria et al. (2015) é exatamente mostrar que essa vantagem comparativa brasileira indica um caminho específico para o país em relação à alternativa energética CSP. Em face dessas vantagens, os leilões deverão adotar o critério de limite de 45% de biomassa enquanto combustível de *backup* nas regiões Centro-Oeste e Nordeste, e 20% na região Sudeste.

A elaboração desses instrumentos demanda o envolvimento do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), MME e Aneel, sendo possível a implementação a partir de 2020, desde que precedida da realização de estudos de impacto regulatório.

Adicionalmente, seguindo as regulamentações dos leilões, cada projeto cadastrado deve contar com um estudo de impacto ambiental que permita obter a licença ambiental. Nesse sentido, é fundamental oferecer suporte técnico ao Ibama e às secretarias estaduais de Meio Ambiente para que elaborem as normas a serem seguidas pelos estudos para o caso da tecnologia CSP.

A ideia do uso de biomassa como combustível de *backup* traz cobenefícios para a indústria brasileira, capaz de fornecer todos os componentes (caldeiras, turbinas a vapor, bombas, válvulas etc.) necessários para plantas de geração a biomassa. O uso da biomassa em usinas solares CSP permitiria elevar o grau de conteúdo nacional numa planta CSP no Brasil, beneficiando diretamente o setor industrial brasileiro, e a economia, a qual reduziria importações, assim trazendo benefícios em termos de taxa de câmbio.

Embora a regulação para participar de leilões não defina o grau de conteúdo local, este é um dos critérios mais importantes para obter financiamento no BNDES. Desse modo, o valor de conteúdo local que o BNDES exigir para financiar empreendimentos CSP deve ser discutido, por meio da realização de workshops, com os atores relevantes nos setores político, elétrico, industrial e financeiro: BNDES, EPE, Aneel, ONS, MDIC, MCTIC, MME, MMA e ABSOLAR. A experiência internacional (por exemplo, na África do Sul) mostra que metas de conteúdo local muito ambiciosas constituem uma das razões mais importantes para o encarecimento dos projetos e atraso na execução. Portanto, o grau de conteúdo local a ser solicitado pelo BNDES deve levar em consideração as reais possibilidades do país em cada etapa de desenvolvimento.

É frequente mencionar que 30 MW seria o tamanho apropriado de uma usina de energia alternativa no Brasil. Entretanto, esse tamanho justifica-se em função da legislação vigente no Brasil (Nota Técnica nº 0025/2011 da Aneel), que garante incentivos econômicos ao desenvolvimento de energias renováveis na faixa máxima de até 30 MW. Essa nota define a redução na tarifa de uso do sistema de transmissão (Tust) e na tarifa de uso do sistema de distribuição (Tusd) de 50% para 80% para usinas solares e outras renováveis de até 30 MW. Essa limitação de escala na potência se deve ao falso entendimento de que usinas de fontes renováveis são de pequeno porte. A tecnologia CSP, porém, aumenta sua viabilidade econômica em economias de escala. Portanto, uma revisão regulatória é necessária para garantir a modicidade tarifária da eletricidade produzida com CSP. A tendência atual é construir usinas de 200 MWe, com mais de 6 horas de armazenamento de calor e 100% de capacidade de hibridização. Uma justificativa de tamanho não é válida para plantas CSP (ciclo Rankine convencional) que também podem prestar serviços ancilares ao sistema e são por eles, remunerados. Assim, nada impede que, para o caso da solar CSP, a legislação seja atualizada, contemplando incentivos similares para usinas de maior capacidade que poderiam, então, se beneficiar de economias de escala e inovação tecnológica. Sugere-se permitir que usinas CSP de até 100 MW possam se beneficiar dos incentivos às fontes renováveis.

Por outro lado, caso projetos-piloto de P&D baseados em uso de ciclo Rankine orgânico associados a CSP logrem sucesso, nada impede que o Brasil impulse a ideia de usinas de menor porte (10-20 MW) que usem essa tecnologia para geração distribuída.

Um valor conservador para a abertura desse leilão específico CSP pode ser de 250 R\$/MWh, já verificado no leilão estadual de Pernambuco em dezembro de 2013 para a tecnologia solar fotovoltaica. O segundo leilão de energia de reserva de 2015, realizado em novembro 2015, para as fontes fotovoltaica e eólica, foi marcado com um preço de abertura de leilão de 381 R\$/MW e 213 R\$/MWh,

respetivamente (ANEEL, 2015e). Esses leilões também deveriam considerar os seguintes itens:

- Promover leilões com periodicidade fixa (pelo menos um leilão a cada ano) a fim de fornecer um ambiente de segurança de longo prazo aos investidores;
- Priorizar projetos com conteúdo local regionalizado no semiárido nordestino (portanto, com maior potencial de impacto socioeconômico), sobretudo para as fases de montagem, construção e operação das plantas;
- Garantir o direito a participar de leilões específicos de CSP plantas hibridizadas com biomassa.

Esses instrumentos demandam a participação do MME, Aneel, ONS e EPE, e poderiam ser implementados a partir de 2020.

O interesse de companhias internacionais (por exemplo, fabricantes de coletor) em instalar fábricas no Brasil para produzir componentes específicos da tecnologia CSP foi identificado no estudo de Soria et al. (2014). No entanto, a indústria solar-térmica somente terá êxito se o marco político-regulatório for claro, estável e apreender corretamente os benefícios da opção CSP.

Com efeito, como o custo do campo solar representa 31% do custo total de investimento em uma planta CSP, há grande expectativa sobre o real impacto do aprendizado tecnológico no campo solar. No caso brasileiro, a única opção viável para diminuir o custo do campo solar é a produção local (no mesmo sítio) dos coletores e receptores. Dessa forma, seria possível usar coletores e receptores de maior porte sem as restrições logísticas impostas por um transporte complexo. Este trabalho considera que a produção local seria possível no horizonte decenal de planejamento, desde que adequadamente prevista e incentivada. Logo, devem ser incentivadas unidades-piloto que conjuguem as plantas CSP com produção local de coletores e receptores. Esses incentivos devem ser discutidos pelo MF, MDIC, MME e ABSOLAR, com horizonte de implementação a partir de 2020.

A partir da maturidade tecnológica, faz-se necessário garantir o suprimento constante de jurema-preta para garantir a viabilidade econômica dos empreendimentos. Para tanto, devem ser formadas cooperativas de aproveitamento energético de biomassa, com as quais devem ser elaborados contratos de fornecimento para plantas de energia solar heliotérmica. As centrais de geração de energia, por seu turno, devem reduzir a incerteza de suprimento por meio da realização de seguros. Essa estrutura regulatória deve ser pré-requisito para obtenção de financiamento junto a bancos públicos de fomento. Portanto, exige a mobilização do MF, MAPA, MME, Aneel e ABSOLAR, com horizonte de implementação de médio prazo.

No longo prazo, é possível reformar os leilões para retomar a ideia de concorrência por mínimo custo entre todas as tecnologias candidatas para a expansão do setor elétrico. A ideia, nessa nova fase, é reformar novamente o esquema de leilões para que estes valorizem também as externalidades positivas e negativas de cada tecnologia. Propõe-se, portanto, valoração baseada em prêmios, que não seriam pagos na forma de *feed-in*, como na Espanha, mas que deveriam ser incorporados no próprio leilão, de acordo com cada tecnologia, respeitando as demais regras do leilão brasileiro de expansão de capacidade de geração.

A ideia é oferecer um prêmio para usinas termelétricas CSP, segundo o grau e tipo de hibridização ou *backup*, exigindo-se um mínimo de geração anual proveniente da fonte solar. Nesse caso, plantas CSP poderiam ofertar sua energia a preços competitivos. Por exemplo: se fosse oferecido um prêmio de 40 R\$/MWh, uma planta desse tipo poderia concorrer em um leilão oferecendo a energia a valores competitivos (menores que os das outras fontes). Nessa modalidade, o empreendedor CSP perceberia o preço de partida do leilão diferentemente dos seus concorrentes. Esse novo modelo de leilão poderia acarretar a substituição da entrada de uma planta termelétrica a gás natural de 100 MWe por uma planta dos mesmos 100 MWe a CSP+gás natural, por exemplo.

Esse prêmio acarretaria maior custo da eletricidade para a sociedade (consumidores), entretanto a magnitude dessa geração seria ínfima perante o parque elétrico brasileiro. Nesse caso, o rateio do custo adicional não geraria impactos tarifários representativos e poderia estimular a entrada gradativa da tecnologia CSP, criando uma demanda de mercado e um aprendizado tecnológico.

Ademais, esse prêmio poderia ser revisto regularmente (não retroativo, valendo apenas para novos contratos) de modo a acompanhar a queda de custos da tecnologia de duas maneiras: ou reduzindo o prêmio para leilões e contratos seguintes e/ou aumentando a parcela mínima exigida de produção anual proveniente da energia solar.

Definem-se duas linhas importantes que permitem justificar a existência desse prêmio, segundo o novo modelo de leilões: i) ônus à emissão de GEE; ii) incentivo ao fornecimento de serviços ancilares para o sistema elétrico. Nesse novo modelo de leilão, todas as tecnologias poderiam concorrer, porém usando o sistema de prêmios para valorar de forma mais adequada a tecnologia CSP, que poderia ganhar das tecnologias que usam combustíveis fósseis e das tecnologias que não prestam serviços ancilares ao sistema elétrico.

Por fim, devem ser promovidas, em parceria entre o MCTIC, universidades, SENAI, ABSOLAR, EPE e fabricantes de componentes, atividades de capacitação para desenvolvimento de pessoal e empresas em *know-how* acerca da tecnologia CSP.

Diante disso, a seguir são sintetizados os instrumentos de política pública propostos para incentivar a adoção de MTD de geração solar-térmica no Brasil.

Quadro 13 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção das MTD de Geração Solar-Térmica (CSP)

Medidas (Tecnologias)	Instrumentos
Plantas CSP (CP-50MW-7,5h; CP-100MW-12h; TS-30MW-12h)	• Adoção do sistema de prêmio para serviços ancilares e segundo o grau e tipo de hibridização ou <i>backup</i>; • Atualização do marco regulatório de usinas alternativas de energia, visando que plantas CSP de até 100 MW possam se beneficiar dos incentivos às fontes renováveis; • Captação de recursos para investimento em P&D, junto ao GEF e BID, para sistemas de armazenamento e fluidos térmicos; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade; • Diminuição dos impostos de importação de componentes dos empreendimentos de geração heliotérmica; • Elaboração quinquenal de planos de longo prazo relativos à expansão do sistema energético; • Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis; • Financiamento, por meio de agências do fomento, para adoção de plantas-piloto de geração heliotérmica; • Instrumentos de informação e educação, junto ao P&D para desenvolvimento de pessoal e empresas com <i>know-how</i> acerca da tecnologia CSP; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos do setor de montagem, instalação e manutenção de plantas heliotérmicas, e P&D visando o fortalecimento de conteúdo local em componentes; • Promoção de leilões específicos e com periodicidade fixa para a tecnologia CSP, com limitação da fração da energia gerada através de combustíveis de <i>backup</i> e exigência de estudo de impacto ambiental para participação no certame; • Realização de atividades de capacitação e formação de mão de obra para instalação e manutenção da tecnologia solar-térmica; • Realização de <i>workshops</i> com atores relevantes do setor para discutir regras de conteúdo local dos leilões de empreendimentos CSP.

Planta CSP (CP-30MW-BIO)	• Adoção do sistema de prêmio para serviços ancilares e segundo o grau e tipo de hibridização ou <i>backup</i>; • Aproveitamento da indústria de conversão de biomassa para cumprir as regras de conteúdo local do BNDES; • Atualização do marco regulatório de usinas alternativas de energia, visando que plantas CSP de até 100 MW possam se beneficiar dos incentivos às fontes renováveis; • Captação de recursos para investimento em P&D, junto ao GEF e BID, para sistemas de armazenamento e fluidos térmicos; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; • Criação de uma demanda fixa em capacidade instalada por ano para atrair atenção do mercado; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade; • Diminuição dos impostos de importação de componentes dos empreendimentos de geração heliotérmica; • Elaboração de contratos e seguros de suprimento de jurema-preta entre cooperativas de coleta de biomassa e plantas CSP, como critério para concessão de crédito em bancos públicos de fomento; • Elaboração quinquenal de planos de longo prazo relativos à expansão do sistema energético; • Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis; • Financiamento, por meio de agências do fomento, para adoção de plantas-piloto de geração solar heliotérmica em sistemas híbridos; • Instrumentos de informação e educação, junto ao P&D para desenvolvimento de pessoal e empresas com <i>know-how</i> acerca da tecnologia CSP; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos do setor de montagem, instalação e manutenção de plantas heliotérmicas, e P&D visando o fortalecimento de conteúdo local em componentes; • Promoção de leilões específicos e com periodicidade fixa para a tecnologia CSP, com limitação da fração da energia gerada através de combustíveis de <i>backup</i> e exigência de estudo de impacto ambiental para participação no certame; • Realização de atividades de capacitação e formação de mão de obra para instalação e manutenção da tecnologia solar-térmica; • Realização de workshops com atores relevantes do setor para discutir regras de conteúdo local dos leilões de empreendimentos CSP.
-------------------------------------	--

Fonte: Elaboração própria.

8.5 BIOELETRICIDADE

8.5.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS DA ADOÇÃO DA MTD

Inicialmente, devem ser destacados entraves transversais à fontes renováveis de geração de energia elétrica, portanto, aplicáveis à bioeletricidade:

- Alto custo de investimento e instalação da planta;
- Alto custo nivelado da energia gerada;
- Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito para realização de investimentos na MTD;
- Falta de conhecimento sobre os custos e vantagens da aplicação da tecnologia;
- Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção da geração elétrica a biomassa;
- Incertezas quanto ao desenvolvimento do mercado;
- Inexistência de limites de emissões para plantas termelétricas a combustíveis fósseis;
- Limitação de acesso às redes de transmissão;
- Não valoração das externalidades ambientais positivas de UTE a biomassa nos leilões.

O alto custo de investimento e de instalação da planta resultam em custo de abatimento positivo e alto custo nivelado da energia gerada, que explicam a inviabilidade econômica da medida. Além dessa barreira econômica, a atual situação econômica do país leva a que o governo realize ajustes fiscais que dificultam o acesso a crédito por parte do setor. Essa restrição é percebida em termos da disponibilidade de capital no mercado de crédito, bem como do aumento da taxa de juros para a concessão de financiamentos. Existe assimetria no acesso ao crédito associado ao porte das empresas, o que inibe a realização de investimentos na MTD, particularmente por médias e pequenas empresas, bem como custos de transação que precisariam ser removidos para a realização de investimentos.

No nível institucional e regulatório, a obtenção de crédito para o financiamento da MTD está condicionada a uma série de exigências burocráticas, dentre as quais se destaca a elaboração de projetos para o acesso a linhas de crédito de programas governamentais. Ainda no âmbito regulatório, a inexistência de padrões de efficientização energética e/ou limites de emissões constituem barreiras às atividades de baixo carbono.

Quanto à implementação das atividades, nem sempre é possível a incorporação de novas tecnologias nos processos produtivos do setor, visto que o *layout* do processo pode não permitir a adaptação da caldeira de leito fluidizado na UTE. Mais que isso, o *lock-in* tecnológico desincentiva a substituição de processos que ainda não apresentaram retorno de investimento. Finalmente, são destacados riscos técnicos e operacionais à implementação da MTD, ou seja, riscos associados a uma nova tecnologia que demanda tempo de aprendizagem dos que a utilizam para que estes não operem sobre ou subdimensionados.

A lógica de contratação nos leilões de energia não apreende os benefícios ambientais da geração em UTE a biomassa, tornando a fonte não competitiva perante a geração termelétrica baseada em combustíveis fósseis. Esse aspecto, em conjunto com a inexistência de rede de transmissão em regiões de grande disponibilidade de biomassa, tornam incerto o desenvolvimento de mercado para a atividade.

Por fim, cumpre enfatizar que os cobenefícios são análogos aos descritos para geração eólica.

O Quadro 14 sintetiza barreiras e cobenefícios relacionados à adoção da MTD.

Quadro 14 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção da MTD no Setor de Bioeletricidade

Medidas (Tecnologias)	Barreiras	Cobenefícios
UTE com capacidade de 30 MW e caldeira de leito fluidizado cujo ciclo a vapor opera a 90 bar e 520°C	• Alto custo de investimento e instalação da planta; • Alto custo nivelado da energia gerada; • Ausência de viabilidade econômica; • Competição com alternativas de geração elétrica de menor custo; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor; • Falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção de UTE a biomassa (excluindo bagaço); • Incertezas quanto ao desenvolvimento do mercado; • Inexistência de limites de emissões para plantas termelétricas a combustíveis fósseis; • Limitação de acesso às redes de transmissão; • <i>Lock-in</i> tecnológico e incompatibilidade em face do <i>layout</i> da planta; • Não valoração das externalidades ambientais positivas de UTE a biomassa nos leilões; • Risco do sobre ou subdimensionamento da tecnologia.	• Aumento na geração de eletricidade; • Diminuição das emissões com relação à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões no setor elétrico; • Menor impacto ambiental com relação à geração termelétrica; • Preservação dos recursos naturais; • Segurança energética.

Fonte: Elaboração própria.

8.5.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DA MTD

Barreiras transversais à introdução de fontes renováveis de geração elétrica demandam que um conjunto comum de instrumentos de política pública sejam adotados para fomentar a MTD de bioeletricidade. Podem ser destacados:

- Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”;
- Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”;

- Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico;
- Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono;
- Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade;
- Elaboração quinquenal de planos de longo prazo relativos à expansão do sistema energético;
- Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis;
- Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na tecnologia por bancos públicos de fomento;
- Realização de leilões anuais para linhas de transmissão de eletricidade, com concessão de condições facilitadas de acesso a crédito para viabilizar a participação de atores nos leilões.

Adicionalmente aos instrumentos citados, é desejável o estabelecimento de instrumentos de comando e controle visando a eficiência de geração termelétrica. Nesse sentido, requer-se a criação de regulação que: i) exija a adoção da MTD mapeada nesse estudo para novas UTE a biomassa; ii) estabeleça níveis de utilização de biomassa em cocombustão em térmicas a carvão; iii) promova o descomissionamento de UTE antigas. Assim, a cada vez que houvesse a necessidade de troca de um equipamento – por exemplo, a substituição de caldeiras –, isso seria feito pelo melhor equipamento do mercado em termos de emissão, como é o caso das caldeiras de leito fluidizado. Nesse sentido, a criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos ao final da vida útil seria relevante.

Para viabilizar a contratação da fonte nos leilões, faz-se necessária a realização de certames específicos com preços-teto diferenciados para UTE a biomassa. Com isso, poderia ser internalizado o cobenefício ambiental da geração elétrica com fonte de emissão nula.

Esses instrumentos demandam o envolvimento do MME, MMA, MDIC e Aneel, e amplo debate com o setor energético para validar a regulação. Por isso, a implementação deve ser planejada para ocorrer a partir de 2023.

Para superar a barreira relativa à especificidade das plantas industriais (*layout*), poderiam ser elaborados estudos detalhados da aplicabilidade da atividade mapeada pelo projeto para as UTE a biomassa existentes e planejadas no Brasil. Esses projetos indicariam o que poderia ser feito em termos de engenharia de processos para adaptar as plantas às referidas tecnologias, em termos de reformas de unidades de equipamentos (*revamp*), assim como elaboração de projetos de novas unidades industriais. Para tanto, deveriam ser acessadas linhas de financiamento específicas junto à Embrapii, e as propostas deveriam permitir o estabelecimento de parcerias público-privadas. O custeio de elaboração dos estudos pode derivar do GCF e do CTCN e priorizar a opção pela tecnologia de leito fluidizado.

No caso da garantia de suprimento de biomassa, faz-se necessária elaboração de contratos e seguros. Também é preciso fomentar a criação de cooperativas de coleta de biomassa próximas

às UTE. Para tanto, devem ser direcionados recursos de crédito agrícola para a formação dessa cadeia, sendo um pré-requisito para acesso a financiamento por bancos públicos de fomento pelas plantas industriais, a elaboração de contratos de fornecimento com cooperativas com preços pré-fixados de biomassa.

A adoção desses instrumentos demanda o envolvimento do MAPA, BNDES, MF, bancos comerciais, cooperativas, governos estaduais, e o horizonte de implementação é de médio prazo.

Por fim, instrumentos de capacitação à formulação de políticas seriam especialmente importantes para o apoio ao uso de resíduos agroindustriais no setor. Como mencionado, para o aproveitamento dessa fonte, devem-se, primeiramente, realizar pesquisas concretas sobre os empecilhos técnicos e estruturais junto aos agentes do setor agroindustrial. A partir dos resultados dessas pesquisas, recomenda-se a instalação de uma associação de agentes do setor agroindustrial que foque no apoio da inserção da geração de energia a partir de biomassa no setor da mesma forma que existem associações dos agentes do setor solar ou do setor eólico. Esse instrumento poderia ser implementado por atores do setor, no curto prazo.

O Quadro 15 resume os instrumentos de política pública propostos para adoção da MTD.

Quadro 15 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção da MTD no Setor de Bioeletricidade

Medidas (Tecnologias)	Instrumentos
UTE com capacidade de 30 MW e caldeira de leito fluidizado cujo ciclo a vapor opera a 90 bar e 520°C	• Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; • Criação de programa de depreciação obrigatória e descomissionamento de termelétricas antigas; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade; • Elaboração de contratos e seguros de suprimento de biomassa entre cooperativas de coleta e UTE, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital nas plantas industriais por bancos públicos de fomento; • Elaboração de estudos, com recursos provenientes do GCF e CTCN, acerca da aplicabilidade da MTD em UTE a biomassa existentes e planejadas; • Elaboração de programas de capacitação em valoração energética de biomassa para geração de eletricidade; • Elaboração quinquenal de planos de longo prazo relativos à expansão do sistema energético; • Estabelecimento de limites para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis; • Incentivo à elaboração de projetos para acesso a recursos do GCF, visando à formação da cadeia de suprimento de biomassa, incluindo cooperativas de coleta de biomassa; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na tecnologia por bancos públicos de fomento; • Realização de leilões anuais para linhas de transmissão de eletricidade, com concessão de condições facilitadas de acesso a crédito para viabilizar a participação de atores nos leilões; • Realização de leilões específicos, com preços-teto diferenciados, para UTE a biomassa.

Fonte: Elaboração própria.

8.6 TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

8.6.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS DA ADOÇÃO DAS MTD

Inicialmente, podem ser destacadas barreiras transversais à difusão de fontes renováveis de geração de eletricidade e adoção de MTD no setor:

- Alto custo de importação de componentes das tecnologias;
- Competição com investimentos alternativos visando a expansão do SIN;
- Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito;

- Falta de conteúdo local das tecnologias;
- Inexistência de limites de emissões para o setor elétrico;
- Inviabilidade econômica, associada com alto custo de investimento;
- *Lock-in* tecnológico;
- Restrições à instalação pelo *layout* das linhas de transmissão e redes de distribuição de energia.

A adoção plena das atividades de baixo carbono também está limitada, em certa medida, por aspectos técnicos. No caso das unidades de medição fasorial (PMU), por exemplo, observa-se falta de *expertise* do setor, que desconhece custos e vantagens da tecnologia. Não existe uma norma brasileira que especifique os requisitos técnicos e funcionais mínimos das unidades PMU que permitam o uso de diversos fabricantes na mesma rede (atualmente, utiliza-se como referência o padrão internacional IEEE C37.118.1-2011). De modo similar, não existe padronização entre as PMU e os PDC (*phase data concentrator*), ou da topologia de processamento e armazenamento da grande quantidade de dados gerados por essa tecnologia. Por fim, na perspectiva regulatória, existem dificuldades para obter um mecanismo de certificação de equipamentos e de protocolos de comunicação.

Segundo Laplane e Cavalcanti (2015), a falta de cultura inovadora no segmento de transmissão é uma realidade e, em alguns casos, observa-se que o departamento de P&D das empresas é mero prestador de contas aos órgãos de controle. Isso se deve, possivelmente, à combinação do efeito *crowding out* (também chamado de efeito de deslocamento) e à perda do foco dos projetos na solução de problemas práticos das empresas. Estudo do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea) (POMPERMAYER et al., 2011) avaliou os resultados do programa de P&D regulado pela Aneel, desde o seu início, no ano 2000, até 2007. Segundo esse estudo, da amostra avaliada, 30% dos projetos executados não foram considerados projetos de inovação e/ou não estão coerentes com o programa de P&D regulado pela Aneel.

No segmento da distribuição, especificamente no que se refere à implantação de medidores inteligentes, tem-se grandes despesas, a tal ponto que, nas análises econômicas realizadas até agora no Brasil, os benefícios financeiros da implantação de um sistema avançado de medição não são suficientes para cobrir os elevados custos incorridos (KAGAN et al., 2013). Segundo Leite (2013), um programa em larga escala de redes inteligentes só será viável com a implantação de um conjunto de políticas públicas e mudanças regulatórias que permitam a elaboração de um novo modelo de negócios capaz de agregar valor para distribuidoras e consumidores.

Por outro lado, uma das principais barreiras regulatórias para as medidas de mitigação propostas – como a instalação de medidores inteligentes – está em que tais investimentos têm características distintas dos investimentos tradicionais da rede de distribuição. Em primeiro lugar, envolvem gastos em rubricas que a regulação costuma considerar como custos operacionais. Esse tipo de investimento, de modo geral, não costuma ser considerado na tarifa. Adicionalmente, investimentos em medidores avançados ou inteligentes não se enquadram no conceito de investimentos prudentes, os únicos reconhecidos pela regulação como incentivos, uma vez que envolvem tecnologias não maduras e com risco de não apresentarem na prática todos os benefícios esperados. Finalmente, podem implicar a substituição de ativos ainda não depreciados totalmente, algo normalmente penalizado pela regulação tarifária (FREIRE, 2015).

Uma das principais barreiras presentes no mercado está no fato de que, no momento de decidir sobre ativos a serem adquiridos, as distribuidoras costumam considerar principalmente o investimento inicial, e não o custo total durante toda vida útil (BELMANS et al., 2005), situação que acaba favorecendo tecnologias menos eficientes.

No caso dos sincrofasores, o regime do Reidi não isenta de cobrança de PIS e Cofins, o que favorece importações e baixo desenvolvimento de conteúdo local associado à tecnologia. Mais do que isso, inibe a realização de investimento em P&D para adaptar a tecnologia às características das linhas de transmissão adotadas no país. Esse entrave também é verificado no caso dos medidores inteligentes.

Ainda no que se refere aos medidores inteligentes, podem ser destacados as seguintes barreiras:

- Alto custo de substituição dos medidores de baixa tensão por dispositivos inteligentes;
- Ausência de mecanismos de certificação dos medidores inteligentes;
- Penalização no atual modelo tarifário relacionada com a substituição de ativos não depreciados totalmente.

O Quadro 16 sintetiza barreiras e cobenefícios relacionados à adoção das MTD na T&D de energia elétrica. Cumprir enfatizar que os cobenefícios são idênticos aos verificados nas demais opções de fontes renováveis.

Quadro 16 – Barreiras e Cobenefícios Associados à Adoção das MTD na T&D de Energia Elétrica

Medidas (Tecnologias)	Barreiras	Cobenefícios
Sincrofasores	• Alto custo de importação de componentes; • Competição com investimentos alternativos; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Distorções no regime do Reidi para aquisição de sincrofasores; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de conteúdo local da tecnologia; • Falta de cultura inovadora nas empresas do segmento de transmissão; • Falta de investimento em P&D em sincrofasores adaptados à configuração das redes de T&D no país; • Inexistência de limites de emissões para o setor elétrico; • Inexistência de mecanismo de certificação de equipamentos e de protocolos de comunicação; • Inexistência de norma que especifique requisitos técnicos e funcionais mínimos das unidades PMU, e de padronização entre PMU e PDC; • Inviabilidade econômica, associada com alto custo de investimento; • <i>Lock-in</i> tecnológico; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das linhas de transmissão de energia.	• Diminuição das emissões associadas à geração elétrica baseada em combustíveis fósseis; • Diminuição de custos com construção civil perante a expansão do parque instalado de UHE, em face da redução de perdas em T&D; • Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões no setor elétrico; • Preservação dos recursos naturais; • Redução de perdas na T&D de eletricidade; • Segurança energética.
Medidores inteligentes	• Alto custo de importação de componentes; • Alto custo de substituição dos medidores de baixa tensão por dispositivos inteligentes; • Ausência de mecanismos de certificação dos medidores inteligentes; • Competição com investimentos alternativos; • Dificuldade, assimetria e alto custo de acesso a crédito; • Dificuldade no repasse à tarifa do custo de aquisição dos medidores inteligentes; • Distorções no regime do Reidi para aquisição de medidores inteligentes; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação das tecnologias; • Falta de conteúdo local das tecnologias; • Falta de investimento em P&D em medidores inteligentes adaptados à configuração das redes de T&D no país; • Inexistência de limites de emissões para o setor elétrico; • Inexistência de mecanismo de certificação de equipamentos e de protocolos de comunicação; • Inviabilidade econômica, associada com alto custo de investimento; • <i>Lock-in</i> tecnológico; • Penalização no atual modelo tarifário relacionada com a substituição de ativos não depreciados totalmente; • Restrições à instalação pelo <i>layout</i> das redes de distribuição de energia.	• Diminuição de dependência de recursos fósseis; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões no setor elétrico; • Preservação dos recursos naturais; • Redução de perdas na T&D de eletricidade; • Segurança energética.

Fonte: Elaboração própria.

8.6.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA ADOÇÃO DAS MTD

A remoção de entraves transversais ao setor elétrico exige a implementação de instrumentos de política pública que foram propostos no âmbito da hidreletricidade, geração eólica, geração solar centralizada (FV), geração heliotérmica e bioeletricidade:

- Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”;
- Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico;
- Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono;
- Desoneração dos impostos de importação dos sincrofasores e medidores inteligentes;
- Estabelecimento de limites para emissões de GEE para o setor elétrico;
- Obrigatoriedade de contrapartidas para acesso ao “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção de sincrofasores e medidores inteligentes;
- Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de parte dos recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos no setor de T&D, e P&D visando o fortalecimento da cadeia de fabricação e manutenção de sincrofasores e medidores inteligentes.

A aquisição de sincrofasores e medidores inteligentes, e sua consequente imobilização nos ativos das concessionárias, torna-os enquadráveis ao Reidi. Portanto, na precificação desses elementos, pode ser considerada a não inclusão de PIS e Cofins. Isto é, toda a aquisição de bens e serviços que forem imobilizados pelas concessionárias em seu ativo faz jus à suspensão de PIS e Cofins no âmbito do Reidi. Com isso, o montante de recursos a ser imobilizado é menor, o que reduz a necessidade de aporte de recursos próprios ou de captação de recursos de terceiros.

Com o objetivo de fortalecer a indústria brasileira no campo de ação de medidores inteligentes e sincrofasores, e com suporte financeiro do GEF, GCF e BID, três frentes devem ser abordadas:

- Garantir investimentos para P&D de novos produtos por meio de apoio a centros e grupos de pesquisa;
- Fomentar uma cadeia produtiva com participação nacional para todos os elementos requeridos num sistema de medição avançado. Isso diminuiria a defasagem tecnológica atual do setor, melhoraria a eficiência energética e reduziria custos de produção de longo prazo. Para atingir essa meta, é necessário investir na expansão da capacidade fabril para a implantação de processos produtivos (fabricantes e fornecedores) de medidores avançados que atendam aos requisitos mínimos estabelecidos pela Aneel. Da mesma forma, faz-se necessário investir em capacitação de mão de obra, a fim de que os projetos de P&D do medidor inteligente possam ser bem-sucedidos, e em capacitação de pessoal de fábrica e de tecnologia da informação;
- Implementação de projetos-piloto e protótipos de redes inteligentes, que incluem medidores inteligentes, assim como sistemas-piloto de sincrofasores, nos quais todos componentes do sistema possam ser testados (PMU, PDC, protocolos de comunicação e aplicativos).

A implementação desses instrumentos exigiria a mobilização de inúmeros atores, entre os quais MME, MCTIC, Aneel, Eletrobras, concessionárias de energia, universidades, entre outros. Em virtude da necessidade de discutir previamente áreas prioritárias e captar de recursos para realização dos investimentos, a adoção dos instrumentos poderia ocorrer a partir de 2020.

Ainda no âmbito dos incentivos econômicos, é importante garantir o desenvolvimento de conteúdo local em sincrofasores e medidores. Por se tratarem de investimentos capital-intensivos, atores como o MF, MME e MDIC devem avaliar a possibilidade de criação de regimes especiais de tributação para as tecnologias. Importante subsídio que deve preceder à formulação do instrumento é o estudo do impacto da desoneração sobre o orçamento governamental.

Para incentivar o uso das MTD faz-se necessário modificar a base de remuneração da T&D de energia, com o objetivo de incluir um componente que considere os investimentos em novas tecnologias de efficientização na transmissão e medição de energia.

A Itália e a França têm algumas das experiências mais bem-sucedidas de massificação de medidores inteligentes. Nesses países, existe uma empresa distribuidora majoritária – Enel, para o caso italiano (85% do mercado de distribuição), e ERDF, na França (95%) – para as quais tem sido demonstrado que o investimento em medidores inteligentes, dada sua escala de mercado, é economicamente rentável (BRANDÃO; ZAMBONI, 2015). A Enel investiu € 2,1 bilhões para substituir 32 milhões de medidores. Uma vez instalados, a redução de custos proporcionada pela automação e pelo combate mais eficiente às perdas não técnicas foi de € 431,5 milhões por ano (BRANDÃO; ZAMBONI, 2015; ENDESA, 2015). Essa receita foi percebida pela Enel porque, segundo a regulamentação tarifária italiana, eventuais ganhos de eficiência não são repassados aos consumidores no primeiro ciclo tarifário (quatro anos); no seguinte ciclo tarifário, apenas a metade do ganho de eficiência é repassado.

Devido ao sucesso do projeto da Enel, os medidores inteligentes na Itália passaram a ser obrigatórios para todas as distribuidoras. A regulação tarifária foi alterada para incluir incentivos aos investimentos em redes inteligentes, e as demais distribuidoras passaram a ter metas de implantação de medidores inteligentes. Essa regulação tarifária foi resultado de dois aspectos: interesse governamental de universalizar o padrão de medidores e preocupação em viabilizar economicamente esse *roll-out* às empresas de menor porte, as quais não apresentam ganho de escala que amortecia o investimento inicial. A solução regulatória adotada a partir de 2007 foi incorporar na base de remuneração das distribuidoras os investimentos realizados em redes elétricas como contrapartida das metas de universalização dos medidores inteligentes.

Depois do sucesso do projeto-piloto Linky da ERDF (2105), em que cerca de 250 mil medidores foram substituídos, o governo francês decidiu estender essa tecnologia para todos os clientes (COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, 2011). Nesse país, os medidores novos não fazem parte da base de ativos regulatória, portanto sua implantação não implica aumento na tarifa. Em contrapartida, a redução de custos da distribuidora como resultado do uso dessa tecnologia não é repassada aos consumidores até que o investimento inicial seja amortecido (BRANDÃO; ZAMBONI, 2105).

Diante disso, propõe-se que a regulamentação da T&D seja revisada visando a remuneração dos investimentos em sincrofasores e medidores inteligentes, no caso repassando os ganhos de eficiência

somente após a amortização dos investimentos. A implementação desse instrumento exigiria a mobilização do MME, Aneel, ONS e concessionárias de energia, sendo que a implementação poderia ocorrer a partir de 2023.

Segundo D'Araujo (2009), o sistema de transmissão brasileiro não deve ser tratado como neutro em relação à quantidade de energia ofertada, já que as linhas afetam quantitativamente a oferta presente e futura. É possível que um maior reconhecimento da importância dos sistemas de transmissão no sistema energético incentive o uso de medidas de aprimoramento da eficiência. Isso pode ser feito mediante acordo voluntário por parte do órgão regulador em que aquelas concessionárias que se esforcem por manter suas redes no estado ótimo de operação sejam beneficiadas por uma remuneração diferenciada.

Outro tipo de abordagens visadas para incentivar as medidas de mitigação de GEE nos sistemas de transmissão são: i) definição, por parte da Aneel, de limites regulatórios mais rigorosos referentes às perdas de potência permitidas nos sistemas de transmissão; ii) realização de leilões para linhas de transmissão e subestações que valorizem o uso de técnicas focadas na automatização da rede e apresentem requerimentos mínimos de eficiência.

A adoção desses instrumentos é de atribuição do MME e Aneel, e deve contar com participação das concessionárias de energia, visando a implementação a partir de 2023.

No tocante aos sistemas avançados de medição, instrumentos que podem ser propostos são:

- Apoiar os processos de certificação de equipamentos no Inmetro, considerando a situação atual, na qual não existe um regulamento técnico metrológico (RTM) específico para medidores inteligentes (atualmente os “medidores eletrônicos” regulamentados não têm todas as funcionalidades esperadas dos medidores inteligentes);
- Dar continuidade à criação ou definição de um protocolo nacional para equipamentos de medição.

O Comitê Brasileiro de Eletricidade da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT/CB-03) solicitou a criação de um protocolo para medição. Esse protocolo, denominado SiBMA, foi desenvolvido pelo Instituto C.E.S.A.R sob gestão da Abinee e monitoramento do grupo de trabalho GT-08 (Protocolo de Aplicação) da ABNT. O objetivo do projeto desse protocolo de comunicação era permitir a interoperabilidade entre os equipamentos de diversos fabricantes e entre diversas tecnologias de comunicação, possibilitando maior transparência para os agentes envolvidos (fabricantes, distribuidoras e consumidores) e permitindo a possibilidade de aproveitamento dos serviços que essas novas tecnologias podem oferecer. A primeira (e atualmente única) versão de SiBMA foi concluída em novembro de 2012.

A implementação desses instrumentos exige a participação do Inmetro, que deve ser o agente-verificador de cumprimento dos padrões de operação e manutenção dos medidores inteligentes. Mais do que isso, exige a participação do MME, Aneel, Abinee e ABNT, com implementação possível a partir de 2023.

Como destacado, a P&D é relevante diante da capacidade que esse instrumento tem para alavancar

a mobilização da indústria nacional no setor elétrico, facilitando o compartilhamento de informações e a identificação das necessidades de novas tecnologias ou novos equipamentos e produtos (FERRO, 2013). Adicionalmente, a pesquisa contribui para a definição ou o aprimoramento dos mecanismos regulatórios em temas emergentes.

No caso do setor elétrico brasileiro, a principal política pública de estímulo a inovação tecnológica é decorrente de Lei nº 9.991, de 24 julho de 2000, que obriga concessionárias, permissionárias e agentes autorizados a produzir energia elétrica e realizar investimentos mínimos em P&D regulados pela Aneel.

Uma modificação que poderia articular os instrumentos de P&D da Aneel é a criação de premiações dos projetos que se destacam em ideias inovadoras para os sistemas de transmissão.

Apesar de estar em estágio inicial de desenvolvimento, o Brasil é o país que mais investe em redes elétricas inteligentes e sistemas AMI na América Latina (CGEE, 2012). As principais iniciativas brasileiras de implantação de redes AMI são apoiadas pelos estudos de P&D coordenados pela Aneel. Entre eles, o projeto estratégico de P&D “Programa Brasileiro de Redes Inteligentes, Chamada 011/2010 da Aneel”, realizado em julho de 2010, teve papel importante na motivação dos atuais projetos-piloto.

Não obstante, ainda há focos de pesquisa a serem explorados. Por isso, propõe-se a criação de programas de P&D com o seguinte foco:

- Estudar tecnologias de comunicação para os sistemas avançados de medição, condicionadas às características da rede brasileira e considerando aspectos de criticidade, confiabilidade e resiliência;
- Avaliar aspectos fundamentais na política de implementação de medidores avançados, como certificação do Inmetro e da Anatel, e padronização, interoperabilidade e durabilidade (vida útil) das tecnologias/produtos.

Existe a necessidade de capacitação de profissionais e de mão de obra especializada em face das novas tendências tecnológicas. Da mesma forma, o Brasil precisa suprir a constante demanda por pesquisadores no meio acadêmico da área de energia. Com esses objetivos, propõe-se:

- Fomentar parcerias entre universidades, fabricantes e concessionárias de transmissão visando à implantação de protótipos de sistemas de medição fasorial, incluindo o processamento dos dados associados;
- Estabelecer cursos de formação técnica que permitam que profissionais brasileiros adquiram capacidade de desenvolver, montar e dar assistência a produtos relacionados aos sistemas PMU. As capacitações devem incluir cursos baseados no entendimento de regulamentos;
- Promover a construção de parcerias estratégicas com grandes fabricantes, objetivando a nacionalização de tecnologias para a transmissão em longas distâncias com foco na redução dos custos e no planejamento energético estratégico;
- Estimular a criação de grupos de trabalho entre órgãos institucionais, indústria e universidades para dar maior visibilidade às *backstop technologies* mencionadas neste relatório, permitindo compartilhar experiências, opiniões e informações técnicas;
- Melhorar o sistema de informação dos projetos de P&D do setor elétrico de forma a ter uma melhor disseminação das experiências realizadas e das informações coletadas pelo órgão regulador.

O Quadro 17 resume os instrumentos de política pública propostos para incentivo à adoção de MTD na T&D de energia elétrica.

Quadro 17 – Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção das MTD na T&D de Energia Elétrica

Medidas (Tecnologias)	Instrumentos
Sincrofasores	• Concessão de isenção de PIS/Cofins para aquisição de sincrofasores; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação de regime especial de tributação para sincrofasores; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Desenvolvimento de sistemas-piloto de sincrofasores nos quais todos os componentes do sistema (PMU, PDC, protocolos de comunicação e aplicativos) possam ser testados, com recursos captados junto ao BID e GCF; • Desoneração do imposto de importação de sincrofasores; • Estabelecimento de limites para emissões de GEE para o setor elétrico; • Estabelecimento de limites mais rigorosos para perdas de potência nos sistemas de transmissão; • Fomento à realização de estudos sobre tecnologias de comunicação para os sistemas avançados de medição, condicionadas às características da rede brasileira e considerando aspectos de criticidade, confiabilidade e resiliência; • Obrigatoriedade de contrapartidas para acesso ao “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção de sincrofasores; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de parte dos recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos no setor de T&D, e P&D visando o fortalecimento da cadeia de fabricação e manutenção de sincrofasores; • Realização de investimentos em P&D, com captação de recursos junto ao GEF, GCF e BID, para desenvolvimento de conteúdo local em sincrofasores; • Remuneração diferenciada para concessionárias que mantenham a rede de transmissão em estado ótimo e adotem MTD; • Revisão da regulamentação visando o repasse dos ganhos de efficientização somente após a amortização do investimento realizado na tecnologia.

Medidas (Tecnologias)	Instrumentos
Medidores inteligentes	• Concessão de isenção de PIS/Cofins para aquisição de medidores inteligentes; • Criação da linha de crédito “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”; • Criação de regime especial de tributação para medidores inteligentes; • Criação do “Plano Energia de Baixo Carbono”, visando à adoção de metas de redução de emissões no âmbito do setor elétrico; • Desburocratização da análise de financiamento por bancos públicos de fomento, tendo como contrapartida o cumprimento do arcabouço regulatório de baixo carbono; • Desoneração do imposto de importação de medidores inteligentes; • Elaboração de regulamento técnico-metrológico para medidores inteligentes pelo Inmetro; • Estabelecimento de limites para emissões de GEE para o setor elétrico; • Fomento à realização de estudos sobre tecnologias de comunicação para os sistemas avançados de medição, condicionadas às características da rede brasileira e considerando aspectos de criticidade, confiabilidade e resiliência; • Fortalecer o Inmetro como agente-indutor da implementação e verificação de cumprimento de padrões de O&M dos medidores inteligentes; • Obrigatoriedade de contrapartidas para acesso ao “Financiamento a empreendimentos – Finem Eficiência Energética no Setor Elétrico”, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção de medidores inteligentes; • Precificação de carbono a partir de 2025, com destinação de parte dos recursos oriundos da taxa de carbono para a realização de investimentos na formação de recursos humanos no setor de T&D, e P&D visando o fortalecimento da cadeia de fabricação e manutenção de medidores inteligentes; • Realização de cursos de formação técnica que permitam que profissionais brasileiros adquiram capacidade de desenvolver, montar e dar assistência a produtos relacionados a medidores inteligentes; • Realização de investimentos em P&D, com captação de recursos junto ao GEF, GCF e BID, para desenvolvimento de conteúdo local em medidores inteligentes; • Revisão da regulamentação visando o repasse dos ganhos de eficiência somente após a amortização do investimento realizado na tecnologia.

Fonte: Elaboração própria.



Considerações
finais

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo apresentou MTD que poderiam ser implementadas no setor de fontes renováveis de geração elétrica, representado pelos segmentos hidrelétrico, eólico, solar fotovoltaico centralizado (FV), solar-térmico (CSP), bioeletricidade e de transmissão e distribuição (T&D) de eletricidade, visando mitigar emissões de GEE (cenário BC) com relação a uma linha de base (cenário REF).

Para o setor hidroelétrico, foi avaliada a penetração das seguintes MTD no cenário BC: i) instalação de turbinas hidrocinéticas; ii) implementação de usinas reversíveis; iii) repotenciação das usinas existentes.

A produção de hidreletricidade no cenário BC é de 671 TWh em 2050, o que representa incremento de 20% com relação ao cenário REF. Esse aumento é explicado pela introdução de turbinas hidrocinéticas e usinas reversíveis.

Quanto à potência instalada, observou-se que a geração hidrocinética é a que apresenta o maior potencial de crescimento (40 GW em 2050). Isso, porém, só ocorreria a partir de 2030, quando a tecnologia estará mais desenvolvida. No período 2020-2030, a repotenciação de hidrelétricas é a tecnologia que permitiria o maior crescimento da potência instalada, sem considerar a construção de novas hidrelétricas. Assim, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios acrescentaria 3,95 GW, e a repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios até 7,42 GW de potência instalada, ambas até 2025.

No tocante à geração de energia, a repotenciação leve com motorização de alguns poços vazios acrescentaria 18.969 GWh, e a repotenciação pesada 35.792 GWh em 2025. As usinas reversíveis apresentaram a menor potência instalada e a menor geração de energia. Isso acontece porque a previsão de adição de 5 GW até 2040 visa apenas atender a ponta, gerando energia ao longo de apenas cinco horas diárias.

Observando as emissões evitadas pela adoção do cenário BC, constatou-se que a geração hidrocinética apresenta o maior potencial de abatimento até 2050, com 547 MtCO₂e, seguida pela repotenciação pesada com motorização de todos os poços vazios, com 247 MtCO₂e, e pela implementação de usinas reversíveis, com 59 MtCO₂e. Todavia, ao analisar os custos de mitigação, constata-se que a repotenciação é a única tecnologia próxima da custo-efetividade.

As principais barreiras à implementação da repotenciação de usinas hidrelétricas são a remuneração pela garantia física, que não necessariamente aumenta com a repotenciação, e o fato de que

ao aumentar a potência das usinas crescem os encargos sociais. Para removê-las, foram propostos os seguintes instrumentos de política pública, entre outros: i) implementação de uma regulação específica para a remuneração da repotenciação; ii) realização de leilões específicos para potência adicionada; iii) estabelecimento do preço-teto para a contratação da repotenciação como serviço ancilar.

No que se refere ao setor eólico, que está em franca expansão em termos de capacidade instalada no país, o cenário REF apontou que a geração atingiria seu pico em 2030, quando se aproximaria de 34.000 GWh/ano. Por sua vez, a potência máxima instalada seria alcançada em 2050, com 10 GW. Foi enfatizado que seria esgotado o potencial eólico em que a eletricidade poderia ser gerada a fatores de capacidade superiores a 35%. Esse potencial é exógeno ao modelo, e teve como base o Atlas Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), no qual o mesmo é mensurado a 50 metros de altura, com ventos superiores a 6 m/s e sistemas aerogeradores compatíveis.

O cenário BC foi construído a partir da revisão desses pressupostos, assumindo-se que: i) há um potencial eólico, atualmente, superior ao exposto por Amarante et al. (2001), uma vez que as tecnologias disponíveis atualmente conseguem extrair energia de ventos a alturas de 100 metros; ii) há um diferencial de geração eólica dado pela distinção entre a média tecnológica adotada no Brasil e a MTD no mundo. Assim, o cenário BC foi obtido a partir da estimativa do potencial eólico brasileiro a 100 metros de altura e considerando-se que, para a exploração desse potencial, são utilizados aerogeradores compatíveis com a MTD na atualidade para a extração de energia eólica a essa altura. Com a adoção do cenário, seria possível atingir uma geração máxima com recursos eólicos de 86.000 GWh/ano, enquanto a capacidade instalada da fonte atingiria 26.000 MW em 2050. Por fim, verificou-se que a adoção da MTD de aproveitamento eólico apresenta um potencial acumulado de mitigação de 246,6 MtCO₂e, com custo médio de 107 US\$/tCO₂ até 2050.

A implementação da MTD é inviável economicamente, e possui custos de capital significativos. O elevado custo de abatimento está relacionado com o nível de maturidade tecnológica, e com a necessidade de importação de componentes. Mais do que isso, responde aos altos custos de transação para obtenção de crédito visando cobrir os custos de capital. Foram identificadas barreiras adicionais à disseminação da geração eólica no Brasil: i) falta de transparência no que tange a metas de longo prazo para a inserção de fonte eólica; ii) inexistência de um marco regulatório claro para a fonte; iii) atrasos nas permissões de planejamento e assentamento de usinas; iv) falta de adequação das permissões e; v) atraso na obtenção de licenças para a conexão das usinas ao *grid*.

Para remover as barreiras econômicas, faz-se necessário estabelecer um marco regulatório para o setor que seja previsível, confiável e compatível com objetivos ambientais e sociais. O modelo de contratação via leilões tem se mostrado bem-sucedido no sentido de contratar a fonte eólica, respeitando o princípio de modicidade tarifária. Entretanto, as contratações deixaram de ser regulares, o que gerou insegurança para o investidor. Dessa forma, é adequado que o país mantenha esse formato de contratação, porém se mostrando mais constante em termos de quantidade contratada de energia eólica, assegurando demanda ao investidor do setor. Em linha com ABDI (2012), sugere-se a realização de ao menos um leilão de reserva para garantir mercado, e um leilão do tipo A-3 ao ano para regularizar a oferta com a demanda das distribuidoras.

Adicionalmente, a implementação de instrumento de precificação de carbono, assim como limites

para emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis, seriam fundamentais para a viabilização econômica da configuração eólica proposta junto ao cenário BC. Por fim, são propostos os seguintes instrumentos de política pública visando a adoção da MTD, entre outros: i) diminuição dos gargalos de infraestrutura, por meio da realização de investimentos em modais alternativos de transporte, em particular ferroviário, para locomoção de equipamentos de grande porte até as fazendas eólicas; ii) diminuição dos impostos de importação de componentes das torres eólicas; iii) diminuição dos custos de transação para concessão de financiamento, por bancos públicos de fomento, para fontes renováveis de geração de eletricidade; iv) realização de investimentos em P&D para aerogeradores mais aptos a operar nas condições brasileiras.

A avaliação dos potenciais e custos de abatimento da energia solar compreendeu as opções de geração fotovoltaica centralizada (FV) e solar-térmica (CSP).

No caso da energia solar FV, cumpre enfatizar que a opção é, em si mesma, uma tecnologia de emissão direta de GEE nula, para a qual não é possível a diferenciação entre tecnologias dos cenários REF e BC. Logo, as tecnologias nos cenários são as mesmas, no caso módulos de silício cristalino, tecnologia dominante no leilão de energia solar de 2014.

O cenário REF, relativo ao período até 2023, indicou uma expansão da geração de energia solar centralizada FV de 890 MW, em 2017, a 4.890 MW em 2025. Essa projeção foi alinhada com o Plano Decenal de Expansão 2023 (PDE 2023), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014). Relativamente ao período entre 2026 e 2050, não se verificou a entrada adicional da fonte na matriz elétrica.

Cumpre enfatizar que os cenários foram construídos no MSB8000, que é um modelo de otimização da oferta de energia que, para fins do projeto, segue a ótica do menor custo total do sistema energético para atendimento da demanda de energia (MCTIC, 2017a). Logo, o resultado demonstra que a geração fotovoltaica centralizada (FV) não é competitiva em um cenário REF, em função da desconsideração da adoção de políticas adicionais de mitigação como pressuposto do cenário (MCTIC, 2017a).

No cenário BC, a análise se restringiu a uma avaliação do custo de abatimento, comparando custos e emissões de usinas solar FV com o custo e as emissões médias do sistema elétrico, tal como representado pelo fator médio de emissão do *grid* brasileiro. Esta mesma metodologia também foi aplicada para tecnologia de geração solar-térmica (CSP). Os resultados indicaram a expansão da fonte, adicionalmente ao cenário REF, em 1.965 MWa (17,2 TWh) apenas em 2050. Tendo em vista a qualidade de irradiação solar regional, a expansão se deu apenas nas regiões Nordeste e Sudeste, com custo de abatimento elevado para o início do horizonte de projeção, que se reduz, contudo, diante do aumento do fator de emissão médio do *grid* brasileiro no período (MCTIC, 2017a), chegando a valores entre 70 US\$/tCO₂ e 84 US\$/tCO₂ em 2050 nas regiões Sudeste e Nordeste, respectivamente.

Também foram construídos cenários REF e BC para a geração heliotérmica, ou geração elétrica com concentradores solares (CSP).

O cenário REF, para o horizonte até 2025, desconsidera a entrada de empreendimentos CSP para geração elétrica centralizada, dada a inexistência de planta em operação, em construção ou contratada. Em função dessa premissa, e da lógica de modelagem integrada aplicada para o sistema energético

(MCTIC, 2017a), a linha base no horizonte de 2025 prolonga-se em circunstâncias similares também para o horizonte de 2050, ou seja, sem a presença de tecnologia CSP.

No cenário BC, foram avaliadas quatro MTD de geração elétrica CSP: i) planta CSP padrão, com cilindro parabólico de 50 MWe e 7,5 horas de armazenamento térmico (CSP-CP-50MW-7,5h); ii) usina de cilindro parabólico de 100 MWe, com 12 horas de armazenamento de calor (CSP-CP-100MW-12h); iii) usina de cilindro parabólico de 30 MWe hibridizada com biomassa de jurema-preta, cujo sistema de hibridização tenha capacidade de até 30% do bloco de potência (CSP-CP-30MW-BIO); iv) usina de torre solar com potência de 30 MWe, com 12 horas de armazenamento de energia em um sistema ativo e direto (CSP-TS-30MW-12h). Semelhantemente ao cenário REF, os resultados da simulação não indicaram a entrada de tecnologia CSP no cenário BC. No entanto, foi possível calcular os custos e potenciais de abatimento das plantas analisadas:

- CSP-CP-50MW-7,5h – O custo é de 621 US\$/tCO₂e, e o potencial de mitigação de 27,4 MtCO₂e;
- CSP-CP-100MW-12h – Custo de 301 US\$/tCO₂e, e potencial de mitigação de 55,1 MtCO₂e;
- CSP-CP-30MW-BIO – Essa usina apresenta fator de emissão de GEE nulo, portanto, sempre menor do que o fator médio de emissão do sistema elétrico brasileiro ao longo de todo o horizonte. Isso acontece porque esse tipo de MTD usa 100% de energia renovável, ou seja, irradiação solar direta e biomassa. O custo é de 145 US\$/tCO₂e, e o potencial de mitigação de 89,4 MtCO₂e;
- CSP-TS-30MW-12h – Custo de 793 US\$/tCO₂e, e potencial de mitigação de 73,7 MtCO₂e.

As principais barreiras e instrumentos de política pública para difusão das tecnologias de aproveitamento solar foram avaliadas. Os custos de abatimento demonstram que a geração fotovoltaica centralizada (FV) e solar-térmica (CSP) ainda não são competitivas em livre mercado. Mais do que isso, é alto o custo da energia gerada a partir dessas opções tecnológicas. Embora os custos de O&M sejam baixos, há pouca mão de obra qualificada para prestação do serviço no Brasil.

Por outro lado, os custos de investimento das duas opções de geração a partir do aproveitamento solar são altos, o que em conjunto com o baixo fator de capacidade resulta em custo nivelado de eletricidade significativo. Deve-se ainda levar em consideração o custo de instalação. Devido à falta de experiência, à baixa penetração e à falta de instituições de formação técnica na área solar FV e CSP, este custo se mostra relativamente mais alto que em mercados maduros. Em nível tecnológico, cumpre enfatizar que as células FV necessitam de *wafers* de silício de altíssima pureza, que não são fabricadas no país. No caso da tecnologia CSP, não há produção interna de componentes específicos para os concentradores solares. E, ao nível regulatório e de mercado, tem-se que o atual sistema de leilões de contratação de energia não considera as externalidades positivas associadas às tecnologias CSP e FV.

A remoção destas barreiras, com consequente potencialização dos cobenefícios associados, tais como a geração de emprego e renda associada à implementação das plantas e criação de conteúdo local de componentes de painéis FV e CSP, demanda a elaboração dos seguintes instrumentos de política pública: i) diminuição de alíquotas de importação de componentes e módulos de painéis FV e concentradores solares; ii) criação da linha de crédito “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; iii) obrigatoriedade de contrapartidas para acesso ao “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção

de painéis FV e concentradores CSP; iv) adoção do sistema de bônus para serviços ancilares; v) promoção de leilões específicos de energia solar fotovoltaica, com inserção de critérios de conteúdo local de equipamentos; vi) promoção de leilões específicos para a tecnologia CSP com limitação da fração da energia gerada através de combustíveis de *backup*; vii) precificação de carbono a partir de 2025; viii) estabelecimento de limites de emissões de GEE em plantas termelétricas a combustíveis fósseis.

Bioeletricidade compreende a geração elétrica a partir de biomassa, tipicamente resíduos agroindustriais e lenhosos.

No cenário REF, foi considerada usinas termelétricas (UTE) com capacidade de 30 MW, com caldeira de leito fixo que opera com condições de vapor de 65 bar e 480°C. Constatou-se que capacidade instalada crescerá até 2,9 GW em 2030, não havendo acréscimos de usinas a biomassa entre 2031 e 2050.

Assim como no cenário REF, consideraram-se UTE com capacidade de 30 MW no cenário BC. Como tecnologia, foi admitida uma caldeira de leito fluidizado cujo ciclo a vapor opera a 90 bar e 520°C, o que faria com que a UTE atingisse eficiência total de 32% (HOFFMANN, 2013). Relativamente à redução de emissão de GEE, para biomassa assumiu-se fator de emissão igual a zero, dado que, durante seu crescimento, a biomassa absorve o CO₂ que emite na combustão. As emissões de GEE de uma UTE a biomassa consistem, então, somente de emissões de CH₄ e N₂O.

A capacidade instalada projetada para o cenário BC se mostrou ligeiramente acima da capacidade do cenário REF devido ao aumento na eficiência da MTD, qual seja de 3,0 GW em 2030. Em seguida, o potencial e o custo de abatimento decorrentes da adoção de MTD foram calculados.

Inicialmente, não foram contabilizadas as emissões de CH₄ e N₂O, pressupondo que seriam as mesmas para ambos os casos de combustão. Neste caso, o potencial acumulado é de 2,4 MtCO₂. Em seguida, foram consideradas as emissões de CH₄ e N₂O, assumindo que seriam inferiores em caldeiras de leito fluidizado devido ao fato de as caldeiras realizarem uma combustão mais completa. O potencial de mitigação é de 14,5 MtCO₂e. Os custos de abatimento no primeiro e segundo casos são de 104,9 US\$/tCO₂ e 74,5 US\$/tCO₂, respectivamente.

Constatou-se uma introdução apenas incremental da geração elétrica nos cenários REF e BC. Esse resultado pode ser explicado pela existência de inúmeras barreiras à difusão de UTE a biomassa. Regra geral, o setor do agronegócio tende a ser conservador e pouco familiarizado com oportunidades e benefícios decorrentes da valorização de biomassa por meio da geração de energia elétrica. Assim, frequentemente, as palhas e outros coprodutos agrícolas não são coletados no campo, e os resíduos agroindustriais são processados em sistemas de baixa eficiência em caldeiras de baixa pressão e temperatura com elevada extração de vapor.

Para melhorar o entendimento e a compreensão dos atores privados e tomadores de decisão, é importante desenvolver programas de informação sobre dados técnicos e custos associados a cadeias de conversão de biomassa, assim como identificar os principais entraves tecnológicos e estratégias para os superar.

É também relevante salientar os benefícios ambientais e socioeconômicos decorrentes da

implementação de tecnologias avançadas, sobretudo a criação de novos postos de trabalho em regiões rurais e geração de maior valor agregado mediante o uso produtivo de biomassa.

A implementação de cadeias de valorização de biomassa requer mão de obra qualificada no setor agrícola, e especialistas em processos industriais de conversão de cadeias avançadas de biomassa. Nessa ótica, a União da Indústria de Cana-de-açúcar (Unica) e o governo do estado de São Paulo iniciaram, em 2009, um programa para valorizar as melhores práticas trabalhistas agrícolas, denominado Projeto RenovAção. Trata-se de um programa de treinamento que prevê a formação de trabalhadores rurais para novas funções nas próprias usinas ou direcionados para outras atividades da economia. Outros programas semelhantes deveriam ser promovidos para a formação de técnicos qualificados em processos bioquímicos e termoquímicos de conversão de biomassa.

A opção de geração elétrica a biomassa demonstrou-se inviável economicamente. Ademais, demanda a realização de significativo volume de investimento para implementação das UTE. Duas medidas transversais de incentivo a fontes renováveis de geração de eletricidade poderiam auxiliar na remoção destas barreiras: i) criação da linha de crédito “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; ii) precificação de carbono a partir de 2025. Em nível regulatório, é preciso incentivar a realização de leilões específicos, com preços-teto diferenciados, para UTE a biomassa. Em seguida, é preciso sinalizar que serão implementados limites de emissões para a geração termelétrica a combustíveis fósseis. Também é preciso garantir o suprimento da biomassa para as UTE contratadas nos leilões, por meio de: i) fomento à criação de cooperativas de coleta de biomassa; ii) elaboração de contratos e seguros de suprimento de biomassa entre produtores agrícolas, cooperativas de coleta de biomassa e UTE, como critério para concessão de crédito agrícola e de custeio de capital nas plantas industriais.

Por fim, foi avaliado o potencial de redução de emissões de GEE decorrente da efficientização dos sistemas de T&D de energia elétrica.

O estudo apresentou as principais tecnologias para aumentar a eficiência dos sistemas de T&D. No cenário BC, foi considerada a implementação do sistema de sincrofasores (PMU) nas linhas de transmissão, e nos sistemas de distribuição foi avaliada a instalação de medidores inteligentes.

Dentre as tecnologias descritas, a tecnologia de sincrofasores apresenta potencial acumulado de abatimento de 3,1 MtCO₂ até 2050 e custo de 1.030 US\$/tCO₂. A tecnologia de medidores inteligentes é a que apresenta o maior potencial de economia de energia, que se reflete em redução nas emissões de 15,4 MtCO₂ acumulados até 2050, porém a alto custo, qual seja de 24.185 US\$/tCO₂. Apesar disso, pode compensar pela redução significativa das perdas não técnicas e dos custos com equipe e deslocamento para manutenção das redes de distribuição.

Adicionalmente, foram propostos instrumentos de política pública para o incentivo da implantação das medidas tecnológicas mencionadas. Mostrou-se uma análise das características e oportunidades que as atividades de baixo carbono poderiam trazer para os sistemas de T&D. Destaque-se que, na abordagem empregada, interpretou-se que melhorando a eficiência desses sistemas, ou seja, diminuindo os níveis de perdas de energia, haveria abatimento das emissões de GEE relacionadas. Da mesma forma, foram apresentadas as principais barreiras de mercado que

dificultam a participação em níveis razoáveis dessas tecnologias. Destacaram-se barreiras econômicas, ora refletidas nos custos de abatimento.

A partir das barreiras levantadas, os principais instrumentos propostos foram: i) desenvolvimento de sistemas-piloto de sincrofasores nos quais todos os componentes do sistema (PMU, PDC, protocolos de comunicação e aplicativos) possam ser testados; ii) fomento à realização de estudos sobre tecnologias de comunicação para os sistemas avançados de medição, condicionadas às características da rede brasileira e considerando aspectos de criticidade, confiabilidade e resiliência; iii) realização de cursos de formação técnica que permitam que profissionais brasileiros adquiram capacidade de desenvolver, montar e dar assistência a produtos relacionados aos sistemas PMU e redes inteligentes; iv) fortalecer o Inmetro como agente-indutor da implementação e verificação de cumprimento de padrões de O&M dos medidores inteligentes; v) criação de regimes especiais de tributação para medidores inteligentes; vi) criação da linha de crédito “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”; iii) obrigatoriedade de contrapartidas para acesso ao “Finem – Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica”, entre as quais capacitação da mão de obra em instalação e manutenção de sincrofasores e medidores inteligentes.

É importante ressaltar que esse estudo apresenta algumas limitações. Primeiramente, por se tratar de uma modelagem setorial, os potenciais de mitigação das medidas apresentadas não podem ser vistos como potenciais aditivos, ou seja, a soma do potencial de mitigação de cada medida não pode ser designada como o potencial de mitigação total dos setores. Para analisar o potencial de cada medida, é preciso definir um ponto de partida, que no caso desse estudo foi o cenário REF. No entanto, ao se implementar uma nova medida, tem-se um novo cenário, diferente do cenário base. Dessa forma, o potencial de mitigação para a implementação de qualquer nova medida parte de um novo referencial. Uma análise mais aprofundada e completa acerca dos potenciais reais de mitigação só é possível por meio de uma modelagem integrada (MCTIC, 2017a).

Além disso, o estudo destaca opções tecnológicas de mitigação de GEE que muitas vezes são consideradas tecnologias de ponta, ou tecnologias de bancada, cujo desenvolvimento ainda é feito por apenas alguns países e cujo custo ainda é considerado proibitivo. Sendo assim, algumas questões como a aplicabilidade dessas tecnologias no cenário nacional e o custo -Brasil não foram consideradas aqui. Devido à necessidade de importação de diversas tecnologias, ou mesmo de componentes para que se inicie uma indústria local, às altas taxas de juros para a realização de financiamentos e às constantes variações cambiais, a implementação dessas tecnologias de mitigação se torna difícil. Visando considerar essas questões, procurou-se elencar as principais barreiras e propor políticas públicas que fomentem a implementação das MTD. Procurou-se destacar as melhores tecnologias disponíveis mundialmente para os segmentos de fontes renováveis de geração de energia elétrica, a fim de entender como elas poderiam contribuir para a mitigação desses setores.

Por fim, outra limitação deste estudo resulta das projeções econômicas consideradas na construção dos cenários. Para tratar essa questão, tendo em vista a transversalidade e a relevância das variáveis macroeconômicas para os cenários setoriais de emissões, no âmbito da modelagem integrada, foi considerada uma segunda visão de crescimento setorial do PIB, que considera efeitos recentes do contexto econômico nacional (MCTIC, 2017a).



Referências

REFERÊNCIAS

- ACCIONA. *Product line – AW3000 Platform*. 2014. Disponível em: <<http://www.aw3000.com/Bigger>>. Acesso em: 15 jul. 2014.
- ADAMIAK, M.; PREMERLANI, W.; KASZTENNY, D. B. Synchrophasors: Definition, measurement, and application. In *Proceedings of the 59th Annual Georgia Tech Protective Relaying*. Atlanta, GA: GE Digital Energy, p. 57-62, 2005.
- AGÊNCIA ELETRONORTE. *Governo britânico investe em levantamento do potencial hidrocínético nas hidrelétricas Samuel e Curuá-Una*. 2015. Disponível em: <<http://agencia.eletronorte.gov.br/site/2015/08/20/governo-britanico-investe-em-levantamento-do-potencial-hidrocinetico-nas-hidretricas-samuel-e-curu-a-una/>>. Acesso em: 20 out. 2015.
- AHMAD, S. Smart metering and home automation solutions for the next decade. In *Emerging Trends in Networks and Computer Communications (ETNCC)*. INTERNATIONAL CONFERENCE ON RAJASTHAN, India: IEEE, p. 200-204, 2011.
- ALSTOM. *ECO 100 Platform*. 2014b. Disponível em: <<http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/eco-100-wind-turbine-platform.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2014.
- _____. *ECO 80 Platform*. 2014a. Disponível em: <<http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/eco-80-wind-turbine-platform.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2014.
- AMARANTE, O. A. et al. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. Brasília: Ministério de Minas e Energia/Eletrobras, 2001.
- ARCE, P. et al. Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. *Applied Energy*, v. 88, n. 8, p. 2764-2774, ago. 2011.
- ARDIZZON, G.; CAVAZZINI, G.; PAVESI, G. A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 31, p. 746-761, mar. 2014.
- ARGÉLIA. Ministère de l'Energie et des Mines da République Algérienne Démocratique et Populaire – MEM-ALGERIENNE. *Décret Exécutif n. 094-92*, 2004.

ARVIZU, D. et al. *Special report on renewable energy sources and climate change mitigation SRREN*: Chapter 3. Direct Solar Energy. Cambridge e New York: IPCC, 2011. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de/>>. Acesso em: 22 set. 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA – ABINEE (Brasil). *Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira*. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 5 jun. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADEE (Brasil). *Redes elétricas de energia*. 2015. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/re-des-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 1 out. 2015.

_____. *A distribuição de energia*. Setor de Distribuição. 2014. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 24 out. 2015.

BALAGOPAL, B.; PARANIKAS, P.; ROSE, J. *What's next for alternative energy?* Boston: The Boston Consulting Group (BCG), 2010. Disponível em: <<http://www.bcg.com/documents/file65187.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2014.

BANCO MUNDIAL. *Electric power transmission and distribution losses (%)*. 2014. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.KH>>. Acesso em: 15 jul. 2014.

BARLEV, D.; VIDU, R.; STROEVE, P. Innovation in concentrated solar power. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 95, n. 10, p. 2703-2725, out. 2011.

BARNES, F. S. et al. *Large Energy Storage Systems Handbook*. London: CRC Press, 2017.

BAYOD-RÚJULA et al. Environmental assessment of grid connected photovoltaic plants with 2-axis tracking versus fixed modules systems. *Energy*, v. 36, p. 3148-3158, apr. 2011.

BEHAR, O.; KHELLAF, A.; MOHAMMEDI, K. A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 23, p. 12-39, jul. 2013.

BELMANS, R. et al. *The potential for global energy savings from high efficiency distribution transformers*. 2005. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.549.3044&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em 14 set. 2015.

BELUCO, A. Três locais para implantação de usina hidrelétrica reversível ao sul dos Aparados da Serra, no litoral norte do RS. *Revista PCH Notícias & SHP NEWS*, n. 52, 2012.

BERGH, C. *Energy efficiency in the South African crude oil refining industry: Drivers, barriers and opportunities* (MSc Sustainable Energy Engineering). University of Cape Town, South Africa. 2012. Disponível em: <http://www.crses.sun.ac.za/files/research/completed-research/other/thesis_bergh_energyefficiency.pdf>. Acesso

BERMANN, C.; VEIGA, J. R. C. DA; ROCHA, G. S. *A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental*. Brasília: WWF Brasil, 2004.

BEYLOT, A. et al. Environmental impacts of large-scale grid-connected ground-mounted PV installations. *Renewable Energy*, v. 61, p. 2-6, jan. 2014.

BLACK & VEATCH. *Cost and performance data for power generation technologies*. 2012. Disponível em: <<http://bv.com/docs/reports-studies/nrel-cost-report.pdf>>. Acesso em: 7 jul. 2014.

BLOEM, H. et al. *Renewable energy snapshots 2010: JRC scientific and technical reports*. Ispra, Italia: Europea Commission, Institute for Energy, 2010. Disponível em: <http://www.aperca.org/temp/pdf/Ren_snapshots_eur_2010.pdf>. Acesso em: 22 set. 2011.

BOLINGER, M.; WISER, R. Understanding wind turbine price trends in the U.S. over the past decade. *Energy Policy*, 42, p. 628-641, 2012.

BRANDÃO, R.; ZAMBONI, L. Experiências europeias de políticas para promoção de redes inteligentes e desafios para o Brasil. *Canal Energia*. 2015.

BRASIL JÚNIOR, A. C. P. et al. *Turbina hidrocinética geração 3*. 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/citenel2007/pdf/it46.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2015.

BRASIL. Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial – ABDI. *Avaliação das perspectivas de desenvolvimento tecnológico para a indústria de bens de capital para energia renovável* (PDTs-IBKER). 2012. Disponível em: <<http://www.abdi.com.br/Paginas/estudo.aspx>>. Acesso em: 25 mar. 2014.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Resolução n. 112*. 1999. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/legislacao/ANEEL112.PDF>>. Acesso em: 14 out. 2014.

_____. *Resolução n. 265*. 2003. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2013.

_____. *Resolução Normativa n. 270*. 2007. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2007270.pdf>>. Acesso em: 4 out. 2014

_____. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689>. Acesso em: 15 jul. 2014.

_____. *Energia no Brasil e no mundo – Características gerais*. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf>. Acesso em: 10 out. 2014.

_____. *Nota Técnica n. 0075/2011-SRD/ANEEL*. 2011. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0075_DANIEL_SRD.pdf>. Acesso em: 24 out. 2015.

_____. *Nota Técnica n. 026/2011-SRG/ANEEL*. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/hotsite/arr/NT026.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2015.

_____. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2&idiomaAtual=0>>. Acesso em: 30 jul. 2014.

_____. *BIG – Banco de Informações de Geração*. 2014a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 jun. 2014.

_____. *Processo 48500.005475/2014-91 da Aneel*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/arquivos/48500.005475.2014.91.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2014b.

_____. *Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica*. 2014c. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_4_1.htm>. Acesso em: 10 out. 2014.

_____. *Qualidade do serviço*. 2014d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>>. Acesso em: 15 out. 2014.

_____. *Procedimentos de Distribuição Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 24 out. 2015.

_____. *Editais de transmissão*. Espaço do Empreendedor. 2015b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=54&idPerfil=5>>. Acesso em: 1 set. 2015.

_____. *Tarifas – Agentes do setor elétrico*. Espaço do Empreendedor. 2015c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=494&idPerfil=5>>. Acesso em: 1 set. 2015.

_____. *Chamada n. 019/2015 – Projeto estratégico: Desenvolvimento de tecnologia nacional de geração heliotérmica de energia elétrica*. Brasília: Aneel, 2015d.

_____. *Aneel aprova edital do 2º Leilão de Energia de Reserva 2015*. 2015e. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3DluOligDg%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=14619943&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=aneel-aprova-edital-do-2-leilao-de-energia-de-reserva-de-2015&inheritRedirect=true>. Acesso em: 16 maio 2016.

_____. *BIG – Banco de Informações de Geração*. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 jun. 2017.

BRASIL. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. *Condições de financiamento*. 2014a. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/>

Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_geracao_renovavel.html>. Acesso em: 10 jul. 2014.

_____. *Consulta a fabricantes e equipamentos credenciados*. 2014b. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Ferramentas_e_Normas/Credenciamento_de_Equipamentos/consulta.html>. Acesso em: 10 jul. 2014.

_____. *Plano Conjunto BNDES-Finep de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – PAISS*. 2015. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Inovacao/paiss/>. Acesso em: 10 ago. 2015.

BRASIL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. *Laboratório de Ultra-Alta Tensão Externo*. 2014. Disponível em: <<http://www5.cepel.br/main.jsp?lumaPageId=21CF888C40B3FFEF-0140B721A38B5DD8&CodLaboratorio=21CF888C440C6A80014454A42F824EC4&lumItemId=21CF-888C440C6A80014454A437EC4EC7>>. Acesso em: 24 out. 2015.

BRASIL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Edição Revisada e Atualizada. 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro>>. Acesso em: 5 jun. 2014.

BRASIL. *Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004*. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 15 abr. 2015.

BRASIL. Eletrobras. *Nosso negócio, geração, sistemas isolados*. 2012. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/main.asp?Team=%7BF6839649-9BFF-4C62-A77C-21863DBA3F48%7D>>. Acesso em: 24 out. 2015.

_____. *Parques hidrelétricos hidrocinéticos fluviais são tema de seminário*. 2014. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISEB7EA1A1ITEMID8BF5B06B934B46CA96F75E42935C4A2DPTBRIE.htm>>. Acesso em: 24 out. 2015.

_____. *Planejamento de sistemas de distribuição*. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus Ltda., Centrais Elétricas Brasileiras S.A., 1982.

_____. *Resultado Final Chamada Pública 002/2015 – Chamada Pública para Captação de Parceria para o Projeto de Pesquisa em Tecnologia Hidrocinética em Andamento na Eletronorte*. 2015b. Disponível em: <http://www.eletronorte.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/pilares/tecnologia/pepd/Resultado_Final_da_Chamada_Publica_Edital_02_2015.pdf>. Acesso em: 30 out. 2015.

_____. *Sistemas hidrocinéticos*. 2015. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISB03EC78AITEMID75207B99A50F4C85845722B8FB4FE833PTBRIE.htm#SistemasHidrocineticos>>. Acesso em: 24 out. 2015.

_____. *UnB e Eletronorte inventam hidrelétrica portátil*. 2008. Disponível em: <http://www.eln.gov.br/opencms/opencms/modulos/noticia/noticia_0167.html?uri=/modulos/home_noticias.html>. Acesso em: 24 out. 2015.

BRASIL. Eletronorte. *Edital 002/2015 – Chamada Pública para Captação de Parceria para o Projeto de Pesquisa em Tecnologia Hidrocinética em Andamento na Eletronorte*. 2015a. Disponível em: <http://www.eletronorte.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/pilares/tecnologia/pepd/Edital_02_-_2015.pdf>. Acesso em: 15 out. 2015.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira*. Nota Técnica EPE. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

_____. *Anuário estatístico de energia elétrica 2013*. 2013a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/20130909_1.pdf>. Acesso em: 24 out. 2014.

_____. *Leilão de Energia A-3/2013*: Fontes eólica e solar lideram inscrições no leilão de energia para o ano de 2016. 2013b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20130905_1.pdf>. Acesso em: 17 maio 2015.

_____. *Leilão de Energia A-3/2013*. 2013c. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20131112_1.pdf>. Acesso: 14 out. 2017.

_____. *Balanço Energético Nacional 2013*. 2014a. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/default2013.aspx>>. Acesso em: 2 jul. 2014.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2014-2023*. 2014b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 24 out. 2014.

_____. *Leilão de Energia A-5/2014*: Leilão A-5 cadastra mais 74 projetos após adiamento. 2014c. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/INFORME%20%C3%80%20IMPREENSAA5.pdf>>. Acesso em: 27 jan. 2015.

_____. *Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica – Expansão da geração – Empreendimentos heliotérmicos*. Brasília: MME/EPE, 2014d.

_____. *Balanço Energético Nacional 2016*. 2017. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/default2013.aspx>>. Acesso em: 2 jul. 2017.

_____. *Estudos para licitação da expansão da transmissão – Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pinto e reforços do SIN*. 2011. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Transmissao/Documents/Sistema%20de%20transmiss%C3%A3o%20do%20Teles%20Pires/EPE-DEE-RE-050-2011-r1.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2014.

_____. *Expansão da geração – 1º leilão de energia de reserva de 2015 – Participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: Visão Geral*. N. EPE-DEE-127/2015-r0. 24 de setembro de 2015. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

_____. *Plano Decenal de Energia 2030*. 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano%20Nacional%20de%20Energia%20E2%80%9320PNE/Estudos_12.aspx?CategoriaID=346>. Acesso em: 1º jul. 2014.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

_____. *Repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas*. 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20081201_1.pdf>. Acesso em: 3 jul. 2014.

BRASIL. Financiadora de Projetos e Pesquisas – FINEP. *Plano BNDES-Finep de Apoio à Inovação dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico*. 2014. Disponível em: <<http://finep.gov.br/apoio-e-financiamento-externa/programas-e-linhas/programas-inova/paiss>>. Acesso em: 10 ago. 2015.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI. *Brasil investe na pesquisa de biodiesel a partir de microalgas*. 2014. Disponível em: <http://www.mcti.gov.br/visualizar?p_p_auth=JS6smCuI&p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_101_struts_action=/asset_publisher/view_content&_101_assetEntryId=185649&_101_type=content&_101_urlTitle=brasil-inv>. Acesso em: 8 ago. 2015.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC. *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*. MCTIC, 2017a.

_____. *Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no acordo de Paris*. 2017b. Disponível em: <http://sirene.mcti.gov.br/documents/1686653/2098519/Trajetorias-Ebook-b_final.pdf/29c11698-b71d-4009-850c-a162090e1108>. Acesso em: 18 dez. 2017.

_____. *Modelagem setorial de de opções de baixo carbono para o setor de edificações*. MCTIC, 2017c.

_____. *Modelagem setorial de de opções de baixo carbono para o setor de biocombustíveis*. MCTIC, 2017d.

_____. *Modelagem setorial de de opções de baixo carbono para o setor de termelétricas e term nucleares*. MCTIC, 2017e.

_____. *Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima*. Brasília: MCTIC, 2016.

BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Conheça o sistema*. 2011. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 4 ago. 2014.

_____. *Dados Relevantes de 2012*. 2012. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2012/07-02-Extensao-das-Linhas-de-Transmissao-do-SIN-km.html?expanddiv=07>. Acesso em: 30 jul. 2014.

_____. *Inventário de dados técnicos de aproveitamentos hidroelétricos*. 2014a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/operacao/hidrologia.aspx>>. Acesso em: 20 jul. 2014.

_____. *O setor elétrico*. Visão geral da ONS. 2014b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx>. Acesso em: 25 out. 2015.

_____. *Mapas do SIN*. 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em: 24 out. 2015.

_____. *Plano de ampliações e reforços nas instalações de transmissão do SIN*. Rio de Janeiro: ONS, 2014c.

BRASIL. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL. 2005. *Avaliação do mercado de eficiência energética do Brasil*. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/services/procel-info/Simuladores/DownloadSimulator.asp?DocumentID=%7B2FC65B57-33B1-47F7-AB3A-E44B1A18DF-5D%7D&ServiceInstUID=%7B5E202C83-F05D-4280-9004-3D59B20BEA4F%7D>>. Acesso em: 14 abr. 2018.

BRAUN, F. G. et al. Holding a candle to innovation in concentrating solar power technologies: A study drawing on patent data. *Energy Policy*, v. 39, n. 5, p. 2441-2456, 2011.

BRESSAN FILHO, A. A geração termoelétrica com a queima do bagaço de cana-de-açúcar no Brasil – Análise do desempenho da safra 2009-2010. Brasília: Conab, 2011.

BROOKS, M.; MILLS, I.; HARMS, T. Performance of a parabolic trough solar collector. *Journal of Energy in Southern Africa*, v. 17, n. 3, 2006.

BTM CONSULT APS. *International wind energy development*. World Market Update 2009. Ringkøbing, Denmark: BTM Consult APS, 2010.

_____. *World Market Update*. Ringkøbing, Denmark: BTM Consult APS, 2011.

BURGI, A. *Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais*. 2013. 157 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: 2013.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE (Brasil). Entenda os Leilões. 2011. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=57ca9f733d60b-010VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em: 1 dez. 2011.

_____. *Leilões*. 2014. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afzLoop=971006540081000%40%3F_afzLoop%3D971006540081000%26_adf.ctrl-state%3D8xq3dh9ug_4>. Acesso em: 10 jul. 2014.

CAMARGO-SCHUBERT et al. *Atlas eólico: Bahia – dados do modelo mesoescala fornecidos por AWS Truepower*. Curitiba: Camargo Schubert; Salvador: SECTI; SEINFRA: CIMATEC/SENAI, 2013.

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, 2015.

CARBON TRUST. *Offshore wind power: Big challenge, big opportunity*. The Carbon Trust, London, UK, 2008.

CARVALHO, A. P. S. D. *Análise técnico-econômica de linhas de tensão em corrente contínua em alta tensão: estudo de caso*. Monografia. Escola Politécnica – Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

CAVADOS, G. A. *Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região nordeste*. 2015. 98 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

CEARÁ. Secretaria de Infraestrutura – SEINFRA. *Atlas do Potencial Eólico*. Fortaleza: Seinfra, 2001.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE (Brasil). *Redes elétricas inteligentes: Contexto nacional*. 2012. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/publicacoes/documentos_tecnicos.php>. Acesso em: 29 ago. 2015.

CENTRO NACIONAL DE REFERÊNCIA DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS – CERPCH. WORKSHOP DE TECNOLOGIAS PARA USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS – CESPE HEDAIDI ENGENHARIA. 29 DE outubro de 2012, Itajubá/MG. Os desafios para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil. 2012. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/revistas/55/hidro-hydro-55-pag32a33.pdf>>. Acesso em: 22 ago. 2015.

CHOVAU, S.; DEGRAUWE, D.; VAN DER BRUGGEN, B. Critical analysis of techno-economic estimates for the production cost of lignocellulosic bio-ethanol. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, p. 307-321, 2013.

CIPOLLONE, R.; CINOCCA, A.; GUALTIERI, A. Gases as Working Fluid in Parabolic Trough CSP Plants. *Procedia Computer Science*, v. 19, p. 702-711, 2013.

CODA, B. et al. Slagging Behavior of Wood Ash under Entrained-Flow Gasification Conditions. *Energy & Fuels*, v. 21, p. 3644-3652, 2007.

COMISSION DE RÉGULATION DE L' ÉNERGIE. *CRE Supports the generalisation of Linky Meters*. France: CRE, 2011.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG. 2014. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/Paginas/cemig_desenvolve_transformador_verde.aspx>. Acesso em: 5 jul. 2014.

_____. *Atlas Eólico: Minas Gerais*. Belo Horizonte: Cemig, 2010.

CONVERGÊNCIA DIGITAL. 2013. Disponível em: <<http://convergenciadigital.uol.com.br/cgi/cgilua.exe/sys/start.htm?infoid=34907#VGX25vnF8Fe>>. Acesso em: 10 jul. 2014.

COT, A. et al. Termosolar Borges: A thermosolar hybrid plant with biomass. PROCEEDINGS VENICE 2010, THIRD INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ENERGY FROM BIOMASS AND WASTE. Venice, Italy; 8-11 November 2010, Environmental Sanitary Engineering Centre, 2010.

COUTO, L. et al. Promoting social development in Brazil's semiarid region through solar-thermal power plants. GLOBAL CLEANER PRODUCTION & SUSTAINABLE CONSUMPTION CONFERENCE. Barcelona, Spain; 4-7 December 2015, Global Cleaner & Production, 2015.

COUTO, L. *Mensuração de impacto socioeconômicos de projetos energéticos renováveis no Brasil: um estudo de caso para energia heliotérmica*. 2016. 132 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

CROSSLEY, D. *Advanced metering for energy supply in Australia*. Sydney: Energy Futures Australia Pty Ltd., 2007.

CSP TODAY. *Global Tracker CSP Today* – CSP TODAY. 2014. Disponível em: <<http://beta.csptoday.com/tracker/projects>>. Acesso em: 11 mar. 2014.

CSP WORLD. *CSP World Map*. 2014. Disponível em: <<http://www.csp-world.com/cspworldmap>>. Acesso em: 3 dez. 2014.

CURRÁS, T. A. *Barriers to investment in energy saving technologies: Case study for the energy intensive chemical industry in the Netherlands* (MSc Sustainable Development). University of Utrecht, Netherlands. 2010. Disponível em: <<ftp://ftp.ecn.nl/pub/www/library/report/2010/o10022.pdf>>. Acesso

D'ARAUJO, R. P. *Setor elétrico brasileiro – Uma aventura mercantil*. 1. ed. Brasília: Coronário Editora Gráfica Ltda., 2009.

DAVILA-VILCHIS, J. M.; MISHRA, R. S. Performance of a hydrokinetic energy system using an axial-flux permanent magnet generator. *Energy*, v. 65, p. 631-638, 1 fev. 2014.

DEANE, J. P.; Ó GALLACHÓIR, B. P.; MCKEOGH, E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 4, p. 1293-1302, maio 2010.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE – DGS. *Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects and engineers*. United Kingdom: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (German Solar Energy Society), 2005.

DOLEZAL, R. *Kombinierte Gas – und Dampfkraftwerke*. 1. ed. Berlin Heidelberg, Springerverlag, 2001.

DUKE ENERGY. *Renováveis aproximam mercado de armazenamento de energia* – Canal Energia. 2015. Disponível em: <<http://www.duke-energy.com.br/Paginas/DetalheNoticia.aspx?itemListaID=1119>>. Acesso em: 7 out. 2015.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. *2009 Update of EPRI's assessment of water-power potential and development needs*. 2009. Disponível em: <http://www.hydroreform.org/sites/default/files/Bahleda_Update_of_EPRI_Assessment.pdf>. Acesso em: 17 out. 2014.

_____. *Assessment and mapping of the riverine hydrokinetic resource in the continental United States*. 2012. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/12/f5/riverine_hydrokinetic_resource_assessment_and_mapping.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2014.

_____. *Assessment of waterpower potential and development needs*. 2007. Disponível em: <<http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2010/08/EPRI-Assessment-of-Waterpower-Potential-and-Development-Needs.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2014.

_____. *North America Tidal In-Stream Energy Conversion Technology Feasibility Study*. 2006a. Disponível em: <http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/008_Summary_Tidal_Report_06-10-06.pdf>. Acesso em: 6 nov. 2014.

_____. *Phasor Measurement Unit (PMU) Implementation and Applications*. 2007. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001015511>>. Acesso em: 8 nov. 2014.

_____. *Program on technology innovation: Integrated generation technology options*. California: EPRI, 2009. Disponível em: <http://www.nccommerce.com/Portals/14/Documents/EnergyPolicyCouncil/2009_Prism_MERGE_Gen_Options_Report.pdf>. Acesso em: 2 dez. 2011.

_____. *Pumped-storage planning and evaluation guide*. 1990. Disponível em: <<http://www.epri.com/search/Pages/results.aspx?k=Pumped-Storage%20Planning%20and%20Evaluation%20Guide>>. Acesso em: 2 out. 2014.

_____. *Quantifying the value of hydropower in the electric grid*. 2013. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001023144>>. Acesso em: 10 out. 2014.

_____. *Rehabilitating and upgrading hydropower plants – A hydropower technology round-up report*. 2006b. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=TR-113584-V2>>. Acesso em: 29 out. 2014.

ENDESA. *Endesa leads remote management in Spain with 3.5 million smart meters installed*. 2013. Disponível em: <<http://www.endesa.com/en/saladeprensa/noticias/Endesa-smart-meters>>. Acesso em: 22 maio 2015.

_____. *Smart metering*. 2015. Disponível em: <<http://www.endesasmartgrids.com/index.php/en/smart-grids/smart-homes/smart-metering>>. Acesso em: 19 out. 2015.

ENERCON. *ENERCON Wind energy converters product overview*. 2014. Disponível em: <http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf>. Acesso em: 25 jul. 2014.

ENERGY. *River turbine provides clean energy to remote Alaskan Village*. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. 2015. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/articles/river-turbine-provides-clean-energy-remote-alaskan-village>>. Acesso em: 15 out. 2015.

ENERSTAR. *Enerstar María Elena 1 – Features of the project*. 2014. Disponível em: <<http://en.enerstar.es/ver/261/Caracter%C3%ADsticas-y-desarrollo-del-proyecto.html>>. Acesso em: 2 dez. 2014.

ESPANHA. Jefatura del Estado de España. *Real Decreto-ley 2/2013*, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, 2013.

ESPANHA. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España. *Real Decreto 661/2007*, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. 2007.

ESPÍRITO SANTO. Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo – ASPE. *Atlas Eólico do Espírito Santo*. Vitória: ASPE: 2009.

ESPOSITO, A. S.; FUCHS, P. G. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil. *Revista do BNDES*, 40, p. 85-114, dezembro 2013.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION – EPIA. *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*. 2013. Disponível em: <<http://www.epia.org/news/publications/>>. Acesso em: 6 maio 2014.

_____. *Global Market Outlook for photovoltaics 2014-2018*. 2014. Disponível em: <<http://www.epia.org/news/publications/>> Acesso: 5 jun. 2014.

EUROPEAN REGIONAL DEVELOPMENT FUND – ERDF. *Linky, the communicating meter*. Disponível em: <<http://www.erdf.fr/linky-communicating-meter>>. Acesso em: 18 out. 2015.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION – EWEA. *The European offshore wind industry – Key trends and statistics 2012*. Brussels, Belgium: EWEA, 2013.

_____. *The European offshore wind industry – Key trends and statistics 2013*. Technical Report. Brussels, Belgium: EWEA, 2014.

_____. *Wind Energy, the Facts*. Brussels, Belgium: EWEA, 2009.

FAN, Z. et al. Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. *Communications Surveys & Tutorials, IEEE*, 15(1), p. 21-38, 2013.

FERNÁNDEZ-GARCÍA, A. et al. Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7, p. 1695-1721, set. 2010.

FERRO, D. F. Desafios e perspectivas para inovação no setor de transmissão de energia elétrica. *P&D – Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel*. 2013.

FIRSTSOLAR. *Topaz Solar Farm*. 2017. Disponível em: <<http://www.firstsolar.com/en/about-us/projects/topaz-solar-farm>>. Acesso em: 8 out. 2017.

FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION FOR THE UNITED NATIONS – FAO. *Review of world water resources by country*. 2003. Disponível em: <<ftp://ftp.fao.org/agl/aglw/docs/wr23e.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2014.

FREIRE, Wagner. Desafios das próximas décadas do setor de distribuição. 2015. Canal Energia. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/especiais/4930238/distribuicao-quando-menos-se-ra-mais>>. Acesso em: 21 ago. 2015.

FUCHS, R. D. *Transmissão de energia elétrica: Linhas aéreas*. Volume 2. Rio de Janeiro: Editora LTC, 1979.

FVEE. *Konzentrierende Photovoltaik fuer Laender mit hoher direkter Einstrahlung*. 2009. Disponível em: <http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_05_08.pdf>. Acesso: 5 ago. 2014.

_____. *Photovoltaik – Neue Konzepte*. 2010. Disponível em: <http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2010-2/th2010_11_03.pdf> Acesso: 5 jun. 2014.

GAMESA. *GAMESA 2.0 2.5 MW*. 2014a. Disponível em: <<http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-g9x-20-mw-eng.pdf>>. Acesso em: 24 jul. 2014.

_____. *Gamesa receives GL certification for its G52-850 kW 60Hz turbine*. 2014b. Disponível em: <<http://www.gamesacorp.com/en/cargarAplicacionNoticia.do?idCategoria=8&identificador=693&urlAmigable=gamesa-receives-gl-certification-for-its-g52-850-kw-60hz-turbine.html>>. Acesso em: 24 jul. 2014.

GARCIA-GALINDO, D. et al. Empirical indices to forecast adverse effects of co-firing: the analysis of 200 full-scale experiences. 20TH EUROPEAN BIOMASS CONFERENCE AND EXIBITION. 18-22 de junho de 2012, Milan, Italia.

GENERAL ELECTRIC – GE. *GE's 1.6 -100 and 1.7-100*. 2014b. Disponível em: <http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/GEA18628E%20Wind_1.6-1.7_Brochure_LR.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2014.

_____. *GE's 1.85-82.5*. 2014a. Disponível em: <http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/GEA18755D_Wind_1.85-82.5_Brochure_LR.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2014.

_____. *Products*. 2014c. Disponível em: <<http://www.ge-renewable-energy.com/en/wind/products/product-range/15-16-17-185/>>. Acesso em: 9 jul. 2014.

GEREFFI, G.; DUBAY, K.; LOWE, M. *Manufacturing Climate Solutions*. Carbon-Reducing Technologies and U.S. Jobs. Chapter 4 – Concentrated Solar Power. [s.l.] Center on Globalization, Governance & Competitiveness, Duke University, 2008.

GIL, A. et al. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 – Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 1, p. 31–55, jan. 2010.

GLOBAL TRANSMISSION REPORT – GTR. *Focus on UHV AC: China shows the way by energising 1,000 kV line* [free access]. 2009. Disponível em: <<http://www.globaltransmission.info/archive.php?id=1434>>. Acesso em: 26 jul. 2014.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. *Global statistics*. 2013. Disponível em: <<http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>>. Acesso em: 30 jan. 2014.

_____. *Global Wind 2009 Report*. Brussels, Belgium: GWEC, 2010.

_____. *Global Wind report – Annual market update*. Technical Report. Global Wind Energy Association. Brussels, Belgium: GWEC, 2014.

GOMES, E. P. *Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização*. 2013. 129 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. *Atlas Eólico do Estado de São Paulo*. São Paulo: Governo do Estado de São Paulo, Secretaria de Energia, 2012.

GSE. *Italian Ministerial Decree of 11/04/2008*. 2008. Disponível em: <<http://www.gse.it/Eng/Activities/thermodinamic/Pagine/Criteriaandprocedures.aspx>>. Acesso em: 4 nov. 2011.

GUERREIRO, A. O papel das PCH e fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira. In: VI SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS. Belo Horizonte, 2008.

HADDAD, E. *Projeções de crescimento da economia brasileira*. Projeto Opções de Mitigação de Emissões de GEE em Setores-Chave do Brasil. 2015. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/365685/Apresentacao_publica_dos_Cenarios_Integrados_de_Mitigacao_de_Emissoes_de_Gases_de_Efeito_Esfufa_para_o_Brasil_ate_2050_Rio_de_Janeiro_27062016.html>. Acesso em: 14 jan. 2015.

HAMMONS, T. J. et al. State of art in ultrahigh-voltage transmission. *Proceedings of IEE*, v. 100, n. 2, February 2012.

HENNECK, K. et al. Solar power tower Jülich. First test and demonstration plant for open volumetric receiver technology in Germany. 14TH SOLARPACES SYMPOSIUM, Las Vegas, USA, 2008.

HOFFMANN, B. S. *O potencial termelétrico a carvão no Rio Grande do Sul diante de restrições de disponibilidade de água e objetivos de redução de emissões de CO₂, aplicando a queima em leito fluidizado*. 2013. 226 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

HOFFMANN, B. S.; ALMEIDA, S. A. *A tecnologia do leito fluidizado e as oportunidades da sua aplicação no setor sucroalcooleiro brasileiro*. Relatório de pesquisa. Escola Politécnica/UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

HOOGWijk, M. M. *On the Global and Regional Potential of Renewable Energy Sources*. Universiteit Utrecht, 2003.

HUNT. IX CBPE. CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA A SUSTENTABILIDADE. AUMENTANDO A CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO DO BRASIL. Florianópolis – SC. Agosto de 2014.

IEEE-SMARTGRID. *True grid: A look at New York's smart grid initiative*. 2014. Disponível em: <<http://smartgrid.ieee.org/april-2013/843-true-grid-a-look-at-new-york-s-smart-grid-initiative>>. Acesso em: 22 dez. 2014.

IMPSA. *Wind products*. 2014. Disponível em: <<http://www.impsa.com/en/products/impsawind/SitePages/products.aspx>>. Acesso em: 16 jul. 2014.

INSTITUTO DE ECONOMIA – IE-UFRJ. *Perdas em toda a rede elétrica chegam a 17,5%*. 2012. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/clipping/download/Perdas%20em%20toda%20a%20rede%20eletrica%20chegam%20a%2017%205.pdf>>. Acesso em: 16 jul. 2014.

INTERNATIONAL COPPER ASSOCIATION – PROCOBRE. *Eficiência energética em transformadores de distribuição*. 2009. Disponível em: <<http://procobre.org/pt/wp-content/plugins/download-monitor/download.php%3Fid%3D628>>. Acesso: 30 jul. 2014.

INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION – IEC. 2014. Disponível em: <<http://www.iec.ch/>>. Acesso em: 24 maio 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Energy technology perspectives: Scenarios and strategies to 2050*. Paris: IEA, 2008.

_____. *Energy technology perspectives 2012 – Pathways to a clean energy system*. Paris: IEA, 2012.

_____. *IEA energy technology essentials – Nuclear Power*. Paris: IEA, 2007.

_____. *Impact of smart grid technologies on peak load to 2050*. Paris: IEA, 2011. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smart_grid_peak_load.pdf>. Acesso em: 2 out. 2017.

_____. *Policies & measures databases*. 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/>>. Acesso em: 20 out. 2015.

_____. *Projected costs of generating electricity*. Paris: IEA, 2010a.

_____. *Technology roadmap wind energy*. Paris: IEA, 2013.

_____. *Technology roadmap: Concentrating solar power*. Paris: IEA, 2010b. Disponível em: <http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf>. Acesso em: 22 set. 2011.

_____. *Trends 2013 in photovoltaic applications*. Report IEA-PVPS T1-23:2013. Paris: IEA, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY/INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IEA/IRENA. *Joint policies and measures database*. 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>>. Acesso em: 24 abr. 2015.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics*. 2012a. Disponível em: <<http://www.irena.org>>. Acesso em: 5 jun. 2014.

_____. *Renewable energy technologies: Cost Analysis Series. Volume 1: Power Sector, Issue 2/5. Concentrating Solar Power*. Bonn, Germany: Irena, 2012.

_____. *Renewable energy technologies: Cost Analysis Series. Hydropower. Vol. 1: Power Sector. Issue 3/5*. Bonn, Germany: Irena, June 2012.

_____. *Renewable energy technologies: Cost Analysis Series*. Bonn, Germany: Irena, 2012b.

_____. *Smart grids and renewables – A guide for effective deployment*. November, 2013a. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/smart_grids.pdf>. Acesso em: 23 dez. 2014.

_____. *Solar photovoltaics – Technology brief*. 2013b. Disponível em: <<https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP%20Tech%20Brief%20E11%20Solar%20PV.pdf>> Acesso: 5 jun. 2014.

ITAIPU. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/sistemas-de-transmissao-de-itaipu>>. Acesso em: 22 jul. 2014.

JOHNSON, J. B.; PRIDE, D. J. *River, tidal, and ocean current hydrokinetic energy technologies: Status and future opportunities in Alaska*. Alaska Center for Energy and Power, 2010. Disponível em: <http://www.uaf.edu/files/acep/2010_11_1_State_of_the_Art_Hydrokinetic_Final.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2014.

KAGAN, Nelson et al. *Redes elétricas inteligentes no Brasil: Análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação*. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2013.

KALOGIROU, S. *Solar energy engineering: Processes and systems*. 1. ed. California: Academic Press – Elsevier, 2009.

KALTSCMITT. *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*. Berlin, Heidelberg, NewYork: Springer Verlag, 2001.

KUSAKANA, K.; VERMAAK, H. J. Hydrokinetic power generation for rural electricity supply: Case of South Africa. *Renewable Energy*, v. 55, p. 467-473, jul. 2013.

LAGE, E. S.; PROCESSI, L. Panorama do setor de energia eólica. *Revista do BNDES*, 39, 2013.

LAPLANE, M. F.; CAVALCANTI, C. Z. B. Desafios para a prospecção no setor de energia elétrica. *P&D – Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel*. 2015.

LEITE, N. F. Projetos estratégicos de P&D sob coordenação do Instituto Abradee de Energia: Luz para o futuro. *P&D – Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel*. 2013.

LIGHT. *Complexo de Lages*. 2014. Disponível em: <<http://www.light.com.br/grupo-light/Empresas%20do%20Grupo/light-energia.aspx>>. Acesso em: 15 out. 2014.

LILLIESTAM, J.; BIELICKI, J. M.; PATT, A. G. Comparing carbon capture and storage (CCS) with concentrating solar power (CSP): Potentials, costs, risks, and barriers. *Energy Policy*, v. 47, p. 447-455, agosto 2012.

LIU, Y.; PACKY, D. Combined-cycle hydropower systems – The potencial of applying hydrokinetic turbines in the tailwater of existing convencional hydropower stations. *Renewable Energy*, v. 66, p. 228-231, 2014.

LODI, C. *Perspectivas para a geração de energia elétrica no Brasil utilizando a tecnologia solar térmica concentrada*. 2011. 142 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

LOVEGROVE, K.; WYDER, J.; AGRAWAL, A.; et al. *Concentrating Solar Power in India*. , 2011. Commonwealth of Australia 2011

MALAGUETA, D. *Avaliação de alternativas para aproveitamento de geração elétrica termossolar (CSP) a partir de plantas cilindro-parabólicos no Brasil*. 2013. 157 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MALAGUETA, D.; SORIA, R. *Potencial de integração em larga escala de energia solar (fotovoltaica e térmica) para geração centralizada de eletricidade no Brasil*. Relatório de Pesquisa. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 2012.

MALAGUETA, D.; SZKLO, A.; DUTRA, R. Designing an ISCC plant for providing power, heating and cooling to a hospital in the Brazilian semi-arid. Submitted to *Solar Energy*. *Solar Energy*, 2014.

MARKETREALIST. *China, the new Silicon Valley*. 2015. Disponível em: <<http://marketrealist.com/2015/02/china-new-silicon-valley/>>. Acesso em: 13 maio 2015.

MILANI, R. *Geração heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada*. 2014. Monografia de Graduação. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010098.pdf>>. Acesso em: 2 mar. 2016.

MONTES, M. J.; ABÁNADES, A.; MARTÍNEZ-VAL, J. M. Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 679-689, 2009.

MWH. *Technical analysis of pumped storage and integration with wind power in the Pacific Northwest* – Final Report. Prepared for: U.S. Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center. August 2009. Disponível em: <<http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>>. Acesso em: 14 out. 2015.

NIXON, J. D.; DEY, P. K.; DAVIES, P. A. Which is the best solar thermal collection technology for electricity generation in north-west India? Evaluation of options using the analytical hierarchy process. *Energy*, v. 35, n. 12, p. 5230-5240, 2010.

NOGUEIRA, L. P. P. *Estado atual e perspectivas futuras para a indústria eólica no Brasil*. 2011. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION – NERC. *Real-Time application of synchrophasors for improving reliability*. 2010. Disponível em: <<http://www.nerc.com/docs/oc/rapirtf/RAPIR%20final%20101710.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2014.

ORTIZ, G.; KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*. V SIMPÓSIO BRASILEIRO DE OCEANOGRAFIA, SANTOS, 2011.

PACIO, J. et al. Thermodynamic evaluation of liquid metals as heat transfer fluids in concentrated solar power plants. *Applied Thermal Engineering*, v. 60, n. 1-2, p. 295-302, 2 out. 2013.

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE MUDANÇA DO CLIMA – IPCC. *Climate change 2013: The physical science basis*. Working Group I contribution to the IPCC Fifth Assessment Report. 30. Genebra: IPCC, September 2013.

_____. *IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de/report>>. Acesso em: 1 jul. 2014.

_____. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., et al. (eds), IGES, Japan, 2006.

- PALGRAVE, R. Innovation in CSP. *Renewable Energy Focus*, v. 9, n. 6, p. 44-49, 2008.
- PARANÁ. Companhia Paranaense de Energia – COPEL. *Atlas do Potencial Eólico do Paraná*. Curitiba: Camargo Schubert, COPEL, Lactec, 2007.
- PASERBA, J. J. How FACTS controllers benefit AC transmission systems – phases of power system studies. In 2009 IEEE/PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION. Seattle, WA: IEEE, p. 1-4, 2009.
- PAUL, T. C.; MORSHED, A. M.; KHAN, J. A. Nanoparticle enhanced ionic liquids (NEILS) as working fluid for the next generation solar collector. *Procedia Engineering*, v. 56, p. 631-636, 2013.
- PELLEGRINI, L. F. *Análise e otimização termo-econômica-ambiental aplicada à produção combinada de açúcar, álcool e eletricidade*. 2009. 349 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- PEREIRA, E. B. et al. *Atlas brasileiro de energia solar*. São José dos Campos: INPE, 2006.
- PERNAMBUCO. Blog de Notícias. *Pernambuco promove primeiro leilão de energia solar do país, que atrai investimentos de R\$ 597 milhões*. 2013. Disponível em: <<http://www.pe.gov.br/blog/2013/12/27/pernambuco-promove-primeiro-leilao-de-energia-solar-do-pais-que-atrai-investimentos-de-r-597-milhoes/>>. Acesso em: 25 mar. 2014.
- PERNAMBUCO. Secretaria de Recursos Hídricos e Energéticos – SRHE. *Pernambuco promove primeiro leilão de energia solar do País*. 2013. Disponível em: <http://www.srhe.pe.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=519:pernambuco-promove-primeiro-leilao-de-energia-solar-do-pais&catid=40:newsflash&Itemid=72>. Acesso em: 27 jul. 2014.
- PETERSEIM, J. H. et al. Concentrated solar power hybrid plants, which technologies are best suited for hybridisation? *Renewable Energy*, v. 57, p. 520-532, set. 2013.
- _____. Hybridisation optimization of concentrating solar thermal and biomass power generation facilities. *Solar Energy*, v. 99, p. 203-214, 2014.
- PETRIE, J. et al. Characterizing the mean flow field in rivers for resource and environmental impact assessments of hydrokinetic energy generation sites. *Renewable Energy*, v. 69, p. 393-401, set. 2014.
- PHILIBERT, C. *Independent Review of Morocco: Noor 2&3 Concentrated Solar Power Project*. World Bank Group, 2014. Disponível em: <<https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/CTF%20independent%20review.pdf>>. Acesso em: 3 dez. 2014.
- PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*, 33(11), p. 2375-2387, 2008.

PINTO, L. L. *Determinação de critérios indicativos para análise da viabilidade de serviços de modernização de grupos geradores de centrais hidrelétricas*. 2009. 154 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) – Universidade Federal de Itajubá/UNIFEI, Itajubá, 2009.

PINTO, M. *Energia elétrica – Geração, transmissão e sistema interligado*. São Paulo: Editora LTC, 2014.

PLATTS. *World Electric Power Plants Database*. 2014. Disponível em: <<http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>>. Acesso em: 22 set. 2016.

POMPERMAYER, F. M.; NEGRI, F. de; CAVALCANTE, L. R. *Inovação tecnológica no setor elétrico brasileiro: Uma avaliação do programa de P&D regulado pela ANEEL*. 2011. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11058/3028>>. Acesso em: 13 ago. 2015.

POMPERMAYER, M. L. *Cooperação e parceria estratégica para a inovação tecnológica no setor de energia elétrica. P&D – Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL*, 2015.

PRICE WATERHOUSE COOPERS – PWC. *Die Deutsche Photovoltaik am Scheideweg – Herausforderungen und Chancen fuer Unternehmen entlang der Wertschoepfungskette*. 2010. Disponível em: <http://www.pwc.de/de/industrielle-produktion/assets/2010-photovoltaik_branche.pdf>. Acesso em: 5 jun. 2014.

PUROHIT, I.; PUROHIT, P. Techno-economic evaluation of concentrating solar power generation in India. *Energy Policy*, v. 38, n. 6, p. 3015-3029, 2010.

PVINSIGHTS. *Retailer Price*. 2014. Disponível em: <<http://pvinsights.com/RetailerPrice.php>>. Acesso: 25 mar. 2014.

PY, X.; AZOUMAH, Y.; OLIVES, R. Concentrated solar power: Current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 18, p. 306-315, fevereiro 2013.

REICH, N. H. et al. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 20, p. 717-726, 2012.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY – REN21. *Renewables 2014 Global Status Report*. 2014. Disponível em: <<http://www.ren21.net/>>. Acesso em: 5 jun. 2014.

RIBEIRO, C. H. D. et al. Repotenciação e modernização de centrais hidrelétricas: Alternativas para incremento de energia, com baixo impacto ambiental. XXVI SEMINÁRIO NACIONAL DE GRANDES BARRAGENS. Goiânia, 2005.

RICHTER, C.; TESKE, S.; SHORT, R. *Global Concentrating Solar Power Outlook 09: Why renewable energy is hot*. Amsterdam: Greenpeace International, 2009.

RIO DE JANEIRO. Secretaria do Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo – SEEINP. *Atlas Eólico*. Rio de Janeiro: Eletrobolt, 2003.

RIO GRANDE DO NORTE. Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN. Potencial eólico do estado do Rio Grande do Norte. Natal: Camargo Schubert, COSERN/Iberdrola Empreendimentos do Brasil, 2003.

RIO GRANDE DO SUL. Secretaria de Energia, Minas e Comunicações – SEMC. *Atlas Eólico do Rio Grande do Sul*. Porto Alegre, 2002.

ROMERO, M. *Energia solar termoelétrica* – CIEMAT. 2002. Disponível em: <http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jornadesI/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf>. Acesso em: 1 dez. 2011.

RÚSSIA. Federal Grid Company – FGC. *Russian transmission grid: Present and future*. 2012. Disponível em: <[http://www.fstrf.ru/eng/international_activity/meropr/11/3/05.Kazachenkov_Presentation_\(07.02.2012\).pdf](http://www.fstrf.ru/eng/international_activity/meropr/11/3/05.Kazachenkov_Presentation_(07.02.2012).pdf)>. Acesso em: 14 jul. 2014.

SÃO PAULO. Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE. 2014. Disponível em: <<http://www.emae.sp.gov.br/elevatorias.htm>>. Acesso em: 30 out. 2014.

SCHAEFFER, R. *Potencial de mitigação da energia eólica no Brasil*. Relatório Executivo. Rio de Janeiro: Coppe/PPE/UFRJ, 2011.

SCHNEIDER, V. E. et al. *Diagnóstico dos resíduos orgânicos do setor agrossilvopastoril e agroindústrias associadas* – Relatório de Pesquisa. Brasília: Ipea, 2012.

SIEMENS. Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada (FACTS). *Energia Sustentável*. 2015. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/br/pt/transmissao-de-energia/facts/>>. Acesso em: 24 out. 2015.

_____. *The Siemens G2 Platform*. 2014b. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind-power/platforms/g2-platform/>>. Acesso em: 7 jul. 2014.

_____. *Wind Turbine SWT-2.3-101*. 2014a. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind-power/platforms/g2-platform/wind-turbine-swt-2-3-101.htm#content=Technical%20Specification>>. Acesso em: 7 jul. 2014.

SIMÕES, R. Associação Brasileira de Energia Eólica – Abeeólica. SEMINÁRIO NO BRAZIL WIND POWER 2010. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2010.

SINDAT. *Base de dados do SIN*. 2013. Disponível em: <<http://aplicsindat.ons.org.br/sindat/>>. Acesso em: 22 jul. 2014.

SKUMANICH, A. CSP: Developments in heat transfer and storage materials. *Renewable Energy Focus*, v. 11, n. 5, p. 40-43, setembro de 2010.

SNYDER, B.; KAISER, M. J. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renewable Energy*, 34, p. 1567-1578, 2009.

SORIA, R. *Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: a influência do armazenamento de calor e da hibridização*. 2011. 202 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

SORIA, R. et al. Hybrid concentrated solar power (CSP) – biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil. *Energy Policy*, 86, p. 57-72, 2015.

_____. Hybrid CSP – biomass plants in Brazil's semiarid: An option to anticipate CSP deployment in Brazil. Paper a ser submetido à *Renewable Energy*. 2014.

SOUZA, Q. et al. *North and Northeast Brazil Offshore Wind Power*. 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1190/sbgf2013-035>>. Acesso em: 4 jul. 2015.

SPLIETHOFF, H. *Power generation from solid fuels*. Heidelberg; New York: Springer, 2010.

STCP ENGENHARIA DE PROJETOS LTDA. *Anuário estatístico da Abraf 2010*. 2010. Disponível em: <<http://www.abraflor.org.br/estatisticas.asp>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

SUN, X.; HUANG, D.; WU, G. The current state of offshore wind energy technology development. *Energy*, 41(1), p. 298-312, 2012.

THE WORLD BANK. *Cost reduction study for solar thermal power plants*. Washington, D.C.: The World Bank, 1999. Disponível em: <<http://www.solarpaces.org/Library/docs/STPP%20Final%20Report2.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2011.

_____. Electric Power Transmission and Distribution losses (%). *The World Bank Group Energy Program*. 2015. Disponível em: <<http://search.worldbank.org/all?qterm=Electric+power+transmission+and+distribution+losses+%28%25%29&language=EN&op=>>>. Acesso em: 25 out. 2015.

TIZNOBAIK, H.; SHIN, D. Enhanced specific heat capacity of high-temperature molten salt-based nanofluids. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, v. 57, n. 2, p. 542-548, fev. 2013.

TORRES, L. C. G. *Células solares para uso espacial*. Curso de Introdução à Tecnologia de Satélites – CSE 200-4. São José dos Campos: Inpe, 2012.

TSCHAMBER, C. *Produzir módulos solares com eletricidade verde* – Foi iniciado o estudo no sudoeste alemão para uma fábrica solar brasileira. Comunicado de imprensa, Stuttgart, Alemanha, 5 de novembro de 2014.

TURCHI, C. *Parabolic trough reference plant for cost modeling with the Solar Advisor Model (SAM)*. Colorado: NREL, 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47605.pdf>>. Acesso em: 22 mar. 2014.

TWIDELL, J.; GAUDIOSI, G. (eds.). *Offshore wind power*. Brentwood, UK: Multi-Science Publishing, 2009.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME – UNEP. *Geospatial Toolkit (GsT)*. [s.l.] UNEP, 2009.

USA. Department of Energy – DOE. *Global energy storage*. 2014. Disponível em: <<http://www.energystorageexchange.org>>. Acesso em: 12 out. 2014.

_____. *The smart grid: An introduction*. 2014. Disponível em: <<http://energy.gov/oe/downloads/smart-grid-introduction-0>>. Acesso em: 22 jul. 2014.

_____. *Smart Grid Grant Program – Progress Report II – October 2013*. 2013b. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/recovery_act/overview/smart_grid_investment_grant_program>. Acesso em: 22 jul. 2014.

_____. *Syncrofasor technologies and their deployment in the Recovery Acts Smart Grid Program*. 2013a. Disponível em: <[https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/Synchrophasor%20Report%2008%2009%202013%20DOE%20\(2\)%20version_0.pdf](https://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/Synchrophasor%20Report%2008%2009%202013%20DOE%20(2)%20version_0.pdf)>. Acesso em: 22 jul. 2014.

USA. Department of Energy – National Energy Technologies Laboratory – DOE/NETL. *Cost and performance baseline for fossil energy plants – Volume 1: Bituminous coal and natural gas to electricity*. Revision 2a. Pittsburg, PA: DOE/NETL, 2013.

USA. Energy Information Administration – EIA. *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2013 – Electricity Market Module Annex*. Washington, D.C.: EIA, 2013b.

_____. *How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?* 2014. Disponível em: <<http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=73&t=11>>. Acesso em: 14 dez. 2014.

_____. *Key world energy statistics*. 2013a. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2013.pdf>>. Acesso em: 3 jul. 2014.

_____. *Renewable energy essentials: Hydropower*. 2010. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Hydropower_Essentials.pdf>. Acesso em: 3 jul. 2014.

_____. *Technology roadmap: Hydropower*. 2012. Disponível em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydropower.pdf>>. Acesso em: 21 jul. 2014.

_____. *Updated capital cost estimates for utility scale electricity generating plants*. 2013a. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf>. Acesso em: 7 jul. 2014.

USA. Federal Energy Regulatory Commission – FERC. *Reports on demand response & advanced metering*. Demand Response. 2013. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>>. Acesso em: 12 out. 2015.

USA. *Solar and Wind Resource Assessment* – SWERA/NREL. United States: NREL, 2007.

VAN DER STELT, M. J. C. et al. Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review. *Biomass and Bioenergy*. v 35, n. 9, p. 3748-3762, 2011.

VAN DER ZWAAN, B. et al. Cost reductions for offshore wind power: Exploring the balance between scaling, learning and R&D. *Renewable Energy*, 41, p. 389-393, 2012.

VARELA, I. Transformadores de rede de distribuição terão etiqueta de eficiência energética. *PROCEL INFO*. 2013. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B-8D1AC2E8-F790-4B7E-8DDD-CAF4CDD2BC34%7D&Team=¶ms=itemID=%7BABAE3669-1646-41EE-92B9-C6E6D7D1D80E%7D;&UIPartUID=%7BD90F22DB-05D4-4644-A8F2-FAD4803C8898%7D#>>>. Acesso em: 25 out. 2015.

VEIGA, J. R. C. *Oportunidades de negócio com a repotenciação de usinas: Aspectos técnicos, econômicos e ambientais*. 2001. 108 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

VEIGA, M. M. et al. *Study on cost and business comparison of renewable vs. non-renewable technologies (RE-COST)*. Madri, Espanha: International Energy Agency agreement on renewable energy technology deployment (IEA-RETD), 2013.

VESTAS. *Technical specifications*. 2014. Disponível em: <http://www.vestas.com/en/products_and_services/turbines/v100-2_0_mw#!options-available>. Acesso em: 30 jul. 2014.

VIEBAHN, P. et al. *Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants: Sixth Framework Programme*. Germany: DLR/CIEMAT, 2008. Disponível em: <<http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf>>. Acesso em: 1º nov. 2011.

VOITH HYDRO. *Bulb/pit/S-turbines and generators*. 2014. Disponível em: <http://voith.com/en/Voith_Bulb_Pit_turbines.pdf>. Acesso em: 3 jul. 2014.

WEG. *Aerogerador AGW 110/2,1*. 2014. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-aerogerador-agw-110-2.1-50030583-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2014.

WIECHETECK. *Aproveitamento de resíduos e subprodutos florestais, alternativas tecnológicas e propostas de políticas ao uso de resíduos florestais para fins energéticos*. Projeto PNUD BRA 00/20. Curitiba: Ministério do Meio Ambiente, 2009.

WILLIAMSON, S. J.; STARK, B. H.; BOOKER, J. D. Low head pico hydro turbine selection using a multi-criteria analysis. *Renewable Energy*, WORLD RENEWABLE ENERGY CONGRESS – Sweden, 8-13 May, 2011, Linköping, Sweden. v. 61, p. 43-50, jan. 2014.

WISER, R. et al. *Wind energy*. IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation, p. 535-608, 2011.

WORLD ENERGY CONCIL – WEC. *World energy perspective*. Cost of energy technologies. Project partner: Bloomberg New Energy Finance, 2013.

WWF. *A repotenciação de usinas hidrelétricas com alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental*. 2004. Disponível em: <http://wwf.panda.org/about_our_earth/about_freshwater/freshwater_resources/?15930/4/A-repotenciacao-de-usinas-hidreletricas-como-alternativa-para-o-aumento-da-oferta-de-energia-no-brasil-com-protecao-ambiental>. Acesso em: 15 out. 2014.

YANG, C.; JACKSON, R. B. Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 839-844, 2011.

ZUCULIN, S.; PINTO, M. A. R. R. C.; BARBOSA, P. S. F. *A retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro*. 2014a. Disponível em: <http://www.eln.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/seminarioTecnico/arquivos/Artigo_UHR_zuculin_mirian_paulo_SEMINARIO_ELETRONORTE_nov_2014.pdf>. Acesso em: 2 out. 2015.

