



*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 TERMELÉTRICAS E TERMONUCLEARES

RÉGIS RATHMANN
(ORGANIZADOR)

***MODELAGEM SETORIAL DE
OPÇÕES DE BAIXO CARBONO
PARA O SETOR DE TERMELÉTRICAS
E TERMONUCLEARES***

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

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

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

ISBN: 978-85-88063-53-2

1. Mudanças Climáticas. 2. Emissão de gases. 3. Termelétricas. 4. Termonucleares. 5. 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

Roberto Schaeffer

Alexandre Szklo

André Lucena

Pedro Rochedo

Bettina Susanne Hoffmann

Revisão

Anna Cristina de Araújo Rodrigues

Projeto Gráfico

Capitular Design Editorial

Editoração

Phábrica de Produções: Alecsander Coelho e Paulo Ciola (direção de arte); Ércio Ribeiro, Icaro Bockmann, Kauê Rodrigues, Marcelo Macedo e Rodrigo Alves (diagramação)



Sumário

INTRODUÇÃO	19
1 METODOLOGIA GERAL	23
2 MINERAÇÃO E TERMELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL.....	29
2.1 MINERAÇÃO DE CARVÃO MINERAL.....	29
2.1.1 Caracterização do setor	29
2.1.2 Cenário de referência	38
2.1.3 Cenário de baixo carbono	46
2.2 TERMELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL.....	54
2.2.1 Caracterização do setor	54
2.2.2 Cenário de referência	58
2.2.3 Cenário de baixo carbono.....	71
3 TERMELÉTRICAS A ÓLEO E GÁS NATURAL.....	83
3.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR	83
3.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA	85
3.2.1 Tecnologias consideradas no cenário REF	85
3.2.2 Resultados	88
3.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO	89
3.3.1 Descrição e parâmetros das MTD para o abatimento de emissões	90
3.3.2 Resultados	98
4 TERMONUCLEARES.....	105
4.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR.....	105
4.1.1 Reatores nucleares e perspectivas de desenvolvimento tecnológico.....	111

4.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA.....	118
4.2.1 Metodologia e premissas.....	118
4.2.2 Resultados	119
4.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO	119
4.3.1 Descrição e parâmetros das MTD para o abatimento de emissões.....	119
4.3.2 Resultados	122
5 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA A ADOÇÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO	125
5.1 MINERAÇÃO E TERMELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL	127
5.1.1 Barreiras e cobenefícios da adoção das medidas de baixo carbono	127
5.1.2 Proposição de instrumentos de política para difusão das atividades de baixo carbono	130
5.2 TERMELÉTRICAS A ÓLEO E GÁS NATURAL	133
5.2.1 Barreiras à adoção das medidas de baixo carbono	133
5.2.2 Proposição de instrumentos de política para difusão das atividades de baixo carbono	135
5.3 TERMONUCLEARES	138
5.3.1 Barreiras à adoção das medidas de baixo carbono	138
5.3.2 Proposição de instrumentos de política para difusão das atividades de baixo carbono	140
CONSIDERAÇÕES FINAIS	143
REFERÊNCIAS.....	149



Listas de tabelas, figuras, quadro e siglas e acrônimos

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Produção do Carvão ROM por Setor de Destino em 2012.....	31
Tabela 2 – Recursos de Carvão em Jazidas por Unidade da Federação.....	31
Tabela 3 – Reservas Medidas, Indicadas, Inferidas e Lavráveis por Estado em 2010	34
Tabela 4 – Características de Diferentes Carvões Brasileiros por Jazida	35
Tabela 5 – Minas em Operação no Brasil em 2009	36
Tabela 6 – Empresas Atuando na Mineração de Carvão no Brasil em 2012.....	37
Tabela 7 – Emissões de metano da mineração ($GgCH_4$).....	39
Tabela 8 – Estimativa de emissões de CO_2 de rejeitos da mineração.....	39
Tabela 9 – Fatores de Emissão de Metano na Produção de Carvão (m^3/t).....	40
Tabela 10 – Fatores de Emissão de Metano Adotados no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Fugitivas da Mineração e do Tratamento de Carvão Mineral.....	40
Tabela 11 – Classificação de Minas a Carvão no Brasil para a Atribuição de Fatores de Emissão.....	41
Tabela 12 – Fatores de Emissão para Emissões Fugitivas de Metano na Produção de Carvão (m^3/t)	42
Tabela 13 – Dados Utilizados para a Estimativa de Emissões de GEE em Atividades de Mineração e Pós-Mineração	43
Tabela 14 – Parâmetros Financeiros para Avaliação Econômica das MTD.....	48
Tabela 15 – Dados Técnicos do Sistema Drenagem com <i>Flare</i>	48
Tabela 16 – Custos do Sistema Drenagem com <i>Flare</i>	49
Tabela 17 – Dados Adicionais do Sistema de Drenagem com Geração de Eletricidade.....	49
Tabela 18 – Dados para Estimativa de Custo de um Sistema TFRR.....	50

Tabela 19 – Usinas Termelétricas Operadas com Carvão Importado	56
Tabela 20 – Características de Diferentes Carvões Colombianos	56
Tabela 21 – Maiores Exportadores de Carvão Vapor em 2012	56
Tabela 22 – Comparação do Desempenho de UTE Sub, Super e Ultrassupercríticas.....	60
Tabela 23 – Características do Carvão de Candiota	62
Tabela 24 – Eficiências de UTE com Caldeiras CFB Subcríticas Operadas com Carvão Nacional e Diferentes Sistemas de Resfriamento no Cenário REF	64
Tabela 25 – Características Típicas do Carvão Importado	65
Tabela 26 – Eficiências de uma UTE Subcrítica Operada com Carvão Colombiano no Cenário REF	67
Tabela 27 – Preços de Combustíveis Aplicados na Modelagem.....	68
Tabela 28 – Projetos de UTE a Carvão Habilitados no Leilão A5 de 2014.....	69
Tabela 29 – Custos e Emissões de CO ₂ e Gerados no Cenário REF por UTE a Carvão.....	71
Tabela 30 – Eficiências de UTE com Caldeiras CFB Operadas com Carvão Nacional e Diferentes Sistemas de Resfriamento no Cenário BC	72
Tabela 31 – Eficiências de uma UTE Supercrítica Operada com Carvão Colombiano e Fração de Biomassa de 5% em Base Energética	73
Tabela 32 – Comparação de Eficiências Adotadas para os Cenários REF e BC.....	74
Tabela 33 – Custos e Emissões de CO ₂ e nos Cenários REF e BC.....	74
Tabela 34 – Dados de Custos e Emissões para as Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2020-2030	76
Tabela 35 – Custo de Abatimento das Diferentes Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2020-2030	77
Tabela 36 – Dados de Custos e Emissões para as Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2030-2040	78
Tabela 37 – Dados de Custos e Emissões para as Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2040-2050	79
Tabela 38 – Custo de Abatimento Referente à Tecnologia de Menor LCOE das Diferentes Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2030-2040 e 2040-2050	80
Tabela 39 – Capacidade de UTE a Gás e Óleo no Brasil.....	84

Tabela 40 – Poder Calorífico e Temperatura Adiabática de Chama	92
Tabela 41 – Desempenho das Turbinas 7FA, 7FB e 7H	94
Tabela 42 – Parâmetros Técnico-Econômicos para Usinas Flexíveis	98
Tabela 43 – Consumo, Emissões, LCOE e Custo de Abatimento para o WHRS no Cenário BC	99
Tabela 44 – Perfil de Geração e Custo de Abatimento para Diferentes Blend Diesel-Biodiesel	100
Tabela 45 – Perfil de Geração e Custo de Abatimento para Uso de Etanol em Turbinas a Gás.....	102
Tabela 46 – Consumo, LCOE e Custo de Abatimento para uma NGCC Flexível	103
Tabela 47 – Reservas de Urânio no Brasil por Custo de Extração	106
Tabela 48 – Descrição das Usinas Nucleares no Brasil	109
Tabela 49 – Capacidade Instalada Nuclear Mundial por Tecnologia em 2014	111
Tabela 50 – Parâmetros Técnico-Econômicos de Usinas Termonucleares	118
Tabela 51 – Geração, LCOE e Custos de Abatimento por meio de Expansão de Três Reatores AP1000.....	122

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxograma Básico do Procedimento Metodológico	24
Figura 2 – Produção de Carvão no Brasil de 1988 a 2000 (mil toneladas).....	30
Figura 3 – Localização das Minas no Rio Grande do Sul	32
Figura 4 – Lavra em Tiras em Mina de Carvão da Copelmi Mineração Ltda., Mina do Recreio, Butiá, Rio Grande do Sul.....	36
Figura 5 – Produção de Carvão ROM e Carvão Beneficiado por Mineradora em 2012.....	38
Figura 6 – Definição Geográfica das Categorias Adotadas de Minas no Brasil	41
Figura 7 – Produção de Carvão por Tipo de Mina no Cenário REF	44
Figura 8 – Emissões de CO ₂ e em Minas a Céu Aberto no Cenário REF	45
Figura 9 – Emissões de CO ₂ e em Minas Subterrâneas no Cenário REF	45
Figura 10 – Produção de Carvão em Minas a Céu Aberto nos Cenários REF e BC.....	51
Figura 11 – Produção de Carvão em Minas Subterrâneas nos Cenários REF e BC	51
Figura 12 – Emissões de CO ₂ e nos Cenários REF e BC, sem e com Abatimento de CH ₄ no Ar de Ventilação (VAM).....	52
Figura 13 – Emissões de CO ₂ e nos Cenários REF e BC, sem e com Abatimento de CH ₄ no Ar de Ventilação (VAM), segundo o Fator de Emissão de Silva et al. (2010).....	52
Figura 14 – Comparação do Custo de Abatimento de CO ₂ e para os Cenários REF e BC.....	53
Figura 15 – Idade e Eficiência Líquida de UTE Instaladas na Região Sul do Brasil em Comparação com uma Usina do Atual Estado da Arte (Nortdjyland, à direita)	55
Figura 16 – Fluxograma de uma UTE a Carvão Típica com Ressuperaquecimento, SCR e FGD	59
Figura 17 – Condições do Ciclo de Vapor em UTE a Carvão acima de 600 MW Instaladas em Países Selecionados entre 1985 e 2010.....	61
Figura 18 – Fluxograma de uma UTE de Caldeira CFB Operada com Carvão Brasileiro	63
Figura 19 – Fluxograma de uma UTE de Caldeira PCC Operada com Carvão Importado	66

Figura 20 – Cenário de Expansão da Capacidade de UTE a Carvão.....	70
Figura 21 – Consumo de Derivados de Petróleo e Gás Natural no Setor Elétrico	83
Figura 22 – Cenário de Expansão de Termelétricas no Brasil.....	84
Figura 23 – Expansão de Termelétricas a Óleo Diesel, Óleo Combustível e Gás Natural no Cenário REF (GW).....	88
Figura 24 – Emissões de Termelétricas a Óleo e Gás no Cenário REF (MtCO ₂)	89
Figura 25 – Usina Elétrica a Biodiesel	91
Figura 26 – Características Operacionais das Turbinas 6FA, 7FA e 9FA.....	93
Figura 27 – Evolução das Turbinas Modelos E, F e H	94
Figura 28 – Comparação da Flexibilidade de Termelétricas.....	96
Figura 29 – Aspectos Principais da Flexibilidade Operacional	97
Figura 30 – Custo de Abatimento do WHRS em função do Fator de Capacidade da Usina	99
Figura 31 – Abatimento Acumulado por Blend de Biodiesel-Diesel na Geração Elétrica	101
Figura 32 – Custo de Abatimento do Ciclo Combinado Flexível em função do Fator de Capacidade da Usina	102
Figura 33 – Localização das Principais Reservas de Urânio no Brasil	107
Figura 34 – Instalação da INB em Caetité	107
Figura 35 – Diagrama do Ciclo Combustível Nuclear	108
Figura 36 – Geração e Fator de Capacidade de Angra I e Angra II de 1982 a 2012.....	110
Figura 37 – Diagrama de um Reator PWR.....	111
Figura 38 – Diagrama de Reator BWR.....	113
Figura 39 – Diagrama de um Reator <i>Fast Breeder</i>	114
Figura 40 – Evolução da Liberação de Radionuclídeos por Tecnologia.....	115
Figura 41 – Perspectiva de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear	116
Figura 42 – Tipos de Políticas Energéticas	126

LISTA DE FIGURAS

Quadro 1 – Processos a Considerar numa Avaliação Completa de Emissões de GEE na Produção de Carvão.....	39
Quadro 2 – Características da UTE Modelada para o Uso de Carvão Nacional no Cenário REF	64
Quadro 3 – Características da UTE Modelada para o Uso de Carvão Importado no Cenário REF.....	66
Quadro 4 – Características da UTE Modelada para o Uso de Carvão Importado no Cenário BC.....	73
Quadro 5 – Tecnologias Nucleares da Geração IV.....	117
Quadro 6 – Comparação entre AP1000 e ATMEA 1	121
Quadro 7 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono.....	129
Quadro 8 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono.....	132
Quadro 9 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono.....	134
Quadro 10 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono	137
Quadro 11 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono	139
Quadro 12 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono	141

LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

ABCM – Associação Brasileira de Carvão Mineral

AFOLU – Agricultura, florestas e outros usos do solo

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ASD – Aplicação de variadores de frequência, também conhecidos como sistemas de velocidade variável (VSD)

BAT – *Best available techniques*

BEN – Balanço Energético Nacional

BFB – Leito fluidizado borbulhante

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

boe – Barril de óleo equivalente

BP – British Petroleum

bpd – Barris por dia

BWR – *Boiling water reactor*

CCS – Captura e armazenamento de carbono

CCPP – *Combined cycle power plant*

CDE – Conta de desenvolvimento energético

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CFB – Leito fluidizado circulante

CI – Custo de investimento

CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear

COMPERJ – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro

CSN – Companhia Siderúrgica Nacional

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

E&P – Exploração e produção

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FBC – Combustão em leito fluidizado

FBR – *Fast breeder reactor*

FIPE/USP – Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo

FPOS – Unidade flutuante de armazenamento e transferência

FV – Energia fotovoltaica

GCR – *Gas cooled reactor*

GE – General Electric

GEE – Gases de efeito estufa

GGFR – Redução global do gás de *flare*

GIF – Fórum Internacional da 4ª Geração

GTL – Gás para líquidos

GWP – Potencial de aquecimento global

HRSG – Recuperador de calor gerador de vapor

IAEA – International Atomic Energy Agency

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IEA – Agência Internacional de Energia

IGCC – *Integrated gasification combined cycle*

IIASA – International Institute for Applied System Analysis

INB – Indústrias Nucleares do Brasil

LCOE – *Levelized cost of electricity*

MCI – Motor de combustão interna

MDL – Mecanismo de desenvolvimento limpo

MTD – Melhores tecnologias disponíveis

NETL – National Energy Technology Laboratory

NGCC – *Natural gas combined cycle*

ORC – Sistemas com turbinas a gás e ciclos Rankine orgânico

PCC – Combustão de carvão pulverizado

PCS – Poder calorífico superior

PD&D – Pesquisa, desenvolvimento e demonstração

PHWR – *Pressurized heavy-water reactor*

PME – Programa de Mobilização Energética

PNE – Plano Nacional de Energia

PU – *Power uprate*

PV – Tecnologia fotovoltaica

PWR – *Pressurized water reactor*

RNEST – Refinaria Abreu Lima

ROM – Carvão run of mine

SC – Condições supercríticas

SCPC – Ciclos a vapor supercríticos

SEC – U.S. Securities and Exchange Commission

SIN – Sistema Interligado Nacional

SMOG – *Standardized measure of oil and gas*

SPEE – Society of Petroleum Evaluation Engineers

SubC – Condições subcríticas

SubPC – Ciclos a vapor subcríticos

TCN – Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

tCO₂e – Tonelada de carbono equivalente

TFRR – Unidades de oxidação de fluxo reverso

URR – Últimas reservas recuperáveis

URV – Unidades de recuperação de vapor

USC – Condições ultrassupercríticas

USCPC – Ciclos a vapor ultrassupercríticos

USEPA – The United States Environmental Protection Agency

UTE – Usinas termelétricas

WHRS – Sistema de recuperação de calor



Introdução

INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta as opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE) que podem ser implementadas nos setores de mineração de carvão, termelétricas convencionais (carvão, gás natural e derivados de petróleo) e termonucleares. As atividades de mineração e uso do carvão mineral para geração de eletricidade serão abordadas conjuntamente em um mesmo capítulo. Em seguida, termelétricas e derivados de petróleo e gás natural serão avaliadas. Por fim, o papel das termonucleares será discutido.

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, inicialmente, um cenário de referência (REF) para os setores de mineração de carvão, termelétricas fósseis e termonucleares, a partir do qual são apresentadas as melhores tecnologias disponíveis (MTD) com seus custos (US\$/tCO₂e) e potenciais de redução de emissões (tCO₂e) 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 destacar que as opções de captura de

carbono em termelétricas fósseis não estão incluídas neste documento e compõem um relatório exclusivo do projeto, que é intitulado *Opções transversais para mitigação de emissões de gases de efeito estufa: captura, transporte e armazenamento de carbono*. Não obstante, a tecnologia será incorporada à análise integrada, sendo objeto de avaliação das barreiras para, partindo disso, serem propostos instrumentos de política pública para sua implementação.

Deve-se 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 energéticos que podem ser vislumbrados como estratégia para reduzir emissões de GEE (por exemplo, substituição de óleo combustível por gás natural), é possível que os potenciais e custos de abatimento sejam super e subestimados, respectivamente. Por esse motivo, o projeto considera 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*.

Este documento foi subdividido em cinco 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 as atividades de mineração e uso do carvão mineral para geração elétrica. No terceiro capítulo, as emissões e opções de mitigação em termelétricas a óleo e gás natural são abordadas. A contribuição das termonucleares como opção de mitigação de GEE será discutida no quarto capítulo. Por fim, no quinto capítulo, avaliam-se barreiras e cobenefícios associados à adoção das atividades de baixo carbono pelos setores avaliados neste relatório, 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 2025 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. É o caso das projeções de crescimento econômico e trajetória de preços do petróleo no mercado internacional. Neste relatório, para composição do cenário 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.¹ Algumas hipóteses foram assumidas sobre capacidade de importação de carvão, desenvolvimento de tecnologias energéticas e mesmo associadas ao uso do solo para produção de bioenergia, as quais serão detalhadas, posteriormente, neste relatório.

Finalmente, 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,

¹ 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, no âmbito do relatório "Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono", serão reportados resultados que consideram a revisão dessas premissas.

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).

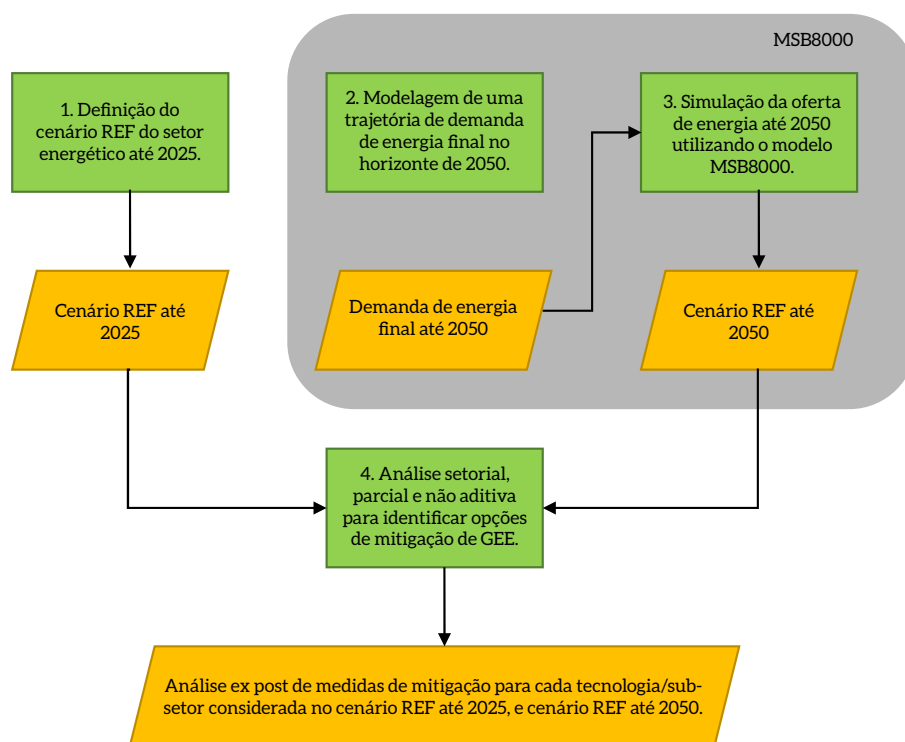


Figura 1 – Fluxograma Básico do Procedimento Metodológico

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 plantas termelétricas a carvão no Brasil. Na análise setorial aqui realizada, avaliar-se-ão medidas de mitigação nessas termelétricas, assumindo-se que a decisão de implementação 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 das termelétricas antes consideradas (seja a opção das termelétricas em geral, seja sua própria tecnologia) 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 de emissões de GEE, as emissões são projetadas 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) (MCTIC, 2016). Os gases considerados foram gás carbônico (CO₂) e metano (CH₄). 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 (CO₂e).

As medidas de abatimento descritas neste relatório para os setores de mineração de carvão, termelétricas convencionais e termonucleares serão avaliadas conforme seu potencial de mitigação (por exemplo, em MtCO₂e) e no seu custo marginal de abatimento, ou custo marginal de emissão evitada.

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. O exemplo abaixo se refere a uma termelétrica.

$$C_{CO_2e} = \frac{LCOE_{BC} - LCOE_{REF}}{FE_{REF} - FE_{BC}} \text{ (Equação 1)}$$

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 às termelétricas de combustíveis fósseis e às termonucleares, 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 plantas 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 deste documento.

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 2:²

2 O custo de geração de energia elétrica a carvão mineral no Brasil é calculado em duas etapas, conforme um sistema *take-or-pay* de geração, que se encontra tipicamente num fator de capacidade de 50%. A amortização do custo de investimento ocorre em referência ao fator de capacidade fixada no contrato *take-or-pay*. Assim, até esse limite, o LCOE está superior ao LCOE da geração que acontece após passar o limite do *take-or-pay*. Todavia, para gerar dados de custos que possam ser utilizados no modelo de expansão aplicado neste estudo, o LCOE foi definido de forma simplificada, sem considerar o limite *take-or-pay*.

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

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:

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

Onde

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

r [%]: taxa de desconto

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



Mineração e termelétricas a carvão mineral

Capítulo

2

2 MINERAÇÃO E TERMELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL

Este capítulo objetiva a caracterização das atividades de mineração e uso do carvão mineral para geração elétrica. Além disso, será apresentada a produção e uso do carvão em um cenário REF e suas emissões de GEE associadas. Em seguida, serão apresentadas as principais medidas de abatimento de GEE para a elaboração de um cenário BC. Para isso, serão estimados potenciais e custos de abatimento das medidas analisadas.

2.1 MINERAÇÃO DE CARVÃO MINERAL

2.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

No Brasil, a descoberta do carvão ocorreu em 1795, no Rio Grande do Sul, na localidade de Curral Alto, na Estância do Leão, que pertence hoje ao município de Minas do Leão (PEREIRA GOMES et al., 2003). Somente a partir de 1931, os primeiros incentivos políticos reforçaram o uso de carvão mediante decretos presidenciais que obrigavam que de 10% a 20% do consumo de carvão nas indústrias instaladas no país fossem de origem nacional. Ao término da Segunda Guerra Mundial, o Brasil entrou na era da siderurgia com a criação da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), em Volta Redonda (RJ), que começou a utilizar carvão metalúrgico nacional na produção de aço. Em 1954, foi implantado o Plano Nacional do Carvão, visando incrementar o aproveitamento energético desse bem mineral. A partir daí, foram construídas diversas usinas termelétricas no estado do Rio Grande do Sul, que estão até hoje em funcionamento, como a usina térmica de Candiota I, em 1960, perto de Bagé, as termelétricas de Butiá, Charqueadas e São Jerônimo.

Os choques de petróleo de 1973 e 1979 obrigaram o governo a enfatizar o uso de insumos energéticos nacionais. Assim, foi introduzido o Programa de Mobilização Energética (PME), que proporcionou, a partir de 1980, recursos à pesquisa das jazidas de carvão, principalmente no Rio Grande do Sul e em Santa Catarina. Com esse plano, alcançaram-se a expansão do parque termelétrico e a operação de grandes minas mecanizadas para a extração de carvão energético no país.

Até o final da década de 1980, as siderúrgicas brasileiras eram obrigadas a adquirir carvão coqueificável (carvão betuminoso ou metalúrgico), produzido em Santa Catarina, para mistura com o carvão coqueificável importado. Devido à sua má qualidade, o carvão coqueificável brasileiro precisava ser submetido a processos de beneficiamento que reduziam de forma significativa o rendimento de seu

uso. Em 1990, essa obrigatoriedade foi retirada, eliminando o mercado do carvão brasileiro para uso siderúrgico. Após um breve período de transição, a partir de 1991, esse tipo de carvão não foi mais produzido no país, restando apenas uma pequena produção de carvão coqueificável para fundição.

Esse desenvolvimento pode ser observado na Figura 2, que mostra a produção de carvão ROM, de carvão metalúrgico e de carvão energético, no período de 1988 a 2000. Percebe-se a grande diferença entre a produção de carvão ROM e de carvão beneficiado (metalúrgico e energético), o que indica a baixa qualidade do carvão ROM nacional. Isso porque a maior parte extraída de carvão ROM é descartada durante o processo de beneficiamento. Isso vale especialmente para o carvão metalúrgico, o que se percebe pelo desenvolvimento que ocorreu em volta da desregulamentação do mercado em 1990, quando houve forte queda da produção ROM no país devido à redução de produção de carvão metalúrgico nacional. A produção de carvão energético se manteve relativamente estável ao longo do período observado.

Após a desregulamentação, em 1990, os preços passaram a ser fixados pelo mercado e subsídios ao transporte foram retirados. Por questões de qualidade e más condições geológicas das jazidas, mesmo o carvão energético nacional é pouco competitivo. Assim, a indústria cimenteira, até então grande consumidora, substituiu o carvão como fonte de energia.

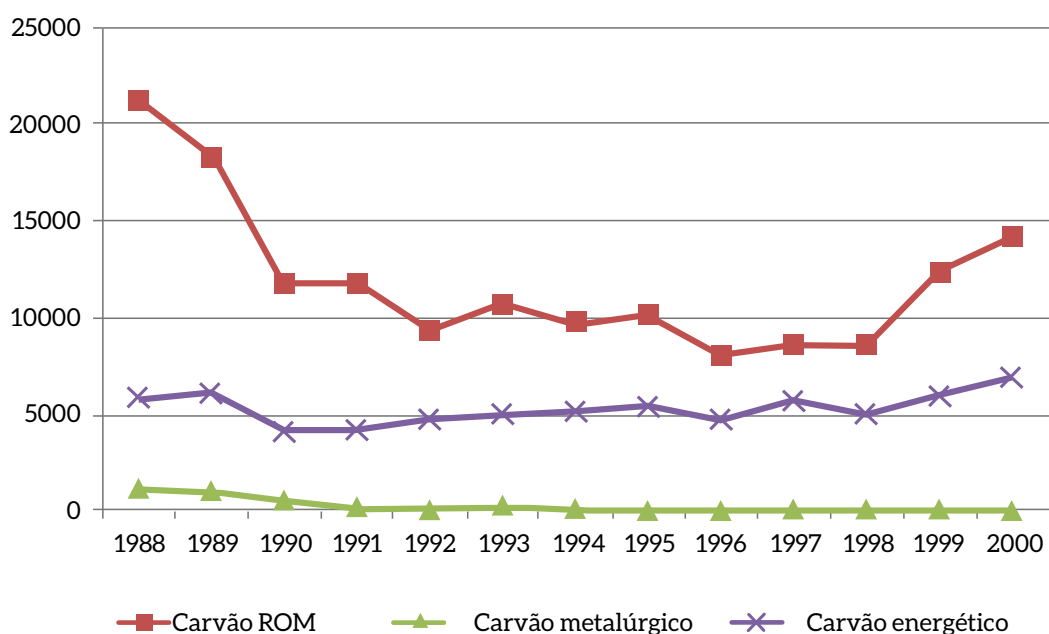


Figura 2 – Produção de Carvão no Brasil de 1988 a 2000 (mil toneladas)

Fonte: Elaboração própria a partir de Borba, 2001

Atualmente, 85% do carvão ROM produzido são destinados ao setor elétrico (ABCM, 2013). O restante do carvão produzido é distribuído entre diversos setores industriais, onde as indústrias petroquímica e de papel e celulose têm os papéis mais importantes, com 3% e 2% do consumo, respectivamente (Tabela 1).

Tabela 1 – Produção do Carvão ROM por Setor de Destino em 2012

Setor de destino	Produção (t/ano)	Participação
Alimentos	142.424	1%
Cerâmica	81.609	1%
Cimento	139.084	1%
Coque	22.156	0%
Elétrico	9.131.226	85%
Mineração	26.871	0%
Papel/Celulose	252.386	2%
Petroquímico	336.450	3%
Outros	633.897	6%
Total	10.766.103	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de ABCM, 2013

As jazidas brasileiras de maior importância são nove e se encontram exclusivamente na região Sul do Brasil. São elas: Santa Terezinha, Morungava-Chico Lomã, Charqueadas, Leão, Iruí, Capané e Candiota, no Rio Grande do Sul; Sul-Catarinense, em Santa Catarina; e Figueira-Sapopema, no Paraná. Além dessas jazidas principais, há várias outras de menor porte, como Faxinal, Água Boa, Cerro do Roque, Arroio dos Ratos e São Sepé. A Figura 3 mostra as atividades de mineração de carvão na região Sul, indicando, aproximadamente, a localização das diferentes jazidas. A avaliação dos recursos dessas jazidas é indicada na Tabela 2.

Tabela 2 – Recursos de Carvão em Jazidas por Unidade da Federação

Estado	Jazida	Recursos [Mt]	%
RS	Candiota	12.278	
	Santa Terezinha	4.283	
	Morungava/Chico Lomã	3.128	
	Charqueadas	2.993	
	Leão	2.439	
	Iruí	1.666	
	Capané	1.023	
	Outras	994	
	Total RS	28.804	89,25
SC	Sul-Catarinense	3.363	10,41
PR	Diversas	104	0,32
SP	Diversas	8	0,02
Total		32.279	100,00

Fonte: Elaboração própria a partir de PEREIRA GOMES et al., 2003

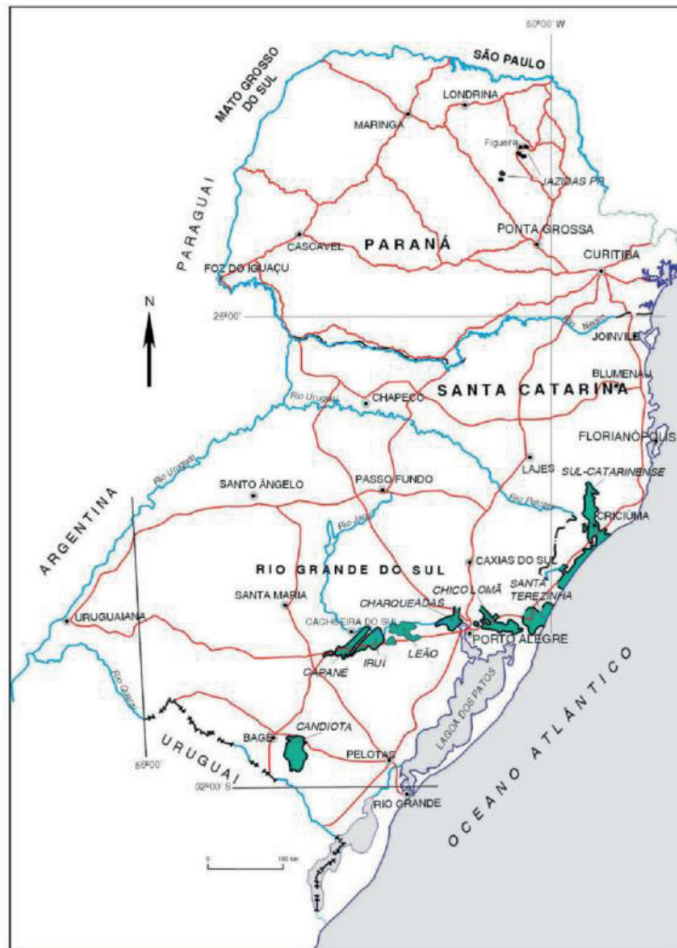


Figura 3 – Localização das Minas no Rio Grande do Sul

Fonte: Süffert, 1997

As jazidas consistem quase exclusivamente em carvão energético (ou carvão vapor), isto é, carvão que, por suas características, é utilizado na produção de energia térmica. Somente as jazidas de Chico Lomã-Morungava e Santa Terezinha contêm carvões que podem ser beneficiados para a obtenção de uma parcela de uso siderúrgico (PEREIRA GOMES et al., 2003). A profundidade das camadas de carvão varia de nula (aflorante) a cerca de 1.200 metros. A maioria das jazidas acompanha linhas de afloramentos das camadas de carvão próximas à borda atual da Bacia Sedimentar do Paraná e localiza-se na formação Rio Bonito.

As jazidas mais importantes são:

- Jazida de Santa Terezinha: situada na região nordeste do Rio Grande do Sul, com área superior a 1.000 km². No sul, a jazida se encontra sob coberturas mínimas de 500 metros;
- Jazida de Morungava-Chico Lomã: situa-se na região nordeste do Rio Grande do Sul, numa área de 1.200 km². Ocorrem até sete camadas. Apresenta coberturas inferiores a 50 metros no setor sudoeste e entre 50 e 300 metros na região central. Coberturas superiores a 300 metros ocorrem a noroeste e oeste;

- Jazida de Charqueadas: a área conhecida dessa jazida é de 800 km². Ao norte, seus limites são pouco definidos, já sob coberturas de algumas centenas de metros;
- Jazida do Leão: a extensão conhecida dessa jazida é de aproximadamente 1.070 km². A maior parte dos recursos encontra-se a profundidades entre 50 e 300 metros, e uma parte significativa entre 300 e 800 metros. Os blocos sob pequenas coberturas estão quase esgotados nessa jazida;
- Jazida do Iruí: sua área conhecida é de cerca de 850 km². Existe potencial significativo sob cobertura inferior a 50 metros;
- Jazida do Capané: os recursos totais dessa jazida ocupam uma área de cerca de 600 km². Apresenta três camadas relevantes, uma lavrável a céu aberto e duas em maiores profundidades.
- Jazida de Candiota: é a maior jazida de carvão do país, respondendo por 38% dos recursos totais brasileiros. A área delimitada é da ordem de 2.000 km², com 17 camadas. A camada Candiota é a mais importante e é a única em lavra. Um fator decisivo na economicidade da lavra, além da espessura da camada, é a pequena cobertura (50 metros), que permite a lavra a céu aberto;
- Jazida Sul-Catarinense: é o depósito de carvão brasileiro que tem sido mais intensamente explorado nas últimas décadas devido às propriedades coqueificantes do carvão da camada Barro Branco e o seu consumo nas plantas termelétricas de Tubarão, em Santa Catarina. As coberturas vão de camadas aflorantes até mais de 800 metros. Os setores lavráveis a céu aberto estão quase esgotados na camada Barro Branco por questões econômicas e ambientais;
- Outras jazidas: além das oito jazidas de grande porte, existe uma série de pequenos jazimentos, quase todos situados nas proximidades da borda atual da bacia, vários dos quais estão ou estiveram em lavra, salientando-se as pequenas coberturas que a maioria apresenta sobre as camadas de carvão.

Como antes destacado, os recursos de carvão no Rio Grande do Sul são abundantes. Porém, esses dados não permitem conclusões sobre a real disponibilidade do carvão. As jazidas de combustíveis fósseis são integrantes da crosta terrestre e, portanto, não se dispõe de conhecimento preciso sobre o tamanho dessas jazidas. Indicações de recursos se baseiam em estimativas a partir de observações feitas na superfície, por perfurações, mineração ou sismologia e apresentam diferentes níveis de certeza. Ademais, a existência de certo recurso não implica que ele seja técnica e economicamente aproveitado. Fatores técnicos e econômicos podem impedir sua extração. Assim, os recursos são geralmente classificados conforme o grau de conhecimento de que se dispõe sobre as jazidas e a viabilidade econômica de extrair a matéria-prima.

No Brasil, as reservas de carvão são quantificadas pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que indica um total de 23.686 Mt de carvão, que se encontram em sua maior parte na região Sul do Brasil, nos estados do Rio Grande do Sul (90,6%) e Santa Catarina (9,3%) (vale notar que as reservas indicadas pelo DNPM diferem levemente dos recursos relatados por Pereira Gomes et al. (2003), conforme a Tabela 3. Pequenas jazidas são também encontradas no Paraná, em São Paulo e no Maranhão (GALVÃO et al., 2011).

Na avaliação das reservas nacionais, o DNPM introduz uma classificação diferente da abordagem comum, que utiliza tipicamente os conceitos de recurso e reserva. A diferenciação entre recurso e reserva diz respeito à economicidade da recuperação do mineral, sendo que apenas a recuperação dos minerais classificados como reserva apresenta viabilidade econômica. O DNPM não trabalha com o conceito de recursos, mas denomina todos os minerais como reserva. Para indicar a viabilidade econômica da recuperação, o DNPM introduz a categoria de reserva lavrável. Somente a reserva lavrável representa a quantidade cuja exploração seria economicamente viável (BARBOSA et al., 2005).

Ademais, distinguem-se entre reservas medidas, indicadas e inferidas conforme o grau de certeza de sua existência. As reservas medidas consistem em reservas cuja extensão e qualidade são determinadas com alto grau de certeza por perfurações e amostras. Reservas indicadas apresentam nível menor de certeza. São determinadas por projeções feitas a partir de amostras, dados geológicos ou perfurações próximas o suficiente para assumir continuidade entre os locais de amostra. Reservas inferidas, por sua vez, mostram baixo nível de certeza. As estimativas quanto à quantidade e à qualidade da reserva se baseiam em conjecturas sobre a continuidade de reservas medidas e inferidas, não havendo amostras ou medições (WOOD et al., 1981).

A Tabela 3 mostra os dados indicados, detalhando as reservas por estado. Nota-se que as reservas consideradas lavráveis representam somente 38% das reservas medidas. Especialmente no Rio Grande do Sul, onde se situa a maior parte das reservas medidas, há diferença significativa entre reservas lavrável e medida, sendo que a reserva lavrável responde por somente 30% da medida. Em Santa Catarina e no Paraná, 66% e 82% da reserva medida, respectivamente, são classificados como lavráveis.

Tabela 3 – Reservas Medidas, Indicadas, Inferidas e Lavráveis por Estado em 2010

Estado	Lavrável (Mt)	Reserva Medida (Mt)	Reserva Indicada (Mt)	Reserva Inferida (Mt)	Total (Mt)
Maranhão	-	1	2	-	3
São Paulo	-	1	1	1	3
Paraná	3	3	-	-	3
Santa Catarina	913	1.388	598	222	2.208
Rio Grande do Sul	1.571	5.158	10.006	6.306	21.469
Total	2.487	6.551	10.607	6.528	23.686

Fonte: Elaboração própria a partir de Galvão et al., 2011

Quanto à qualidade físico-química, distingue-se entre o *rank* e o *grade* do carvão. O *rank*, na série natural de linhitos, carvões sub-betuminosos, carvões betuminosos e antracitos, é estudado por medidas de material volátil, poder calorífico e reflectância das vitrinitas (DAVIDSON, 2004). Usa-se o termo *grade* para designar, genericamente, as relações matéria orgânica/matéria inorgânica numa camada de carvão, bem como as características da matéria inorgânica presente, sendo fator de depreciação da qualidade. A lavabilidade é o parâmetro mais importante quanto ao *grade* dos carvões, expressando as possibilidades de separação de matéria orgânica e matéria inorgânica por meio de beneficiamento (em lavadores, jigs, meio-denso, centrifugadores). A matéria inorgânica é representada, basicamente, pelos teores de cinzas e de enxofre.

As camadas de carvão no Brasil caracterizam-se pela heterogeneidade nas estruturas vertical e horizontal. Leitões mais ou menos ricos em matéria orgânica intercalam-se com outros com pouca ou nenhuma matéria orgânica. Variações ocorrem também entre as camadas em uma mesma jazida e até na mesma camada no sentido horizontal. Uma generalização que pode ser feita se refere ao

conteúdo, quase sempre alto, de matéria inorgânica, o que se deve à heterogeneidade vertical e à íntima associação da matéria orgânica e inorgânica em muitos leitos e camadas de carvão.

O alto teor de cinzas e a composição petrográfica (impregnação das vitrinitas por material lipídico) induzem dificuldades na comparação entre os carvões brasileiros e os de outros países. Apesar dessa limitação, pode-se dizer que os carvões variam pelo *rank* num sentido geral de sudoeste para nordeste, de betuminoso de alto volátil C (Candiota) até betuminoso de alto volátil A (Sul-Catarinense) (PEREIRA GOMES et al., 2003).

A Tabela 4 mostra a composição dos carvões de algumas jazidas importantes. Os números mostram o alto teor de contaminantes dos carvões brasileiros. A única jazida que contém carvões com teor de cinzas abaixo de 50% é a de Sapopema, no Paraná. Essa jazida, por sua vez, apresenta teor de enxofre bastante elevado.

Tabela 4 – Características de Diferentes Carvões Brasileiros por Jazida

Jazida	Estado	PCI* (MJ/t)	Carbono (%)	Enxofre (%)	Cinzas (%)
Sapopema	PR	20,1	30,0	6,0	45
Barro Branco	SC	11,3	21,4	4,3	62
Bonito	SC	11,8	26,5	4,7	58
Candiota	RS	13,4	23,3	1,6	53
Charqueadas	RS	12,4	24,3	1,4	54
Leão	RS	12,4	24,1	1,3	59

*PCI: Poder calorífico inferior

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2007

A produção de carvão abrange tipicamente duas etapas: mineração e beneficiamento. A mineração de carvão ocorre em dois tipos principais de minas: minas a céu aberto e minas subterrâneas. A lavra a céu aberto ocorre quando a camada de carvão se encontra próxima à superfície. Nesse processo, a camada de estéril é removida, com a posterior extração da camada de carvão (Figura 4). Na lavra subterrânea, o carvão é acessado por meio de planos inclinados ou poços. A mineração subterrânea implica, geralmente (no caso mais normal de minas por câmaras e pilares), que parte do minério permaneça no solo para sustentar a estrutura da mina, além de gerar custos maiores que a mineração a céu aberto.



Figura 4 – Lavra em Tiras em Mina de Carvão da Copelmi Mineração Ltda., Mina do Recreio, Butiá, Rio Grande do Sul

Fonte: KOPPE, 2006

No passo do beneficiamento, o carvão cru, chamado carvão *run of mine* (ROM), é submetido a processos de britagem, lavagem e classificação, com o objetivo de obter produtos homogêneos de determinada qualidade. Nesses processos, materiais inorgânicos são removidos, separando-se o carvão ROM em carvão beneficiado e rejeitos.

Conforme o anuário estatístico do DNPM, existem 27 minas de porte relevante em operação (GALVÃO et al., 2011). A localização, o tipo e o porte das minas estão indicados na Tabela 5. No Paraná, existe apenas uma mina de médio porte do tipo subterrâneo. Santa Catarina é o estado com o maior número de minas em operação, abrangendo sete minas a céu aberto e 13 subterrâneas, sendo que a maioria das minas subterrâneas é classificada como de médio porte. As minas a céu aberto são de pequeno e médio porte. No Rio Grande do Sul, há cinco minas em operação, e todas as atividades de mineração ocorrem em minas a céu aberto de grande ou médio portes.

Tabela 5 – Minas em Operação no Brasil em 2009

Minas	Grandes (>1.000.000 t/a)		Médias (>100.000 t/a)		Pequenas (> 10.000 t/a)		Total	
	CA*	S**	CA*	S**	CA*	S**	CA*	S**
Paraná	-	-	-	1	-	-	-	1
Santa Catarina	-	1	3	10	4	2	7	13
Rio Grande do Sul	2	-	3	-	-	-	5	-
Total	2	1	6	11	4	2	12	14

*céu aberto

**subterrânea

Fonte: Elaboração própria a partir de Galvão et al., 2011

Conforme as estatísticas de produção publicadas pela Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM, 2013), as atividades de mineração são sustentadas por 13 empresas no Brasil. A Tabela 6 detalha informações sobre as empresas, indicando localização e produção de carvão ROM e beneficiado em 2012. As empresas se diferenciam relativamente ao seu porte. Somente duas, a CRM e a Copelmi, ambas localizadas no Rio Grande do Sul, respondem por quase 50% da produção ROM de carvão. Em Santa Catarina, observa-se concentração menor, com empresas de menor porte atuando nas minas catarinenses.

Tabela 6 – Empresas Atuando na Mineração de Carvão no Brasil em 2012

	Produção de carvão ROM	Participação da produção	Produção de carvão beneficiado	Participação da produção
	[t]	[%]	[t]	[%]
Total	11.546.844	100	6.440.998	100
CRM (RS)	2.716.150	24	2.674.483	42
Copelmi (RS)	2.418.067	21	1.366.524	21
Metropolitana (SC)	1.585.759	14	471.272	7
Belluno (SC)	1.138.406	10	368.648	6
Criciúma (SC)	882.402	8	495.792	8
Coperminas (SC)	843.599	7	324.846	5
Catarinense (SC)	820.341	7	233.251	4
Rio Deserto (SC)	727.623	6	309.391	3
Cambuí (PR)	315.131	3	97.426	2
Gabriella (SC)	44.387	-	44.387	1
Comin (SC)	39.102	Menor que 1	39.101	1
Minageo (SC)	8.452	Menor que 1	8.452	Menor que 1
Siderópolis (SC)	7.425	Menor que 1	7.425	Menor que 1

Fonte: Elaboração própria a partir de ABCM, 2013

A diferença entre a produção de carvão ROM e carvão beneficiado varia entre as mineradoras conforme o destino do carvão, ou seja, conforme as exigências relativas à qualidade do carvão. O carvão da mineradora CRM, por exemplo, é aplicado principalmente na UTE Presidente Médici/Candiota, praticamente na sua forma ROM. Portanto, não há diferença significativa entre a produção ROM e a produção beneficiada (Figura 5). Todas as outras mineradoras mostram reduções expressivas entre o fluxo ROM e o fluxo beneficiado, que variam numa faixa de 40% a 70%. Essa redução se deve ao alto teor de cinzas no carvão, que são parcialmente reduzidas no processo de beneficiamento para aumentar o poder calorífico do carvão.

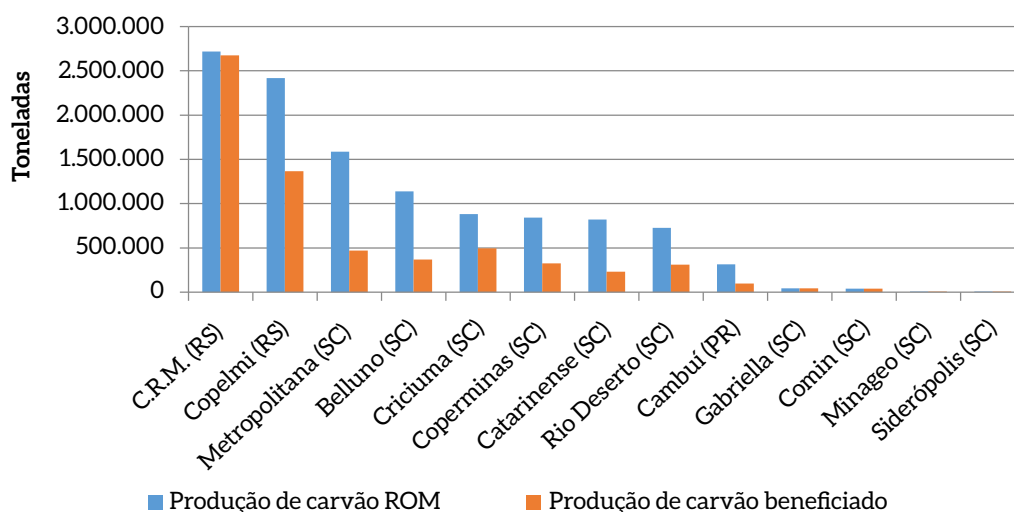


Figura 5 – Produção de Carvão ROM e Carvão Beneficiado por Mineradora em 2012

Fonte: ABCM, 2013

2.1.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

2.1.2.1 PREMISSAS

Durante o processo geológico de formação de carvão, ocorre a geração de metano (CH_4) e de dióxido de carbono (CO_2), que permanecem enclausurados nas camadas de carvão e podem ser liberados durante atividades de mineração. Metano é o gás mais relevante no setor de mineração de carvão não apenas pela quantidade, mas também pelo seu potencial de aquecimento global (GWP), valor que indica o impacto sobre o balanço radiativo da Terra de um GEE, se comparado à mesma quantidade, em massa, do CO_2 (IPCC, 2006).

Emissões em atividades de mineração são subdivididas nas seguintes áreas, conforme o *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Fugitive Emissions*, do IPCC, publicado em 2006 (IPCC, 2006):

- Emissões durante a mineração – resultantes da liberação de GEE enclausurados nas camadas de carvão;
- Emissões pós-mineração – emissões de GEE enclausurados que ocorrem nas atividades subsequentes de transporte e beneficiamento;
- Oxidação de baixa temperatura – emissões de CO_2 provocadas pela oxidação de do carvão minerado, devido à exposição do mesmo ao oxigênio do ar;
- Combustão não controlada – processo que pode ocorrer quando o calor provocado pela oxidação de baixa temperatura se concentra localmente e inicia um processo de combustão.

Existem diferenças substanciais na geração de emissões na mineração a céu aberto e na mineração subterrânea. A mineração subterrânea é tratada como fonte pontual, sendo que as emissões surgem na saída da mina ou num ponto específico do seu sistema de ventilação. As emissões em minas a céu aberto surgem como emissões dispersas sobre toda a área de mineração. Dessa forma, os métodos de estimar emissões em minas subterrâneas e a céu aberto se distinguem e abrangem pontos diferentes. Os passos que o IPCC (2006) lista para uma avaliação completa das emissões na produção de carvão estão indicados no Quadro 1. Essa listagem remete, ao mesmo tempo, às possibilidades de mitigação de emissões no setor, que se restringem à redução de emissões de metano durante o processo de mineração por meio da sua transformação em CO₂.

Quadro 1 – Processos a Considerar numa Avaliação Completa de Emissões de GEE na Produção de Carvão

Mineração a céu aberto	Mineração subterrânea
- Emissões durante a mineração devido ao rompimento do carvão e de rochas adjacentes - Emissões pós-mineração - Fogos em pilhas de resíduos	- Gás drenado de sistemas de desgaseificação - Emissões do sistema de ventilação - Emissões pós-mineração - Estimativas do volume de metano recuperado (utilizado ou queimado em <i>flare</i>) - Emissões após abandono da mina

Fonte: Elaboração própria com base em IPCC, 2006

As emissões de metano e dióxido de carbono das atividades de mineração de carvão mineral de 1990 a 2010 estão disponíveis na Tabela 7 e na Tabela 8, respectivamente. Segundo dados da Terceira Comunicação Nacional (MCTIC, 2016), as emissões de metano em 2010 foram de cerca de 40 GgCH₄. Desse total, cerca de 90% são provenientes da mineração subterrânea. As emissões da pilha de rejeito ficaram pouco abaixo de 1.900 Gg de CO₂.

Tabela 7 – Emissões de metano da mineração (GgCH₄)

Atividade		1990	1995	2000	2005	2010
Mineração	Céu aberto	0,7	0,8	1,3	0,9	0,9
	Subterrânea	44,8	36,9	38,4	44,1	35,0
Pós-mineração		4,2	3,5	3,7	4,1	3,3
Total		49,7	41,2	43,4	49,1	39,2

Fonte: Elaboração própria com base em MCTIC, 2016

Tabela 8 – Estimativa de emissões de CO₂ de rejeitos da mineração

Parâmetro	Unidade	1990	1995	2000	2005	2010
Carbono no carvão ROM	t	2.388	2.282	2.852	2.598	2.451
Carbono nos produtos	t	1.650	1.780	2.148	1.877	1.444
Carbono nos rejeitos	t	738	502	704	753	1.007
Emissões CO ₂	Gg	1.353	920	1.291	1.381	1.846

Fonte: Elaboração própria com base em MCTIC, 2016

A seguir, as metodologias aplicadas para projetar as emissões serão detalhadas, focando nos itens relevantes para o caso brasileiro. Metodologicamente, separam-se entre emissões de metano e de dióxido de carbono; minas subterrâneas e minas a céu aberto; e emissão durante a mineração e pós-mineração. As informações apresentadas na sequência se baseiam principalmente nos resultados do *Relatório de referência sobre as emissões fugitivas da mineração e do tratamento de carvão mineral*, do segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de GEE, publicado em 2010 pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (FAGUNDES; GOMES, 2010).

2.1.2.1.1 EMISSÕES DE METANO NA MINERAÇÃO

Teoricamente, o teor de metano presente no carvão está relacionado com fatores como *rank* (grau de carbonificação da matéria vegetal de origem), profundidade da camada, propriedades físico-químicas, entre outras. Porém, existem fatores geológicos de extrema relevância e que afetam o equilíbrio dinâmico do metano presente na camada de carvão. Assim, os fatores de emissão propostos para uma abordagem Tier 1 (IPCC, 2006) abrangem uma faixa de valores listados na Tabela 9.

Tabela 9 – Fatores de Emissão de Metano na Produção de Carvão (m³/t)

Fator de emissão	Mineração a céu aberto		Mineração subterrânea	
	Mineração	Pós-mineração	Mineração	Pós-mineração
Baixo	0,3	0,0	10,0	0,9
Médio	1,2	0,1	18,0	2,5
Alto	2,0	0,2	25,0	4,0

Fonte: Elaboração própria com base em IPCC, 2006

Relativamente a minas a céu aberto, a boa prática recomenda utilizar o fator de emissão baixo para minas com cobertura inferior a 25 metros e o fator alto para locais com cobertura superior a 50 metros. O valor médio se adota para coberturas intermediárias ou na ausência de conhecimento sobre a cobertura. Para minas subterrâneas, consideram-se como baixas as coberturas inferiores a 200 metros e como altas as coberturas superiores a 400 metros. O primeiro inventário brasileiro de emissões utilizou essa abordagem e classificou as minas brasileiras conforme indicado na Tabela 10 (PEUKER; FAGUNDES, 2006).

Tabela 10 – Fatores de Emissão de Metano Adotados no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Fugitivas da Mineração e do Tratamento de Carvão Mineral

Tipologia – Região	CH ₄ Mineração (m³/t)	CH ₄ Pós-mineração (m³/t)
Minas de céu aberto RS	0,30 – 0,45	0,02 – 0,03
Minas de céu aberto SC	0,45 – 0,60	0,05
Minas subterrâneas RS	10,00 – 10,50	1,00
Minas subterrâneas SC	12,00 – 13,00	1,20 – 1,40
Minas subterrâneas PA	14,50 – 15,00	1,50

Fonte: Elaboração própria com base em PEUKER; FAGUNDES, 2006

Essa abordagem foi revisada no segundo inventário, publicado em 2010 (FAGUNDES; GOMES, 2010), em que se optou por realizar uma abordagem baseada em resultados de um estudo de Silva et al. (2010) sobre emissões fugitivas em minas de carvão no Sul do Brasil. Nesse estudo, foram definidos fatores de emissão para a mineração de carvão no Brasil, dividindo as minas brasileiras em cinco categorias, conforme a Tabela 11. A localização desses grupos é indicada na Figura 6.

Tabela 11 – Classificação de Minas a Carvão no Brasil para a Atribuição de Fatores de Emissão

		Cinzas	Matéria volátil	Carbono fixo	Poder calorífico
			% b.s.		kcal/kg
Mina subterrânea A	SC	69,43	15,72	14,85	2.167
Mina subterrânea B	SC	64,46	14,61	20,93	2.781
Mina subterrânea C	SC	61,26	16,50	22,25	3.032
Mina a céu aberto D	RS	51,09	22,28	26,63	3.224
Mina a céu aberto E	RS	54,18	20,67	25,15	3.090

Fonte: Elaboração própria com base em Fagundes; Gomes, 2010

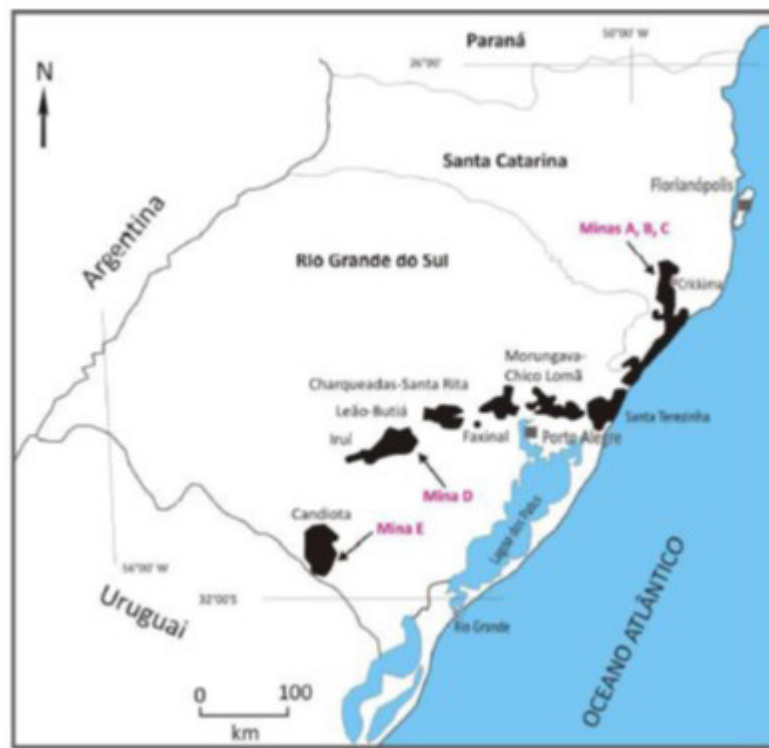


Figura 6 – Definição Geográfica das Categorias Adotadas de Minas no Brasil

Fonte: Fagundes; Gomes, 2010

No estudo de Fagundes e Gomes (2010), os valores de emissão encontrados para as minas subterrâneas de carvão no Brasil são consideravelmente menores que os valores indicados pelo IPCC. Fatores

de emissão pós-mineração para a mineração subterrânea se encontraram abaixo de $0,07 \text{ m}^3_{\text{metano}}/\text{t}_{\text{carvão}}$. Para as minas a céu aberto, foram encontrados valores abaixo de $0,05 \text{ m}^3_{\text{metano}}/\text{t}_{\text{carvão}}$. Além de comprovar fatores extremamente baixos de emissão, o estudo revelou que os fatores de emissão nas minas brasileiras não podem ser correlacionados com a profundidade destas.

Para realizar uma abordagem conservadora, os valores finalmente presumidos no segundo inventário não consistiram nos resultados das análises das minas, mas nos valores mínimos indicados pelo IPCC. Essa abordagem foi considerada mais precisa do que a atribuição de diferentes valores com base em aspectos teóricos (profundidade e grau de evolução) adotados no primeiro inventário de 2006. Nota-se que o fator de emissão pós-combustão para a mineração a céu aberto apresenta uma exceção, não sendo o valor mínimo indicado no IPCC (2006), mas o valor máximo encontrado nas análises feitas no contexto do estudo. Um resumo dos valores adotados encontra-se na Tabela 12.

Tabela 12 – Fatores de Emissão para Emissões Fugitivas de Metano na Produção de Carvão (m^3/t)

Tipologia	Mineração	Pós-mineração
Mineração subterrânea	10,00	0,90
Mineração a céu aberto	0,30	0,05

Fonte: FAGUNDES; GOMES, 2010

Adicionalmente, será averiguado neste estudo como as emissões se alterariam substituindo o fator de emissão do IPCC para atividades pós-mineração em minas subterrâneas pelo fator máximo encontrado por Silva et al. (2010), que atingiu somente $0,07 \text{ m}^3_{\text{metano}}/\text{t}_{\text{carvão}}$.

2.1.2.1.2 EMISSÕES DE METANO EM MINAS ABANDONADAS

Nos inventários realizados em 2006 e 2010, emissões de minas abandonadas ainda não foram consideradas, o que se deve ao fato de que esses relatórios se baseiam na metodologia proposta nas diretrizes do IPCC de 1996, em que a avaliação de minas abandonadas ainda não havia sido incluída.

Para a definição das emissões da mina abandonada conforme o Tier 3 de IPCC (2006), são necessários dados históricos. Para a definição conforme o Tier 2 de IPCC (2006), dois parâmetros-chave são necessários: tempo que a mina está abandonada e fator de emissão da mina. Uma avaliação conforme o Tier 1 (IPCC, 2006) aplica valores padrão para os fatores de emissão que se baseiam apenas no tempo em que a mina se encontra abandonada. Esses valores, todavia, devem ser aplicados somente a minas consideradas como detentoras de alto teor de gás (descritas no IPCC como *gassy mines*).³

No Brasil, um inventário sobre minas abandonadas ainda não foi realizado, porém há um estudo em andamento que contempla a avaliação da composição do gás de mina em seções de minas que não estão mais em atividade, em especial daquelas em que foram realizados processos de *back fill*

³ A definição do termo *gassy mines* é subjetiva e depende de cada país. Nos Estados Unidos, por exemplo, minas são declaradas *gassy* quando ocorre uma produção média anual de gás acima de $2.800 \text{ m}^3/\text{dia}$ durante atividades de mineração.

(PIRES, 2014). Todavia, pelo fato de as minas em operação apresentarem fatores de emissão muito reduzidos, não se esperam emissões relevantes nas minas abandonadas (GOMES, 2014). Portanto, tais emissões não foram consideradas neste estudo.

2.1.2.1.3 EMISSÕES DA COMBUSTÃO ESPONTÂNEA NO ARMAZENAMENTO E REJEITOS DO CARVÃO

Fagundes e Gomes (2010) consideram no inventário setorial do setor de carvão no Brasil as emissões provocadas pela combustão espontânea no armazenamento e nos rejeitos de carvão. Para tanto, presumiram que todo o carvão ROM extraído é processado, produzindo carvão lavado e rejeitos. Um fator limitante para os cálculos das emissões de CO₂ é o desconhecimento do tempo de estocagem dos carvões ROM e lavado, bem como das pilhas de rejeito. Foi conjecturado que não há estocagem do carvão ROM como produto e que todo o carbono presente no carvão ROM seria transferido para os produtos beneficiados e para os rejeitos, sendo as perdas do processo contabilizadas nos rejeitos. A quantidade dos rejeitos pode ser avaliada por meio dos registros de produção de carvão ROM e de produtos beneficiados, publicados pela ABCM (2013). Para a estimativa do teor de carbono nos rejeitos, Fagundes e Gomes (2010) levantaram teores de carbono nos carvões ROM e nos carvões beneficiados para um período de 1990 a 2005. A partir desses dados, pode ser identificado que aproximadamente 11% do rejeito consistem em carbono. Ademais, foi presumido em Fagundes e Gomes (2010) que 50% do carbono presente nos rejeitos seriam submetidos à oxidação, formando CO₂.

O carvão foi subdividido em carvão minerado em minas a céu aberto e carvão minerado em minas subterrâneas. Como as características dos carvões variam entre as diferentes minas, foram adotados valores médios de cinzas, de acordo com características indicadas em Pereira Gomes et al. (2003) e Fagundes e Gomes (2010).

Vale ressaltar que a taxa de aproveitamento aplicada neste estudo não corresponde à taxa média histórica de aproveitamento (Figura 5). A alteração na taxa de aproveitamento foi presumida devido à alteração de tecnologia de combustão de carvão. Futuras UTE, construídas para operar com carvão nacional, devem utilizar caldeiras de leito fluidizado, que, diferentemente da maioria das caldeiras instaladas, podem arcar com combustíveis com altos teores de cinza. Dessa forma, foi definido que o carvão seria aplicado com teor de cinza de 50%, o que corresponde aos projetos que concorreram no leilão A5 de 2014 (SIMAS, 2014). Os dados utilizados para projetar as emissões no cenário REF estão indicados na Tabela 13.

Tabela 13 – Dados Utilizados para a Estimativa de Emissões de GEE em Atividades de Mineração e Pós-Mineração

Parâmetro	Valor	Unidade
PCI do carvão ROM	2,9	kcal/kg
Teor de cinzas do carvão ROM	55	%
PCI do carvão beneficiado	3.015	kcal/kg
Teor de cinzas do carvão beneficiado	50	%

Parâmetro	Valor	Unidade
Taxa de aproveitamento	0,95	t_{C_BEN}/t_{C_ROM}
Quantidade de rejeito	0,05	$t_{Rejeito}/t_{ROM}$
Quantidade de carbono no rejeito	0,11	$tC_{Rejeito}/t_{Rejeito}$
Custo de produção	23* / 61**	US\$/t _{ROM}

* Minas a céu aberto

** Minas subterrâneas

Fonte: Elaboração própria com base em PEREIRA GOMES et al., 2003; FAGUNDES; GOMES, 2010

2.1.2.2 RESULTADOS

O suprimento da demanda do carvão foi classificada em minas a céu aberto e minas subterrâneas. Para tanto, foi presumido que a demanda existente parte, em 2015, de uma capacidade de cerca de 1.700 MW em UTE que opera com carvão nacional, derivada da simulação da expansão do setor energético realizada para este estudo para o período de 2010 até 2050. Essa capacidade se divide em 800 MW para carvão de minas a céu aberto e 900 MW para minas subterrâneas (ANEEL, 2014).⁴

O resultado do cenário REF indica que o consumo de carvão aumenta mais de três vezes no período de 2015 a 2030. Até 2050, este consumo sobe para cerca de 68 Mt por ano, o que representa aumento de mais de 11 vezes em relação ao ano de 2015. A Figura 7 apresenta a evolução do consumo de carvão, no cenário REF, por topologia de mineração (a céu aberto ou subterrânea).

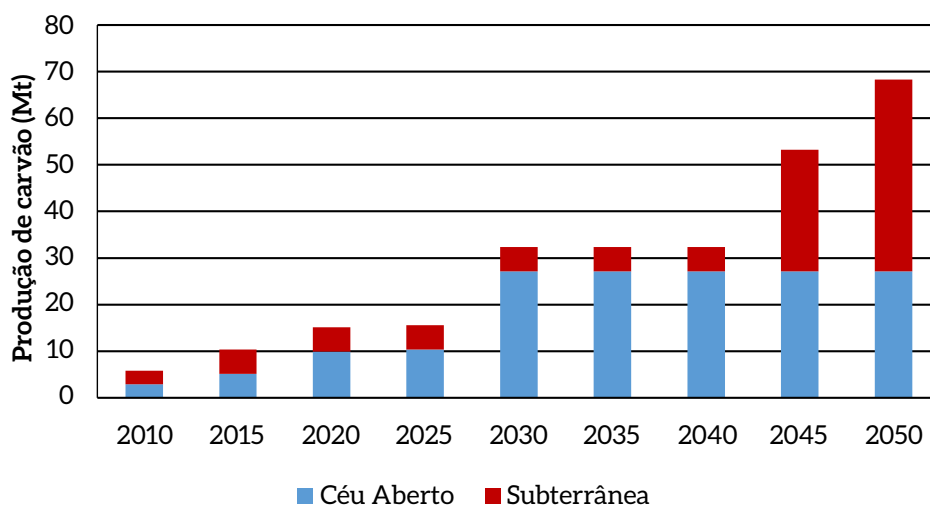


Figura 7 – Produção de Carvão por Tipo de Mina no Cenário REF

Fonte: Elaboração própria

4 A demanda de carvão é estimada a partir da capacidade instalada por UTE a carvão, que consta da seção 2.2 deste relatório.

As emissões de GEE provocadas na mineração, consistindo de CH_4 e CO_2 , são indicadas nesta seção em CO_2 equivalente. A Figura 8 e a Figura 9 mostram as emissões do cenário REF decorrentes da produção de carvão em minas a céu aberto e minas subterrâneas, respectivamente. Para a mineração a céu aberto, as emissões de CH_4 na etapa de mineração e as emissões de CO_2 na etapa pós-mineração (a partir de rejeitos) são as fontes mais importantes, enquanto as emissões de CH_4 na etapa pós-mineração apresentam impacto pequeno. Na mineração subterrânea, a quantidade mais relevante de emissões deriva de emissões de metano durante a mineração.

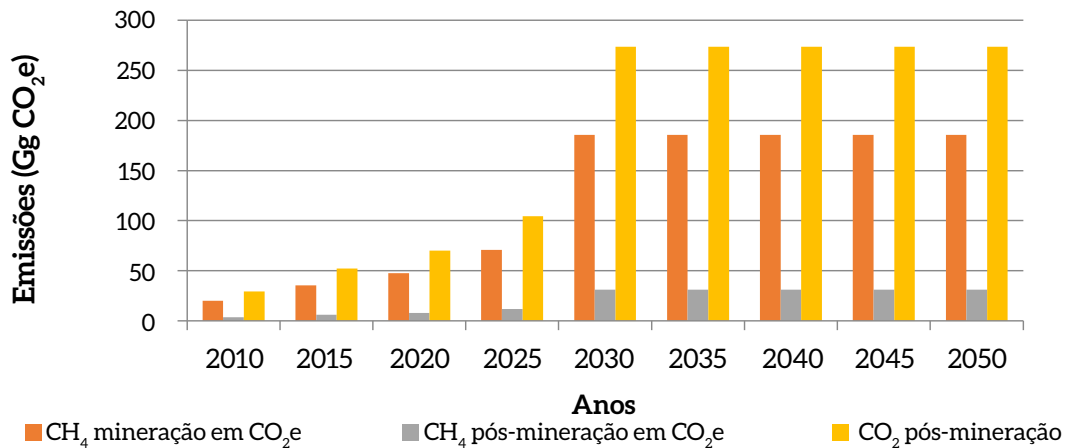


Figura 8 – Emissões de CO_2e em Minas a Céu Aberto no Cenário REF

Fonte: Elaboração própria

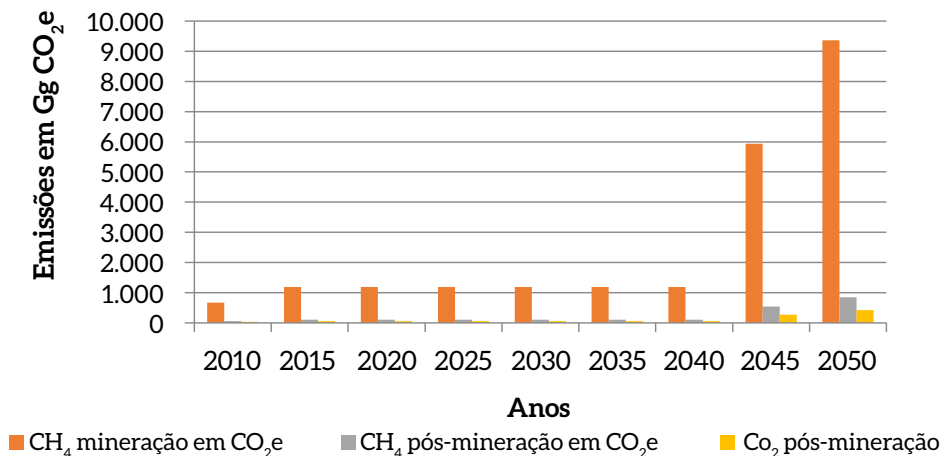


Figura 9 – Emissões de CO_2e em Minas Subterrâneas no Cenário REF

Fonte: Elaboração própria

Destaque-se que as emissões provocadas pela mineração subterrânea superam as emissões geradas em minas a céu aberto em cada ano do período observado, dado que a mineração subterrânea

provoca emissões de CH_4 muito mais relevantes. Assim, as emissões provocadas pela mineração em minas a céu aberto chegariam a 490 GgCO_2e em 2050, enquanto as emissões de minas subterrâneas contabilizariam 10.622 GgCO_2e no mesmo ano.

2.1.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

Nesta seção, inicialmente, são descritas as tecnologias consideradas para mitigar emissões na mineração. Em seguida, são apresentadas premissas e os parâmetros técnico-econômicos das MTD considerados no cenário BC. Por fim, são apresentadas projeções de produção de carvão, emissões e custos de abatimento.

Cumpre 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.

2.1.3.1 DESCRIÇÃO DAS MTD PARA O ABATIMENTO DE EMISSÕES

A mineração subterrânea é a fonte mais relevante de emissões fugitivas de metano, sendo que, no panorama mundial, aproximadamente 70% das emissões dessas minas derivam do ar de ventilação. O restante do metano resulta de gás drenado mediante perfurações. Para a mitigação de emissões de metano em minas a céu aberto, existe somente a possibilidade da drenagem de gás por perfurações antes do início das atividades de mineração. Todavia, dado o pequeno teor de metano em minas a céu aberto, essa medida raramente é considerada (USEPA, 2013) e será negligenciada neste estudo.

2.1.3.1.1 REDUÇÃO DE EMISSÕES DE METANO POR MEIO DE DRENAGEM POR PERFURAÇÕES

A drenagem de metano ocorre por perfurações horizontais e verticais antes de iniciar a mineração ou durante a mineração em formações fraturadas nas proximidades das camadas de carvão. A drenagem do gás antes do início da mineração libera gases com teores típicos de metano de 60% a 95%, dependendo da presença de outros gases. O gás drenado de formações fraturadas durante a mineração apresenta teores típicos de 30% a 95% (KARACAN et al., 2011).

A drenagem do gás apresenta recuperação do gás em concentrações relativamente altas, o que permite sua combustão em *flare* ou seu aproveitamento como fonte de energia. Quando não ocorre a concentração e purificação do gás, o processo é chamado de desgaseificação simples. Em casos em que há concentração do metano, fala-se de desgaseificação avançada (YUSUF et al., 2012), aplicada quando contaminantes, especialmente nitrogênio, precisam ser removidos do gás para aumentar a concentração de metano. Os equipamentos aplicados operam mediante absorção criogênica e adsorção de pressão alternada.

O metano pode ser aproveitado no local da drenagem ou injetado na rede de gás. A injeção na rede de gás apresenta tipicamente as exigências mais rígidas em relação à pureza do metano, exigindo concentrações de metano acima de 96% (USEPA, 2013). Essa opção exige, além da proximidade da rede de gás, alta pureza do metano drenado, o que se realiza tipicamente por meio de processos de

adsorção de pressão alternada (*pressure swing adsorption*) para a remoção de CO₂ e N₂. Nesse contexto, vale notar que metano drenado de minas geralmente não contém quantidade significativa de contaminantes, como enxofre e hidrocarbonetos de maior cadeia molecular.

Quando se visa ao uso energético, as exigências quanto à pureza do metano são menos rígidas. Para uso como gás combustível em motores de combustão interna, um teor de metano de 30% é suficiente (USEPA, 2013). Essa opção tecnológica pode ser vantajosa para a operação de minas subterrâneas para suprir o próprio consumo de energia elétrica, provocado pelas máquinas de mineração, esteiras de transportes e sistemas de ventilação, que pode exceder 24 kWh por tonelada de carvão produzido (USEPA, 2013). Para uso em motores de combustão interna, o gás precisa tipicamente ser submetido a uma purificação para a remoção de água e partículas. Por sua vez, para uso energético em caldeiras para a geração de calor para suprir a demanda de calor dos processos de mineração ou para uso num sistema de secagem de carvão, o gás drenado não precisa ser purificado. O mesmo vale para a conversão do gás num sistema de *flare*.

2.1.3.1.2 REDUÇÃO DE EMISSÕES DE METANO ORIUNDO DO AR DE VENTILAÇÃO

A recuperação de metano do ar de ventilação é mais difícil devido à baixa concentração do metano, às condições instáveis de fluxo, às variações no teor de contaminantes, especialmente partículas no gás (KARACAN et al., 2011). Numa mina considerada rica em gás, o ar de ventilação pode conter de 0,1% a 1,0% de metano.

Uma possibilidade de aproveitamento energético do ar de ventilação consiste do uso como ar de combustão (SOMERS; SCHULTZ, 2008). Todavia, essa aplicação tem como pré-condição a presença de grandes equipamentos de combustão no local. Se essa pré-condição não é dada, o ar de ventilação pode ser tratado em unidades de oxidação térmica ou catalítica (SOMERS; SCHULTZ, 2008), em que o CH₄ é transformado em CO₂ e H₂O. Nessas unidades, o ar de ventilação passa por um leito onde a oxidação do metano é provocada pelo calor do leito. Os reatores mais comuns são chamados de unidades de oxidação de fluxo reverso (*Thermal flow reversal reactor* – TFRR). Essas unidades aplicam o princípio da troca regenerativa de calor entre o gás e um leito de sólidos, onde o gás é aquecido, percorrendo um leito de material inerte de alta capacidade térmica, como sílica e cerâmicas. Aquecido pelo leito, o metano é oxidado, gerando calor, que, por sua vez, é transferido para o leito. Após um tempo específico de operação, a direção do fluxo é invertida, o que permite o aproveitamento do calor da oxidação para o aquecimento do ar de ventilação que entra no reator. A tecnologia pode operar com gases com teores de CH₄ de 0,25% a 1,25%. Para gases em que o teor de CH₄ for ainda menor, gás auxiliar precisa ser adicionado à unidade de oxidação. Devido à estabilidade da molécula, metano entra em oxidação somente acima de uma temperatura de 1.000°C (USEPA, 2004). Com o uso de catalisadores, essa temperatura pode ser reduzida para uma faixa de 350°C a 800°C.

2.1.3.2 PARÂMETROS TÉCNICO-ECONÔMICOS DAS MTD

Os custos das medidas de abatimento de GEE aqui descritas dependem das condições da mina. Para medidas de drenagem de gás, vale especialmente a quantidade total do gás que escapa das minas. Para medidas de redução de metano no ar de ventilação, o volume total e a concentração do metano no gás representam os fatores mais importantes. Para uma avaliação preliminar dos custos das diferentes medidas, foi aplicado um modelo desenvolvido pela Environmental Protection Agency, dos EUA, chamado CMM

Project Cash Flow Model v2.0 (USEPA, 2011). Esse modelo avalia o desempenho econômico de um projeto de redução de emissões de metano em minas de carvão a partir de dados técnicos e financeiros, indicando faixas de valores padrão para custos de investimento, custos O&M e dados técnicos de equipamentos.

Para a redução de emissões por meio de medidas de drenagem de metano, foram observados projetos de combustão em *flare* e a utilização em motores de combustão interna para a geração de eletricidade. Para a redução de emissões de metano oriundo do ar de ventilação da mina, o desempenho de uma unidade de TFRR foi contemplado. As condições financeiras presumidas para os projetos são indicadas na Tabela 14. Como tempo de amortização e taxa de retorno, foram aplicados dados típicos do setor elétrico, dado que a mineração de carvão no Brasil ocorre quase exclusivamente para o suprimento de termelétricas a carvão. Para contabilizar *royalties* e custos para descomissionamento, o modelo sugere um valor padrão de 20% do custo de capital. Para o caso brasileiro, esse valor foi elevado para 30% para considerar custos que incorrem devido à nacionalização da tecnologia.

Tabela 14 – Parâmetros Financeiros para Avaliação Econômica das MTD

Parâmetro	Valor	Unidade
Tempo de amortização	16	anos
Taxa real de desconto	8	% a.a.
<i>Royalties</i> , descomissionamento, importação	30	%
Contingência	10	%
Fator de utilização	8.000	h/ano

Fonte: Elaboração própria a partir de USEPA, 2011

- Drenagem de metano por perfurações e combustão em *flare*

O projeto analisado consiste num *flare* aberto, com drenagem de 500 Mcf/dia de metano. Os pressupostos técnicos e econômicos em que se baseia a estimativa estão indicados na Tabela 15 e na Tabela 16. Para a maioria dos dados, foram assumidos os valores propostos no modelo como padrão. Todavia, para alguns dados, foram escolhidos valores diferentes que refletem melhor a realidade brasileira. Assim, foi adotada uma velocidade de mineração menor, dado o baixo grau de automação nas minas brasileiras (KOPPE, 2006). Quanto à quantidade de metano drenado, aplicou-se o limite inferior da faixa de valores, indicada como padrão, dada a baixa ocorrência de emissões de metano em minas brasileiras.

Tabela 15 – Dados Técnicos do Sistema Drenagem com *Flare*

Parâmetro	Valor	Unidade
Distância entre drenagem e <i>flare</i>	21.000	ft
Eficiência de compressores e ventiladores	0,05	HP/mcfd
Velocidade de mineração	6.000	ft/yr

Parâmetro	Valor	Unidade
Espaçamento entre perfurações de drenagem	1.000	ft
Profundidade da mina	1.000	ft
Fração de metano no gás drenado	90	%
Quantidade de metano	500	Mcf/d

Fonte: Elaboração própria com base em USEPA, 2011

Tabela 16 – Custos do Sistema Drenagem com *Flare*

Parâmetro	Valor	Unidade
Custo de compressores e ventiladores	1.000	US\$/HP
Custo de perfuração	140	US\$/ft
Custo de instalação de tubulação	40	US\$/ft
Custo O&M do <i>flare</i>	15.000	US\$/ano

Fonte: Elaboração própria com base em USEPA, 2011

- Drenagem de metano por perfurações e uso em motores de combustão interna

A avaliação de um projeto de drenagem de gás com utilização do gás para geração de energia elétrica se baseia, em grande parte, nos mesmos dados que o projeto com combustão do gás em *flare*. Assim, todos os dados técnicos e econômicos indicados na Tabela 15 e na Tabela 16 foram também aplicados para a análise do desempenho dessa opção tecnológica, com exceção do custo O&M do sistema de *flare*. Dados técnicos e econômicos adicionais, que precisam ser definidos para esta análise, estão listados na Tabela 17. Para o preço de venda de energia elétrica, um valor de 0,1 US\$/kWh foi adotado, o que reflete o preço obtido por usinas térmicas nos leilões de 2014 (CCEE, 2014). Para os custos de investimento e O&M do equipamento de geração, foram assumidos os limites superiores indicados como padrão pelo modelo.

Tabela 17 – Dados Adicionais do Sistema de Drenagem com Geração de Eletricidade

Parâmetro	Valor	Unidade
Preço de venda de eletricidade	0,1	US\$/kWh
Custo de capital do sistema de geração	1.500	US\$/kW
Custo O&M do sistema de geração	0,03	US\$/kWh
Eficiência elétrica do sistema de geração (base PCI)	35	%

Fonte: Elaboração própria com base em USEPA, 2011

- Remoção de metano do ar de ventilação (VAM)

O projeto analisado apresenta fluxo de ar de 1 milhão de m³/minuto (35 mcfm), que contém 0,25% v/v de metano. Os custos de investimento e O&M presumidos são indicados na Tabela 18.

Tabela 18 – Dados para Estimativa de Custo de um Sistema TFRR

Parâmetro	Valor	Unidade
Custo de capital	25	US\$/cfm
Custo O&M anual	1,6	US\$/cfm-yr
Frequência de realocação do sistema	3	years
Custo de realocação do sistema	5	US\$/cfm
Consumo de eletricidade do sistema	0,1	kWh/mcf
Preço da eletricidade	100	US\$/MWh

Fonte: Elaboração própria com base em USEPA, 2011

A partir desses parâmetros, a quantidade de rejeitos pode ser definida, permitindo quantificar as emissões de CO₂ em pilhas de rejeitos. Os custos de produção foram estimados em 23 US\$/t para o carvão beneficiado oriundo de minas a céu aberto e 61 US\$/t para o carvão beneficiado oriundo de minas subterrâneas (ANEEL, 2011).

2.1.3.3 RESULTADOS

Foram construídos dois diferentes cenários de produção de carvão. O primeiro reflete a expansão do consumo de carvão esperado no cenário do setor de UTE a carvão, enquanto o segundo reflete o desenvolvimento do cenário BC para UTE a carvão. Conforme será descrito a seguir, esses cenários se diferem pela eficiência das plantas e pela aplicação da cocombustão de biomassa. Em suma, as UTE do cenário BC apresentam eficiências mais altas que as UTE do cenário REF e utilizam em todas as plantas novas a cocombustão de biomassa, o que leva a redução do consumo de carvão no cenário BC.

O crescimento da demanda por carvão nacional foi avaliado conforme a simulação da expansão da geração de energia elétrica, que será detalhadamente descrita na seção 2.2.2. Para o carvão nacional, foi estipulado que o carvão de minas a céu aberto terá que suprir uma capacidade adicional de 1.000 MW, a partir de 2025, e de 4.600 MW, a partir de 2030. O carvão de minas subterrâneas alimentará uma capacidade de 3.500 MW, a partir de 2045, e de 6.000 ME, em 2050. Para as UTE de carvão de minas subterrâneas, a capacidade total é definida em 5.000 MW, em 2045, e 8.600 MW, em 2050. Todavia, 30% da capacidade (em base energética) serão supridos por biomassa.

O consumo de carvão resultante depende da eficiência das UTE a carvão. Dessa forma, os consumos se diferenciam para os cenários REF e BC do setor de geração termelétrica a carvão. Diante dessas considerações, observa-se na Figura 10 e na Figura 11 a produção de carvão em minas a céu aberto e subterrâneas. As projeções consideram, além da demanda de UTE a carvão, a demanda dos diversos setores industriais.

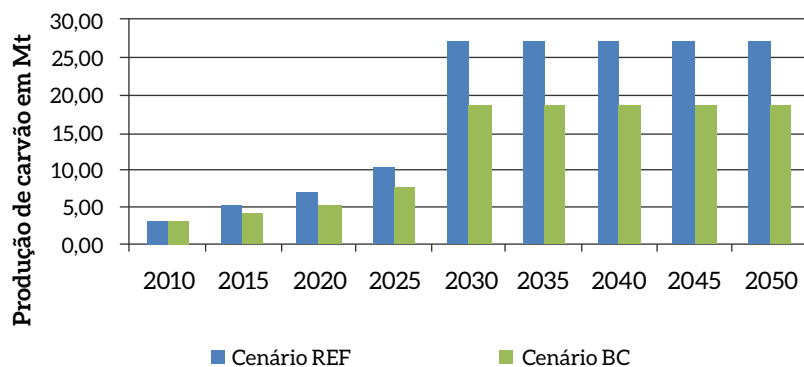


Figura 10 – Produção de Carvão em Minas a Céu Aberto nos Cenários REF e BC

Fonte: Elaboração própria

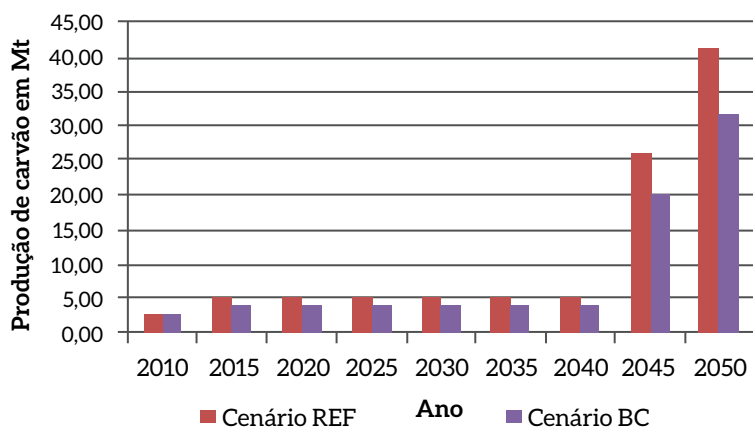


Figura 11 – Produção de Carvão em Minas Subterrâneas nos Cenários REF e BC

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 12, observam-se as emissões dos cenários REF e BC da mineração de carvão mineral. Percebe-se redução significativa nas emissões de GEE, de 11.112 GgCO₂e para 8.465 GgCO₂e, entre os cenários REF e BC em 2050, a qual deriva da redução de produção de carvão provocada pelo aumento da eficiência das plantas e a cocombustão de biomassa. Tratam-se de reduções indiretas de emissões da mineração, a qual são provenientes das atividades de baixo consideradas no setor de UTE a carvão. Ao avaliar o impacto da aplicação de MTD diretamente no setor, como é o caso da redução de metano do ar de ventilação, as emissões no cenário BC seriam significativamente menores. Neste caso, aproximadamente 1/3 do projetado no cenário REF em 2050.

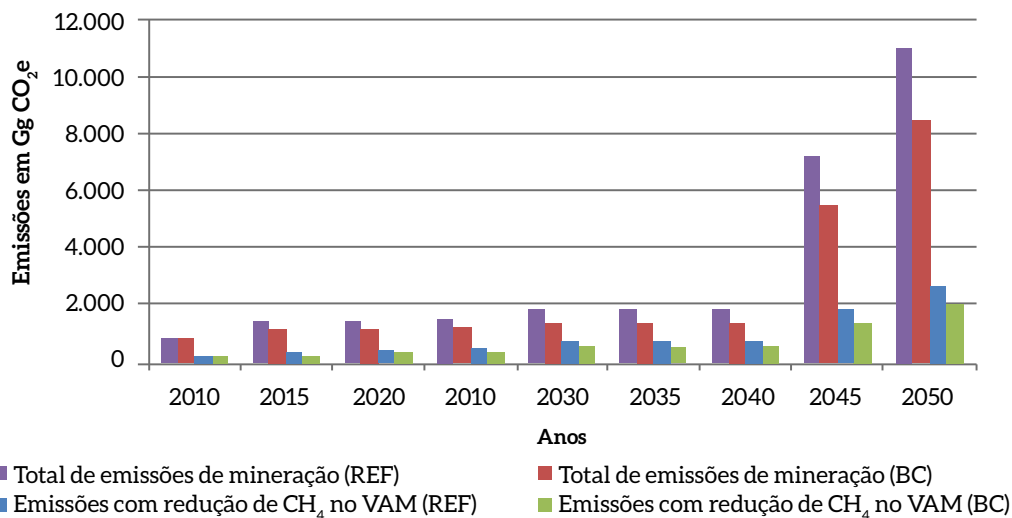


Figura 12 – Emissões de CO₂e nos Cenários REF e BC, sem e com Abatimento de CH₄ no Ar de Ventilação (VAM)

Fonte: Elaboração própria

Por último, foi averiguado como as emissões se alteram quando se aplica um fator de emissão alternativo para as emissões de CH₄ pós-mineração de minas subterrâneas. Esse fator alternativo foi definido em um estudo de Silva et al. (2010) e indica que as emissões pós-mineração não deveriam ultrapassar o valor de 0,07 m³_{metano}/t_{carvão}. Com esse fator alternativo, o total de emissões se reduziria em 13% e 8%, respectivamente, nos cenários REF e BC, sem abatimento de CH₄ no ar de ventilação. Para os cenários REF e BC com abatimento de CH₄ no ar de ventilação, o impacto da alteração do fator de emissão seria maior, devido à maior participação das emissões pós-emissão no total de emissões, levando a uma redução de 32% e 25% de emissões de CO₂e, respectivamente.

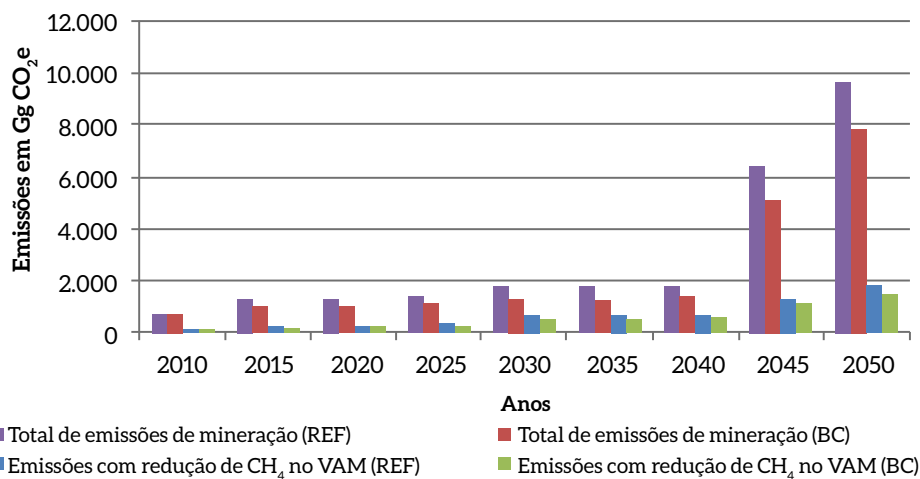


Figura 13 – Emissões de CO₂e nos Cenários REF e BC, sem e com Abatimento de CH₄ no Ar de Ventilação (VAM), segundo o Fator de Emissão de Silva et al. (2010)

Fonte: Elaboração própria

2.1.3.3.1 CUSTOS DE ABATIMENTO

A partir da aplicação dos parâmetros técnico-econômicos constantes da seção 2.1.3.2 nas Equações 1, 2 e 3, foram obtidos os custos marginais de abatimento das MTD.

Inicialmente, obtém-se custo de 24 US\$/tCO₂e para a instalação de um sistema de drenagem de gás por perfurações com combustão em flare. A aplicação da MTD, com aproveitamento energético do metano por meio de motores de combustão interna, implica em custos de abatimento menor, qual seja de 14 US\$/tCO₂e. A capacidade do sistema de geração de eletricidade atingiria 1,6 MW. Por sua vez, a remoção do metano do ar de ventilação possui custo de abatimento de 33 US\$/tCO₂e. Os resultados indicam que o abatimento das emissões de metano pela drenagem de CH₄ antes do início da atividade de mineração do carvão tem custo de mitigação menor do que a remoção de CH₄ do gás de ventilação de uma mina ativa. Nesse caso, a geração de energia elétrica apresenta a opção tecnológica mais vantajosa nas condições presumidas, mesmo que tenha custo de investimento significativamente maior. Vale notar que essa vantagem depende fortemente do preço de venda de energia elétrica.

No Brasil, não existem atividades ou estudos de potenciais relacionados à drenagem de metano em minas a carvão (PIRES, 2014; GOMES, 2014), o que pode ser explicado pela baixa ocorrência de emissões de metano nas minas brasileiras, comprovada por Silva et al. (2010) em estudo de emissões em atividades pós-mineração. Portanto, a drenagem de metano não pode ser considerada como tecnologia disponível no Brasil. Assim, cumpre enfatizar que apenas o abatimento de metano no ar de ventilação das minas por unidades de oxidação térmica deve ser considerado para o setor. Mesmo para essa tecnologia, entretanto, não existem dados publicados quanto à quantidade e à qualidade do ar de ventilação. Portanto, as estimativas aqui realizadas se baseiam em dados padrão que levam, possivelmente, à superestimação das emissões de metano devido à baixa taxa de emissões de metano em minas brasileiras.

Por fim, como mostra a Figura 14, o custo de implementação das medidas de abatimento chegaria a US\$ 278 milhões/ano no cenário REF. Esse custo seria reduzido para aproximadamente US\$ 212 milhões/ano no cenário BC, dada a menor expansão das térmicas a carvão (serão avaliadas na seção 2.2).

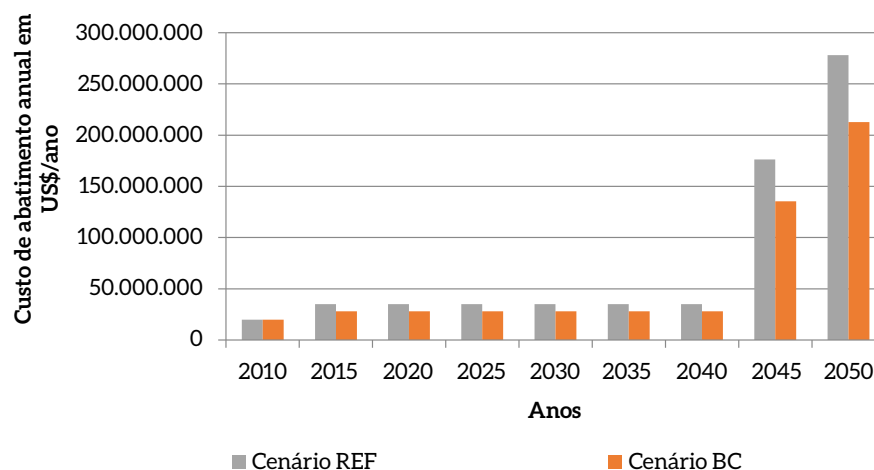


Figura 14 – Comparação do Custo de Abatimento de CO₂e para os Cenários REF e BC

Fonte: Elaboração própria

2.2 TERMELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL

2.2.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

O parque de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta predominância de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual e crescente participação de usinas térmicas, eólicas e hidroelétricas a fio d'água. As usinas térmicas convencionais desempenham papel importante na segurança operativa do SIN na medida em que podem ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante o período seco.

A geração termelétrica foi promovida no Brasil a partir do final da década de 1990 (EPE, 2007). Entre 2001 e 2014, houve aumento de capacidade termelétrica de 10,5 GW para 34,9 GW. Assim, em 2014, a capacidade de geração termelétrica respondia por 29% da capacidade instalada no país. Todavia, o aumento da capacidade termelétrica se concentrou fortemente em gás natural e biomassa, que respondem por 12,5 GW e 11,6 GW, respectivamente. A capacidade instalada em termelétricas a carvão, por sua vez, atingiu somente 3,4 GW em 2014 (ANEEL, 2014). O restante consiste em usinas termelétricas (UTE) operadas com diesel e óleo combustível, totalizando 3,6 e 4,1 GW, respectivamente.

Como o sistema de despacho prioriza a operação de fontes renováveis, as usinas térmicas operadas com fontes fósseis podem ficar muito tempo fora de operação dado que a tecnologia permite essa flexibilidade. Assim, para usinas a carvão mineral, a EPE indicou 40% como fator médio de capacidade, o que representa o fator de capacidade mais alto entre diferentes fontes fósseis. Os fatores maiores para térmicas a carvão se devem à inflexibilidade operativa para manter as minas em funcionamento (EPE, 2012).

Carvão consiste em sedimentos orgânicos sólidos combustíveis e se compõe principalmente de carbono, hidrogênio, oxigênio e uma série de contaminantes, como nitrogênio, enxofre e matéria inorgânica. Dependendo do material de origem e do processo de sedimentação, carvões podem diferir muito em sua composição, seu poder calorífico e suas características de combustão. No contexto da aplicação do carvão no Brasil, distingue-se, geralmente, o carvão nacional do carvão importado. O carvão nacional consiste num carvão com alto teor de contaminantes inorgânicos e poder calorífico baixo. Os carvões importados devem apresentar qualidade alta suficiente para seu transporte ser viável economicamente.

As plantas de geração termoelétrica em operação utilizam caldeiras de carvão pulverizado. Uma análise da Aneel (2011) indica que as usinas apresentam tecnologias defasadas, com eficiências muito baixas. Resultados do estudo são visualizados na Figura 15, que mostra as eficiências das usinas instaladas na região Sul do Brasil em comparação com a UTE Nordjylland, uma das mais eficientes usinas em operação no mundo.

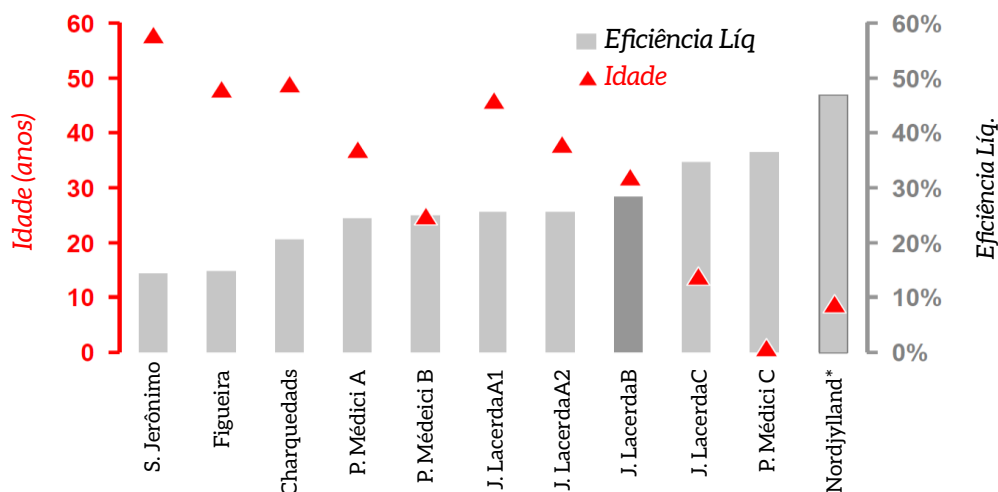


Figura 15 – Idade e Eficiência Líquida de UTE Instaladas na Região Sul do Brasil em Comparação com uma Usina do Atual Estado da Arte (Nordjylland, à direita)

Fonte: ANEEL, 2011

As atividades de mineração, produção e a quantificação do uso do carvão mineral nacional já foram abordadas. No entanto, o Brasil não é abastecido exclusivamente de carvão mineral produzido nacionalmente.

A importação de carvão no Brasil em maior escala se iniciou na década de 1990, quando a desregulamentação da comercialização do carvão terminou com a obrigatoriedade do uso do carvão nacional. Todavia, a importação de carvão tangeu, primeiramente, apenas o setor siderúrgico, que substituiu o carvão metalúrgico nacional por carvões metalúrgicos internacionais, mais baratos. Desde então, a importação de carvão metalúrgico oscila entre 13 Mt/a e 16 Mt/a (PEREIRA GOMES et al., 2003; EPE, 2014). Os principais fornecedores do Brasil no ano-base deste estudo (2010) foram: Estados Unidos (37%), Austrália (27%), Colômbia (10%), Canadá (8%) e China (5%) (GALVÃO et al., 2011).

Somente na segunda metade da década de 2000, o Brasil começou a importar carvão para uso energético. Trata-se, principalmente, de carvão de alta qualidade, proveniente da Colômbia, utilizado em termelétricas situadas nas proximidades de portos que permitam a importação de quantidades suficientes do mineral (Tabela 19). Essas usinas entraram em operação entre 2008 e 2013. As usinas que operam com carvão importado utilizam caldeiras de carvão pulverizado com ciclos de vapor em condições subcríticas.⁵

5 As denominações subcrítico e supercrítico derivam da definição do estado da água no ciclo a vapor. Em condições subcríticas, a água do ciclo a vapor se apresenta ou em fase líquida (água) ou em fase gasosa (vapor). Em condições supercríticas, a fase de vapor e a fase de água são indistinguíveis. No ponto crítico (374,12 °C/221,2 bar), as bolhas da ebulição desaparecem e a adição de pressão ou calor leva a uma transição de características aquosas a características de vapor.

Tabela 19 – Usinas Termelétricas Operadas com Carvão Importado

Planta	Capacidade (MW)	Empresa	UF	Início de operação/ aumento de capacidade
Alunorte	104	Norsk Hydro	PA	2008
Alumar	75	Consórcio Alumar	MA	2009
Pecém I	720	ENEVA	CE	2012
Pecém II	360	ENEVA	CE	2013
Itaqui	360	ENEVA	MA	2013

Fonte: Aneel, 2014

Os carvões importados apresentam características distintas das dos carvões nacionais. Trata-se de carvões de baixo teor de cinzas e alto poder calorífico. A Tabela 20 mostra exemplos de carvões colombianos que evidenciam as diferenças entre carvões nacionais (Tabela 4) e importados.

Tabela 20 – Características de Diferentes Carvões Colombianos

	PCI	Carbono	Enxofre	Cinzas
Nome da Mina	(MJ/t)	%	%	%
Cañaverale	24,9	59,0	0,5	3,8
Papayal	29,9	67,1	1,3	5,4
Cerrejon	24,7	61,8	0,8	13,0
Caypa	27,2	65,8	0,7	5,6
Mina Pribbenow	26,9	66,7	0,7	6,0
La Jagua	28,5	69,1	0,7	6,0
La Francia	25,7	65,0	0,7	6,5
Calenturitas	25,9	65,0	0,8	7,5

Fonte: MPX, 2010

Como o custo do transporte do carvão é relevante, o mercado de carvão é tipicamente subdividido em dois mercados regionais, consistindo no mercado Atlântico, com carvões principalmente da Colômbia, da África do Sul, dos EUA e da Rússia, e no mercado Pacífico, comercializando carvões da Indonésia, da Austrália e dos EUA. Dessa maneira, o Brasil deve contar com importações não só da Colômbia, mas também da África do Sul ou dos EUA, que constam na lista dos maiores exportadores de carvão vapor (Tabela 21).

Tabela 21 – Maiores Exportadores de Carvão Vapor em 2012

País	Exportação de carvão (Mt)
Indonésia	380
Austrália	159

País	Exportação de carvão (Mt)
Rússia	116
Colômbia	82
África do Sul	74
EUA	51

Fonte: Worldcoal, 2014

As tecnologias de conversão termoquímica para a geração de energia elétrica se dividem em duas linhas principais:

- A combustão direta para a geração do vapor que é transformado em energia elétrica em turbinas a vapor;
- A gasificação, gerando um gás combustível que pode ser utilizado em sistemas de ciclo combinado. Essa tecnologia é denominada de ciclo combinado com gasificação integrada, ou IGCC (*integrated gasification combined cycle*).

A combustão direta é a tecnologia convencional para uso energético do carvão, enquanto a tecnologia IGCC ainda não está plenamente estabelecida no setor elétrico devido ao seu alto custo de investimento e maior risco tecnológico (HOFFMANN, 2010; IEA, 2012). Entre 1994 e 2012, somente nove plantas IGCC foram instaladas no mundo (GTC, 2014). Até 2016, a instalação de outras nove é planejada, das quais quatro serão localizadas nos EUA (GTC, 2014). Portanto, consideram-se aqui somente tecnologias de combustão direta para o cenário REF, dada sua maturidade comercial.

Para a combustão direta de carvão, existem duas principais linhas tecnológicas: a combustão em leito fluidizado (*fluidized bed combustion* – FBC) e a combustão em leito de arraste, comumente referida como combustão de carvão pulverizado (*pulverized coal combustion* – PCC) (SPLIETHOFF, 2010). A aptidão dessas tecnologias depende, em primeiro lugar, da qualidade do combustível.

Em caldeiras PCC, o combustível é pulverizado e injetado na caldeira, onde é submetido à combustão em frações de segundos. Nesse tipo de caldeira, o processo de combustão se mostra bastante sensível a alterações na qualidade do combustível. Combustíveis utilizados nesse processo devem ser homogêneos, fáceis de pulverizar e de alto poder calorífico. Em caldeiras FBC, o combustível é alimentado num leito aquecido de material inerte, onde o material inerte atinge até 96% do reator (KOORNNEEF et al., 2007). Portanto, essas caldeiras conseguem arcar com combustíveis de maior tamanho de partícula e maior heterogeneidade. Nessas caldeiras, o tempo de retenção é maior quando comparado com caldeiras de carvão pulverizado, o que permite o uso de combustíveis cuja combustão é mais difícil.

A próxima seção vai apresentar as premissas de construção e os resultados do cenário REF quanto à produção de eletricidade a carvão e suas emissões diretas de GEE. Em seguida, apresentar-se-ão o conjunto de opções de mitigação de GEE do setor termoeletrico com base em carvão, as premissas de construção do cenário BC e o custo de abatimento das medidas identificadas.

2.2.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

2.2.2.1 PREMISSAS

2.2.2.1.1 PADRÃO TECNOLÓGICO E DE USO DO CARVÃO NACIONAL E IMPORTADO

As tecnologias foram observadas separadamente para uso do carvão nacional e do carvão importado devido às diferenças nas suas características. As modelagens permitem a definição das eficiências que podem ser atingidas com a aplicação de diferentes tecnologias e as emissões de GEE que seriam provocadas. As eficiências indicadas se referem à produção líquida de energia elétrica segundo o poder calorífico inferior do carvão.

Para identificar a configuração e analisar o desempenho de plantas operando com carvão brasileiro e importado, pode-se aplicar o modelo matemático elaborado por Hoffmann (2013). O modelo realiza balanços de massa e energia do sistema e, juntamente com diversas correlações obtidas a partir de dados da literatura, determina o desempenho global da planta e suas emissões. Permite ainda levar em consideração diferentes tipos de caldeiras, diferentes possibilidades de resfriamento e aplicação de equipamentos para cumprimento das exigências vigentes de redução de emissão de poluentes. O modelo foi desenvolvido com base em dados retirados de publicações da IEA, do National Energy Technology Laboratory (NETL), dos EUA, e do Integrated Environmental Control Model (IECM) (ADAMS et al., 2006; ADAMS et al., 2007; CARPENTER, 2006a; CARPENTER, 2006b; CMU, 2012; DOE/NETL, 2010; DOE/NETL, 2011).

Quanto à redução de poluentes, não foram considerados os limites de emissão indicados pela legislação ambiental vigente,⁶ mas limites determinados pelo principal financiador de grandes empreendimentos de infraestrutura no Brasil, o BNDES. Esses limites (400 mg/Nm³ para NOx, 400 mg/Nm³ para SOx e 50 mg/Nm³ material particulado) são mais rígidos que os definidos na lei e são pré-requisito para receber financiamento a condições especiais pelo BNDES (2013).

No tocante à disponibilidade de água, observam-se diferenças entre os casos de carvão brasileiro e de carvão importado. Enquanto as UTE de carvão importado se encontram tipicamente em áreas costeiras, na proximidade de grandes portos, as UTE de carvão nacional se encontram na proximidade das jazidas onde o carvão é minerado. Dessa forma, pode-se partir do pressuposto de que haja boa disponibilidade hídrica nas regiões onde as UTE de carvão importado são instaladas. As jazidas nacionais de carvão se encontram em diferentes bacias hidrográficas, onde as afluições diferem de forma significativa e onde situações de escassez de água podem ocorrer (HOFFMANN, 2013).

Portanto, para o carvão importado, foi presumido que as UTE possam ser operadas com sistemas

6 No Brasil, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) determinou os limites permitidos de emissões em UTE a carvão na Resolução Conama nº 8, de 6 de dezembro de 1990 (CONAMA, 1990). Para SOx foi estabelecido o valor de 2.000 g/10⁶ kcal e para material particulado 800 g/10⁶ kcal, o que corresponde a 1.250 mg/Nm³ e 500 mg/Nm³, respectivamente (em base de 6% p/p O₂). Nenhum limite de emissão foi estabelecido para emissões de NOx.

de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida. As UTE a carvão nacional, por sua vez, foram avaliadas não só para sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida, mas também com torre seca. O ciclo fechado seco oferece a vantagem de reduzir drasticamente o consumo de água da UTE. Porém, esses sistemas apresentam consumo parasítico de energia relativamente alto, o que diminui a eficiência total da planta. O resfriamento em ciclo aberto não foi considerado neste estudo, sendo que a disponibilidade da quantidade suficiente de água para tais sistemas é muito restrita.

A eficiência elétrica de uma UTE a carvão, isto é, a fração entre a quantia de energia que foi transformada em energia elétrica e a energia contida no combustível, se compõe da eficiência da caldeira (eficiência de combustão ou *burnout* e a eficiência térmica), da eficiência do ciclo do vapor e do consumo parasítico de equipamentos auxiliares (SPLIETHOFF, 2010). Tanto as eficiências da caldeira e do ciclo do vapor quanto os consumos parasíticos dependem da tecnologia da caldeira, das características do carvão aplicado e de condições exógenas de operação.

Contudo, o fator decisivo para a eficiência de geração de energia elétrica num processo de combustão é o ciclo do vapor, que consiste num sistema de preaquecimento da água de alimentação, no gerador de vapor, no bloco de turbinas e no condensador. O bloco de turbinas abrange normalmente uma combinação de várias turbinas de diferentes níveis de pressão. A complexidade do ciclo do vapor e sua integração na UTE são visualizadas na Figura 16.

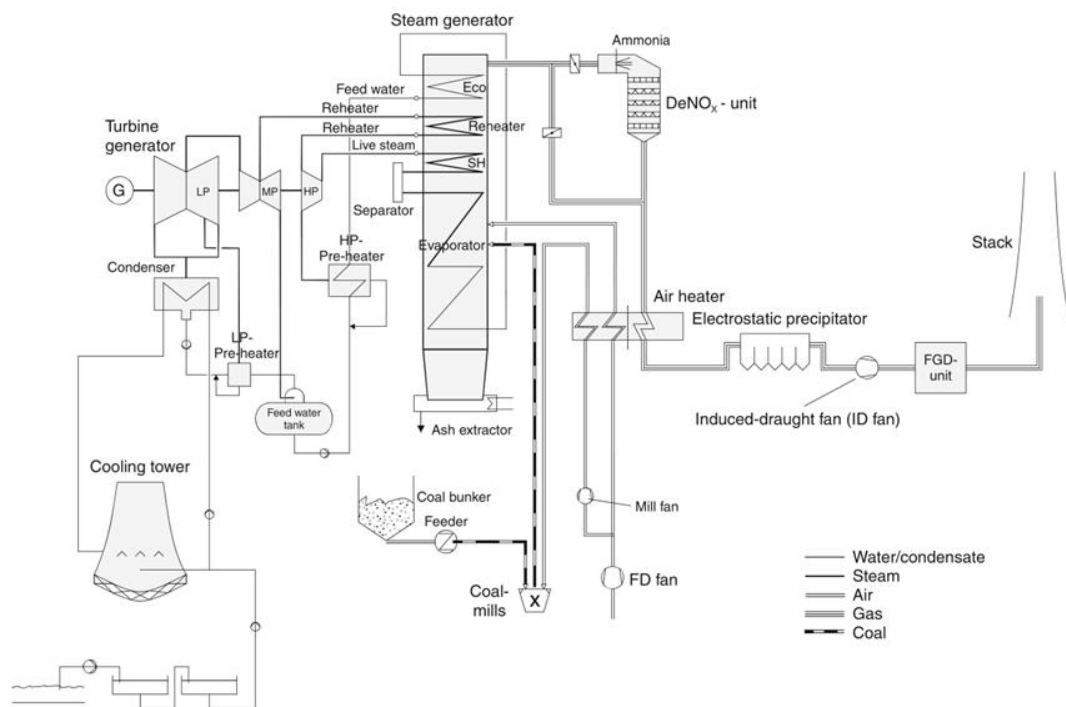


Figura 16 – Fluxograma de uma UTE a Carvão Típica com Ressuperaquecimento, SCR e FGD

Fonte: Spliethoff, 2010

A eficiência do ciclo do vapor depende principalmente das condições na entrada e na saída do bloco de turbinas. As condições na saída das turbinas estão vinculadas à temperatura no condensador do vapor da turbina e, portanto, às possibilidades de resfriamento do condensador. Em regiões com alta disponibilidade de água, sistemas de resfriamento de ciclo aberto com água podem ser instalados. Onde não há disponibilidade de água, opções tecnológicas de resfriamento que apresentam demanda menor de água devem ser aplicadas. Esses sistemas funcionam por meio de torres de resfriamento onde a água de processo é resfriada pela evaporação de água de resfriamento (Figura 10) e/ou pela convecção com ar. Uma descrição mais detalhada desses sistemas pode ser encontrada em Delgado Martins (2012). A aplicação de torres de resfriamento interfere na eficiência de uma planta por alterar a temperatura de condensação do vapor e o consumo parasítico de equipamentos auxiliares. Especialmente sistemas secos aumentam de forma significativa o consumo interno de energia (IEA, 2012).

As condições na entrada da turbina dependem da resistência de materiais utilizados nos equipamentos da caldeira e turbina. Quanto mais altas a temperatura e a pressão na entrada do bloco de turbinas, maior a eficiência de processo alcançada. Plantas modernas operam com condições supercríticas (SC) e ultrassupercríticas (USC) de vapor, ou seja, em condições acima do ponto crítico da água, que está em 374,12°C e 221,2 bar. Em condições supercríticas, a fase de vapor e a fase de água são indistinguíveis, ou seja, não há mais mudança de fase e transição de característica líquida para característica de vapor. Portanto, em condições supercríticas, o calor latente desaparece, o que permite aumento considerável na eficiência do ciclo a vapor. Plantas convencionais, chamadas de subcríticas (SubC), operam com condições abaixo do ponto crítico, especialmente com pressões mais baixas. Para realizar um ciclo de vapor SC ou USC, é preciso utilizar materiais mais sofisticados que acarretam custo de capital maior, o que representa barreira para essa tecnologia. Plantas USC operam a temperaturas e pressões ainda mais elevadas que plantas SC. Mesmo que não se disponha de uma definição acordada na indústria energética e na literatura técnico-científica, usa-se o termo USC tipicamente para plantas que apresentam temperaturas acima de 600°C. Conforme IEA (2012), plantas USC do atual estado da arte operam a temperaturas de 620°C e pressões de 25-29 MPa (290 bar).

Os ganhos que uma planta SC oferece, quando comparada com uma planta SubC, são exemplificados na Tabela 22, que apresenta valores típicos relacionados a eficiência, emissão de CO₂ e consumo de combustível de plantas SubC, SC e USC. Devido ao aumento de eficiência em plantas SC e USC, há redução relevante do consumo de combustível e, portanto, redução de emissões de CO₂ por kWh de energia elétrica gerada.

Tabela 22 – Comparação do Desempenho de UTE Sub, Super e Ultrassupercríticas

Condições do ciclo a vapor	Eficiência da UTE [%]	Emissões de CO ₂ [g _{CO2} /kWh]	Consumo de combustível [g _{carvão} /kWh]
Subcrítico (SubC)	38%	881	379
Supercrítico (SC)	42%	798	343
Ultrassupercrítico (USC)	45%	743	320

Fonte: Elaboração própria com base em IEA, 2012

A Figura 17 mostra o desenvolvimento das condições do ciclo a vapor em plantas instaladas entre 1985 e 2010. A introdução de tecnologias SC e USC se iniciou na década de 1990, tendo como ator mais importante o Japão. A China e os EUA podem ser identificados como outros atores relevantes. Todavia, a instalação de plantas subcríticas ainda acontece até em regiões altamente industrializadas, como os EUA. No Brasil, se instalaram, até 2014, somente plantas que operam em condições subcríticas.

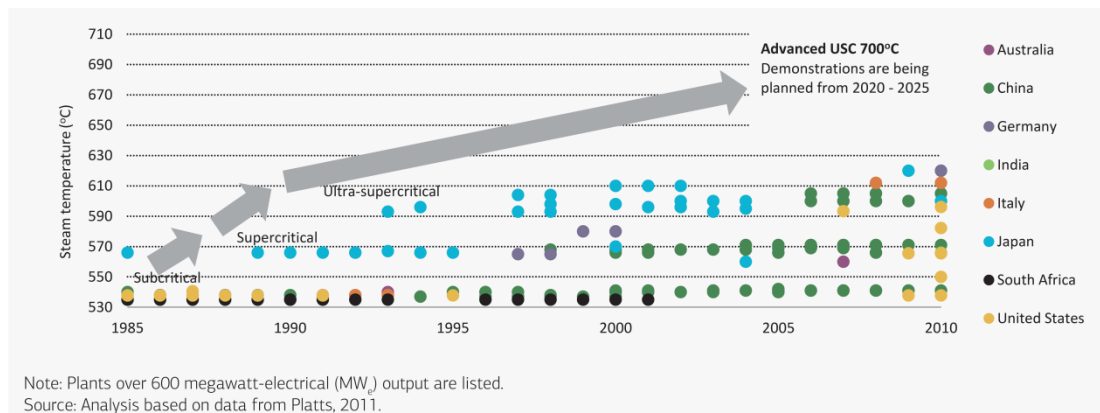


Figura 17 – Condições do Ciclo de Vapor em UTE a Carvão acima de 600 MW Instaladas em Países Selecionados entre 1985 e 2010

Fonte: PLATTS em IEA, 2012

Finalmente, as UTE a carvão no Brasil operam em regime atípico para esse tipo de usina. As UTE a carvão são, geralmente, projetadas como usinas para atendimento da demanda de base, operando com fatores de capacidade acima de 70%. No Brasil, no entanto, devido à forte participação de grandes hidrelétricas na matriz elétrica, as UTE a carvão trabalham com fatores de capacidade médios de 60% (EPE, 2007) e com fator de capacidade mínimo da ordem de 40% (MARRECO et al., 2007). Um baixo fator de capacidade significa que um aumento no custo de investimento se manifesta no custo de energia de forma ainda mais acentuada. Ademais, é preciso levar em consideração que, para manter a flexibilidade da planta supercrítica, as paredes dos equipamentos precisam ser bastante finas para evitar demoras no *start-up*, o que coloca ainda mais desafios aos materiais utilizados nas partes submetidas a condições supercríticas.

Contudo, a flexibilidade de operação vem se tornando uma exigência mais comum para UTE a carvão com o aumento do uso de fontes renováveis variáveis, como energia solar e energia eólica. Com a introdução dessas fontes, as UTE a carvão deixam de ter o papel de geração da carga de base e passam a cumprir o papel de complementar a energia gerada por essas fontes, o que faz que as atividades de P&D desse setor se concentrem nessa área (SCHAEFFER et al., 2012). Plantas modernas PCC e FBC podem ser operadas numa faixa de 35% a 100% da sua capacidade nominal.

Todas as jazidas de carvão no Rio Grande do Sul produzem carvões com teor muito elevado de cinzas. O uso de carvão com teores de cinzas como os dos carvões do Rio Grande do Sul traz desvantagens em sistemas PCC (KUROSE et al., 2001), pois alto teor de cinzas leva à redução do *burnout* do combustível.⁷ O *burnout* indica a eficiência de combustão, ou seja, a porcentagem do material orgânico

⁷ Tal problema é ainda mais crítico em plantas SC ou USC devido à temperatura de fusão das cinzas e ao impacto dessa fusão ou amolecimento sobre a caldeira.

do carvão submetido à combustão. A quantidade do material orgânico que não foi queimada sai da caldeira junto com as cinzas e diminui a eficiência de processo. Cogitando o uso de um carvão com alto teor de cinzas numa caldeira desse tipo, processos de beneficiamento precisariam ser aplicados para a redução do teor de cinzas. Todavia, as características do carvão brasileiro tornam seu beneficiamento difícil (HOFFMANN, 1983). Ademais, o beneficiamento implica custos adicionais (COUCH, 2003). Portanto, a possibilidade de utilizar o carvão na sua forma bruta (ROM) implicaria vantagens econômicas. Dessa forma, o alto teor de cinzas do carvão brasileiro indica que a aplicação da combustão em sistemas FBC seria mais adequada. Por isso, o Ibama exige a aplicação dessas tecnologias em UTE de carvão nacional (STAMM, 2014).

Distingue-se entre dois tipos de caldeiras de leito fluidizado: a de leito fluidizado borbulhante (*bubbling fluidized bed* – BFB) e a de leito fluidizado circulante (*circulating fluidized bed* – CFB). A tecnologia BFB está limitada quanto ao seu *scale-up*, dado que a altura e a área transversal do leito não podem ultrapassar certos limites para evitar dificuldades de operação (KOORNNEEF et al., 2007). Portanto, a tecnologia BFB é principalmente aplicada em pequenas unidades para a geração de energia térmica. Para a geração de energia elétrica, essa tecnologia está sendo aplicada em unidades de até 50 MW_{el}, principalmente a partir de resíduos da indústria de papel e celulose. A tecnologia do leito fluidizado circulante foi introduzida para contornar os limites de aumento de escala de caldeiras BFB. Unidades típicas de caldeiras CFB operam com capacidades de até 300 MW_{el}. Desenvolvimentos para aumentar a capacidade de caldeiras CFB estão sendo realizados, especialmente com foco na aplicação de carvões de baixa qualidade no setor elétrico. A maior planta atualmente em operação tem capacidade de 460 MW_{el} e um projeto com cinco caldeiras a 550 MW está em construção, previsto para entrar em operação em 2015 (JÄNTTI et al., 2012). Um aumento de capacidade de até 800 MW_{el} é considerado viável em médio prazo (SPLIETHOFF, 2010).

Atualmente, existem, na região Sul do Brasil, quatro projetos de UTE, sendo três localizados no Rio Grande do Sul e um em Santa Catarina. Esses projetos visam à instalação de caldeiras CFB com ciclos de vapor subcríticos. Portanto, presumiu-se para o cenário REF a aplicação de caldeiras subcríticas com condições de vapor de 166 bar e 840 K, conforme configuração padrão descrita em DOE/NETL (2007).

Para o carvão nacional, foram indicadas as características do carvão não beneficiado da mina de Candiota, cuja composição é indicada na Tabela 23.

Tabela 23 – Características do Carvão de Candiota

Parâmetro	Unidade	Valor
PCS	MJ/kg	13,4
C	%	30,6
Hidrogênio	%	1,7
Oxigênio + Halogênio	%	7,3
S	%	1,7
N	%	0,4
Cinzas	%	46,9
Umidade	%	11,4

Fonte: Elaboração própria com base em Pereira Gomes et al., 2003

O consumo parasítico que ocorre na planta deve-se, além do sistema de resfriamento, à operação de equipamentos auxiliares, como equipamentos de redução de emissão de poluentes e sistemas de alimentação de combustível. Os equipamentos considerados relativamente à purificação do gás de exaustão são listados no Quadro 2. Sua integração na planta é visualizada no fluxograma da Figura 18.

A tecnologia do leito fluidizado apresenta vantagens quanto à formação e remoção dos poluentes NOx e SOx. Num processo de combustão, forma-se NOx a partir do nitrogênio contido no combustível e a partir da reação entre N_2 e O_2 do ar de combustão. Todavia, a reação entre N_2 e O_2 do ar ocorre somente a temperaturas acima de 1.300°C (SPLIETHOFF, 2010). Dado que a temperatura de combustão se encontra em torno de 1.000°C em caldeiras de leito fluidizado, a formação de NOx a partir do N_2 do ar de combustão não ocorre. Portanto, em caldeiras de leito fluidizado, há uma taxa de formação de NOx relativamente baixa, quando comparada à taxa de caldeiras PCC, onde a temperatura de combustão se encontra geralmente acima de 1.300°C . Quanto a emissões de SOx, o leito fluidizado permite um caminho simples de redução de emissão por meio da adição de cal (CaO) ao leito. SOx reage com cal e oxigênio (O_2) formando sulfato de cálcio ($CaSO_4$), um sólido que pode ser removido do leito com as cinzas. A redução ocorre *in situ*, o que torna o sistema mais econômico que usinas que precisam adicionar equipamentos pós-combustão. Dependendo da quantidade de enxofre e de nitrogênio no combustível, as medidas *in situ* descritas podem não ser suficientes para atender os limites de emissão definidos na legislação vigente. Nesses casos, equipamentos pós-combustão precisam ser adicionados. De toda forma, esses equipamentos enfrentam um teor menor de contaminantes e podem ser de porte menor que em sistemas sem medidas *in situ*.

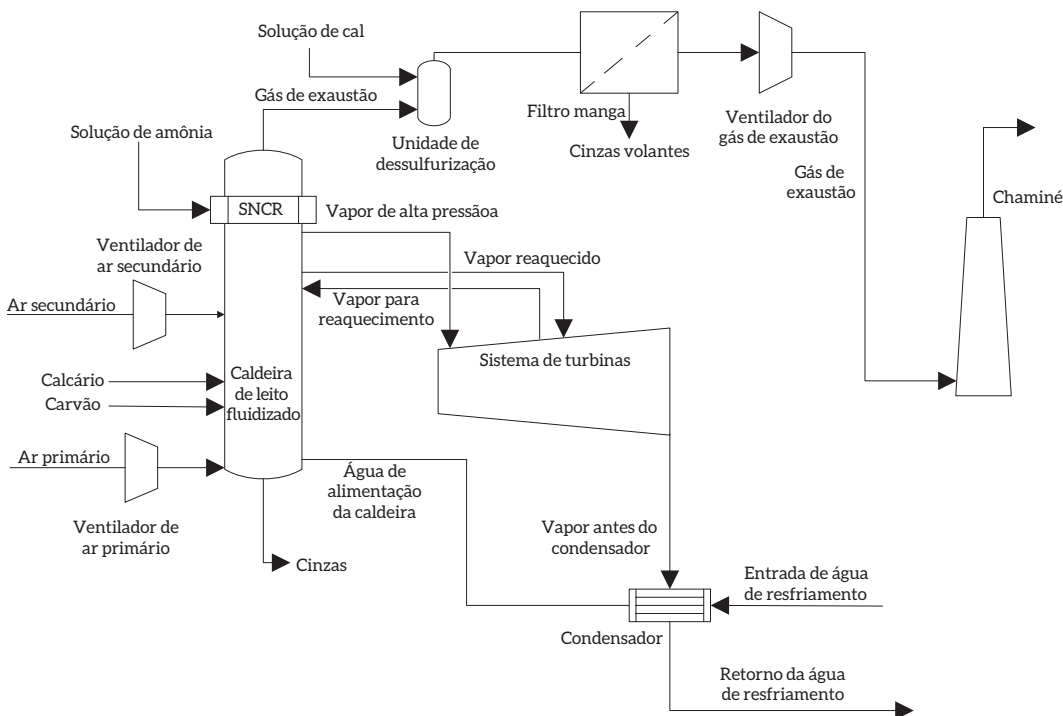


Figura 18 – Fluxograma de uma UTE de Caldeira CFB Operada com Carvão Brasileiro

Fonte: HOFFMANN, 2013

Quadro 2 – Características da UTE Modelada para o Uso de Carvão Nacional no Cenário REF

Tipo de Caldeira	Leito fluidizado circulante
Condições do ciclo a vapor	Subcrítico (166 bar/ 840K)
Equipamentos de redução de emissões de NOx	NOx in furnace control Hot Gas SNCR
Equipamentos de redução de emissões de SOx	Lime Spry Dryer
Equipamentos de redução de emissões de particulados	Fabric Filter

Fonte: Elaboração própria

A aplicação de um sistema úmido de resfriamento levaria a uma eficiência da planta de 35,6%, enquanto o sistema de resfriamento seco reduziria a eficiência para 34,7%.⁸ Com base nessa simulação, adota-se para o cenário base eficiência de 35% para a geração de energia elétrica a partir do carvão brasileiro. As emissões de CO₂ totalizam 865 kg/MWh ou 888 kg/MWh, dependendo do sistema de resfriamento.

Tabela 24 – Eficiências de UTE com Caldeiras CFB Subcríticas Operadas com Carvão Nacional e Diferentes Sistemas de Resfriamento no Cenário REF

Parâmetro	Torre úmida	Torre seca
η_{caldeira} (%)	87,6	87,6
P (bar)/T(°C) no condensador	0,6/ 36	0,14/52
η_{ciclo} (%)	43,4	42,6
Consumo parasítico (%)	6,3	6,8
η_{total} (%)	35,6	34,7

Fonte: Elaboração própria com base em HOFFMANN, 2013

Carvões importados consistem em carvões betuminosos de alta qualidade devido a questões de viabilidade econômica do transporte. Para esses carvões, a tecnologia PCC pode ser aplicada. Essa tecnologia apresenta exigências altas ao combustível relativamente a sua homogeneidade e umidade. O combustível deve estar seco e pulverizado, o que garante ignição rápida e combustão completa. Dessa forma, alcança-se em caldeiras PCC uma densidade de potência maior que em caldeiras FBC. Assim, na operação com combustíveis de alta qualidade, essa tecnologia mostra vantagens de eficiência e de custo relativamente à tecnologia FBC (IEA, 2012).

Caldeiras PCC dividem-se por duas características principais: a injeção do carvão e o estado e remoção das cinzas (SPLIETHOFF, 2010). Relativamente à injeção de carvão, difere-se entre a injeção direta e a injeção indireta. Na injeção direta, o carvão é injetado junto com os vapores gerados no processo da pulverização. Esse procedimento é o mais comum e se aplica para carvões com PCI acima

8 Todas as eficiências referenciadas em base PCI.

de 5,5 MJ/kg. Somente para carvões com teores de umidade muito altas, os vapores da pulverização precisam ser separados para aumentar a densidade do combustível e garantir a estabilidade da ignição do combustível. Para evitar perdas, partículas finas de combustível precisam ser separadas do vapor através de filtros manga ou separadores eletrostáticos.

Quanto às cinzas, as caldeiras se classificam normalmente em caldeiras de fundo seco (*dry-bottom*) ou de fundo molhado (*wet-bottom*), ou seja, em caldeiras onde as cinzas derretem no processo da combustão e caldeiras onde as cinzas permanecem na sua forma sólida. Enquanto as caldeiras *dry-bottom* são utilizadas para o processamento de carvão betuminoso, caldeiras *wet-bottom* se aplicam com carvões de baixa qualidade. Essa diferenciação está relacionada à temperatura de amolecimento das cinzas (DOE/NETL, 2011).

O carvão atualmente importado consiste num carvão betuminoso com poder calorífico inferior acima de 25 MJ/kg e baixo teor de cinzas e umidade (Tabela 25). Para uso de carvões desse tipo, pode-se contar com o uso de caldeiras PCC de injeção direta e remoção de cinzas em estado seco.

A capacidade de caldeiras PCC é geralmente adaptada à capacidade do bloco de turbinas, cuja disponibilidade se encontra entre 50 MW e 1.300 MW (SPLIETHOFF, 2010). A maioria das caldeiras modernas ultrapassa capacidades de 300 MW para se aproveitar de economias de escala. Todavia, há relativamente poucas unidades caldeira/turbina que ultrapassam 700 MWe devido às dificuldades que falhas de operação de unidades desse tamanho trariam para o sistema elétrico.

Para a modelagem do desempenho da UTE, foi aplicado um carvão de origem colombiana cujas características são indicadas na Tabela 25. Para o ciclo de vapor, foram presumidas as mesmas condições que para o caso do carvão brasileiro. Os equipamentos considerados na avaliação deste estudo e sua integração na UTE são indicados na Figura 19 e no Quadro 3.

Tabela 25 – Características Típicas do Carvão Importado

Parâmetro	Unidade	Valor
PCS	J/kg	26,4
C	%	64,2
Hidrogênio	%	4,4
Oxigênio + Halogênio	%	8,1
S	%	0,7
N	%	1,2
Cinzas	%	8,0
Umidade	%	12,0

Fonte: MABE, 2009

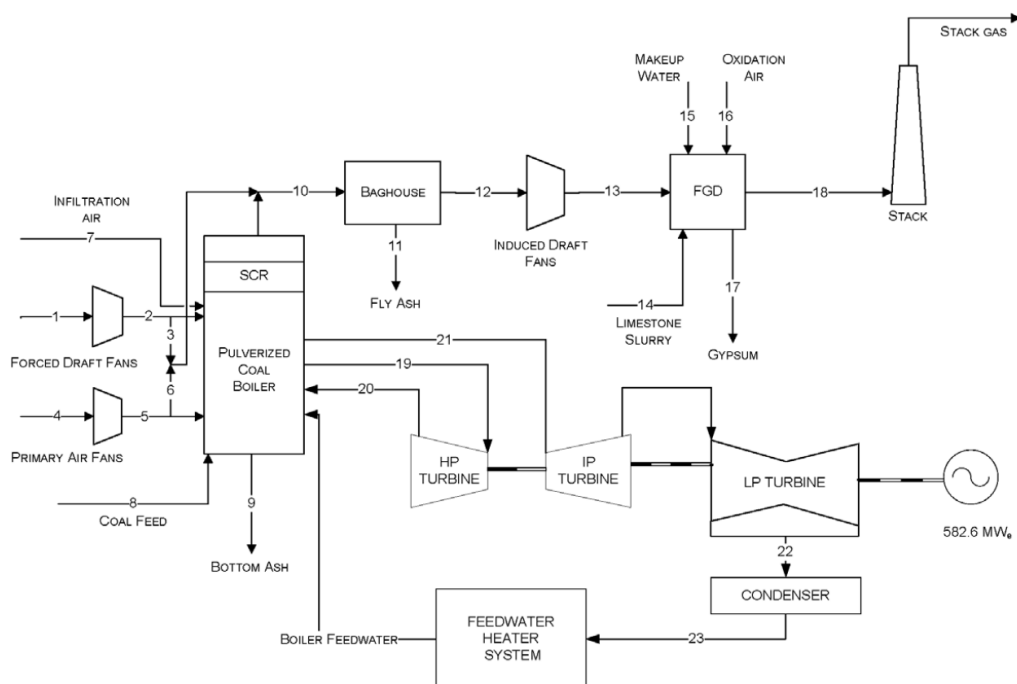


Figura 19 – Fluxograma de uma UTE de Caldeira PCC Operada com Carvão Importado

Fonte: DOE/NETL, 2013

Quadro 3 – Características da UTE Modelada para o Uso de Carvão Importado no Cenário REF

Tipo de caldeira	Caldeira de carvão pulverizado
Condições do ciclo a vapor	Subcrítico (166 bar/ 840K)
Equipamentos de redução de emissões de NOx	NOx in furnace control Hot Gas SCR
Equipamentos de redução de emissões de SOx	Wet FGD
Equipamentos de redução de emissões de particulados	Electrostatic Precipitator

Fonte: Elaboração própria

O desempenho de caldeiras PCC apresenta diferenças em comparação ao de caldeiras CFB. A eficiência térmica da caldeira supera a dos sistemas CFB modelados, o que se deve principalmente à qualidade superior do combustível. Contudo, a possibilidade de remoção *in situ* de emissões de poluentes é muito restrita. Portanto, o consumo parasítico para equipamentos de purificação do gás de exaustão aumenta. Por outro lado, caldeiras CFB apresentam consumo relevante para a fluidização do leito, o que não ocorre em caldeiras PCC. Dessa forma, caldeiras PCC apresentam, na soma, consumo parasítico menor, ou seja, a eficiência total do sistema na faixa de 37,2% supera a eficiência total de sistemas CFB operando com carvão brasileiro. Assim, adotou-se para o cenário base o valor de 37% para UTE operando com carvão importado. As emissões de CO₂ correspondem a 788 kg/kWh.

Tabela 26 – Eficiências de uma UTE Subcrítica Operada com Carvão Colombiano no Cenário REF

Parâmetro	Valor
η_{caldeira} (%)	89,4
η_{ciclo} (%)	43,4
Consumo parasítico (%)	4,1
η_{total} (%)	37,2

Fonte: Elaboração própria com base em IECM, 2012

O BEN indica a importação de 7,4 Mt de carvão vapor em 2013. A importação total em 2013 chegou a 18,0 Mt (EPE, 2014). Conforme o portal Worldcoal (2014), 1.142 Mt de carvão vapor foram transportados por via marítima em 2011. Esses números evidenciam a participação diminuta do Brasil no comércio internacional. Por exemplo, pressupondo-se crescimento de importação de carvão vapor de 10% a.a., durante um período de 20 anos, chegar-se-ia a uma quantidade de carvão importado de 50 Mt, isto é, 4% da quantidade transportada em 2011. Pode-se concluir, portanto, que o potencial de expansão da matriz elétrica por carvão importado depende principalmente de limitações logísticas internas, ou seja, da capacidade de portos e outras vias de transporte.

Numa previsão de expansão da capacidade dos portos brasileiros até 2031, o BNDES prevê crescimento de 4,3% a.a. para o total do movimento de cargas. Para o carvão, o crescimento foi especificado em 5,6% a.a. (BNDES, 2012). Essa previsão teve 2010 como ano-base, em que a importação de carvão totalizou 19,5 Mt. A partir desses dados, a taxa de crescimento estipulada levaria a uma quantidade de carvão importado de 58 Mt em 2030 e 172 Mt em 2050. Dessa quantidade, uma parte seria destinada à importação de carvão metalúrgico para o suprimento do setor siderúrgico. Pressupondo-se que haja crescimento de 4% a.a. na demanda por carvão metalúrgico durante as próximas décadas e lembrando que a importação de carvão metalúrgico totalizou, em 2010, 15,9 Mt, a capacidade de importação de carvão vapor chegaria a 23 Mt/a em 2030 e 96 Mt em 2050.

Como poder calorífico de carvões importados, pode-se adotar um valor de 25 MJ/kg, sendo este o PCS da maior parte dos carvões importados em 2013 (EPE, 2014). Ademais, foram adotados eficiência de 35% e fator de capacidade de 60% para UTE até 2030. A partir de 2030, as condições foram alteradas para eficiência de 40% e fator de capacidade de 75%. Os resultados para o potencial mostram que capacidade de 10 GW poderia ser instalada até 2030; de 20 GW, até 2040; e de 40 GW, até 2050.

2.2.2.1.2 DEMAIS PARÂMETROS TÉCNICO-ECONÔMICOS

O fator de capacidade aplicado para a modelagem do cenário REF foi definido em 60% para as UTE existentes e que entrarão em operação até 2030. Esse fator de capacidade corresponde ao fator médio de UTE existentes (EPE, 2007). Para plantas que entrarão em operação depois de 2030, um fator de capacidade maior foi adotado, presumindo que o paradigma da operação do sistema se alterará, utilizando o carvão como fonte para o suprimento da demanda de base ao longo do ano. Assim, adotou-se fator de capacidade de 75%.

- Custo de investimento (CI)

Uma grande parcela dos equipamentos de UTE a carvão não é fabricada no Brasil. A importação desses equipamentos leva a um custo adicional que eleva o custo de investimento, tornando-o maior do que em outras regiões do mundo. Para a aplicação do carvão nacional, deve-se ainda levar em consideração que o alto teor de cinzas desse combustível requer a utilização de materiais mais nobres para prevenir desgastes. Conforme informações do setor, foi adotado valor de 2.500 US\$/kW para o CI de UTE operando com carvão importado e de 3.000 US\$/kW para UTE operando com carvão nacional, o que corresponde a sobrecusto de 20% relativamente à UTE para carvão importado (STAMM, 2014). Para definir o fator de recuperação de capital, foram utilizados 16 anos como período de amortização e taxa de retorno de 10% a.a. Essa taxa se encontra acima daquela oferecida pelo BNDES para projetos de infraestrutura, dado que boa parte do equipamento importado não pode ser financiado via BNDES. Para UTE de alta eficiência do cenário BC, foi presumido custo adicional de 10% relativamente à UTE de baixa eficiência, seguindo indicações da IEA (2012).

- Custos variáveis

Os custos variáveis consistem em custos de combustível e custos de operação e manutenção. Os combustíveis aplicados na modelagem são classificados em quatro categorias: carvão nacional de minas a céu aberto (CA), carvão nacional de minas subterrâneas (ST), carvão importado e biomassa (que será usada em cocombustão). Para cada combustível, preços diferentes foram adotados, conforme indicado na Tabela 27.

Tabela 27 – Preços de Combustíveis Aplicados na Modelagem

	Preço (R\$/t)	PCI (MJ/kg)	Preço (R\$/MWh)
Carvão importado	91	25	13
Carvão nacional CA	22	12	6
Carvão nacional ST	58	14	17
Biomassa	64	12	19

Fonte: ANEEL, 2011; MPX, 2010

Para o carvão nacional, os custos de produção variam de mina para mina. Assim, o preço indicado é somente uma aproximação. Os preços de carvões atualmente utilizados variam de 11,73 a 34,17 R\$/MWh em minas de céu aberto e de 40,70 a 41,69 R\$/MWh para minas subterrâneas.

Para os custos fixo e variável de operação, foram aplicados os valores 18 US\$/kW e 4 US\$/kWh, respectivamente. Esses custos são relativamente baixos, quando comparados com dados indicados na EIA, mas podem ser justificados com o custo menor de trabalho no Brasil. Cumpre enfatizar que adotou-se para a conversão, taxas de câmbio constantes de Haddad (2015).

- Taxa de emissão de GEE

As emissões de GEE de uma UTE a carvão consistem principalmente de emissões de CO₂, mas também de emissões de CH₄ e N₂O, que, para fins de contabilização, são transformadas em CO₂ equivalente pela métrica GWP 100 anos do *Assessment Report 5*, do IPCC (GWP 100 – AR5) (MCTIC, 2016).

Relativamente aos coeficientes de emissão das UTE, foram adotados valores indicados nas diretrizes sobre inventários de GEE do IPCC (2006). Para CO₂, as diretrizes definem diferentes fatores de emissão conforme o combustível aplicado. Para carvão nacional oriundo de minas a céu aberto, foi aplicado o valor padrão para carvões sub-betuminosos (96.100 kg/TJ). Para carvão nacional de minas subterrâneas e para carvão importado, foi aplicado o valor definido como padrão para carvão betuminoso (94.600 kg/TJ). Para biomassa, a emissão de CO₂ foi considerada igual a zero, evitando dupla contagem com o setor de Afolu, que é analisado no relatório intitulado “Modelagem setorial de opções de baixo carbono para agricultura, florestas e outros usos do solo (Afolu)”.

Relativamente a emissões de CH₄ e N₂O, foram considerados valores padrão para a combustão de carvão (1 kg/TJ e 1,5 kg/TJ, respectivamente). As emissões de CH₄ e N₂O em UTE a carvão são diminutas se comparadas às emissões de CO₂. Portanto, na simulação integrada, CH₄ e N₂O provenientes de termelétricas a carvão não são contabilizados.

2.2.2.2 RESULTADOS

A expansão do sistema por usinas termelétricas à base de carvão entra em conflito com a intenção de diminuir emissões de dióxido de carbono. Por consequência, os leilões de energia nova que aconteceram entre 2009 e 2013 não permitiram que projetos de geração a carvão participassem (GREENPEACE, 2013). De acordo com essa política, o PDE 2022 não prevê aumento da capacidade de geração à base de carvão para o período 2013-2022. Todavia, essa política foi revisada com o leilão A5 de agosto de 2013. A volta do carvão aos leilões foi justificada pelas restrições ambientais para a instalação de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e o alto preço de gás natural, ou seja, a necessidade de aumentar a matriz elétrica por fontes de baixo custo e cujo despacho seja controlável.

Assim, no primeiro e no segundo leilão A5 de 2013, três e quatro UTE a carvão, respectivamente, foram habilitadas para participar. Por falta de competitividade com as restantes fontes, nenhuma UTE a carvão venceu nesses leilões. Todavia, no leilão A5 de 2014, o número de projetos habilitados aumentou para dez. A capacidade e a localização desses projetos estão indicadas na Tabela 28. Todavia, somente um projeto, a UTE Pampa Sul de 340 MW, venceu nesse leilão, vendendo energia ao preço de 202 R\$/MWh.

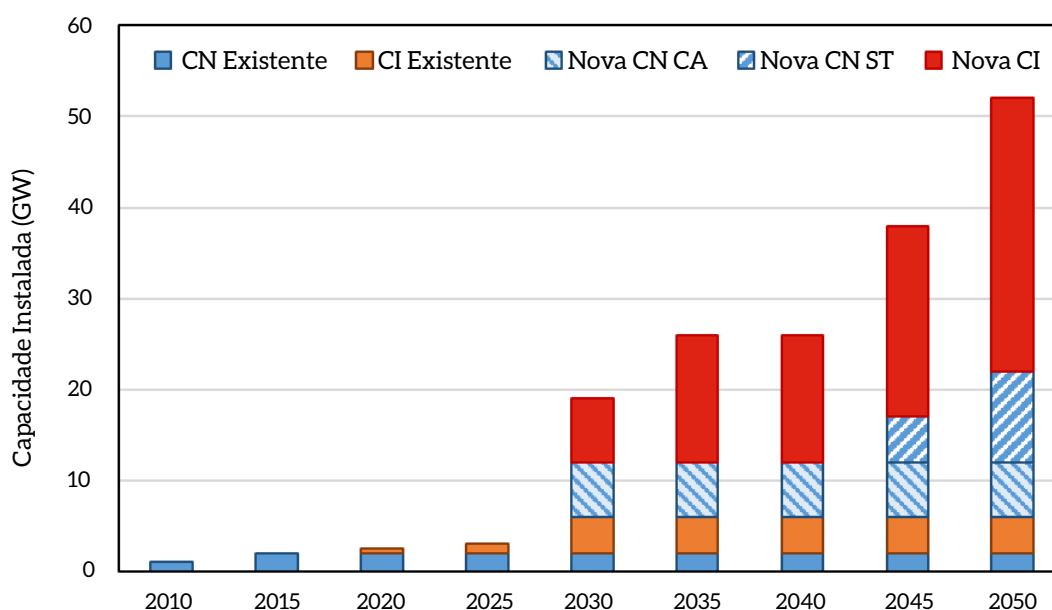
Tabela 28 – Projetos de UTE a Carvão Habilitados no Leilão A5 de 2014

Estado	Número de Projetos	Capacidade total (MW)
Alagoas	2	700
Amapá	1	600
Pará	1	600
Paraíba	2	700
Rio Grande do Sul	3	1.590
Santa Catarina	1	300
Total	10	4.490

Fonte: EPE, 2014

O cenário de expansão obtido no modelo MSB8000, e em conformidade com as projeções macroeconômicas de Haddad (2015), indicam aumento da capacidade instalada de UTE a carvão até 53.600 MW em 2050. Ademais, mostram que capacidade de 10 GW poderia ser instalada até 2030; de 20 GW, até 2040; e de 40 GW, até 2050.

Na elaboração desse cenário, parte-se do pressuposto de que a tecnologia de menor custo seja sempre a escolhida. Assim, conta-se com a expansão da capacidade mediante UTE com carvão nacional de minas a céu aberto até o esgotamento dessa fonte, definido em 4.600 MW (seção 2.1.3.3). Em seguida, foi presumida a instalação de UTE operando com carvão importado. A partir de 2040, carvão nacional de minas subterrâneas precisa ser adicionado, sendo que a expansão do parque de UTE a carvão excede a expansão da capacidade de importação de carvão. Portanto, nos anos 2045 e 2050, ocorre a adição de UTE operando com carvão nacional de minas subterrâneas. Prevê-se que essas UTE vão operar em regime de cocombustão de biomassa (30% em base energética), já no cenário REF. Isso se justifica pelo fato de a tecnologia apresentar praticamente o mesmo LCOE, com e sem cocombustão.



Legenda: CN – Carvão nacional; CN CA – Carvão nacional céu aberto; CN ST – Carvão nacional subterrâneo; CI – Carvão Importado

Figura 20 – Cenário de Expansão da Capacidade de UTE a Carvão

Os custos e emissões de CO₂e que seriam gerados nesse cenário REF estão indicados na Tabela 29. Observa-se aumento das emissões de cerca de 6 MtCO₂e em 2010 para 274 MtCO₂e em 2050. O custo gerado pelas novas UTE chega a US\$ 26,7 bilhões em 2050.

Tabela 29 – Custos e Emissões de CO₂e Gerados no Cenário REF por UTE a Carvão

Parâmetros (Cenário REF)	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Capacidade total (MW)	900	3.200	3.540	4.200	13.000	20.400	27.300	39.200	53.600
Capacidade UTE novas (MW)	0	0	340	1.000	9.800	17.200	24.100	36.000	50.400
Total de emissões (kt)	5.874	18.667	20.442	23.888	67.970	109.573	148.366	203.692	274.027
Emissões UTE novas (kt)	0	0	1.775	5.221	49.303	90.906	129.699	185.025	255.360
Custo UTE novas (milhões US\$)	0	0	174	513	5.183	9.214	12.972	19.336	26.727

Fonte: Elaboração própria

2.2.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

Nesta seção, inicialmente, são indicadas as MTD para a geração de eletricidade com base no carvão mineral, com respectivos potenciais de emissões e custos. Por fim, é realizada uma análise do impacto da introdução das MTD em termos da redução de emissões de GEE com relação ao cenário REF.

Novamente, cumpre destacar 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 apresentados, possivelmente, estão super e subestimados, respectivamente.

2.2.3.1 DESCRIÇÃO E PARÂMETROS DAS MTD PARA O ABATIMENTO DE EMISSÕES

Inicialmente, no que se refere ao uso de carvão mineral nacional, foi presumida a aplicação da mesma tecnologia de combustão do cenário REF, e a introdução de duas medidas de mitigação de GEE:

- A instalação de caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590°C na entrada da turbina. Essas condições foram escolhidas porque podem ser consideradas estado da arte para caldeiras de leito fluidizado (Spliethoff, 2010; DOE/NETL, 2011). As caldeiras supercríticas permitem aumentar a eficiência do sistema e, portanto, reduzem a emissão de GEE por unidade de energia gerada;
- A cocombustão de 30% de biomassa em base energética. Diante da conjectura de a emissão líquida de CO₂ oriundo da biomassa ser igual a zero,⁹ a substituição de carvão por biomassa reduz as emissões numa correlação linear com o aumento da fração de biomassa. A possibilidade da rea-

9 Isto é, as emissões associadas ao setor de Afolu não são consideradas nas instalações energéticas, que são o tema deste relatório.

lização de uma fração máxima de cocombustão de 30% (base mássica) foi provada para as minas localizadas no Rio Grande do Sul para a aplicação de eucalipto (HOFFMANN, 2013). Assumiu-se que a disponibilidade de biomassa nas proximidades das minas de Santa Catarina permita a mesma fração de cocombustão.

Quanto à configuração dos restantes equipamentos, não há alterações significativas. Todavia, o consumo parasítico muda devido à alteração das características do combustível. Especialmente, teor de cinza e enxofre se reduzem, o que leva à redução do consumo parasítico de equipamentos para a purificação do gás de exaustão. De outro lado, há aumento relevante do consumo parasítico provocado pelo tratamento da biomassa, que faz que o total do consumo parasítico seja maior em plantas de cocombustão.

A aplicação de um sistema úmido de resfriamento levaria à eficiência da planta de 37,8%. A aplicação de um sistema seco de resfriamento diminui a eficiência para 36,5%. Vale notar que uma planta supercrítica sem cocombustão chegaria a eficiências de 38,2% e 36,8%, respectivamente, para sistemas de resfriamento úmido e seco. Para as modelagens do cenário BC, foi adotada a eficiência de 37% para UTE supercríticas com cocombustão de carvão brasileiro e eucalipto. As emissões de CO₂ são reduzidas para 611 kg/MWh e 634 kg/MWh, respectivamente.

Tabela 30 – Eficiências de UTE com Caldeiras CFB Operadas com Carvão Nacional e Diferentes Sistemas de Resfriamento no Cenário BC

Parâmetro	Torre úmida	Torre seca
η_{caldeira} (%)	87,2	87,2
P (bar)/T(°C) no condensador	0,6/ 36	0,14/52
η_{ciclo} (%)	46,4	45,0
Cons. parasítico (%)	6,5	7,1
η_{total} (%)	37,8	36,5

Fonte: Elaboração própria com base em HOFFMANN, 2013

A definição de plantas para o cenário BC, para uso de carvão importado, seguiu a mesma lógica que para uso de carvão nacional, isto é, foi presumida a aplicação da mesma tecnologia de combustão, introduzindo duas medidas de mitigação de GEE:

- A instalação de caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590°C na entrada da turbina;
- A cocombustão de 5% de biomassa em base energética. Diferentemente dos projetos para o carvão nacional, adotou-se uma fração de biomassa menor para UTE com carvão importado. Essa restrição foi considerada, pressupondo-se que haja disponibilidade menor de biomassa em regiões portuárias.

Devido à pequena fração de biomassa, o consumo parasítico não se altera de forma relevante quando comparado ao cenário REF. Um resumo da configuração da UTE para o cenário BC é dado no Quadro 4.

Quadro 4 – Características da UTE Modelada para o Uso de Carvão Importado no Cenário BC

Tipo de caldeira	Caldeira de carvão pulverizado
Condições do ciclo a vapor	Supercrítico (240 bar/860K)
Equipamentos de redução de emissões de NOx	<i>NOx in furnace control Hot Gas SCR</i>
Equipamentos de redução de emissões de SOx	<i>Wet FGD</i>
Equipamentos de redução de emissões de particulados	<i>Electrostatic Precipitator</i>

Fonte: Elaboração própria

Para o cenário BC, foi definido um valor de 39,8% para a eficiência de geração elétrica em base PCI. As emissões de CO₂ são reduzidas para 700 kg/MWh, o que se encontra acima do cenário BC de carvão nacional devido à maior fração de biomassa nos sistemas simulados para o carvão brasileiro.

Tabela 31 – Eficiências de uma UTE Supercrítica Operada com Carvão Colombiano e Fração de Biomassa de 5% em Base Energética

Parâmetro	Torre úmida
η_{caldeira} (%)	89,3
P (bar)/T(°C) no condensador	0,6/ 36
η_{ciclo} (%)	46,4
Cons. parasítico (%)	4,0
η_{total} (%)	39,8

Fonte: Elaboração própria com base em HOFFMANN, 2013

Para a projeção de futuras instalações de UTE a carvão, o cenário de expansão conta com aumento da eficiência das plantas ao longo do tempo, tanto para o cenário REF quanto para o cenário BC. Estima-se aumento de 3 pontos percentuais a cada década a partir de 2020, que se justifica pela tendência mundial de aumentar as eficiências de UTE com a finalidade de economizar recursos naturais e reduzir emissões de GEE (IEA, 2012).

Em UTE convencionais, tais medidas se concentram no aumento de temperatura e pressão do vapor superaquecido que aciona a turbina a vapor (IEA, 2012). Assumiu-se a penalidade energética provocada por sistemas de captura de carbono de 9 pontos percentuais ao longo do horizonte observado.

Tabela 32 – Comparação de Eficiências Adotadas para os Cenários REF e BC

Anos	Carvão nacional		Carvão importado	
	Cenário REF	Cenário BC	Cenário REF	Cenário BC
2010	28%	28%	35%	35%
2020	35%	37%	37%	40%
2030	38%	40%	40%	43%
2040	41%	43%	43%	46%

Fonte: Elaboração própria

Para o cenário BC, o fator de capacidade de 75% foi permitido a partir do ano 2020, assumindo-se que tais tecnologias não seriam implementadas com fator de capacidade inferior. Finalmente, para UTE de alta eficiência do cenário, foi presumido custo adicional de 10% relativamente à UTE de baixa eficiência considerada no cenário REF (IEA, 2012).

2.2.3.2 RESULTADOS

Comparando com o cenário REF, as emissões de GEE são reduzidas de 274 MtCO₂e para 241 MtCO₂e em 2050, o que corresponde a redução de 12%. O custo de geração das novas UTE, por sua vez, aumentaria de 26,7 bilhões para 27,8 bilhões em 2050, o que representa aumento de 4%.

Tabela 33 – Custos e Emissões de CO₂e nos Cenários REF e BC

Cenário REF	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Capacidade total (MW)	900	3.200	3.540	4.200	13.000	20.400	27.300	39.200	53.600
Capacidade UTE novas (MW)	0	0	340	1.000	9.800	17.200	24.100	36.000	50.400
Total de emissões (kt)	5.874	18.667	20.442	23.888	67.970	109.573	148.366	203.692	274.027
Emissões UTE novas (kt)	0	0	1.775	5.221	49.303	90.906	129.699	185.025	255.360
Custo UTE novas (milhões US\$)	0	0	174	513	5.183	9.214	12.972	19.336	26.727
Cenário BC	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Capacidade total (MW)	900	3.200	3.540	4.200	13.000	20.400	27.300	39.200	53.600
Capacidade UTE novas (MW)	0	0	340	1.000	9.800	17.200	24.100	36.000	50.400

Total de emissões (kt)	5.874	18.667	19.845	22.132	56.830	93.605	127.897	178.296	241.676
Emissões UTE novas (kt)	0	0	1.778	3.465	38.162	74.938	109.230	159.629	223.009
Custo UTE novas (milhões US\$)	0	0	202	595	5.675	9.841	13.726	20.250	27.845
% Cenário BC em relação ao Cenário REF	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Total de emissões	-	-	-2,9	-7,3	-16,4	-14,6	-13,8	-12,5	-11,8
Custo UTE novas	-	-	16,1	16,0	9,5	6,8	5,8	4,7	4,2

Fonte: Elaboração própria

A análise do custo de abatimento de CO₂ foi realizada separadamente para as décadas 2010 a 2020, 2020 a 2030, 2030 a 2040 e 2040 a 2050. Essa separação é importante por causa da classificação das UTE em diferentes gerações da tecnologia, aumentando suas eficiências e reduzindo seu custo de investimento com o tempo, e por causa do prognóstico de que o fator de capacidade de UTE aumentará após 2030, conforme discutido anteriormente. Como novos empreendimentos só entrarão a partir de 2020, a análise se inicia com a década 2020-2030.

Considerando as diferentes opções tecnológicas, observam-se alterações significativas no LCOE, nas emissões de CO₂ e, por consequência, no custo de abatimento de GEE. Os resultados da estimativa de custos e emissões estão listados na Tabela 34. Esses resultados mostram que a opção de menor custo consiste em UTE utilizando carvão nacional de minas a céu aberto, onde um LCOE de 98 US\$/MWh é alcançado. Aplicando medidas de mitigação, o LCOE aumenta para:

- 103 US\$/MWh, substituindo a caldeira subcrítica por uma supercrítica;
- 109 US\$/MWh, aplicando uma fração de cocombustão de 30%;
- 113 US\$/MWh, combinando as duas medidas de abatimento.

Enquanto a aplicação de uma caldeira supercrítica acarreta redução de emissões de GEE bastante moderada, de 993 kg/MWh no cenário REF para 940 kg/MWh no cenário BC, a aplicação da cocombustão reduz as emissões num nível mais significativo, chegando a 697 kg/MWh no cenário BC. A combinação das duas medidas atinge taxa de emissão de 640 kg/MWh no cenário, o que corresponde a redução de 36% relativamente ao cenário REF. Vale notar que o uso de biomassa leva a aumento significativo do custo, dado que o preço da biomassa ultrapassa o do carvão minerado a céu aberto de forma relevante.

Observando o LCOE para o caso do carvão nacional de minas subterrâneas, percebe-se que não há diferenças significativas entre os cenários REF e BC, dado que os dois combustíveis (carvão de minas subterrâneas e biomassa) apresentam custo parecido em base energética e são caros o suficiente para

que a aplicação de uma tecnologia mais eficiente seja viável economicamente. A aplicação do carvão nacional de minas subterrâneas leva a aumento de custos de 34%, quando comparado ao cenário REF com o carvão de minas a céu aberto, e em 20% para o caso de medidas combinadas de mitigação. As emissões de UTE com carvão de minas subterrâneas se encontram levemente abaixo das emissões de UTE com carvão de minas a céu aberto. Todavia, essa redução não ultrapassa 2% para todos os casos examinados.

Para o uso de carvão importado, foi encontrado um LCOE de 103 US\$/MWh para o caso base e de 107 US\$/MWh para o caso da combinação das duas medidas de redução de emissão. O aumento de custo se deve principalmente à substituição da caldeira subcrítica pela supercrítica. A aplicação da cocombustão de biomassa (no caso do carvão importado com somente 5%) aumenta o LCOE do sistema somente até 104 US\$/MWh. A emissão de GEE está em 925 kg/MWh. A cocombustão reduz a taxa de emissão em 5% (879 kg/MWh), a aplicação de uma caldeira supercrítica em 8% (855 kg/MWh) e uma combinação das duas medidas em 12% (813 kg/MWh).

Tabela 34 – Dados de Custos e Emissões para as Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2020-2030

Opções Tecnológicas de UTE	Eficiência	Fração de biomassa	Combustível	LCOE	Emissões CO ₂ e
	%	%	US\$/MWh	US\$/MWh	kg/MWh
CN CA	35	0	18	98	993
CN CA Cocombustão	35	30	29	109	697
CN CA Caldeira Supercrítica	37	0	17	103	940
CN CA Combinação	37	30	27	113	659
CN ST	35	0	47	128	978
CN ST Cocombustão	35	30	50	130	686
CN ST Caldeira Supercrítica	37	0	45	131	925
CN ST Combinação	37	30	47	133	649
CI	37	0	35	103	925
CI Cocombustão	37	5	36	104	879
CI Caldeira Supercrítica	40	0	33	107	856
CI Combinação	40	5	33	107	813

Legenda: CN CA – Carvão nacional céu aberto; CN ST – Carvão nacional subterrâneo; CI – Carvão Importando; LCOE – Custo nivelado

Fonte: Elaboração própria

Esses números mostram que, para as tecnologias do cenário REF, a melhor opção em termos de LCOE consiste em UTE operando com carvão nacional. Todavia, essa tecnologia apresenta a maior taxa de emissão de GEE, enquanto o uso do carvão importado apresenta a taxa menor. Porém, aplicando a

cocombustão de biomassa, essas emissões podem ser reduzidas além das emissões de UTE que operam com carvão importado. Quando se aplica a combinação das medidas de abatimento (cocombustão e caldeira supercrítica), as emissões se reduzem ainda mais. Porém, o LCOE ultrapassa o LCOE de uma UTE com carvão importado. Assim, para fazer uma análise integrada do desempenho das UTE relativamente ao custo e às emissões, deve-se comparar o custo de abatimento de GEE.

A Tabela 35 mostra o custo de abatimento, primeiro, relativamente ao cenário REF da própria opção tecnológica e, depois, relativamente à opção do cenário REF da opção tecnológica de menor custo no cenário REF, isto é, UTE convencional sem cocombustão, operada com carvão nacional de minas a céu aberto.

A análise do custo de abatimento que referencia as medidas de abatimento com o cenário REF da própria tecnologia é importante para ver qual das medidas de abatimento se apresenta mais eficiente. Para todos os casos, percebe-se que a cocombustão de biomassa apresenta a opção de mitigação de menor custo. Essa medida tem o maior impacto sobre o carvão nacional de minas a céu aberto por causa do baixo preço desse carvão, impacto reduzido para o carvão importado e impacto muito pequeno sobre o carvão nacional de minas subterrâneas. Relativamente à tecnologia supercrítica, o impacto é maior quanto maior o peso do custo de investimento no LCOE.

Assim, as medidas de abatimento em UTE a carvão nacional de minas a céu aberto se apresentam como as mais caras, quando se utiliza como referência o caso base da própria tecnologia. Todavia, quando se faz a comparação de todas as opções tecnológicas de mitigação com o caso de menor custo, representada pelo uso do carvão nacional de minas a céu aberto em caldeiras subcríticas, a opção do uso dessa mesma tecnologia com cocombustão de biomassa se mostra mais vantajosa. Em segundo lugar, optar-se-ia pela cocombustão de biomassa e carvão importado e, em seguida, escolher-se-iam essas tecnologias em combinação com a utilização de caldeiras supercríticas. Vale notar que o uso do carvão brasileiro com cocombustão de biomassa apresenta taxas de emissão de GEE muito menores que o uso de carvão importado.

Tabela 35 – Custo de Abatimento das Diferentes Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2020-2030

Opções Tecnológicas de UTE	LCOE	Emissões CO ₂ e	Custo de abatimento referente à própria tecnologia	Custo de abatimento referente à tecnologia de menor custo
	US\$/MWh	kg/MWh	US\$/t	US\$/t
CN CA	98	993	-	-
CN CA Cocombustão	109	697	37	37
CN CA Caldeira Supercrítica	103	940	96	96
CN CA Combinação	113	659	47	47
CN ST	128	978	-	-
CN ST Cocombustão	130	686	7	104
CN ST Caldeira Supercrítica	131	925	66	489

Opções Tecnológicas de UTE	LCOE	Emissões CO ₂ e	Custo de abatimento referente à própria tecnologia	Custo de abatimento referente à tecnologia de menor custo
	US\$/MWh	kg/MWh	US\$/t	US\$/t
CN ST Combinação	133	649	17	103
CI	103	925	-	-
CI Cocombustão	104	879	18	56
CI Caldeira Supercrítica	107	856	49	66
CI Combinação	107	813	37	54

Legenda: CN CA – Carvão nacional céu aberto; CN ST – Carvão nacional subterrâneo; CI – Carvão Importando; LCOE – Custo nivelado.

Fonte: Elaboração própria

Para UTE de gerações subsequentes, de 2030 a 2050, há alterações nos pressupostos para a estimativa de custos que se referem a eficiências, custo de investimento e fator de capacidade das plantas. Dessa forma, há alterações nos LCOE e nos custos de abatimento, porém o quadro encontrado para UTE da geração 2020-2030 sofre poucas alterações qualitativas. Os resultados para o LCOE e as emissões são indicados na Tabela 36 e na Tabela 37.

Tabela 36 – Dados de Custos e Emissões para as Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2030-2040

Opções Tecnológicas de UTE	Eficiência	Fração de biomassa	Combustível	LCOE	Emissões CO ₂ e
	%	%	US\$/MWh	US\$/MWh	kg/MWh
CN CA	38	0	16	75	915
CN CA Cocombustão	38	30	26	85	642
CN CA Caldeira Supercrítica	40	0	15	79	869
CN CA Combinação	40	30	25	88	610
CN ST	38	0	44	103	901
CN ST Cocombustão	38	30	46	105	632
CN ST Caldeira Supercrítica	40	0	42	105	856
CN ST Combinação	40	30	43	107	600
CI	40	0	33	83	856
CI Cocombustão	40	5	33	84	813
CI Caldeira Supercrítica	43	0	30	85	796
CI Combinação	43	5	31	86	756

Legenda: CN CA – Carvão nacional céu aberto; CN ST – Carvão nacional subterrâneo; CI – Carvão Importando; LCOE – Custo nivelado.

Fonte: Elaboração própria

Tabela 37 – Dados de Custos e Emissões para as Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2040-2050

Opções Tecnológicas de UTE	Eficiência	Fração de biomassa	Inv. jdc	Combustível	LCOE	Emissões CO ₂ e
	%	%	US\$/kW	US\$/MWh	US\$/MWh	kg/MWh
CN CA	41	0	2.250	15	65	848
CN CA Cocombustão	41	30	2.700	24	83	595
CN CA Caldeira Supercrítica	43	0	2.925	14	78	809
CN CA Combinação	43	30	2.925	23	87	567
CN ST	41	0	2.250	41	91	835
CN ST Cocombustão	41	30	2.250	42	93	586
CN ST Caldeira Supercrítica	43	0	2.438	39	92	796
CN ST Combinação	43	30	2.438	40	94	558
CI	43	0	1.875	30	73	796
CI Cocombustão	43	5	1.875	31	74	756
CI Caldeira Supercrítica	46	0	2.063	28	75	744
CI Combinação	46	5	2.063	29	76	707

Legenda: CN CA – Carvão nacional céu aberto; CN ST – Carvão nacional subterrâneo; CI – Carvão Importando; LCOE – Custo nivelado.

Fonte: Elaboração própria

De forma geral, percebe-se redução de custos que se deve ao maior fator de capacidade. Da mesma forma, há redução nas emissões que se deve ao aumento da eficiência definida para as diferentes plantas. Para as tecnologias BAT em UTE implementadas após o ano 2040, o uso de carvão importado se torna mais barato que o uso do carvão nacional de minas a céu aberto. Todavia, o carvão nacional de minas a céu aberto continua oferecendo a possibilidade de menor custo para o abatimento de GEE por cocombustão (Tabela 38).

Para UTE de futuras gerações, conforme o desenvolvimento prioritário dessa fonte de menor custo, será possivelmente esgotada (como mostrado nos resultados do cenário REF), tornando-se necessária a aplicação de tecnologias mais caras como medidas de abatimento. Numa ótica de LCOE e custo de abatimento, as UTE operando com carvão importado se mostram mais vantajosas do que as UTE a carvão nacional de minas subterrâneas. Todavia, não se deve perder de vista que as últimas permitem redução maior de emissões de GEE devido à possibilidade da cocombustão de biomassa. Os potenciais das diferentes fontes observadas e cenários de sua aplicação são detalhados a seguir.

Tabela 38 – Custo de Abatimento Referente à Tecnologia de Menor LCOE das Diferentes Opções Tecnológicas de UTE da Geração 2030-2040 e 2040-2050

Opções Tecnológicas de UTE	Geração de UTE 2030 - 2040		Geração de UTE 2040 - 2050	
	Custo de abatimento referente à própria tecnologia	Custo de abatimento referente à tecnologia de menor custo	Custo de abatimento referente à própria tecnologia	Custo de abatimento referente à tecnologia de menor custo
	US\$/t	US\$/t	US\$/t	US\$/t
CN CA	-	-	-	-
CN CA Cocombustão	37	37	72	72
CN CA Caldeira Supercrítica	78	78	315	315
CN CA Combinação	43	43	76	76
CN ST	-	-	-	-
CN ST Cocombustão	7	104	7	104
CN ST Caldeira Supercrítica	49	502	45	525
CN ST Combinação	13	100	13	100
CI	-	-	-	-
CI Cocombustão	18	84	18	96
CI Caldeira Supercrítica	35	83	32	94
CI Combinação	28	67	26	74

Legenda: CN CA – Carvão nacional céu aberto; CN ST – Carvão nacional subterrâneo; CI – Carvão Importando

Fonte: Elaboração própria



Termelétricas a óleo e gás natural

Capítulo

3

3 TERMELÉTRICAS A ÓLEO E GÁS NATURAL

O parque de geração brasileira é fortemente baseado em hidroeletricidade. Apesar da capacidade de armazenamento de energia por meio das hidroelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual, torna-se necessário utilizar outras fontes, como UTE e hidroelétricas de fio d'água, para complementar a geração elétrica. Este é o caso das UTE a óleo e gás natural, sendo que a análise da participação de tais usinas no sistema hidrotérmico brasileiro deve levar em consideração aspectos de natureza econômico-financeira, técnica, socioambiental e operacional para o sistema interligado (EPE, 2007).

Inicialmente, o setor será brevemente caracterizado. Por fim, serão apresentados os cenários REF e BC.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

Historicamente, grande parte dessa complementaridade da geração elétrica foi realizada por termelétricas, especialmente para a geração da demanda de pico. A Figura 21 apresenta a evolução do consumo de derivados de petróleo (diesel e óleo combustível) e de gás natural na geração elétrica do SIN. É possível notar que o consumo de diesel e óleo combustível aumentou pouco no período, ao contrário do consumo de gás natural.

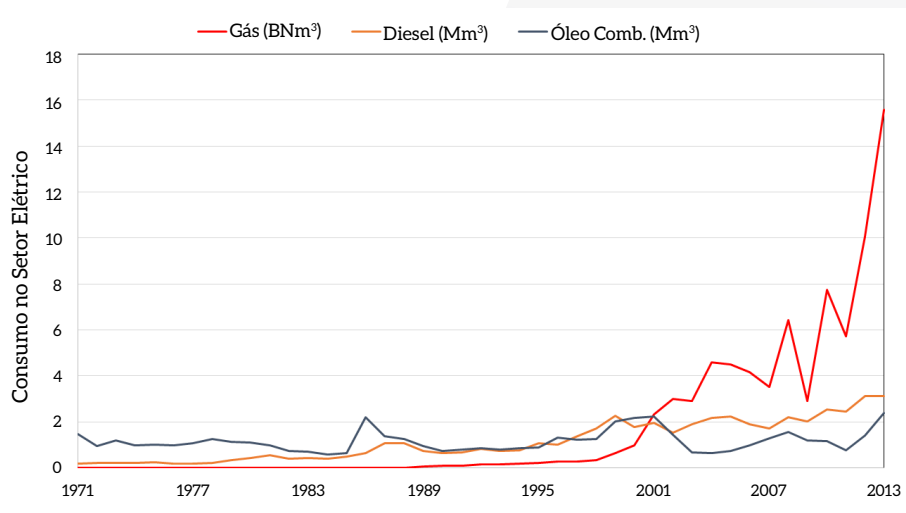


Figura 21 – Consumo de Derivados de Petróleo e Gás Natural no Setor Elétrico

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE, 2014

De forma geral, a geração termelétrica foi promovida no Brasil a partir do final da década de 1990 (EPE, 2007). Até então, o gás natural era insignificante em termos de geração elétrica, mas passou a assumir importância nos últimos anos, com consumo crescente. Entre 2001 e 2014, houve aumento de capacidade de termelétricas de cerca de 350%, chegando a um total de 36 GW.

Atualmente, cerca de 21 GW correspondem a termelétricas a gás ou derivados de petróleo. Especificamente, em 2014, a capacidade instalada de térmicas a gás natural era de 13 GW, sendo o restante de óleo diesel e óleo combustível. A Tabela 39 apresenta a capacidade instalada em térmicas a gás e óleo e as capacidades em construção e em outorga, com base nos dados do Banco de Informação de Geração (BIG) da Aneel.

Tabela 39 – Capacidade de UTE a Gás e Óleo no Brasil

Combustível	Capacidade (MW)		
	Instalado	Outorga	Construção
Óleo (Combustível e diesel)	7.988	2.048	0
Gás Natural	12.978	260	1.042

Fonte: ANEEL, 2014

O Brasil se depara com a necessidade de aumentar a oferta de eletricidade diante de uma demanda que deve permanecer crescendo a taxas elevadas nas próximas duas décadas (EPE, 2012). Para atender de forma adequada ao crescimento da carga de energia, o Plano Decenal de Energia (PDE) para 2022 (EPE, 2012) indica acréscimo da capacidade termelétrica de aproximadamente 1,5 GW de 2015 a 2022, conforme a Figura 22. O PDE 2024 (EPE, 2015) apresenta expansão de quase 10 GW de gás natural apenas. No entanto, como não é possível separar desse dado os produtores independentes dos autoprodutores, a comparação com os resultados deste relatório fica comprometida.

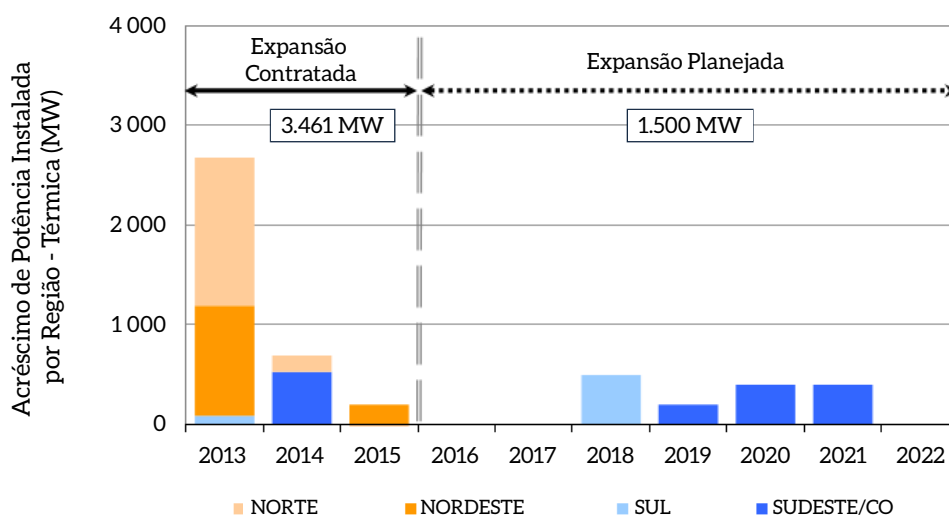


Figura 22 – Cenário de Expansão de Termelétricas no Brasil

Fonte: EPE, 2012

3.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

De forma a avaliar a evolução do setor elétrico no longo prazo, serão utilizados os resultados da modelagem energética do modelo MSB8000, partindo do cenário macroeconômico elaborado por Haddad (2015). Dessa forma, será possível verificar a participação do gás natural e do óleo combustível na matriz elétrica, e emissões de GEE resultantes. Para tanto, inicialmente serão descritas as tecnologias consideradas no cenário REF.

3.2.1 TECNOLOGIAS CONSIDERADAS NO CENÁRIO REF

A seguir, serão apresentadas as principais tecnologias de geração elétrica à base de gás ou derivados de petróleo, em operação no parque brasileiro, além de considerações técnicas acerca da operação e dos custos dessas usinas. Para isso, a análise vai separar cada tecnologia por tipo de fonte, óleo ou gás natural. São elas:

- Motores de combustão interna;
- Ciclo Rankine (óleo e gás);
- Ciclo Brayton;
- Ciclo combinado (Brayton e Rankine).

As termelétricas a diesel no Brasil são predominantemente formadas por pequenos grupos geradores que atendem a demanda de sistemas isolados, principalmente na região Norte. As termelétricas a óleo combustível atendem principalmente a demanda de ponta, sobretudo na região Sudeste, e o seu princípio de funcionamento se baseia no ciclo Rankine.

Os motores de combustão interna (MCI) são máquinas térmicas desenvolvidas inicialmente no século XIX. Seu funcionamento está relacionado à conversão de energia térmica, proveniente da liberação da energia química por um processo de combustão, em energia mecânica. Fundamentalmente, os MCI utilizam os gases de exaustão como fluidos de trabalho.

Devido à sua simplicidade, robustez, flexibilidade operacional e alta relação potência/peso, os MCI representam uma das tecnologias mais difundidas dentre as máquinas térmicas, sendo amplamente usados no setor de transportes.

Em termos de geração elétrica, os MCI são usualmente utilizados para geração de ponta, graças à sua flexibilidade, ou para geração de sistemas isolados, como sistemas de *back-up*, ou até mesmo para geração distribuída. Essas máquinas têm condições de partida e parada rápidas, necessitando de pouco tempo para sua montagem e manutenção.

Além das vantagens operacionais, principalmente as relativas a rapidez e robustez de operação, dentre as tecnologias de geração termelétricas, os MCI apresentam eficiências termodinâmicas relativamente altas. Valores típicos para novos motores se encontram na faixa de 30% a 40%. Esses valores, no entanto, não têm previsão de evolução, uma vez que o sistema MCI já é uma tecnologia consideravelmente madura.

Os sistemas de geradores a diesel, que compartilham um motor a diesel com um gerador elétrico, usualmente apresentam capacidades máximas na faixa de 400 MW, com limite inferior podendo atingir cerca de 5 kW. Em geral, capacidades acima desta não são competitivas. Valores típicos se encontram na faixa de 40 MW. Uma grande vantagem desse sistema é sua alta eficiência em cargas parciais, o que favorece a aplicação desse sistema para geração intermediária para acompanhamento de carga.

A maioria das usinas termelétricas existentes no mundo, consumindo combustíveis fósseis e elementos fisséis nucleares, opera de acordo com o ciclo Rankine. Sua maturidade tecnológica faz que poucas novidades sejam introduzidas no que diz respeito ao ciclo térmico. Uma grande vantagem desse sistema é sua flexibilidade em termos de carga, podendo operar com gás natural, óleo combustível, carvão mineral etc.

O sistema, também conhecido como ciclo a vapor, envolve inicialmente a geração de vapor em uma caldeira, por meio do aproveitamento de uma fonte térmica de alta temperatura. Nas UTE, essa fonte é o gás de exaustão de um combustível. O vapor gerado na caldeira segue para a ilha de potência, onde uma turbina a vapor converte o calor em energia mecânica. O vapor esgotado a baixa pressão, geralmente em condições de vácuo, é resfriado em um condensador, que é responsável pela rejeição de calor de menor qualidade. Finalmente, a água, já sob forma líquida, é bombeada novamente para a caldeira, completando o ciclo térmico.

As características críticas para o ciclo Rankine são, principalmente: a temperatura máxima da caldeira, que determina a qualidade do vapor gerado; e a temperatura da rejeição térmica, no condensador. A primeira é o ponto em que os esforços de desenvolvimento dessa tecnologia se concentram, visando a um melhor aproveitamento da fonte de energia da termoeletrônica. O segundo ponto, no entanto, se torna mais relevante nos casos em que a geração de calor também é desejada, como em usinas de cogeração.

Nesse sentido, as termelétricas que se baseiam no ciclo Rankine podem ser classificadas em três configurações: ciclos a vapor subcríticos (SubC), supercríticos (SC) e ultrassupercríticos (USC). As denominações dizem respeito às condições de projeto do ciclo a vapor.

O sistema subcrítico é a tecnologia mais convencional. Seu ciclo a vapor opera com pressões de vapor abaixo de 22 MPa, e as temperaturas podem atingir aproximadamente 550°C. A eficiência de geração de unidades subcríticas se encontra numa faixa de 33% a 37% (PCS) (MIT, 2007).

A eficiência de geração pode ser aumentada consideravelmente ao projetar os equipamentos do ciclo a vapor para a operação com pressões e temperaturas maiores, que levam a condições supercríticas no ciclo a vapor, provocando aumento da variação de entalpia na turbina, por consequência, a geração de trabalho. Em plantas supercríticas, as eficiências de geração se encontram entre 37% e 40% (PCS). Plantas no estado da arte da tecnologia operam com pressões de cerca de 24,3 MPa e 565°C no ciclo de vapor (MIT, 2007).

O tipo e a qualidade do combustível influenciam a construção da fornalha, do queimador e da caldeira. Os queimadores são instalados para produzir a mistura de combustível e ar na câmara de

combustão. São geralmente projetados para queima de gás natural, combustíveis líquidos e carvão pulverizado. Os queimadores destinados para a queima de combustíveis líquidos devem proporcionar uma nebulização adequada, visando obter o diâmetro das gotas requerido para a combustão completa (EPE, 2007).

Em geral, para o ciclo a vapor, usinas a óleo combustível e a gás apresentam eficiências inferiores às UTE a carvão mineral, na faixa de 25% a 30%. Além disso, operam exclusivamente em sistemas subcríticos. Os sistemas supercríticos foram desenvolvidos especialmente para térmicas a carvão mineral de alta qualidade.

Outra característica básica dessa tecnologia é sua inércia térmica, o que torna seus tempos de partida e parada muito mais longos do que os de motores ou turbinas a gás. Dessa forma, sistemas de ciclo Rankine usualmente operam na base ou semibase, sendo mais difícil de operarem para acompanhar a ponta.

O ciclo Brayton, ou ciclo aberto, como também é conhecido, se baseia na conversão de energia térmica em turbinas a gás. Essas máquinas, que também são de combustão interna, são o coração do sistema, e seu desenvolvimento tecnológico é o que permitiu maior competitividade do gás natural na geração elétrica.

O ciclo aberto se baseia na queima de combustível com ar comprimido em uma câmara de combustão. Portanto, o ar deve passar por um sistema de compressão para atingir a pressão desejada. Os produtos da combustão, a pressões e temperaturas muito altas, são encaminhados para a turbina a gás, onde sua energia térmica é convertida em energia mecânica. Após essa etapa, o exausto é descartado para a atmosfera, que atua como reservatório térmico.

As primeiras turbinas a gás a serem desenvolvidas foram as turbinas industriais. Em geral, essas máquinas se caracterizam pela robustez, resistência e simplicidade tecnológica, o que, em contrapartida, garante a elas menor eficiência. Elas podem operar com maior gama de combustíveis, e o exausto é descartado em temperaturas ainda altas, entre 600°C a 700°C.

Em seguida, surgiram as turbinas aeroderivadas, que tiveram origem no desenvolvimento do setor aeronáutico. Essas máquinas, em oposição às turbinas industriais, apresentam maior complexidade e são mais restritivas na especificação do combustível. Ademais, garantem boa flexibilidade operacional, especialmente em cargas parciais. Graças ao desenvolvimento tecnológico intenso, especialmente induzido pela alta de preço de derivados de petróleo, as turbinas aeroderivadas alcançam eficiências mais altas, chegando a 40%. No entanto, costumam ser mais caras que as turbinas industriais.

A competição desses dois tipos de turbinas garantiu um desenvolvimento tecnológico acirrado, bem como a competitividade entre ambas. Atualmente, a decisão pelo tipo de turbina está fortemente dependente do propósito de utilização. Para usinas elétricas de ciclo aberto, as turbinas aeroderivadas são a escolha mais comum.

O ciclo combinado envolve a unificação de dois ciclos, o aberto e o Rankine, de forma sequencial. Isto é, o ciclo Rankine opera a jusante, aproveitando a qualidade térmica do exausto da turbina a gás

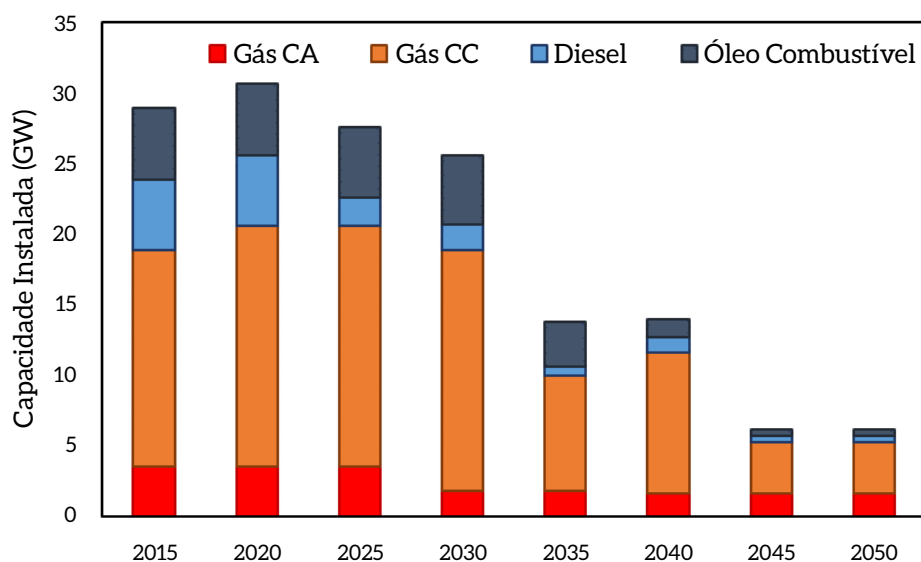
do ciclo aberto, a montante. Dessa forma, o aproveitamento térmico é melhor, provocando eficiência térmica mais alta, quando comparada a um ciclo aberto.

De forma geral, as turbinas industriais se adequam melhor para o uso em usinas ciclo combinado, pois o exausto da turbina está a uma temperatura ainda alta. Assim, existe força motriz suficiente para a troca de calor no HRSG (*heat recuperator steam generator*), que substitui a caldeira de um ciclo Rankine isolada.

A principal desvantagem do ciclo combinado é que, para atingir a maior eficiência, a planta será afetada pela menor flexibilidade operacional do ciclo Rankine, especialmente seu tempo de partida e parada. Enquanto usinas ciclo aberto costumam operar na ponta, as usinas ciclo combinado costumam operar na base ou semibase.

3.2.2 RESULTADOS

A Figura 23 apresenta a capacidade instalada em térmicas por quinquênio, entre 2015 e 2050. Interessa notar a convergência dos resultados com o PDE, visto que entre 2015 e 2020 há expansão de cerca de 1,7 GW na capacidade instalada.



Legenda: Gás CA – Usinas termelétricas a gás natural em ciclo aberto; Gás CC – Usinas termelétricas a gás natural em ciclo combinado

Figura 23 – Expansão de Termelétricas a Óleo Diesel, Óleo Combustível e Gás Natural no Cenário REF (GW)

Fonte: Elaboração própria

Além disso, é possível verificar que tanto o gás natural quanto os derivados de petróleo reduzem sua participação na matriz elétrica nacional. Esse resultado se justifica pelo fato de que o cenário

REF avalia a expansão do sistema energético brasileiro conforme um cenário de mínimo custo, sem restrições de emissões de GEE.

Nesse sentido, o gás natural encontra usos mais competitivos nos setores industrial, refino e de edificações, assim como o refino de petróleo crescentemente destina seus derivados para o setor de transportes e, em menor escala, para petroquímica (nafta). Na geração elétrica, por sua vez, o cenário REF indica a expansão, sobretudo, de plantas hidrelétricas, termelétricas a carvão (incluindo coqueima com biomassa) e plantas eólicas. Essa expansão leva a que se reveja a operação do sistema elétrico brasileiro, de modo que as usinas a carvão operem na base e as hidroelétricas possam crescentemente atender não apenas a base, mas, sobretudo, a ponta do sistema.

Dada a expansão da capacidade instalada, no perfil tecnológico e no perfil de utilização das termelétricas a gás natural e derivados de petróleo, a Figura 24 apresenta a evolução das emissões de GEE no cenário REF. É possível verificar que as emissões resultantes dessas fontes se reduzem em até 85% até 2050. No entanto, dada a alta penetração de termelétricas a carvão (seção 2.2.2.2), as emissões do sistema elétrico nacional crescem em relação ao ano-base, apesar da redução mostrada na Figura 24.

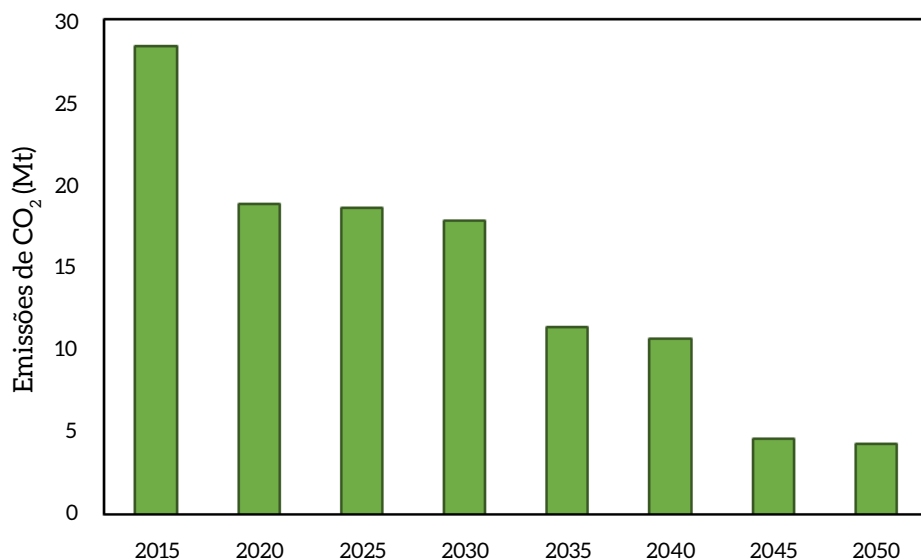


Figura 24 – Emissões de Termelétricas a Óleo e Gás no Cenário REF (MtCO₂)

Fonte: Elaboração própria

3.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

Nesta seção, inicialmente, são indicadas as MTD para a geração de eletricidade com base em combustíveis líquidos e em gás natural. Por fim, é realizada uma análise do impacto da introdução das MTD em termos da redução e custos de abatimento de emissões de GEE com relação ao cenário REF. Trata-se 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 apresentados, possivelmente, estão super e subestimados, respectivamente. Por esse motivo,

o projeto considera 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*.

3.3.1 DESCRIÇÃO E PARÂMETROS DAS MTD PARA O ABATIMENTO DE EMISSÕES

De forma geral, as MTD se caracterizam pelo melhor aproveitamento da fonte energética ou por garantir melhor adequação dessa fonte a determinado serviço energético.

No entanto, existe uma dificuldade na definição da MTD para a geração à base de derivados de petróleo. A controvérsia surge porque, no cenário internacional, a geração elétrica centralizada à base de líquidos fósseis já foi amplamente revista desde os choques do petróleo da década de 1970, já estando extinta em diversas regiões.

Por exemplo, IEA (2011) indica que cerca de 5,8% da geração em 2009 foram à base de derivados do petróleo. No cenário de políticas existentes, a participação se reduz para 2% em 2035. Na OCDE, em 2009, a participação de líquidos fósseis na geração elétrica já foi inferior a 3%, reduzindo-se a cerca de 1% até 2030 (IEA, 2011).

Sendo assim, a tendência global é reduzir o consumo de derivados de petróleo com finalidade de geração elétrica, mesmo em cenários tendenciais que pressupõem a inexistência de esforços adicionais para redução das emissões de GEE. Inovações tecnológicas no uso de gás natural e carvão, assim como desenvolvimento de fontes alternativas, surgem justamente como alternativa de baixo carbono à geração fóssil tradicional, especialmente à base de óleo diesel e óleo combustível. Em grande medida, o diesel tem elevado preço relativo e consumo cativo no setor de transportes de carga, e o óleo combustível tem, no refino de petróleo mais complexo (maior capacidade de conversão), o custo de oportunidade de ser convertido a diesel.

Portanto, considerando-se essa característica básica, a seguir, serão exploradas as melhores tecnologias existentes baseadas nas opções de geração elétrica descritas na seção anterior. Em todos os casos, o custo de abatimento foi calculado utilizando uma taxa de desconto setorial de 8% a.a.

Conforme apresentado, os MCI já se encontram em estágio de plena maturação tecnológica. Não existe, portanto, muito espaço para grandes avanços tecnológicos, pelo menos no que diz respeito à eficiência. No entanto, considerações e modificações podem ser feitas em sistemas existentes ou no projeto de novos sistemas, que podem garantir um melhor projeto, i.e., com melhor adequação do equipamento ao serviço em que será empregado.

Talvez a medida que cause maior impacto seja a aplicação de variadores de frequência (ASD), também conhecidos como sistemas de velocidade variável (VSD). Esses geradores garantem melhor eficiência em condições de carga parcial e são especialmente interessantes para sistemas de baixa carga, como sistemas isolados ou de *back-up* (XENERGY, 1998).

Além dos ASD/VSD, a adição de um sistema de recuperação de calor (*waste heat recovery system*, ou

WHRS) pode ajudar a aumentar a eficiência de um gerador a óleo diesel ou óleo combustível. Existem três opções tecnológicas para realizar a conversão do calor de baixa qualidade em eletricidade (MAN, 2014): sistemas com turbinas a vapor, sistemas com turbinas a gás e ciclos Rankine orgânico (ORC).

Gould (2011) apresenta como o WHRS é capaz de promover redução no consumo de combustível a partir do aumento da eficiência de conversão. De acordo com seu estudo, a eficiência de uma termoeletrica com motores a diesel com o WHRS pode atingir 39%, com investimento de cerca de 1.500 US\$/kW. Na literatura, diversos autores apresentam um *payback* entre três e cinco anos para essa medida (WARTSILA, 2007; GOULD, 2011; MAN, 2014). A planta padrão a diesel simulada pressupõe eficiência de 30% (PCI) e investimento de cerca de 1.000 US\$/kW.

Outra grande contribuição que os MCI podem oferecer como possíveis fontes de geração de baixo carbono é seu uso com biocombustíveis. Apesar de já existirem plantas em operação ao redor do mundo, a prática não é amplamente aplicada para geração centralizada em larga escala. Em cenários de grandes restrições de emissões, a geração de ponta com biocombustíveis líquidos ou biogás pode desempenhar papel de destaque.¹⁰

A Wartsila, por exemplo, tem quatro plantas elétricas que operam desde 1995 com biocombustíveis, variando de óleos vegetais, biodiesel e gordura animal. As tecnologias empregadas variam de ciclo Rankine orgânico a ciclo combinado, com MCI em vez da turbina a gás. Na Figura 25, está representado o sistema da planta na Finlândia. Além disso, a empresa fornece motores de 1 a 10 MW próprios para o serviço mencionado (WARTSILA, 2014a).

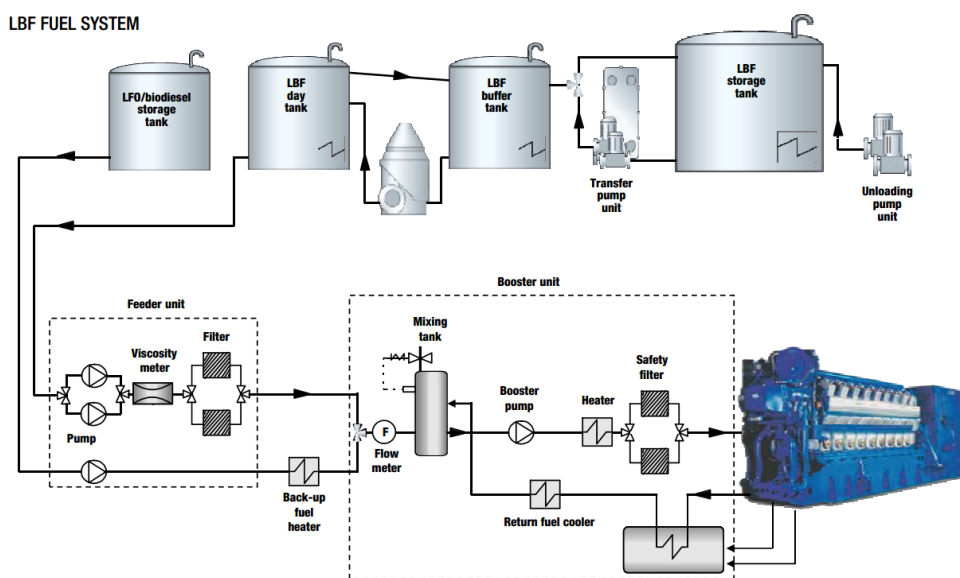


Figura 25 – Usina Elétrica a Biodiesel

Fonte: WARTSILLA, 2014a.

10 O tema de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia será abordado em relatório à parte. Foge, portanto, ao escopo deste documento aprofundar esta opção.

A turbina a gás é um dos pontos centrais das termelétricas a gás, com ciclo aberto ou combinado. Desde sua invenção, o desenvolvimento de novos materiais, de novos sistemas de resfriamento ou injeção de combustível permitiu que alcançasse eficiências entre 30% e 40%. Além disso, a turbina tem alta razão potência/peso, grande rapidez operacional e disponibilidade.

Atualmente, o desenvolvimento das turbinas a gás esbarra na capacidade de atingir temperaturas mais altas. Uma das condições que garantem temperatura mais alta é a substituição do combustível da turbina de gás natural para gás de síntese, ou até mesmo hidrogênio.

Na ótica de redução das emissões de GEE, existe grande expectativa acerca do desenvolvimento de sistemas de gasificação e de captura de carbono, rotas que indicam a utilização de correntes ricas em hidrogênio.

Turbinas a gás disponíveis no mercado são tipicamente dimensionadas para o processamento de gás natural, ou seja, um gás que contém principalmente metano. O gás de síntese apresenta características de combustão diferentes das do metano, que faz que a câmara de combustão das turbinas precise ser adaptada para o uso de gás de síntese (HOFFMANN, 2010). A Tabela 40 compara o poder calorífico e a temperatura adiabática de chama dos principais constituintes do gás de síntese com tais características do metano.

Tabela 40 – Poder Calorífico e Temperatura Adiabática de Chama

Combustível	Poder calorífico (MJ/Nm ³)	Temperatura adiabática de chama (°C)
Monóxido de carbono (CO)	10.783	2.123
Hidrogênio (H ₂)	12.633	2.086
Metano (CH ₄)	35.883	1.922

Fonte: HOFFMANN, 2010

Por sua vez, CO e H₂ têm temperatura adiabática de chama maior que o metano, o que provocaria aumento na geração de óxidos de nitrogênio. A fim de evitar esse efeito, nitrogênio e/ou vapor na combustão são usualmente adicionados para reduzir a temperatura e o risco da formação de misturas explosivas de H₂ e O₂. O poder calorífico do gás combustível se reduz, assim, até 4 GJ/Nm³ (HOFFMANN, 2010).

Algumas das turbinas a gás mais desenvolvidas para aplicação de gases ricos em hidrogênio são as turbinas modelos 7FA e 9FA, da GE. A Figura 26 apresenta a superioridade dessas turbinas em comparação com o modelo 6FA, que é um modelo padrão de turbina a gás. Tal superioridade pode ser notada pela maior taxa de compressão e pela maior vazão mássica aceitas pelas turbinas 7FA e 9FA.

6FA Simple-Cycle Performance Ratings		7FA Simple-Cycle Performance Ratings		9FA Simple-Cycle Performance Ratings	
	50/60 Hz		60 Hz		50 Hz
Output	77 MW	Output	183 MW	Output	256 MW
Heat Rate	9,760 Btu/kWh 10,295 kJ/kWh	Heat Rate	9,360 Btu/kWh 9,873 kJ/kWh	Heat Rate	9,250 Btu/kWh 9,757 kJ/kWh
Pressure Ratio	15.6:1	Pressure Ratio	16.2:1	Pressure Ratio	17.0:1
Mass Flow	466 lb/sec 212 kg/sec	Mass Flow	961 lb/sec 436 kg/sec	Mass Flow	1,413 lb/sec 641 kg/sec
Turbine Speed	5,231 rpm	Turbine Speed	3,600 rpm	Turbine Speed	3,000 rpm
Exhaust Temperature	1,107°F 597°C	Exhaust Temperature	1,120°F 604°C	Exhaust Temperature	1,116°F 602°C

Figura 26 – Características Operacionais das Turbinas 6FA, 7FA e 9FA

Fonte: GE, 2009

Além disso, segundo a General Electric (GE), as turbinas 7FA apresentam *start-up* inferior a 10 minutos, o que permite utilizá-las em situações de demanda cíclica ou para gerar receita com venda de energia elétrica no mercado *spot*. Diferentemente de outras turbinas capazes de iniciar a operação em 10 minutos, as turbinas 7FA alcançam combustão estável nesse curto período de tempo, atingindo nível máximo de emissões de NO_x e CO de 9 ppm, o que permite operar essa turbina em ambiente de emissões restritas (GE, 2009).

A eficiência térmica das turbinas a gás aumenta com a temperatura. Avanços nas técnicas de manufatura das lâminas das turbinas têm possibilitado a construção de turbinas que suportem temperaturas de queima cada vez mais altas. Rubin et al. (2007) mencionam que a turbina Westinghouse/Mitsubishi 501F é capaz de operar com temperatura de chama elevada (1.260°C).

Avanços nas turbinas 7FA deram origem à turbina 7FB, que permite maior temperatura de chama e, portanto, maior eficiência e maiores emissões de NO_x. Ainda mais avançadas que as turbinas F são as turbinas H, que permitem maior temperatura de chama enquanto mantêm baixos níveis de emissões de NO_x. Para aguentar altas temperaturas, as turbinas H empregam materiais avançados (*single crystal*) e isolantes térmicos. O baixo nível de emissões de NO_x é garantido pelo resfriamento com vapor em sistema fechado do bocal de alimentação do primeiro estágio (GE, 2001; GE, 2009). A Tabela 41 apresenta a evolução dessas turbinas em termos do aumento da temperatura de chama, aumento da vazão mássica, redução das emissões de NO_x, entre outras características.

Tabela 41 – Desempenho das Turbinas 7FA, 7FB e 7H

Turbina (Modelo)		7FA	7FB	7H
Característica	Temperatura (°F)	2.420	>2.500	2.600
	Vazão de ar (lb/s)	950	950	1.230
	Razão de compressão	15,5	18,5	23,0
	Emissão NOx (ppm)	9	25	9
Performance em ciclo combinado	Potência líquida (MW)	263	280	400
	Eficiência nominal (%PCI)	56	57	60
	Heat rate (BTU/GJ)	6.095	5.956	5.690

Fonte: GE, 2001

A Figura 27 apresenta a evolução das turbinas modelos E, F e H ao longo dos anos em termos da temperatura máxima de chama e da eficiência na operação em ciclo combinado.

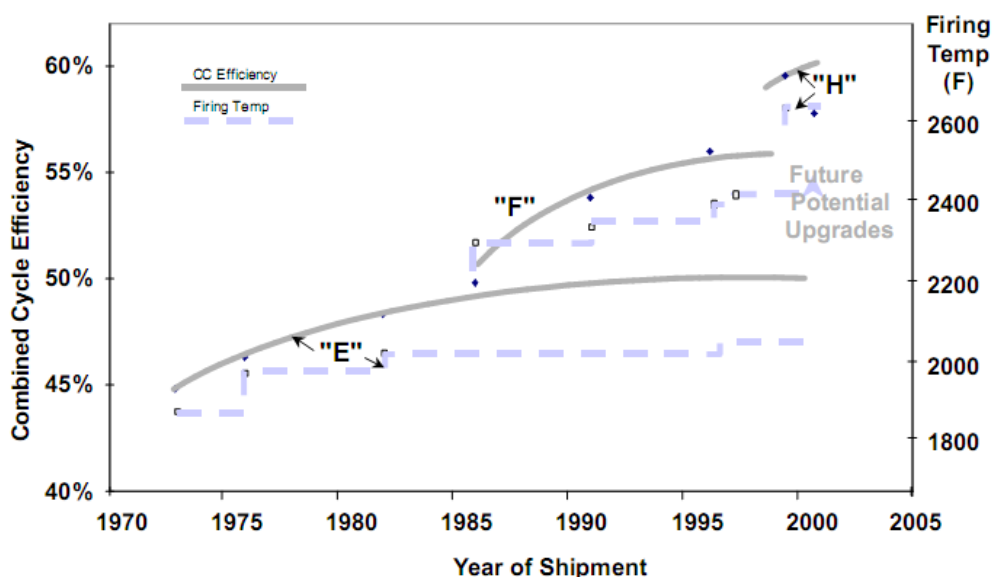


Figura 27 – Evolução das Turbinas Modelos E, F e H

Fonte: GE, 2001

Para manter o fluxo de energia constante, ao reduzir o poder calorífico do gás combustível, o volume da corrente de gás precisa ser aumentado. No caso do uso de gás de síntese, é necessário um volume de cinco a oito vezes o volume normal que se verifica com combustíveis de médio e alto poder calorífico. O sistema de combustão, que inclui as válvulas de controle de gás, os condutos, os combustores e os bocais de expansão, deve ser redimensionado para suportar esse volume adicional (HOFFMANN, 2010).

A turbina GE modelo 7F foi projetada para queimar gás natural ou destilado de petróleo. Como o fluxo de gás de síntese deve ser muito maior do que seria o de gás natural, é necessário reduzir o fluxo de ar comprimido, o que faz que a turbina opere fora da configuração para a qual foi projetada, impactando a eficiência e alterando a temperatura do gás de exaustão. A turbina

Westinghouse/Mitsubishi 501F também é equipada para reduzir o fluxo de massa dos compressores (RUBIN et al., 2007).

Rubin et al. (2007) apresentam uma série de medidas para queimar gás de síntese numa turbina a gás convencional, dentre as quais:

- Aumento da razão entre a pressão interna e a externa. Isso favorece o aumento do fluxo de gás, o que, no entanto, leva a aumento da carga térmica sobre as pás da turbina, o que pode requerer redução da temperatura de chama como compensação;
- Redução do fluxo de massa dos compressores para compensar o aumento de fluxo de combustível. A redução de fluxo de ar depende do desenho do compressor;
- Aumento da área crítica do bocal de alimentação. Os autores consideram improvável a execução dessa medida pelos fabricantes, dado que ela significa o projeto de uma nova turbina;
- Redução da temperatura interna da turbina, o que permite o aumento do fluxo de massa, mas reduz a eficiência e a geração de energia da turbina;
- Desvio de ar do compressor. Essa ação só é viável se outro ponto da planta de geração fizer uso de ar comprimido. Caso contrário, há perda de eficiência da planta.

Outra opção de mitigação para turbinas a gás envolve uso de etanol como combustível alternativo (GUPTA et al., 2010; AYALA et al., 2013; AL-SARAF; AL-JUMAILY, 2013). Especialmente no caso brasileiro, essa opção pode ser de grande interesse, visto que a tecnologia de produção de etanol já está difundida em larga escala. Além disso, essa opção poderia garantir ao etanol mais uma disputa de mercado com derivados de petróleo e gás natural.

A baixa pressão de vapor do etanol se traduz em uma mistura de boa qualidade com gás natural, gerando um vapor de alto poder calorífico, com queima homogênea e criando a possibilidade de flexibilidade na operação de turbinas a gás – além de reduzir as emissões de GEE e até ajustar as condições de operação, reduzindo as emissões de NOx também.

Ayala et al. (2013) e Al-Saraf e Al-Jumaily (2013) indicam redução consistente de cerca de 20% na eficiência e de 50% da potência gerada na turbina ao utilizar o etanol em vez do gás natural. No entanto, ambos indicam que tal redução só ocorre ao tentar manter a mesma alimentação de combustível na turbina. Segundo os autores, é possível haver até mesmo aumento na eficiência da turbina da ordem de 2-3% e mantendo a mesma potência de saída, ao ajustar as condições de operação. No entanto, nenhum dos estudos foi capaz de determinar quais seriam exatamente essas condições.

Portanto, de forma a ser conservador, foram consideradas duas condições para turbinas a etanol: redução de 20% na eficiência da turbina sem modificações na condição de alimentação e combustão; eficiência igual às condições de alimentação e combustão do gás natural. Não serão consideradas diferenciações nos custos de investimento e O&M da turbina em uso com etanol ou gás natural.

A flexibilidade operacional de usinas térmicas convencionais deverá se tornar cada vez mais importante no futuro. Essa tendência já está se tornando aparente no mercado de geração de energia elétrica e se reflete nas novas exigências feitas em usinas movidas a combustíveis fósseis pelos produtores de energia (BALLING, 2010; PICKARD; MEINECKE, 2011).

Uma usina altamente versátil é indispensável para compensar a intermitência de fontes renováveis de energia (solar fotovoltaica e eólica) e, portanto, é pré-requisito para a expansão em grande escala da capacidade de energias renováveis. Ademais, melhores tecnologias e filosofias operacionais mais sofisticadas, como otimização de partida e parada durante a noite, estão ajudando a reduzir significativamente os custos de operação de cada usina.

Diante da necessidade de reduzir as emissões de CO₂ no longo prazo, a participação de fontes de energia renováveis no setor elétrico cresce rapidamente. Atualmente, a geração das fontes renováveis tem prioridade sobre o despacho em relação às outras fontes, servindo como carga variável na rede de alimentação. Entretanto, ao contrário do fornecimento convencional de carga de base, a geração renovável depende fortemente do ciclo dia/noite e das condições meteorológicas instantâneas (PICKARD; MEINECKE, 2011). Dessa forma, o fornecimento de energia eólica e solar, em determinado momento, não é inteiramente previsível, de modo que as energias renováveis não garantem o devido controle e estabilização do *grid*.

Apesar de ser possível conseguir maior flexibilidade dos geradores existentes, isso impõe custo significativo e eventual perda de receita para esses geradores. Tecnologias convencionais usualmente são projetadas para funcionar em níveis específicos e não podem ser projetadas para serviços com crescimento significativo. Introduzir esse ciclo adicional pode levar a desgaste acelerado dos equipamentos. A flexibilidade, portanto, precisa de avaliação de mercado, para que os geradores recebam compensação por esse serviço (DOE, 2011).

As térmicas a gás natural, ciclo aberto e ciclo combinado estão entre as opções tecnológicas de alta potência, de maior flexibilidade operacional. A Figura 28 apresenta breve comparação entre a dinâmica de termelétricas típicas. É possível verificar que o tempo de partida das termelétricas a gás baseadas em ciclo combinado (NGCC ou CCPP) é muito inferior às usinas do tipo Rankine, em função da turbina a gás.

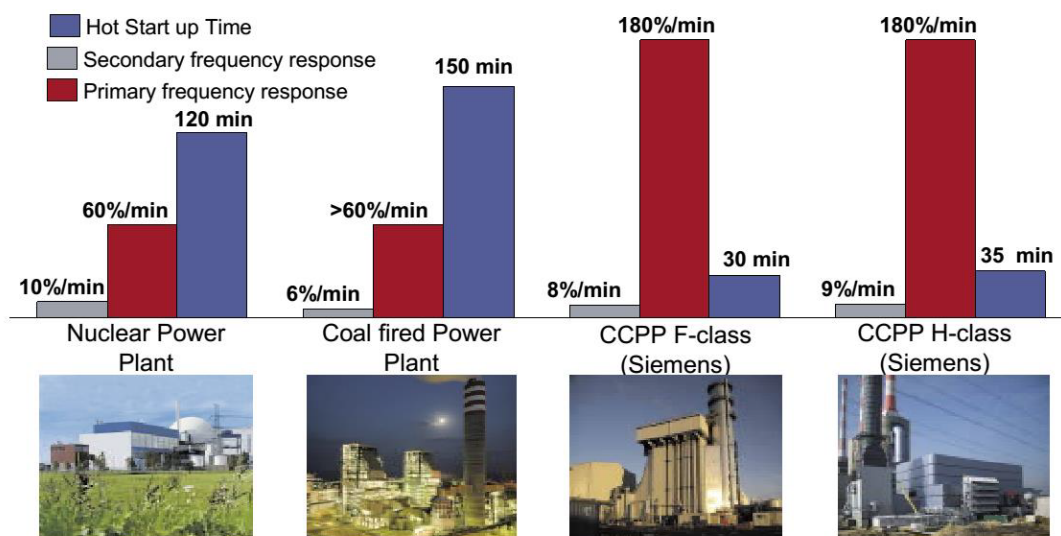


Figura 28 – Comparação da Flexibilidade de Termelétricas

Fonte: PICKARD; MEINECKE, 2011

Não obstante, fabricantes e licenciadores de ciclos combinados já identificaram a necessidade de versões flexíveis em seu portfólio. A Siemens, por exemplo, exibe um conjunto de sistemas que chegam a 820 MW, com um sistema em particular capaz de atingir 150 MW em apenas 10 minutos (SIEMENS, 2014). A Wartsilla oferece seu sistema Flexicycle em potências de 60 MW a 600 MW (WARTSILLA, 2014b). A GE tem sistemas flexíveis com turbinas do tipo F, com destaque para o sistema FleXtra, que consiste em unidades de cogeração flexíveis de 100 kW a 100 MW (GE, 2014). A Foster Wheeler promove o serviço de otimização do HRSG para operações de partida rápida ou *ramp-rate* rápidos (HACK; ALVAREZ, 2012).

A Figura 29 apresenta os principais aspectos a serem considerados para se discutir a flexibilidade operacional de termelétricas, que incluem pontos como: eficiência operacional a cargas intermediárias, tempo de partida, *load-ramps*, capacidade de reserva etc.

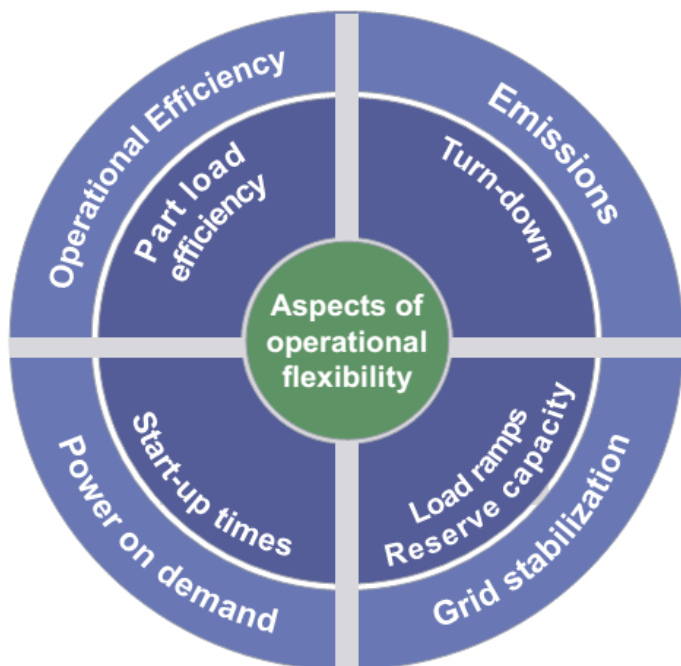


Figura 29 – Aspectos Principais da Flexibilidade Operacional

Fonte: PICKARD; MEINECKE, 2011

Assim, tendencialmente, as usinas de ciclo combinado deverão ser operadas em uma faixa mais ampla de carga e não só, como no passado, limitadas a alguns pontos de operação (carga completa, de ponta etc.). Tal requisito torna essencial projetar as plantas a gás natural para o maior número possível de serviços energéticos (BALLING, 2010; PICKARD; MEINECKE, 2011).

Em particular, as plantas devem ser capazes de funcionar a um valor tão baixo quanto possível de carga parcial. No entanto, quanto menor for o fator de carga, mais elevadas serão as emissões de poluentes locais e globais, de modo que a carga mínima permitida é ditada pelas emissões máximas admissíveis. Atualmente, turbinas a gás ultrapassam o limite máximo admissível de emissões de CO com cargas abaixo de 50% (PICKARD; MEINECKE, 2011). Ao mesmo tempo, plantas de ciclo combinado operando em carga parcial devem exibir a maior eficiência possível, pois isso é essencial para minimizar o consumo de combustível e as emissões de CO₂.

No contexto de estabilização da rede, o objetivo é responder às mudanças repentinas na demanda o mais rápido possível. O caso extremo é a formação de uma ilha no *grid* com súbita redução da demanda por energia. Nesse caso, pode ser necessário reduzir fortemente uma usina afetada por esse efeito, podendo sair de plena carga até o ponto de carga mínima em apenas alguns segundos. O Reino Unido, por exemplo, exige em seu *grid* que uma usina de energia deva ser capaz de funcionar em até, no máximo, 55% do seu valor nominal dentro de 8 segundos em caso de formação de ilha de potência (PICKARD; MEINECKE, 2011).

Usinas com menores tempos de partida permitem a geração de energia extra ao *grid* em curto prazo. Atualmente, torna-se evidente que, em mercados de geração com elevada percentagem de energia renováveis e, portanto, com aumento da demanda por energia extra disponível no curto prazo, o despacho favorece fortemente usinas com tempos de inicialização mais curtos. Além disso, a possível participação no mercado *spot* de eletricidade pode ser particularmente atraente para os operadores de usinas flexíveis, uma vez que são capazes de receber preços altos pela eletricidade em determinado momento.

A Tabela 42 apresenta os parâmetros técnicos e econômicos para avaliação das usinas flexíveis como estratégias de mitigação do setor elétrico.

Tabela 42 – Parâmetros Técnico-Econômicos para Usinas Flexíveis

Parâmetro	Unidade	Ciclo aberto	Combinado flexível
Eficiência	PCI	32%	53%
Investimento	US\$/kW	632	1.023
O&M Fixo	US\$/kW/a	7	15

Fonte: Elaboração própria

3.3.2 RESULTADOS

São calculados os custos e potenciais de abatimento para as medidas mencionadas anteriormente. Cumprir enfatizar que as medidas não são complementares, motivo pelo qual optou-se por apresentar os resultados separadamente.

Em tese, não há impedimento para a aplicação da recuperação de calor de baixa qualidade (WHRS) em outros ciclos ou operações industriais ou dos sistemas energéticos, mas sua aplicação neste relatório ficou restrita aos motores de combustão interna e ciclos Rankine com óleos combustível e diesel.

Dado o investimento adicional necessário para aplicação dessa tecnologia, o custo nivelado da energia e o custo de abatimento são muito sensíveis ao fator de capacidade da usina. Isto é, a custo-efetividade do investimento adicional é diretamente resultado do perfil de uso da tecnologia. De forma geral, a Figura 30 ilustra esse comportamento. Foi considerado um preço de combustível igual a 1.000 R\$/m³, segundo o BEN (EPE, 2014).

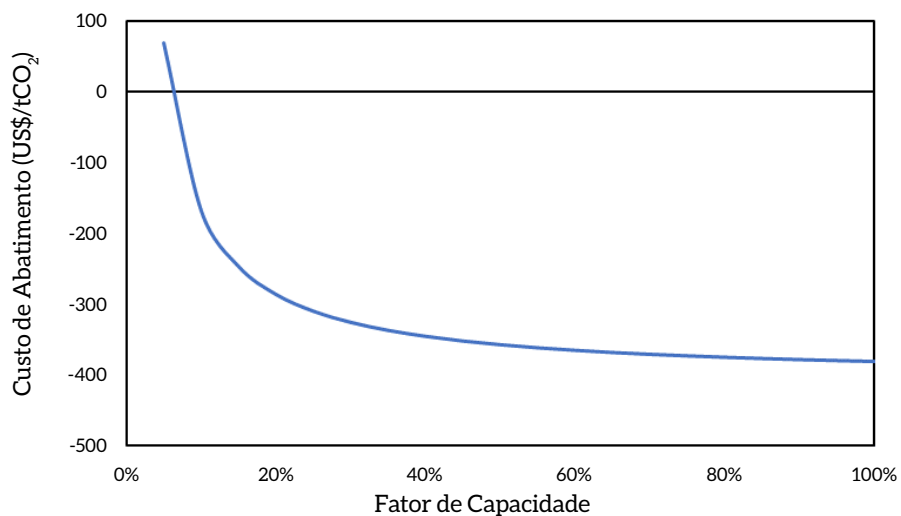


Figura 30 – Custo de Abatimento do WHRS em função do Fator de Capacidade da Usina

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 43 apresenta o custo nivelado de energia elétrica, as emissões e o custo de abatimento no cenário REF e BC, isto é, com e sem a aplicação do WHRS, respectivamente.

A Tabela 43 assume que apenas a geração elétrica a partir de 2020 seria igual nos cenários e, conseqüentemente à aplicação do WHRS, há redução no consumo de combustível. Isso é responsável por custo de geração menor e emissão de GEE menor no cenário BC.

Tabela 43 – Consumo, Emissões, LCOE e Custo de Abatimento para o WHRS no Cenário BC

Ano	REF			BC			Custo abatimento
	Consumo	Emissões	LCOE	Consumo	Emissões	LCOE	
	PJ	MtCO ₂	US\$/MWh	GJ	MtCO ₂	US\$/MWh	
2010	55,4	3,9	-	55,4	3,9	-	-
2015	72,3	5,0	-	72,3	5,0	-	-
2020	37,0	2,6	565,2	28,5	2,0	551,9	-69,0
2025	34,7	2,4	437,0	26,7	1,9	387,1	-259,0
2030	31,2	2,2	436,2	24,0	1,7	386,0	-260,3
2035	12,8	0,9	418,3	9,8	0,7	363,0	-286,8
2040	23,1	1,6	418,3	17,8	1,2	363,0	-286,8
2045	10,4	0,7	418,3	8,0	0,6	363,0	-286,8
2050	10,4	0,7	418,3	8,0	0,6	363,0	-286,8

Fonte: Elaboração própria

Os resultados indicam que o custo de abatimento é fortemente negativo para a maior parte do período de análise devido à economia de combustível para atender uma mesma geração elétrica. Além disso, é possível estimar o potencial acumulado de mitigação dessa medida em torno de 12,4 MtCO₂ até 2050.

Conforme discutido, a substituição do combustível líquido derivado de petróleo por biocombustíveis é uma relevante forma de garantir a geração elétrica de ponta ou descentralizada por motores de combustão interna. Essa medida, especificamente, diz respeito à mistura (*blend*) do diesel com biodiesel.

Utilizando dados de variação relativa da eficiência do motor para diferentes misturas de combustíveis, foram elaborados os casos ilustrados na Tabela 44. Foram considerados os poderes caloríficos e preços de diesel indicados em EPE (2014), conforme mencionado. O preço do biodiesel foi estimado em cerca de 1,019 US\$/m³, com base na média anual de 2013, disponível em ANP (2014).

Tabela 44 – Perfil de Geração e Custo de Abatimento para Diferentes *Blend* Diesel-Biodiesel

Mistura	Densidade (kg/m ³)	Geração (MWh)	Combustível (m ³)	Custo de Combustível (kUS\$)	Emissões (tCO ₂)	Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh)	Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
Sem mistura	830	1.000	526	536	1.362	1,362	-
B7	835	1.000	528	541	1.230	1,230	36
B20	840	1.000	530	546	1.099	1,099	38
B50	855	1.000	543	568	703	0,703	49
B100	880	1.000	575	617	0	0,000	60

Fonte: Elaboração própria

Como é possível verificar, os custos de abatimento dessa medida crescem com maiores teores de biodiesel ao diesel. Tal característica indica que o *trade-off* entre eficiência de geração e menor fator de emissão do combustível não garante ao biodiesel uma vantagem direta. Entretanto, deve-se destacar que essa análise é extremamente sensível ao cenário de preços do diesel e biodiesel. Dessa forma, um aumento relativo do preço do diesel em relação ao biodiesel pode facilmente reverter a análise estática aqui realizada.

A partir dos dados da Tabela 44, foi possível estimar o abatimento de GEE pela adição de biodiesel ao diesel fóssil. A Figura 31 apresenta a emissão evitada acumulada para cada *blend* de combustível. Como é de se esperar, quanto maior o *blend*, maior a emissão evitada. Porém, o custo também cresce com o aumento do *blend*. Para a mistura de B7, que apresentou o menor custo de abatimento, o potencial acumulado de 2020 a 2050 foi de 5,1 MtCO₂.

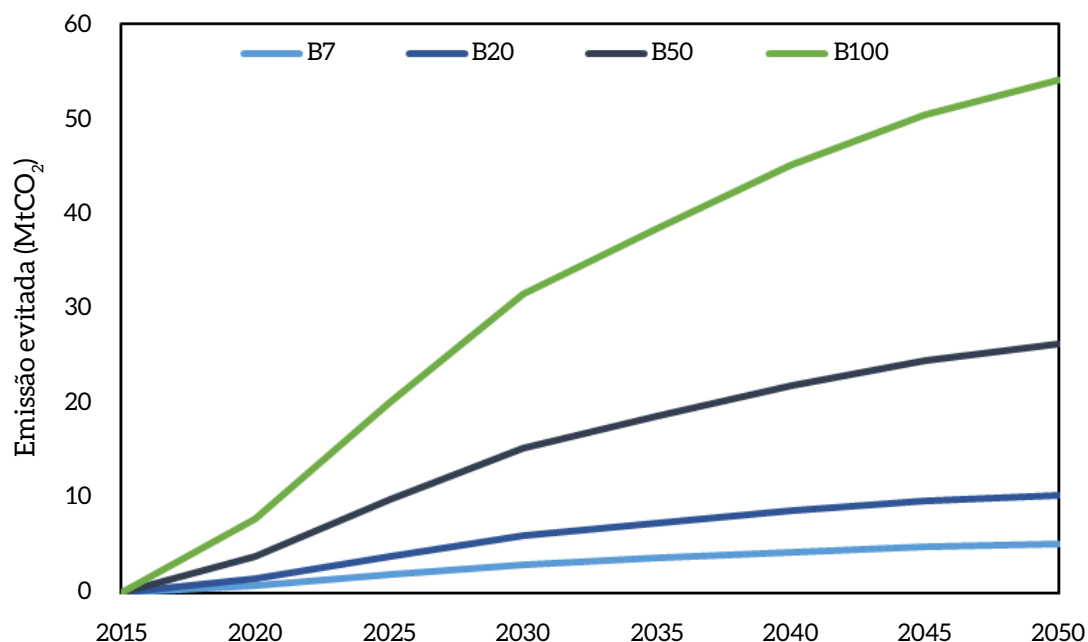


Figura 31 – Abatimento Acumulado por Blend de Biodiesel-Diesel na Geração Elétrica

Fonte: Elaboração própria

A partir de uma lógica de custo-efetividade, os resultados corroboram que existe uma limitação da mistura de biodiesel ao diesel. Essa conclusão também é consistente com a demonstração de que as emissões de poluentes locais são fortemente alteradas na combustão de *blends* de biodiesel-diesel (HANSEN, 2008; TSAI et al., 2010; LEE et al., 2011). De forma geral, o aumento do *blend* de biodiesel reduz as emissões de particulados, derivados de enxofre e de hidrocarbonetos. No entanto, as emissões de NOx e CO tendem a ser superiores, se não forem feitas modificações no equipamento. Mais do que isso, corrobora estudo de Tsai et al. (2010), que verificam rendimento crescente ao aumentar o teor de biodiesel no diesel, em particular até B20, a partir do qual tem-se níveis menores de eficiência.

No caso da aplicação de etanol em turbinas a gás, foram considerados duas possibilidades visando mitigar emissões de GEE: a pessimista, em que nenhum ajuste foi realizado e, portanto, há redução de 20% na eficiência da turbina ao usar o etanol; uma otimista, em que a eficiência e potência geradas a partir da introdução do etanol são equivalentes às do gás natural.

Cumprir destacar que o custo de modificar a turbina para operar com etanol não foi estimado neste estudo. Os preços do etanol e do gás natural foram considerados como 936 US\$/m³ e 0,67 US\$/Nm³ (EPE, 2014), respectivamente.

Partindo destas considerações, tem-se na Tabela 45 o consumo de energia e custo de abatimento resultantes da introdução do etanol em turbinas a gás.

Tabela 45 – Perfil de Geração e Custo de Abatimento para Uso de Etanol em Turbinas a Gás

Ano	REF		BC (Pessimista)			BC (Otimista)		
	Consumo	CC*	Consumo	CC*	Custo Abatimento	Consumo	CC*	Custo Abatimento
	PJ	MUS\$	PJ	MUS\$	US\$/tCO ₂	PJ	MUS\$	US\$/tCO ₂
2015	20,2	367	25,1	1.103	647	20,2	886	456
2020	31,4	573	39,1	1.719	647	31,4	1.381	456
2025	25,1	458	31,3	1.375	647	25,1	1.105	456
2030	25,1	458	31,3	1.375	665	25,1	1.105	469
2035	16,4	298	20,4	895	665	16,4	719	469
2040	19,6	358	24,4	1.074	665	19,6	863	469
2045	17,0	309	21,1	928	683	17,0	745	482
2050	17,0	309	21,1	928	683	17,0	745	482

* Custo de Combustível

Fonte: Elaboração própria

Embora o potencial de mitigação, mediante a substituição de gás natural por etanol na condição otimista, seja maior que o obtido com a recuperação de calor (18,9 MtCO₂ até 2050), o custo de abatimento é consideravelmente alto para ambas as considerações do BC. Isso ocorre pela diferença de preço entre os combustíveis, gás natural e etanol, que inviabilizam a aplicação dessa medida em um cenário sem esforços ou políticas explícitas de mitigação de GEE. Isso pode ser alterado, no entanto, conforme um custo de carbono é introduzido na economia e penaliza o gás natural, aumentando seu preço, e pode até mesmo dar um prêmio ao preço do etanol, devido à possibilidade de emissões negativas na produção de etanol com captura e armazenamento de carbono. Assim, os preços relativos seriam fortemente afetados e a economicidade dessa medida alterada.

Assim como na avaliação do WHRS, a aplicação de ciclos combinados flexíveis representa medida com custo de investimento adicional em relação à tecnologia do cenário REF. Dessa forma, o custo nivelado da energia elétrica e o custo de abatimento são sensíveis ao fator de capacidade da usina termoeletrica. A Figura 32 ilustra a relação entre o custo de abatimento e o fator de capacidade.

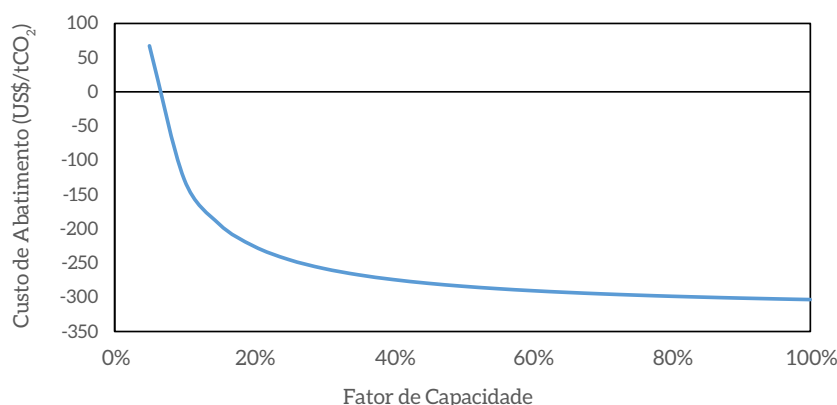


Figura 32 – Custo de Abatimento do Ciclo Combinado Flexível em função do Fator de Capacidade da Usina

Fonte: Elaboração própria

Para a construção do cenário BC, foram utilizados os resultados do cenário REF para a geração elétrica em ciclos abertos a gás natural. A mesma avaliação poderia ser feita para usinas de ciclo combinado convencional, mas a avaliação das vantagens¹¹ do ciclo flexível seriam mais complicadas de serem exploradas neste relatório. Por isso, a análise a seguir só considerou as usinas de ciclo aberto. O preço do gás natural foi obtido em EPE (2014), igual a 0,67 US\$/Nm³.

A Tabela 46 apresenta os resultados do cenário BC, frente ao cenário REF, em termos de emissões e custos de abatimento.

Tabela 46 – Consumo, LCOE e Custo de Abatimento para uma NGCC Flexível

Ano	REF			BC			
	Consumo	Emissões	LCOE	Consumo	Emissões	LCOE	Custo abatimento
	PJ	MtCO ₂	US\$/MWh	PJ	MtCO ₂	US\$/MWh	US\$/tCO ₂
2015	20,2	1,1	269	-	-	-	-
2020	31,4	1,8	253	19,0	1,1	224	-128
2025	25,1	1,4	269	15,2	0,9	251	-79
2030	25,1	1,4	269	15,2	0,8	251	-81
2035	16,4	0,9	253	9,9	0,5	224	-132
2040	19,6	1,1	242	11,9	0,6	205	-165
2045	17,0	0,9	242	10,2	0,5	205	-169
2050	17,0	0,9	242	10,2	0,5	205	-169

Fonte: Elaboração própria

A avaliação se baseou na manutenção da geração elétrica do cenário REF, mas com aplicação do ciclo combinado flexível a partir de 2020. Como se pode observar, essa medida garante menor consumo de gás natural e, conseqüentemente, menores emissões de GEE. O custo de abatimento obtido foi menor do que zero, o que indica que a economia no consumo de combustível é maior que o dispêndio adicional com a instalação de um ciclo térmico mais complexo e mais caro.

Vale lembrar que, no cenário de longo prazo do setor elétrico, as usinas em ciclo aberto diminuem sua participação no parque gerador a partir de 2025 (seção 3.2.2), o que reduz o potencial de abatimento dessa medida. As emissões evitadas acumuladas foram estimadas em 15,8 MtCO₂.

Conclui-se que a introdução de ciclos combinados flexíveis constitui-se na opção mais custo-efetiva para mitigar emissões de GEE. Entretanto, cumpre destacar que a geração termelétrica a óleo e gás natural reduzirá sua participação na matriz elétrica, motivo pelo qual a adoção da tecnologias de baixo carbono pelo setor não deverá ser priorizada em uma análise integrada das oportunidades de mitigação.

¹¹ Por exemplo, a capacidade de firmar maior penetração de renováveis intermitentes no grid.



Termonucleares

Capítulo

4

4 TERMONUCLEARES

A energia nuclear é uma das fontes de energia mais controversas, conquistando defensores e opositores em todo o mundo (KRIVIT et al., 2011; LANSER, 2015). Historicamente, já foi tida como possível esperança de sustentabilidade energética mundial. Entretanto, um conjunto de fatores, como eventos de acidentes em instalações nucleares, maior engajamento ambiental e opinião pública associada à não proliferação de armas nucleares e à disposição de resíduos nucleares, desacelerou o avanço da energia nuclear no mundo.

Por um lado, por apresentar densidade energética cerca de 100 vezes maior que a do petróleo (EPE, 2007), a energia nuclear tem potencial significativo para substituir fontes de energia de origem fóssil. No entanto, existem diversas barreiras ao aproveitamento do potencial elétrico nuclear.

Primeiramente, a percepção do risco envolvido na energia nuclear promove um efeito inibidor, no sentido de que os possíveis danos socioambientais provenientes das práticas de mineração, beneficiamento e utilização do combustível nuclear seriam maiores do que os possíveis benefícios socioeconômicos. Os benefícios, por sua vez, são fortemente contestados na literatura internacional, dado que o processamento do combustível e a manutenção e o gerenciamento dos resíduos gerados em uma usina nuclear envolvem custos muito altos. Por outro lado, as pesquisas avançam, visando trazer maior segurança aos reatores, solucionar o problema da disposição dos resíduos radioativos, reduzir o alto custo de capital das usinas e aumentar o cuidado na proliferação do combustível atômico, o que poderá trazer novo fôlego ao setor (EPE, 2007).

Não obstante, devido ao seu enorme potencial de geração elétrica de baixo carbono e o ainda grande potencial de inovação tecnológica que pode reduzir os custos e riscos inerentes à prática nuclear, objetiva-se descrever a opção tecnológica de geração elétrica por termonucleares e identificar a melhor tecnologia disponível desse setor.

Semelhantemente à estrutura dos capítulos relativos à UTE a carvão, gás natural e óleo, inicialmente tem-se caracterização setorial. Por fim, serão apresentados os cenários REF e BC, os quais focarão a capacidade instalada e custos de abatimento das MTD aplicáveis em usinas termonucleares.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

Na década de 1970, o Brasil decidiu iniciar seu programa nuclear por meio da compra de uma usina de 626 MW da Westinghouse, cuja construção se iniciou em 1971. Quatro anos depois, o Brasil

assinou um acordo com a Alemanha Ocidental que envolvia a construção de oito reatores de 1,3 GW cada, em um período de até 15 anos (IAEA, 2014). Destes, apenas um reator ficou pronto, começando a operar em 2000. O órgão regulador responsável pelo licenciamento de instalações é a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), criada em 1962.

Outro destaque do histórico nuclear brasileiro é o esforço da Marinha no desenvolvimento tecnológico do ciclo de combustível. O programa envolveu o desenvolvimento de uma tecnologia brasileira de enriquecimento por meio da ultracentrifugação nas instalações de Aramar, em Iperó, São Paulo.

O Brasil dispõe de uma das dez maiores reservas de urânio, com cerca de 5% das reservas mundiais (IAEA, 2014). A Tabela 47 apresenta a localização dos principais depósitos de urânio no Brasil, com sua discriminação de reservas medidas e inferidas¹², segundo as Indústrias Nucleares do Brasil (INB).

Tabela 47 – Reservas de Urânio no Brasil por Custo de Extração

Jazida por tipo e custo de extração	Medidas (kt)		Inferidas (kt)	TOTAL (kt)
	<40 US\$/kg U	<80 US\$/kg U	< 80US\$/kg U	
Caldas (MG)	-	0,5	4,0	4,5
Lagoa Real/Caetité (BA)	24,2	69,8	6,8	100,8
Santa Quitéria (CE)	42,0	41,0	59,5	142,5
Outras	-	-	61,6	61,6
TOTAL	66,2	111,3	131,9	309,4

Fonte: Elaboração própria a partir de INB, 2014

A Figura 33 indica a localização dessas reservas no território nacional. O urânio está distribuído, principalmente, nos estados da Bahia, do Ceará, do Paraná e de Minas Gerais, podendo ser encontrado em formações de rochas fosfáticas.

Apenas para comparação, a produção de U_3O_8 em 2013 foi de cerca de 234 t/ano, um pouco abaixo da média dos últimos dez anos, de 304 t/ano (EPE, 2014). Assumindo essa média como consumo padrão, com as reservas sugeridas pela INB, o Brasil seria capaz de continuar produzindo urânio pelos próximos 1.017 anos.

¹² Reserva medida refere-se à quantidade, bem definida, existente em depósitos minerais interceptados e pesquisados por furos de sondagens e outros processos de amostragem (delineamento) com curto espaçamento. A recuperação decorrente do processo de lavra pode ser bem estabelecida, vindo a ser confirmada (possível). Por sua vez, reserva inferida se refere à quantidade de minério adicional aos limites medidos e indicados, baseada potencialmente em razoáveis evidências geológicas, havendo pouco trabalho de pesquisa. A recuperação na lavra é incerta, podendo-se confirmar ou não (INB, 2017).



Figura 33 – Localização das Principais Reservas de Urânio no Brasil

Fonte: INB, 2014

Em Caetité, na Bahia, próximo aos municípios de Caetité e Lagoa Real, está situada uma das mais importantes províncias uraníferas brasileiras. Com capacidade de produção de 400 t/ano de concentrado de urânio, a meta da INB para os próximos anos é a sua duplicação para 800 t/ano. Essa unidade de beneficiamento de minério de urânio é um empreendimento minero-industrial modular, concebido com a finalidade de promover o aproveitamento do urânio (INB, 2014).



Figura 34 – Instalação da INB em Caetité

Fonte: INB, 2014

O minério de urânio, uma vez extraído e beneficiado, deve sofrer uma série de processos antes de se tornar o “combustível” nuclear utilizado na usina. A tecnologia selecionada para as plantas brasileiras exige enriquecimento do UO_2 de até 3% em peso. Para isso, o minério deve passar pelas seguintes etapas, apresentadas na Figura 35:

- Conversão: conversão do óxido de urânio, conhecido como *yellow cake*, no composto UF_6 ;
- Enriquecimento: processa o UF_6 , promovendo o aumento da concentração do U^{235} , de 0,7% a até cerca de 3%;
- Reconversão: envolve converter o UF_6 novamente ao óxido, o UO_2 ;
- Fabricação e montagem: formação do elemento combustível.

Atualmente, o Brasil mantém instalações responsáveis por mineração, enriquecimento, reconversão, fabricação e montagem. Portanto, a única etapa que ainda não é realizada no Brasil é a conversão em UF_6 . O Brasil está construindo uma planta-piloto de conversão em Aramar, localizada no interior de São Paulo, cuja capacidade de produção será de 40 tU/ano (IAEA, 2014).

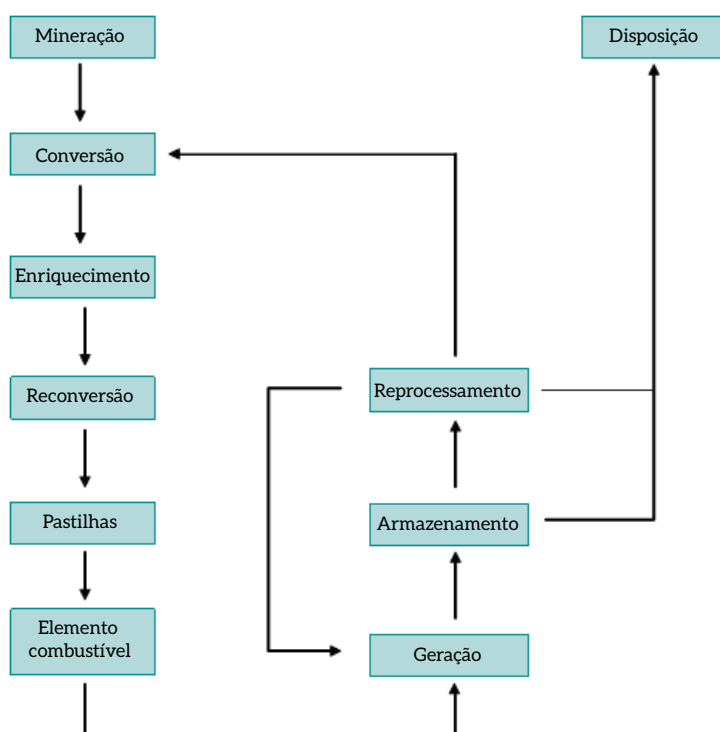


Figura 35 – Diagrama do Ciclo Combustível Nuclear

Fonte: EPE, 2007

No mesmo laboratório, foi desenvolvido um processo de enriquecimento por ultracentrifugação. Desde 2006 o processo é utilizado na fábrica da INB, em Resende (RJ), para produção de parte da demanda das usinas existentes. Já está prevista uma ampliação de capacidade (IAEA, 2014)

Em Resende também está localizada a fábrica de combustível nuclear da INB. A planta inclui três unidades: reconversão, peletização e montagem do elemento combustível. As capacidades teóricas são de 160, 120 e 240 t/ano, respectivamente.

Atualmente, o Brasil não dispõe de rota tecnológica compatível com o reprocessamento do elemento combustível gasto, de forma que todo o elemento residual é estocado no limite de bateria das usinas nucleares. Até 2005, estavam estocados cerca de 950 elementos combustíveis para as duas usinas em operação, Angra I e Angra II.

O Brasil tem apenas duas usinas nucleares em operação. A mais velha, Angra I, é uma usina do tipo *pressurized water reactor* (PWR), da Westinghouse. Sua capacidade elétrica é de 640 MW e começou a operar em 1982. A segunda usina, Angra II, demorou quase 24 anos para começar a gerar eletricidade. A espera permitiu que o reator de Angra II, também do tipo PWR, fosse mais moderno e com capacidade maior, de 1,3 GW. A Tabela 48 apresenta as características técnicas dessas usinas.

Tabela 48 – Descrição das Usinas Nucleares no Brasil

Nome	Angra I	Angra II	Angra III
Operador	Eletrobras Eletronuclear S.A.		
Status	Operação	Operação	Construção
Tecnologia	PWR	PWR	PWR
Modelo	2-loop WE	PRE KONVOI	PRE KONVOI
Capacidade elétrica (MW)	640	1.350	1.350
Capacidade térmica (MW)	1.882	3.764	3.765
Construção	1/5/1971	1/1/1976	1/6/2010
Conexão ao <i>grid</i>	1/4/1982	21/7/2000	-

Fonte: Elaboração própria a partir de IAEA, 2014

A Tabela 48 indica as características de uma terceira usina: Angra III. A construção dessa usina teve início em 2010 e ainda não tem data precisa para começar a operar. É essencialmente idêntica à usina Angra II, desde a capacidade até o modelo do reator. Esta é a única expansão de capacidade nuclear atualmente no Brasil.

A Figura 36 apresenta a evolução de geração e do fator de capacidade das usinas Angra I e Angra II desde 1982. É possível verificar que, salvo alguns anos pontuais em que a planta saiu de operação, o fator de capacidade médio de Angra I se encontra acima de 80%. O fator de capacidade de Angra II é ainda maior, com uma média mais próxima dos 90%.

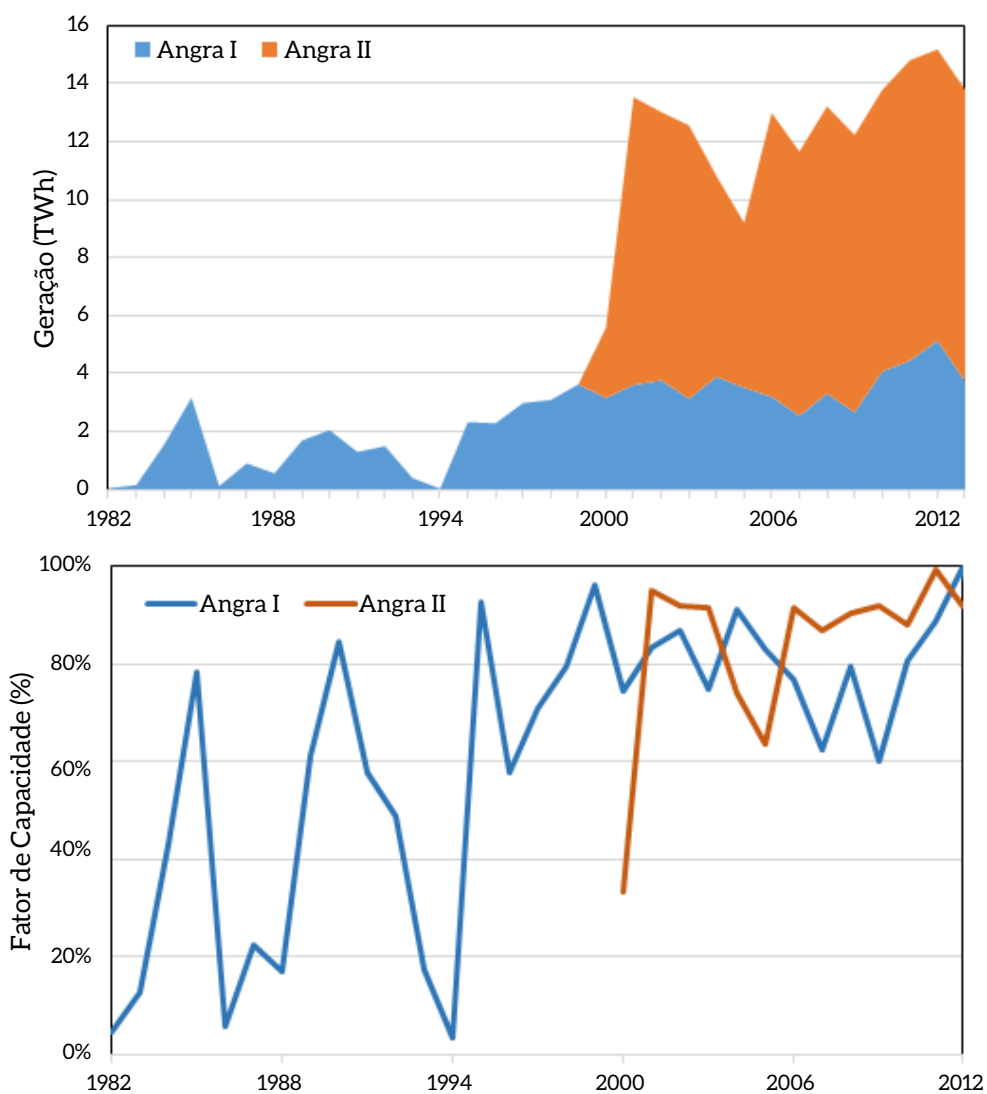


Figura 36 – Geração e Fator de Capacidade de Angra I e Angra II de 1982 a 2012

Fonte: Elaborado a partir de IAEA, 2014

Como a experiência nuclear brasileira está restrita a duas usinas com a mesma tecnologia básica, apesar de os reatores PWR terem idades bem diferentes, ela não é suficiente para analisar o perfil tecnológico da energia nuclear mundialmente.

Portanto, foi elaborado um quadro-resumo das capacidades instaladas em usinas nucleares e das usinas em construção ao redor do mundo, diferenciadas pela tecnologia. Os resultados estão na Tabela 49.

Tabela 49 – Capacidade Instalada Nuclear Mundial por Tecnologia em 2014

Sigla	Tecnologia	Operação		Construção	
		Nº de Reatores	MW	Nº de Reatores	MW
BWR	Boiling Light-Water-Cooled and Moderated Reactor	81	75.958	4	3.925
FBR	Fast Breeder Reactor	2	580	2	1.259
GCR	Gas-Cooled, Graphite-Moderated Reactor	15	8.045		
HTGR	High-Temperature Gas-Cooled Reactor	0	0	1	200
LWGR	Light-Water-Cooled, Graphite-Moderated Reactor	15	10.219		
PHWR	Pressurized Heavy-Water-Moderated and Cooled Reactor	48	23.900	5	3.212
PWR	Pressurized Light-Water-Moderated and Cooled Reactor	274	254.049	60	59.778
Total		435	372.751	72	68.374

Fonte: Elaboração própria a partir de IAEA, 2014

Primeiramente, fica evidente a grande importância da tecnologia PWR. Não somente cerca de 63% dos reatores em operação (68% da potência instalada) atualmente são do tipo PWR, a Tabela 49 também indica que, dos reatores em construção, mais de 80% (88% em termos de potência) são do tipo PWR. Portanto, é possível identificar forte tendência internacional de preferência tecnológica pelo PWR.

4.1.1 REATORES NUCLEARES E PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

O reator PWR (Pressurized water reactor) consiste em um ciclo de geração por ciclo Rankine em que a fissão nuclear age como fonte de calor de alta qualidade. A característica básica do PWR é que existem dois ciclos de água, sem contar o ciclo de arrefecimento. A Figura 37 apresenta o diagrama de um reator PWR.

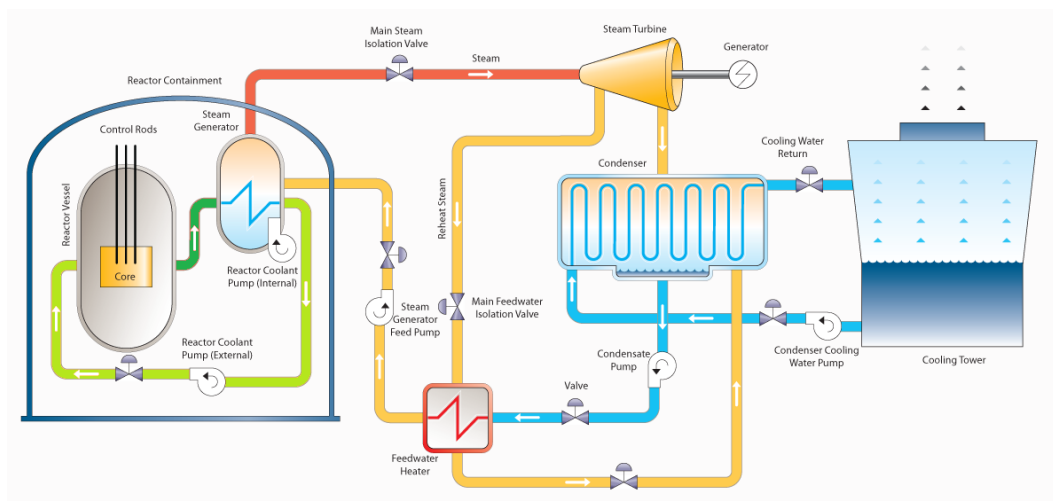


Figura 37 – Diagrama de um Reator PWR

Fonte: Adaptado de FLOWSERVE, 2014

O ciclo primário (verde) serve como moderador, refletor e refrigerante do núcleo do reator (EL-WAKIL, 1962; VERTES et al., 2011). É o ciclo responsável pela remoção do calor gerado pela fissão. O ciclo secundário (laranja) é o fluido de trabalho do ciclo termodinâmico de geração elétrica. Esse ciclo é, fundamentalmente, um ciclo Rankine convencional.

A água do ciclo primário permanece em estado líquido, mesmo a altas temperaturas, por estar fortemente pressurizado, geralmente em torno de 158 bar (VERTES et al., 2011). Além disso, em sua configuração básica, a água do ciclo primário é leve.¹³ Dessa forma, sua densidade garante que a água se mantenha como um bom moderador de nêutrons. A desvantagem é que seu poder de moderação exige que o combustível seja enriquecido.

O vaso de pressão típico de uma unidade de 1,3 GW, como Angra II e Angra III, tem cerca de 12 metros de altura. O material e a espessura do vaso são projetados de forma a suportar pressões de até 175 bar e temperaturas de 350°C (VERTES et al., 2011). A água entra no reator a uma temperatura em torno de 290°C e é aquecida cerca de 30°C a 35°C, sem se vaporizar (VERTES et al., 2011).

Nessas condições, segue para o gerador de vapor, onde a energia térmica do ciclo primário é transferida ao ciclo secundário. O vapor do ciclo secundário normalmente é gerado a 65 bar e 280°C (VERTES et al., 2011).

O sistema PHWR (Pressurized heavy-water reactor) é fundamentalmente o mesmo que o PWR, com apenas uma modificação, cujo nome indica: a água do ciclo primário é pesada. Por apresentar teor de deutério maior, a água desse ciclo primário tem menor capacidade de absorver nêutrons. Por esse motivo, o PHWR é capaz de utilizar urânio natural, i.e., sem enriquecimento.

A principal diferença entre os reatores PWR e BWR (Boiling water reactor) é que o último apresenta apenas um estágio de resfriamento, ou seja, apenas um ciclo de água, como é possível verificar na Figura 38. Por esse motivo, BWR permite a vaporização da água no reator, razão por que se chama *boiling reactor*. Esse sistema é mais parecido com um ciclo Rankine convencional.

Nesse sistema, a água que resfria o reator é o fluido de trabalho do ciclo de geração. Esta é, talvez, a principal diferença em termos de segurança, quando comparado com PWR. No PWR, a água que entra em contato com o reator nunca deixa a contenção do reator, diferentemente do BWR. Por outro lado, o BWR abre mão do trocador de calor (gerador de vapor), o que reduz custo de equipamento e do prédio de contenção. Nesse tipo de reator, a principal fonte de radioatividade da água se deve à absorção de nêutron pelo oxigênio da água, tornando-se o N16, um emissor de raios gama (EL-WAKIL, 1962; VERTES et al., 2011).

13 Água leve se opõe a água pesada, que apresenta maior teor de deutério. Assim, a água pesada tem um nêutron a mais no hidrogênio. Portanto, o poder de absorção de nêutrons da água leve é maior (EL-WAKIL, 1962).

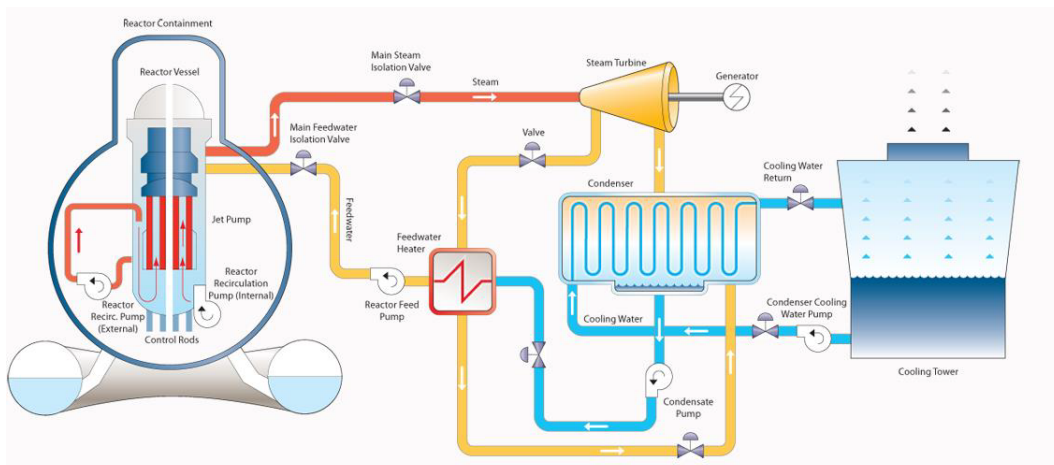


Figura 38 – Diagrama de Reator BWR

Fonte: Adaptado de FLOWSERVE, 2014

O histórico de desenvolvimento do reator GCR (Gas cooled reactor) é complexo, com diversas configurações e mudanças no sistema. O modelo mais convencional usualmente envolve um moderador de grafite, portanto, um combustível enriquecido, e o agente resfriador é um gás. O gás utilizado varia entre CO_2 , hélio e N_2 (EL-WAKIL, 1962). Nessa configuração, esse tipo de reator é fundamentalmente parecido com PWR, com dois ciclos de resfriamento, sendo o primário composto do próprio gás.

Os reatores *fast breeder* (FBR) envolvem uma modificação radical nos reatores descritos até o momento. Até então, os reatores utilizaram moderadores, o que os caracteriza como do tipo reatores térmicos por aproveitarem os nêutrons térmicos gerados na fissão. No entanto, os FBR não utilizam moderadores, portanto são capazes de utilizar os nêutrons rápidos, de maior velocidade. Por esse motivo, esse sistema é capaz de funcionar com urânio natural, sem necessidade de enriquecimento. Mais que isso, é capaz de funcionar com o combustível conhecido como MOX, que é uma mistura de óxidos de urânio e plutônio.

Ademais, uma característica desse tipo de reator é que é capaz de converter mais U^{238} em Pu^{239} do que é capaz de consumir U^{235} (ou Pu^{239}). Isso garantiria extensão da vida útil e da capacidade de reutilização do urânio natural da ordem de 100 vezes (VERTES et al., 2011).

Os FBR devem evitar a presença de moderadores. Levando isso em consideração e adicionando a necessidade de um refrigerante com baixa capacidade de absorção de nêutrons e com bons coeficientes de transferência de calor, os metais ou sais líquidos surgiram como forte opção. No entanto, trabalhar com metal líquido (normalmente sódio) é um grande desafio tecnológico.

Novamente, o ciclo de geração é similar ao do PWR e do GCR, como pode ser observado na Figura 39, no sentido de que existem dois ciclos de refrigeração. Nesse caso, o fluido do ciclo primário é um metal ou sal derretido.

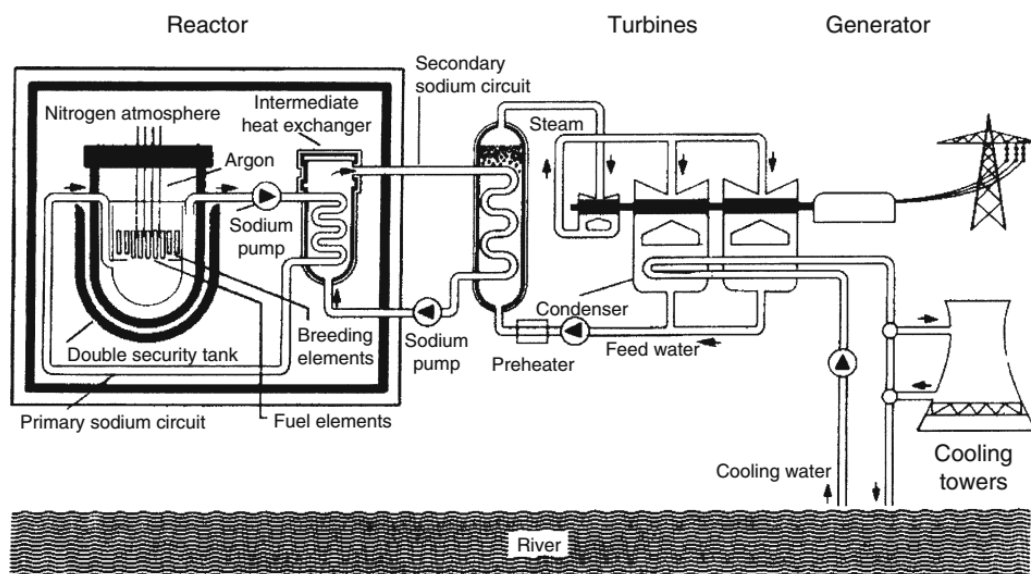


Figura 39 – Diagrama de um Reator *Fast Breeder*

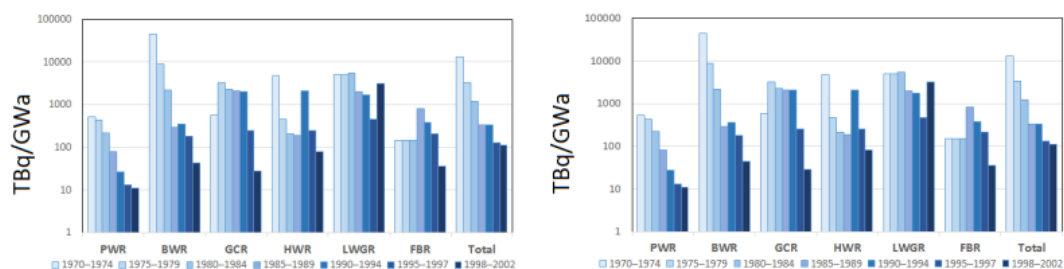
Fonte: VERTES et al., 2011

Uma consequência de utilizar nêutrons rápidos e um fluido com boa transferência térmica é a capacidade de gerar vapor em condições de maior qualidade. Por exemplo, um FBR alemão do tipo SNR-300, de 295 MW, é capaz de gerar vapor a 160 bar e 495°C (VERTES et al., 2011).

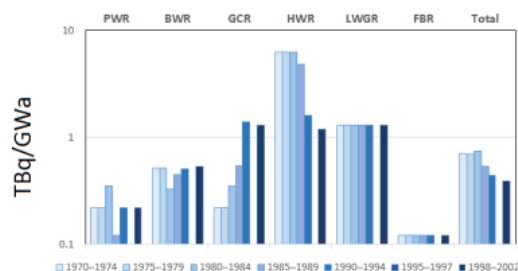
Por outro lado, os reatores FBR não são intrinsecamente seguros. Ou seja, caso o reator perca a capacidade de remover calor do núcleo, este tenderá a continuar a aquecer indefinidamente. Isso não ocorre nos reatores térmicos, com moderadores, o que lhes dá grande vantagem em termos de segurança.

Além de requisitos de operação e segurança, este estudo assume que a capacidade de geração de resíduos e de liberação de radionuclídeos afeta fortemente a decisão da MTD que será considerada no cenário BC. Portanto, para avaliar esse conceito, foi elaborada a Figura 40, em que estão presentes a evolução de 1970 a 2002 dos coeficientes de liberação dos principais radionuclídeos, por tecnologia.

Liberações Gasosas

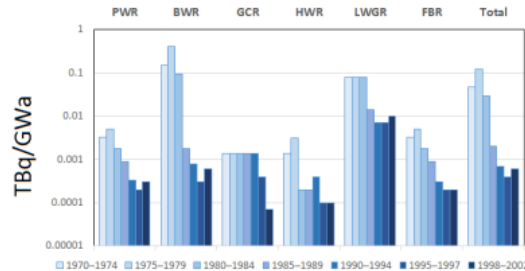


Gases Nobres



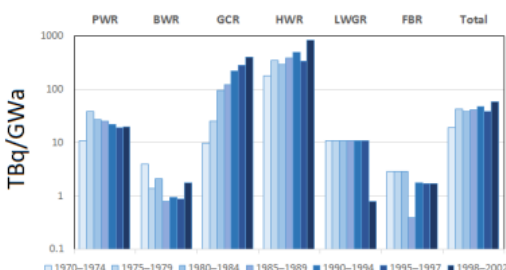
Carbono 14

Iodo 131

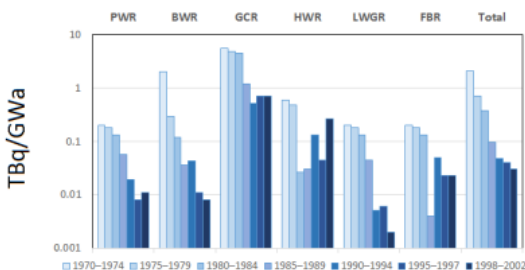


Particulados

Liberações Líquidas



Trício



Outros

Figura 40 – Evolução da Liberação de Radionuclídeos por Tecnologia

Fonte: UNSCEAR, 2008

Todas as medidas estão representadas em TBq/GWa, ou seja, índice relativo da unidade de radioatividade liberada por energia gerada. No que diz respeito à liberação de gases nobres, principalmente radônio, fica evidente que o PWR não só relata o menor em 2002 (cerca de 10 TBq/GWa), mas também a queda mais ampla no período analisado. O mesmo acontece para I131.

Para a liberação de carbono-14, o FBR é preferencial, com níveis próximos a 0,1 TBq/GWa. O restante apresenta comportamento semelhante, sem grande variação no período todo. Além disso, todos liberaram entre 0,1 e 1 TBq/GWa, com exceção do HWR e LWGR. Para liberação de particulados, todos ficam na faixa próxima a 0,0001 TBq/GWa. Apenas o GCR conseguiu ultrapassar essa faixa no período 1998-2002, mostrando avanço.

Quanto às liberações líquidas, a liberação de trício é extremamente dependente da tipologia de reator. Em geral, GCR e HWR apresentam liberações mais altas, que, inclusive, cresceram no período

de análise. PWR e LWGR, ambos de água leve, apresentaram comportamentos moderados. BWR e FBR apresentaram liberações específicas de trício menores que os outros tipos. Para outras liberações líquidas, todos os reatores apresentaram forte declínio em todo o período, tornando o coeficiente médio próximo de 0,02 TBq/GWa no último período.

De forma geral, os reatores PWR apresentaram boa evolução em termos de redução das liberações específicas, exceto para trício. Outro destaque são os reatores FBR, que também apresentam coeficientes consistentemente baixos em relação às outras tecnologias.

O desenvolvimento da tecnologia nuclear, encontra-se atualmente em um estágio em que as usinas nucleares mais modernas disponíveis no mercado são caracterizadas como usinas de geração III e III+, cujos projetos são considerados evolucionários. Adicionalmente, no processo evolutivo que caracteriza a indústria nuclear no sentido da contínua busca da excelência quanto à segurança dos reatores nucleares, reatores de geração IV, considerados projetos revolucionários, deverão ter seus conceitos estabelecidos no horizonte 2020, com o respectivo uso comercial previsto para 2030 (SANTOS, 2014). Trata-se, portanto, de opções de inovação que fogem ao escopo de aplicação do presente relatório, que se concentra nas MTD.

O Fórum Internacional da 4ª Geração (GIF), criado em 2001 por dez países (África do Sul, Argentina, Brasil, Canadá, Coreia do Sul, Estados Unidos, França, Japão, Reino Unido e Suíça), procurou cooperação internacional com vistas a atingir um acordo sobre uma estrutura de cooperação internacional em pesquisa para futura geração de sistemas de energia nuclear conhecida como geração IV (GEN4, 2014). A Figura 41 apresenta evolução tecnológica da energia nuclear proposta pelo próprio setor.

Atualmente, o desenvolvimento de melhorias na geração III, conhecido como geração III+, está em andamento. A expectativa do setor nuclear é que as plantas que forem instaladas até 2030 sejam compostas por essa geração intermediária. Após 2030, o desenvolvimento tecnológico por meio da inovação dos sistemas nucleares proverá nova geração de opções no mercado.

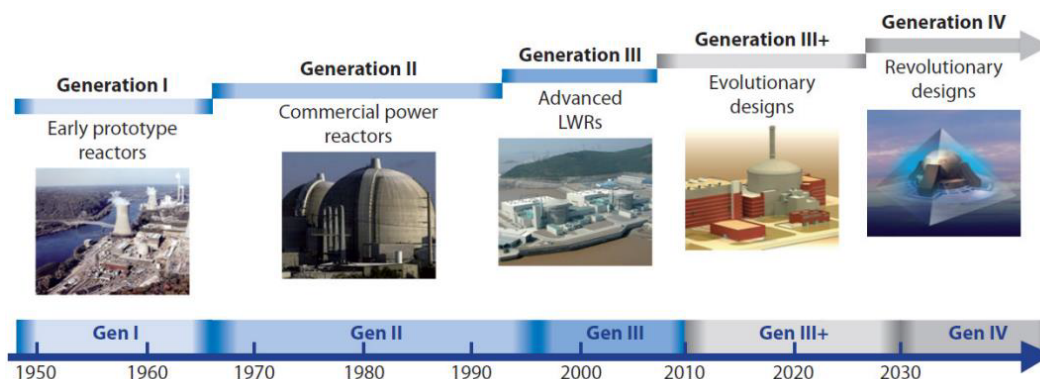


Figura 41 – Perspectiva de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear

Fonte: GEN4, 2014

Os principais objetivos no desenvolvimento dos sistemas nucleares da geração IV incluíram:

- Geração de energia sustentável que atenda critérios de poluição atmosférica, promova a disponibilidade no longo prazo dos sistemas e garanta a utilização de combustível eficiente para a produção de energia em nível mundial;
- Minimização e gerenciamento dos resíduos nucleares, reduzindo os impactos de longo prazo e melhorando a proteção da saúde pública e do meio ambiente;
- Vantagem econômica em todo o ciclo de vida, especialmente em comparação com outras fontes de baixo carbono;
- Níveis de risco financeiro compatíveis com outras fontes de energia;
- Níveis de excelência em segurança e confiabilidade operacional;
- Baixa probabilidade e grau de possíveis danos ao núcleo do reator;
- Eliminação da necessidade de resposta de emergência fora dos limites de bateria da usina;
- Garantia de que as rotas são desfavoráveis para o desvio ou roubo de materiais passíveis de elaboração de armas e fornecimento de maior proteção física contra atos de terrorismo.

Seis tecnologias são os principais focos de desenvolvimento da geração IV e estão listadas no Quadro 5. Destas, quatro são reatores rápidos, ou seja, não têm moderadores, tendo como refrigerante de gases o chumbo líquido.

Quadro 5 – Tecnologias Nucleares da Geração IV

Tecnologias da Geração IV	Acrônimo
Gas-Cooled Fast Reactor System	GFR
Lead-Cooled Fast Reactor System	LFR
Molten Salt Reactor System	MSR
Sodium-Cooled Fast Reactor System	SFR
Supercritical-Water-Cooled Reactor System	SCWR
Very-High Temperature Reactor System	VHTR

Fonte: GEN4, 2014

GFR representa uma evolução com relação a GCR e FBR, em que o moderador de grafite foi abandonado. Os SCWR combinam a evolução no projeto do núcleo do reator com avanços de termelétricas convencionais. Ou seja, é a única opção da geração IV que pode ganhar aprendizado por *spillover* de térmicas supercríticas a carvão, por exemplo. Destaque para o projeto, que pode utilizar nêutrons térmicos ou nêutrons rápidos. Outra vantagem é aproveitar um ganho de eficiência, que pode atingir 45% (GEN4, 2014b). VHTR é a evolução natural de GCR, com a diferença de que o sistema se parece mais com BWR, sem vaporização. Isto é, o gás refrigerante (normalmente He) segue a alta temperatura direto para uma turbina. Um segundo ciclo, com um recuperador de calor gerador de vapor (HRSG), pode ser adicionado ao sistema, aumentando a eficiência elétrica. Essa opção tem sido amplamente estudada para usos não elétricos também, como geração de hidrogênio por eletrólise e fonte de calor para processos (exemplo, para reforma a vapor) (GEN4, 2014b).

Apesar de essas tecnologias representarem as expectativas de desenvolvimento tecnológico do próprio setor nuclear e apresentarem diversas vantagens operacionais e/ou de segurança, ainda não estão disponíveis comercialmente. Por esse motivo, é preciso deixar claro que não serão consideradas na definição de aplicação de MTD no cenário BC.

4.2 CENÁRIO DE REFERÊNCIA

4.2.1 METODOLOGIA E PREMISSAS

Conforme apresentado na seção 4.1, o Brasil possui duas usinas nucleares do tipo PWR em operação e uma usina em estágio de desenvolvimento e construção, consideradas na construção do cenário REF em termos da capacidade histórica e expansões de curto prazo.

No entanto, a partir de 2020, o modelo MSB8000, que foi empregado para projetar a evolução do sistema energético até 2030 (conforme descrito na seção 1), fica livre para introduzir novas usinas nucleares para atender a demanda de energia elétrica. Vale destacar que o modelo trabalha com a função objetivo de minimização de custo do sistema energético para atendimento da demanda, motivo pelo qual a tecnologia nuclear de geração elétrica entra em competição com outras fontes (como carvão, biomassa, eólica, etc.).

Cumprir enfatizar que usinas nucleares podem ser consideradas opção de mitigação às emissões de GEE do sistema elétrico brasileiro. O cenário REF indicou aumento do uso de plantas termelétricas a carvão para atender a base (ver seção 2.2.2.2). Nesse caso, mesmo sem considerar reatores avançados de geração III+ ou mesmo IV, é possível considerar a opção de usinas termonucleares (UTN) como medida para mitigação no setor elétrico brasileiro no cenário REF. Para tanto, são considerados os parâmetros técnico-econômicos constantes na Tabela 50.

Tabela 50 – Parâmetros Técnico-Econômicos de Usinas Termonucleares

Parâmetro	Unidade	Valor
Capacidade padrão	MW	1.000
Fator de capacidade	%	85
<i>Heat rate</i>	Btu/kWh	10.400
<i>Overnight cost</i>	US\$/kW	5.000
<i>Incremental capital costs</i>	US\$/kW/year	40
Contingência de projeto	%	20
Custo de O&M fixo	US\$/kW/year	56
Custo de O&M variável	US\$/kWh	42
Preço do combustível	US\$/mmBtu	0,67
<i>Waste fee</i>	US\$/kWh	0,001
Descomissionamento	Milhão US\$	700

Fonte: DU; PARSONS, 2009; NOGUEIRA et al., 2014

Além disso, foram considerados vida útil de 60 anos e tempo de construção de dez anos, compatível com a atual realidade brasileira e com os desafios institucionais para implementação de plantas nucleares no país.

4.2.2 RESULTADOS

Os resultados do modelo MSB8000 não indicaram a ampliação da capacidade instalada após o término da construção de Angra III. Isso indica que, apesar de ser uma fonte confiável e com alto fator de capacidade, seu custo de construção e/ou custo nivelado de eletricidade são inviáveis em uma ótica de expansão por mínimo custo e sem restrições de emissões de GEE.

Dessa forma, a capacidade instalada térmica até 2050 é de 3.340 MW, e a geração elétrica por termonucleares é de aproximadamente 27 TWh a partir de 2030, tendo em vista a conclusão da usina Angra III.

4.3 CENÁRIO DE BAIXO CARBONO

Nesta seção, inicialmente, são indicadas as alternativas tecnológicas de geração elétrica com base em termonucleares que podem trazer benefício de custo e/ou emissão e, assim, promover um papel mais relevante à energia nuclear em cenários de baixo carbono. Ao final são apresentados os resultados, que focarão potenciais e custos de abatimento das MTD.

4.3.1 DESCRIÇÃO E PARÂMETROS DAS MTD PARA O ABATIMENTO DE EMISSÕES

A análise do perfil de tecnologias de reatores no mundo, em conjunto com a análise da evolução dos coeficientes de liberação específica de radionuclídeos, aponta para PWR como a tecnologia de reator com maior destaque. Ao analisar o desenvolvimento tecnológico dessa tecnologia, é possível identificar duas rotas distintas, cada uma com um objetivo diferente: projetos evolucionários e projetos de segurança passiva.

Em geral, o primeiro mantém o padrão tecnológico historicamente priorizado, reduzindo os desafios relativos ao processo de licenciamento (SANTOS, 2014). Ademais, promove a evolução dos sistemas atuais, visando a melhores critérios de performance, como flexibilidade, disponibilidade e eficiência.

O segundo tipo de projeto promove uma série de modificações com o objetivo de diminuir a dependência de ações do operador e de sistemas secundários, especialmente em casos de emergência, como perda de refrigerante. O foco das alterações tem a ótica de simplificação, seja da construção, operação e manutenção.

Como a percepção de risco de acidentes em reatores nucleares é uma das principais dificuldades para a aceitabilidade da tecnologia nuclear, identificam-se os projetos de segurança passiva como uma MTD. Dentre os reatores desenvolvidos nessa lógica, existe grande destaque na literatura para o reator AP1000, da Westinghouse (EAUK, 2010; OSPAR, 2013; WESTINGHOUSE, 2014; SANTOS, 2014).

Outra possibilidade de mitigação é a repotenciação, que leva à expansão da capacidade da geração elétrica a partir de usinas termonucleares.

4.3.1.1 REATOR AP1000

Uma das peças fundamentais no projeto do AP1000 é a incorporação da redução da exposição à radiação dos operadores em níveis “mais baixos quanto razoavelmente possíveis”, ou Alara (WESTINGHOUSE, 2014). Segundo Westinghouse (2014), a diferença entre Alara e MTD é essencialmente na ênfase: o primeiro é motivado por questões de saúde e segurança; o segundo está associado às questões ambientais.

Na prática, muitas das considerações de projeto tomadas para atender o Alara contribuem para reduzir as emissões ambientais, portanto, também se relacionam com a MTD. Ambos, MTD e Alara, incluem o conceito de equilíbrio entre custos e benefícios por meio da identificação e da seleção de processos, sistemas de operações e de gestão que evitem ou minimizem liberações, onde é rentável fazê-lo (WESTINGHOUSE, 2014).

O projeto do AP1000 está fundamentado rigorosamente em princípios de segurança invioláveis, como (WESTINGHOUSE, 2014):

- Eliminação de sistemas de alimentação externa para funções de segurança, como: parada do reator, remoção de calor, manutenção do nível do reservatório de refrigerante, alimentação dos sistemas de controle etc.;
- Funcionalidades de segurança além do projeto básico para reter os produtos de fissão do revestimento do combustível, do vaso do reator e sistema de refrigeração, e do sistema de contenção. O vaso de contenção é uma barreira ideal contra liberação de radioatividade para o ambiente. Mecanismos não bombeados, como circulação natural, evaporação, condução, convecção e condensação para transferir calor do núcleo;
- Minimização da frequência de dano no núcleo e de liberações, conforme calculado por uma avaliação probabilística robusta de risco.

Outra filosofia básica do projeto AP1000 é que o melhor caminho para a segurança é a simplicidade (WESTINGHOUSE, 2014). Pensando nisso, o sistema garante a redução do volume dos equipamentos, do *footprint*, assim como do volume de construção que deve atender certificações restritas de segurança, como certificados para abalos sísmicos.

Santos (2014) promove uma breve comparação entre AP1000, principal exemplo de projetos de segurança passiva, e ATMEA 1, principal exemplo de projetos evolucionários. Em seu estudo, o autor conclui que a eventual escolha entre um dos dois reatores em questão será determinada por uma opção pela utilização de equipamentos passivos e forças naturais, com menores custos e maiores desafios quanto aos aspectos de licenciamento, no caso do AP1000, ou pela utilização tradicional de equipamentos ativos com maiores custos associados, no caso do ATMEA 1.

O Quadro 6 apresenta as características dos dois reatores. O AP1000 já tem aprovação dos órgãos reguladores americanos, chineses e do Reino Unido, além de oito unidades em construção. O ATMEA 1 ainda não tem liberação de órgãos reguladores nem previsão para a primeira planta comercial. Merecem realce as vantagens do AP1000 quanto à menor frequência de danos ao núcleo e ao menor custo relativo à operação e manutenção. Por fim, salientam-se o menor tempo de construção e possibilidade de construção modular.

Quadro 6 – Comparação entre AP1000 e ATMEA 1

Dados	Detalhes	AP1000	ATMEA 1
Característica técnicas	Potência nominal (MW)	1.110	1.100 a 1.150
	Projeto	Westinghouse	Areva-Mitsubishi
	Tempo de vida	60 anos	60 anos
	Tipo de reator	PWR	PWR
	Número de circuitos de refrigeração do primário	2	3
Status do projeto	Aprovação de órgão regulador	EUA, China e Inglaterra	Não aprovado
	Unidade em construção	8	-
Segurança nuclear	Frequência de danos ao núcleo	2,50E-07	< 1E-06
	Perda total (<i>blackout</i>)	Seis bancos de bateria (72 horas)	Fonte alternativa externa
	Desligamento seguro após acidente (base de projeto)	Natural e equipamentos passivos	3 redundâncias ativas independentes
	Sistema de refrigeração da contenção	Dispositivos passivos	Sistema de spray de contenção
	Core catch	Não	Sim
Economicidade	Tempo de construção	36 meses	48 meses
	Tempo de reabastecimento	17 dias	16 dias
	Fator de capacidade	93%	92%
	Construção modular	Sim	Não
	Duração do ciclo	18 ou 16 a 20 meses	12 a 24 meses
	Requisitos de manutenção	Reduzido	Ampliado

Fonte: Adaptado de SANTOS, 2014

4.3.1.2 REPOTENCIAMENTO DE USINAS NUCLEARES

Conforme mencionado, a energia nuclear já é considerada uma tecnologia de geração elétrica de baixo carbono. Isto é, sua geração elétrica não promove emissões diretas de GEE e pode ser utilizada em substituição de fontes que emitem GEE.

Dessa forma, entende-se que existe apenas uma forma de uma usina nuclear existente contribuir para a redução de emissão de GEE no setor elétrico: pelo aumento da sua geração elétrica. Tendo como base uma usina inicial, o processo de aumentar a geração elétrica em uma termonuclear é denominado repotenciamento, ou *power uprate* (PU).

O PU de usinas nucleares já é empregado há mais de 30 anos em diversos países. Os EUA, por exemplo, já ampliaram a capacidade de geração nuclear por PU em mais de 1,5 GW em cerca de 100 usinas desde 1977, com aumentos que variam de 1% a 20% na geração elétrica (IAEA, 2011). A agência regulatória americana (NRC) indica que até 2017 mais três usinas nucleares já foram autorizadas a fazer o PU, o que adicionará cerca de 58 MW no total (NRC, 2014).

O repotenciamento pode ser uma forma econômica de aumentar a geração elétrica em termonucleares, especialmente comparado com a alternativa de construção de novas plantas nucleares. O PU pode ser obtido de duas formas: aumentar a potência térmica do reator e aumentar a eficiência de conversão da ilha de potência.

A principal forma de aumentar a potência térmica de uma usina nuclear existente é aumentar a quantidade de material físsil no combustível ou aumentar as taxas de recirculação (IAEA, 2011). Questões de margem de segurança devem ser consideradas caso a caso, podendo ser contornadas pelo uso de combustíveis projetados para operação de alto nível ou pela melhoria do sistema de controle e operação da planta, de maneira a garantir que as margens serão obedecidas mesmo em potências mais elevadas (IAEA, 2011).

Quanto ao custo do PU, especialmente para aqueles que aumentam de 14% a 20% da geração elétrica, a literatura disponível converge para redução de cerca de 25% a 30% sobre o investimento de uma usina nuclear nova, com potência equivalente (KANG, 2008; IAEA, 2011; EISPC, 2013). Por exemplo, EISPC (2013) apresenta exemplos de PU em termonucleares que variaram entre 3.000 e 4.000 US\$/kWe. Isso converge com a redução de custo proposta, visto que o investimento em novas termonucleares varia na literatura entre 4.000 e 6.000 US\$/kWe (IEA, 2010; BLACK & VEATCH, 2012).

Portanto, de forma a avaliar o repotenciamento de usinas termonucleares brasileiras, assume-se o custo de 3.500 US\$/kWe para um *uprate* de até 20% na geração elétrica. Ainda, será assumido o aumento de 2% no custo de operação e manutenção da usina.

4.3.2 RESULTADOS

No caso do reator AP1000, é assumida a instalação de uma usina a cada dez anos (considerando-se o tempo de planejamento, construção e partida de operação). Nesse caso, consideram-se três usinas: uma, em 2030; outra, em 2040; e outra, em 2050. Cada usina seria capaz de gerar 7.446 GWh por ano. Os valores de custo de abatimento estimados por planta, nos anos considerados, são apresentados na Tabela 51.

Tabela 51 – Geração, LCOE e Custos de Abatimento por meio de Expansão de Três Reatores AP1000

Ano	Número de usinas no ano	Geração (GWh)	LCOE (US\$/MWh)		Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh)		Custo de Abatimento (US\$/tCO ₂)
			AP1000	Grid	UTN	Grid	
2030	1	7.446	135,8	95,4	0,00	0,08	505,0
2040	2	14.892	135,8	115,4	0,00	0,12	170,0
2050	3	22.338	135,8	119,3	0,00	0,18	91,7

Fonte: Elaboração própria

Os valores de custo de abatimento são elevados, tanto em função dos custos assumidos para a planta AP1000 quanto em função, sobretudo, do seu tempo de construção e do fator de emissão médio do *grid* brasileiro, conforme cenário REF do setor elétrico. Para este último, ainda que o fator de emissão cresça indicando a expansão com termelétricas a carvão, boa parte da geração permanece baseada em fontes renováveis, sobretudo usinas hidroelétricas.

Ademais, para o cálculo das emissões evitadas foi utilizado o fator de emissão médio do *grid*. O potencial de abatimento da introdução de novas usinas nucleares é de 18 MtCO₂, acumulados até 2050. No entanto, o mais realista seria utilizar o fator de emissão das fontes marginais, o que provavelmente seria representado pelo carvão mineral. Neste caso, o potencial de mitigação poderia ser ainda maior.

Quanto ao tempo de construção, se fosse adotado o valor padrão de cinco anos, mundialmente aplicado (DU; PARSONS, 2009), em contraposição a um valor de dez anos assumido para o Brasil, obter-se-ia um LCOE médio para a planta nuclear avaliada, *ceteris paribus*, de 122,20 US\$/MWh. Nesse caso, o custo de abatimento, em 2050, cairia para 16,10 US\$/tCO₂, valor bem mais moderado.

Considerando-se um cenário ainda mais otimista de custos de capital na faixa de 4.000 US\$/kW (BLACK & VEATCH, 2012) e tempos de construção de cinco anos, o custo médio de abatimento, em 2050, tornar-se-ia igual a -58,30 US\$/tCO₂, o que já seria um valor que demonstra alta atratividade econômica.

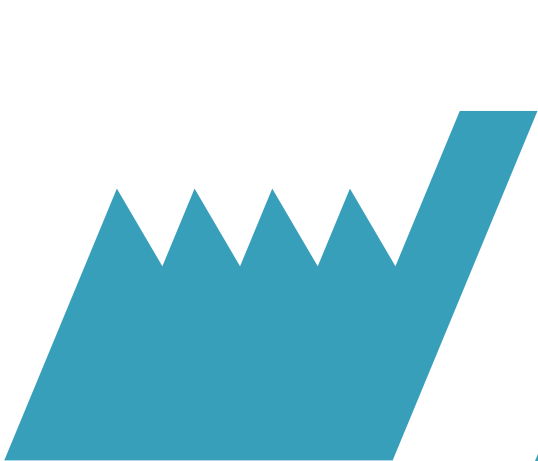
Note-se que não foram consideradas, porém, inovações que levariam à análise de reatores do tipo IV. Da mesma forma, um cenário muito otimista de custos para o reator AP1000, incluindo, nesse caso, tempos moderados de implementação do projeto, não é a realidade do processo de desenvolvimento da geração termonuclear no Brasil.

Por fim, foi considerada a opção de repotenciamento das usinas nucleares existentes no Brasil. Importante ressaltar que não foram realizadas análises detalhadas dos reatores nacionais de forma a indicar quaisquer limitações sobre a possibilidade de repotenciamento das usinas. Foram utilizados apenas estudos de plantas semelhantes em outras regiões do mundo como base para aplicação nas termonucleares brasileiras. Neste estudo, assume-se que seria possível tecnicamente realizar o PU das usinas de Angra I, II e III a partir de 2030.

Dessa forma, o potencial de abatimento dessa medida foi estimado em cerca de 9 MtCO₂, acumulados até 2050. Note-se ainda que a redução de GEE foi estimada pela substituição da energia elétrica do *grid* do cenário pela energia gerada pelo PU. Para isso, foram utilizados os fatores de emissão do *grid* apresentados na Tabela 51, provenientes do modelo MSB8000. O custo de abatimento, estimado para a taxa de desconto setorial de 8% a.a., foi de -700 US\$/tCO₂, o que representa uma opção muito interessante para mitigação de GEE no setor elétrico.

Ademais, para o cálculo das emissões evitadas foi utilizado o fator de emissão médio do *grid*. No entanto, o mais realista seria utilizar o fator de emissão das fontes marginais, o que provavelmente seria representado pelo carvão mineral. Assim, o potencial de abatimento da introdução de repotenciamento de usinas nucleares pode ser ainda maior, pois elas vão ocupar espaço da expansão de geração na base com carvão mineral.

De fato, a opção é interessante sob o ponto de vista econômico. Entretanto, não faz parte do cenário REF do setor, o que pode ser explicado pela existência de barreiras não-econômicas a sua implementação. Estas barreiras, assim como os instrumentos de política pública necessários para removê-las, serão avaliados no próximo capítulo deste relatório.



Proposição de instrumentos de política pública para a adoção das atividades de baixo carbono

Capítulo

5

5 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA A 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 ao setor de mineração de carvão, termelétricas convencionais (carvão, gás natural e óleo) e term nucleares. A análise seguirá a divisão adotada nos capítulos anteriores, ou seja, por atividade.

Desconsiderando potenciais cobenefícios econômicos advindos da implementação das atividades de baixo carbono estudadas, as medidas de mitigação apresentaram custos de abatimento que variam de valores fortemente negativos até fortemente positivos. Todavia, mesmo medidas com custos de abatimento negativos enfrentam 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 no setor.

Com o objetivo de fornecer elementos para que os formuladores de política pública possam implementar, efetivamente, políticas adicionais de baixo carbono no setor, 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 42):

- 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 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 (ganhos de produtividade, redução de intensidade de emissão etc.) realizadas por agente público.

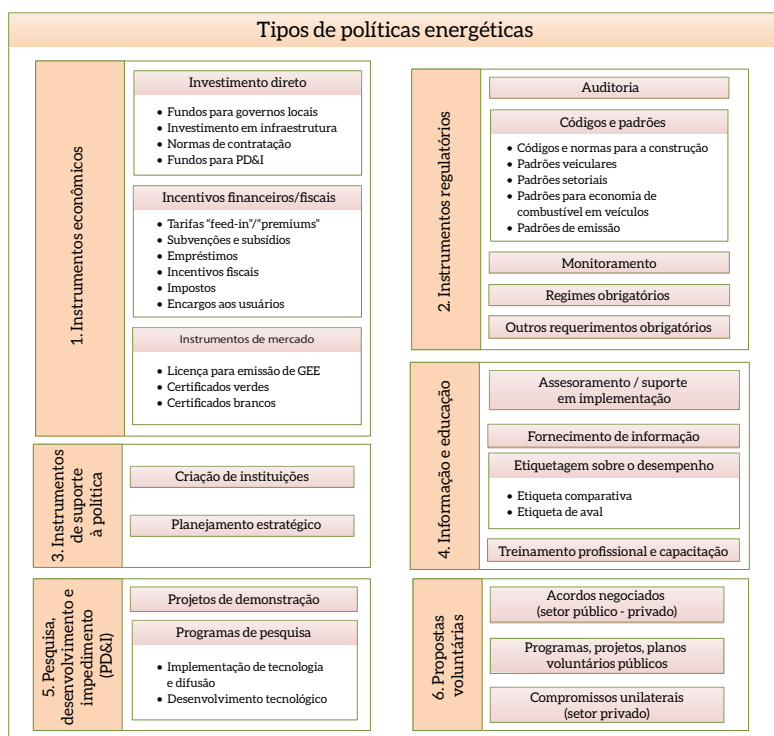


Figura 42 – Tipos de Políticas Energéticas

Fonte: Adaptado de IEA, 2015

5.1 MINERAÇÃO E TERMELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL

5.1.1 BARREIRAS E COBENEFÍCIOS DA ADOÇÃO DAS MEDIDAS DE BAIXO CARBONO

As medidas de mitigação de emissões de GEE propostas para o setor de mineração de carvão e de geração elétrica com base em carvão mineral enfrentam barreiras que dificultam sua implementação.

Na etapa de mineração, as principais medidas de mitigação estão relacionadas ao controle das emissões de metano em minas. Em todos os casos, a primeira barreira identificada é a ausência de instrumentos que tornem a remoção do metano obrigatória ou até mesmo viável economicamente. Adicionalmente, inexistem estudos de potenciais relacionados à drenagem de metano em minas a carvão no Brasil, o que implica desconhecimento dos benefícios da implementação da tecnologia. No entanto, existe um cobenefício inerente no quesito segurança operacional ao remover os teores de metano das atividade de mineração.

Todas as opções avaliadas necessitam de investimentos consideráveis a serem realizados e que, no caso de minas em atividade, podem se tornar ainda maiores devido a complicações para adaptar instalações existentes (*lock-in* tecnológico).

A dificuldade de acesso a linhas de crédito específicas, assim como a falta de instrumentos regulatórios e de mercado, dificulta a aplicação dessas tecnologias. Podem-se ainda citar barreiras transversais, quais sejam, o *lock-in* associado aos empreendimentos atuais e a falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.

A drenagem do gás apresenta recuperação do gás em concentrações relativamente altas, o que permite sua combustão em *flare* ou seu aproveitamento como fonte de energia. A primeira opção de uso do gás apresenta uma exigência maior com relação à especificação do gás produzido, enquanto para a segunda opção esse problema é consideravelmente menor.

A modelagem indicou custo de abatimento de 24 US\$/tCO₂e para a instalação de um sistema de drenagem de gás com *flare*. No entanto, no caso particular da produção de energia elétrica em motores de combustão interna, parte do investimento realizado para recuperar o gás metano é compensado, seja pela venda de eletricidade, seja pela redução dos gastos com a compra de eletricidade na instalação. Nesse caso, o custo é reduzido para 14 US\$/tCO₂e.

A remoção de metano do ar de ventilação é mais difícil devido à baixa concentração do metano. Resultados indicam que a remoção do metano pela drenagem de CH₄ antes de iniciar a mineração permite abater as emissões a um custo menor do que pela retirada de CH₄ do gás de ventilação de minas em atividade. O custo de abatimento de metano chegaria a 33 US\$/tCO₂e.

Apesar da expansão da matriz energética com carvão brasileiro no longo prazo, essa tecnologia apresenta vantagens que deveriam ser consideradas, mas também desvantagens que não podem ser negligenciadas. Primeiramente, deve-se mencionar a vantagem de o carvão nacional contribuir para o desenvolvimento local. Estatísticas da ABCM (2014b) relatam que o número de empregos

diretos na produção de carvão, desde o ano 2000, se encontra entre 4.000 e 5.000. Mais de 80% da produção de carvão são destinados para o setor elétrico, o que evidencia a importância desse setor para as atividades de mineração.

Aumentando a geração a carvão do nível atual, que se encontra em aproximadamente 5 TWh/ano, para a capacidade máxima estipulada para carvão de minas a céu aberto, isto é, aproximadamente 20 TWh/ano (sem cocombustão), o número de postos de trabalho poderia ser elevado de forma significativa. Para o desenvolvimento da região Sul do Brasil, especialmente para a metade sul do estado do Rio Grande do Sul, onde se encontra a maior parte do potencial de mineração a céu aberto, o setor poderia desempenhar papel-chave. Contando com as UTE que operam em regime de cocombustão de biomassa oriunda de cultivos energéticos, os efeitos sobre a geração de empregos na região poderiam ser ainda maiores, dado que a biomassa deve ser cultivada na proximidade das UTE por questões de economicidade de transporte.

Por outro lado, sabe-se que a exploração do carvão, especialmente a exploração em minas a céu aberto, está associada a impactos ambientais significativos. A escavação de grandes volumes de solo e material rochoso e a geração de consideráveis volumes de estéril causam impacto visual, com alterações nas feições topográficas. Outros impactos ambientais consistem em alterações na rede de drenagem superficial, na cobertura vegetal e na fauna. Ocorrem associados processos de contaminação e/ou perda de solos, erosão e assoreamento, emissão de gases, contaminação do ar, geração de ruídos e vibrações. Os recursos hídricos, principalmente os superficiais, podem ser altamente impactados com a formação de drenagem ácida e de lagoas ácidas nas cavas abandonadas, algumas vezes utilizadas para a deposição de rejeitos carbonosos, com a presença de metais, metais tóxicos e aumento da turbidez. Pirita (sulfeto de ferro – FeS_2), que ocorre com alta frequência no estéril, contribui para a formação de drenagens ácidas, podendo impactar também a qualidade das águas subterrâneas. A redução do valor do pH das águas pode ocasionar a solubilização de vários metais, afetando as áreas circunvizinhas imediatas e mediatas.

Apesar dos possíveis impactos ambientais, outra vantagem da aplicação do carvão brasileiro, quando comparado com o carvão importado, se encontra no fato de poder aplicar taxas de cocombustão maiores. Devido à aplicação da tecnologia de leito fluidizado, as caldeiras para carvão nacional são menos sensíveis a alterações do combustível. A taxa de 30% leva à redução considerável de emissões de GEE. Em UTE operando com carvão importado, conta-se com uma taxa de somente 5% devido à tecnologia aplicada e maior dificuldade de acesso a biomassa nas regiões portuárias. Diante do fato de que ainda há considerável grau de incerteza relacionado à ampla introdução de tecnologias CCS no mundo, as UTE de carvão nacional e cocombustão representam uma aposta menos arriscada para a redução de GEE em UTE a carvão. Ademais, a cocombustão oferece o abatimento de emissões a um custo inferior ao custo de abatimento provocado por sistemas de CCS.

Em linhas gerais, podem ser destacadas as seguintes barreiras à adoção de atividades de baixo carbono em UTE a carvão nacional e carvão importado: i) competição com investimentos alternativos; ii) inexistência de limites de emissões para termelétricas; iii) falta de informações públicas discriminadas sobre o setor; iv) falta de conhecimento sobre benefícios decorrentes da adoção das tecnologias; v) ausência de viabilidade econômica; vi) oligopólio de ofertantes de caldeiras supercríticas; vii) concentração de ofertantes de carvão importado; viii) falta de maturidade tecnológica da cocombustão de biomassa; ix) baixa competitividade da biomassa perante o carvão importado.

Quadro 7 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Drenagem de metano por perfurações e combustão em <i>flare</i>	• <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Inexistência de limites de emissões na mineração; • Ausência de viabilidade econômica; • Dificuldade de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Maior exigência em relação à especificação do gás produzido.	• Receita ou custo evitado proveniente da recuperação do gás; • Desenvolvimento local; • Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões.
Drenagem de metano por perfurações e uso em motores de combustão interna	• <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Inexistência de limites de emissões na mineração; • Ausência de viabilidade econômica; • Dificuldade de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Maior exigência em relação à especificação do gás produzido.	
Remoção de metano do ar de ventilação (VAM)	• <i>Lock-in</i> associado aos empreendimentos atuais; • Inexistência de limites de emissões na mineração; • Ausência de viabilidade econômica; • Dificuldade de acesso a crédito; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Baixa concentração do metano.	
Cocombustão de biomassa em UTE operando a carvão nacional	• Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Baixa competitividade da biomassa perante o carvão importado;	• Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Contribuição para o desenvolvimento local por meio da geração de emprego e renda no setor de mineração e cultivos energéticos, especialmente na metade sul do estado do Rio Grande do Sul; • Alternativa de menor complexidade de implementação que o CCS para redução as emissões de GEE em UTE a carvão.
Cocombustão de biomassa em UTE operando a carvão importado	• Custos de acesso à biomassa; • Inexistência de limites de emissões para termelétricas; • Falta de maturidade tecnológica; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Aplicação de caldeiras supercríticas em UTE operando com carvão nacional	• Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Inexistência de limites de emissões para termelétricas; • Falta de maturidade tecnológica; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Aplicação de caldeiras supercríticas em UTE operando com carvão importado	• Ausência de viabilidade econômica; • Competição com investimentos alternativos; • Inexistência de limites de emissões para termelétricas; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Concentração de ofertantes de carvão importado; • Oligopólio de ofertantes das caldeiras.	

Fonte: Elaboração própria

5.1.2 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA DIFUSÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO

Para o desenvolvimento das medidas de abatimento na mineração de carvão, seriam necessários instrumentos de incentivo a pesquisa, desenvolvimento e demonstração para que sejam feitos estudos sobre a melhor forma de modelar as emissões de metano em minas brasileiras. Também é necessário desenvolver métricas e indicadores com as melhores práticas do setor (*best practices*). A partir dessas etapas, seria possível criar um arcabouço regulatório que determinasse limites de emissão para mineração de carvão com base na redução das emissões de GEE.

Além disso, linhas de crédito específicas para o setor poderiam facilitar a implementação das medidas de abatimento de metano. Como mencionado, essas atividades trazem não só aumento na segurança operacional, mas podem também garantir melhor aproveitamento do gás ao gerar eletricidade para instalação próxima à mina. A seguir, serão descritos os instrumentos econômicos que poderiam ser criados e que seriam aplicáveis a mineração e geração em UTE a carvão.

Especificamente para UTE a carvão, um instrumento que proteja UTE a carvão nacional da concorrência direta de UTE a carvão importado, facilmente aplicável ao regime regulatório brasileiro, seria leilões específicos para o carvão nacional. Tais leilões podem, ao mesmo tempo, funcionar como instrumento regulatório, determinando limites mínimos para taxas de cocombustão e eficiência, garantindo a implementação de tecnologias de baixo carbono.

Instrumentos regulatórios desempenham papel importante no conjunto de medidas para garantir a sustentabilidade da produção de biomassa. Padrões de qualidade e de sustentabilidade para o manejo de cultivos precisam ser introduzidos para evitar a produção ambientalmente insustentável. Regras de monitoramento das atividades precisam ser definidas para as regiões que estão no foco dessas atividades.

Especialmente para fortalecer o setor de biomassa, instrumentos de apoio devem ser introduzidos. Por exemplo, o apoio à criação de associações de agentes que centralizam atividades de monitoramento, documentação e disseminação de informação poderia ser essencial para a promoção da tecnologia de cocombustão. O desenvolvimento e a expansão de programas de pesquisa, desenvolvimento e implementação, voltados a problemas que ocorrem em empreendimentos de cocombustão, deveriam ser fortificados na região Sul do Brasil e nas regiões carboníferas. E a criação de cooperativas de coleta de biomassa seria desejável para fomentar a cadeia de suprimentos.

A criação desses instrumentos deve mobilizar entes governamentais, como Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério do Meio Ambiente (MMA), Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), Ministério da Fazenda (MF), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e atores representativos do setor, como a Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM) e a Petrobras. Os instrumentos poderiam ser implementados a partir de 2020.

Medidas regulatórias transversais visando à implementação das atividades de baixo carbono são o estabelecimento de padrões máximos de emissão e/ou padrões mínimos de eficiência para as plantas e a aplicação de metas de redução de emissões de GEE específicas para o setor. Mediante o cumprimento

desses padrões, poderiam ser oferecidas condições especiais de acesso a crédito. A linha de financiamento do Finem – Eficiência Energética do BNDES poderia custear, com taxas subsidiadas de juros, a aquisição de equipamentos de baixo carbono pelo setor. Esse incentivo permitiria viabilizar a adoção das medidas inviáveis economicamente. Além disso, poderia ser criada, pelo BNDES, uma linha de financiamento dedicada ao setor, qual seja, “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”, sendo que o acesso à linha de crédito estaria condicionado à apresentação de inventários de emissões de GEE detalhados de instalações industriais e à realização de auditorias energéticas. E, finalmente, a partir de 2025, a precificação de carbono poderia servir de incentivo à viabilização das atividades com custo marginal de abatimento positivo.

A adoção dessa medida exigiria a mobilização de atores do BNDES, bancos comerciais, MF 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).

Para auxiliar essa política, devem ser implementados instrumentos de informação e educação, por exemplo, a criação de selos de qualidade para equipamentos eficientes utilizados no setor. Mais que isso, é desejável o estabelecimento de instrumentos de comando e controle para a substituição mandatória por equipamentos mais eficientes, segundo o padrão de selos previamente estabelecido. Nesse sentido, requer-se a criação de instrumento regulatório que exija a adoção de MTD para novas UTE e atividades mineradoras e 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 supercríticas. Nesse sentido, a criação de um programa de depreciação obrigatória de equipamentos ao final da vida útil seria relevante.

Para a implementação dessas medidas, os principais agentes seriam o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) e o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) para estabelecer os padrões mínimos e máximos permitidos em cada equipamento e realizar a certificação. O horizonte de realização dessa medida seria a partir de 2020.

Com vistas a tratar da falta de informações discriminadas acerca do perfil tecnológico e de emissões, assim como desconhecimento dos benefícios econômicos e ambientais da adoção de atividades de baixo carbono pelo setor, poderiam ser implementadas: i) elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidade concretas de mitigação de emissões; 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 Ministério da Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), ABCM, universidades públicas e empresas do setor.

Quadro 8 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono

Medidas	Instrumentos
Drenagem de metano por perfurações e combustão em <i>flare</i>	• Estabelecimento de limites de emissão para a mineração de carvão; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para atividades de mineração; • 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; • Criação da linha de crédito dedicada a promover a redução de emissões de metano; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação acerca dos benefícios das atividades de baixo carbono.
Drenagem de metano por perfurações e uso em motores de combustão interna	
Remoção de metano do ar de ventilação (VAM)	
Cocombustão de biomassa em UTE operando a carvão nacional	• Estabelecimento de limites de emissão para UTE; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono; • Criação de limites mínimos para taxas de cocombustão em UTE; • Criação de leilões específicos com preços-teto diferenciados para UTE que operam com biomassa; • Fomento à criação de cooperativas de coleta de biomassa; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas termelétricas; • 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; • Programa de descomissionamento de termelétricas antigas; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação acerca dos benefícios das atividades de baixo carbono.
Cocombustão de biomassa em UTE operando a carvão importado	
Aplicação de caldeiras supercríticas em UTE operando com carvão nacional	• Estabelecimento de limites de emissão para UTE; • Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono; • 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; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas termelétricas; • Programa de descomissionamento de termelétricas antigas; • Obrigatoriedade de realização de auditorias energéticas como pré-requisito para a liberação de crédito proveniente de banco públicos de fomento; • Precificação de carbono; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação acerca dos benefícios das atividades de baixo carbono.
Aplicação de caldeiras supercríticas em UTE operando com carvão importado	

Fonte: Elaboração própria

5.2 TERMELÉTRICAS A ÓLEO E GÁS NATURAL

5.2.1 BARREIRAS À ADOÇÃO DAS MEDIDAS DE BAIXO CARBONO

No que se refere às alternativas de baixo carbono apresentadas para substituir as fontes fósseis líquidas na geração elétrica, existem barreiras transversais importantes a serem enfrentadas. É o caso da inexistência de limite de emissões para termelétricas, assim como da desinformação acerca dos custos e benefícios decorrentes da adoção das medidas, que também é derivada da inexistência de informações públicas sobre o padrão tecnológico e emissões ao nível das plantas industriais.

Um entrave relacionado com o uso de biocombustíveis para geração de eletricidade é a ausência de viabilidade econômica, conforme demonstrou a análise de custos de abatimento realizada na seção 3.3.2. A inviabilidade é decorrente tanto do alto custo desses combustíveis perante fontes fósseis quanto da redução de eficiência associada ao uso deles em equipamentos convencionais. Por exemplo, para tornar o etanol uma fonte competitiva para a geração elétrica, pode-se calcular o custo de combustível que tornaria a opção equivalente, em termos de custo, à geração marginal.

Como exercício, considerem-se apenas os resultados do custo marginal do sistema elétrico na região Sudeste, maior produtora de etanol. Além disso, foi considerado um fator de capacidade de padrão de 50%, o que é relativamente alto para essa tecnologia. A partir dos resultados da modelagem no MSB8000, é possível verificar que o custo marginal de geração¹⁴ do Sudeste ficou em torno de 70 US\$/MWh no cenário REF, enquanto no cenário BC apresentou custo marginal acima de 100 US\$/MWh.

A esses valores, o preço do etanol que torna seu uso para geração elétrica competitivo seria em torno de 60 US\$/m³ e 125 US\$/m³, respectivamente. Apenas como base de comparação, considere-se que o preço médio corrente do etanol hidratado foi de 943 US\$/m³ em 2010 (EPE, 2014). Portanto, é possível verificar que existe um esforço econômico muito grande para tornar essa opção economicamente viável.

Soma-se a isso o fato de que equipamentos concebidos para uso de biocombustíveis são, geralmente, modificações de equipamentos padrão. Dessa forma, é de se esperar que seu rendimento de operação seja inferior à condição de combustível padrão para o qual o equipamento foi projetado. Outra barreira relevante é a falta de garantia de suprimento de etanol e biodiesel, decorrente da sazonalidade de produção de cana-de-açúcar e soja.

A recuperação de calor de baixa qualidade e a aplicação do ciclo combinado flexível demanda a realização de investimentos, os quais podem entrar em conflito com outras atividades, como é o caso da expansão das unidades produtivas. Mais que isso, o trancamento tecnológico pode se constituir em entrave à disseminação dessas medidas.

No caso de usinas em ciclo combinado flexíveis, a comparação com usinas em ciclo Brayton favorece a medida de abatimento devido ao aumento da eficiência e consequente redução no consumo de combustível. Uma usina altamente versátil se torna indispensável para compensar a intermitência de fontes renováveis de energia e, portanto, deve ser um pré-requisito essencial para a expansão em grande escala da capacidade de energias renováveis. No entanto, atualmente, não existem condições mercadológicas e regulatórias que favoreçam abertamente a implantação de térmicas de maior flexibilidade. Do ponto de vista tecnológico, existem vantagens operativas que reduzem o custo da partida, do aumento de carga e da parada da usina. Porém, tal tecnologia envolve investimento maior que pode não ser compensado se a ótica de operação da usina e do sistema se mantiver ortodoxa. Além disso, as vantagens dessa tecnologia por seus serviços ancilares ao *grid* podem não ser completamente capturadas na remuneração da usina pela regulação vigente. Finalmente, a impossibilidade da aplicação da tecnologia em face do *layout* das plantas pode impedir a aplicação de ciclos combinados flexíveis.

14 Não inclui impostos, tarifas e custos de transporte e distribuição.

Por outro lado, podem ser mencionados os seguintes cobenefícios decorrentes da efficientização energética em UTE a gás natural e óleo:

- Difusão tecnológica e de conhecimento acerca do setor;
- Redução dos custos operacionais com ganho de competitividade no longo prazo;
- Redução das emissões de poluentes;
- Preservação dos recursos naturais;
- Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões;
- Geração de emprego e renda associados à implementação das medidas.

Quadro 9 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Recuperação de calor de baixa qualidade (WHRS)	• Inexistência de limites de emissões para termelétricas; • Competição com investimentos alternativos; • <i>Lock-in</i> tecnológico; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	• Preservação dos recursos naturais; • Redução de custos operacionais com ganho de competitividade no longo prazo; • Redução das emissões de poluentes; • Geração de emprego e renda associada à implementação das atividades e fomento das cadeias produtivas de bioenergia; • Difusão de conhecimento acerca do setor; • Difusão tecnológica; • Diminuição das emissões associadas à substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões.
Adição de biodiesel ao diesel em motores de combustão interna	• Ausência de viabilidade econômica; • Inexistência de limites de emissões para termelétricas; • Falta de garantia de suprimento de biodiesel; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Uso de etanol em turbinas a gás	• Ausência de viabilidade econômica; • Inexistência de limites de emissões para termelétricas; • Falta de garantia de suprimento de etanol; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	
Aplicação de ciclo combinado flexível	• Baixa valorização de serviços auxiliares; • Competição com investimentos alternativos; • <i>Lock-in</i> tecnológico; • Inexistência de limites de emissões para termelétricas; • Impossibilidade de aplicação em função do <i>layout</i> das plantas; • Falta de conhecimento sobre custos e vantagens da aplicação da tecnologia; • Resistência a substituir equipamentos em função da complexificação dos processos; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	

5.2.2 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA DIFUSÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO

Conforme mencionado na seção 3.3.1, existe uma incoerência na manutenção das termelétricas fósseis convencionais, em especial aquelas com base em derivados de petróleo, e a expansão natural do sistema elétrico mundial. Como ficou evidente nos resultados, no caso brasileiro, a participação dessas fontes se reduz fortemente no longo prazo.

Para garantir que a aplicação das tecnologias convencionais se reduza, e, simultaneamente, a penetração das medidas de abatimento avaliadas neste relatório aumente no médio e longo prazo, instrumentos de política pública transversais poderiam ser implementados. Por exemplo, podem ser aplicadas políticas baseadas em instrumentos regulatórios que seriam o estabelecimento de 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 em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”. Tais instrumentos, em conjunto com a precificação de carbono, especificamente requerida para o caso do uso de biocombustíveis em UTE a gás natural e óleo, viabilizariam as atividades de baixo carbono propostas neste estudo.

A adoção dessa medida exigiria a mobilização de atores do BNDES, bancos comerciais, MF 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).

Uma política regulatória auxiliar deve ser implantada a fim de garantir que plantas incapazes de atender às especificações da política anterior não sejam mais aptas para o despacho pelo operador do sistema. Com planejamento da saída dessas usinas e simplificação dos procedimentos de descomissionamento, seria possível assegurar não só o atendimento às normativas de padronização ambiental, mas também evitar grande impacto ao sistema elétrico, evitando que diversas unidades saiam simultaneamente. Opcionalmente, as plantas que procurassem se adequar aos novos padrões poderiam se utilizar de instrumentos econômicos importantes, como financiamentos específicos ou linhas de crédito especial.

No contexto de mudanças climáticas, uma das formas mais interessantes para viabilizar o aproveitamento de instalações já construídas é o incentivo à substituição dos combustíveis líquidos fósseis por biocombustíveis. Conforme mencionado, há barreiras econômicas e tecnológicas a serem contornadas para tornar essa opção viável. Portanto, a combinação de instrumentos econômicos, como subsídios e incentivos fiscais, e de instrumentos de fomento ao desenvolvimento tecnológico de equipamentos específicos para uso de biocombustíveis tornariam possível a aplicação dessa opção.

Nas opções de mitigação que visam à utilização de biocombustíveis líquidos para redução de emissões de GEE no setor elétrico, há aspectos importantes a serem destacados. Primeiramente, dada a inexistência de equipamentos dedicados à utilização desses combustíveis no mercado, uma política de pesquisa e desenvolvimento se torna relevante. Isso garantiria não só melhor performance em termos de eficiência termodinâmica, mas também pode levar a melhores resultados na esfera econômica. Além disso, dada a situação favorável do sistema energético brasileiro à produção de biocombustíveis, em especial o etanol, o desenvolvimento de tecnologias específicas às peculiaridades do mercado brasileiro torna mais evidente a necessidade de linhas de P&D no país.

Outra característica das opções que se baseiam no uso de biocombustíveis é a falta de atratividade econômica determinada pelo alto preço dos biocombustíveis em relação aos combustíveis tradicionais. Assim, instrumentos econômicos, como tarifas *feed-in* ou isenções fiscais, poderiam ser utilizados para garantir melhor condição de competição com outras fontes de geração elétrica. Mais que isso, a elaboração de contratos de suprimento e a contratação de seguros seriam fundamentais para garantir a disponibilidade de combustíveis visando à geração de eletricidade.

A aplicação de ciclos combinados flexíveis se mostra atraente em relação a usinas em ciclo aberto, mas sua competição com ciclos combinados convencionais não é facilmente traduzida em termos econômicos. Isso porque a grande vantagem do ciclo flexível são os serviços ancilares que essa opção tecnológica pode fornecer ao *grid*. No entanto, tais vantagens indiretas dificilmente são capturadas em vantagens econômicas, por exemplo, na participação de um leilão de energia elétrica. Portanto, uma revisão da regulação do setor elétrico que incentive tecnologias que provêm serviços ancilares para o sistema pode tornar essa opção de mitigação ainda mais competitiva.

A mobilização do MF, MME, EPE e MCTIC, assim como bancos e empresas relevantes do setor, é fundamental para a implementação desses instrumentos. No caso da concessão de isenções fiscais, é fundamental a realização de estudos prévios acerca dos impactos sobre as contas públicas. Por esse motivo, compreende-se que os instrumentos poderiam ser implementados a partir de 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 detalhadas acerca de possibilidade concretas de mitigação de emissões; 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, ABCM, universidades públicas e empresas do setor.

Quadro 10 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono

Medidas	Instrumentos
Recuperação de calor de baixa qualidade (WHRS)	• Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; • Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas termelétricas; • Estabelecimento de limites de emissão para UTE; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; • 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; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação acerca dos benefícios das atividades de baixo carbono. • Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono;
Adição de biodiesel ao diesel em motores de combustão interna	• Obrigatoriedade da adoção das melhores tecnologias disponíveis (MTD) para novas termelétricas; • Estabelecimento de limites de emissão para UTE; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; • 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; • Criação de tarifas <i>feed-in</i> e isenções fiscais para a geração de elétrica baseada em biocombustíveis; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação acerca dos benefícios das atividades de baixo carbono. • Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono; • Precificação de carbono; • Incentivo à pesquisa e desenvolvimento de uso de biocombustíveis para a geração elétrica.
Uso de etanol em turbinas a gás	
Aplicação do ciclo combinado flexível	• Estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; • Estabelecimento de limites de emissão para UTE; • Criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; • 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; • Elaboração de acordos de cooperação técnica para realização de estudos detalhados acerca de possibilidades concretas de mitigação de emissões; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação acerca dos benefícios das atividades de baixo carbono. • Realização de intercâmbios de pessoal técnico em universidades de referência para estudos de baixo carbono; • Incentivos ao pagamento por serviços ancilares.

5.3 TERMONUCLEARES

5.3.1 BARREIRAS À ADOÇÃO DAS MEDIDAS DE BAIXO CARBONO

A energia nuclear representa um caso muito específico no tocante às barreiras para sua aplicação e expansão. Primeiramente, a percepção do risco envolvido na energia nuclear promove um efeito inibidor, no sentido de que os possíveis danos socioambientais provenientes das práticas de mineração, beneficiamento e utilização do combustível nuclear seriam maiores do que os possíveis benefícios socioeconômicos. Os benefícios, por sua vez, são fortemente contestados na literatura internacional, dado que o processamento do combustível e a manutenção e gerenciamento dos resíduos gerados em uma usina nuclear envolvem custos muito altos.

Do ponto de vista técnico-econômico, e especificamente para o Brasil, os grandes períodos envolvidos em concepção, projeto, liberação de todas as licenças e relatório dos órgãos regulatórios se apresentam como grande barreira à energia nuclear. De certa forma, tais barreiras são inerentes ao setor, de modo que sua alteração não é um processo trivial. Ademais, o atraso nas etapas de licenciamento e de construção gera aumento do investimento necessário para a construção de novas usinas, de forma que o custo dos projetos no Brasil supera, e muito, as estimativas internacionais de custos de investimentos para térmicas nucleares.

Outra questão está associada à indústria nuclear nacional, que foca na mineração de urânio e na produção do combustível nuclear. No entanto, não existe uma indústria nuclear ativa do ponto de vista de desenvolvimento e construção de reatores e usinas, de maneira que o processo para novas usinas exige um esforço muito grande, também aumentando os custos. A falta de uma indústria nacional limita, ainda, a velocidade de penetração de novas usinas, que está muito aquém de países como China e Japão.

No caso da inserção de novas UTN com reator AP1000, verifica-se uma baixa difusão da tecnologia, que implica ausência de viabilidade econômica. No entanto, a repotenciação das usinas existentes se mostra como oportunidade competitiva de geração de baixo carbono. Essa atividade, apesar de já ter algum nível de experiência em certos mercados elétricos, como os EUA, ainda não é uma prática com grande difusão e aplicação no mundo. No Brasil, isso é ainda mais forte, dada a dificuldade de instalação de novos empreendimentos, e não pelo fato de que não foram encontrados estudos específicos que avaliem a viabilidade de implantar esse procedimento nas usinas nacionais.

Entretanto, há barreiras para a implementação dessa medida que vão além da dificuldade técnica de implementação (IAEA, 2011). Para operar o reator em um nível de potência superior ao originalmente licenciado, uma alteração da licença será exigida à autoridade regulatória. Ainda, autorizações suplementares podem ser necessárias, devido à necessidade de mais água de resfriamento para uma saída mais elevada, o que poderia ter impacto sobre as licenças ambientais ou licenças de outorga de água anteriormente concedidas. Portanto, é essencial avaliar o que se alteraria nas licenças, autorizações e aprovações necessárias para alcançar

aumento de nível de potência, de forma que o processo seja o mais simples e prático possível. Como ocorre no caso de novos empreendimentos, o tempo necessário para obter tais aprovações e licenças pode ser fundamental na determinação do cronograma e economicidade do projeto. Existem outros custos e requisitos adicionais associados a essas aprovações, como a necessidade de um programa de conscientização pública e de audiências públicas.

De fato, além das questões técnicas de impacto sobre a segurança dos reatores, existem questões mais amplas relacionadas com a percepção dos atores, visto que a opinião pública é um ponto fundamental no sucesso desse tipo de investimento (IAEA, 2011). Estão incluídas as informações relacionadas às potenciais alterações de liberação de radionuclídeos durante a operação normal, a interpretação da análise relacionada com o risco socioambiental e de produção de resíduos, relacionando também consequências no risco de acidentes.

Em termos de cobenefícios, a ampliação da capacidade instalada de UTN implica redução na emissão de poluentes. Mais que isso, promove a geração de emprego e renda. Estes e outros demais cobenefícios estão listados no Quadro 11.

Quadro 11 – Barreiras e Cobenefícios à Implementação das Atividades de Baixo Carbono

Medidas	Barreiras	Cobenefícios
Inserção de novas UTN com reator AP1000	• Efeito inibidor dos possíveis danos socioambientais sobre a opinião pública; • Tempo de construção e complexidade do processo de licenciamento; • Incertezas da cadeia de custo de produção do combustível e armazenamento de rejeitos; • Ausência de viabilidade econômica; • Baixa difusão das tecnologia; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	• Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Redução das emissões de poluentes locais e globais; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • <i>Spillover</i> dos benefícios de revisão dos processos licitatórios para o setor de fármacos (ex.: quimioterápicos).
Repotenciação de UTN existentes	• Necessita revisão do procedimento de licenciamento; • Falta de estudos detalhados para sua aplicação nos reatores nacionais; • Falta de informações públicas discriminadas sobre o setor.	• Geração de emprego e renda associada à implementação da atividade; • Redução das emissões de poluentes locais e globais; • Melhoria na saúde pública associada à redução das emissões; • Melhor aproveitamento dos recursos nucleares

5.3.2 PROPOSIÇÃO DE INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PARA DIFUSÃO DAS ATIVIDADES DE BAIXO CARBONO

A partir das barreiras identificadas para a expansão da energia nuclear, um conjunto de políticas públicas pode ser concebido, seja para facilitar a instalação de novas unidades, seja para tornar o procedimento de licenciamento mais simples, ou mesmo para promover o desenvolvimento tecnológico do setor. Esse processo deve estar atrelado à adoção de MTD pelas UTN.

A revisão do processo de licenciamento deve ser liderada pelo MMA e pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), com a participação do Ministério da Defesa, da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e das Indústrias Nucleares do Brasil (INB). O horizonte de implementação deve ser de longo prazo, com discussões iniciando em 2019 para revisão do licenciamento a vigorar a partir de 2023.

Outro instrumento que pode ser útil é a realização de atividades de conscientização e informação do público acerca dos impactos positivos e negativos de geração termonuclear. Esse instrumento deve ser associado à realização de campanhas de sensibilização e capacitação junto ao setor, e poderia ser liderado por MCTIC, INB e CNEN. As campanhas deveriam ser disseminadas a partir de 2019.

Uma eventual revisão dos aspectos regulatórios poderia incluir os procedimentos necessários para viabilizar o *revamp* de unidades existentes, como é o caso da repotenciação. Como a implementação do PU nas usinas nucleares em operação exigiria a revisão de diversas aprovações e licenças pelos órgãos regulatórios, é de se esperar que, na situação atual, esses procedimentos inviabilizem essa opção de geração. Assim, os procedimentos e as vias necessárias para facilitar esse tipo de investimentos devem ser desenvolvidos em conjunto com os órgãos regulatórios.

Além dos pontos elencados, há aspectos tecnológicos que a introdução de novas políticas pode vir a auxiliar no desenvolvimento de uma indústria nacional mais robusta. É o caso, por exemplo, do incentivo tecnológico para a construção de pequenas centrais nucleares, como está ocorrendo atualmente nos EUA (NRC, 2014). Para tornar essa opção viável, seria necessário investir inicialmente em políticas de incentivo a P&D para que a tecnologia seja testada e desenvolvida especificamente para os objetivos nacionais.

Ademais, incentivos econômicos para a introdução de novos agentes na indústria nuclear podem trazer diversos benefícios, não só para o setor energético, mas também para o mercado de radioterápicos, sujeitos a regulações semelhantes às UTN. O desenvolvimento mais ativo de uma indústria nacional teria como cobenefícios: redução do custo da cadeia de produção do combustível nuclear, redução dos investimentos e tempo de construção de novas usinas, desenvolvimento tecnológico nacional, gerando empregos e renda.

Diversos outros aspectos tecnológicos são de grande relevância à indústria nuclear no contexto global, mas fogem ao objetivo direto de reduzir as emissões de GEE. Porém, a existência de políticas de incentivo tecnológico beneficiaria a introdução dessas opções no contexto nacional. É o caso, por exemplo, do fechamento do ciclo de combustível. Como mencionado, essa opção tecnológica não representa medida de mitigação de GEE, por isso não foi explorada em relatórios anteriores.

No entanto, o incentivo às tecnologias de geração nuclear com base em combustíveis com baixo enriquecimento ou sem enriquecimento poderia trazer economia na cadeia de produção do combustível nuclear, além de possivelmente reduzir os gastos relativos ao gerenciamento de resíduos nas unidades PWR existentes.

Apesar da experiência nacional com a tecnologia PWR com urânio enriquecido, uma política de diversificação tecnológica no contexto nuclear, com foco específico em reatores que utilizem um combustível conhecido como MOX, pode trazer benefício econômico e ambiental que, embora relevante, não está diretamente associado às políticas de mitigação de GEE.

Finalmente, a precificação de carbono promoveria a competitividade da geração termonuclear perante termelétricas a combustíveis fósseis.

Quadro 12 – Síntese dos Instrumentos de Política Pública Propostos para Adoção de Atividades de Baixo Carbono

Medidas	Instrumentos
Inserção de novas UTN com reator AP1000	• Revisão dos procedimentos de licenciamento de UTN visando facilitar o processo de licenciamento de novas usinas que utilizem MTD; • Desenvolvimento de uma indústria nacional mais robusta, tanto no que diz respeito à produção do combustível nuclear quanto no desenvolvimentos de novos tipos de reatores e em aplicações não energéticas; • P&D de tecnologias de reatores ainda não empregados no Brasil, como o desenvolvimento de uma indústria de reprocessamento de combustível; • Precificação de carbono; • Realização de atividades de conscientização e informação do público para torná-lo parte integrante do processo licitatório e de tomada de decisão; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.
Repotenciação de UTN existentes	• Revisão dos instrumentos regulatórios para incluir os procedimentos necessários para se viabilizar o <i>revamp</i> de unidades existentes; • Desenvolvimento de uma indústria nacional mais robusta, tanto no que diz respeito à produção do combustível nuclear quanto no desenvolvimentos de novos tipos de reatores e em aplicações não energéticas; • Precificação de carbono; • Incentivo à pesquisa detalhada de opções de repotenciação e capacitação técnica nacional acerca desta opção tecnológica; • Realização de campanhas de sensibilização, capacitação e informação junto ao setor.



Considerações
finais

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresentou opções de mitigação de GEE que podem ser implementadas na mineração de carvão, em termelétricas convencionais (carvão, gás natural e óleo) e nas termonucleares. A partir de um cenário REF, foram mapeadas MTD com custos e potenciais de abatimento que permitiriam a transição destas atividades para uma economia de baixo carbono.

Para o setor de carvão mineral, este relatório mostrou que as emissões de GEE mais relevantes se originam nas atividades de mineração em minas subterrâneas. Portanto, as medidas de abatimento se concentram geralmente nessa atividade. Três medidas foram apresentadas: i) drenagem de CH_4 com combustão em *flare*; ii) drenagem de CH_4 com uso em motores de combustão interna e geração de energia elétrica; e iii) remoção de CH_4 do ar de ventilação. Todavia, somente a última dessas tecnologias foi considerada disponível no Brasil, dada a falta de atividades relacionadas à drenagem do gás, que se explica pelo fato de as minas a carvão no Brasil apresentarem emissões de CH_4 muito baixas (SILVA et al., 2010). Porém, os resultados evidenciam que as opções de drenagem de CH_4 permitem abater essas emissões a um custo menor. Enquanto o custo de abatimento para remoção do metano do ar de ventilação foi definido em 33 US\$/tCO₂e, o abatimento por meio da instalação de sistema de drenagem de CH_4 poderia ser realizado a um custo de 24 US\$/tCO₂e e a um custo de 14 US\$/tCO₂e, aplicando a opção de geração de energia elétrica a um motor a gás.

Vale ressaltar que os custos de abatimento foram determinados presumindo valores padrão de emissões em minas subterrâneas. Como o estudo de Silva et al. (2010) indicou que as minas brasileiras apresentam fatores de emissão muito inferiores aos fatores padrão do IPCC, as medidas de emissão poderiam ser mais caras. Estudos que determinam melhor os fatores de emissão das minas brasileiras estão atualmente em andamento (PIRES, 2014) e podem permitir análises mais precisas no futuro.

Na mineração, as emissões esperadas para o ano 2050 atingiriam cerca de 9,7 MtCO₂e para o cenário REF e 7,7 MtCO₂e para o cenário BC, sem redução de CH_4 no ar de ventilação. Com redução de CH_4 no ar de ventilação, as emissões no setor de mineração poderiam ser reduzidas até 1,5 MtCO₂e.

As principais barreiras identificadas para implementação das atividades de baixo carbono no setor de mineração foram a inexistência de limites de emissões e a ausência de viabilidade econômica. Para removê-las, faz-se necessário elaborar instrumentos regulatórios e econômicos, dentre os quais podem ser destacados: i) estabelecimento de limites de emissão para a mineração de carvão; ii) criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; iii) 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.

O cenário de expansão da geração elétrica a carvão contempla as opções de uso de carvão nacional de minas a céu aberto e minas subterrâneas e de carvão importado. As análises mostraram que o uso de carvão nacional de minas a céu aberto representa a opção de menor custo (medido pelo LCOE), seguido pelo uso do carvão importado. O uso do carvão nacional de minas subterrâneas se apresenta como opção mais cara. A modelagem da expansão da geração a carvão escolheu sempre a fonte de menor custo até chegar ao seu limite de expansão.

Para o abatimento de emissões de GEE, foram analisados os efeitos das seguintes medidas: aplicação de caldeiras supercríticas e cocombustão de biomassa. A análise do custo de abatimento mostrou que o carvão nacional de minas a céu aberto oferece as possibilidades de abatimento de menor custo, seguido pelo carvão importado. As opções mais caras são aquelas que se aplicam a empreendimentos de carvão nacional de minas subterrâneas. Ou seja, o aumento do custo de abatimento segue a mesma estrutura que o aumento do LCOE. Ademais, a análise evidenciou que a medida da cocombustão de biomassa apresenta, para todos os casos, a opção menos custosa.

Vale ressaltar que o uso do carvão nacional com biomassa permite redução maior de GEE que o carvão importado, dado que esses empreendimentos operariam com uma fração maior de biomassa. Dessa forma, dependendo das políticas climáticas, a combustão de carvão nacional de minas subterrâneas poderia se tornar mais interessante que o uso do carvão importado. Porém, nesse contexto, uma análise integrada com o setor de mineração se torna necessária, considerando que as emissões de GEE da mineração subterrâneas podem ser significativas, o que pode comprometer o efetivo potencial de mitigação dessa opção tecnológica.

Podem ser destacadas como principais barreiras à implementação das medidas avaliadas neste estudo a ausência de viabilidade econômica e a inexistência de padrões de eficiência e/ou de emissões para termelétricas. Do ponto de vista tecnológico, a cocombustão apresenta a necessidade de pesquisa e desenvolvimento para atingir maturidade comercial, enquanto a introdução de ciclos de maior eficiência, como os supercríticos, depende da importação de tecnologia.

Dessa forma, os principais instrumentos propostos para remover essas barreiras são: i) descomissionamento de termelétricas; ii) estabelecimento de limites de emissão para UTE; iii) estabelecimento de padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; iv) criação da linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; v) criação de leilões específicos com preços-teto diferenciados para UTE que operam com biomassa; vi) fomento à criação de cooperativas de coleta de biomassa; vii) P&D visando a criação de uma indústria nacional de caldeiras supercríticas.

As principais opções de mitigação para térmicas a derivados de petróleo e gás natural se dividem em duas categorias: aumento da eficiência e substituição do combustível.

Na primeira linha, estão instalação e recuperação de calor de baixa qualidade (WHRS) e introdução de plantas de ciclo combinado flexível. Juntas, podem contribuir com a redução de cerca de 27 MtCO₂

até 2050. Além disso, dada a economia no consumo de combustível, ambas as opções apresentam custos de abatimento fortemente negativos.

As barreiras para implementação dessas medidas dizem respeito principalmente ao investimento adicional e à inexistência de um padrão de eficiência para as termelétricas. No caso específico de térmicas flexíveis, as vantagens não valoradas pelos serviços ancilares também devem ser destacadas. Para removê-las, é fundamental: i) estabelecer padrões mínimos de eficiência para equipamentos, mediante a criação de Selo de Eficiência Industrial para etiquetagem de usinas termelétricas; ii) criar a linha de crédito “Finem – Eficiência Energética em Mineração de Carvão e Usinas Termelétricas”; iii) oferecer incentivos ao pagamento por serviços ancilares.

As medidas do setor elétrico que visam à substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis líquidos apresentaram custos de mitigação positivos da ordem de 40 US\$/tCO₂, para o *blend* de biodiesel, e acima de 400 US\$/tCO₂, para o uso de etanol em turbinas a gás. Juntas, essas medidas podem reduzir até 47 MtCO₂, até 2050, nas configurações de menor custo.

Os principais instrumentos de políticas associados a essas medidas visam atacar a inexistência de equipamentos dedicados ao consumo de biocombustíveis para geração elétrica, por meio de linhas de P&D, e a inviabilidade econômica, dada a diferença de preços entre os combustíveis alternativos e os convencionais. Em especial, no caso do uso de etanol, essa diferença de preço é o principal motivo da inviabilidade econômica dessa medida.

No entanto, deve-se destacar que a análise realizada neste estudo é estático-comparativa no sentido de que, em cenários de baixo carbono, a competitividade de biocombustíveis em relação a combustíveis fósseis pode ser favorecida pela introdução de um custo-carbono na economia.

Por fim, este estudo avaliou o papel das termonucleares em um cenário de baixo carbono no Brasil. Apesar de poder ser caracterizada como opção de baixo carbono, dado que não emite diretamente GEE, o cenário REF não apresentou expansão de UTN no Brasil. O principal motivo é o seu alto custo, especialmente relativos ao descomissionamento e aos custos relativos ao maior tempo de construção observados.

Apesar dessa situação, entende-se que a aplicação da energia nuclear é interessante em um cenário de baixo carbono. Foram avaliadas duas possibilidades: o repotenciamento de usinas existentes e a instalação de novas usinas nucleares com reator AP1000. Conforme mencionado, o investimento em novas usinas nucleares não se mostrou opção de mitigação com viabilidade econômica. No entanto, com sensibilidade quanto ao tempo de construção e no investimento específico (US\$/kW) de novas usinas, foi demonstrado que tais usinas podem ter um papel, caso essas barreiras sejam devidamente contornadas.

A repotenciação das usinas existentes se mostrou como oportunidade de geração elétrica de baixo custo, o que resulta em custo de abatimento fortemente negativo (-700 US\$/tCO₂). No entanto, é preciso destacar que não foi realizada avaliação criteriosa da viabilidade técnica da implementação dessa opção nas usinas em Angra.

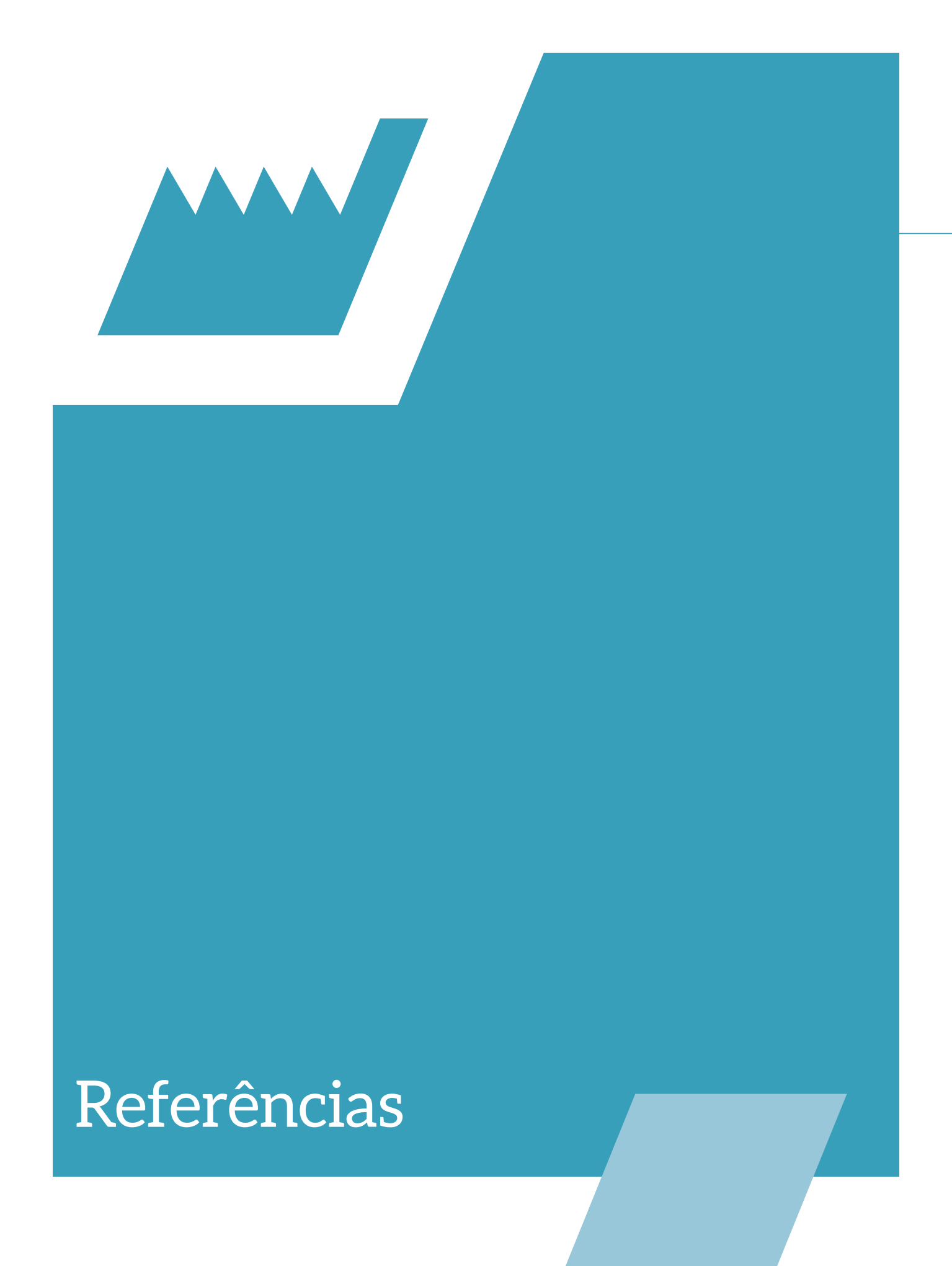
De forma geral, a principal barreira para a implementação de novas usinas nucleares e para a repotenciação das usinas existente são as dificuldades regulatórias e de licenciamento. Por esses

motivos, os grandes períodos envolvidos em concepção, projeto, liberação de todas as licenças e relatório dos órgãos regulatórios se apresentam como grande barreira à energia nuclear. De certa forma, tais barreiras são inerentes ao setor, de modo que sua alteração não é um processo trivial. Essa realidade faz que o custo dos projetos no Brasil supere, e muito, as estimativas internacionais de custos de investimentos para térmicas nucleares.

De forma geral, este 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 do setor. Para analisar o potencial de cada medida, é preciso definir um ponto de partida, que, no caso deste estudo, foi o cenário REF. No entanto, ao se implementar uma nova medida, tem-se um novo cenário, diferente do cenário REF. Assim, 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, reportada no relatório do projeto *Modelagem integrada e impactos econômicos de opções setoriais de baixo carbono*.

Além disso, esse projeto destaca opções tecnológicas de mitigação de GEE que muitas vezes são consideradas tecnologias de ponta, ou de bancada, cujo desenvolvimento ainda é feito por apenas alguns países e cujo custo ainda é considerado proibitivo. Sendo assim, 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 contornar essas questões, procurou-se elencar as principais barreiras e propor políticas públicas que fomentem a implementação dessas tecnologias. Procurou-se destacar as melhores tecnologias disponíveis mundialmente para os setores de mineração do carvão, termelétricas convencionais e termonucleares, a fim de entender como poderiam contribuir para a mitigação desse setor.

Por fim, outra limitação 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, será considerada uma segunda visão de crescimento setorial do PIB, que considera efeitos recentes do contexto econômico nacional.



Referências

REFERÊNCIAS

ADAMS, D. et al. Combustion technologies. In: *IEA Clean Coal Centre, Coal Online*. 2007. Disponível em: <<http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

_____. SOx emissions and control. In: *IEA Clean Coal Centre, Coal Online*. 2006. Disponível em: <<http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

AL-SARAF, A.; AL-JUMAILY, S. The Power Enhancement of a Mini-Gas Turbine by Adding Ethanol to the Compressor Inlet Air. *Al-Khwarizmi Engineering Journal*, v. 9, n. 4, p. 54- 64, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO CARVÃO MINERAL – ABCM (Brasil). *Carvão mineral tem quatro projetos inscritos para o leilão de energia A-5*. 2014b. Disponível em: <http://www.carvaomineral.com.br/interna_noticias.php?i_conteudo=340>. Acesso em: 19 ago. 2014.

_____. *Estatísticas*. 2013. Disponível em: <http://www.carvaomineral.com.br/internaconteudo.php?isubarea=9&i_area=2>. Acesso em: 27 ago. 2013.

_____. *Região Sul comemora inclusão do carvão mineral no leilão de energia*. 2014a. Disponível em: <http://www.carvaomineral.com.br/interna_noticias.php?i_conteudo=60>. Acesso em: 4 out. 2014.

AYALA, J. et al. Use of bioethanol in a gas turbine combustor. *Applied Thermal Engineering*, 61, p. 481-490, 2013.

BALLING, L. *Flexible future for combined cycle*. Modern Power Systems, December, p. 61-65, 2010.

BARBOSA, V. L. A. et al. *Anuário mineral brasileiro 2005*. Brasília: DNPM, 2005.

BLACK & VEATCH. *Cost and performance data for power generation technologies*. 2012. Relatório para National Renewable Energy Laboratory, Kansas, EUA.

BORBA, R. F. *Carvão mineral*. Balanço Mineral Brasileiro 2001. Brasília: DNPM, 2001.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Banco de Informações de Geração (BIG)*. 2014. Disponível em: < www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 10 mai. 2014.

_____. *CDE: Subsídio ao carvão mineral*. 2011. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/043/documento/cde_-_carvao_-_reuniaodiretoria_2011_v04.pdf>. Acesso em: 18 ago. 2014.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. *Boletim anual de preços* 2014. 2014. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Boletim-Anual/Boletim-2014.pdf>>. Acesso em: 1 jul. 2015.

BRASIL. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. *Análise e avaliação da organização institucional e da eficiência de gestão do setor portuário brasileiro*. São Paulo: BNDES, 2012.

_____. *Critérios socioambientais para o apoio ao segmento de geração elétrica*. 2013. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/criterios_socioambientais_geracao.html>. Acesso em: 27 ago. 2013.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA. Resolução Conama nº 8, de 6 de dezembro de 1990. *D.O.U.*, de 28/12/90, Seção 1, p. 25.539, 1990.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

_____. *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

_____. *Séries Históricas Completas*. Brasília: EPE, 2014.

BRASIL. Indústrias Nucleares do Brasil – INB. *Website oficial*. 2014. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br/>>. Acesso em: 16 ago. 2014.

_____. *Website oficial*. 2017. Disponível em: <<http://www.inb.gov.br/Contato/Perguntas-Frequentes/Pergunta/Conteudo/qual-a-diferenca-entre-reserva-medida-inferida-e-prognostica-da?Origem=1083>>. Acesso em: 6 ago. 2017.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações – MCTIC. *Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – Volume III*. 2016. Disponível em: <<http://www.sirene.mcti.gov.br/publicacoes>>. Acesso em: 30 jan. 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE (Brasil). *18º Leilão de energia nova – Resultados*. 2014. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=18hhiva8ru_64&_afLoop=553490064225023>. Acesso em: 19 ago. 2014.

CARNEGIE MELLON UNIVERSITY – CMU. *Integrated Environmental Control Model (IECM)*. Pittsburgh, USA: CMU, 2012.

CARPENTER, A. M. et al. NO_x emissions and control. In: *IEA Clean Coal Centre, Coal Online*. 2006a. Disponível em: <<http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

_____. Particulates emissions and control. In: *IEA Clean Coal Centre, Coal Online*. 2006b. Disponível em: <<http://www.coalonline.org/site/coalonline/content /browser>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

COUCH. Coal preparation. In: *IEA Clean Coal Centre, Coal Online*. 2003. Disponível em: <<http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

DAVIDSON. Studying the structural chemistry of coal. In: *IEA Clean Coal Centre, Coal Online*. 2004. Disponível em: <<http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

DELGADO MARTINS, A. *Water footprint of electric power generation: Modeling its use and analyzing options for a water-scarce future*. 2012. MSc Dissertation, Massachusetts Institute of Technology, Boston, USA, 2012.

DU, Y.; PARSONS, J. *Update on the cost of Nuclear Power*. 2009. Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT, WP-09-004, Massachusetts, EUA, 2009.

EASTERN INTERCONNECTION STATES' PLANNING COUNCIL – EISPC. *Assessment of the Nuclear Power Industry – Final Report*. 2013. EISPC and NARUC, Department of Energy, Massachusetts, EUA, 2013.

EAUK. *Generic design assessment AP1000 nuclear power plant design*. Report, Environmental Agency, Bristol, Reino Unido, 2010.

EL-WAKIL, M. *Nuclear power engineering*. 1. ed. McGraw-Hill Book Company, EUA, 1962.

FAGUNDES, L.; GOMES, C. Emissões fugitivas na mineração e beneficiamento do carvão mineral. In: *Segundo inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa*. Brasília: MCT, 2010.

FLOWSERVE. *Website oficial*. 2014. Disponível em: <<http://www.flowserve.com>>. Acesso em: 1 ago. 2014.

GALVÃO, P. G. T. et al. *Anuário estatístico de mineração 2010*. Brasília: DNPM, 2011.

GASIFICATION TECHNOLOGIES COUNCIL – GTC. *Gasification technologies council – database and library*. 2014. Disponível em: <<http://gasification.org>>. Acesso em: 16 ago. 2014.

GEN4. *A technology roadmap for generation iv nuclear energy systems*. 2014. Disponível em: <<http://www.gen-4.org/>>. Acesso em: 10 maio 2014.

_____. *Technology roadmap update for generation iv nuclear energy systems*. 2014b. Disponível em: <<http://www.gen-4.org/>>. Acesso em: 10 maio 2014.

GENERAL ELECTRIC – GE. *Flexible and efficient distributed power*. Brochure. 2014. Disponível em: <<http://www.ge-energy.com/>>. Acesso em: 1 jul. 2014.

_____. *Heavy duty gas turbine products*. Brochure. 2009. Disponível em: <<http://www.ge-energy.com/>>. Acesso em: 11 mar. 2011.

_____. *The 7FB: The next evolution of the f gas turbine*. Brochure. 2001. Disponível em: <<http://www.ge-energy.com/>>. Acesso em: 11 mar. 2011.

GOMES, C. Comunicação pessoal. 2014.

GOULD, E. Power Generation and Water Efficiency. Apresentado em ENERGY WORKSHOP 2011, National Wind Technology Center & Deployment & Technology Transfer Centers, NREL, Colorado, EUA.

GREENPEACE. *Carvão suja leilão*. 2013. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/brasil/pt/Blog/carvo-suja-leilo/blog/46053/>>. Acesso em: 10 mai. 2014.

GUPTA, K., et al. Bio-fuels for the gas turbine: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, p. 2946–2955, 2010.

HACK, H.; ALVAREZ, J. Advanced methods of HRSG design for life cycle optimization under fast startups. Apresentado em POWER-GEN INTERNATIONAL 2012, Florida, EUA.

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.

HANSEN, A. Combustion and Emissions Characteristics of Biodiesel Fuel. Apresentado em CENTER FOR ADVANCED BIOENERGY RESEARCH (CABER) SEMINAR 2008, Illinois, EUA.

HOFFMANN, B. S. *O ciclo combinado com gaseificação integrada e a captura de CO₂: uma solução para mitigar as emissões de CO₂ em termelétricas a carvão em larga escala no curto prazo?* 2010.143 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe/PPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

_____. *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/PPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

HOFFMANN, S. *Caracterização para o beneficiamento do carvão de Candiota*. 1983. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1983.

INTEGRATED ENVIRONMENTAL CONTROLE MODEL – IECM. *Software*. 2012. Disponível em: <http://www.cmu.edu/epp/iecm/iecm_dl.html>. Acesso em: 16 ago. 2014.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. *IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories*, prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan, 2006.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY – IAEA. *Power uprate in nuclear power plants: Guidelines and experience*. IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-3.9, Viena: IAEA, 2011.

_____. *Website oficial*. 2014. Disponível em: <<http://www.iaea.org/>>. Acesso em: 10 maio 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Energy policies of IEA countries – Norway*. Review, Paris: IEA, 2011.

_____. *Policies and measures database – Energy efficiency*. 2015. Disponível em: <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/energyefficiency/>>. Acesso em: 14 abr. 2014.

_____. *Projected costs of generating electricity*. Paris: IEA, 2010.

_____. *Technology roadmap: high-efficiency, low-emissions coal-fired power generation*. Paris: IEA, 2012.

JÄNTTI, T. et al. *Samcheok green power 4 x 550 MWe supercritical circulating fluidized-bed steam generators in South Korea*. PowerGen Europe Colônia, Alemanha, 12-14 de junho de 2012.

KANG, K. Power uprates in nuclear power plants: International experiences and approaches for Implementation. *Nuclear Engineering and Technology*, 40 (4), p. 255-268, 2008.

KARACAN, C. Ö. et al. Coal mine methane: A review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction. *Int. J. Coal Geol.* 86, 121-156, 2011.

KOORNNEEF, J.; JUNGINGER, M.; FAALJ, A. Development of fluidized bed combustion – An overview of trends, performance and cost. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 33, n. 1, p. 19-55, 2007.

KOPPE, C. J. *Setor mineral: Tendências tecnológicas do Centro de Tecnologia Mineral*. Rio de Janeiro: CETEM, 2006.

KRIVIT, S., et al. *Nuclear energy encyclopedia: Science, technology, and applications*. Hoboken, John Wiley & Sons, 2011. 624 p.

KUROSE, R.; IKEDA, M.; MAKINO, H. Combustion characteristics of high ash coal in a pulverized coal combustion. *Fuel*, 80(10), p. 1447-1455, 2001.

LANSE, A. *Adapting to climate change*. Minnesota, Essential Libraries, ABDO Publishing, 2015.

LEE, W. et al. Assessment of energy performance and air pollutant emissions in a diesel engine generator fueled with water-containing ethanol-biodiesel-diesel blend of fuels. *Energy*, 36, p. 5591-559, 2011.

LUCENA, A. F. P. et al. Climate policy scenarios in Brazil: a multi-model comparison for energy. *Energy Economics under review*. 2014.

MABE. *360 MW UTE Porto do Itaquí Coal Fired Power Plant – New Schedule 3 – UTE Itaquí Project* (No. MPR-ITA-L-181). 2009.

MAN. *Waste Heat Recovery System (WHRS) for Reduction of Fuel Consumption, Emissions and EEDI*. Augsburg, Alemanha. 2014.

MARRECO, J. M.; PEREIRA, A. P.; TAVARES, M. E. Perspectivas para a geração termelétrica a carvão. *Revista Brasileira de Energia*, v. n.12, 2007.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY – MIT. *The future of Coal – options for a carbon-constrained world*. Massachusetts, EUA. 2007.

MPX. *Caraterísticas de carvões colombianos*. Comunicação pessoal. 2010.

NOGUEIRA, L. et al. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 24, p. 115-123, 2014.

NUCLEAR REGULATORY COMMISSION – NRC. *Website oficial*. 2014. Disponível em: <<http://www.nrc.gov>>. Acesso em: 10 maio 2014.

OSPAR. *UK report on application of best available techniques (BAT) in civil nuclear facilities*. Report, Londres, Reino Unido. 2013.

PEREIRA GOMES, A. J.; CRUZ, P. R.; PINHEIRO BORGES, L. Recursos minerais industriais e energéticos. In: BIZZI, L. A. et al. (eds.). *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil*. Brasília: CPRM, 2003.

PEUKER, K.; FAGUNDES, L. Emissões fugitivas na mineração e beneficiamento do carvão mineral. In: *Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa*. Brasília: MCT, 2006.

PICKARD, A.; MEINECKE, G. *The future role of fossil power generation*. Siemens AG, Erlangen, Alemanha. 2011.

PIRES, M. Comunicação pessoal. 2014.

RUBIN, E., et al. *Development and application of optimal design capability for coal gasification systems, in technical documentation: integrated gasification combined cycle systems (IGCC) with carbon capture and storage (CCS)*. Contract number DE-AC21- 92MC29094, DOE/NETL, Pittsburgh, EUA. 2007.

SANTOS, R. *A energia nuclear no sistema elétrico brasileiro*. 2014. 168 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Coppe/PPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

SCHAEFFER, R. et al. *Estado-da-arte da captura e armazenamento de dióxido de carbono proveniente de UTE a carvão*. MPX Energia. Relatório Final, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

SIEMENS. *Flex-Plant™ Solutions: Flexibility for all your generation needs*. Brochure, Florida, EUA. 2014.

SILVA R. B. et al. Monitoring light hydrocarbons in Brazilian coal mines and in confined coal samples. *International Journal of Coal Geology*, v. 84, p. 269-275, 2010.

SIMAS, E. *Potencial de uso do carvão mineral na segurança energética nacional*. 2014. Disponível em: <<http://www.crm.rs.gov.br>>. Acesso em: 14 abr. 2014.

SOMERS, J. M.; SCHULTZ, H. L. Thermal oxidation of coal mine ventilation air methane. 12TH U.S./NORTH AMERICAN MINE VENTILATION SYMPOSIUM, 2008.

SPLIETHOFF, H. *Power generation from solid fuels*. Heidelberg; New York: Springer, 2010.

STAMM, H. R. Comunicação pessoal. 2014.

SÜFFERT, T. *Carvão nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina*. Porto Alegre: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 1997.

TSAI, J. et al. PM, carbon, and PAH emissions from a diesel generator fuelled with soy-biodiesel blends. *Journal of Hazardous Materials*, 179, p. 237-243, 2010.

UNSCEAR. *Sources and effects of ionizing radiation*. Report, UN, New York, EUA. 2008.

USA. Department of Energy – DOE. *The importance of flexible electricity supply*. DOE/GO-102011-3201. 2011. Disponível em: <<http://www.eere.energy.gov>>. Acesso em: 10 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. DOE/NETL-2007/1281, Final Report. Pittsburg, PA: DOE/NETL, 2007.

_____. *Cost and performance baseline for fossil energy plants*. Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity. DOE/NETL-2010/1397, Revision 2. Pittsburg, PA: DOE/NETL, 2010.

_____. *Cost and performance baseline for fossil energy plants*. Volume 3b: Low Rank Coal to Electricity: Combustion Cases. DOE/NETL-2011/1463. Pittsburg, PA: DOE/NETL, 2011.

_____. *Cost and performance baseline for fossil energy plants*. Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity. DOE/NETL-2007/1281, Final Report. Pittsburg, PA: DOE/NETL, 2007.

_____. *Cost and performance baseline for fossil energy plants*. Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity. DOE/NETL-2010/1397, Revision 2a. Pittsburg, PA: DOE/NETL, 2013.

USA. Environmental Protection Agency – USEPA. *Coal Mine Methane Project Cash Flow Model*. 2011. Disponível em: <http://www.epa.gov/coalbed/resources/cashflow_model.html>. Acesso em: 14 abr. 2014.

_____. *Energy from ventilation air methane (VAM) using oxidation technologies*. Coalbed Methane Outreach Program Technical Options Series. 430-F-04-015, 2004.

_____. *Global Mitigation of Non-CO₂ Greenhouse Gases: 2010 – 2030*. EPA Report 430R13011. 2013. Disponível em: <<http://www.epa.gov/climatechange/EPAactivities/economics/nonco2mitigation.html>>. Acesso em: 14 abr. 2014.

VERTES, A. et al. *Handbook of Nuclear Chemistry*. 2. ed. Springer, EUA. 2011.

WARTSILLA. *FLEXICYCLE™ Power Plants*. Brochure. 2014b. Disponível em: <<http://www.wartsilla.com/>>. Acesso em: 1 jul. 2014b.

_____. *Liquid biofuel power plants*. Brochure. 2014. Disponível em: <<http://www.wartsilla.com/>>. Acesso em: 1 jul. 2014a.

WESTINGHOUSE. *AP1000 Nuclear Power Plant BAT Assessment*. Report UKP-GW-GL-026. 2014. Disponível em: <<http://www.ukap1000application.com>>. Acesso em: 8 jul. 2014.

WOOD, G. H. J. et al. *Coal Resource Classification System of the U.S.* Geological Survey. 1981. Disponível em: <<http://pubs.usgs.gov/circ/c891/glossary.htm>>. Acesso em: 27 ago. 2013.

WORLDCOAL. *Coal statistics*. 2014. Disponível em: <<http://www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/>>. Acesso em: 16 ago. 2014.

XENERGY. *United states industrial electric motor systems market opportunities Assessment*. 1998. Oak Ridge National Laboratory, EUA. 1998.

YUSUF, R. O. et al. Methane emission by sectors: A comprehensive review of emission sources and mitigation methods. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 5059-5070, 2012.

