

ENERGIA TERMELÉTRICA

GÁS NATURAL, BIOMASSA, CARVÃO, NUCLEAR

MAURICIO T. TOLMASQUIM
(coordenador)



ENERGIA TERMELÉTRICA

GÁS NATURAL, BIOMASSA, CARVÃO, NUCLEAR

MAURICIO T. TOLMASQUIM
(coordenador)



Copyright © 2016 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

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

Coordenação geral do projeto editorial Mauricio Tiomno Tolmasquim

Capa: *Carlos Henrique Brasil de Carvalho*

Formatação do Texto: *William Pimentel Berk de Queiroz*

Tolmasquim, Mauricio Tiomno

Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear / Mauricio Tiomno
Tolmasquim (coord). – EPE: Rio de Janeiro, 2016

417p.: il; 21 x 29,7cm

Inclui bibliografia e índice

ISBN 978-85-60025-05-3

1. Energia Elétrica – Brasil. 2. Setor Elétrico – Brasil. 3. Termoeletricidade. 4. Gás Natural. 5. Bioeletricidade. 6. Carvão Mineral. 7. Energia Nuclear. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.



Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

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

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

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

Coordenação Geral
Mauricio Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica
Giovani Vitória Machado
Isaura Frega
Jeferson Borghetti Soares
Luciano Basto Oliveira

Capítulos

Planejamento e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

Renata Nogueira Francisco de Carvalho
Renato Haddad Simões Machado

Revisores

Angela Regina Livino de Carvalho

Gás Natural

Bianca Nunes de Oliveira
Ricardo Moreira dos Santos

Análise Socioambiental

Guilherme de Paula Salgado
Marcos Ribeiro Conde
Mariana Lucas Barroso
Verônica S. M. Gomes

Revisores

José Mauro Ferreira Coelho
Marcia Andreassy

Biomassa

Daniel Kuhner Coelho
Henrique dos Prazeres Fonseca
Marcelo Costa Almeida

Análise Socioambiental

Ana Dantas M. de Mattos
Leonardo de Sousa Lopes
Marcos Ribeiro Conde
Mariana Lucas Barroso
Rodrigo Vellardo Guimarães

Revisores

Angela Oliveira da Costa
Rachel Martins Henriques

Carvão Mineral

Andre Luiz Rodrigues Osorio

Análise Socioambiental

Guilherme de Paula Salgado
Mariana Lucas Barroso
Marcos Ribeiro Conde

Revisores

Hermes Trigo da Silva

Nuclear

Andre Luiz Rodrigues Osorio

Análise Socioambiental

Cristiane Moutinho Coelho
Guilherme de Paula Salgado
Marcos Ribeiro Conde
Mariana Lucas Barroso

Revisores

Carlos Henrique Brasil de Carvalho
Paulo Roberto Amaro

Agradecimentos

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

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

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

MAURICIO T. TOLMASQUIM

Apresentação

Visando a subsidiar e a esclarecer tomadores de decisão no governo e no setor privado, membros da academia, organizações ambientais, e demais setores da sociedade com interesse na questão da energia elétrica no Brasil, o presente livro “Energia Termelétrica” tem como objetivo caracterizar o aproveitamento elétrico a partir da biomassa, gás natural, carvão mineral e urânio no País, apresentando para cada uma dessas fontes o panorama mundial e nacional da termelétricidade, a estrutura da cadeia do combustível, a caracterização técnica e econômica, as questões socioambientais e o potencial de geração, entre outros aspectos.

Juntamente com o livro “Energia Renovável” (em que são consideradas as fontes hidráulica, biomassa, eólica, solar e oceânica), ambos têm sua gênese na demanda de estudos de planejamento energético feita pelo Tribunal de Contas da União – TCU ao Ministério de Minas e Energia (MME) e encaminhada à Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- potencial e papel do gás natural para a geração termelétrica (disponibilidade, flexibilidade operativa, preços, recursos não convencionais, GNL e importação);
- papel da energia nuclear na estratégia nacional (percepção de riscos e elevação dos custos pós-Fukushima, domínio do ciclo completo de produção do elemento combustível e a possibilidade de sua exportação - escala de produção e competitividade);
- participação das energias renováveis no horizonte de longo prazo (disponibilidade de biomassa, participação de usinas térmicas na base).
- usinas a biomassa: elevação do período de disponibilização de combustível (bagaço, ponta-palha, RSA) para a geração termelétrica, custos, competitividade do uso da ponta-palha, competição com a produção de etanol;
- papel do carvão mineral na estratégia nacional (possibilidade de importação de carvão, custo do CCS, custo de compensação/mitigação de emissões (MDL), coqueima com biomassa e/ou gás natural);
- características da indústria nacional de equipamentos.

Dessa forma, este livro, composto de cinco capítulos, é o resultado dos estudos conduzidos pela EPE em relação ao funcionamento do sistema elétrico nacional e às fontes associadas à termelétricidade na matriz elétrica brasileira, compreendendo-se que o funcionamento das usinas termelétricas resulta em um seguro nos períodos de escassez hidrológica ou de indisponibilidade de geração eólica e solar, contribuindo para a garantia do suprimento de energia e reduzindo o risco de déficit no sistema.

O capítulo 1 descreve o funcionamento do sistema elétrico brasileiro, no que concerne à segurança do abastecimento com modicidade tarifária, considerando a ordem de mérito do despacho das usinas, a estrutura de transmissão, a complementaridade entre as fontes, o risco de déficit, a programação operacional e o planejamento energético. Por seu caráter sistêmico, este capítulo faz parte dos dois livros, este sobre termelétricas e o sobre energias renováveis.

No capítulo 2 aborda-se a geração termelétrica a gás natural, destacando-se seu importante papel de complementação da geração hidrelétrica, além de oferecer flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional. Em particular, devido à expansão das fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, a termelétrica a gás natural tem sido apontada como uma tecnologia adequada para ser acionada nos períodos de indisponibilidade da geração a partir dos ventos e do sol.

O potencial teórico de expansão das termelétricas a gás natural é estimado em até 27.000 MW, levando em conta prioritariamente a expansão de usinas em ciclo combinado.

Nesse sentido, um dos principais desafios ao aproveitamento dessa fonte é a disponibilidade do gás natural e a que preço. Incertezas como a necessidade de expansão da infraestrutura de transporte de gás vinculada à oferta do combustível, por sua vez condicionada a uma demanda que pode ou não ser firme no horizonte de longo prazo, podem afetar a expansão da geração termelétrica a gás natural e levar à necessidade de utilização de outros combustíveis, como o óleo diesel e o carvão mineral, este exclusivamente na base, ou outras fontes de energia menos favoráveis em termos econômicos ou ambientais.

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

Por outro lado desafios à maior participação da biomassa como fonte de energia elétrica ainda se impõem de modo geral e especificamente a cada tipo de biomassa. De modo geral, os custos de investimento em bioeletricidade devem considerar plantas de pré-processamento e armazenamento da biomassa. Especificamente, pode-se citar, entre outros, os desafios relacionados à questão da produtividade e qualidade da cana, os custos mais elevados das tecnologias mais eficientes, elevado grau de endividamento das usinas, a melhoria no escoamento da bioeletricidade no caso da biomassa da cana; já no caso da lenha, o desenvolvimento de tecnologias avançadas de conversão da lenha em energia, para aumento da produtividade dos plantios entre outros; e, por fim, no caso da geração elétrica a partir dos resíduos, o desenvolvimento técnico e comercial em larga-escala de plantas com alta eficiência e à garantia de fornecimento contínuo a um preço baixo.

O capítulo 4 trata da geração termelétrica a carvão mineral que, em função dos seus impactos ambientais, tem sido fortemente questionada em todo o mundo. O desenvolvimento de tecnologias com maior eficiência de conversão de energia tem se mostrado essencial para o maior aproveitamento da fonte, uma vez que a intensidade de emissões de gases produtores do efeito estufa do carvão é significativamente superior à de outros combustíveis, como o gás natural. Adicionalmente, para o carvão mineral existe a preocupação com a emissão de poluentes atmosféricos.

Ainda que o carvão brasileiro apresente um baixo poder calorífico e elevados teores de cinzas e enxofre, a disponibilidade de reservas dessa fonte fóssil e o desenvolvimento de tecnologias menos poluentes sugerem que a geração térmica a carvão apresente um grande potencial de expansão, que atinge 17.000 MW. No que se refere ao rendimento, a referência mundial aponta para desempenho médio em torno de 32%. Nas usinas mais novas, como plantas que utilizam tecnologia à combustão pulverizada, os rendimentos alcançam rendimentos maiores (35%), podendo chegar a mais de 40% em plantas que operam com ciclo supercrítico (SC) ou ultra supercrítico (USC). Para estas plantas se faz necessário carvões de qualidade superior.

O principal desafio para o aproveitamento dessa fonte diz respeito ao impacto relativo às emissões atmosféricas e à implantação de tecnologia de mitigação de impactos ambientais. A evolução das tecnologias existentes em direção às tecnologias de baixas emissões traduz-se na incorporação de sistemas de captura de dióxido de carbono (CO₂) e, em contrapartida, no aumento de custos de investimento das tecnologias de carvão pulverizado e de Gaseificação Integrada a Ciclo Combinado (IGCC).

No capítulo 5 aborda-se a geração termelétrica nuclear, cujo aproveitamento do potencial de 10.300 MW requer a resolução de desafios regulatórios e estruturais, dentre os quais pode-se citar a constituição do marco regulatório e comercial, o investimento necessário ao domínio do ciclo do combustível e a política de gestão dos resíduos nucleares.

O estabelecimento de marco regulatório e comercial para o setor teria como principal objetivo conseguir a segregação das atividades de fomento, pesquisa, produção e desenvolvimento das de regulação, licenciamento e fiscalização. Na questão do arranjo comercial, é de fundamental importância sanar as lacunas referentes à regulamentação tarifária das usinas nucleares e, por conseguinte, sua viabilidade econômico-financeira por meio da participação do capital privado no empreendimento de geração nuclear.

O domínio completo do ciclo do combustível em escala industrial e a estruturação do ciclo do combustível para atendimento à demanda proporcionarão a ampliação da

capacidade produtiva do urânio (back end) e o domínio sobre o processo de enriquecimento em escala industrial (front end).

A solução para a questão do gerenciamento dos rejeitos de alta radioatividade e a tecnologia de reatores que servirá de plataforma para a expansão constituem-se entraves a serem equacionados para a viabilização de novos projetos, possibilitando mitigar a aversão ao risco e a relutância das comunidades em aceitar a implantação de repositórios de rejeitos radioativos nos seus respectivos arredores.

MAURICIO T. TOLMASQUIM

Sumário

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	19
1 INTRODUÇÃO	19
2 SISTEMA EXISTENTE E OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	21
2.1 ETAPAS DA OPERAÇÃO E MODELOS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS.....	26
3 DESAFIOS DA OPERAÇÃO FUTURA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	27
3.1 DESAFIOS PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA FUTURA DO SIN	29
3.2 RELAÇÃO ENTRE CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO E MERCADO	29
3.3 ATENDIMENTO A DEMANDA HORÁRIA	34
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	35
5 REFERÊNCIAS	35
GÁS NATURAL.....	36
1 INTRODUÇÃO	36
2 PANORAMA DE RECURSOS, RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL	37
2.1 CONCEITOS	37
2.2 PANORAMA MUNDIAL.....	42
2.2.1 Reservas, produção, consumo e exportação e importação	42
2.2.2 Uso termelétrico do gás natural no mundo	49
2.3 PANORAMA NACIONAL.....	51
2.3.1 Reservas, produção, oferta e consumo	51
2.3.2 Uso termelétrico de gás natural no Brasil	58
3 ESTRUTURA DA CADEIA DE GÁS NATURAL PARA ATENDIMENTO ÀS TERMELÉTRICAS	62
3.1 UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL (UPGN).....	62
3.2 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL POR DUTOS	64
3.3 GÁS NATURAL LIQUEFEITO	66
3.4 ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA	68
4 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DE GERAÇÃO ELÉTRICA A GÁS NATURAL.....	70
4.1 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO.....	70
4.2 TECNOLOGIAS E INOVAÇÕES.....	74

4.2.1	Termelétricas a vapor	74
4.2.2	Termelétricas de turbinas a gás operando em ciclo simples.....	76
4.2.3	Termelétricas de ciclo combinado	78
4.2.4	Termelétricas com motores de combustão interna alternativos.....	80
4.2.5	Termelétricas de cogeração	82
4.3	INDÚSTRIA DE EQUIPAMENTOS	85
5	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA.....	88
5.1	INTRODUÇÃO.....	88
5.2	ASPECTOS OPERACIONAIS.....	89
5.3	ASPECTOS ECONÔMICOS	93
5.3.1	Custos de investimento	93
5.3.2	Custo de operação e manutenção	94
5.3.3	Custo do combustível	95
5.3.4	Custo nivelado.....	96
6	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	98
6.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	98
6.2	BENEFÍCIOS	98
6.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO	99
6.3.1	Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica	100
6.3.2	Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas	105
6.3.3	Considerações sobre os impactos da cadeia	106
6.4	DESAFIOS E GESTÃO.....	108
7	CONCLUSÕES	109
7.1	O PAPEL DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL	109
7.2	POTENCIAL DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL.....	109
7.3	DESAFIOS PARA A EXPANSÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL	111
8	REFERÊNCIAS	112
	BIOMASSA	120
1	INTRODUÇÃO.....	120
2	PANORAMA.....	124
2.1	PANORAMA MUNDIAL.....	124
2.2	PANORAMA NACIONAL	130
2.2.1	Parque Gerador a Biomassa	130

2.2.2	A Bioeletricidade nos Leilões de Energia do Mercado Regulado	134
2.2.3	A Bioeletricidade nos Mercados Livre e de Curto Prazo.....	139
3	RECURSOS ENERGÉTICOS.....	140
3.1	PREMISSAS DA DISPONIBILIDADE DE RECURSOS PARA BIOELETRICIDADE	141
3.1.1	Uso do Solo e Disponibilidade de Terra para Expansão das Atividades Agrícola, Pecuária e Florestal.....	141
3.1.2	Condicionantes da Disponibilidade de Resíduos Sólidos Urbanos.....	144
3.2	BIOMASSA DA CANA.....	146
3.2.1	Produção de Cana e Etanol	148
3.2.2	Disponibilidade de Biomassa de Cana	149
3.2.3	Sazonalidade da oferta de biomassa de cana	151
3.3	BIOMASSA DE FLORESTAS ENERGÉTICAS	152
3.4	BIOMASSAS RESIDUAIS.....	154
3.4.1	Biomassas Residuais da Atividade Agrícola (Exceto cana-de-açúcar).....	154
3.4.2	Biomassas Residuais da Atividade Pecuária	156
3.4.3	Resíduos Sólidos Urbanos	158
4	ESTADO DA ARTE NA GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE	160
4.1	GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE COM CICLO VAPOR.....	161
4.1.1	Ciclo Vapor na Cogeração e na Geração Elétrica com Biomassa	162
4.2	GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE COM CICLO À GÁS E COM CICLO COMBINADO	165
4.2.1	Aproveitamento de Biomassas Sólidas em Ciclo a Gás e Ciclo Combinado ..	165
4.2.2	Aproveitamento de Biocombustíveis Líquidos e Gasosos com Ciclo à Gás e Ciclo Combinado	167
4.3	CONJUNTO MOTOGERADOR.....	167
4.4	BIODIGESTÃO ANAERÓBIA	169
4.4.1	Biodigestor Modelo Chinês	171
4.4.2	Biodigestor Modelo Indiano	173
4.4.3	Biodigestor Modelo Canadense	174
4.5	RESUMO DAS TECNOLOGIAS.....	175
5	ESTRUTURA DAS CADEIAS ENERGÉTICAS.....	176
5.1	BIOMASSA DEDICADA	177
5.2	BIOMASSA RESIDUAL	177
5.2.1	Biomassa Residual Dispersa	177
5.2.2	Biomassa Residual Concentrada	178
5.2.3	Biomassa Residual Distribuída	178

6	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	179
6.1	PARÂMETROS GERAIS	179
6.2	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA BIOELETRICIDADE DA CANA-DE-AÇÚCAR.....	180
6.2.1	Custos do Empreendimento Termelétrico com Biomassa de Cana	180
6.2.2	Custo dos Combustíveis.....	180
6.3	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA BIOELETRICIDADE DE FLORESTAS ENERGÉTICAS...	183
6.3.1	Custos dos Empreendimentos	183
6.3.2	Custo do Combustível.....	183
6.4	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DA BIOELETRICIDADE DE RESÍDUOS.....	184
6.4.1	Custos dos Empreendimentos	184
6.4.2	Custos da Biomassa de Resíduos	185
6.5	CUSTO NIVELADO DA BIOELETRICIDADE E PREÇO NOS LEILÕES DE ENERGIA	187
7	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	189
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	189
7.2	BENEFÍCIOS	190
7.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO	191
7.3.1	Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica	192
7.3.2	Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas	198
7.3.3	Considerações sobre os impactos da cadeia.....	199
7.4	DESAFIOS E GESTÃO	200
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	201
8.1	POTENCIAL DE OFERTA DA BIOELETRICIDADE.....	201
8.1.1	Potencial da Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar	203
8.1.2	Potencial da Bioeletricidade de Florestas Energéticas	204
8.1.3	Potencial da Bioeletricidade de Resíduos em Geração Centralizada.....	205
8.1.4	Potencial da Bioeletricidade em Geração Distribuída	207
8.1.5	Potencial Agregado da Bioeletricidade.....	208
8.2	DESAFIOS.....	209
8.2.1	Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar.....	209
8.2.2	Bioeletricidade de Florestas Energéticas.....	211
8.2.3	Bioeletricidade de Resíduos	212
9	REFERÊNCIAS	213
	CARVÃO.....	217
1	INTRODUÇÃO	217

2	PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DA GERAÇÃO A CARVÃO MINERAL	219
2.1	PANORAMA MUNDIAL DA GERAÇÃO A CARVÃO	220
2.2	PANORAMA NACIONAL DA GERAÇÃO A CARVÃO	224
2.2.1	Empreendimentos previstos de geração a carvão mineral	227
2.3	FLUXOS INTERNACIONAIS DE CARVÃO MINERAL	229
2.3.1	Panorama mundial das reservas de carvão	235
3	LEVANTAMENTO DOS RECURSOS E RESERVAS DE CARVÃO MINERAL NO BRASIL	237
3.1	CONCEITOS BÁSICOS EMPREGADOS NA DEFINIÇÃO DE RESERVAS DE CARVÃO MINERAL	237
3.1.1	As reservas de carvão mineral	240
3.1.2	A produção brasileira de carvão	244
3.1.3	Importação de carvão	249
4	ESTRUTURA DA CADEIA DO CARVÃO MINERAL PARA ATENDIMENTO ÀS TERMELÉTRICAS	251
4.1	MÉTODOS DE MINERAÇÃO	252
4.1.1	Mineração a céu aberto	253
4.2	MINERAÇÃO SUBTERRÂNEA	255
4.3	BENEFICIAMENTO	258
4.3.1	Fragmentação	259
4.3.2	Classificação	261
4.3.3	Concentração	262
4.3.4	Flotação	263
4.3.5	Desaguamento	264
4.4	TRANSPORTE E LOGÍSTICA	265
4.4.1	Carvão nacional	265
4.4.2	Carvão importado	267
5	ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DO CARVÃO NACIONAL EM ENERGIA ELÉTRICA.	268
5.1	TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO PARA O MUNDO E BRASIL	270
5.1.1	Carvão Pulverizado	272
5.1.2	Carvão em Leito Fluidizado	274
5.1.3	Sistemas de ciclo combinado com gaseificação integrada (IGCC)	277
6	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA	279
6.1	ASPECTOS OPERACIONAIS	279
6.2	ASPECTOS ECONÔMICOS	283
6.2.1	Custos de Investimento	283

6.2.2	Custos de O&M	285
6.2.3	Custo de Combustível	287
6.2.4	Custo Nivelado	290
7	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	291
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	291
7.2	BENEFÍCIOS	292
7.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO	293
7.3.1	Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica	293
7.3.2	Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas:	299
7.3.3	Material particulado (MP)	300
7.3.4	Óxidos de enxofre (SOx)	303
7.3.5	Óxidos de nitrogênio (NOx)	304
7.3.6	Coqueima	305
7.3.7	Carbon Capture and Storage – CCS	307
7.3.8	Considerações sobre os impactos da cadeia	310
7.4	DESAFIOS E GESTÃO.....	313
8	CONCLUSÃO	314
8.1	POTENCIAL DE GERAÇÃO A CARVÃO MINERAL	314
8.2	DESAFIOS PARA A EXPANSÃO A CARVÃO MINERAL.....	315
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	316
	NUCLEAR.....	319
1	INTRODUÇÃO	319
2	PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DA ENERGIA NUCLEAR	320
2.1	PANORAMA MUNDIAL.....	320
2.1.1	Fluxos internacionais – Reservas e Produções internacionais	327
2.2	PANORAMA BRASILEIRO	335
2.2.1	Organização do Setor Nuclear Brasileiro	335
2.2.2	Geração Nuclear no Brasil	338
3	LEVANTAMENTO DOS RECURSOS E RESERVAS DE URÂNIO NO BRASIL	341
3.1	CONCEITOS BÁSICOS EMPREGADOS NA DEFINIÇÃO DE RESERVAS DE URÂNIO	341
3.2	RECURSOS NACIONAIS.....	343
3.2.1	As reservas brasileiras de urânio	343
4	ESTRUTURA DA CADEIA DO ELEMENTO COMBUSTÍVEL	348

4.1	CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	348
4.1.1	Mineração e Beneficiamento	349
4.1.2	Conversão.....	352
4.1.3	Enriquecimento.....	353
4.1.4	Reconversão.....	357
4.1.5	Fabricação de pastilhas de UO ₂ e dos elementos combustíveis	358
4.1.6	Reprocessamento de combustível.....	360
5	ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DO URÂNIO EM ENERGIA ELÉTRICA.	361
5.1	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO.....	361
5.2	TECNOLOGIAS E INOVAÇÕES	364
5.2.1	Tipos de reatores	364
5.2.2	Descomissionamento	369
5.2.3	Sistemas de segurança	372
6	CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA.....	377
6.1	ASPECTOS OPERACIONAIS.....	377
6.2	ASPECTOS ECONÔMICOS	383
6.2.1	Custo do Combustível - Mercado do urânio	387
6.2.2	Descomissionamento	390
6.2.3	Custo Nivelado	392
7	ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS	393
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	393
7.2	BENEFÍCIOS.....	394
7.3	PRINCIPAIS IMPACTOS E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO	395
7.3.1	Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica.....	395
7.3.1	Considerações sobre os impactos da cadeia.....	401
7.4	DESAFIOS E GESTÃO.....	408
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	408
8.1	POTENCIAL DA GERAÇÃO TERMONUCLEAR.....	409
8.2	DESAFIOS PARA A EXPANSÃO TERMONUCLEAR	413
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	415

Planejamento e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

1 INTRODUÇÃO

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

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

A Figura 1 ilustra algumas destas características.

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

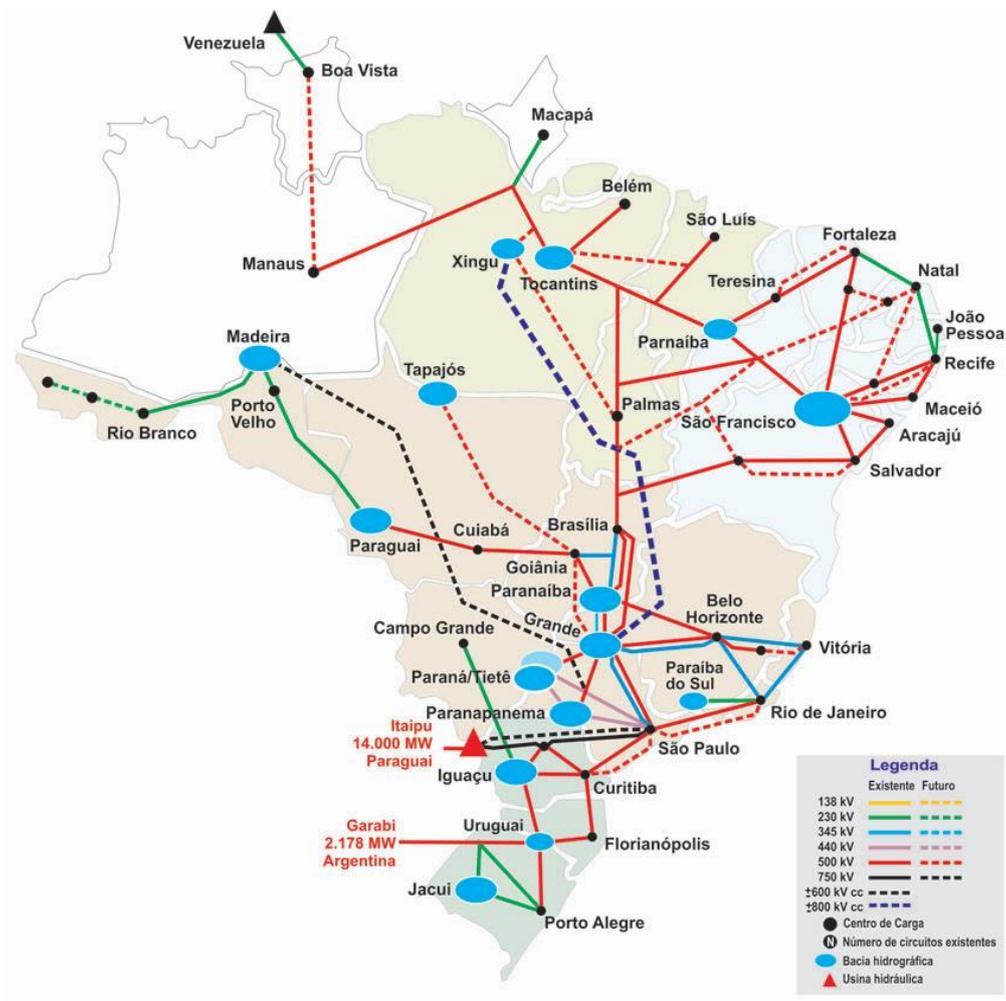


Figura 1 Integração Eletroenergética do Sistema Elétrico Brasileiro – 2015

Fonte: ONS (2015)

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

2 SISTEMA EXISTENTE E OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

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

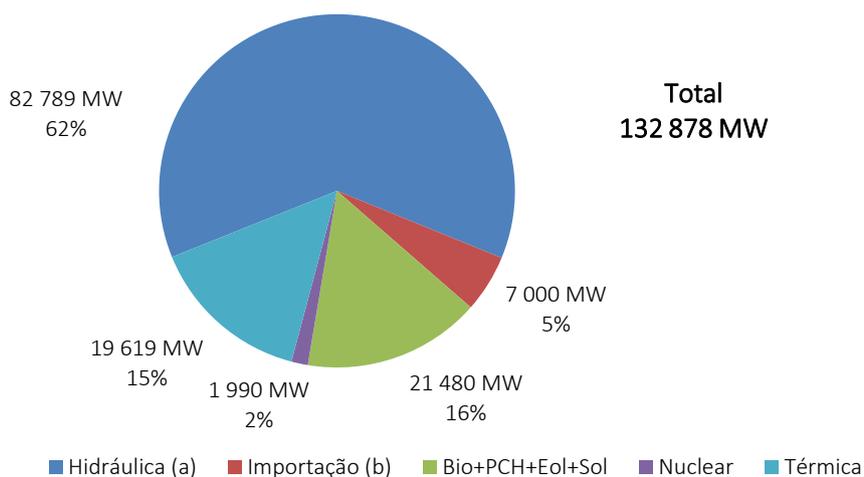


Figura 2 Capacidade Instalada no SIN em dezembro de 2014

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

(b) Importação da parcela Paraguaia da UHE Itapu.

Fonte: EPE (2015)

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

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

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

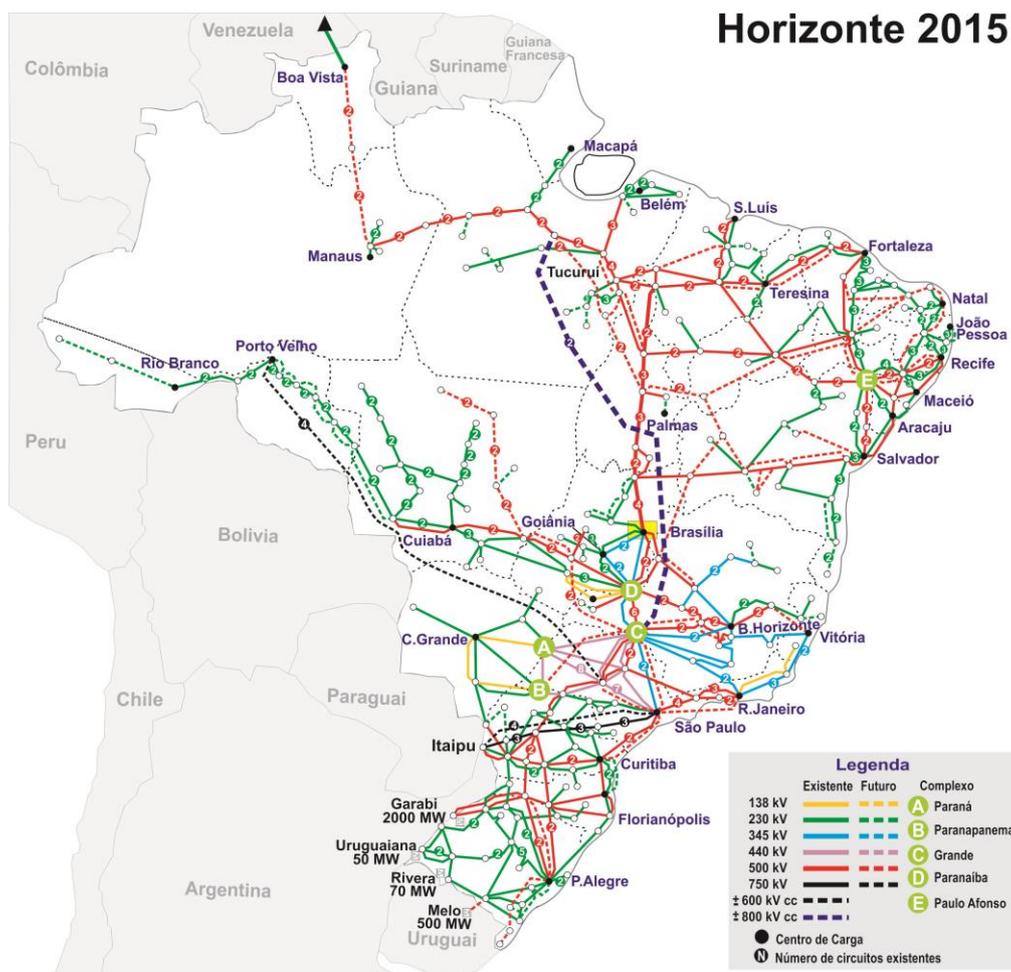


Figura 3 Sistema de Transmissão – Horizonte 2015

Fonte: ONS (2015)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

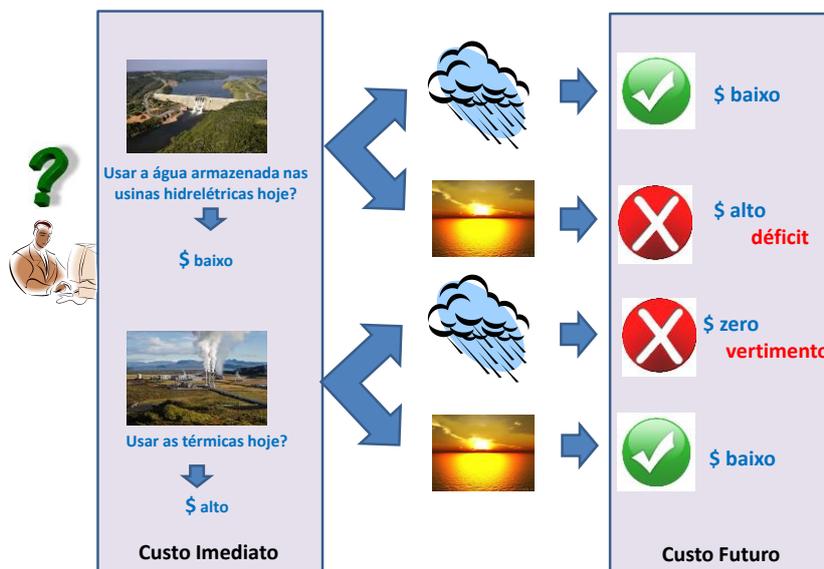


Figura 4 Dilema do Operador – Acoplamento temporal das decisões

Fonte: Elaboração Própria

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

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

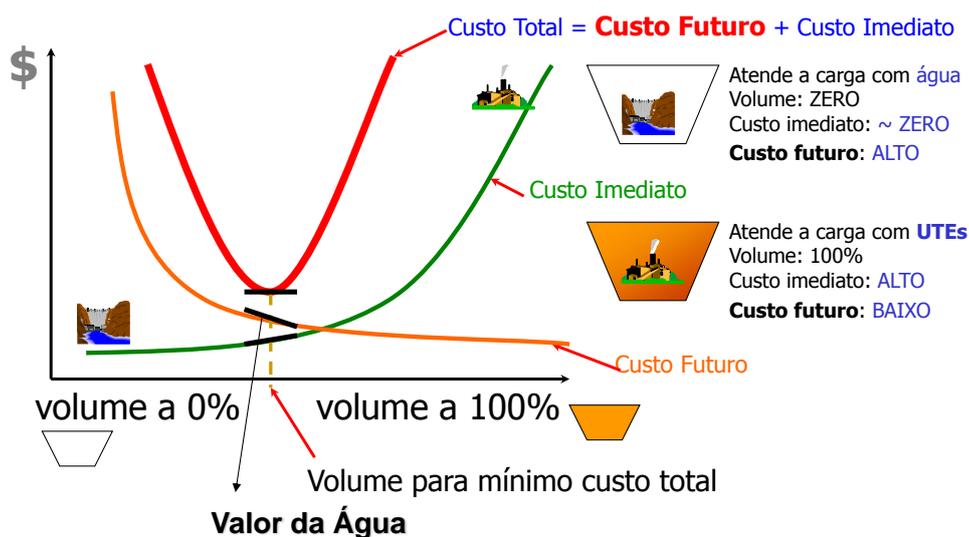


Figura 5 Minimização do Custo de Operação

Fonte: ONS, 2006

Em resumo, com as características do sistema apresentadas:

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

- Incertezas com relação a disponibilidade de equipamentos;

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

2.1 Etapas da Operação e Modelos Computacionais Utilizados

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



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

Fonte: Adaptado de ONS, 2006

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

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

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

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

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

3 DESAFIOS DA OPERAÇÃO FUTURA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

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

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

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

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

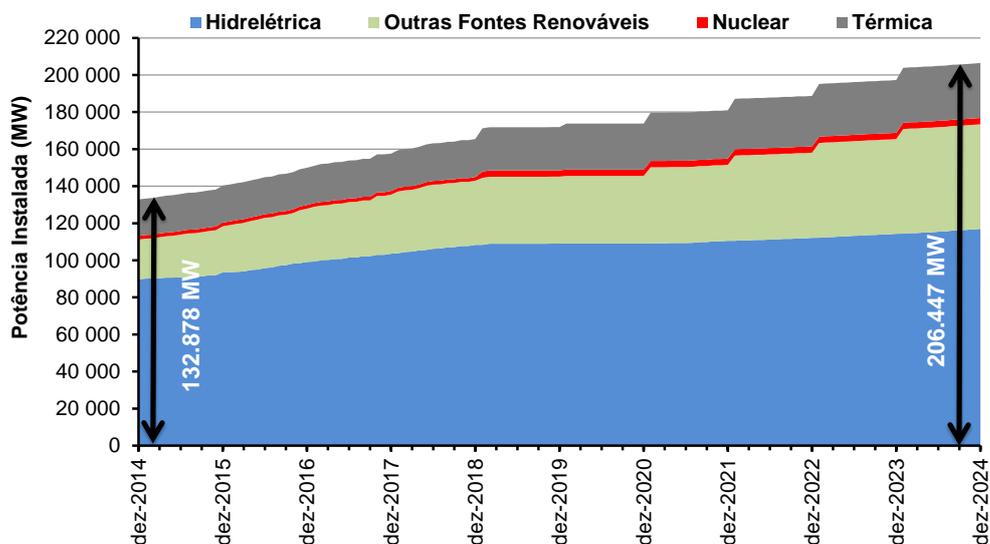


Figura 7 Evolução da capacidade instalada no SIN 2014-2024

Fonte: EPE (2015)

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

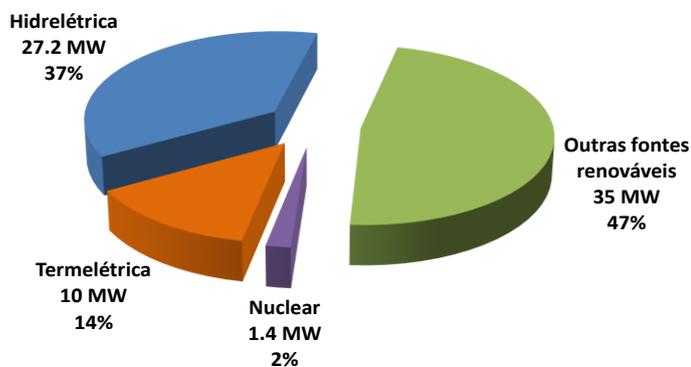


Figura 8 Participação das fontes na capacidade instalada 2015-2024

Fonte: EPE (2015)

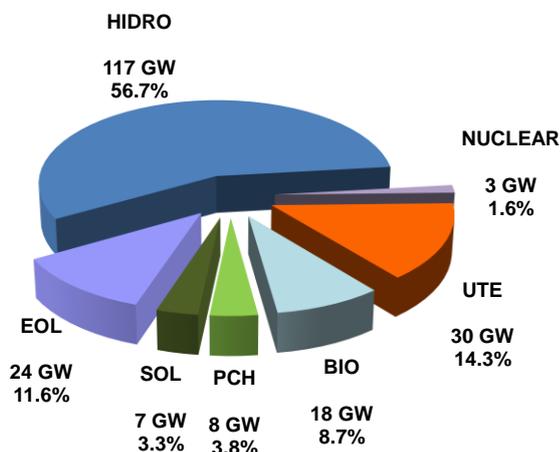


Figura 9 Participação das fontes de geração na capacidade instalada em dezembro/2024

Fonte: EPE (2015)

3.1 Desafios para a operação energética futura do SIN

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

3.2 Relação entre capacidade de armazenamento e mercado

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

constituem a forma mais adequada de estoque de energia para garantir o fornecimento nas situações mais críticas.

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

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

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

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

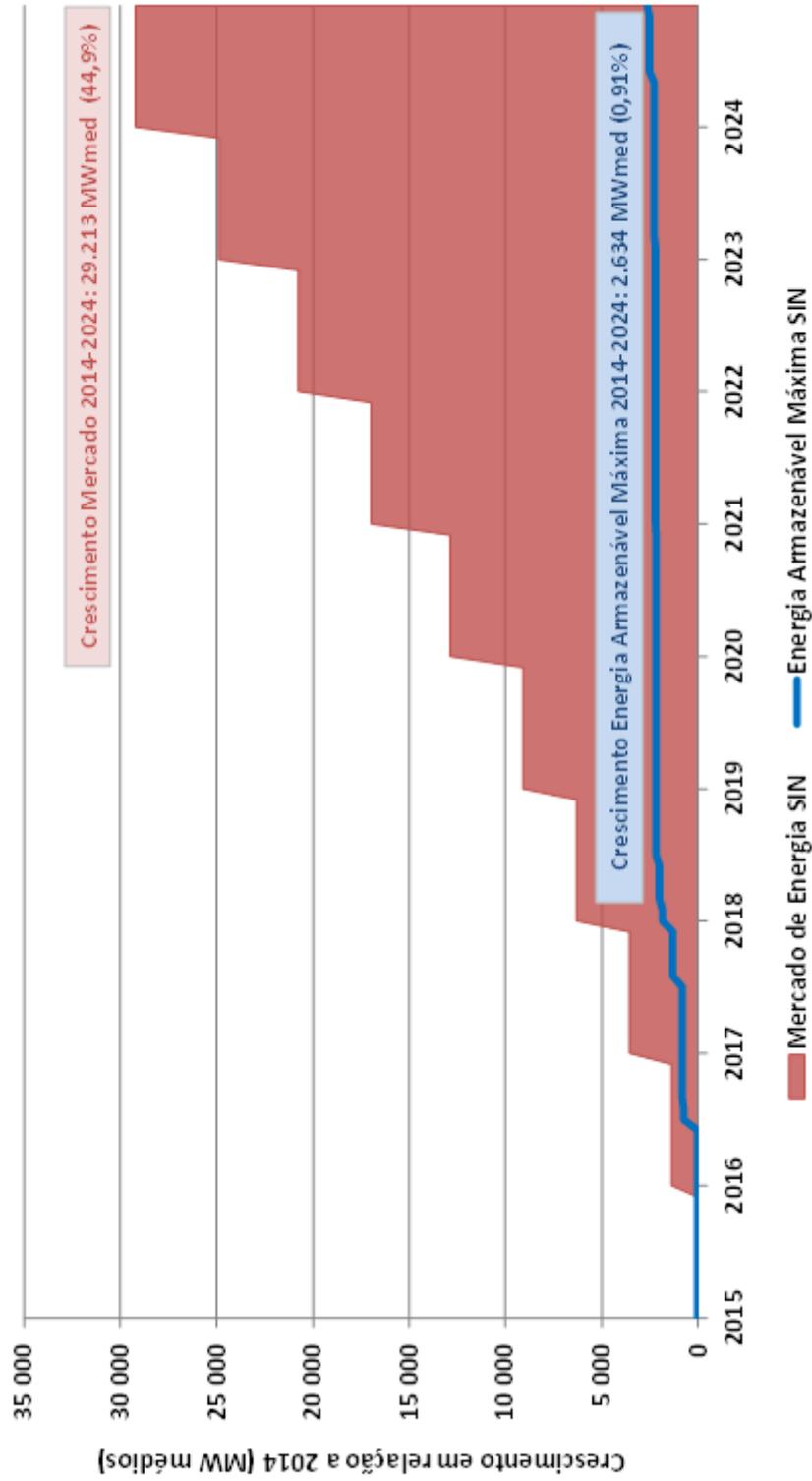


Figura 10 Crescimento do Mercado de Energia do SIN x Energia Armazenável Máxima

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

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

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

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

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

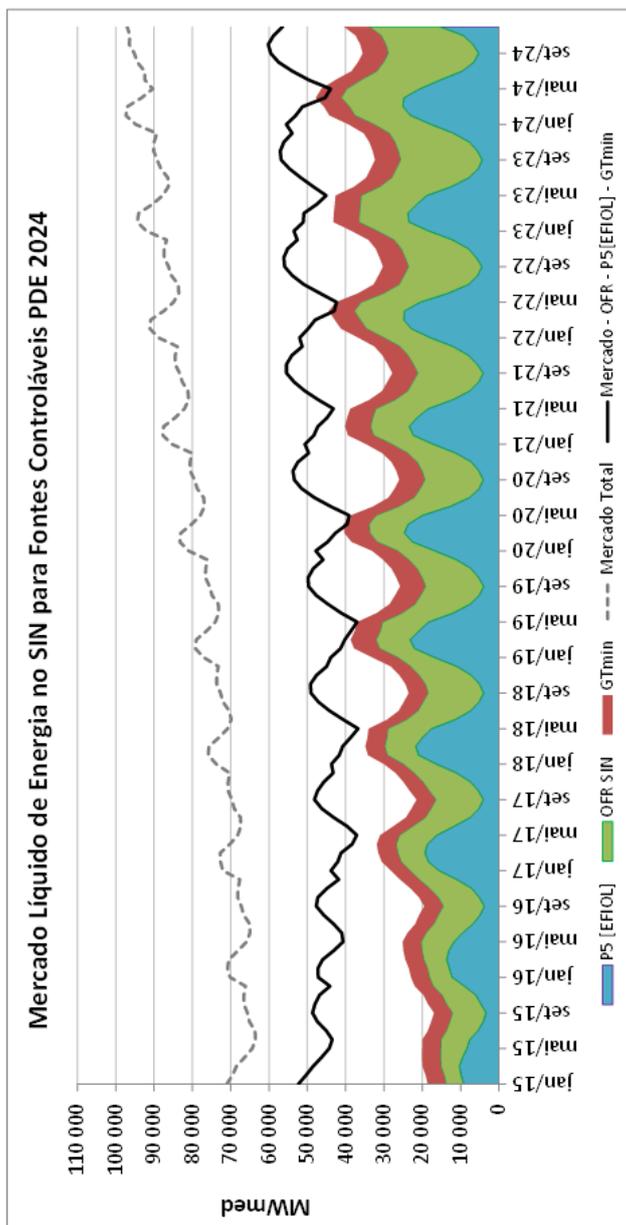


Figura 11 Mercado Líquido de Energia do SIN para Fontes Controláveis

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

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

3.3 Atendimento a demanda horária

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

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

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

O nível de armazenamento dos reservatórios será impactado pela geração média das fontes não controláveis. Já o tempo de geração máxima das fontes controláveis será consequência da curva de carga horária líquida, que foi modificada pela geração instantânea das fontes intermitentes conforme descrito anteriormente.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

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

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

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

5 REFERÊNCIAS

- EPE. (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE.
- ONS (2006). Planejamento e Programação Energética - Cadeia de Modelos de Planejamento, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Treinamento na CCEE., 2006. São Paulo
- ONS (2015) Figura Obtida no www.ons.org.br acessado em 02/05/2016
- Tolmasquim, M. T. (2015). Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2ª Edição Revista e Ampliada. Rio de Janeiro: Synergia.

Gás Natural

1 INTRODUÇÃO

O gás natural é uma fonte de energia versátil, com ampla base de recursos em diversos países, e que pode atender às demandas de vários setores, como o industrial, energético, residencial, comercial e de transportes. O gás natural pode ser consumido diretamente como matéria-prima (uso não energético¹) e indiretamente, sendo queimado para a geração de eletricidade ou calor. Na indústria e nas edificações é mais comumente utilizado para gerar calor. Nas usinas termelétricas o gás natural é queimado, convertendo energia térmica em energia mecânica e, posteriormente a conversão desta em energia elétrica.

O gás natural tem sido considerado um combustível cada vez mais relevante na matriz energética mundial e para o desenvolvimento de sistemas energéticos de baixo carbono, uma vez que oferece estabilidade e segurança de suprimento de energia, além de uma queima com menos emissões quando comparado ao carvão e aos derivados de petróleo (WGC, 2015). É considerado um combustível de queima limpa – produz principalmente dióxido de carbono (CO₂) e água – e emite substancialmente menos CO₂ do que os outros combustíveis fósseis, particularmente quando usado em turbinas a gás de ciclo combinado de alta eficiência (IEA, 2012a). Por essas razões, a geração termelétrica a gás natural é uma alternativa para complementar a geração das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, além de poder ser acionada para o atendimento das demandas de ponta. No Brasil, as térmicas a gás natural servem ainda de complementação à geração predominantemente hidrelétrica, possuindo um papel importante no planejamento da expansão energética de longo prazo.

Uma avaliação do potencial de geração termelétrica a gás natural deve então considerar aspectos técnicos, econômicos e socioambientais, como também o contexto nacional e mundial da oferta desse combustível.

¹ Por exemplo, como matéria-prima na indústria petroquímica e na produção de fertilizantes.

2 PANORAMA DE RECURSOS, RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL

2.1 Conceitos

O conceito de recursos petrolíferos está vinculado às quantidades de hidrocarbonetos presentes naturalmente na crosta terrestre, enquanto suas estimativas relacionam-se às quantidades totais em acumulações conhecidas e ainda por descobrir.

Conforme ANP (2014a), pode-se definir reserva como: quantidades de petróleo e gás natural estimadas de serem comercialmente recuperáveis através de projetos de exploração de reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Para que volumes sejam classificados como reservas, os mesmos devem ser descobertos, recuperáveis, comerciais e remanescentes, com base em projetos de exploração. Os volumes de reserva são categorizados de acordo com o nível de incerteza. Importante notar que mudanças significativas nos preços e melhorias nas tecnologias de produção podem alterar a quantidade de *reservas* reportadas. Contudo, a avaliação referente aos *recursos* não se altera em razão dessas mudanças. Segundo ANP (2014a), as reservas podem ser divididas em três categorias conforme o nível de incerteza:

- a) Reservas Provadas: quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, de reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%;
- b) Reservas Prováveis: quantidade de petróleo ou gás natural cuja recuperação é menos provável que a das reservas provadas, mas de maior certeza em relação à das reservas possíveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma das estimativas das reservas provada e provável deverá ser de pelo menos 50%;
- c) Reservas Possíveis: quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as reservas prováveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das

estimativas das reservas provada, provável e possível deverá ser de pelo menos 10%.

Assim, são atribuídas as probabilidades 1P (90%), 2P (50%) e 3P (10%) com os respectivos intervalos de confiança para as reservas provadas, prováveis e possíveis.

A Figura 1 ilustra a classificação de recursos e reservas adotada pela *Society of Petroleum Engineers* (SPE, 2011).

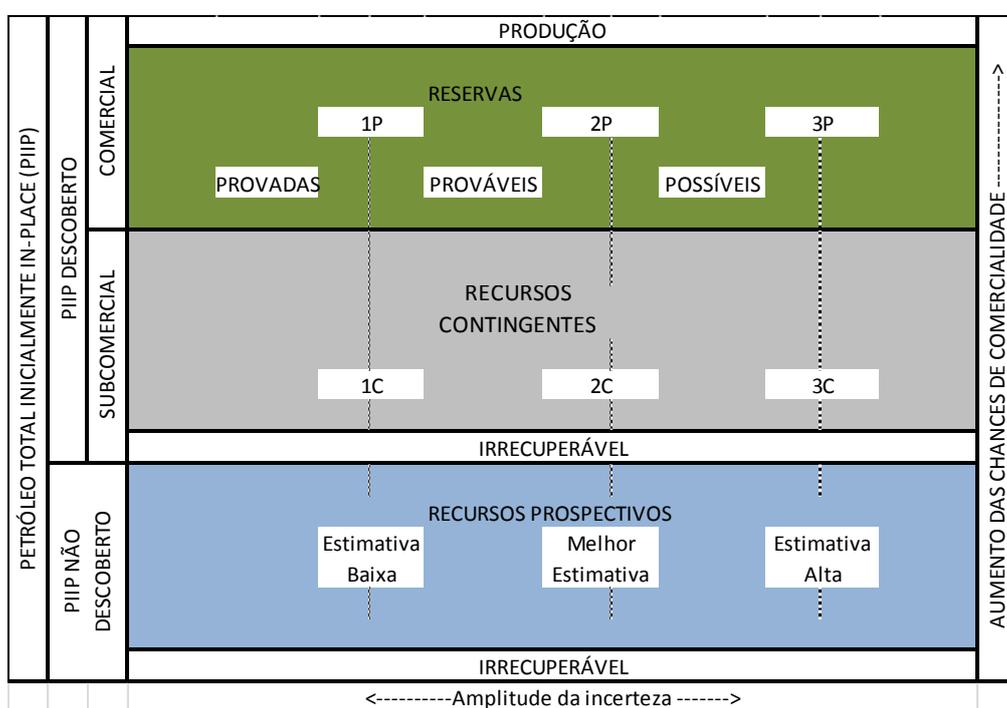


Figura 1 Quadro de classificação de recursos (sem escala)

Fonte: SPE (2011)

A classificação proposta por SPE (2011) divide os recursos *in place* em dois grandes grupos: recursos descobertos e recursos não descobertos. Enquanto o grupo de recursos não descobertos classifica-se somente como recursos prospectivos, o primeiro grupo divide-se em reservas comerciais e recursos contingentes (subcomerciais). Estes se referem àquelas quantidades de petróleo ou gás natural potencialmente recuperáveis, de reservatórios descobertos, por meio de projetos de desenvolvimento, mas cuja produção não é ainda comercialmente viável devido a uma ou mais contingências. Já os recursos prospectivos (não descoberto) referem-se a quantidades de petróleo ou gás natural que, em uma determinada data, serão potencialmente recuperáveis a partir de acumulações não descobertas, porém passíveis de ser objeto de futuros projetos de desenvolvimento.

Possuem tanto a possibilidade associada à descoberta, quanto ao desenvolvimento (ANP, 2014a).

Observa-se que a avaliação estatística do nível de incerteza da existência dos recursos é utilizada tanto para recursos descobertos quanto para os recursos não descobertos. Desse modo, para os primeiros adota-se a abordagem probabilística (1P, 2P, 3P para reservas e 1C, 2C e 3C para recursos contingentes), enquanto para os outros se adotam os níveis de estimativa (alta, baixa e “melhor estimativa”²).

O Brasil dispõe de recursos significativos de gás natural convencional e não convencional, com expectativas de incremento na produção líquida no médio prazo, chegando a quase 120 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) em 2024 (EPE, 2015a). Essa projeção inclui recursos tanto de gás convencional quanto de gás não convencional.

Recursos não convencionais diferenciam-se dos convencionais em razão de sua ocorrência no subsolo. Recursos convencionais petróleo e gás natural ocorrem em estruturas geológicas ou condições estratigráficas, tipicamente limitadas por um contato inferior com um aquífero, e significativamente afetadas por influências hidrodinâmicas, tal como a flutuabilidade do petróleo na água. Os recursos convencionais de gás podem ainda ser associados ou não associados ao petróleo. No primeiro caso, o gás natural no reservatório, encontra-se dissolvido no petróleo ou se apresenta como uma “capa” de gás. Já no segundo caso, o gás natural encontra-se, no reservatório, livre do petróleo ou apresenta pequena quantidade dessa última fase.

Recursos não convencionais existem em acumulações de hidrocarbonetos que são difundidas através de uma grande área. Essas acumulações não são afetadas significativamente por influências hidrodinâmicas e nem são condicionadas à existência de uma estrutura geológica ou condição estratigráfica. Requer, normalmente, tecnologias especiais de extração, tais como poços horizontais ou de alto ângulo e fraturamento hidráulico ou aquecimento em retorta. A produção de gás natural a partir de recursos não convencionais pode exigir processamento significativo antes de sua comercialização.

A seguir serão apresentadas breves definições para cada um dos tipos de recursos de gás. A Figura 2 apresenta o conceito de triângulo de recursos que permite comparar reservatórios convencionais e não convencionais a partir da relação entre a distribuição volumétrica de hidrocarboneto e características de permeabilidade do reservatório com as tecnologias e os custos necessários para a produção destes. Vale notar que tanto a

2 Livre tradução para o termo *best estimate*, que pode ser entendido como estimativa mais segura, ou mais conservadora.

exploração de óleos pesados como a de gás em formações fechadas (conhecidas como *tight gas*) encontram-se na região limítrofe entre recursos convencionais e não convencionais.

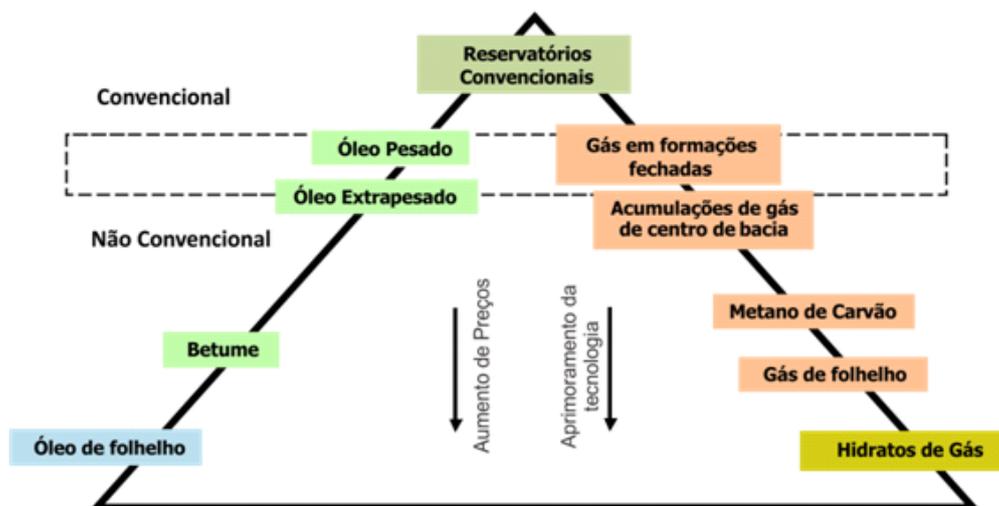


Figura 2 Triângulo dos recursos

Fonte: SPE (2011)

Tight Gas (gás em formações fechadas) – são formações que apresentam permeabilidade abaixo de 0,1 mD (milidarcy). Classifica-se o recurso de gás dessa forma quando não é possível fazer a sua extração em fluxos econômicos sem que se utilizem técnicas de estimulação de fraturamento hidráulico em grande escala por meio de poços horizontais. Os reservatórios de *tight gas* podem ocorrer associados ao petróleo e são geralmente influenciados por flutuações hidrodinâmicas, mas isso não ocorre obrigatoriamente. Existe alguma controvérsia entre autores a respeito da continuidade dos reservatórios de gás compactado, embora, em sua maioria, os reservatórios desse tipo de formação sejam contínuos (SANTOS, 2015).

Coalbed Methane (CBM ou metano de carvão) - o CBM também é chamado de gás natural de carvão (NGC) ou *coalseam gas* (CSG). Neste tipo de reservatório não convencional as camadas de carvão agem como rochas geradoras e rochas reservatórios de gases que possuem o metano (CH_4) como principal constituinte. As camadas de carvão armazenam de seis a sete vezes mais gás de metano do que uma rocha reservatório de gás convencional devido ao seu armazenamento ocorrer pelo fenômeno da adsorção. Neste, o metano adere-se à superfície das partículas de carvão promovendo um aumento da densidade do fluido até valores próximos aos do líquido correspondente, permitindo que a capacidade de estocagem nesse sistema exceda os de reservatórios convencionais, em que

o gás é estocado sob pressão nos poros da rocha reservatório. A exploração de CBM requer conhecimento específico dos ciclos de exploração, transporte e estocagem de carvão.

Shale Gas (gás de folhelho) – são reservatórios característicos de alto conteúdo de matéria orgânica e valores muito baixos de permeabilidade, variando entre 0,000001 mD a 0,0001 mD. Devido aos baixos valores de permeabilidade, para a exploração e produção neste reservatório são necessárias técnicas de estimulação como o fraturamento hidráulico além, da perfuração de poços direcionais como os poços horizontais. O reservatório de gás de folhelhos compreende um sistema petrolífero independente, em que a rocha geradora no processo de maturação da matéria orgânica funciona como rocha reservatório para armazenar o gás produzido além de possuir características de rocha selante que impede que o gás escape para outras formações.

Oil Shale (óleo de folhelho querogênico) - formado em rochas de granulometria fina (folhelhos), que contêm uma quantidade relativamente grande de matéria orgânica (querogênio), a partir do qual podem ser gerados óleo e gás. Contêm material insolúvel e por essa razão devem ser tratados em temperaturas próximas a 500°C para produzir óleo e gás.

Hidratos de Gás Natural - Hidratos (ou clatratos) de gás são estruturas cristalinas formadas por moléculas de água e estabilizadas por moléculas gasosas em seu interior, que ocorrem na natureza sob condições específicas de temperatura e pressão compreendidas em uma faixa chamada zona de estabilidade de hidratos. Geralmente, o gás contido na estrutura cristalina dos hidratos de gás é o metano (CH_4), porém também é possível a ocorrência de hidratos contendo dióxido de carbono (CO_2) ou hidrocarbonetos mais pesados, como o etano (C_2H_6). Cada m^3 de hidrato de metano pode conter aproximadamente 160 m^3 de metano nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP) após sua dissociação. Por este motivo, e dadas às vultosas estimativas de tais recursos no planeta, os hidratos de metano podem vir a se constituir como importantes fontes de gás natural a serem produzidas no futuro. Importante ressaltar que a exploração e a produção de gás de hidrato não tem paralelo com outras formas de gás não convencional e ainda não existe produção em escala comercial.

2.2 Panorama mundial

2.2.1 Reservas, produção, consumo e exportação e importação

As reservas provadas mundiais de gás natural totalizaram 187 trilhões de m³ em 2014 (BP, 2015a), e estão distribuídas geograficamente no mundo conforme mostra a Figura 3.

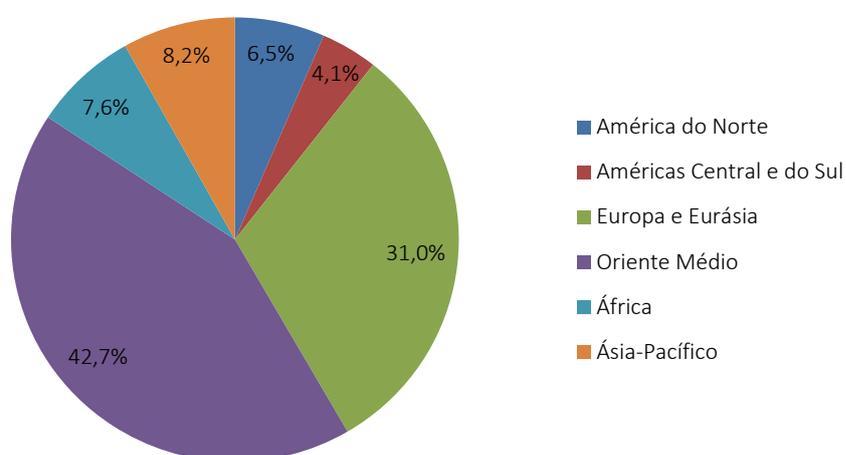


Figura 3 Reservas provadas globais de gás natural

Fonte: BP (2015a)

O Oriente Médio concentra 43% das reservas globais de gás natural, que equivalem a 80 trilhões de m³. Na América do Norte, os Estados Unidos se destacam com reservas de 10 trilhões de m³, ocupando o 5º lugar no *ranking* das maiores reservas provadas de gás natural. Nas Américas Central e do Sul, a Venezuela possui a 8ª maior reserva mundial, com 6 trilhões de m³. Os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP³) concentram 51% das reservas mundiais, totalizando 95 trilhões de m³. As três maiores reservas provadas do mundo pertencem ao Irã (34 trilhões de m³), à Rússia (33 trilhões de m³) e ao Catar (25 trilhões de m³) (Figura 4). O Brasil ocupa a 31ª posição no *ranking* das maiores reservas provadas de gás natural, com cerca de 460 bilhões de m³ (ANP, 2015a).

3 Irã, Iraque, Kuwait, Arábia Saudita, Venezuela, Catar, Líbia, Emirados Árabes Unidos, Argélia, Nigéria, Equador e Angola.

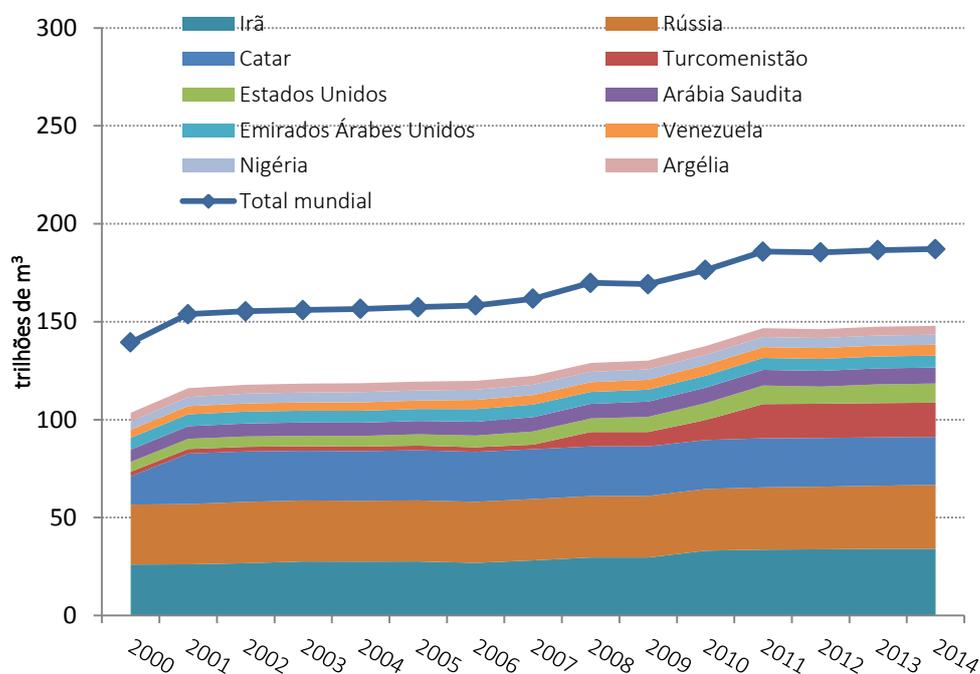


Figura 4 Evolução das maiores reservas provadas de gás natural

Fonte: *Elaboração própria a partir de BP (2015a)*

O gás natural é a terceira fonte mais importante na matriz energética mundial, atrás do petróleo e do carvão. A sua participação na oferta de energia primária no mundo apresentou uma tendência crescente a partir da década de 1980, mantendo-se em torno de 21% desde os anos 2000, conforme observado na Figura 5 (IEA, 2015a).

Esta tendência de crescimento no início do século XXI evoluiu de cerca de 2,5 trilhões de m³ em 2000 até valores próximos a 3,5 trilhões de m³ em 2014. A Figura 6 mostra os 10 maiores produtores mundiais de gás natural e a evolução de suas produções a partir de 2000. Em primeiro lugar encontram-se os Estados Unidos, seguidos pela Rússia, somando 1,3 trilhões de m³ produzidos em 2014 e juntos correspondendo a quase 40% da produção mundial. Nesse horizonte, a produção nacional anual evoluiu de 7,5 bilhões de m³ em 2000 para 20 bilhões de m³ em 2014, o que situou o Brasil na 30ª colocação no *ranking* dos produtores mundiais.

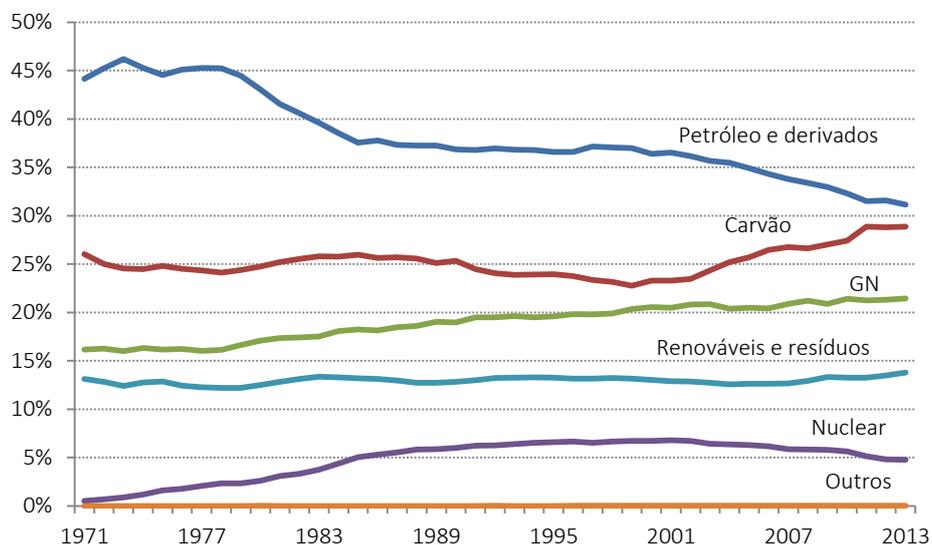


Figura 5 Participação de diferentes fontes na oferta de energia primária total mundial – 1971 a 2013

Nota: “Outros” incluem importação e exportação de eletricidade e calor produzido para venda.

Fonte: *Elaboração própria a partir de IEA (2015a)*

O perfil do consumo mundial modifica pouco em relação ao perfil da produção. Estados Unidos, Rússia e China são os maiores mercados consumidores, respondendo por 40% do consumo mundial em 2014, correspondentes a 3,4 trilhões de m³ de gás natural (Figura 7). Destaca-se que, em 2013, a China tornou-se o terceiro maior consumidor de gás natural do mundo devido ao rápido crescimento do mercado deste energético a partir de 2009. Este crescimento foi devido, principalmente, à necessidade de reduzir a taxa de incremento da queima de carvão e, desta forma, minorar o nível de poluição local que se tornou um problema grave de saúde pública naquele país. Para fins de comparação, o consumo brasileiro anual passou de 9,4 bilhões de m³ em 2000 para 39,6 bilhões de m³ em 2014, o que o alçou à 24^a posição entre os maiores consumidores mundiais de gás natural.

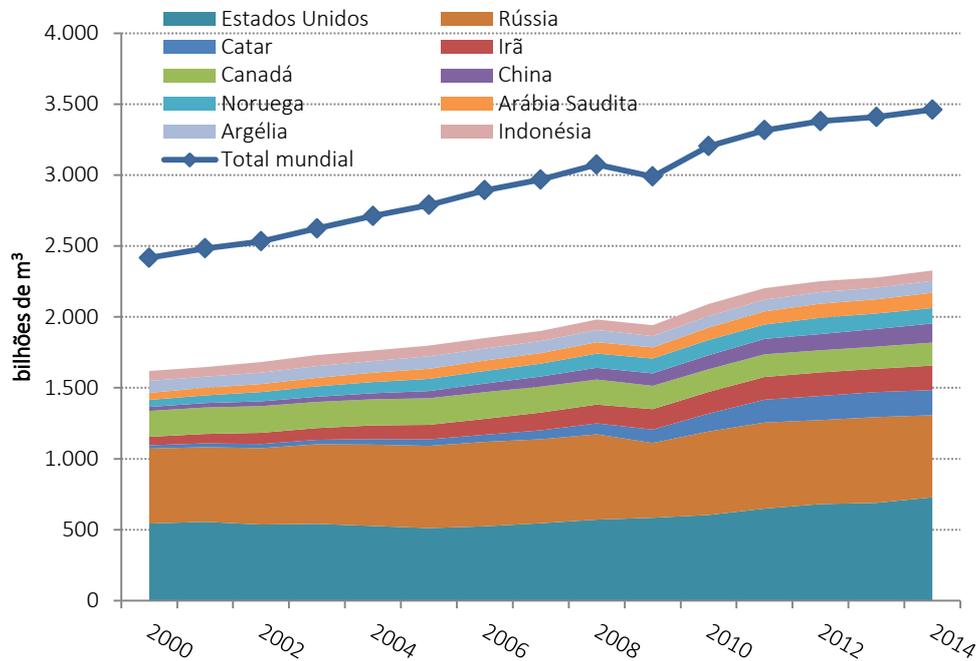


Figura 6 Evolução da produção total e dos maiores produtores de gás natural do mundo

Fonte: *Elaboração própria a partir de BP (2015a)*

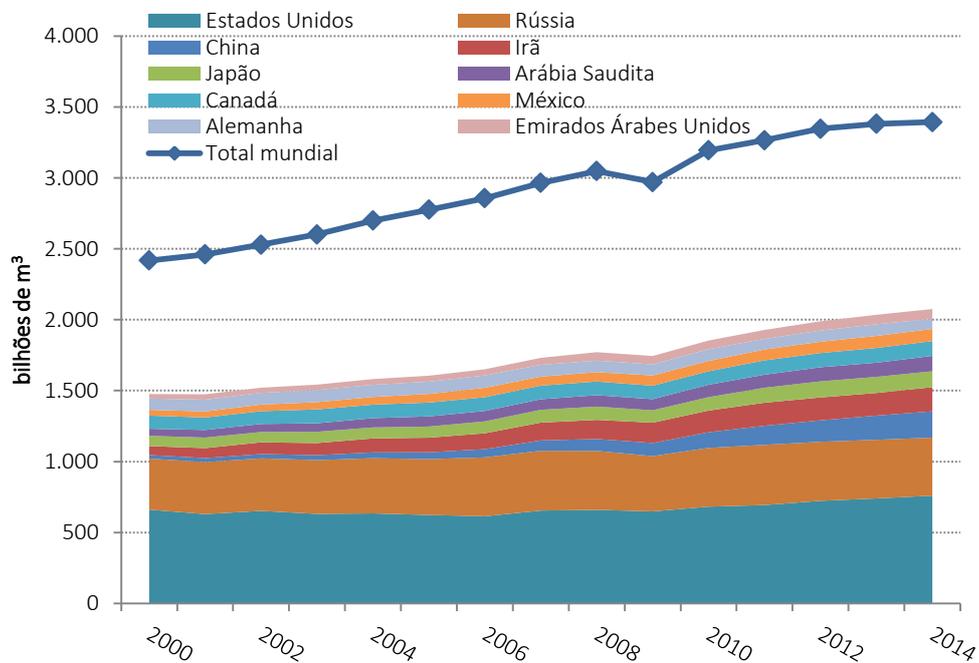


Figura 7 Evolução do consumo total e dos maiores consumidores de gás natural do mundo

Fonte: *Elaboração própria a partir de BP (2015a)*

Os grandes fluxos internacionais de gás natural variam de acordo com as condições de preço e mercado, principalmente após a disseminação do uso da tecnologia de liquefação do gás natural. O gás natural liquefeito (GNL) ampliou a importância de condições momentâneas (*spot*, ou à vista) de preço e mercado, gerando maiores oscilações de fluxos de acordo com a necessidade dos agentes internacionais. As principais movimentações mundiais de gás natural ocorridas em 2014, seja transportado via gasodutos ou como gás natural liquefeito (GNL), estão representadas na Figura 8.

O comércio internacional de gás natural movimentou 997 bilhões de m³ no ano de 2014. A Europa é a região do mundo que mais importa gás natural (414 bilhões de m³ em 2014)⁴, e também é a segunda maior exportadora⁵, ficando atrás apenas da Rússia em conjunto com os demais países da Comunidade dos Estados Independentes (CEI, ex-União Soviética), de onde saíram 271 bilhões de m³ em 2014. As importações da Europa, assim como as exportações da Rússia, são predominantemente via gasodutos. O comércio de GNL correspondeu a cerca de 30% das exportações internacionais de gás natural entre 2013 e 2014, tendo sido o Catar o maior vendedor (103 bilhões de m³) e o Japão o maior comprador (120 bilhões de m³) em 2014 (BP, 2015a).

Uma das principais alterações do mercado internacional de gás natural nos últimos anos decorreu do evento que passou a ser denominado como “revolução do *shale gas*”. Esse fato ganhou destaque pelo avanço da exploração e produção de gás natural de fontes não convencionais nos Estados Unidos, o que provocou significativa mudança no panorama energético daquele país. A Figura 9 apresenta a evolução da produção bruta de gás natural nos EUA por tipo de recurso.

4 Individualmente, Japão, Alemanha e Estados Unidos foram os maiores importadores de gás natural em 2014, com 121, 85 e 76 bilhões de m³, respectivamente. Na Europa, além da Alemanha, os maiores importadores são Itália, Turquia e Reino Unido, que importaram, respectivamente, 51, 48 e 42 bilhões de m³ em 2014 (BP, 2015a).

5 Individualmente, Rússia, Catar e Noruega foram os maiores exportadores de gás natural em 2014, com 202, 123 e 106 bilhões de m³, respectivamente. Na Europa, além da Noruega, os maiores exportadores são Holanda, Reino Unido e Alemanha, que exportaram, respectivamente, 45, 11 e 10 bilhões de m³ em 2014 (BP, 2015a).

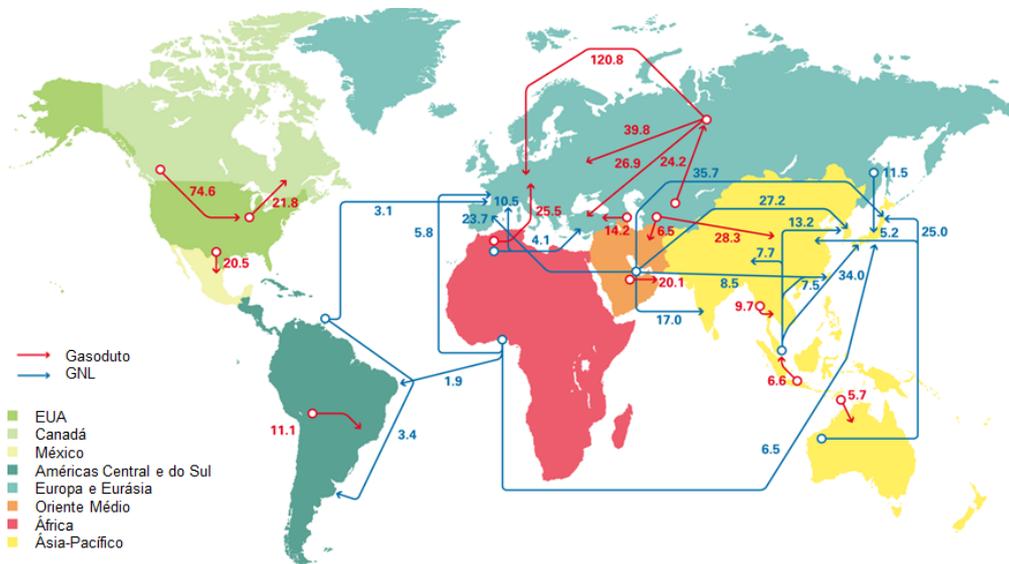


Figura 8 Grandes fluxos internacionais de gás natural

Fonte: BP (2015a)

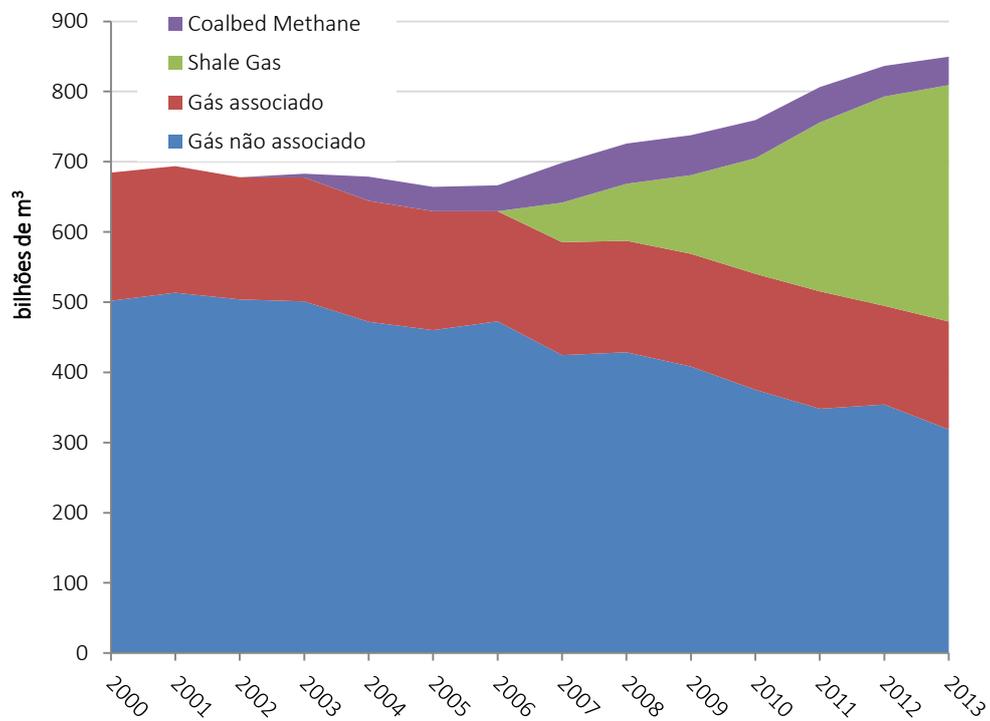


Figura 9 Produção bruta de gás natural nos EUA por tipo de recurso

Fonte: EIA (2015a)

Observa-se que no início dos anos 2000 ocorreu queda na produção de gás convencional, tanto associado quanto não associado, enquanto que, a partir de 2003, a produção de gás não convencional apresenta incremento (a partir da exploração de *coalbed methane*) e intensifica-se a partir de meados da década notadamente pelo crescimento da produção de gás de folhelho (*shale gas*).

O ganho de participação do gás não convencional na produção dos EUA mudou a tendência de queda indicada no início dos anos 2000 para tendência de intenso crescimento. Desse modo, os EUA passaram de grande importador dessa fonte energética para potencial exportador (EIA, 2015b). Na Figura 10 visualizam-se as projeções da Administração de Informações de Energia dos EUA (EIA, 2015b) para a produção e importação líquida de gás natural nos Estados Unidos até 2040, nas quais, a partir de 2017, o país deixará de ser importador líquido e que a produção anual de gás processado no país deverá chegar à ordem de 1 trilhão de metros cúbicos em 2040.

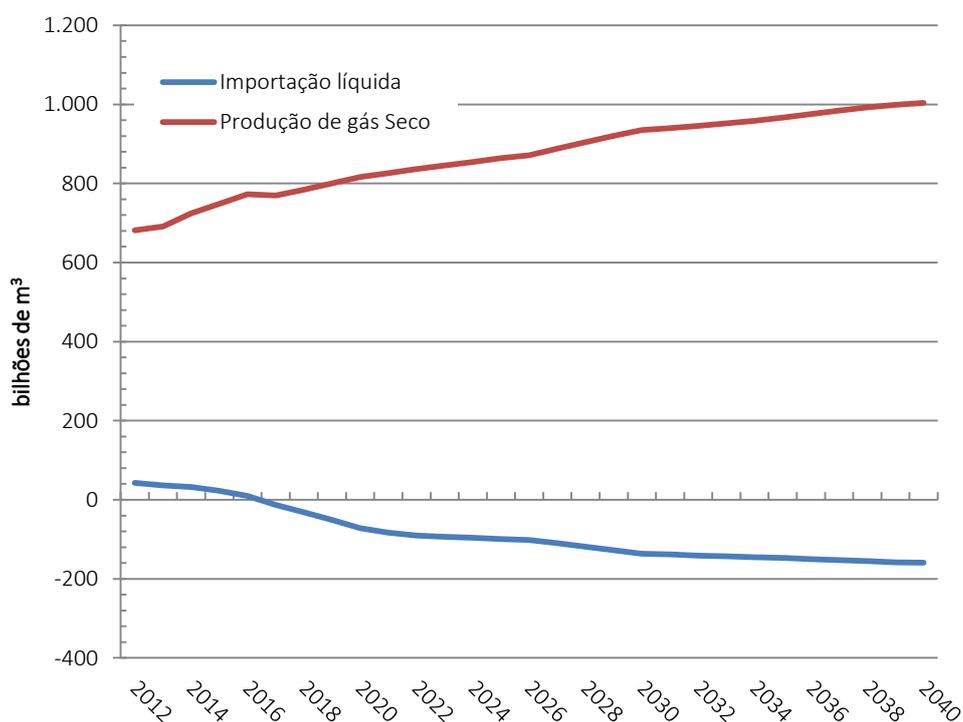


Figura 10 Projeção da produção de gás natural processado e das importações líquidas dos EUA
Fonte: EIA (2015b)

A partir das grandes mudanças ocorridas nos Estados Unidos, derivadas da forte recuperação ocorrida na indústria do gás natural em razão da retomada do crescimento

da produção, o tema da exploração dos recursos não convencionais passou a ser visto com grande interesse, não só de setores acadêmicos e empresariais, mas da sociedade de uma forma geral. Nesse contexto, a discussão dos aspectos econômicos ganha relevância, e tem relação direta com a disponibilidade de infraestrutura que viabilize a exploração e a comercialização do produto, com o acesso a insumos e a recursos naturais, principalmente os recursos hídricos, e com as condições criadas para o descarte de resíduos gerados. Não menos importantes são as estruturas institucionais de governo, de agentes de mercado e da sociedade organizada, que desempenham significativo papel para que os benefícios gerados pelo crescimento econômico não sejam acompanhados de prejuízos à sociedade e ao meio ambiente.

2.2.2 Uso termelétrico do gás natural no mundo

A demanda de gás natural é distinta nas diferentes regiões do mundo. Cerca de metade da demanda global deste energético está nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), principalmente nos setores de geração de eletricidade e edificações⁶. O setor elétrico é o maior consumidor de gás natural no mundo, exceto na China e no Brasil onde seu uso predominante é o industrial (IEA, 2012a). Na Figura 11, observa-se a evolução do consumo mundial de gás natural em centrais elétricas, que apresentou um crescimento de 57% entre 2000 e 2013 (IEA, 2016).

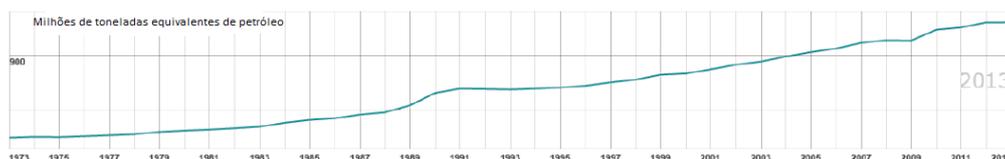


Figura 11 Evolução do consumo mundial de gás natural em centrais elétricas – 1973 a 2013

Fonte: IEA (2016)

De 1973 ao início deste século (IEA, 2015b), o gás natural passou da quarta para a segunda posição no *ranking* das fontes mais utilizadas na geração de eletricidade, contribuindo com cerca de 20%, desde então, de toda energia elétrica produzida no mundo (idem). O carvão é a fonte mais utilizada, com 41% da geração de eletricidade mundial (ibidem). A partir dos dados organizados pela Agência Internacional de Energia (2016, 2014b), o consumo mundial de gás natural para geração de eletricidade pode ser

⁶ Inclui os setores residencial, comercial e público.

estimado em cerca de 1,4 trilhões de m³ de gás natural para geração de eletricidade (IEA, 2016, 2014b). Estados Unidos, Rússia e Japão são os países que mais geraram energia elétrica a partir deste energético. A produção nesses três países correspondeu a uma média de 41% da geração mundial a gás natural no período de 2002 a 2013, conforme apresentado na Figura 12.

Dentre as vantagens comparativas em relação ao carvão, a geração de eletricidade a partir do gás natural apresenta menores emissões, além de o empreendimento possuir tempo de construção mais curto e menores custos de capital. Além disso, características técnicas e econômicas atuais favorecem as termelétricas a gás natural como tecnologia de complementação à geração renovável intermitente (IEA, 2012a). O cenário⁷ de novas políticas da Agência Internacional de Energia considera uma demanda mundial de 2,1 trilhões de m³ de gás natural para geração de eletricidade em 2040, o que representa um aumento de 700 bilhões de m³ em relação ao ano de 2012, dos quais 80% são atribuídos a países não pertencentes à OCDE, onde se espera que a capacidade instalada de geração a gás natural dobre, atingindo 1.440 GW em 2040. Neste cenário, o gás natural tem vantagem competitiva em relação a outros combustíveis para a geração de energia elétrica. Contudo a tendência de uso do gás no setor elétrico se mantém sensível à competitividade do seu preço, assim como às políticas governamentais para diversificação da matriz energética e para mitigação de impactos ambientais (IEA, 2014b).

⁷ Cenário central no *World Energy Outlook 2014*, que descreve uma trajetória baseada na continuação das políticas existentes, assim como a implementação de forma cautelosa de novas políticas (IEA, 2014b).

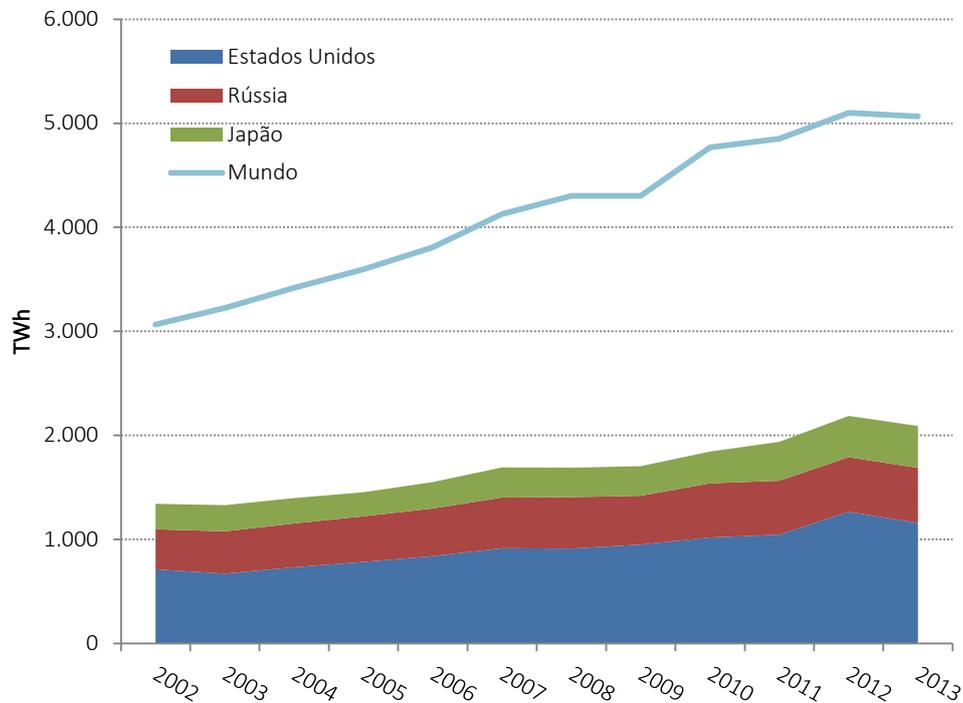


Figura 12 Evolução da produção mundial de eletricidade a gás natural – 2002 a 2013

Fonte: IEA (2015b, 2014a, 2013, 2012b, 2011a, 2010a, 2009, 2008, 2007, 2006, 2005, 2004)

2.3 Panorama nacional

2.3.1 Reservas, produção, oferta e consumo

A maior parte das reservas provadas brasileiras de gás natural está localizada no mar e é predominantemente associada ao petróleo. A região Sudeste do Brasil concentra 79% das reservas provadas, sendo 58% no estado do Rio de Janeiro, 12% em São Paulo e 9% no Espírito Santo (ANP, 2015a), conforme ilustrado na Figura 13.

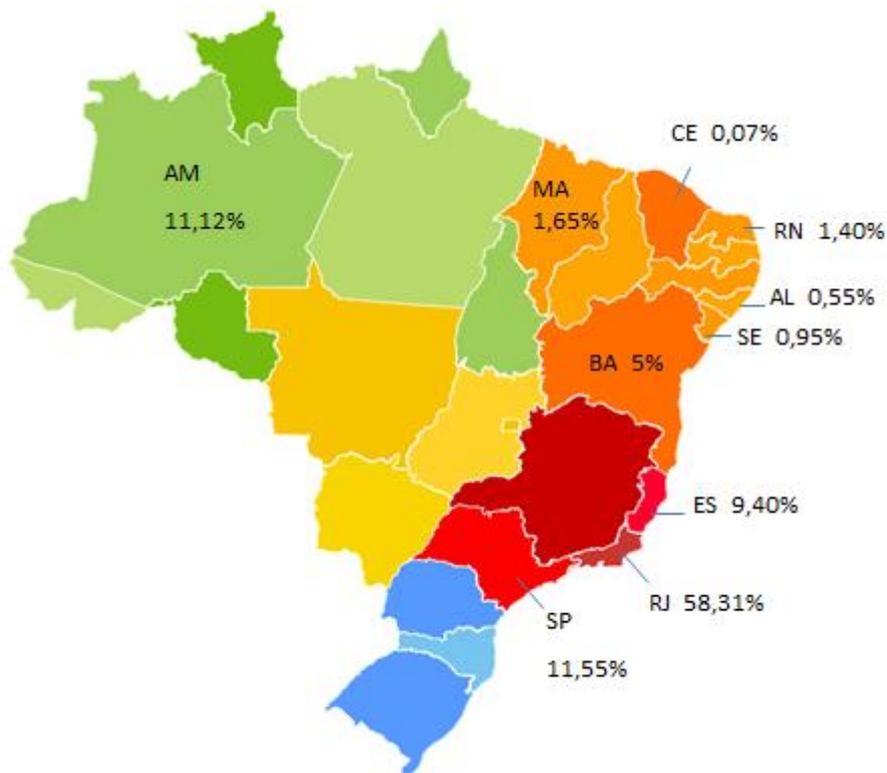


Figura 13 Distribuição percentual das reservas provadas nacionais de gás natural por Unidades da Federação – 2014

Nota: Inclui as reservas dos campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise. As reservas dos campos de Roncador e Frade, Sapinhoá, Caravela e Tubarão estão totalmente apropriadas, respectivamente, nos Estados do RJ, SP, PR e SC.

Fonte: *Elaboração própria a partir de ANP (2015a) e Wikimedia Commons (2007).*

A Petrobras é o maior concessionário e operador de blocos de petróleo e gás natural no país. Em 2014, enquanto concessionário, a empresa produziu 86% do petróleo e 82% do gás natural nacional, e enquanto operadora de blocos, produziu 91% do petróleo e 92% do gás da produção nacional (ANP, 2015a).

Entre 2005 e 2014, a produção nacional de gás natural cresceu em média 6,8% ao ano, atingindo cerca de 32 bilhões de m³ no último ano do período, dos quais 6 bilhões de m³ do Pré-sal, conforme apresentado na Figura 14 (ANP, 2015a).

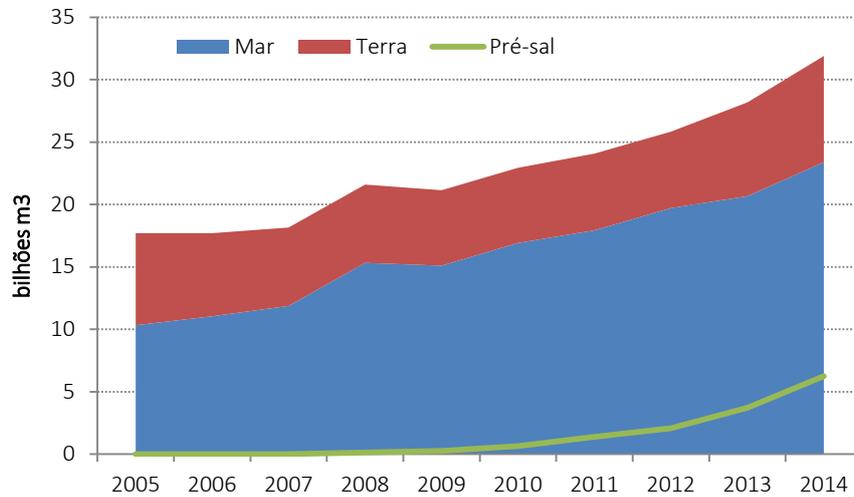


Figura 14 Produção nacional de gás natural por ambiente de E&P – 2005 a 2014

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

A produção *offshore* nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo representou 63% da produção nacional. A produção em terra é mais significativa no Amazonas, onde foram produzidos 15% do total nacional em 2014 (ANP, 2015a). A Figura 15 apresenta a produção nacional de gás natural por unidade da federação e ambiente de exploração e produção (E&P) para o ano de 2014.

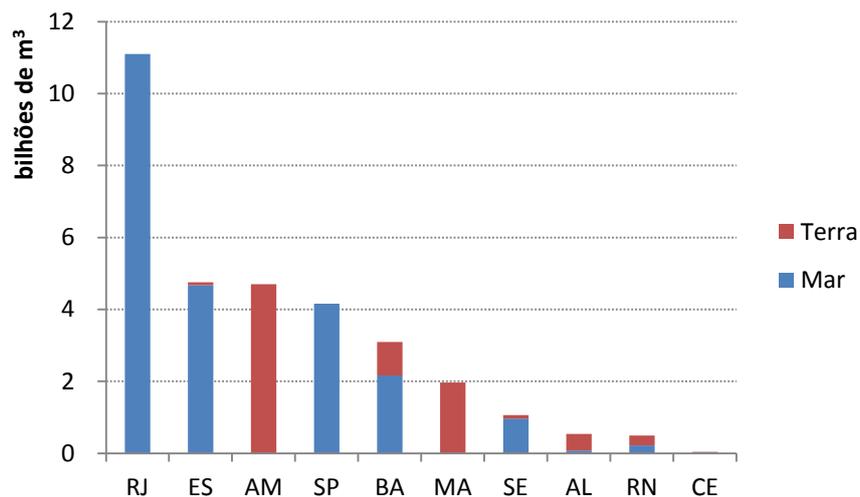


Figura 15 Produção nacional de gás natural por Unidade da Federação e ambiente de E&P - 2014

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

A relação entre as reservas e a produção (R/P) atingiu 14,8 anos em 2014 (ANP, 2015a). Isto é, mantendo-se o ritmo de produção atual de gás natural, as reservas provadas nacionais atuais se esgotariam em aproximadamente 15 anos. A Figura 16 apresenta a evolução das reservas brasileiras de gás natural e da relação Reserva/Produção entre 2004 e 2014, que mostra uma tendência de redução do indicador R/P, com algumas oscilações, devido à taxa de crescimento no consumo deste energético ser maior que a taxa de adição de novas reservas.

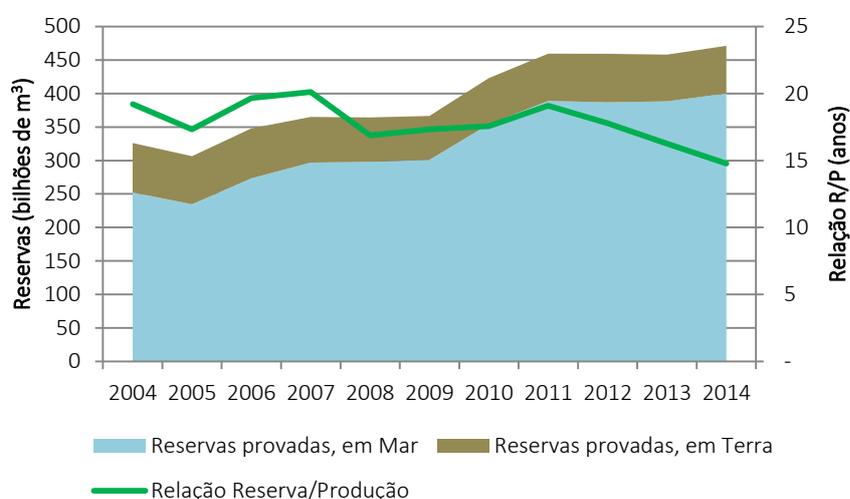


Figura 16 Evolução das reservas provadas brasileiras de gás natural e da relação R/P, de 2004 a 2014.

Fonte: EPE a partir de ANP (2015b)

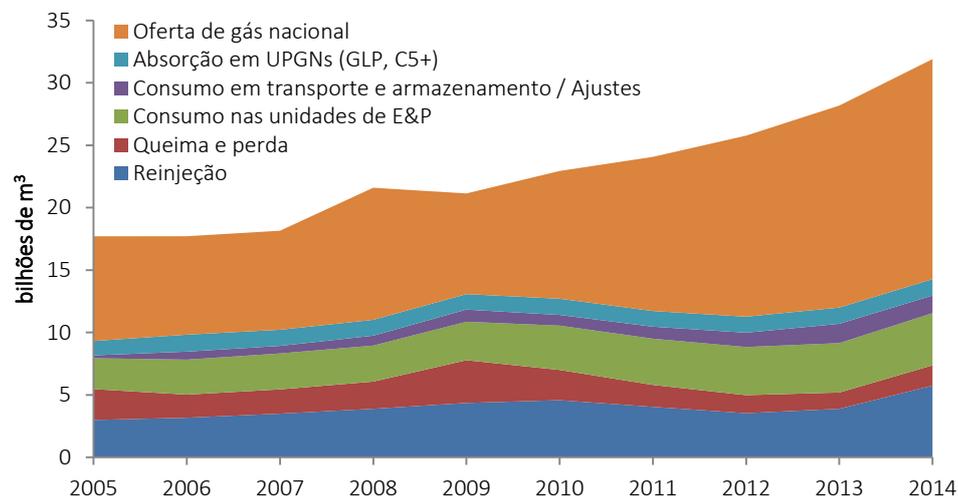
A maior parte do gás natural é extraída dos reservatórios junto com o óleo (67% da produção nacional é gás associado), então o seu aproveitamento pode ser feito de três formas. O gás natural pode ser utilizado para geração de energia na própria plataforma, reinjetado no reservatório com o objetivo de aumentar a recuperação de petróleo ou transferido para uma unidade de processamento de gás natural – UPGN, onde será tratado e processado, produzindo-se gás natural especificado que será enviado para os centros consumidores. Nos campos de produção com gás associado ao petróleo, parte do gás não reinjetado e que não tem mercado consumidor acaba sendo queimado (ANP, 2015a). Em campos de gás não associado, toda a infraestrutura de produção se destina à extração deste energético, minimizando a queima e reduzindo as perdas. A queima de gás natural vem apresentando tendência de queda ao longo dos últimos anos, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 Queima e perda média de gás natural no Brasil

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Queima e perda média (milhões de m ³ /d)	9,38	6,64	4,81	3,95	3,57	4,44	3,83

Fonte: ANP (2014b, 2015a), MME (2011, 2016).

Assim, é importante notar que da produção bruta nacional de gás natural (total produzido), são deduzidos os volumes correspondentes à injeção nos reservatórios, perdas ou queima e consumo próprio (para E&P), chegando-se à produção líquida de gás natural. Para a determinação da oferta nacional de gás natural, partindo-se da produção líquida, há ainda a necessidade de se deduzir os volumes de gás não disponíveis para as UPGNs. Em seguida o gás natural úmido (GNU) é tratado e processado nas UPGNs, com a eliminação de gases ácidos e a separação do gás natural seco (GNS) e outros produtos (etano, propano, GLP e C₅⁺). Por fim, ainda há consumo no transporte e armazenamento do gás natural enviado para os centros consumidores. A Figura 17 mostra a evolução da produção de gás natural no Brasil, destacando-se os volumes de reinjeção, queima e perda, consumo próprio nas unidades de E&P, consumo no transporte e armazenamento, bem como a absorção nas UPGNs.

**Figura 17** Evolução da produção nacional de gás natural: 2005-2014

Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2007, 2011, 2015).

A oferta total de gás natural no Brasil é composta pela oferta nacional disponibilizada ao mercado e pelas importações via gasodutos e terminais de gás natural

liquefeito (GNL). O país importa cerca de 50% do gás natural necessário para atendimento do mercado nacional (MME, 2015), conforme ilustrado na Figura 18.

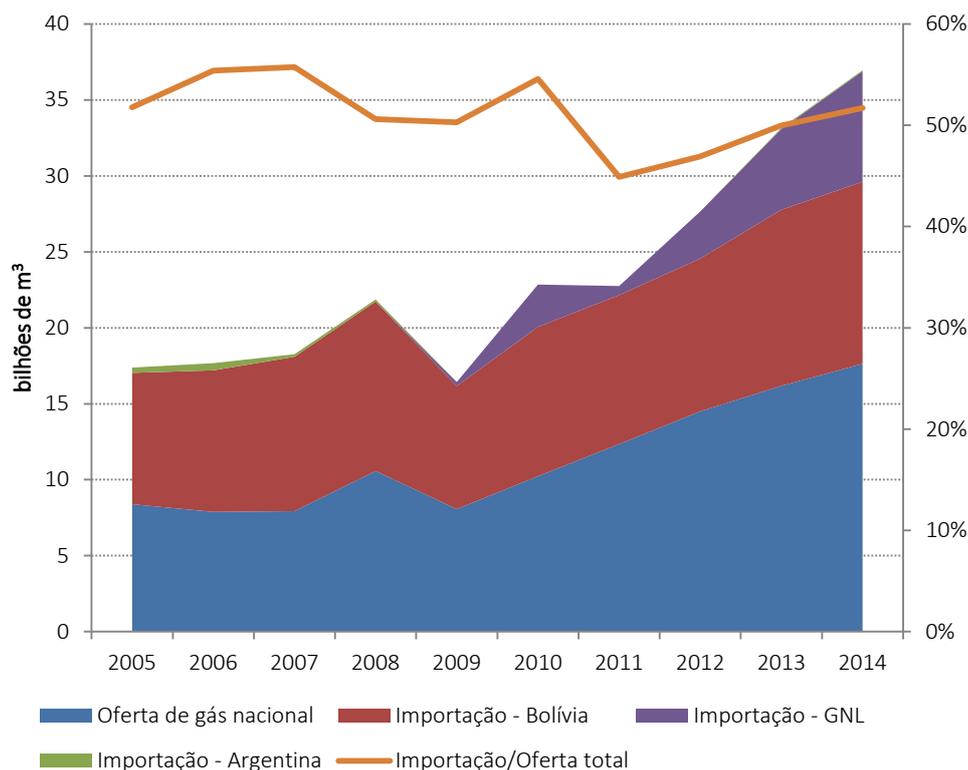


Figura 18 Evolução da oferta total de gás natural no Brasil: 2005-2014

Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2007, 2011, 2015).

A partir de 2009 a importação de GNL vem ganhando representatividade com a entrada em operação do terminal da Baía de Guanabara (RJ) atingindo em 2014 o volume de 5 bilhões de m³ de importações de GNL. Além do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara, que tem capacidade de 20 milhões de m³/d, encontram-se também em operação os terminais de Pecém (CE) e Baía de Todos os Santos (BA), com capacidades de 7 e 14 milhões de m³/d, respectivamente. As importações de GNL pelo Brasil são realizadas, principalmente, no mercado *spot*, o que faz que sua origem seja variada. Em

2014, por exemplo, a maior parte do GNL importado pelo Brasil (56%) teve origem na Nigéria e Trinidad e Tobago (ANP, 2015a)⁸.

As importações provenientes da Bolívia, via Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), são da ordem de 30 milhões de m³/d de gás natural.

A oferta de gás natural vem apresentando significativo crescimento no País a partir de 2009, saindo da ordem de 15 bilhões de m³ e atingindo, em 2014, a oferta total de 37 bilhões de m³. Segundo o Ministério de Minas e Energia, naquele ano, 73% do consumo corresponderam às vendas das distribuidoras de gás natural, 14% ao consumo de refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados – FAFENs – e 13% ao consumo termelétrico, conforme apresentado na Figura 19 (MME, 2015).

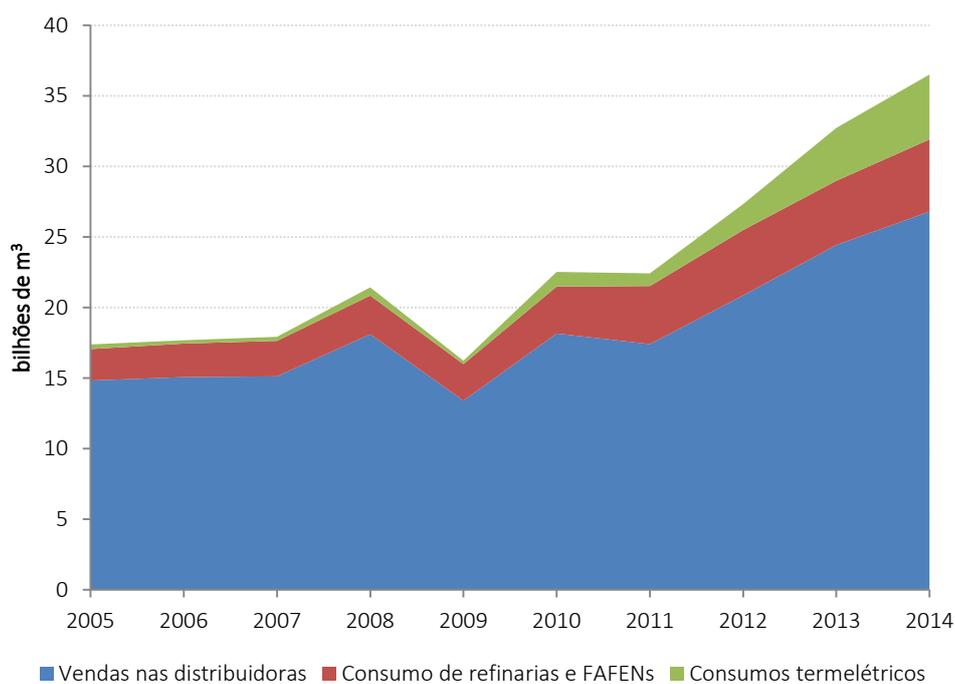


Figura 19 Evolução do consumo de gás natural: 2005-2014

Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2007, 2011, 2015).

⁸ Em 2014, o Brasil importou 67,2 milhões de m³ da Argentina, e exportou 90,5 milhões de m³ para aquele país (ANP, 2015a).

2.3.2 Uso termelétrico de gás natural no Brasil

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância de geração hidrelétrica. O parque gerador possui 141.053 MW de capacidade instalada, sendo 65% de hidrelétricas e 29% de termelétricas distribuídas entre usinas a biomassa (9%), gás natural (9%), óleo diesel (3%), óleo combustível (3%), carvão (3%), outros combustíveis fósseis (1%) e usinas nucleares (1%). A geração eólica e solar corresponde a 6% da potência instalada (ANEEL, 2016). As usinas térmicas exercem um papel de complementação da geração hidrelétrica e oferecem flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas usinas funcionam como um seguro nos períodos de escassez hidrológica, contribuindo para a garantia do suprimento de energia. Em razão das suas características técnicas e econômicas⁹, particularmente a geração termelétrica a gás natural também tem sido associada à expansão das fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, para ser acionada nos períodos de indisponibilidade da geração a partir dos ventos e do sol.

Historicamente, as usinas hidrelétricas têm a maior contribuição na geração de energia elétrica no País, conforme mostra a Figura 20. Nas décadas de 1970, 1980 e 1990, estas usinas tiveram participação média de 92%. Mas, a partir do ano 2000, a contribuição da geração hidráulica manteve-se abaixo dos 90% e, desde 2012, está abaixo de 80%. Em 2014, 65,2% da eletricidade consumida no país foi gerada a partir de usinas hidrelétricas¹⁰ (Figura 21).

O gás natural, por sua vez, aumentou a sua participação na geração elétrica a partir do ano 2000. Desde 2012 corresponde à segunda fonte na matriz elétrica brasileira, conforme ilustrado na Figura 22. Desde 2013 responde por mais de 10% da geração elétrica do País. Em 2014, foram produzidos 81 TWh de eletricidade a gás natural, o que representa um crescimento de vinte vezes em relação ao ano 2000 (EPE, 2015b). Vale ressaltar que aquele foi um ano seco e se utilizou muito mais as termelétricas do que o normal.

9 O item 5 aborda as principais características técnicas e econômicas da geração termelétrica a gás natural.

10 Inclui importação de eletricidade. A oferta interna de eletricidade no Brasil corresponde à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável, inclusive a parcela de importação da usina hidrelétrica de Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio (EPE, 2015d).

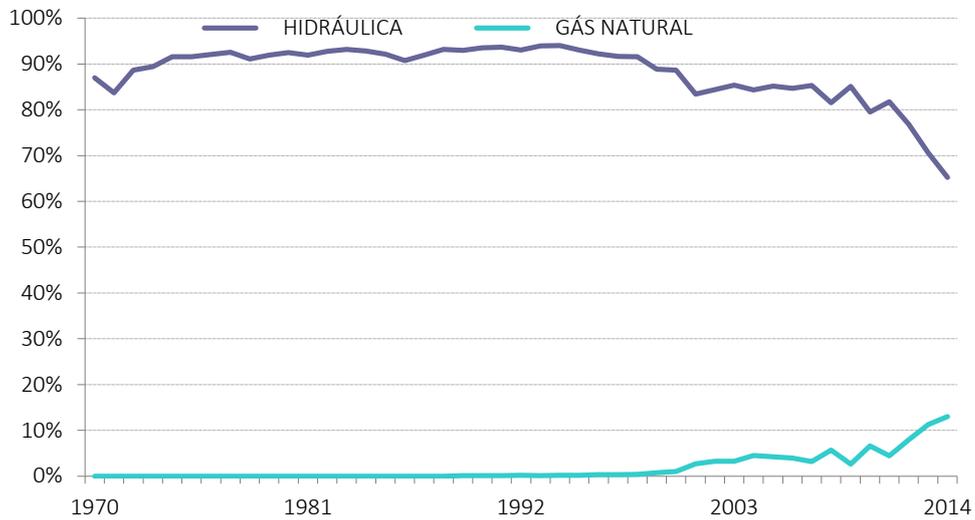


Figura 20 Participação da geração hídrica e térmica a gás natural na matriz elétrica brasileira

Fonte: EPE (2015b)

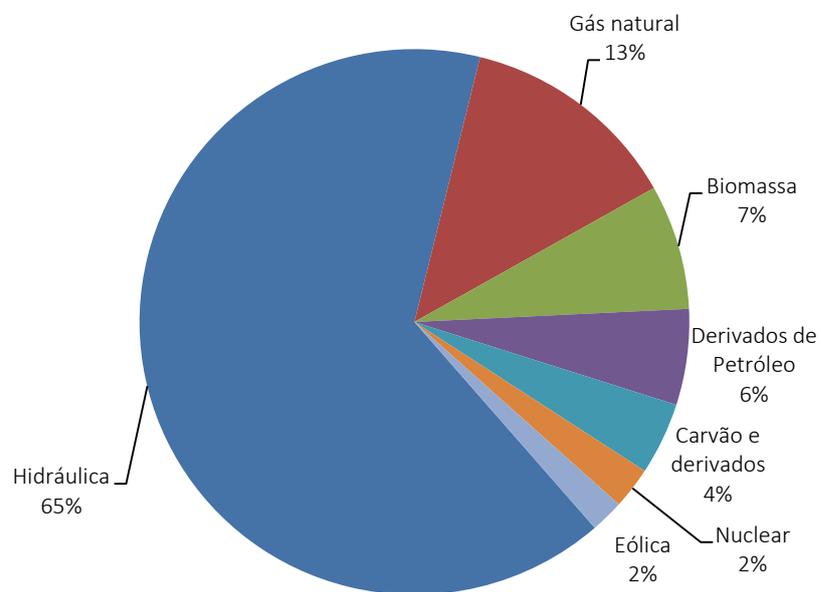


Figura 21 Matriz elétrica brasileira - 2014

Fonte: EPE (2015c)

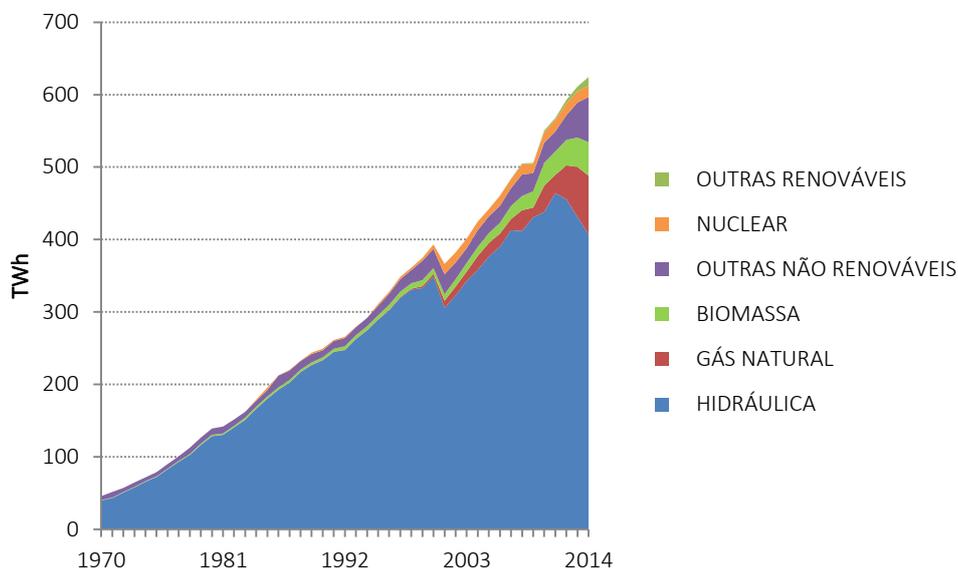


Figura 22 Evolução da oferta interna de eletricidade por fonte (1970-2014)

Nota: Biomassa inclui lenha, bagaço de cana e lixo; “outras renováveis” referem-se à eólica; “outras não renováveis” incluem carvão, óleo diesel, óleo combustível, gás de coqueria e outras secundárias.

Fonte: EPE (2015b)

A disponibilidade de gás para a geração de eletricidade compete com a demanda de outros setores de consumo, onde o gás surge como alternativa energeticamente eficiente: setor industrial, energético, residencial, transportes, comercial/público, além do uso não energético. Além disso, a expansão da oferta de gás natural depende de altos investimentos em exploração e produção no país, expansão da malha de transporte e, no caso de importação, de projetos internacionais de gasodutos ou de infraestrutura necessária à regaseificação do GNL.

Para o horizonte de longo prazo estima-se o aumento da oferta de gás natural com as produções do Pré-sal e de recursos de gás não convencional. Os estudos de demanda de energia consideram a expansão do consumo final de gás natural de 55 milhões de m³/dia em 2014 para 180 milhões de m³/dia em 2050. Destacam-se a crescente penetração do gás natural na matriz energética brasileira, deslocando o consumo de derivados de petróleo na indústria e nas residências (principalmente óleo combustível e GLP), e o forte crescimento do uso não energético de gás natural¹¹. O setor industrial, o maior

¹¹ Uso como matéria-prima, principalmente na produção de resinas e fertilizantes.

consumidor de energia no Brasil, é responsável pela maior parcela do consumo de gás natural. Estima-se que o consumo final energético de gás natural na indústria evolua de 29 milhões de m³/dia em 2014 para 103 milhões de m³/dia em 2050, em decorrência do esperado cenário de oferta competitiva deste energético (EPE, 2016).

Considerando-se:

i) as reservas provadas brasileiras com cerca de 460 bilhões de m³ de gás natural (ANP, 2015a);

ii) a manutenção da oferta nacional de 48 milhões de m³/dia (mesmo nível de 2014) (MME, 2015);

iii) a relação R/P de 14,8 anos (ANP, 2015a);

iv) a manutenção da capacidade de importação atual de 71 milhões de m³/dia¹²; e

v) uma demanda não termelétrica total na ordem de 60 milhões de m³/dia (mesmos níveis de 2014) (EPE, 2016),

pode ser estimado um volume de aproximadamente 60 milhões de m³/dia para geração termelétrica nos próximos quatorze anos, sem que haja necessidade de expansão da produção ou da capacidade de importação.

12 30 milhões de m³/d provenientes de importação da Bolívia (GASBOL), mais 41 milhões de m³/d referentes às capacidades dos terminais de regaseificação dos três terminais de GNL instalados atualmente no país.

3 ESTRUTURA DA CADEIA DE GÁS NATURAL PARA ATENDIMENTO ÀS TERMELÉTRICAS

3.1 Unidades de processamento de gás natural (UPGN)

A infraestrutura de oferta de gás natural no Brasil¹³ abrange 14 polos de processamento em diversos estados (29 UPGNs com cerca de 94,4 milhões de metros cúbicos por dia de capacidade total); três terminais de regaseificação de GNL (Pecém/CE, Baía de Todos os Santos/BA e Baía de Guanabara/RJ, somando 41 milhões de metros cúbicos por dia de capacidade) e cerca de 9.400 km de extensão de gasodutos de transporte. A Figura 23 apresenta, de forma resumida, esta infraestrutura.

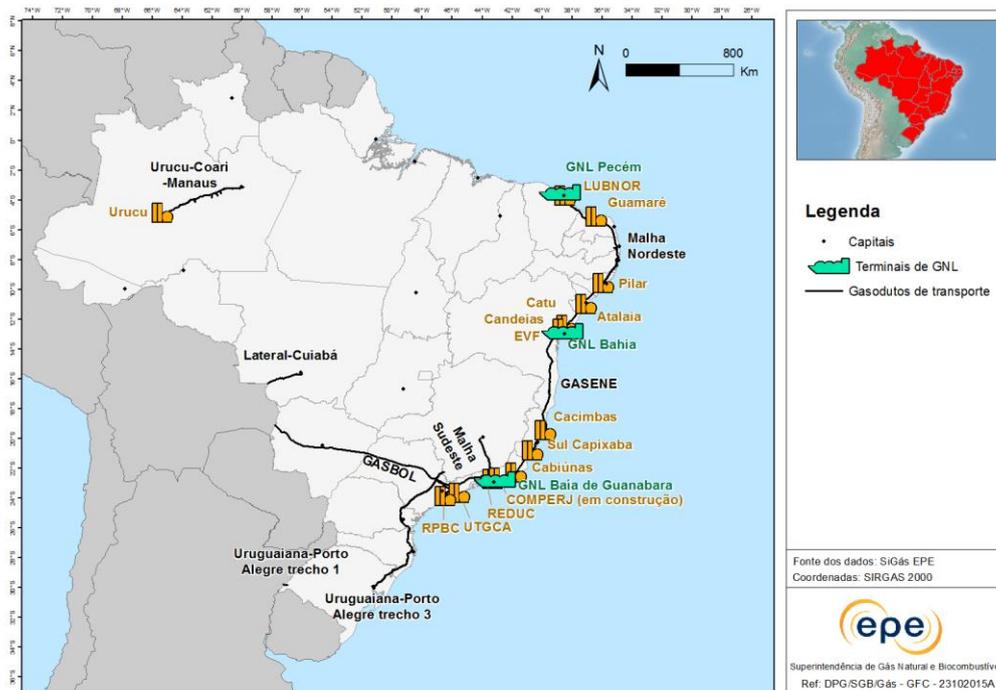


Figura 23 Infraestrutura brasileira de gás natural

Fonte: EPE (2014)

A região Sudeste concentra aproximadamente 67% da capacidade instalada de processamento de gás natural e a região Nordeste 23%. A Tabela 2 apresenta a relação das UPGN's instaladas no país.

¹³ Atualizada em dezembro de 2015.

Tabela 2 Unidades de Processamento de Gás Natural em operação no Brasil

Região/UPGN	Município	U.F.	Início de Operação	Capacidade (1.000 m ³ /dia)
Brasil	29 unidades			94.396
Sudeste / Sul	16 unidades			60.540
UGN-RPBC	Cubatão	SP	1993	2.300
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias	RJ	1983	2.500
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias	RJ	1987	2.000
URGN Cabiúnas	Macaé	RJ	1997	2.800
UPGN Cabiúnas	Macaé	RJ	1987	580
URL Cabiúnas I	Macaé	RJ	2002	4.500
URL Cabiúnas II	Macaé	RJ	2004	4.500
URL Cabiúnas III	Macaé	RJ	2009	4.860
UPGN Cacimbas	Linhares	ES	2008	3.500
DPP Cacimbas	Linhares	ES	2008	5.500
UPGN II - Cacimbas	Linhares	ES	2010	3.500
UPGN III - Cacimbas	Linhares	ES	2010	3.500
UAPO - Sul Capixaba	Anchieta	ES	2010	2.500
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba	SP	2011	3.000
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba	SP	2011	7.500
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba	SP	2011	7.500
Nordeste	9 unidades			21.650
UPGN Candeias	Candeias	BA	1972	2.900
UPGN Catu	Pojuca	BA	1962	1.900
UPGN Pilar	Pilar	AL	2003	1.800
UPGN Atalaia	Aracaju	SE	1981	2.900
UPGN Guamaré I	Guamaré	RN	1985	2.300
UPGN Guamaré II	Guamaré	RN	2001	2.000
UPGN Guamaré III	Guamaré	RN	2006	1.500
UPGN LUBNOR	Fortaleza	CE	1987	350
Est. de Trat. de S. Francisco	S. Francisco do Conde	BA	2007	6.000
Norte	4 unidades			12.206
UPGN Urucu I	Coari	AM	1993	706
UPGN Urucu II	Coari	AM	2000	6.000
UPGN Urucu III	Coari	AM	2004	3.000
UPGN Urucu IV	Coari	AM	2014	2.500

Fonte: MME (2014)

Deve-se destacar que a oferta do gás natural depende da existência de gasodutos para escoamento da produção, unidades de processamento e gasodutos de transporte. No caso de bacias localizadas em terra, existe ainda a possibilidade de instalação de usinas termelétricas na “boca de poço”. Nessa configuração, as usinas termelétricas são construídas na região dos campos produtores de gás natural, eliminando a necessidade de investimentos na construção de gasodutos para transportar o gás. Assim, a decisão da instalação desse tipo de usina é econômica. Nesses casos, pode ocorrer a redução de custos de investimento em processamento e de transporte a depender das características do gás natural produzido e da distância entre o campo de produção e os centros consumidores. Em oposição, existem os custos de transmissão de eletricidade, caso o consumo da energia gerada não ocorra localmente. Vale ressaltar que a geração de energia localmente não dispensa os custos relacionados à distribuição do gás natural, cuja exploração comercial é exclusiva dos estados da federação, de acordo com o artigo 25 da Constituição brasileira.

3.2 Transporte de gás natural por dutos

A Lei 11.909/2009 e o Decreto 7.382/2010 diferenciam os tipos de gasoduto da seguinte maneira (BRASIL, 2009, 2010):

Gasoduto de Transferência: duto destinado à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural.

Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do caput deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução

de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal¹⁴.

Gasoduto de Escoamento da Produção: *dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação.*

Atualmente, cinco transportadoras atuam na malha nacional de gasodutos de transporte (incluindo seus pontos de entrega e estações e serviços de compressão):

i. Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB): responsável pelo gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, cujos trechos atualmente em operação compreendem o duto que vai de Porto Alegre ao Polo Petroquímico de Triunfo e o duto que vai da divisa da Argentina até a cidade de Uruguaiana;

ii. Transportadora GasOcidente: responsável pelo gasoduto Bolívia-Mato Grosso (Lateral Cuiabá) que atende a usina termelétrica de Cuiabá, sendo considerado um sistema isolado por estar conectado somente no trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) administrado pela Gas TransBoliviano S.A. (GTB);

iii. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG): detém os contratos de transporte do GASBOL, que é responsável pelo atendimento da Região Sul, parte da Região Sudeste e parte da Região Centro-Oeste através de gás importado boliviano;

iv. Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG): responsável pelos contratos referentes aos gasodutos Cabiúnas-Vitória (GASCAV), Cacimbas-Vitória, Cacimbas-Catu (GASCAC), Japeri-REDUC (GASJAP), Rio de Janeiro-Belo Horizonte (GASBEL II), Guararema-São Paulo (GASPALII), São Paulo-São Bernardo do Campo (GASAN II), Paulínia-Jacutinga (GASPAJ), Cabiúnas-REDUC III (GASDUC III), Caraguatatuba-Taubaté (GASTAU), Pilar-Ipojuca, Atalaia-Laranjeiras (GAL), Urucu-Coari (GARSOL) e Coari-Manaus;

14 O § 2º estabelece que “Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.” Esse dispositivo define a exclusividade de comercialização do gás canalizado pelos Estados na sua área de atuação, de onde deriva a definição de gasodutos de distribuição para os dutos que executam essa função.

v. Consórcio Malhas Sudeste Nordeste: formado entre a TAG, a Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS), a Nova Transportadora do Nordeste S/A (NTN) e a Petrobras Transporte S.A. (Transpetro). Detém os contratos do restante dos gasodutos localizados nas Regiões Nordeste e Sudeste.

Cabe ressaltar que as malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligados e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) fazem parte de seus respectivos sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado de Santo Antônio dos Lopes/MA, na Bacia do Parnaíba, cujo volume de gás natural produzido é tratado em uma unidade de propósito específico e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTES) do Complexo do Parnaíba.

3.3 Gás natural liquefeito

No fim de 2014, a capacidade de liquefação no mundo era de aproximadamente 900 milhões de m³/dia (ROGERS, 2015). O Catar lidera as exportações mundiais de GNL, mas deve ser superado pela Austrália, Estados Unidos e África Ocidental até o ano de 2035 (BP, 2015b). O crescimento global de produção de GNL deve ser de 1,36 bilhões de m³ até 2035, sendo que a Austrália deve ser responsável pelo crescimento de 0,453 bilhões de m³ e os Estados Unidos por 0,396 bilhões de m³. Desse modo, a Austrália passaria a responder por 24% do mercado mundial de GNL, enquanto a África atingiria 21% e os Estados Unidos 18% (BP, 2015b).

Estima-se que o comércio de GNL deva triplicar até 2040 (EXXON MOBIL, 2014). Caso a taxa de crescimento da capacidade de liquefação se mantenha constante após 2030, a oferta mundial poderá se aproximar de 3.500 milhões de m³/dia em 2050. A Figura 24, apresenta esta estimativa de crescimento até o ano de 2050.

A oferta de GNL proveniente de navios-plataforma do tipo *Prelude Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)* (Floating LNG - FLNG) poderá se tornar cada vez mais frequente, complementando a produção dos terminais terrestres. Estes navios são capazes de explorar campos de gás natural a centenas de quilômetros da costa e converter a substância para a forma líquida ainda em alto mar, dispensando o uso de gasodutos para transporte do gás e posterior liquefação em unidades terrestres.

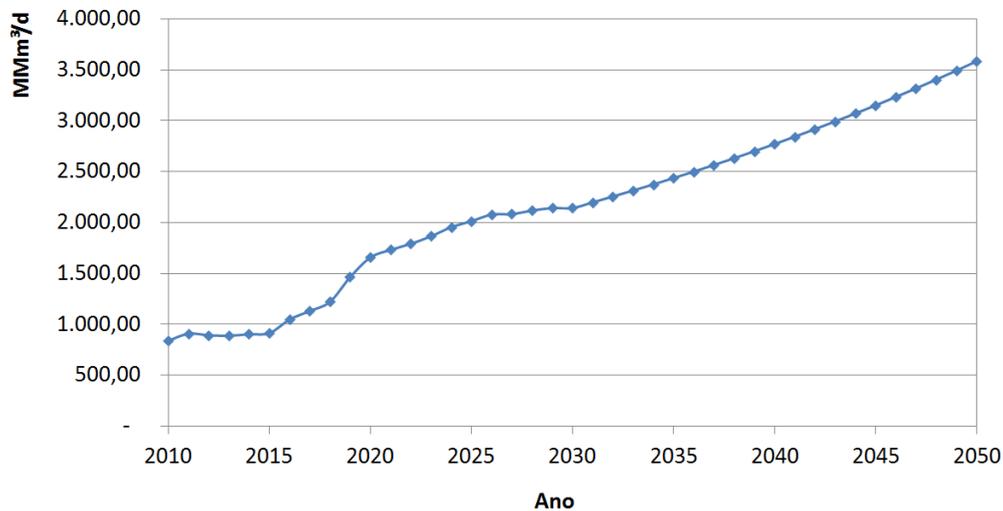


Figura 24 Evolução da capacidade mundial de liquefação

Fonte: EPE a partir de Rogers (2015) e Exxon Mobil (2014).

No que se refere à capacidade mundial de regaseificação de GNL, esta foi de 2.579 milhões de m³/dia ao final de 2014, estando distribuída em 30 países, com o Japão possuindo a maior capacidade do mundo (677 milhões de m³/dia) (IGU, 2015).

No ano de 2014, a capacidade instalada de regaseificação de GNL no Brasil era igual a aproximadamente 4% da capacidade mundial de liquefação do produto. Considerando-se que a capacidade nacional de regaseificação acompanhe o ritmo do crescimento do mercado internacional, isto é, sendo mantido o mesmo percentual de participação do Brasil, poderiam ser instalados até 2050, no País, aproximadamente 50 milhões de m³/dia de capacidade de regaseificação adicional, o que corresponderia a 4 novos terminais de GNL. Neste caso, o Brasil se aproximaria em 2050 do atual volume de regaseificação dos terminais do Reino Unido (cerca de 150 milhões de m³/dia¹⁵).

A importação de GNL ocorre, primariamente, para o atendimento às termelétricas, devido à maior flexibilidade na obtenção e utilização deste combustível (EPE, 2014). Como esta demanda varia conforme o despacho destas usinas é possível que o Brasil tenha, além do próprio GNL, a necessidade de utilizar sítios de estocagem subterrânea de gás natural. Dessa forma, ao invés de estocar o gás natural na forma liquefeita nos navios metaneiros

15 Considerando os atuais 41 milhões de m³/d (terminais da Baía de Guanabara/RJ, Baía de Todos os Santos/BA e Pecém/CE), mais 47,5 milhões de m³/d previstos para entrar em operação até 2020 (terminais de Rio Grande/RS, Suape/PE e Sergipe/SE) e os 50 milhões de m³/d adicionais que poderiam ser instalados até 2050.

ou regaseificadores, pode-se regaseificar o GNL, armazenar o gás natural nestes sítios de estocagem e utilizá-lo apenas quando houver demanda.

3.4 Estocagem subterrânea

O sistema elétrico brasileiro é caracterizado pela complementaridade entre as gerações hidrelétrica e termelétrica, com crescente relevância de fontes intermitentes como a solar e a eólica. A energia eólica depende da disponibilidade e da velocidade dos ventos no momento em que ocorre a necessidade de energia. A energia solar varia de acordo com a radiação solar, cuja produtividade está relacionada aos movimentos do planeta e, a cada instante, às condições meteorológicas. Portanto, quanto maior a participação dessas fontes na matriz, maior será a estocasticidade e intermitência de curto prazo na geração de energia e seu impacto no sistema dependerá da capacidade do próprio sistema de absorver tais variações (CAVADOS, 2015). Nesse contexto, a disponibilidade de gás natural desempenha função cada vez mais relevante para garantir a estabilidade do sistema elétrico brasileiro, uma vez que a variação do regime de chuvas, dos ventos e da exposição solar acrescenta significativas incertezas ao despacho.

Atualmente, as termelétricas a gás natural têm papel destacado no despacho elétrico em condições hídricas menos favoráveis. Essa flexibilidade de oferta de gás natural no Brasil requerida pelo sistema elétrico nacional tem sido dada pelo crescimento da importação de gás natural liquefeito. Como o Brasil é tomador de preços no mercado internacional de GNL, há exposição ao risco econômico decorrente das oscilações de preço.

Assim, a Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) permitiria aos ofertantes de gás natural para as termelétricas a possibilidade de compra deste energético em situações mais favoráveis de mercado e a disponibilização desse gás para consumo imediato na ocasião do despacho. Essa seria apenas uma das formas de utilização da ESGN, que poderia ser utilizada também para atender picos diários de demanda e otimização da rede de gasodutos, entre outras.

A tecnologia de estocagem subterrânea de gás natural consiste na utilização de formações subterrâneas para o armazenamento de gás natural para posterior utilização, sendo amplamente utilizada em vários países. Existem no mundo mais de 900 instalações de ESGN (CEDIGAZ, 2014), sendo que cerca de 700 em operação (*idem*), e diversas outras em construção, desenvolvimento ou planejamento. Os EUA contam com mais de 400 instalações de ESGN (*ibidem*). O uso da estocagem subterrânea também é amplamente

difundido na Europa, Canadá e Rússia. Entre os países em desenvolvimento que contam com sistemas de ESGN estão: Argentina, México, China e Turquia.

As principais funções estratégicas da ESGN são:

- formação de reserva de gás natural;
- atender flutuações (picos) de demanda e de produção;
- prevenir possíveis falhas nos sistemas de transporte e abastecimento (flutuações diárias e interrupções eventuais);
- regular as oscilações sazonais de suprimento e de preços;
- permitir otimizar a rede de gasodutos;
- permitir melhor planejamento e controle da distribuição do gás natural.

Adicionalmente, a ESGN pode ser utilizada para obtenção de contratos mais atrativos de compra e transporte de gás natural, permitindo maiores ganhos provenientes da variação de preços deste energético.

Os principais tipos de técnicas de estocagem subterrânea são:

- campos exauridos de óleo e gás: tecnologia mais utilizada no mundo para ESGN e a primeira a ser desenvolvida. Consiste em reutilizar sítios onde não é mais viável a exploração de hidrocarbonetos;
- aquíferos: constituídos por uma rocha reservatório porosa e permeável, estruturada de tal forma que impede o movimento lateral do fluido (forma de domo) e uma rocha impermeável por cima (o selo) que impede os movimentos verticais;
- cavernas salinas: constituídas artificialmente por lixiviação de camadas espessas de rochas salinas;
- minas abandonadas.

Os investimentos em ESGN são de longa maturação, entretanto o tempo de exploração de um campo de estocagem pode ser bastante longo. O primeiro sítio dos EUA (Queen, localizado na Pensilvânia) foi comissionado em 1920 e ainda se encontra em operação (WAPLES, 2012).

O volume de gás estocado em diferentes países varia amplamente em relação ao uso diário do gás natural. O dimensionamento da capacidade de estocagem do país relaciona-se com seu interesse estratégico. No entanto, nos casos mais representativos, a capacidade

de estocagem varia de 10% a 30% do consumo diário nacional (EUA: 18%, França: 29%, Alemanha: 24%) (CEDIGAZ, 2014).

Deve-se ressaltar que a instalação de um sítio de ESGN requer a existência de situação geológica favorável, e que o prazo estimado para a maturação do empreendimento e entrada em operação é entre cinco e dez anos (SANTOS, 2015).

Empreendimentos nacionais em ESGN permitiriam ganhos significativos no âmbito do planejamento energético do País no longo prazo, possibilitando melhor planejamento da malha de transporte de gasodutos, podendo ser pensada como uma alternativa à instalação de terminais para importação de GNL. Um primeiro passo neste sentido seria a realização de um inventário nacional de sítios para estocagem subterrânea de gás natural com o objetivo de avaliar e mapear o potencial de sítios geológicos para ESGN.

4 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DE GERAÇÃO ELÉTRICA A GÁS NATURAL

4.1 Princípios de funcionamento

A geração termelétrica é baseada na conversão de energia térmica em energia mecânica, e da conversão desta em energia elétrica. A energia térmica é obtida pela queima de combustíveis fósseis ou renováveis¹⁶, ou pela fissão nuclear de combustíveis radioativos¹⁷. Numa central termelétrica não nuclear, a combustão (externa ou interna) é o primeiro estágio na transformação da energia química do combustível em energia elétrica. Em seguida têm-se os ciclos típicos de sistemas de geração de potência, sejam centrais com turbinas a vapor, motores de combustão interna alternativos e turbinas a gás (TOLMASQUIM, 2005; TEIXEIRA e LORA, 2004; NASCIMENTO *et al.*, 2004a).

A turbina a vapor é um motor térmico rotativo de combustão externa, que possibilita unidades de grande potência, além de alta confiabilidade, vida útil e eficiência. Na

16 Em siderurgias, também são utilizados combustíveis residuais para a geração de energia na própria planta: gás de alto forno, gás de aciaria e gás de coqueria (TEIXEIRA e LORA, 2004).

17 O elemento físsil é tradicionalmente denominado de combustível nuclear. A reação que resulta na liberação de energia pela fissão do núcleo de um elemento radioativo não mantém qualquer similaridade com o processo de combustão, contudo a utilização deste elemento em reatores nucleares – que são equivalentes às caldeiras convencionais utilizadas em centrais termelétricas – fez surgir uma associação do elemento físsil com os demais combustíveis e a denominação “combustível nuclear” passou a ser largamente utilizada (TEIXEIRA e LORA, 2004).

combustão externa, a mistura ar/combustível não entra em contato com o fluido de trabalho – geralmente água desmineralizada, sendo o calor dos produtos da combustão transferido para este fluido, que se expande na forma de vapor. Este vapor aciona uma turbina produzindo energia mecânica de rotação, que por sua vez aciona um gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina obtendo-se assim a energia elétrica. Do ponto de vista termodinâmico, o ciclo de geração de potência a vapor é conhecido como ciclo Rankine, cujas principais transferências de trabalho e calor estão ilustradas na Figura 25 (NASCIMENTO *et al.*, 2004a; MAZURENKO e TEIXEIRA, 2004; TOLMASQUIM, 2005). Em um ciclo Rankine, o vapor é gerado através de uma grande diferença de temperatura. Os gases gerados pelo processo de combustão têm temperatura na faixa de 1000 a 1300°C, no entanto, a temperatura do vapor é de 500 a 550°C (ARRIETA *et al.*, 2004).

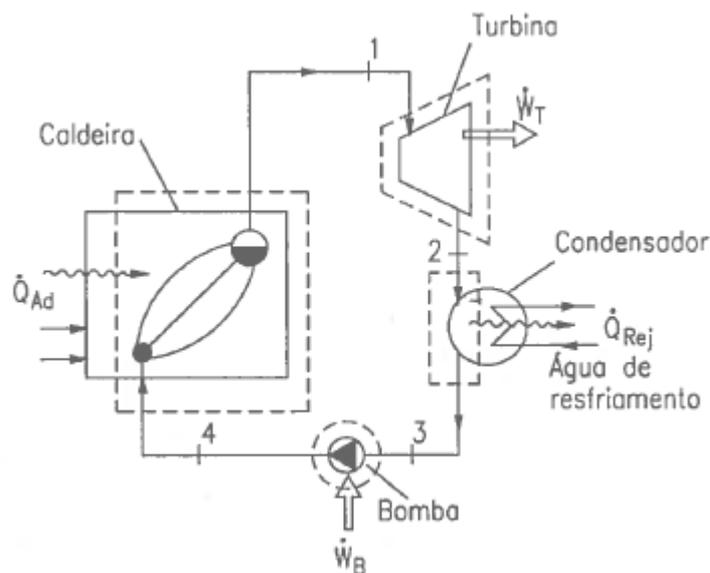


Figura 25 Ciclo Rankine

Legenda: \dot{Q}_{Ad} = calor adicionado ao ciclo; \dot{Q}_{Rej} = calor rejeitado pelo ciclo; \dot{W}_B = trabalho da bomba; \dot{W}_T = trabalho da turbina; processo 1-2: expansão isentrópica do fluido de trabalho na turbina; 2-3: transferência de calor isobarométrica no condensador; 3-4: compressão isentrópica do fluido de trabalho na bomba e 4-1: transferência de calor isobarométrica na caldeira.

Fonte: Nascimento *et al.* (2004a)

Os sistemas de potência a gás são utilizados nas máquinas de combustão interna, que podem ser de dois tipos: máquinas a pistão (motores de combustão interna alternativos), concebidas termodinamicamente a partir dos ciclos Otto, Diesel e Dual; e as máquinas sem pistão (motores de combustão interna rotativos), como as turbinas a gás, que são concebidas termodinamicamente a partir do ciclo Brayton na maioria dos casos

(NASCIMENTO *et al.*, 2004a). Os motores de combustão interna (MCI) são máquinas térmicas nas quais a energia química do combustível se transforma em trabalho mecânico, sendo que o fluido de trabalho consiste dos produtos da combustão da mistura ar-combustível, e a câmara de combustão além do próprio processo de combustão estão integrados ao funcionamento geral do motor. Representam a tecnologia mais difundida dentre as máquinas térmicas, sendo largamente empregados como elementos de propulsão nas áreas automobilística, naval e aeronáutica, para geração de eletricidade e para acionamento de bombas, compressores ou qualquer outro tipo de carga estacionária. Podem operar consumindo combustíveis líquidos (gasolina, álcool, óleo combustível, diesel, etc.) ou gasosos (gás natural, GLP, etc.) (TEIXEIRA e COBAS, 2004).

Os MCI alternativos (a pistão) são subdivididos em motores de ignição por centelha (ciclo Otto) e de ignição por compressão (ciclo Diesel). Em um motor de ignição por centelha, uma mistura de combustível e ar é admitida na câmara de combustão e somente deve ter sua queima iniciada a partir da centelha produzida por meio de uma vela de ignição. Já no motor de ignição por compressão, o ar é admitido na câmara de combustão e comprimido até uma determinada pressão. Com a redução do volume e o aumento da pressão, a temperatura do ar dentro do cilindro aumenta, sendo suficiente para que ocorra a combustão espontânea quando o combustível for injetado. Os principais tipos de motores empregados na geração de energia elétrica são: motores Diesel, motores de ignição por centelha tradicionais ou a gás, motores duplo combustível e motores gás-Diesel. Para geração de eletricidade, os motores Diesel e a gás são competitivos principalmente pela sua alta eficiência térmica. Além disso, a eficiência dos motores não é tão sensível às condições locais de temperatura, pressão e umidade quanto são as turbinas a gás (TEIXEIRA e COBAS, 2004). As turbinas a gás, diferentemente das turbinas a vapor, não necessitam de um fluido intermediário de trabalho. A energia térmica do combustível é convertida em energia mecânica no eixo da turbina, por meio dos gases quentes que saem da câmara de combustão. Termodinamicamente, as turbinas a gás baseiam-se no ciclo Brayton. Podem operar com circuito aberto, que é utilizado na maioria das turbinas, ou fechado. O princípio básico de funcionamento de uma turbina a gás está representado na Figura 26.

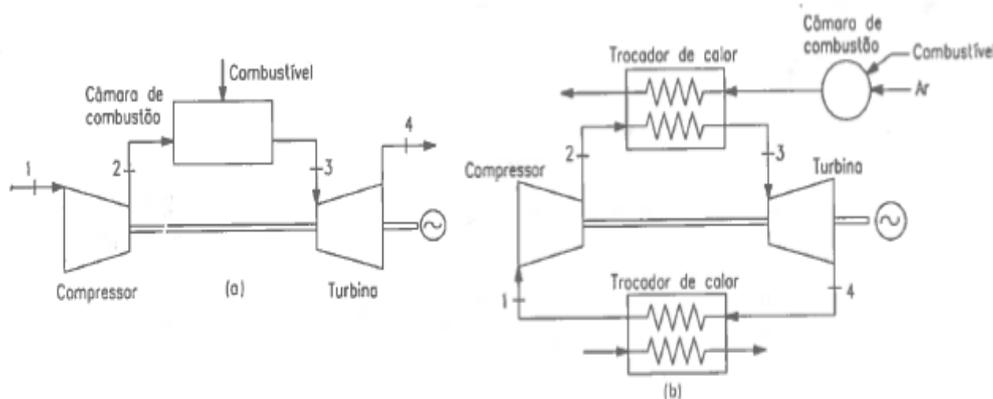


Figura 26 Turbinas a gás em circuito aberto (a) e fechado (b)

Legenda: 1 – admissão do ar no compressor; 2 – admissão do ar pressurizado na câmara de combustão; 3 – acionamento da turbina pelos gases quentes e pressurizados e 4 – gases de exaustão.

Fonte: Nascimento et al. (2004b)

As turbinas a gás funcionam admitindo ar em condição ambiente ou refrigerado. O ar entra no compressor, onde ocorre compressão adiabática com aumento de pressão e conseqüentemente também aumento de temperatura. O ar pressurizado (e aquecido) segue para a câmara de combustão, onde também é alimentado um combustível. Na combustão ocorre um aumento de temperatura a pressão constante, produzindo um aumento de volume do fluxo de gases. Estes gases quentes e pressurizados acionam a turbina de potência, gerando trabalho mecânico.

A configuração de turbinas a gás em ciclo aberto possui baixa eficiência, pois os gases que saem da turbina (ainda com alta disponibilidade energética) não são aproveitados. O processo de funcionamento das turbinas a gás com circuito fechado é o mesmo das turbinas com circuito aberto. A diferença é que nas turbinas com circuito fechado o fluido de trabalho permanece dentro do sistema e o combustível é queimado fora do sistema, em um trocador de calor externo. A maior vantagem do circuito fechado é a possibilidade de utilizar alta pressão através de todo o sistema, proporcionando redução no tamanho da máquina, e a possibilidade de se variar a potência útil pela variação no nível de pressão. A maior desvantagem é a necessidade de um sistema externo de aquecimento (NASCIMENTO *et al.*, 2004b; LIMA e MENDES, 2004).

A combinação de um ciclo simples com turbina a gás (ciclo Brayton) com um ciclo simples a vapor (ciclo Rankine) forma o ciclo combinado. Assim os gases liberados a alta temperatura pela turbina a gás são aproveitados para geração de vapor que aciona a

turbina a vapor, aumentando significativamente o rendimento de todo o ciclo (ARRIETA *et al.*, 2004; TOLMASQUIM, 2005).

As centrais termelétricas podem ser classificadas segundo diferentes critérios, como: produto principal, tipo de combustível, tipo de máquina térmica, caráter da carga, entre outros. Quanto ao produto principal, distinguem-se as térmicas cujo único produto é a eletricidade e as que geram simultaneamente eletricidade e calor (cogeração). O tipo de combustível tem importância tanto do ponto de vista técnico-econômico quanto ambiental, podendo ser utilizados vários tipos de combustíveis, como por exemplo: carvão, óleo combustível, diesel, gás natural, urânio e biomassa, entre outros. Em relação ao tipo de carga, há usinas que operam com uma carga relativamente constante (operação de base) e aquelas que operam algumas horas por dia (operação de pico). Sendo que a decisão sobre o despacho de cada usina é tomada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Em relação aos tipos mais difundidos de máquinas térmicas utilizadas em usinas térmicas não nucleares, tem-se¹⁸: central termelétrica de geração com ciclo a vapor, central termelétrica de turbina a gás operando em ciclo simples, central de ciclo combinado, central de motores de combustão interna e central termelétrica de cogeração (LORA, 2004).

4.2 Tecnologias e inovações

4.2.1 Termelétricas a vapor

O ciclo a vapor constitui a tecnologia mais antiga para a geração de eletricidade. Centrais termelétricas de geração com ciclo a vapor utilizam como máquina térmica uma turbina a vapor, com o único objetivo de produzir eletricidade. Neste tipo de máquina térmica a combustão é externa, por isso podem utilizar qualquer tipo de combustível, como óleo combustível, óleo diesel, carvão, gás natural e biomassa (lenha, bagaço de cana, resíduos, etc.). A Figura 27 mostra um esquema simplificado de uma planta de potência a vapor com os seus componentes principais: caldeira, turbina a vapor, condensador e bomba de água de alimentação (A). Verifica-se ainda: i) os equipamentos de manuseio do combustível e exaustão dos gases à atmosfera (B); ii) os equipamentos do sistema de resfriamento de água do condensador e reposição de água ao ciclo (C) e iii) o gerador

¹⁸ As centrais termelétricas nucleares operam segundo um ciclo Rankine, sendo o fluido de trabalho o vapor d'água. A máquina térmica utilizada é uma turbina a vapor.

elétrico, principal componente para a conversão da energia mecânica em energia elétrica (D) (NASCIMENTO *et al.*, 2004a; LORA, 2004).

O calor obtido pela queima do combustível é transferido para o fluido, que se expande na forma de vapor a alta pressão e temperatura na caldeira. A energia armazenada no vapor é convertida em energia mecânica na turbina, acionando o eixo que a acopla ao gerador. O gerador, por sua vez, produz a energia elétrica. O vapor de exaustão da turbina é condensado nas superfícies dos tubos do condensador, trocando calor com água de resfriamento de uma fonte fria, retornando à condição original de condensado. O condensado é aquecido e retorna para a caldeira fechando-se assim o ciclo (LORA, 2004; LIMA e MENDES, 2004; TOLMASQUIM, 2005).

As termelétricas com ciclo a vapor apresentam eficiências entre 42 e 44% (LORA, 2004). Os rendimentos das termelétricas com ciclo a vapor são fortemente dependentes do tipo de combustível utilizado. Aquelas movidas a gás natural ou óleo combustível são mais eficientes, caracterizando-se por um menor consumo de energia no tratamento preliminar do combustível e maior eficiência na combustão. Caracterizam-se por potências unitárias elevadas, alcançando até 1200 MW, o que constitui sua principal vantagem. Em relação aos parâmetros de vapor, as temperaturas típicas estão na faixa de 400 a 580°C. O aumento da temperatura do vapor na entrada da turbina sempre leva ao aumento da eficiência térmica do ciclo (LORA, 2004; LIMA e MENDES, 2004; TOLMASQUIM, 2005). Além disso, uma forma de aumentar a eficiência energética do sistema é o aproveitamento do vapor liberado pela turbina utilizando-o como calor de processo para um consumidor externo, em regime de cogeração.

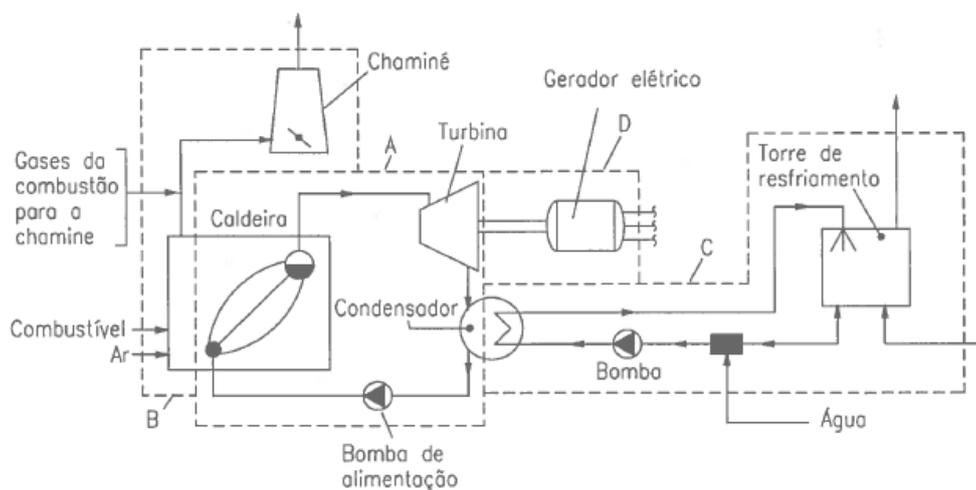


Figura 27 Esquema e principais componentes de uma termelétrica a vapor

Fonte: Nascimento *et al.* (2004a)

4.2.2 Termelétricas de turbinas a gás operando em ciclo simples

A eletricidade é o único produto final das centrais termelétricas de turbina a gás operando em ciclo simples. Caracterizam-se por uma partida rápida, razão pela qual podem ser empregadas no atendimento da demanda em períodos de pico. Podem utilizar combustíveis líquidos (diesel especial) e gasosos (gás natural) (LORA, 2004).

A geração de eletricidade a gás natural baseia-se nas turbinas a gás, que são máquinas motrizes de combustão interna divididas em três seções principais: o compressor de ar, o sistema de combustão e a turbina propriamente dita. O compressor tem a função de captar e pressurizar o ar atmosférico para alimentação da câmara de combustão. O sistema de combustão consiste em um conjunto de injetores capazes de enviar combustível na proporção especificada para a câmara de combustão e promover a mistura adequada, que queima a altas temperaturas. A turbina propriamente dita consiste em um complexo conjunto de lâminas rotativas por onde passam os gases expandidos da combustão e que fazem girar o eixo do gerador que produzirá energia elétrica. A Figura 28 mostra os componentes básicos de uma turbina a gás.

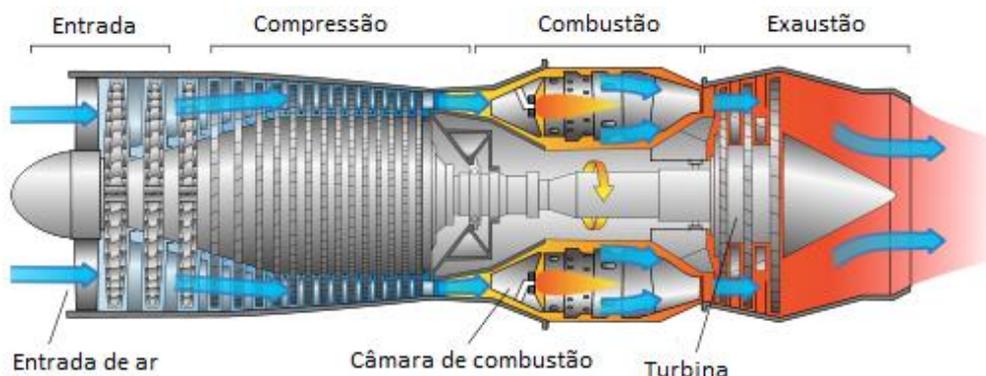


Figura 28 Componentes básicos de uma turbina a gás

Fonte: Adaptado de Wikimedia Commons (2008)

Quando, finalmente, os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são descarregados na atmosfera, caracteriza-se o ciclo Brayton aberto, como pode ser visto na Figura 29.

As turbinas a gás possuem um longo histórico, iniciado a partir das pesquisas do inventor inglês John Barber (1734-1801), que desenvolveu a ideia de comprimir o ar e utilizar a sua energia como fluido de trabalho. O desenvolvimento das turbinas a gás avançou ao longo do século XIX e apenas em 1939 foi construída a primeira turbina a gás

dedicada à geração de energia elétrica, com 4 MW de potência, na cidade de Neuchatel, na Suíça (DALTRO e RODRIGUES, 2013). As turbinas de aplicação aeronáutica tiveram o seu desenvolvimento independente na mesma década das turbinas industriais. Existem dois tipos de turbinas a gás industriais: as máquinas industriais (ou *heavy duty*) e as aeroderivativas. As turbinas industriais *heavy duty* são turbinas projetadas para a aplicação industrial. São caracterizadas pela robustez, flexibilidade no uso de combustível, alta confiabilidade e baixo custo. Podem atingir uma potência de cerca de 340 MW (NASCIMENTO *et al.*, 2004b). A maior aplicação dessas turbinas tem sido na geração de eletricidade operando na base. Já as turbinas aeroderivativas são oriundas de turbinas a gás aeronáuticas que sofreram algumas modificações no projeto para fins industriais. São caracterizadas por uma maior eficiência e alta confiabilidade, além de ocupar pouco espaço, possuir menor relação peso/potência e flexibilidade na manutenção. Podem atingir uma potência de cerca de 50 MW e são usadas principalmente em plataformas marítimas, bombeamento de gás, potência de pico em termelétricas e propulsão naval. (NASCIMENTO *et al.*, 2004b).

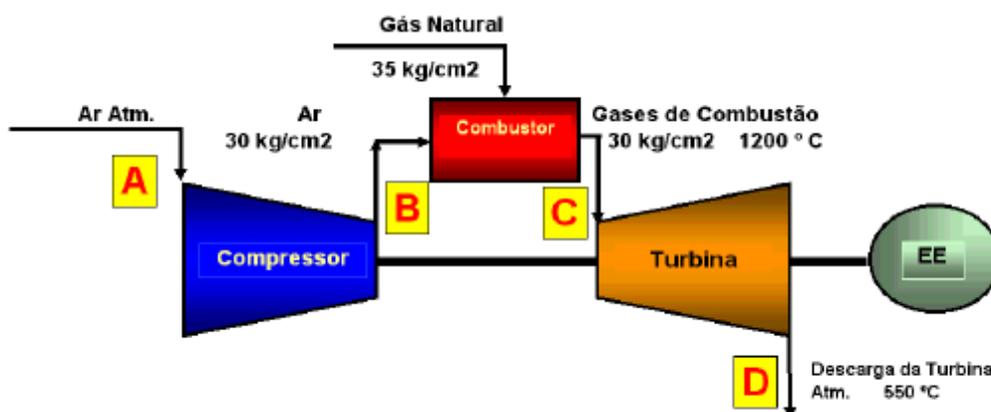


Figura 29 Fluxograma de uma turbina a gás ciclo Brayton movida a gás natural

Fonte: De Falco (2011)

Importante ressaltar que as turbinas a gás em ciclo simples, tanto as aeroderivativas quanto as *heavy duty*, estão em estágio maduro de desenvolvimento. A escolha entre uma e outra depende das características específicas de cada aplicação.

Segundo Tolmasquim (2005), usinas térmicas a ciclo simples podem ser despachadas por razões energéticas ou elétricas, associadas a restrições na rede de transmissão e a critérios de confiabilidade. Estas usinas possuem como desvantagem uma menor eficiência em relação a outras tecnologias como as de ciclo combinado. As turbinas

a gás em ciclo simples têm uma eficiência relativamente baixa, entre 36% e 39%, devido à alta temperatura dos gases de exaustão (LORA, 2004, ARRIETA *et al.*, 2004). Contudo, uma usina inicialmente construída para operar em ciclo simples, pode posteriormente fechar o ciclo.

4.2.3 Termelétricas de ciclo combinado

As termelétricas de ciclo combinado utilizam um ciclo com turbina a gás acoplado a um ciclo com turbina a vapor. Constituem os sistemas mais modernos e eficientes, em que o combustível predominante é o gás natural (LORA, 2004). Termodinamicamente, o princípio de funcionamento do ciclo combinado é a utilização dos ciclos Brayton e Rankine. Em um ciclo combinado obtém-se maior aproveitamento da energia inicial contida no combustível (maior eficiência), devido ao acoplamento térmico entre os dois ciclos. A Figura 30 ilustra os três tipos de centrais termelétricas de ciclo combinado a gás e vapor: em série (a), em paralelo (b) e em série/paralelo (c). Em uma central de ciclo combinado em série os gases de exaustão da turbina a gás são utilizados numa caldeira de recuperação para geração de vapor fornecido para a turbina a vapor. Já em uma central termelétrica em paralelo o combustível é utilizado para gerar calor para os dois ciclos. Por fim, as centrais em série/paralelo são iguais às centrais em série, mas empregam, adicionalmente, a queima de combustível na caldeira de recuperação (ARRIETA *et al.*, 2004).

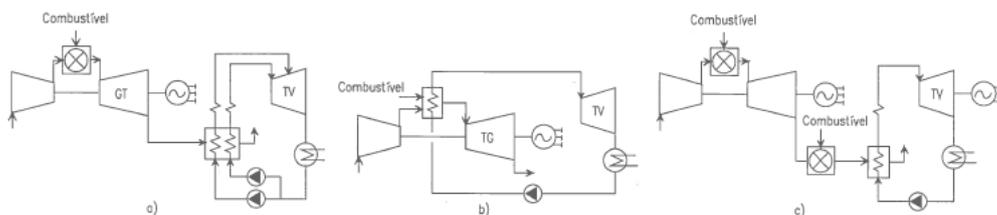


Figura 30 Tipos de termelétricas de ciclo combinado: a) em série; b) em paralelo; c) em série/paralelo

Legenda: TG = turbina a gás; TV = turbina a vapor.

Fonte: Arrieta *et al.* (2004)

A eficiência térmica de termelétricas a vapor, com parâmetros supercríticos, reaquecimento intermediário e um desenvolvido sistema de regeneração, pode atingir até 45%. Este valor é maior que a eficiência térmica apresentada por uma termelétrica a gás operando em ciclo simples, que tem eficiência térmica entre 36% e 39% (ARRIETA *et al.*, 2004). Já com a aplicação de ciclos combinados, uma termelétrica pode atingir eficiência

média na faixa de 55% a 58%, com perspectivas de atingir eficiências de até 63% (LORA, 2004, ISHIKAWA *et al.*, 2008). Além disso, os ciclos combinados a gás e vapor podem ser utilizados para geração de eletricidade em uma ampla faixa de potência, desde alguns quilowatts até gigawatts, com a possibilidade de diversas configurações ofertadas por diferentes fabricantes ao redor do mundo (ARRIETA *et al.*, 2004; NASCIMENTO *et al.*, 2004a; TOLMASQUIM, 2005). As eficiências das turbinas a gás tendem a ser mais elevadas para unidades de capacidades maiores. Aumentos de eficiência poderão ser obtidos pelo aumento da temperatura de admissão dos gases na turbina. Turbinas a gás operando com temperatura na ordem de 1700°C poderão elevar a eficiência para uma faixa em torno de 63%, conforme exibido na Figura 31. Em contrapartida, maiores temperaturas de operação levam ao aumento das emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) e maior risco de degradação dos componentes da turbina, para os quais deverão ser desenvolvidos aperfeiçoamentos nos sistemas de combustão, materiais resistentes a altas temperaturas e corrosão, entre outros (IEA, 2012a).

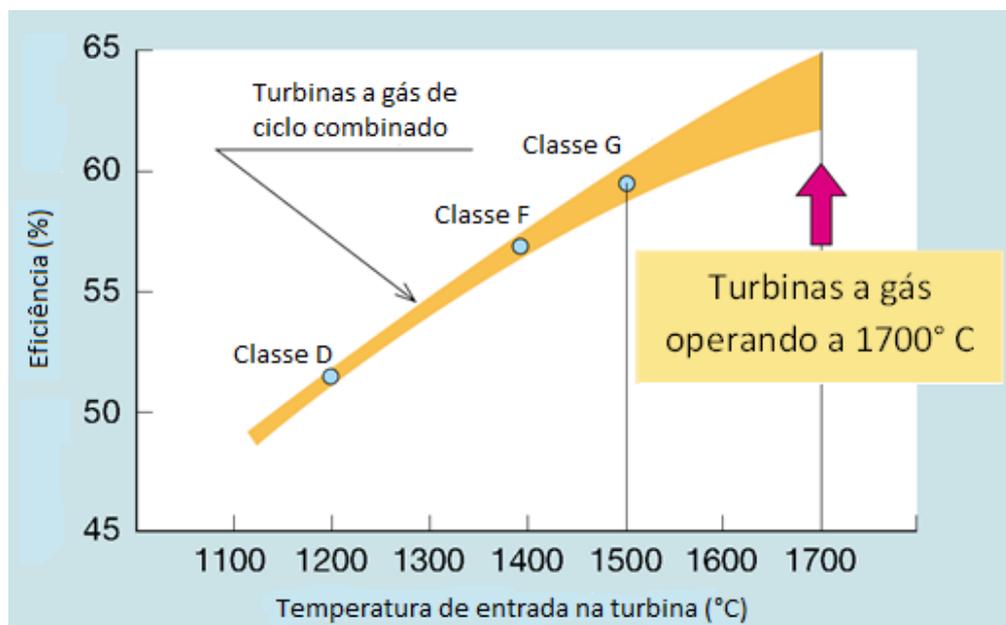


Figura 31 Eficiência das plantas de ciclo combinado em função da temperatura de admissão dos gases na turbina

Fonte: Ishikawa *et al.* (2008)

São possíveis ainda, centrais termelétricas de ciclo combinado empregando turbinas a gás e motores alternativos de combustão interna, além do ciclo parcialmente combinado

empregando motor de combustão interna numa central termelétrica a vapor, como será mostrado no item 4.2.4.

4.2.4 Termelétricas com motores de combustão interna alternativos

As termelétricas que utilizam motores de combustão interna alternativos fazem uso de máquinas de ciclo Diesel ou ciclo Otto a gás natural para a geração de potência. Os componentes principais de um motor de combustão interna alternativo estão apresentados na Figura 32.

Os motores alternativos de combustão interna são máquinas eficientes tanto à carga parcial como à carga nominal, podendo atingir até 50% de eficiência. Para pequenas capacidades, os motores apresentam a mais alta eficiência dentre as máquinas térmicas. Na geração de energia elétrica podem ser empregados motores de até 50 MW por unidade (ARRIETA *et al.*, 2004; GRONE e HELLMANN, 1997 *apud* TEIXEIRA e COBAS, 2004). Estas máquinas são muito utilizadas na região amazônica do Brasil, em sistemas isolados (LORA, 2004).

Um dos exemplos de usina termelétrica com motor de combustão interna alternativo é a Usina Termelétrica Luiz Oscar Rodrigues de Melo (UTE LORM – antiga UTE Linhares), construída no município de Linhares (ES), que entrou em operação comercial em 2011. A UTE LORM possui 24 grupos geradores estacionários acionados por motores de combustão interna com capacidade individual de 8.545 kW e, portanto, a capacidade instalada total é de 205 MW. Cada grupo gerador é acionado por um motor alternativo de combustão interna de 4 tempos turbo-comprimido modelo Wäertsilä 20V34SG de 20 cilindros em V de ignição por centelha (ciclo Otto), alimentado exclusivamente a gás natural com injeção individual por cilindro. O gás natural para a UTE LORM é fornecido pela BR Distribuidora a partir do gasoduto Cacimbas-Vitória da Petrobras que cruza o terreno de propriedade da Linhares Geração S.A. Em condições nominais de operação a UTE LORM consome aproximadamente 1.000.000 Nm³/dia de gás natural (LINHARES GERAÇÃO S.A., 2015).

Podem também ser mencionados os MCI híbridos, que combinam características de um motor de ignição por centelha e as de ignição por compressão, com o objetivo de operar tal máquina o mais próximo da relação de compressão ótima, proporcionando aumento da eficiência. Além dos MCI híbridos, há também os motores de duplo combustível, que podem operar tanto com combustíveis líquidos como gasosos. Quando

opera com gás, o motor trabalha de acordo com o ciclo Otto, em que o cilindro é alimentado por uma mistura pobre¹⁹ de ar-combustível e a ignição é iniciada a partir de uma centelha. Por outro lado, quando opera em ciclo Diesel (ignição por compressão), a operação é realizada conforme os motores Diesel convencionais. As máquinas de duplo combustível são importantes onde o fornecimento de gás natural não é confiável. Neste caso, o óleo Diesel é o combustível alternativo, ficando em reserva para ser utilizado em situações de emergência (*back-up*) (TEIXEIRA e COBAS, 2004).

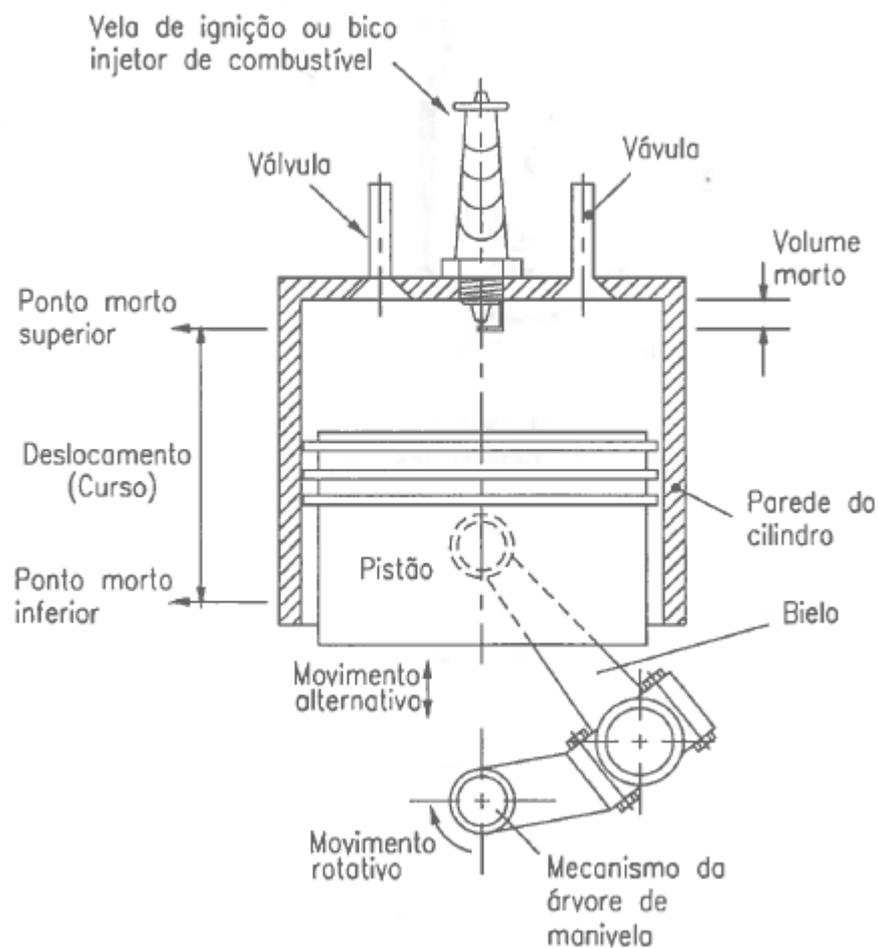


Figura 32 Motor de combustão interna alternativo

Fonte: Teixeira e Cobas (2004)

¹⁹ Queima onde a quantidade de ar em relação ao combustível é maior do que a necessária para a queima estequiométrica.

Além disso, há a possibilidade de diferentes configurações de centrais termelétricas de ciclo combinado empregando turbinas a gás e motores alternativos de combustão interna, como mostra a Figura 33, visando um aumento de eficiência.

Na configuração (a), o ar e o combustível devem ser preaquecidos. Na variante (b), o gás de exaustão da turbina a gás é utilizado para preaquecer a vazão de ar extraída à alta pressão do compressor antes de ser injetada no MCI. Já na configuração (c), depois de aproveitar o efeito positivo da turbocompressão, os gases quentes que saem do MCI se expandem numa turbina, aumentando a potência gerada (ARRIETA *et al.*, 2004).

Os MCI podem também ser empregados como alternativa de repotenciação de centrais termelétricas a vapor. Nas termelétricas a vapor o aquecimento regenerativo da água de alimentação permite a redução do consumo de combustível na caldeira. A regeneração é feita em trocadores de calor empregando extrações de vapor da turbina. O ciclo parcialmente combinado usa o calor dos gases de exaustão do MCI para o aquecimento parcial da água de alimentação no circuito de regeneração de uma termelétrica a vapor convencional. O aumento de potência pode ser conseguido tanto pela geração de eletricidade com os MCI como pelo aumento da eletricidade gerada na turbina a vapor, em função das menores extrações de vapor para a regeneração da água de alimentação (ARRIETA *et al.*, 2004).

4.2.5 Termelétricas de cogeração

A cogeração é o processo de produção combinada de calor útil e energia elétrica ou mecânica, de modo simultâneo e sequenciado, a partir da queima de um combustível. Desta forma, busca-se melhorar o aproveitamento da energia produzida pelo combustível, reduzindo-se as perdas. A cogeração em uma central termelétrica visa empregar o calor rejeitado pelos ciclos de potência em processos industriais, ou para aquecimento de residências e edifícios, ou ainda para a geração de frio. A potência elétrica, por sua vez, pode ser consumida pela própria instalação de cogeração ou ser vendida para outros consumidores ou para uma concessionária de serviço elétrico (NOGUEIRA *et al.*, 2004).

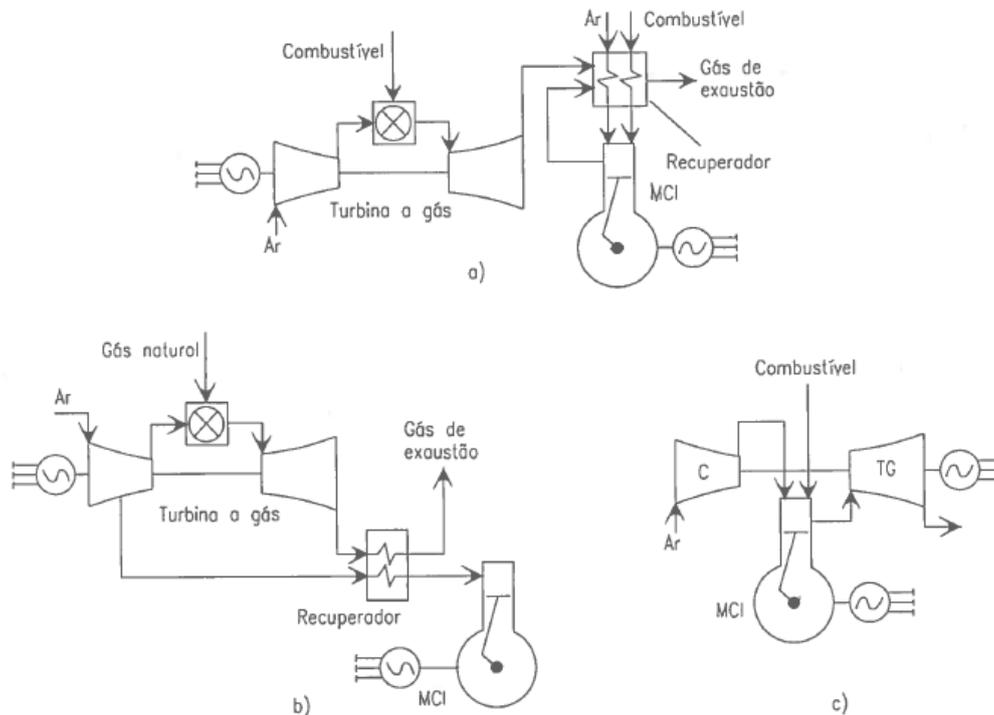


Figura 33 Configurações de termelétricas de ciclo combinado com turbinas a gás e motores de combustão interna

Nota: MCI = motor de combustão interna; C = compressor; TG = turbina a gás.

Fonte: Arrieta *et al.* (2004)

Nas centrais termelétricas de cogeração ocorre a geração simultânea de energia elétrica e térmica a partir de um mesmo combustível, que pode ser um derivado de petróleo, gás natural, carvão ou biomassa. Estas termelétricas caracterizam-se por uma alta eficiência. A cogeração pode ser realizada utilizando-se como acionadores primários tanto as turbinas a vapor como as turbinas a gás e os motores de combustão interna, incluindo os ciclos combinados (LORA, 2004). Em todas essas opções existe, necessariamente, a rejeição de calor não convertido em potência de eixo, que pode, então, ser utilizado para atender uma demanda térmica (NOGUEIRA *et al.*, 2004). A Figura 34 apresenta esquemas de sistemas de cogeração com turbina a gás, turbina a vapor e motor de combustão interna.

De forma simplificada, o rendimento total de uma central de cogeração considera como energia útil a soma da potência elétrica e do consumo de calor pelo consumidor externo (LORA, 2004).

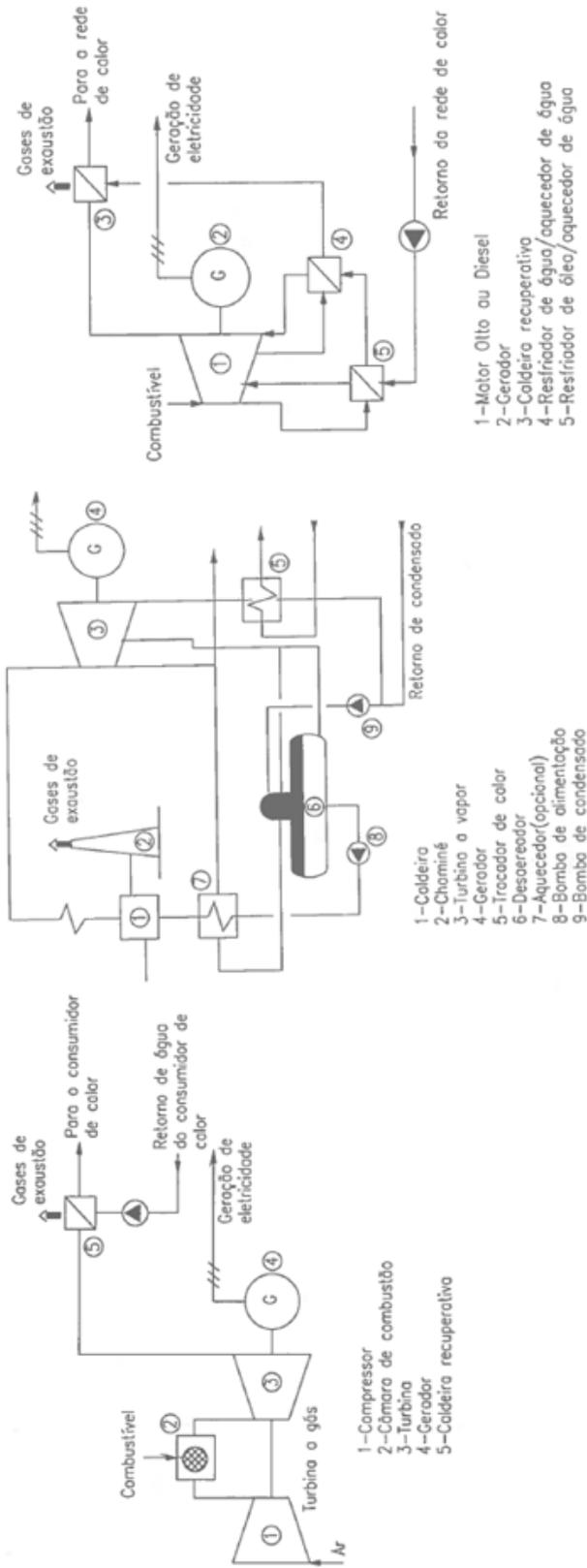


Figura 34 Esquemas de sistemas de cogeração

Fonte: Nogueira et al. (2004)

Na cogeração com turbina a gás, os combustíveis utilizados devem produzir uma queima mais limpa, com menos formação de resíduos, como, por exemplo, o gás natural ou os derivados claros de petróleo, pois, caso contrário, como os produtos de combustão atravessam a turbina, estes resíduos poderiam danificá-la. Ao se utilizar o calor dos gases de exaustão da turbina para outros processos, as perdas se reduzem devido à recuperação deste calor, podendo chegar a uma eficiência energética global da ordem de 80% (NOGUEIRA *et al.*, 2004). Os gases de exaustão da turbina podem ser utilizados diretamente para processos térmicos, ou indiretamente na produção de vapor ou água quente, utilizando uma caldeira de recuperação, ou utilizando os gases como comburente nos queimadores de caldeiras convencionais (NOGUEIRA *et al.*, 2004).

Na cogeração com turbina a vapor, o acionamento da turbina se dá pela expansão do vapor de alta pressão procedente de uma caldeira convencional. Após a expansão, o vapor de baixa ou de média pressão rejeitado pelas turbinas pode ser aproveitado em um processo industrial que necessite de vapor ou energia térmica a temperaturas relativamente baixas, geralmente abaixo de 200°C. Ao se utilizar o vapor de escape da turbina, as perdas totais se reduzem significativamente devido à utilização do vapor de escape em um processo industrial, podendo alcançar uma eficiência energética global da ordem de 82% (NOGUEIRA *et al.*, 2004). Um sistema de cogeração a vapor pode utilizar qualquer tipo de combustível, desde resíduos industriais até o gás natural (NOGUEIRA *et al.*, 2004; LORA, 2004).

Os motores de combustão interna utilizados em sistemas de cogeração podem obter rendimento térmico similar às turbinas a gás ou a vapor, mas têm como desvantagem uma dificuldade na recuperação de calor, limitado às baixas temperaturas. No entanto, há situações em que estas máquinas são a melhor alternativa, como por exemplo, em centros comerciais, supermercados, hotéis, hospitais e empresas alimentícias, que demandam eletricidade da ordem de até alguns megawatts. Ao se utilizar o calor de escape do motor, a eficiência elétrica se mantém praticamente a mesma, mas as perdas se reduzem devido à utilização deste calor em outros processos, totalizando uma eficiência energética global da ordem de 76% (NOGUEIRA *et al.*, 2004).

4.3 Indústria de equipamentos

O parque gerador térmico brasileiro até o final da década de 1990, principalmente das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, era constituído por usinas térmicas a vapor, também chamadas de convencionais, movidas a óleo combustível e a carvão, enquanto o Norte do país possuía termelétricas movidas basicamente a óleo diesel. Grande parte

destas usinas operava bem abaixo da sua capacidade instalada, muitas vezes em regime de *stand by*. As que continuam em atividade têm em média 40 anos de operação (ANEEL, 2016). No final da década de 1990, devido à necessidade crescente de energia no país, principalmente nos horários de pico, surgiram projetos de geração utilizando turbinas a gás movidas a gás natural. Devido às vantagens, como o baixo custo de investimento por quilowatt instalado, o tempo de construção reduzido, o acionamento rápido e a flexibilidade operacional no acompanhamento da carga, as centrais térmicas a gás operando em ciclo simples eram ideais para trabalhar na ponta da geração. Entretanto, ofereciam desvantagens como o custo da energia gerada relativamente elevado, devido ao combustível muitas vezes importado e atrelado ao dólar, e eficiência mais baixa em relação à tecnologia de ciclo combinado. Sendo assim, no ano 2000, o governo brasileiro escolheu as usinas termelétricas de ciclo combinado, principalmente as que utilizavam como combustível o gás natural, como principal tecnologia para geração elétrica a ser implantada no país de forma emergencial. Assim, a termelétricidade passou a ter importância estratégica, ganhando participação mais significativa na matriz energética brasileira (TOLMASQUIM, 2005).

O uso do gás natural para geração de energia elétrica no Brasil apresenta vantagens principalmente técnico-econômicas e operacionais, como por exemplo, a possibilidade da geração mais próxima aos centros de consumo, a diversificação da matriz elétrica em prol da segurança do suprimento, o atendimento da demanda de ponta e a complementação da geração renovável intermitente, entre outras. As tecnologias utilizadas para a geração termelétrica a gás natural no País são as turbinas a gás operando em ciclo simples, as centrais de ciclo combinado, motores de combustão interna e as usinas de cogeração, caracterizadas como produção combinada de energia elétrica e calor.

O Brasil conta com 12.388 MW de capacidade instalada em usinas termelétricas a gás natural. Isto representa 8,78% da potência instalada total no país e 30% das térmicas em operação (ANEEL, 2016). A maior parte da capacidade instalada está localizada na região Sudeste, conforme indicado na Tabela 3. Para os próximos anos está prevista uma adição de 40.095 MW na capacidade de geração do País, dos quais 5.434 MW serão provenientes de termelétricas a gás natural a serem instalados predominantemente na região Sudeste (ANEEL, 2016).

Dentre as termelétricas a gás natural em operação destacam-se as usinas de ciclo combinado do Sudeste que representam mais de 4 GW instalados, integradas ao SIN, conforme apresentado na Tabela 4. Esta tecnologia também tem sido utilizada em novas outorgas de termelétricas a gás natural, como por exemplo, as usinas de Novo Tempo/PE, Rio Grande/RS e Mauá 3/AM, que adicionarão 3.067 MW de capacidade ao SIN.

Tabela 3 Capacidade instalada de UTEs a gás natural no Brasil em 2015

Região	Em operação		Em construção		Construção não iniciada	
	Nº usinas	Capacidade ^a (MW)	Nº usinas	Capacidade ^b (MW)	Nº usinas	Capacidade ^b (MW)
Sudeste / Centro-Oeste	86	7.171	1	8	7	317
Sul	13	1.403	-	-	3	1.246
Nordeste	36	3.285	1	519	2	2.754
Norte	10	529	-	-	1	591
Total	145	12.388	2	527	13	4.908

Nota: ^a Potência Fiscalizada; ^b Potência Outorgada.

Fonte: *Elaboração própria a partir de ANEEL (2016).*

Tabela 4 Tipos de UTEs a gás natural em operação em 2015

Região	Ciclo aberto (MW)	Ciclo combinado (MW)	MCI (MW)
Sudeste/Centro-Oeste	1.980	4.227	204
Sul	-	1.373	-
Nordeste	1.281	880	-
Norte (Interligado)	1.138	519	405

Fonte: *Elaboração própria a partir de MME (2015).*

Do total de termelétricas em operação no Brasil, há 4.200 MW de capacidade de cogeração. Deste total, 56% utilizam como combustível o gás natural, estando, majoritariamente, instaladas na região Sudeste, conforme exibido na Tabela 5.

Tabela 5 Capacidade instalada de cogeração a gás natural no Brasil em 2015

Região	Em operação		Em construção		Construção não iniciada	
	Nº usinas	Capacidade ^a (MW)	Nº usinas	Capacidade ^a (MW)	Nº usinas	Capacidade ^a (MW)
Sudeste/ Centro-Oeste	29	1.657	1	8	3	10
Sul	3	19	-	-	2	8
Nordeste	10	672	-	-	-	-
Norte	-	-	-	-	-	-
Total	42	2.348	1	8	5	18

Nota: ^a Potência Outorgada.

Fonte: *Elaboração própria a partir de ANEEL (2016).*

Em uma usina termelétrica a gás natural, a turbina ou o motor a gás são os principais equipamentos a operar e, portanto, o principal fator limitante para a viabilização de novos empreendimentos.

ABDI (2015) reproduz o diagnóstico realizado pelo Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – PROMINP (2006) que classificou os 17 setores-chave para a expansão da cadeia de petróleo e gás natural entre as classes de “alta competitividade”, “média competitividade” e “sem produção nacional expressiva”. Enquanto as turbinas a gás para geração elétrica foram classificadas como “sem produção nacional expressiva”, a fabricação de turbinas a vapor foi considerada de “alta competitividade” e a produção de caldeiraria nacional foi considerada de “média competitividade”. O estudo conclui que, no Brasil, “de maneira geral, a produção interna apresenta maior competitividade nos setores ligados à metalurgia, ao passo que os setores de menor competitividade estão, em sua maioria, ligados à indústria de máquinas e equipamentos, mais intensiva em tecnologia”.

Assim, fato que corrobora a afirmativa anterior é que o parque gerador brasileiro conta apenas com equipamentos (principalmente turbinas a gás) importados de diversos fabricantes internacionais, como: Alstom, GE, Pratt & Whitney, Rolls Royce, Siemens e Wärtsilä. Outros setores, como o de caldeiraria, engenharia e turbinas a vapor foram analisados por PROMINP (2006). Nesses setores, a capacidade industrial brasileira é variável. Enquanto os setores de caldeiraria passavam por uma fase de ressurgimento, o de turbinas a vapor era considerado suficiente para o atendimento das demandas da indústria nacional de petróleo e gás.

5 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

5.1 Introdução

As características técnicas e a estimativa dos custos de novos projetos de geração são elementos necessários para os estudos de expansão dos sistemas elétricos. Os custos de construção, de operação e manutenção, juntamente aos fatores de desempenho de novas usinas de geração elétrica têm um papel importante na escolha das alternativas de expansão de capacidade que poderão atender à demanda futura de eletricidade. Esses parâmetros também permitem avaliar a sensibilidade do sistema elétrico às restrições de controle ambiental de poluentes e às limitações de emissões de gases do efeito estufa.

Dentre as tecnologias disponíveis para a geração termelétrica a gás natural, são consideradas neste item, as termelétricas de ciclo combinado, as centrais de turbinas a gás operando em ciclo simples – aeroderivadas ou industriais (*heavy duty*), e os motores de combustão interna alternativos.

5.2 Aspectos operacionais

A produção de eletricidade no sistema elétrico brasileiro está associada a uma operação centralizada com o objetivo de minimizar os custos totais de operação e garantir o suprimento contínuo em todo o País. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A geração de energia elétrica do Brasil caracteriza-se por ser um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas localizadas em diferentes bacias hidrográficas e com múltiplos proprietários. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2016). A utilização coordenada dos recursos de geração e transmissão permite reduzir os custos de operação, minimizando a produção termelétrica e o consumo de combustíveis sempre que houver superávits hidrelétricos em diferentes pontos do sistema. No entanto, em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas termelétricas são despachadas para garantir o atendimento da carga. Assim, a geração termelétrica complementa a geração hidrelétrica que é dependente das vazões afluentes e do nível de armazenamento dos reservatórios. Assim, o aproveitamento racional dos recursos hídricos depende da existência de usinas térmicas flexíveis que possam variar os seus despachos em função das condições dos reservatórios das usinas hidráulicas (OLIVEIRA, 2008, MOURON, 2003, LIMA e MENDES, 2004).

Esta flexibilidade pode ser expressa em relação à capacidade do sistema elétrico em modificar a produção ou o consumo de eletricidade em resposta à variabilidade, esperada ou não. Isto é, a capacidade de o sistema manter o suprimento confiável quando ocorrem desequilíbrios rápidos e grandes, seja qual for a causa. A flexibilidade é medida em termos de megawatts disponíveis para acionamento ou desligamento, ao longo do tempo. A variabilidade e incertezas da demanda, a geração renovável intermitente e as contingências são situações que requerem flexibilidade do sistema, seja pelas fontes de oferta, por armazenamento, interconexões ou pelo gerenciamento da demanda. As flutuações da demanda em condições normais de operação são relativamente regulares e previsíveis ao longo de um dia e de períodos sazonais. Mas a variabilidade decorrente da

geração renovável intermitente é menos previsível e mais difícil de ser estimada. Na avaliação das soluções que acrescentem flexibilidade ao sistema, devem ser consideradas as tecnologias disponíveis, bem como a estrutura do setor elétrico, os procedimentos de operação e a rede existente (IEA, 2011b).

A oferta e a demanda de eletricidade precisam ser constantemente balanceadas no tempo real da operação de um sistema elétrico. A oferta deve acompanhar as flutuações da demanda ao longo de cada dia, imputando ao sistema cargas de base, intermediária e de ponta. As usinas denominadas de base operam em regime constante, exceto paradas para manutenção, suprindo a carga de base. Essas usinas caracterizam-se pelo alto custo de capital e baixo custo de operação e manutenção. Os custos variáveis baixos as tornam competitivas quando operam na base durante um número elevado de horas no ano, reduzindo assim os custos unitários totais. As usinas capazes de acompanhar a carga, variando a sua produção com o nível de demanda são adequadas para atender cargas intermediárias e de ponta. Estas se caracterizam pelo baixo custo de capital e alto custo de operação e manutenção. As termelétricas a gás natural podem operar em todo espectro das curvas de carga (IEA, 2012a, WEITZEL *et al.*, 2006, LORA *et al.*, 2004).

As tecnologias de geração têm um papel significativo para a flexibilidade do sistema. As turbinas a gás de ciclo simples (TGCS) são caracterizadas pela flexibilidade operacional, baixo custo de investimento e elevado custo de operação, por isso são empregadas no atendimento da demanda de pico diária, bem como nas variações imprevistas devido a eventos especiais, mudanças das condições meteorológicas e flutuações sazonais. As turbinas a gás de ciclo combinado (TGCC) são indicadas para operar na base ou nas cargas intermediárias por serem mais eficientes e terem menores custos de operação (IEA, 2012a, USDOE, 2011).

Além das vantagens na operação integrada do sistema hidrotérmico, as termelétricas a gás natural têm sido consideradas como solução complementar à expansão da geração por fontes renováveis intermitentes. A geração eólica e a solar requerem uma complementação a fim de garantir que a demanda seja plenamente atendida quando não houver vento ou sol. As térmicas a gás ciclo simples podem servir como potência complementar, pois podem ser acionadas mais rapidamente e têm custos de investimento e prazos de construção menores. Mas à medida que aumentar a geração a partir de fontes renováveis intermitentes no sistema, mais tecnologias flexíveis serão requeridas, inclusive as plantas de ciclo combinado. A potência gerada por uma turbina a gás pode ser modificada rapidamente ajustando-se o volume injetado de gás na câmara de combustão. Já para o ciclo a vapor esta flexibilidade é reduzida devido à inércia térmica. A flexibilidade operativa reduz eficiência, aumenta o desgaste dos materiais, e incorpora custos

adicionais que devem ser balanceados com os ganhos sistêmicos (IEA, 2012a, LIMA e MENDES, 2004).

A flexibilidade das turbinas a gás, suas características operacionais e taxas de respostas são comparadas com outras tecnologias de geração na Tabela 6. Verifica-se que, entre as tecnologias para geração térmica, as TGCS apresentam maior flexibilidade, mas todas as tecnologias de geração podem proporcionar alguma flexibilidade para diferentes necessidades de equilíbrio do sistema.

Tabela 6 Comparação da flexibilidade operativa, por tecnologias, para geração elétrica.

	TGCC	TGCS	Carvão	Hidro	Nuclear
Tempo de partida (a partir do estado quente ²⁰)	40 a 60 min	< 20 min	1 a 6 horas	1 a 10 min	13 a 24 horas
Taxa de variação da carga em rampa	5% a 10% por minuto	20% a 30% por minuto	1% a 5% por minuto	20% a 100% por minuto	1% a 5% por minuto
Tempo de zero a 100% de carga	1 a 2 horas	< 1 hora	2 a 6 horas	< 10 min	15 a 24 horas

Legenda: TGCC = turbina a gás de ciclo combinado; TGCS: turbina a gás de ciclo simples

Fonte: IEA (2012a)

Assim como as TGCS e TGCC, os motores de combustão interna alternativos podem oferecer flexibilidade para equilibrar as flutuações no sistema elétrico. Trata-se de tecnologia madura e de baixo custo específico²¹. Em relação à geração a gás natural, possuem como vantagem o tempo de partida, que varia de 30 segundos a 15 minutos. Os mais avançados motores de combustão interna (MCI) a gás natural têm eficiência elétrica em torno de 45%, acima das turbinas a gás de ciclo simples (IEA, 2012a, WÄRTSILÄ, 2014). Embora tenham potência nominal unitária inferior às turbinas a gás eles podem ser eficazes para determinadas características de projeto ou para a geração distribuída. A Tabela 7 apresenta valores médios para parâmetros técnicos de diferentes tipos de termelétricas.

20 O estado térmico influencia no tempo necessário para a partida da turbina. Quanto maior o número de horas de parada da planta antes, maior será o tempo necessário para a nova partida da unidade. O regime de partida pode ser desde o estado quente (paradas de 6 a 10 horas), desde o estado não-resfriado ou morno (desde 6-10 horas e 60-90 horas) e desde o estado frio (mais de 60-90 horas de parada) (LORA *et al.*, 2004).

21 US\$ 580 - 800/kW (LORA, 2004).

Tabela 7 Parâmetros técnicos para diferentes tipos de termelétricas

	Turbina a gás industrial	Turbina a gás aeroderivada	Ciclo combinado ¹	MCI ² (ciclo aberto)
Potência nominal unitária (MW)	Até 470	Até 140	Até 700	Até 20
Rendimento (%) ³	35 - 43	40 - 44	50 - 61	40 - 50
Heat rate (kJ/kWh) ³	8.200 - 10.400	8.200 - 9.000	5.900 - 7.200	7.260 - 9.000
Tempo médio para início do fornecimento (meses) ⁴	24	18	36	12

Notas: ¹ 1 turbina a gás natural + 1 turbina a vapor. ² MCI = motor de combustão interna ³ Rendimento ou *Heat Rate* com base no Poder Calorífico Inferior (PCI) do combustível e nos bornes do gerador. ⁴ Considerou-se o tempo decorrido desde o pedido realizado ao fornecedor até o comissionamento e testes da UTE.

Fonte: SIEMENS (2016), MHI (2016), MAN (2016), GE (2016), ALSTOM (2016), WÄRTSILÄ (2016), CATERPILLAR (2016), EIA (2015c), EIA (2015d), Lora e Nascimento (2004), EPE (2015d).

As termelétricas também podem acrescentar flexibilidade ao sistema através da prestação de serviços ancilares, que são serviços auxiliares atrelados à operação dos sistemas elétricos de potência, como por exemplo, compensação reativa, autorrestabelecimento e controle de frequência (IEA, 2012a, LIMA e MENDES, 2004). Para isso, devem celebrar contratos de prestação de serviços ancilares com o ONS (ONS, 2016, ANEEL, 2015).

Nos estudos de expansão de longo prazo, além das características técnicas devem ser analisadas as questões ambientais, principalmente das emissões de poluentes e gases do efeito estufa, bem como as condições de oferta do combustível. A regulamentação do setor elétrico brasileiro exige a garantia de suprimento de combustível para as térmicas, caso contrário, as usinas perdem o lastro físico que garante os contratos. Isso significa que é necessário haver capacidade de oferta e/ou importação e infraestrutura de transporte de gás natural para atender o consumo máximo das térmicas, mesmo que elas não sejam despachadas.

A vida útil estimada para projetos de usinas térmicas é de 20 a 30 anos. Vale ressaltar, no entanto, que a operação de usinas térmicas pode ser prolongada por mais 25 a 30 anos, após uma completa avaliação de sua integridade no final de sua vida útil estimada. O custo para a extensão da vida útil de uma planta termelétrica, que utiliza combustíveis fósseis, está em torno de 20 a 30% do custo de construção de uma planta nova (BRASIL, 2007). O prazo para a construção de usinas térmicas a gás natural é

estimado entre um ano e meio e três anos, dependendo da tecnologia a ser utilizada e da capacidade a ser instalada (IEA/NEA, 2015, IEA, 2010b, TOLMASQUIM, 2005, LORA *et al.*, 2004).

Por fim, ressalta-se que as plantas de cogeração são empregadas, sobretudo, na geração distribuída, não sendo, portanto, consideradas para complementaridade térmica no sistema elétrico brasileiro.

5.3 Aspectos econômicos

5.3.1 Custos de investimento

Os custos envolvidos na geração de energia elétrica podem ser classificados entre custos de investimento e custos de geração. Os custos de investimento são associados à construção do empreendimento e os custos de geração decorrem da operação da usina e a produção de eletricidade

Os custos de investimento incluem os estudos de viabilidade e o licenciamento ambiental, as obras civis, os equipamentos mecânicos, elétricos e controles, a montagem e o comissionamento da planta e a conexão elétrica à rede de transmissão, entre outros (EIA, 2013, IEA-RETD, 2013, MARTINS *et al.*, 2004). Os principais equipamentos das usinas termelétricas de ciclo simples são a turbina a gás e o gerador elétrico. Já para as usinas de ciclo combinado têm-se as turbinas a gás e a vapor e seus respectivos geradores elétricos e a caldeira de recuperação de calor. Em termelétricas com geradores acionados por motores de combustão interna, o principal equipamento é o motor alternativo.

Os custos de investimentos são tipicamente apresentados numa base de unidades monetárias por quilowatt instalado (US\$/kW), levando-se em consideração a capacidade instalada total da usina. A Tabela 8 resume os custos de investimento em termelétricas a gás natural apresentados em estudos internacionais de referência.

Apesar de serem tecnologias maduras e dominadas por vários fabricantes mundiais, o valor do investimento em turbinas varia de acordo com as características do projeto. As incertezas sobre os custos de investimento futuro em turbinas a gás e tecnologias de ciclo combinado são baixas. Embora seja possível admitir que configurações mais avançadas possam ser desenvolvidas ao longo dos próximos 40 anos, o incentivo econômico para novos desenvolvimentos não tem sido evidente nas últimas décadas. Portanto, para a geração termelétrica a gás natural é razoável concluir que as estimativas de longo prazo

não incluem melhorias de custos ou desempenho (SHELLEY, 2008, BLACK & VEATCH, 2012).

Tabela 8 Custos de investimento para a geração termelétrica a gás natural

TGCS (US\$/kW)	TGCC (US\$/kW)	Referência
800 – 1000	1000 – 1250	IEA (2010b)a
488 – 814	923 – 1538	NREL (2012)b
-	760 – 1510	WEC (2013)c
-	600 – 1600	IEA-RETD (2013)c
349 – 523	800 – 1149	DECC/UK (2013)d
671 – 968	912 – 1017	EIA/DOE (2015c)e
500-933	627-1289	IEA/NEA (2015)e

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado

Notas: ^a Inclui juros durante a construção (US\$₂₀₀₈). ^b US\$₂₀₀₉. ^c US\$₂₀₁₂. ^d 0,631£₂₀₁₂/US\$₂₀₁₂. ^e US\$₂₀₁₃.

5.3.2 Custo de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) que não variam significativamente com a produção de eletricidade são classificados como fixos, enquanto aqueles que são função da quantidade de eletricidade gerada são classificados como variáveis. Assim, os custos fixos não variam com o fator de capacidade ou o número de horas de operação, e geralmente são expressos em \$/kW/ano. Incluem mão de obra e encargos mensais de operação, despesas gerais e administrativas e manutenção preventiva programada, entre outros. Os custos variáveis são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida e geralmente são expressos em \$/MWh. Incluem o consumo de consumo de água e lubrificantes e o tratamento da água, entre outros (EIA, 2013, IEA-RETD, 2013, MARTINS *et al.*, 2004).

Além da operação e manutenção rotineira, ocorrem também paradas maiores nas centrais elétricas que requerem a interrupção prolongada da geração visando à recuperação da eficiência e do estado técnico do equipamento. Os custos associados a essas atividades estão incluídos nos custos de O&M variáveis. Na termelétrica de ciclo simples, estas paradas prolongadas são necessárias, principalmente, para a manutenção da turbina e do gerador. Já para as usinas de ciclo combinado, incluem as turbinas a gás e a vapor, geradores elétricos e as caldeiras de recuperação de calor (EIA, 2013, LORA; MAZURENKO; ARRIETA, 2004).

A Tabela 9 apresenta os custos de operação e manutenção para termelétricas a gás natural apresentados em estudos internacionais.

Tabela 9 Custos de O&M para a geração termelétrica a gás natural

TGCS		TGCC		Referência
Fixo (US\$/kW.ano)	Variável (US\$/MWh)	Fixo (US\$/kW.ano)	Variável (US\$/MWh)	
5,26	29,90	6,31	3,67	NREL (2012) ^a
N/D	N/D	9 – 26	2,00 – 3,70	IEA-RETD (2013) ^b
15,69	0,16	34,87	0,16	DECC (2013) ^c
7,04 a 7,34	10,37 – 15,44	13,16 – 15,36	3,27 – 3,60	EIA/DOE (2015c) ^d

TGCS		TGCC		Referência
Fixo e Variável		Fixo e Variável		
36 US\$ ₂₀₀₈ /kW.ano		44 US\$ ₂₀₀₈ /kW.ano		IEA (2010b)
N/D		11 – 58 US\$ ₂₀₁₂ /kW.ano		WEC (2013) ^e
5,35 – 36,45 US\$ ₂₀₁₃ /MWh		3,25 – 9,38 US\$ ₂₀₁₃ /MWh		IEA/NEA (2015)

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado; N/D: não disponível

Notas: ^a US\$₂₀₀₉. ^b US\$₂₀₁₂. ^c US\$₂₀₁₂ (convertido à taxa de 0,631£₂₀₁₂/US\$₂₀₁₂). ^d US\$₂₀₁₃. ^e Custo total de operação.

5.3.3 Custo do combustível

Os custos de combustível, neste caso, referem-se aos gastos para aquisição do gás natural. Junto com os custos de O&M é um dos fatores de maior peso nos custos da geração termelétrica (IEA-RETD, 2013, LORA *et al.*, 2004, MARTINS *et al.*, 2004). Nos Estados Unidos, o crescimento da produção do *shale gas* reduziu os preços do gás para valores em torno de US\$ 3 a 6/MMBtu (BP, 2015b), tornando a geração termelétrica a gás natural mais competitiva. Já a Europa depende de contratos de fornecimento de gás com a Rússia (via gasodutos) com preços atrelados ao petróleo e importações de GNL com preço em torno de US\$ 8 a 12/MMBtu (*idem*), isto é até três vezes mais caro que o preço nos EUA. Na Ásia os preços são ainda mais elevados. O Japão, por exemplo, importa GNL entre US\$ 16 e 18/MMBtu (*ibidem*), cerca de quatro vezes mais elevado que os preços nos EUA (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013). Existem várias incertezas para as projeções de longo prazo dos preços do gás natural para a geração de energia elétrica (IEA/NEA, 2015). Para o Brasil, admite-se o preço do gás natural entre US\$ 8 e 12/MMBtu.

O consumo de gás natural em uma termelétrica depende da eficiência térmica da planta, medida através do seu *heat rate* em kJ/kWh. As plantas a gás de ciclo simples podem ter custos de combustíveis por kWh gerado até 50% maiores que as de ciclo combinado, pois tem eficiências menores (aproximadamente dois terços de uma térmica de ciclo combinado), conforme mostra a Tabela 10.

Tabela 10 Custo do combustível, eficiência e fator de capacidade para a geração termelétrica a gás natural

Tipo de Térmica	Eficiência (%)	Fator de capacidade (%)	Custo do combustível (US\$ ₂₀₀₈ /MWh)
TGCS	35 – 42	10 – 20	45 – 70
TGCC	52 – 60	20 – 60	30 – 45

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado

Fonte: IEA (2010b)

5.3.4 Custo nivelado

O custo nivelado de energia representa o custo total para produzir um *megawatt-hora* de eletricidade, levando em consideração os custos de investimento e de geração (operação e manutenção e consumo de combustível), a vida útil do empreendimento e uma taxa de desconto que reflita os interesses de remuneração do capital dos investidores. Os custos nivelados servem para comparar tecnologias durante a seleção de investimentos no planejamento de longo prazo da expansão da geração elétrica.

A Tabela 11 apresenta valores para diferentes características técnicas e econômicas de usinas termelétricas a gás natural, cujos valores foram obtidos através de fontes internacionais (IEA/NEA, 2015, EIA, 2015c, WORLD ENERGY COUNCIL, 2013, IEA-RETD, 2013, IEA, 2010b, BLACK & VEATCH, 2012, DECC, 2013), informações de fabricantes de equipamentos, dados de leilões de energia nova realizados entre 2007 e 2015, e pesquisa realizada junto à literatura especializada (BRASIL, 2007, TOLMASQUIM, 2005, LORA e NASCIMENTO, 2004).

A partir dos parâmetros apresentados na Tabela 11, podem ser calculadas faixas de variação do custo nivelado, considerando uma taxa de desconto de 8% a.a. Os resultados dos custos nivelados para as TGCS e TGCC são apresentados na Tabela 12.

Tabela 11 Parâmetros técnico-econômicos de termelétricas a gás natural

		TGCS	TGCC
Custo específico ¹	US\$/kW	600 - 1000	900 - 1300
O&M fixo	US\$/kW.ano	13	18
O&M variável	US\$/MWh	4	6
Custo de combustível	US\$/MMBtu	10	10
Rendimento	%	35	55
Fator de capacidade	%	30	70
Vida útil	anos	30	30

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado.

Notas: ¹ Refere-se ao custo específico de uma UTE completa (incluindo equipamentos, obras civis, conexão elétrica, montagem e comissionamento, dentre outros).

Tabela 12 Custos nivelados para a geração termelétrica a gás natural

TGCS	TGCC
US\$/MWh	US\$/MWh
127 - 140	84 - 90

Tabela 13 Outros custos nivelados para a geração termelétrica a gás natural

TGCS		TGCC		Referência
US\$/MWh	FC (%)	US\$/MWh	FC (%)	
200 – 225	10-20	65 – 80	20-60	IEA (2010b) ^a
N/D	N/D	61 – 148	60-80	WEC (2013) ^b
246 – 277	7	116 – 120	93	DECC (2013) ^c
95 - 156	30	69 – 86	87	EIA/DOE (2015d) ^d
147 – 263	85	71 – 143	85	IEA/NEA (2015) ^d
N/D	N/D	85 – 161	50	IEA/NEA (2015) ^d

Legenda: TGCS: turbina a gás de ciclo simples; TGCC = turbina a gás de ciclo combinado; FC = fator de capacidade; N/D = Não Disponível

Notas: ^a US\$₂₀₀₈. ^b US\$₂₀₁₂. ^c 0,631€₂₀₁₂/US\$₂₀₁₂. ^d US\$₂₀₁₃.

Os custos nivelados servem como um indicador geral dos custos de produção de energia elétrica, dadas as premissas admitidas, permitindo a comparação entre diferentes tecnologias. Vale ressaltar, entretanto, que não constituem um critério para decisão de investimento em novos empreendimentos de geração. A título de referência, outros valores de custos nivelados estimados em estudos internacionais são apresentados na Tabela 13. Esses estudos admitiram um conjunto diferenciado de premissas,

principalmente o fator de capacidade (FC) e a taxa de desconto, para os quais o custo nivelado é bastante sensível. Assim, não é adequada uma simples comparação entre estes valores.

6 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

6.1 Considerações iniciais

A geração de energia elétrica a partir do gás natural no Brasil ocorre em complemento àquela produzida a partir de recursos renováveis, especialmente a hidroeletricidade, sendo por isso utilizada como garantia às possíveis oscilações nos níveis dos reservatórios de hidrelétricas em períodos de baixa afluência.

Apesar dos esforços para manter a matriz elétrica predominantemente baseada em fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa e assim minimizar as consequências das mudanças climáticas, as características técnicas das novas hidrelétricas e das fontes renováveis intermitentes como a eólica e a solar não permitem que o planejamento setorial renuncie às opções termelétricas de fontes não renováveis. Neste sentido, o gás natural vem adquirindo crescente relevância dentre os combustíveis fósseis como fonte energética mais limpa, por ter menor emissão relativa de carbono e de gases poluentes.

Diferentemente da maioria das fontes, de forma geral a utilização do gás natural atende a diversos setores, ou seja, sua produção não se destina apenas à geração termelétrica. Sendo assim, os impactos da produção não são exclusivos da geração termelétrica, com exceção das “usinas na boca do poço”, nas quais o gás natural produzido é consumido diretamente por elas.

Por fim, há que se considerar que não existe geração de energia sem impactos socioambientais. A escolha da melhor configuração da matriz de geração de energia elétrica passa por incluir a avaliação dos custos, benefícios e impactos socioambientais. Adicionalmente, cada empreendimento é submetido ao licenciamento ambiental, no qual são avaliados se os impactos socioambientais gerados pela atividade estão em níveis aceitáveis e de acordo com legislação vigente.

6.2 Benefícios

As usinas termelétricas a gás natural são largamente empregadas e apresentam características técnicas desejáveis, como flexibilidade operacional e independência de

variações climáticas, o que traz ganhos de confiabilidade ao sistema, aumentando a segurança energética do país.

O gás natural tem ganhado importância e aumentado a sua participação na matriz elétrica por ser, dentre os combustíveis fósseis, o menos poluente. Isto se deve à baixa concentração de contaminantes em sua composição o que resulta em menores emissões de poluentes atmosféricos. Além disso, o gás natural é o combustível fóssil de menor emissão de GEEs. Seu estado físico gasoso também reduz os riscos ambientais associados ao gerenciamento do combustível, que se dispersa rapidamente no ambiente em caso de vazamento.

Termelétricas a gás natural apresentam a vantagem de possuir certa flexibilidade locacional, apesar de a disponibilidade e o transporte do combustível serem fatores relevantes para a locação destas usinas. Isso permite implantá-las em áreas próximas aos centros de carga, reduzindo custos, perdas e impactos socioambientais inerentes a extensas linhas de transmissão.

Cabe destacar ainda que usinas termelétricas necessitam de áreas relativamente pequenas quando comparadas a outras fontes de energia, fato que, associado à flexibilidade locacional, evita conflitos pelo uso do solo e possibilita a seleção de locais com menor sensibilidade socioambiental para sua implantação.

Os benefícios econômicos e sociais decorrentes das atividades de exploração e produção de gás natural, bem como da geração e transmissão de energia, estão associados à geração de empregos diretos e indiretos, ao aumento da demanda por bens e serviços e ao aumento da arrecadação tributária, contribuindo para o dinamismo econômico da região. Ressalta-se que os benefícios econômicos e sociais advindos da contratação de mão-de-obra poderão ser maximizados se forem priorizadas contratações locais ou regionais. Especificamente na etapa de produção de gás natural soma-se o aporte de recursos advindos da distribuição dos “royalties” e participações especiais.

6.3 Principais impactos e medidas de mitigação

Neste item são discutidos os impactos negativos e positivos associados à produção de energia elétrica a partir do gás natural e as principais medidas para mitigar, prevenir ou compensá-los. Além disso, são apresentadas as principais tecnologias para controle das emissões de poluentes atmosféricos e uma breve discussão sobre os impactos causados ao longo da cadeia energética do combustível.

6.3.1 Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

Os impactos socioambientais discutidos neste item referem-se a qualquer alteração das propriedades físicas, químicas ou biológicas do meio ambiente, resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetem, negativa ou positivamente, a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; os aspectos estéticos e do relevo; e a qualidade dos recursos ambientais (CONAMA, 1986).

No entanto, cabe destacar que são discutidos apenas os principais impactos relacionados à atividade de geração de energia, aqui delimitada pelas fases de construção e operação da usina. Procurou-se dar maior atenção aos impactos mais expressivos e típicos da fonte de geração em questão. Assim, impactos de menor significância ou que dependam sobremaneira de especificidades de determinados projetos não são abordados. Impactos relacionados à cadeia do combustível são discutidos no item 6.3.3.

A análise foi realizada por temas considerados relevantes na implantação e operação dos projetos de usinas termelétricas a gás natural, quais sejam: 1) Uso e ocupação do solo; 2) Recursos hídricos; 3) Emissões de poluentes atmosféricos; 4) Emissões de gases de efeito estufa (GEE); 5) Produção de efluentes líquidos; 6) População; 7) Empregos; e 8) Receitas.

No que diz respeito ao uso e ocupação do solo, a implantação de uma usina termelétrica gera principalmente alteração da paisagem, alteração do uso do solo e interferência na fauna e flora. Por ocupar uma área relativamente pequena, não se espera que esses impactos sejam de elevada magnitude desde que se realize planejamento adequado de seleção de sítio, considerando aspectos como plano diretor municipal e busca por áreas já antropizadas. As medidas geralmente adotadas para mitigar esses impactos são a busca por soluções arquitetônicas que minimizem o impacto visual, o reflorestamento ou restauração ecológica, quando cabível, e o monitoramento do ecossistema durante a construção e operação da usina.

O tema recursos hídricos é importante para as usinas termelétricas porque, dependendo da tecnologia de resfriamento adotada, pode haver consumo expressivo de água, o que impacta na disponibilidade hídrica para outros usos. O consumo de água pode ser minimizado em usinas termelétricas por meio de tecnologias de resfriamento de baixo consumo, pela redução de desperdícios e pelo reuso. Cabe destacar, entretanto, que o uso da água é sujeito à outorga, que tem como objetivo garantir os direitos de acesso aos recursos hídricos pela população e para os outros usos. Desta forma, o nível de investimento em soluções que minimizem o consumo de água depende das condições de

disponibilidade hídrica local. Portanto, caso a usina seja instalada em áreas de baixa disponibilidade hídrica, será imperativo o uso de tecnologias de resfriamento de baixo consumo de água, sob pena de não se obter a outorga.

Uma das principais preocupações em relação aos impactos da geração termelétrica reside na emissão de poluentes atmosféricos. Para termelétricas a gás natural destacam-se as emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), que geram alteração da qualidade do ar, efeitos na saúde da população local e acidificação da água das chuvas. Comparativamente a outras fontes fósseis, o gás natural leva vantagem por emitir quantidades muito pequenas de material particulado (MP) e óxidos de enxofre (SO_x). Para mitigar os efeitos da emissão de NO_x deve-se realizar a escolha de sítio que favoreça a dispersão atmosférica, utilizar equipamentos que reduzam as emissões, (como queimadores *Low NO_x*), construir chaminés adequadas para a dispersão dos poluentes e, como medida de controle, monitorar as emissões. Ressalta-se que, devido a sua relevância, os órgãos licenciadores têm exigido que seja realizada a modelagem de dispersão dos poluentes emitidos para avaliar preliminarmente como a qualidade do ar na região será afetada e prevenir que as concentrações limite sejam ultrapassadas.

A combustão do gás natural também gera emissão de gases de efeito estufa, principalmente o CO_2 , contribuindo para o aumento da concentração desse gás na atmosfera e, conseqüentemente, para as mudanças climáticas globais. Para minimizar as emissões de CO_2 deve-se priorizar o emprego de equipamentos mais eficientes, que proporcionam menor consumo de combustível e, a depender da viabilidade técnico-econômica no futuro, poder-se-á utilizar equipamento de captura e armazenamento de carbono (CCS). Já como medida de controle, deve-se monitorar essas emissões e realizar o inventário de GEE.

Assim como ocorre com os poluentes atmosféricos locais (NO_x , SO_x e MP), o gás natural emite menores quantidades de CO_2 quando comparado a outras opções fósseis como o carvão e derivados de petróleo. Em ordem de grandeza, uma usina a gás natural típica apresenta fator de emissão de CO_2 (tCO_2/MWh) inferior a 50% àquele apresentado por uma usina a carvão mineral (IPCC, 2006).

Outro ponto a ser observado é a geração de efluentes líquidos, que no caso das usinas a gás natural são representados pela água de processo e pelo esgoto sanitário. A água de processo, principal descarga, corresponde às purgas do sistema de resfriamento e arrefecimento/purgas de caldeiras. O lançamento da água de processo e esgoto sanitário sem o devido tratamento pode causar alteração da qualidade do solo e de cursos d'água com interferência na biota aquática. De forma a mitigar esses impactos, os efluentes devem ser tratados e dispostos adequadamente, respeitando-se os limites impostos pelos

padrões de lançamento previstos na legislação ambiental. Além disso, devem-se monitorar os efluentes lançados e a qualidade da água do corpo hídrico receptor.

Sob a ótica socioeconômica, os principais impactos estão relacionados à atração de população durante a fase de construção haja vista a grande quantidade de trabalhadores necessários para a obra. Dependendo da localização da usina, essa chegada repentina de grande contingente de pessoas pode causar interferência na infraestrutura local, na demanda por equipamentos e serviços públicos (hospitais, escolas, etc.) e nos modos de vida da população. Para se ter uma ordem de grandeza, estima-se cerca de 1.000 trabalhadores no pico das obras de uma termelétrica de 500MW (MPX, 2010). Para minimizar os efeitos negativos dessa interferência deve-se priorizar a capacitação e contratação de mão de obra local, de forma a reduzir a atração de população de outras regiões, e redimensionar os equipamentos e serviços públicos de forma a atender a essa nova demanda.

Devem-se destacar também os impactos positivos. Durante a implantação do empreendimento, há geração de grande quantidade de empregos temporários. Já na fase de operação, é necessário efetivo permanente, muito embora este seja bem menor. Uma forma de potencializar os efeitos positivos do empreendimento é priorizar a capacitação e contratação de mão de obra local.

Por último, mas não menos importante, a implantação de um empreendimento desse tipo gera benefícios econômicos na região tais como aumento na arrecadação de tributos e incremento na economia local. Para potencializar os seus efeitos devem-se adotar ações para fortalecimento da gestão pública e de fomento das atividades econômicas locais.

Os principais impactos das usinas termelétricas a gás natural descritos acima se encontram sintetizados na Tabela 14 a seguir.

Tabela 14 Principais impactos da geração termelétrica a gás natural

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Uso e ocupação do solo	Alteração da paisagem; Alteração do uso do solo; Interferência na flora e fauna.	C/O	Planejamento adequado de seleção do sítio; Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual; Monitoramento do ecossistema.
Recursos hídricos	Redução da disponibilidade hídrica.	C/O	Otimizar o uso de água e evitar desperdício; Empregar sistemas de água de resfriamento eficientes e de baixo consumo ; Priorizar o reuso da água.
Emissões de poluentes atmosféricos	Alteração da qualidade do ar; Efeitos na saúde da população local; Acidificação da água das chuvas (NO _x).	O	Escolha de sítio que favoreça a dispersão atmosférica de poluentes; Realizar modelagem de dispersão de poluentes atmosféricos; Emprego de equipamentos que reduzam as emissões, como queimadores Low NO _x ; Construção de chaminés adequadas; Monitoramento das emissões.
Emissões de gases de efeito estufa	Aumento da concentração de GEE na atmosfera; Aquecimento global.	O	Emprego de equipamentos mais eficientes; Monitoramento das emissões; Realização de inventário de GEE;

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Produção de efluentes líquidos	Alteração da qualidade do solo e cursos d'água; Interferência na fauna e flora aquática.	O	Realizar o tratamento adequado dos efluentes líquidos; Monitoramento dos efluentes líquidos e do corpo hídrico receptor.
População	Interferência na infraestrutura local (trânsito, serviços, etc.); Interferência/perturbação da população (modo de vida, trânsito, serviços públicos, etc.).	C	Contratação e capacitação de mão de obra local; Adequação da infraestrutura local e redimensionamento dos equipamentos e serviços sociais para atender a nova demanda.
Empregos	Geração de empregos temporários durante as obras (impacto positivo); Geração de empregos permanentes durante a operação da usina (impacto positivo); Perda dos postos de trabalho temporários após as obras.	C/O	Contratação e capacitação de mão de obra local.
Receita	Aumento na arrecadação de tributos (impacto positivo); Incremento na economia local (impacto positivo);	C/O	Ações para fortalecimento da gestão pública; Fomento das atividades econômicas locais.

Fonte: EPE. Legenda: P - Planejamento; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

6.3.2 Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas

A remoção ou redução de poluentes atmosféricos produzidos pelo setor energético inclui tecnologias que podem ser empregadas na pré-combustão, combustão ou pós-combustão. A tecnologia a ser empregada dependerá das exigências legais, do combustível utilizado e do processo de geração de energia.

No caso do gás natural, sua queima gera monóxido de nitrogênio (NO) e dióxido de nitrogênio (NO₂), comumente tratados como óxidos de nitrogênio (NO_x), além de monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), compostos orgânicos voláteis (COVs), traços de dióxido de enxofre (SO₂) e material particulado (MP) (USEPA, 1995). Destes, o poluente emitido em quantidade relevante para o comprometimento da qualidade do ar e que deve ser controlado na geração de energia elétrica por gás natural são os óxidos de nitrogênio (NO_x). Por ser combustível gasoso, a queima do gás natural produz pouca emissão de material particulado. Além disso, pela baixa concentração de enxofre existente no gás natural processado, as emissões de dióxido de enxofre também são baixas. Outros poluentes, como o monóxido de carbono, podem ter sua emissão aumentada dependendo da eficiência da combustão (queima incompleta).

O principal mecanismo de formação de óxidos de nitrogênio durante a combustão é a reação química entre o nitrogênio (N₂) e oxigênio (O₂) presentes no ar atmosférico, utilizado como comburente, na queima do gás natural (NO_x térmico). Este mecanismo é afetado por três fatores: concentração de oxigênio, temperatura de pico e tempo de exposição à temperatura de pico. Assim, o aumento de tais fatores eleva o nível de emissão de NO_x (USEPA, 1995). Sendo assim, a maioria dos processos de controle de emissões de NO_x são realizados na combustão, principalmente com o uso de queimadores de baixa emissão de NO_x (*Low NO_x burners*). Os queimadores com baixa emissão de NO_x tem seu princípio de funcionamento baseado no retardamento da combustão da mistura, através da entrada de ar e combustível em estágios adequados. Dessa forma, obtém-se uma combustão mais controlada, com temperaturas mais baixas. A Figura 35 apresenta um esquema da combustão em queimadores de baixa emissão de NO_x.

Ainda para o controle de emissões de NO_x, podem também ser empregadas tecnologias de pós-combustão, como a redução seletiva não catalítica (SNCR) e a redução catalítica seletiva (SCR). Na redução não catalítica é injetada amônia ou uréia nos gases de exaustão para reduzir as emissões dos óxidos de nitrogênio. Já a redução catalítica consiste na injeção de amônia nos gases de exaustão na presença de catalisador para reduzir estas mesmas emissões.

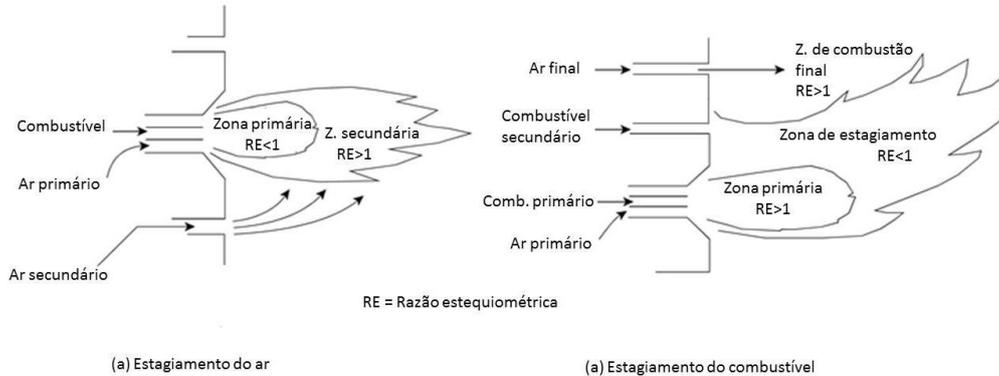


Figura 35 Esquema da combustão em queimadores de baixa emissão de NOx

Fonte: Smith (2005)

6.3.3 Considerações sobre os impactos da cadeia

Para melhor entendimento sobre os impactos socioambientais da geração termelétrica a gás natural é necessário analisar a cadeia energética completa do combustível que, de modo geral, envolve as etapas de exploração e produção, transporte, processamento e distribuição. Destaca-se que os impactos dessas etapas não são exclusivos da geração termelétrica já que o gás natural atende a outros usos, entretanto pode haver as chamadas “usinas na boca do poço”.

Conforme já citado no item 3, a produção de gás natural no Brasil é predominantemente associada à produção de petróleo, em campos localizados no mar. De modo geral, as etapas de desenvolvimento e produção de gás natural geram interferência na atividade turística e alteração da paisagem (se esta atividade for realizada próximo à costa ou em terra), interferência nas atividades de pesca (quando atividade for no mar), geração de expectativas na comunidade, além de pressão sobre a infraestrutura de transporte terrestre, marítimo e aéreo devido ao tráfego de equipamentos, produtos e pessoal.

Especificamente na exploração, pela necessidade de aquisição de dados sísmicos, pode haver perturbação acústica na fauna e interdição temporária da área onde o estudo está sendo realizado. A fase seguinte, perfuração e completação dos poços, pode causar alteração da qualidade do solo e da água devido ao descarte do fluido de perfuração e do cascalho e pressão sobre a infraestrutura de disposição de resíduos devido à grande quantidade de resíduos sólidos gerados que deverão receber tratamento e disposição final adequados a sua natureza. Por fim, durante a produção do gás natural pode haver alteração da qualidade da água localmente, devido ao descarte de água de produção.

Ressalta-se ainda a possibilidade de extração de gás natural de reservatórios não convencionais, principalmente em ambiente *onshore*, como o *shale gas* e o *tight gas*. O *shale gas*, por se acumular em rocha de baixa permeabilidade, demanda o emprego da técnica de fraturamento hidráulico, que consiste na injeção de fluido a alta pressão, tipicamente composto por água, propante²² e produtos químicos. O processo de fraturamento hidráulico exige alto consumo de água, e, conseqüentemente, produção de grande volume de efluentes, que precisam ser armazenados e dispostos adequadamente de forma a evitar contaminações da água e do solo. Existe também o risco de contaminação de aquíferos resultante, principalmente, de falhas na integridade do poço. Outros impactos associados à exploração do *shale gas* são a indução de sismos e a emissão de gases que contribuem para o efeito estufa. Os reservatórios onde se emprega o fraturamento hidráulico apresentam taxa de produção com declínio acelerado, sendo necessária contínua perfuração de novos poços, resultando em maior ocupação de área e densidade de poços que na exploração e produção de recursos convencionais. Já o *tight gas* também exige o emprego da técnica de fraturamento hidráulico e, portanto, apresenta os mesmos impactos citados para o *shale gas*, porém por se acumular em rocha de maior permeabilidade, os impactos são comparativamente menores.

Após serem produzidos, separados e tratados, o petróleo e o gás natural devem ser transportados até terminais e destes, respectivamente, para as refinarias e UPGNs (unidades de processamento de gás natural). A operação das UPGNs gera emissões atmosféricas e efluentes que, em última análise, podem alterar a qualidade do ar devido ao lançamento de poluentes na atmosfera, alterar a qualidade da água do corpo hídrico receptor, bem como sua biota. Observa-se ainda a geração de apreensão por parte da população devido à possibilidade de ocorrência de acidentes nos terminais de recebimento e processamento de gás natural.

O transporte do gás natural processado nas UPGNs até os consumidores finais é realizado, em grande escala, através de gasodutos e, em menor escala, através de barcas e navios especiais (GNL). Os dutos são a forma mais segura de transportar grandes volumes de gás natural a grandes distâncias em terra, pois os sistemas de supervisão e controle aumentam a eficiência e a segurança das operações.

No entanto, a atividade de construção e montagem de gasodutos pode causar vários impactos ambientais, como remanejamento involuntário de benfeitorias e modificação dos padrões de uso e ocupação do solo. Já na fase de operação dos gasodutos, ocorrem

22 Partículas de areia ou cerâmica que mantem as fraturas abertas.

emissões atmosféricas e também pode ocorrer apreensão por parte da população devido ao risco de ocorrência de vazamentos.

6.4 Desafios e gestão

O uso de combustíveis fósseis apresenta como maior desafio a pressão internacional pela sua substituição como forma de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e minimizar as consequências das mudanças climáticas. Apesar de o gás natural emitir menores quantidades de gases de efeito estufa do que os demais energéticos fósseis, o emprego da tecnologia de Captura e Sequestro de Carbono (CSC) nas termelétricas pode vir a reduzir ainda mais suas emissões. Entretanto a principal barreira para aplicação desta tecnologia reside na sua viabilidade econômica.

Outro aspecto importante é a gestão adequada das interferências ambientais negativas e positivas da cadeia do gás natural, especialmente nas atividades de exploração e produção e na construção de gasodutos.

No âmbito do planejamento estão sendo elaboradas as Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) que buscam conciliar o desenvolvimento das futuras atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural com os aspectos socioambientais regionais. Esse estudo será importante para subsidiar ações governamentais e aumentar a segurança jurídica no licenciamento ambiental.

Ressalta-se que a possibilidade de produção de gás natural a partir de recursos não convencionais (no caso *shale gas* e *tight gas*) tem gerado diversas manifestações contrárias devido às preocupações com os impactos ambientais que pode ocasionar, especialmente aqueles relacionados aos recursos hídricos. Tendo em vista essas preocupações, a ANP publicou a resolução nº 21/2014 (ANP, 2014c) que estabelece os requisitos essenciais e os padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. Além disso, no âmbito do Comitê Temático de Meio Ambiente do PROMINP está sendo discutido como viabilizar, de forma ambientalmente segura e responsável, o aproveitamento de hidrocarbonetos não convencionais no país (PROMINP, 2016).

7 CONCLUSÕES

7.1 O papel da geração termelétrica a gás natural

No Brasil, a geração termelétrica a gás natural desempenha o papel de complementação da geração hidrelétrica e das fontes eólica e solar, além de oferecer flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional. Essas usinas funcionam como um seguro nos períodos de escassez hidrológica, ou nos períodos de indisponibilidade de geração a partir dos ventos e do sol, contribuindo para a garantia do suprimento de energia e reduzindo o risco de déficit no sistema.

A inserção crescente na matriz elétrica brasileira de geração renovável intermitente (eólica e solar) requer, segundo a IEA (2012a), no longo prazo, interconexões, gerenciamento da demanda e a contratação de potência complementar de reserva, como hidrelétricas reversíveis ou, no curto e médio prazos, turbinas a gás, que podem ser acionadas de forma rápida em caso de falta de ventos ou de irradiação solar adequada. Assim, a disponibilidade do gás natural pode vir a caracterizar-se como uma condicionante importante no planejamento da expansão da geração de energia.

7.2 Potencial de geração termelétrica a gás natural

Um potencial teórico de expansão da geração elétrica a gás natural pode ser estimado a partir do volume de combustível disponível para uso termelétrico. Conforme apresentado no item 2.3.2, pode ser estimado um volume de 60 milhões de m³/dia para geração termelétrica até 2030, sem que haja esforços de aumento da oferta interna de gás natural e mantida a demanda não termelétrica nos níveis de 2014.

O parque térmico a gás natural tem 15.271 MW de potência instalada em operação e em construção, incluindo as usinas de cogeração, sendo 6.999 MW de usinas em ciclo combinado (ver Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5). Admite-se 35% de rendimento para as turbinas a gás em ciclo simples e 55% para o ciclo combinado, conforme apresentado no item 5.3.4 (ver Tabela 11), de modo que a eficiência média ponderada é de aproximadamente 42%. Assim, na hipótese de despacho máximo, o parque instalado consumiria em média 85 milhões de m³/d de gás natural. A Figura 36 apresenta a variação do consumo de gás natural para geração elétrica entre os anos de 2005 e 2014.

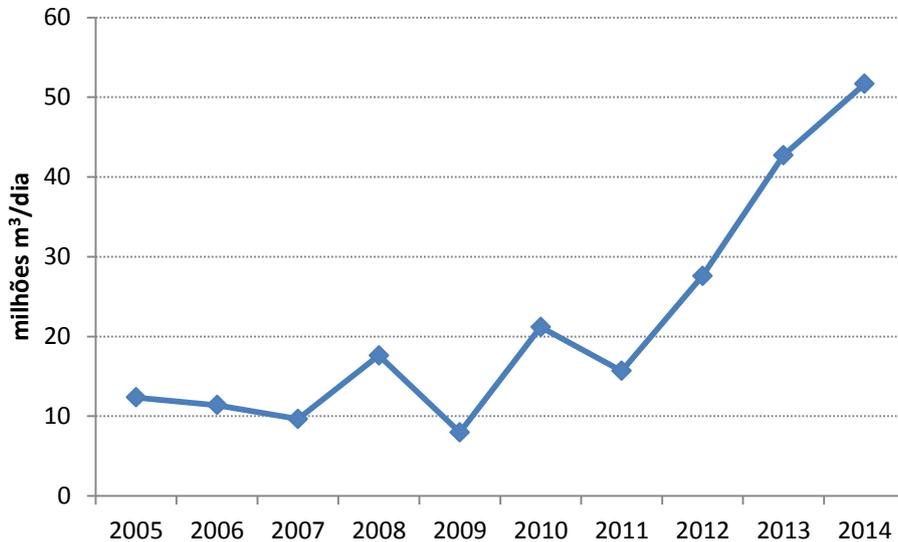


Figura 36 Consumo de gás natural para geração elétrica 2005 – 2014

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

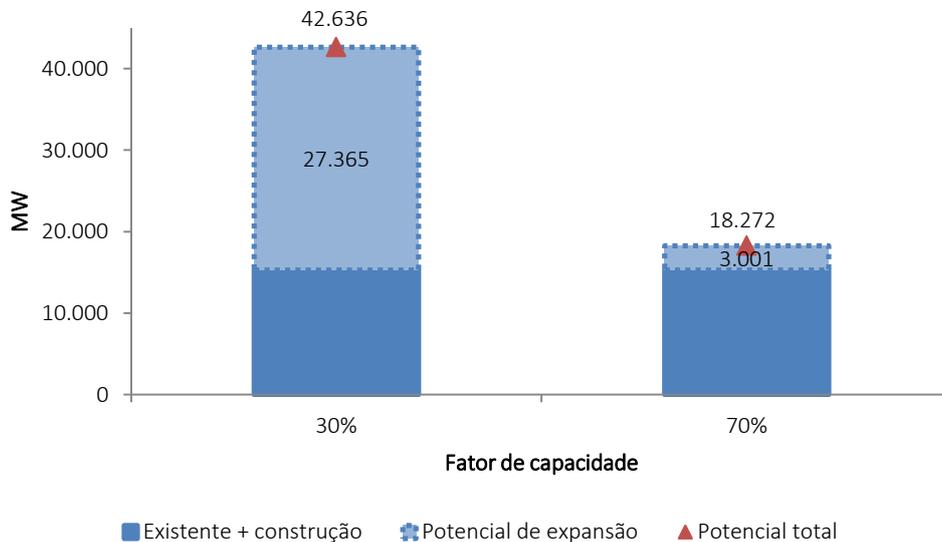


Figura 37 Potencial de expansão da geração termelétrica a gás natural

Visto que a expansão da geração termelétrica a gás natural deve ocorrer prioritariamente com a utilização de usinas em ciclo combinado, a eficiência média do parque instalado tende a se aproximar de 50%. Então, a partir de um volume de 60 milhões de m³/dia, estima-se um potencial de 112 TWh por ano. Avaliando-se a capacidade de geração térmica a gás com o fator de capacidade variando entre 30% e

70%, conclui-se que o potencial teórico de geração a partir desta fonte localiza-se numa faixa aproximada entre 43.000 MW e 18.000 MW respectivamente.

Descontando-se a capacidade instalada de termelétricas e usinas de cogeração a gás natural de 15.271 MW (item 4.3, Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5), o potencial teórico de expansão pode ser estimado na faixa aproximada de 3.000 a 27.000 MW, conforme mostra a Figura 37.

7.3 Desafios para a expansão termelétrica a gás natural

Incertezas como a necessidade de expansão da infraestrutura de transporte de gás vinculada à oferta do combustível, por sua vez condicionada a uma demanda que pode ou não ser firme no horizonte de longo prazo, podem afetar a expansão da geração termelétrica a gás natural e levar à necessidade de utilização de outros combustíveis, como o óleo diesel e o carvão mineral, este exclusivamente na base, ou outras fontes de energia.

A competitividade do gás natural em relação a outros combustíveis fósseis pode ser aumentada se forem aplicados limites de emissão de gases responsáveis pelo aquecimento global, visto que sua contribuição equivale a até a metade de dióxido de carbono por unidade de energia do carvão mineral. Contudo, os impactos das emissões e dos custos operacionais associados devem ser analisados no sistema como um todo.

Para comercializar energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), uma usina deve participar de leilões de energia, para os quais devem ser informados antecipadamente seu custo variável de operação e seu nível de inflexibilidade. O custo variável unitário declarado pelo agente vendedor, em R\$/MWh, e a inflexibilidade, em MW médios, compõem o cálculo da garantia física e do índice de custo benefício utilizado como critério de julgamento nos leilões de energia (EPE, 2009). O nível de inflexibilidade geralmente é decorrente da cláusula de “*take or pay*” do contrato de fornecimento de gás natural, que impõe o pagamento de um volume mínimo, independente do consumo. As usinas contratadas para ficar à disposição do sistema elétrico recebem uma receita fixa para cobrir a remuneração do investimento, os custos fixos de funcionamento, os custos de combustível e de O&M associados à geração mínima declarada (inflexibilidade). A receita variável remunera a produção de energia acima da geração mínima, valorada pelo custo variável unitário. A energia comercializada num leilão é um percentual da capacidade de geração limitada pela garantia física da usina. O restante da energia pode ser comercializado no Ambiente de Contratação Livre (ACL) (OLIVEIRA, 2008). Visando a melhor rentabilidade do seu empreendimento, o gerador térmico deve elaborar uma

estratégia de preços e quantidades de energia a serem ofertados nos leilões que considere suas restrições de custos de combustível e operação flexível. Sendo que, nessa contratação por disponibilidade de energia, os riscos decorrentes da variação da produção em relação à garantia física da usina são alocados aos agentes de distribuição e repassados aos consumidores regulados. Como o ONS realiza o despacho das usinas no SIN de forma centralizada, a competitividade da geração elétrica depende das condições de contratação entre a oferta e a demanda e o grau de flexibilidade operacional necessária na operação.

8 REFERÊNCIAS

- ABDI. Indústria e Desenvolvimento - Instrumento de Política Industrial no Brasil: Potencial de diversificação das empresas identificadas e de seus grupos econômicos, suas estratégias de negócios e trajetórias tecnológicas. Volume 8-1. Brasília: ABDI, 2015. Disponível em: <www.abdi.com.br>. Acesso em: 21 jan. 2016.
- ALSTOM. Gas Turbines. Disponível em: <<http://alstomenergy.gepower.com/products-services/product-catalogue/power-generation/gas-power/gas-turbines/>>. Acesso em: 11 jan. 2016.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2015. D.O. de 22 dez. 2015, seção 1, p. 229, v. 152, n. 244.
- _____. BIG - Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 21 jan. 2016.
- ANP. Resolução nº 47, de 03 de setembro de 2014. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014a. DOU de 05.9.2014, Seção 1, p. 75, n. 171.
- _____. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2014. Rio de Janeiro: ANP, 2014b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 16 jun. 2015.
- _____. Resolução nº 21, de 10 de abril de 2014. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014c. DOU 11.4.2014.
- _____. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2015. Rio de Janeiro: ANP, 2015a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 10 ago. 2015.
- _____. Reservas nacionais de petróleo e gás natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2015b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=79950&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1461935270907>>.
- ARRIETA, F. R. P.; NASCIMENTO, M. A. R. D.; MAZURENKO, A. S. Centrais Termelétricas de Ciclo Simples com Turbinas a Gás e de Ciclo Combinado. In: LORA, E. E. S.;

- NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 12, p. 1296.
- BLACK & VEATCH CORPORATION. Cost and Performance Data for Power Generation Technologies. 2012. Preparado para National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- BP. BP Statistical Review of World Energy 2015. 2015a. Data workbook.
- _____. BP Energy Outlook 2035. 2015b. Disponível em: <bp.com/energyoutlook>. Acesso em: dez. 2015.
- BRASIL. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro: EPE, 2007. 408 p.
- _____. Plano Nacional de Energia 2030 : Geração Termelétrica – Gás Natural. Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME : EPE, 2007.
- _____. Lei Nº 11.909. de 4 de março de 2009. Presidência da República. Brasília. 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural.
- _____. Decreto Nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Presidência da República. Brasília. 2010. Regulamenta os s I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. DOU de 3.12.2010.
- CATERPILLAR. Utilities. Electric Power Gas Power Solutions. Disponível em: <http://www.catgaspower.com/>. Acesso em: 11 jan. 2016.
- CAVADOS, Gabriel de Azevedo. Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região nordeste. 98 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.
- CEDIGAZ. Underground Gas Storage Database. 2014.
- CONAMA. Resolução nº 01 de 23 de janeiro de 1986. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 17 fev. 1986.
- DALTRO, A. B. V.; RODRIGUES, A. N. C. Simulação do procedimento de partida de uma turbina a gás operando em ciclo simples. 76 p. Trabalho de Conclusão do Curso (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.
- DECC. Electricity Generation Costs (December 2013). Department of Energy & Climate Change. 2013.
- EIA. Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC 20585. 2013.
- _____. U.S. Natural Gas Gross Withdrawals and Production. Independent Statistics & Analysis, 2015a. Disponível em:

- <http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_nus_mmcfa.htm>. Acesso em: 08 dez. 2015.
- _____. Annual Energy Outlook 2015 With Projections to 2040. Office of Integrated and International Energy Analysis, U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585. 2015b. Disponível em: <[eia.gov/forecasts/aeo](http://www.eia.gov/forecasts/aeo)>. Acesso em: 29 jul. 2015, 18:09.
- _____. Cost and performance characteristics of new central station electricity generating technologies. U.S. Energy Information Administration. 2015c. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>>. Acesso em: 11 jan. 2016.
- _____. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015. U.S. Energy Information Administration. 2015d. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>. Acesso em: 11 jan. 2016.
- EPE. Geração Termelétrica a partir de gás natural - Avaliação dos impactos socioambientais. Rio de Janeiro. 2006.
- _____. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica : Metodologia de Cálculo. Ministério de Minas e Energia. 2009. Nº EPE-DEE-RE-102/2008-r2.
- _____. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2014.
- _____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Ministério de Minas e Energia. Brasília. 2015a. Em consulta pública de 16/09/15 a 07/10/15.
- _____. Balanço Energético Nacional : Séries Históricas Completas, 2015b. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 26 out. 2015. Tabelas 2.28 e 5.3.
- _____. Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014. Rio de Janeiro: EPE, 2015c. 292 p.
- _____. Dados de Leilões de Energia Nova realizados entre 2007 e 2015. Empresa de Pesquisa Energética. 2015d.
- _____. Demanda de Energia 2050. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2016. Nota Técnica DEA 13/15. Janeiro de 2016.
- EXXON MOBIL. The Outlook for Energy: A View to 2040. 2014. Disponível em: <<http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook>>. Acesso em: dez. 2015.
- FALCO, R. Termelétricas : Co-geração e Ciclos Combinados. Instituto de Pós-Graduação do Petróleo. Rio de Janeiro. 2011. Curso de Gás Natural - IBP.
- GE. Power Generation. GE Power. Disponível em: <<https://powergen.gepower.com/>>. Acesso em: 11 jan. 2016.

GRONE, O.; HELLMANN, J. O. Low Speed Engines in Stationary Diesel Plants. Power Gen 97 International. 1997.

IEA. Key World Energy Statistics 2004. International Energy Agency. Paris. 2004.

_____. Key World Energy Statistics 2005. International Energy Agency. Paris. 2005.

_____. Key World Energy Statistics 2006. International Energy Agency. Paris. 2006.

_____. Key World Energy Statistics 2007. International Energy Agency. Paris. 2007.

_____. Key World Energy Statistics 2008. International Energy Agency. Paris. 2008.

_____. Key World Energy Statistics 2009. International Energy Agency. Paris. 2009.

_____. Key World Energy Statistics 2010. International Energy Agency. Paris. 2010a.

_____. Gas-Fired Power. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP). Paris. 2010b. Technology Brief E02. Disponível em: <www.etsap.org>. Acesso em: 29 jul. 2015.

_____. Key World Energy Statistics 2011. International Energy Agency. Paris. 2011a.

_____. Harnessing Variable Renewables : A Guide to the Balancing Challenge. International Energy Agency. Paris. 2011b.

_____. Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System. Paris: OECD/IEA, 2012a.

_____. Key World Energy Statistics 2012. International Energy Agency. Paris. 2012b.

_____. Key World Energy Statistics 2013. International Energy Agency. Paris. 2013.

_____. Key World Energy Statistics 2014. International Energy Agency. Paris. 2014a.

_____. World Energy Outlook 2014. Paris: OECD/IEA, 2014b.

_____. IEA Headline Energy Data. International Energy Agency, 2015a. Disponível em: <<http://www.iea.org/statistics/>>. Acesso em: 02 fev. 2016.

_____. Key World Energy Statistics 2015. International Energy Agency. Paris. 2015b.

_____. Energy balance flows. International Energy Agency Statistics, 2016. Disponível em: <<http://www.iea.org/Sankey/>>. Acesso em: 05 abr. 2016.

IEA/NEA. Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency/Nuclear Energy Agency. Paris. 2015.

- IEA-RETD. Study on Cost and Business Comparisons of Renewable vs. Non-renewable Technologies (RE-COST). IEA Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD). Madrid. 2013.
- IGU. World LNG Report - 2015 Edition. International Gas Union. 2015. Disponível em: <<http://www.igu.org>>. Acesso em: 07 abr. 2016, 14:44.
- IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2006. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.
- ISHIKAWA, M. et al. Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review, v. 45, n. 1, Mar. 2008. Disponível em: <<https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e451/e451015.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2016.
- LIMA, J. W. M.; MENDES, P. P. D. C. Centrais Termelétricas e o Sistema Elétrico. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 17.
- LINHARES GERAÇÃO S.A. Usina Termelétrica Luiz Oscar Rodrigues de Melo, 2015. Disponível em: <www.lgsa.com.br>. Acesso em: 01 out. 2015.
- LORA, E. E. S. Centrais Termelétricas a Vapor. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 11.
- LORA, E. E. S.; MAZURENKO, A. S.; ARRIETA, F. R. P. Operação e Manutenção. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 16, p. 1296.
- LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 1296 p.
- MAN. Gas Engines for Power Plants. MAN Power Plants, 2016. Disponível em: <<http://powerplants.man.eu/products/gas-engines>>. Acesso em: 11 jan. 2016.
- MARTINS, A. R. S. et al. Introdução à Análise Econômico-Financeira de Centrais Termelétricas. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. D. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 19, p. 1296.
- MAZURENKO, A. S.; TEIXEIRA, F. N. Turbinas a Vapor. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004. Cap. 5.
- MHI. Gas Turbines. Mitsubishi Heavy Industries, 2016. Disponível em: <https://www.mhi-global.com/products/category/gas_turbin.html>. Acesso em: 11 jan. 2016.

- MME. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural. 2007. N. 9 - Dez/07.
- _____. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural. 2011. N. 57 - Dez/11.
- _____. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural. 2014. Nº 93 - dez/14.
- _____. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural. 2015. Nº 98 - mai/15.
- _____. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural. 2016. Nº 108 - fev/2016.
- MOURON, N. V. O Planejamento da Operação no Setor Elétrico: uma Abordagem pela Teoria Nebulosa. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2003.
- MPX Energia S.A. Usina Termelétrica Parnaíba. Relatório de Impacto Ambiental. Brasil: MPX, 2010.
- NASCIMENTO, M. A. R. et al. Fundamentos da Geração Termelétrica. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004a. Cap. 3.
- NASCIMENTO, M. A. R.; GOMES, E. E. B.; VENTURINI, O. J. Turbina a Gás. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004b. Cap. 6.
- NOGUEIRA, L. A. H.; CARVALHO, F. N. T.; ROSA, F. Cogeração e Geração Distribuída. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 2, 2004. Cap. 13, p. 1296.
- OLIVEIRA, B. N. Modelo de Comercialização de Energia pela Opção de Disponibilidade na Geração Termelétrica. 149 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2008.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 29 fev. 2016.
- PROMINP. Estudo de Competitividade da Indústria Brasileira de Bens e Serviços do Setor de Petróleo e Gás Natural. 2006. Disponível em: <http://www.prominp.com.br>.

- _____. Projetos e iniciativas. Projeto MA-09 - Fomentar o aproveitamento de hidrocarbonetos não-convencionais. 2016. Disponível em: <<http://www.prominp.com.br/>>. Acesso em: fev. 2016.
- ROGERS, H. V. The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets. Oxford Institute for Energy Studies, OIES PAPER: NG 99, July 2015.
- SANTOS, R. M. Alternativas de monetização de recursos de gás natural em terra: o caso da Bacia do Paraná. 163 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.
- SHELLEY, S. Buying a Gas Turbine : No Quick Pick. Turbomachinery International, January/February 2008.
- SIEMENS. Gas turbines with a capacity from 4 to 400 MW. Siemens Gas Turbines, 2016. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/fossil-power-generation/gas-turbines/>>. Acesso em: 11 jan. 2016.
- SMITH, R. Chemical Process Design and Integration. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd., 2005.
- SPE. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers. 2011. Disponível em: <www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf>.
- TEIXEIRA, F. N.; COBAS, V. R. M. Motores de Combustão Interna (MCI) Alternativos. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004. Cap. 7, p. 1296.
- TEIXEIRA, F. N.; LORA, E. E. S. Suprimento Energético para Termelétricas. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004. Cap. 2.
- TOLMASQUIM, M. T. Geração de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência : CENERGIA, 2005.
- USDOE. The Importance of Flexible Electricity Supply. 2011. U.S. Department of Energy. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Solar Energy Technologies Program.
- USEPA. AP 42, 1995 Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources. External Combustion Sources. Natural Gas Combustion. U.S Environmental Protection Agency. 1995. Fifth Edition.
- WAPLES, D. A. The natural gas industry in Appalachia: a history from the first discovery to the tapping of the Marcellus Shale. 2nd. ed. Jefferson: McFarland & Company, Inc., Publishers, 2012. 367 p.

- WÄRTSILÄ. Gas and Multi-Fuel Power Plants. 2014. Disponível em: <<http://www.wartsila.com/products/power-plants/solutions>>. Acesso em: 17 mar. 2016.
- _____. Gas power plants. Disponível em: <<http://www.wartsila.com/energy/solutions/gas-power-plants>>. Acesso em: 11 jan. 2016.
- WEITZEL, L.; ROVERE, E. L.; CUNHA, R. As demandas no novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Brasília, 31 mai. 2006.
- WGC. World Gas Conference, Keynote Speeches 1 – session summaries, 26th World Gas Conference. Paris. 2015. Khalid Bin Khalifa Al Thani; John S Watson; Rex Tillerson; Ben Van Beurden.
- WIKIMEDIA COMMONS. Brazil Political Map. Wikimedia Commons, 2007. Disponível em: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Brazil_Political_Map.svg>. Acesso em: 31 ago. 2015. Autor: Felipe Menegaz.
- _____. Jet engine numbered. Wikimedia Commons, 2008. Acesso em: 27 abr. 2016. Autor: Jeff Dahl.
- WORLD ENERGY COUNCIL. World Energy Perspective : Cost of Energy Technologies. London. 2013.

Biomassa

1 INTRODUÇÃO

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

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

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

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

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

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

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

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

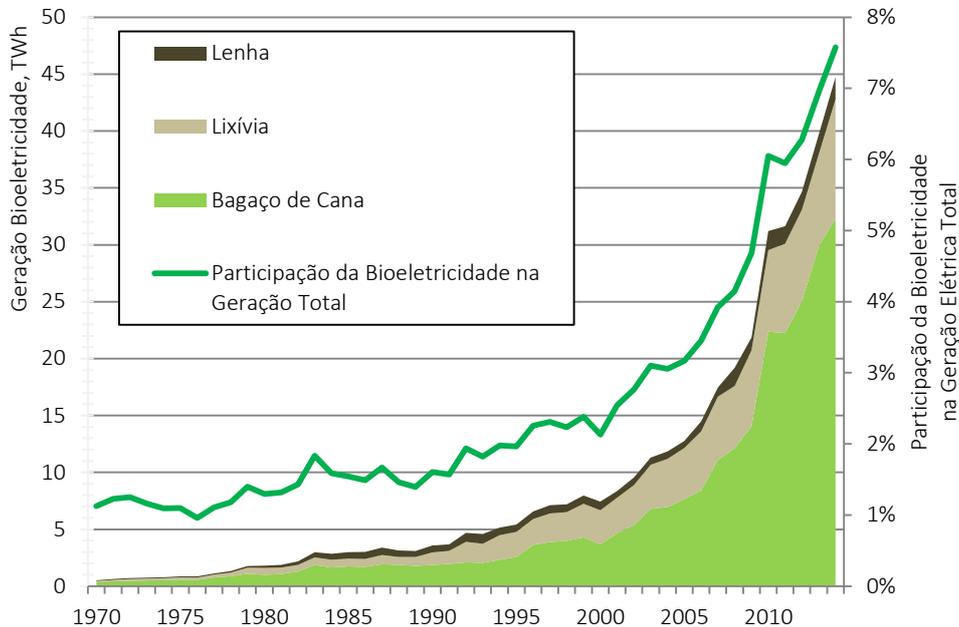


Figura 1 Evolução da oferta de bioeletricidade, em TWh, e evolução da participação da bioeletricidade na geração total, de 1970 a 2014, no Brasil

Fonte: Elaborado a partir de EPE, 2015a.

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

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

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

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

Tabela 1 Classificação das fontes de biomassa no Aneel-BIG

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

Fonte: Extraído de ANEEL (2016a).

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

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

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

Destaca-se o Governo do Estado de São Paulo que, em acordo com atores do setor, promulgou em setembro de 2002 a Lei nº 11.941, que estipulou um cronograma gradativo de extinção da queima da cana-de-açúcar, a partir da safra 2002, e determinou a sua erradicação para o ano de 2021 nas áreas mecanizáveis e 2031 para áreas não mecanizáveis. A Secretaria de Meio

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

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

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

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

2 PANORAMA

2.1 Panorama Mundial

Segundo dados da Associação Mundial de Bioenergia (WBA, 2014), em 2011, o consumo total de bioeletricidade totalizou 348 TWh. A biomassa sólida respondeu por 65% deste valor, seguido dos resíduos com 22% e do biogás com 12%. Estes resultados são mostrados na Figura 2.

Ambiente, Agricultura e Abastecimento e a União da Indústria da Cana-de-Açúcar (UNICA) visando à proteção ambiental, firmaram o Protocolo Agroambiental do Setor Sucroalcooleiro Paulista, em 2007, que reduziu os prazos para o término da queima.

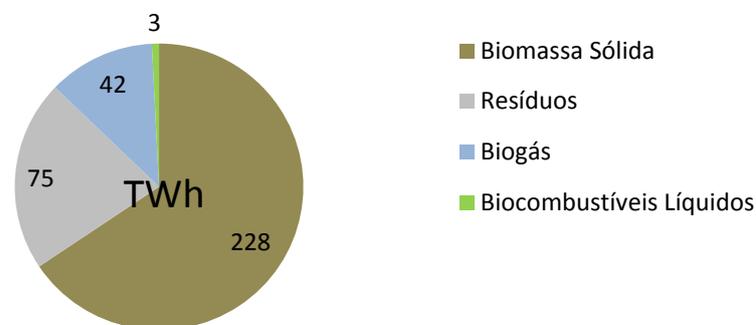


Figura 2 Consumo de bioeletricidade por fonte, em TWh, em 2011

Fonte: Elaborado a partir de WBA, 2014.

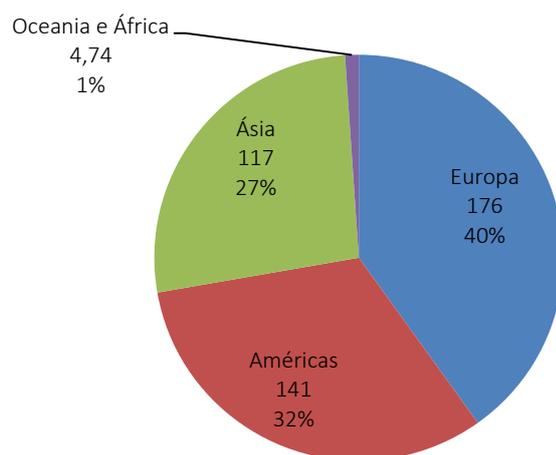


Figura 3 Geração elétrica a biomassa, em TWh, e distribuição por continentes, em 2012

Fonte: Elaborado a partir de WBA, 2015.

De acordo com dados da Associação Mundial de Bioenergia (WBA, 2015; WBA, 2014), entre 2000 e 2012, a geração elétrica a biomassa cresceu 140% no mundo, chegando em 439 TWh. Nos anos de 2013 e 2014, segundo dados do relatório REN21 (2015), a geração a biomassa foi de 396 TWh e 433 TWh, respectivamente, mostrando uma redução seguida de retomada da tendência de crescimento. Ainda segundo este mesmo relatório, a potência instalada de geração elétrica a biomassa em 2014 era de 93 GW, o que correspondia a 14% da capacidade renovável total (sem contar a fonte hidráulica). A Figura 3 mostra a distribuição da geração elétrica à biomassa por região do mundo, em 2012. A Figura 4 e a Figura 5 mostram as curvas de evolução de 2000 a 2012, para as regiões do mundo, e para os maiores geradores nas Américas e na Ásia, respectivamente.

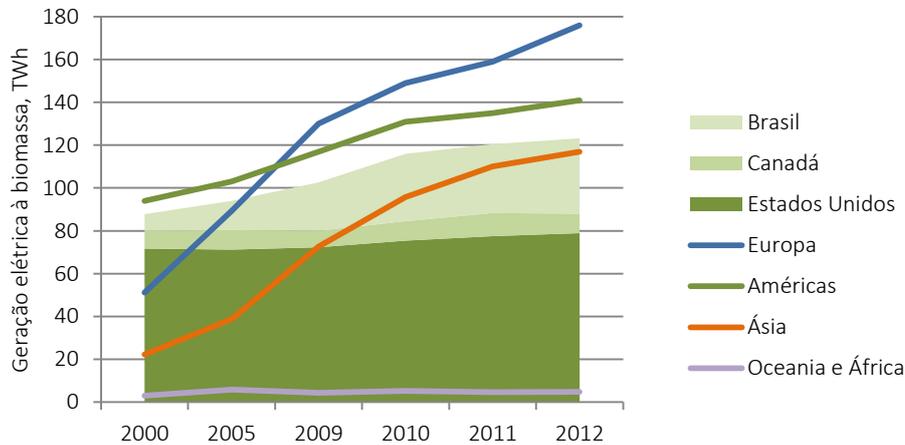


Figura 4 Evolução da geração elétrica a biomassa de 2000 a 2012, para as regiões do mundo, e para os maiores geradores nas Américas

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

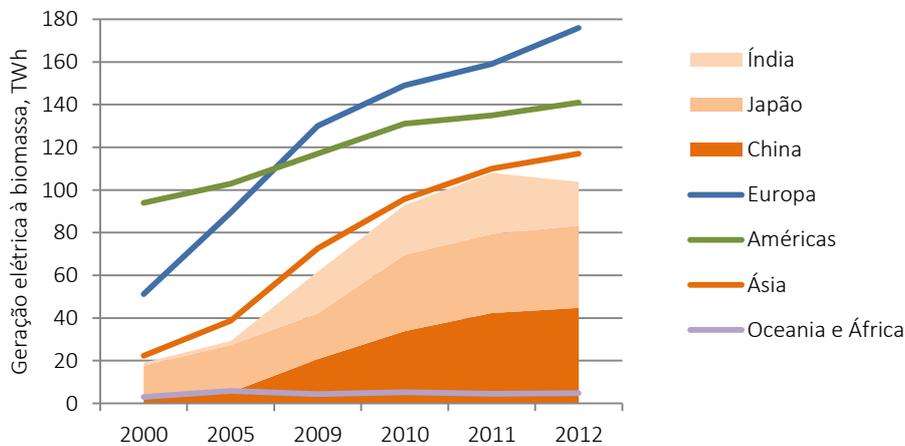


Figura 5 Evolução da geração elétrica a biomassa de 2000 a 2012, para as regiões do mundo, e para os maiores geradores na Ásia.

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

A Europa apresentou um forte crescimento, ultrapassando as Américas em 2009 e chegando em 2012 com 176 TWh, dos quais 51,2 na Alemanha. Esse crescimento ocorreu principalmente nos países da Zona do Euro. Nas Américas, apesar da expansão nos Estados Unidos ter sido modesta, 10% entre 2000 e 2012, este país continuou tendo a maior geração elétrica a biomassa no mundo, saindo de 71,7 TWh em 2000 para 78,9 TWh

em 2012. O Canadá também apresentou um crescimento modesto de cerca de 11%, chegando à 9,1 TWh em 2012. Mas nesta região, o maior crescimento foi observado no Brasil, com cerca de 350%, saindo de 7,84 TWh e chegando à 35,2 TWh em 2012. A Ásia também apresentou um forte crescimento neste período. Na China, a geração termelétrica foi de modestos 2,42 TWh para 44,7 TWh. Crescimento semelhante ocorreu na Índia, onde a geração era de 1,35 TWh e foi para 20,5 TWh, com um pico de 28,7 TWh em 2011. O Japão, neste período, mais que dobrou a geração elétrica a biomassa, chegando a 38,6 TWh (WBA, 2014).

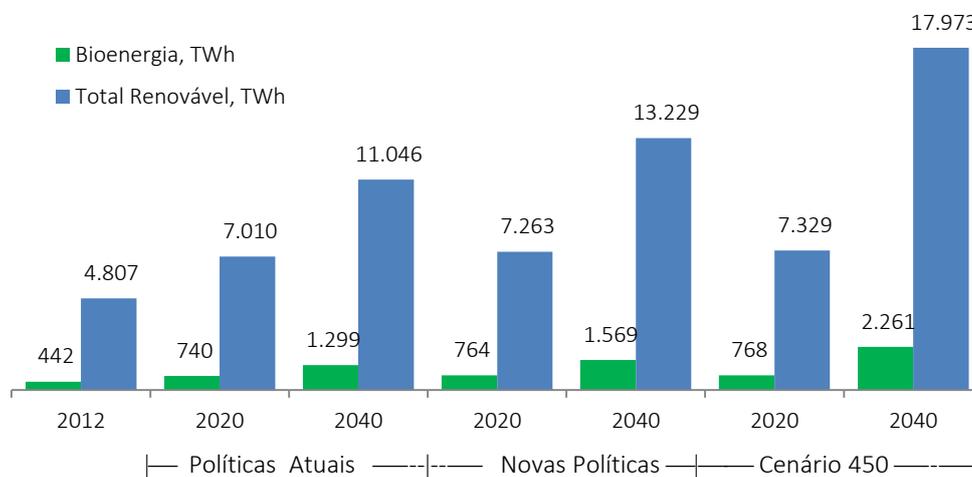


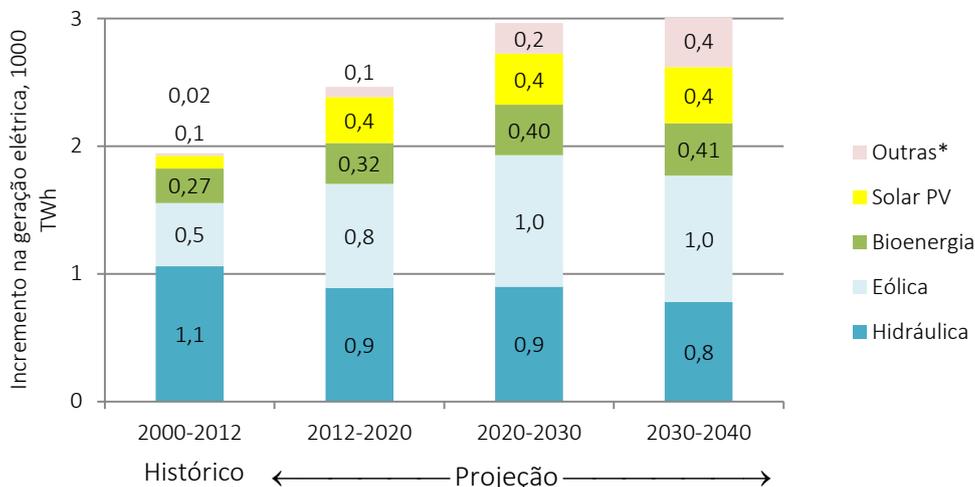
Figura 6 Geração elétrica de base renovável total e a biomassa no mundo, em 2012 e nos cenários Novas Políticas, Políticas Atuais e Cenário 450.

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

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

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

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



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

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

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

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

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

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

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

18 bilhões de dólares (15%) foram para bioeletricidade. Em 2040, o total de subsídios às fontes renováveis deve alcançar 205 bilhões de dólares, sendo 47 bilhões de dólares para bioeletricidade. (IEA, 2014).

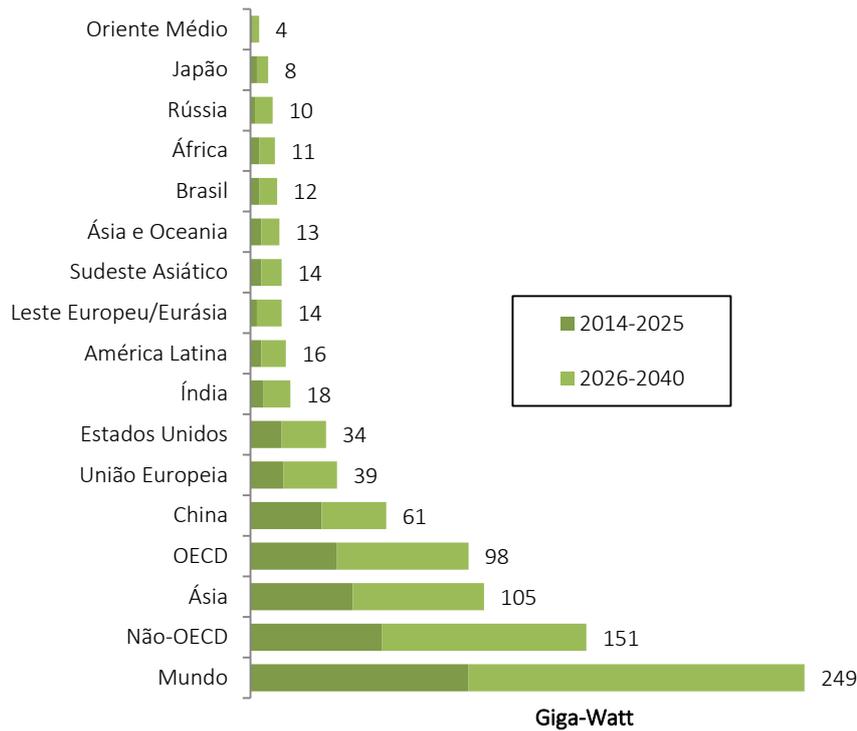


Figura 8 Capacidade adicional acumulada de geração renovável por região e por fonte, no cenário Novas Políticas, GW

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

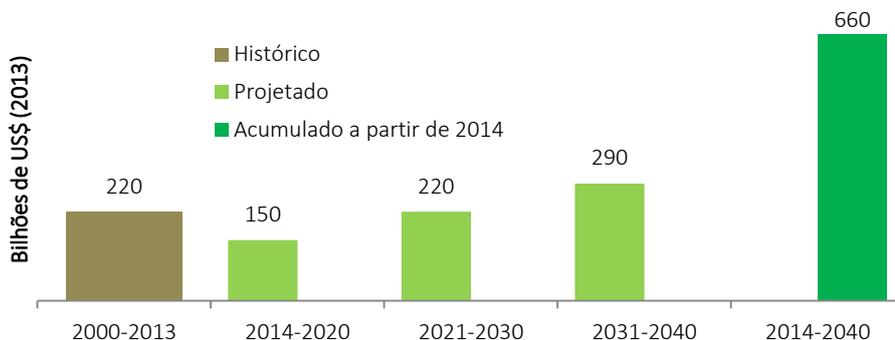


Figura 9 Investimento mundial, em bilhões de dólares (valor de 2013) em geração elétrica a partir de biomassa, histórico, projeção por período e projeção acumulada até 2040

Fonte: Adaptado de IEA, 2014.

2.2 Panorama Nacional

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

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

2.2.1 Parque Gerador a Biomassa

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

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

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

Continua.

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

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

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

9 Gás de Alto-Forno.

Tabela 2 (Continuação)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

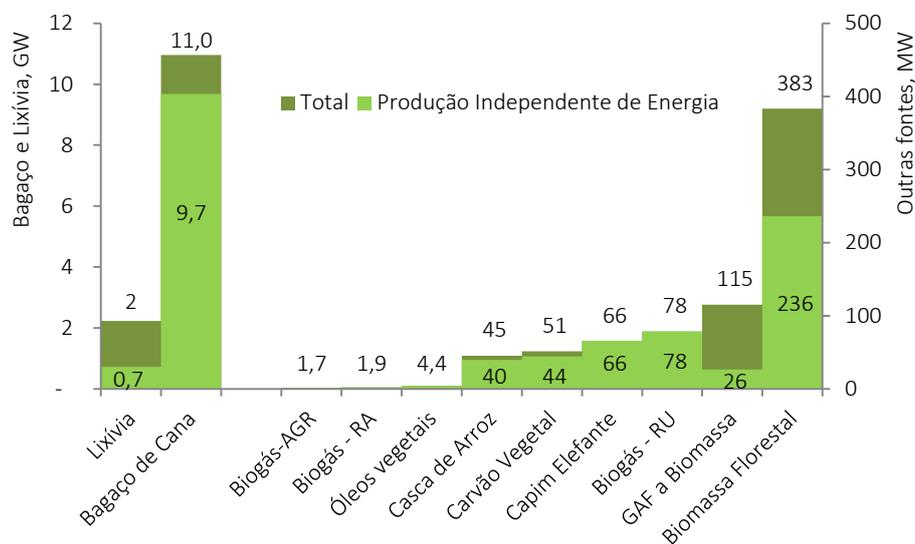


Figura 10 Capacidade instalada de geração elétrica a biomassa em operação, por fonte, total e por produtores independentes de energia elétrica, em janeiro de 2016

Fonte: Elaborado a partir de Aneel, 2016.

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

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

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

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

Fonte: Elaborado a partir de ANEEL, 2016b.

2.2.2 A Bioeletricidade nos Leilões de Energia do Mercado Regulado

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

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

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

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

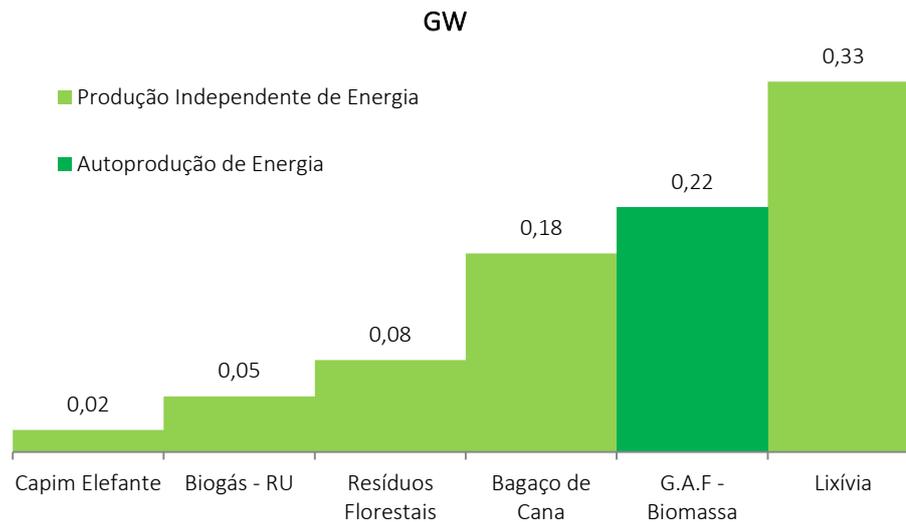


Figura 11 Capacidade de geração a biomassa em construção, por fonte e destino da energia, em janeiro de 2016

Fonte: Elaborado a partir de ANEEL, 2016b.

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

Em relação ao horizonte de contratação, os leilões podem ser classificados como A-5, A-3, A-1 e de Ajuste. Nos três primeiros, o número que acompanha determina quantos anos após a realização do leilão deve se dar o início de fornecimento da energia

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

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

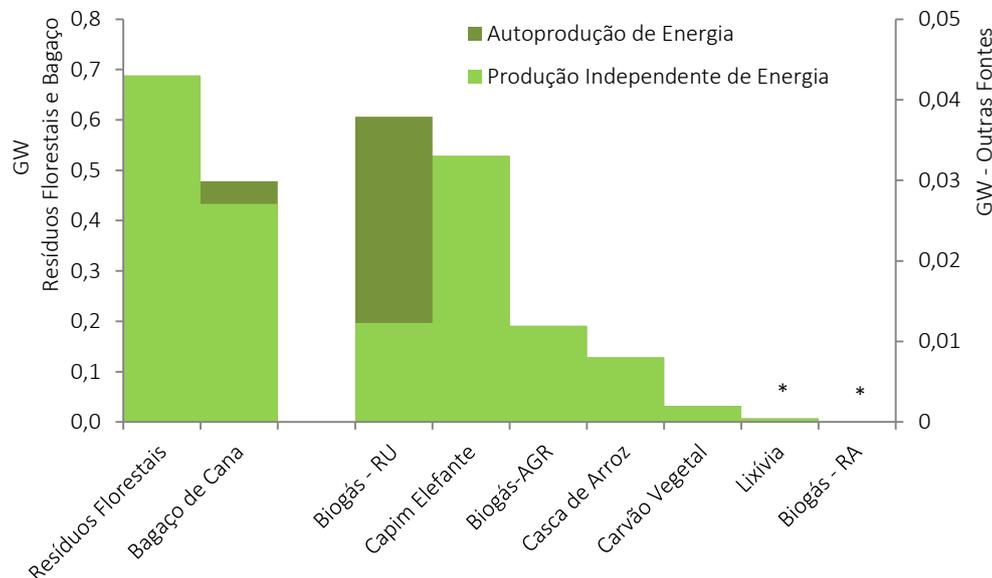
contratada. Os leilões A-5 e A-3 são para novos empreendimentos (LEN), e o A-1 para empreendimentos existentes. Os leilões de ajuste têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor. A energia adquirida pelas distribuidoras é revendida para os consumidores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

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

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

Fonte: ANEEL, 2016b.

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



* Valores muito pequenos.

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

Fonte: Elaborado a partir de Aneel, 2016.

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

O bagaço de cana e o cavaco de madeira respondem por quase a totalidade da bioeletricidade comercializada, e contratos do tipo disponibilidade reúnem a maior parte da energia. Em torno de 2020, a energia já comercializada forma um platô de cerca de 1.300 MW médios para a biomassa de bagaço, e de 2.000 MW médios para a bioeletricidade total. A biomassa de bagaço é dominante até 2024, quando os contratos de 20 anos de duração assinados em torno de 2004 se encerram. Empreendimentos termelétricos de grande porte à cavaco de madeira começam a comercializar em 2018 e mantêm cerca de 500 MW médios até meados da década de 2040.

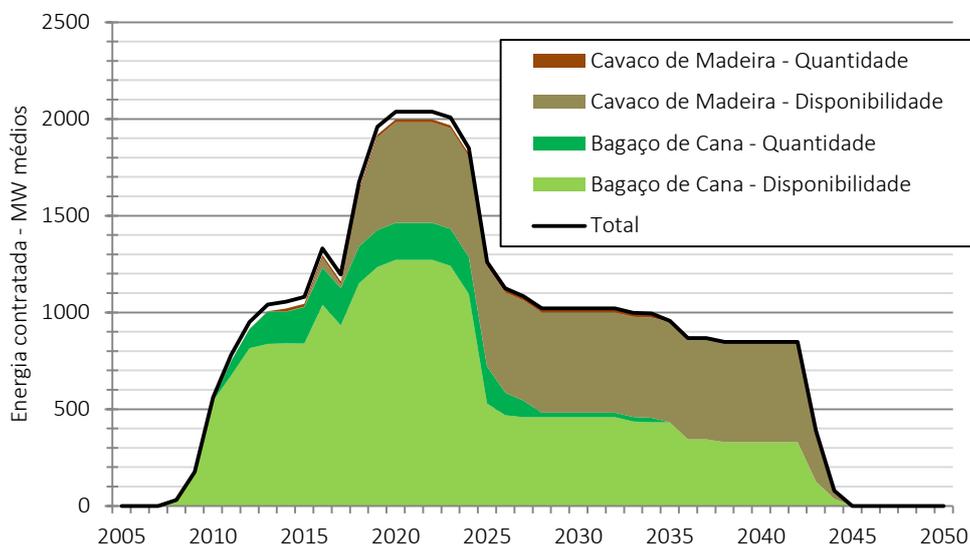


Figura 13 Bioeletricidade total, de bagaço e de cavaco de madeira contratada nos leilões do mercado regulado, por quantidade e por disponibilidade, em leilões realizados até 2015

Fonte: Elaborado a partir de CCEE, 2015.

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

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

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

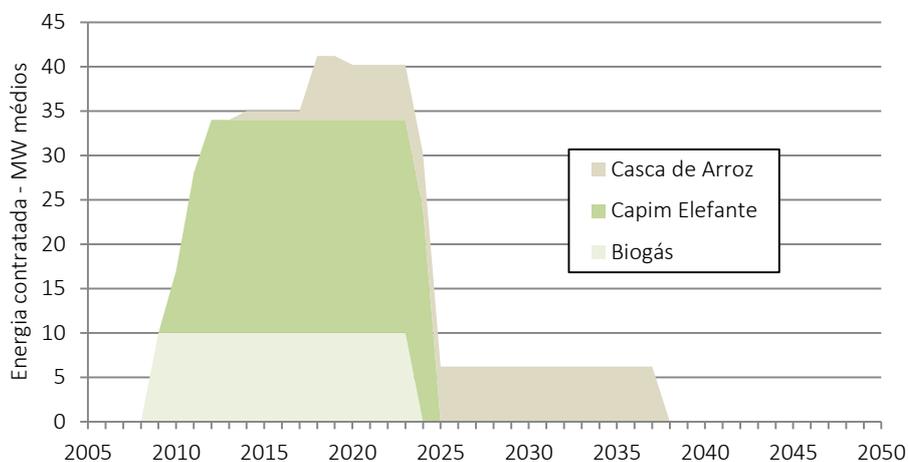


Figura 14 Bioeletricidade de biogás, capim elefante e casca de arroz contratada nos leilões do mercado regulado, por quantidade e por disponibilidade, em leilões realizados até 2015

Fonte: Elaborado a partir de CCEE, 2015.

2.2.3 A Bioeletricidade nos Mercados Livre e de Curto Prazo

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

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

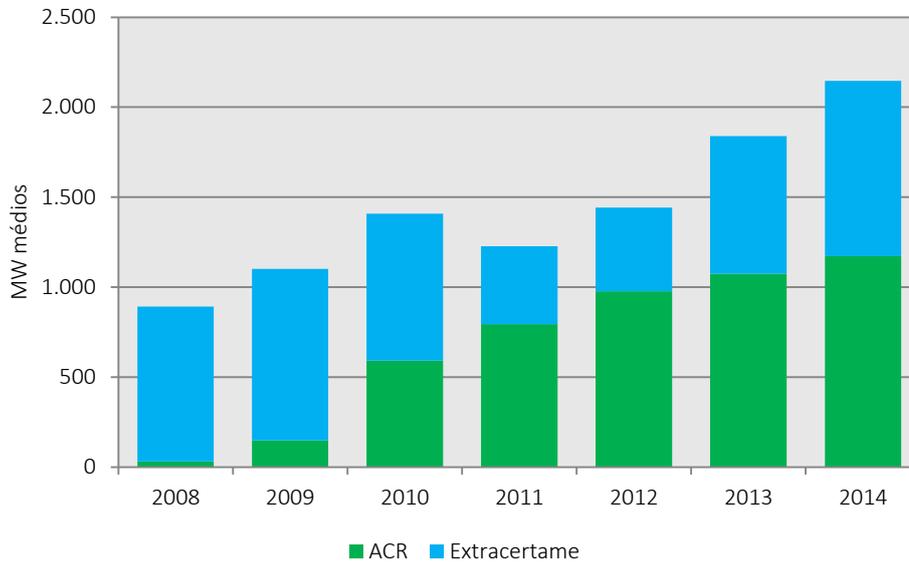


Figura 15 Evolução da bioeletricidade de bagaço injetada na rede

Fonte: EPE, 2015c.

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

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

3 RECURSOS ENERGÉTICOS

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

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

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

3.1 Premissas da Disponibilidade de Recursos para Bioeletricidade

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

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

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

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

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

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

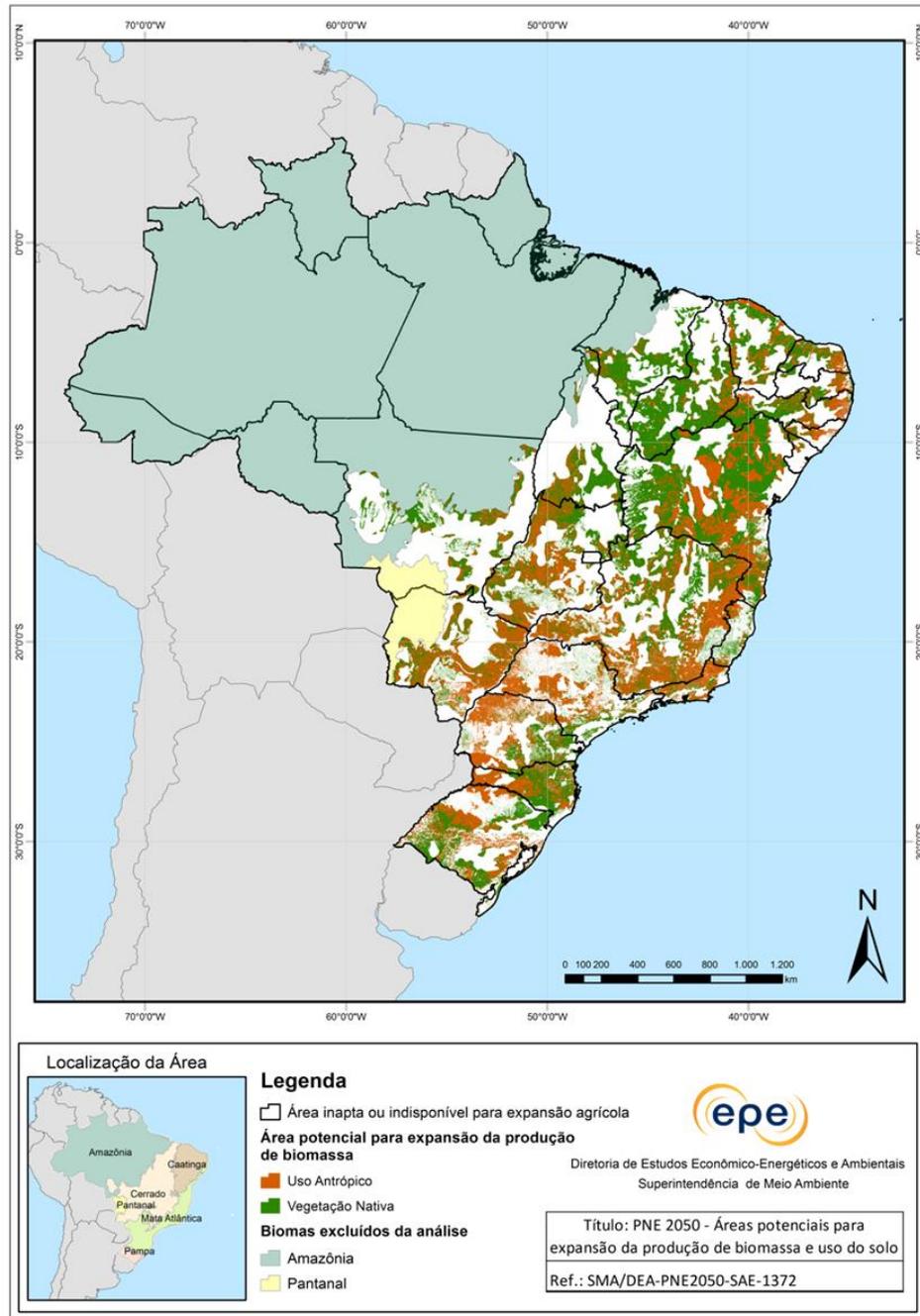
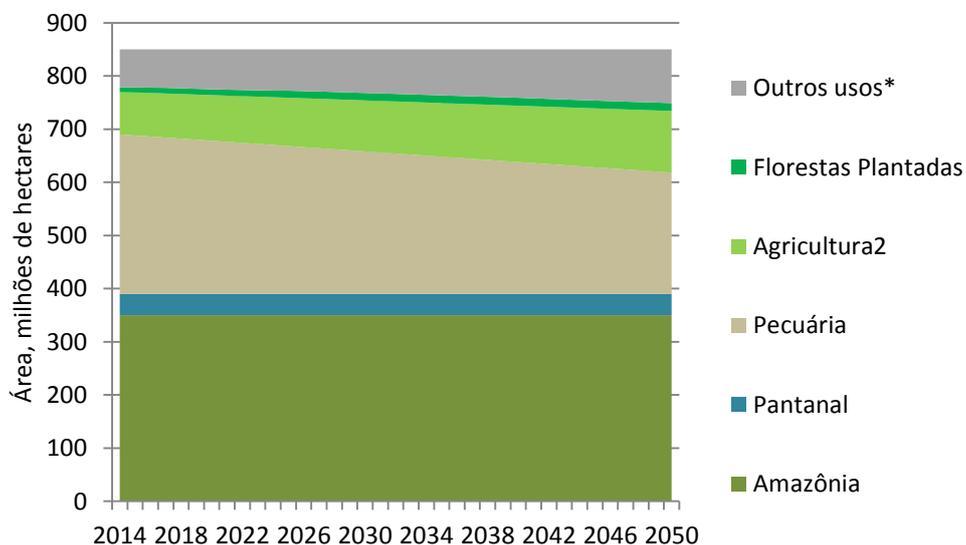


Figura 16 Mapeamento de áreas para expansão das atividades agrícola e florestal no Brasil

A projeção destes usos do solo para o longo prazo é um desafio de modelagem econômica da demanda e oferta de produtos de base agrícola, pecuarista e florestal. No

Plano Nacional de Energia para 2050¹⁸, é considerado que as atividades econômicas acompanham o crescimento do Produto Interno Bruto – PIB do País. Ganhos de produtividade agrícola e florestal e eficiência na alocação do recurso área na pecuária (intensificação) também são considerados. A Figura 17 apresenta este resultado.

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



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

Figura 17 Projeção dos usos do solo no Brasil até 2050

Na pecuária, especialmente de gado bovino, mesmo com um aumento dos rebanhos de 212 milhões de cabeças para 305 milhões de cabeças, a área de pastagens deve se reduzir dos atuais 210 milhões de hectares para 142 milhões de hectares. Assim, a densidade deve sair dos atual 1,01 cabeça por hectare para 2,15 cabeças por hectare. Os 68 milhões de hectares liberados devem ser ocupados pela expansão da agricultura e de florestas plantadas.

Em 2014, no Brasil, a agricultura ocupou cerca de 80 milhões de hectares (IBGE, 2016a) e a silvicultura para fins industriais ocupava cerca de 8 milhões de hectares (Iba,

18 Para detalhes ver (EPE, 2015b).

2015). A área agrícola deve ter um crescimento de 79% chegando à 137 milhões de hectares, sendo a soja, o milho e a cana-de-açúcar as culturas que ocupam maiores extensões de terra. A área florestal tem o potencial de alcançar 15 milhões de hectares, dos quais 3,8 milhões de hectares podem ser para florestas energéticas.

3.1.2 Condicionantes da Disponibilidade de Resíduos Sólidos Urbanos

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

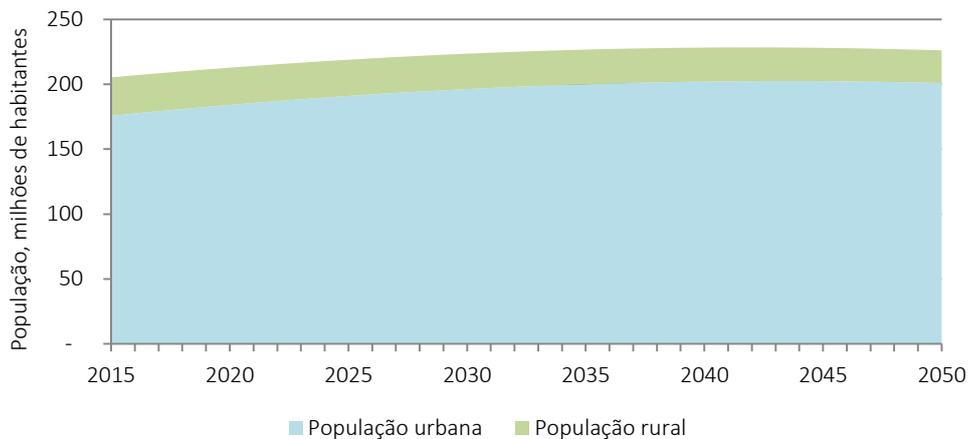


Figura 18 Projeção do crescimento das populações, urbana e rural, e do PIB per capita do Brasil, de 2015 a 2050

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

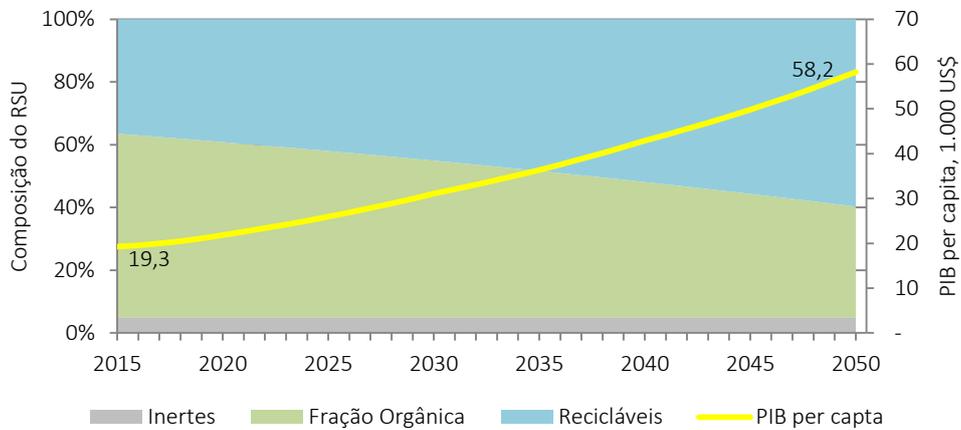


Figura 19 Evolução da composição dos resíduos sólidos urbanos e do PIB per capita, até 2050

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

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

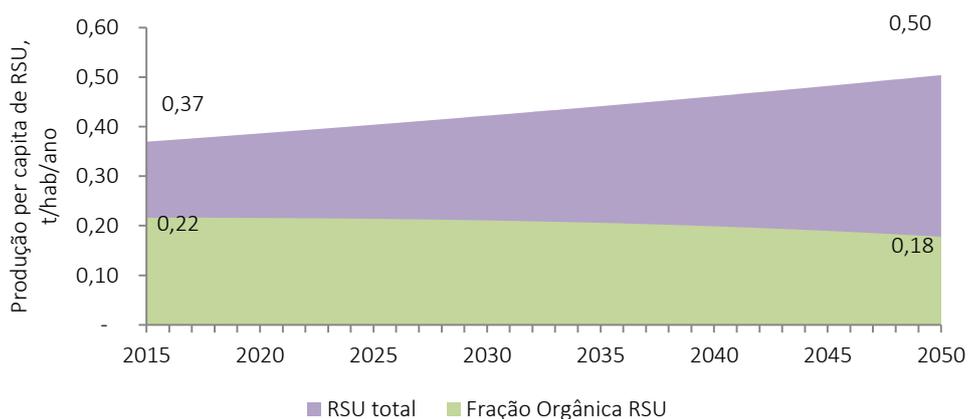


Figura 20 Projeção da produção per capita de resíduos sólidos urbanos totais e da fração orgânica, no Brasil, de 2015 a 2050

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

3.2 Biomassa da Cana

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

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

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

A utilização da cana-de-açúcar, para a produção de açúcar e de etanol, confere ao Brasil, assim como aos demais países cujas condições edafoclimáticas permitem seu cultivo, uma enorme vantagem comparativa frente aos outros produtores mundiais, que utilizam milho (para etanol), principalmente os Estados Unidos, e beterraba (para açúcar e etanol), no caso da Europa, que são as duas principais culturas concorrentes. Além da elevada produtividade de açúcar e etanol por área, a cana-de-açúcar fornece um volume significativo de biomassa para uso como combustível na geração de vapor e eletricidade, o que torna as unidades energeticamente autossuficientes e até exportadoras de energia.

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

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

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

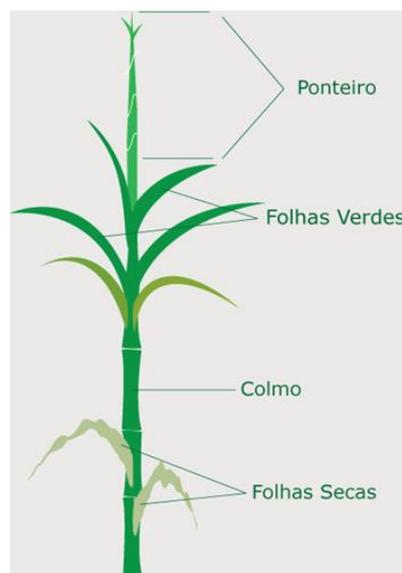


Figura 21 Representação esquemática da parte aérea da cana.

Fonte: CTC, 2005.

Neste item, a oferta projetada de biomassa de cana considera que a produção é proveniente do cultivo de variedades de cana-de-açúcar. As curvas de penetração das tecnologias de etanol de segunda²² e de terceira²³ geração, bem como das variedades de

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

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

22 Via hidrólise termoquímica da biomassa.

cana-energia são variáveis com elevados níveis de incerteza atualmente, embora algumas plantas de etanol de segunda geração tenham iniciado operação no País nos últimos anos.

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

3.2.1 Produção de Cana e Etanol

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

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

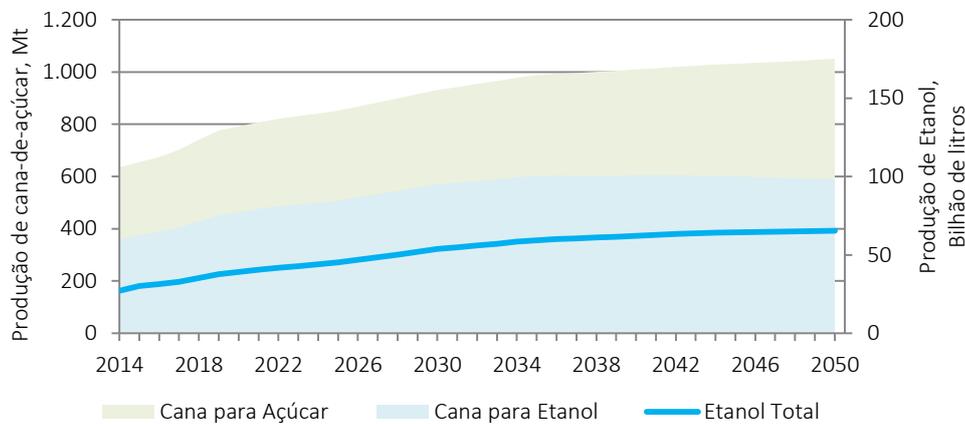


Figura 22 Projeção da produção de cana-de-açúcar e de etanol no Brasil

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

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

3.2.2 Disponibilidade de Biomassa de Cana

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

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

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

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

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

25 Barril equivalente de petróleo (bep).

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

Independente do volume gerado, o conteúdo energético recuperável a partir da vinhaça depende do rendimento da fermentação, ou seja, quanto dos açúcares totais no caldo são convertidos em etanol pelas leveduras. Outro fator relevante, em menor escala, é a presença de outros hidrocarbonetos, além dos açúcares, tais como proteínas, ácidos, óleos essenciais etc. Todas estas substâncias, juntamente com subprodutos da fermentação, tais como álcoois pesados, compõem a carga orgânica da vinhaça que pode ser biodigerida. De modo geral, com dados de CRAVEIRO (1985), podemos considerar que para cada 1.000 litros de etanol produzidos, 150 metros cúbicos de biogás, com 60% de teor de metano poderão ser obtidos. Em termos energéticos, isto significa 0,079²⁶ tep por 1.000 litros de etanol²⁷.

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

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

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

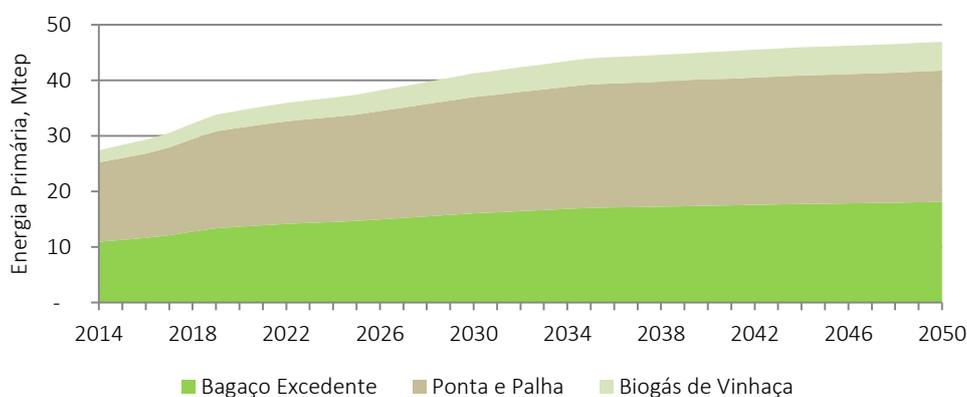
26 Para comparação, um volume de 1.000 litros de etanol hidratado tem um teor energético de 0,51 tep.

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

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

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

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

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

3.2.3 Sazonalidade da oferta de biomassa de cana

A oferta de biomassa de cana-de-açúcar apresenta uma sazonalidade, devida ao ciclo de maturação da planta, que restringe sua disponibilidade a um determinado período do ano. Na região centro-sul, a colheita da cana-de-açúcar é realizada, aproximadamente, entre os meses de março e outubro. Na região norte-nordeste, a colheita ocorre aproximadamente no período de entressafra da região centro-sul. Esta diferença é explicada pelas condições climáticas destas duas regiões. No período de colheita, o teor de

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

açúcares no colmo apresenta um máximo, e caso esta não seja realizada, a planta utilizará esta reserva para voltar a crescer (produzir fibras), até o início do próximo ciclo³⁰.

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

A vinhaça, efluente residual da destilaria, não pode ser armazenada, pois a ação de microorganismos selvagens levam à biodigestão não controlada, com perda de carga orgânica e potencial emissão fugitiva³¹ de metano. Assim, seu aproveitamento fica restrito ao período de funcionamento da destilaria.

3.3 Biomassa de Florestas Energéticas

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

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

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

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

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

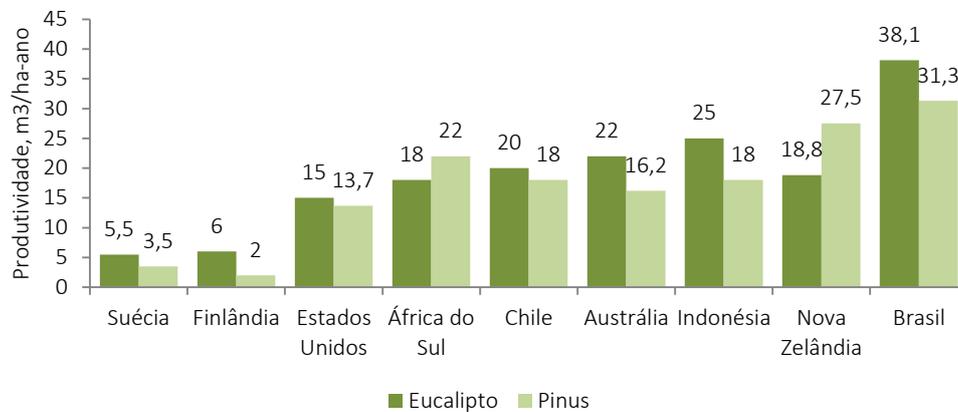


Figura 24 Produtividade do eucalipto e do pinus, no Brasil e em países selecionados,

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

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

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

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

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

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

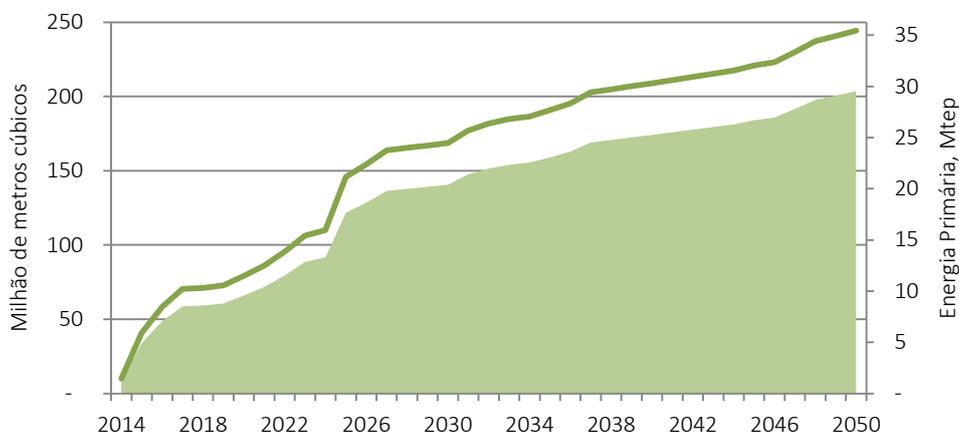


Figura 25 Disponibilidade anual potencial de lenha para bioeletricidade no Brasil, quantidade e energia primária

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

3.4 Biomassas Residuais

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

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

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

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

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

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

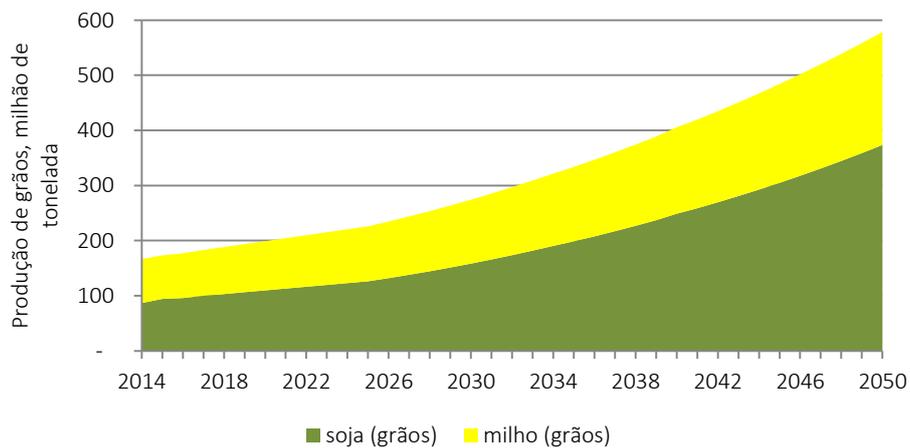


Figura 26 Projeção da produção de grãos de soja e milho no horizonte de estudo

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

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

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

33 *i.n.* – in natura.

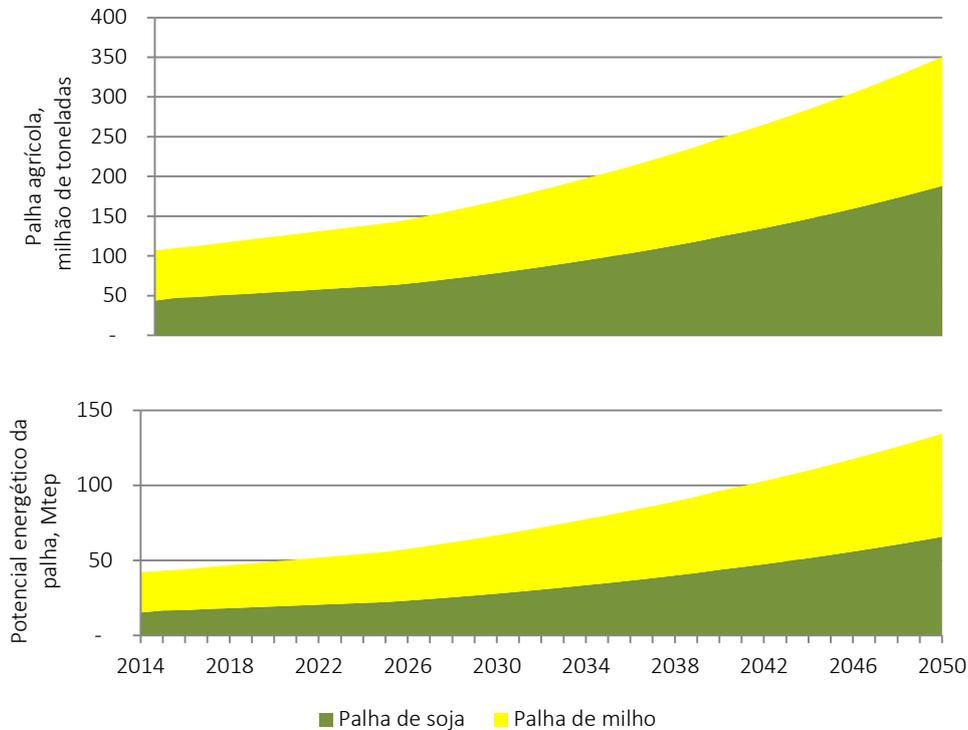


Figura 27 Projeção da disponibilidade de biomassa residual agrícola e seu conteúdo energético

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

3.4.2 Biomassas Residuais da Atividade Pecuária

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

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

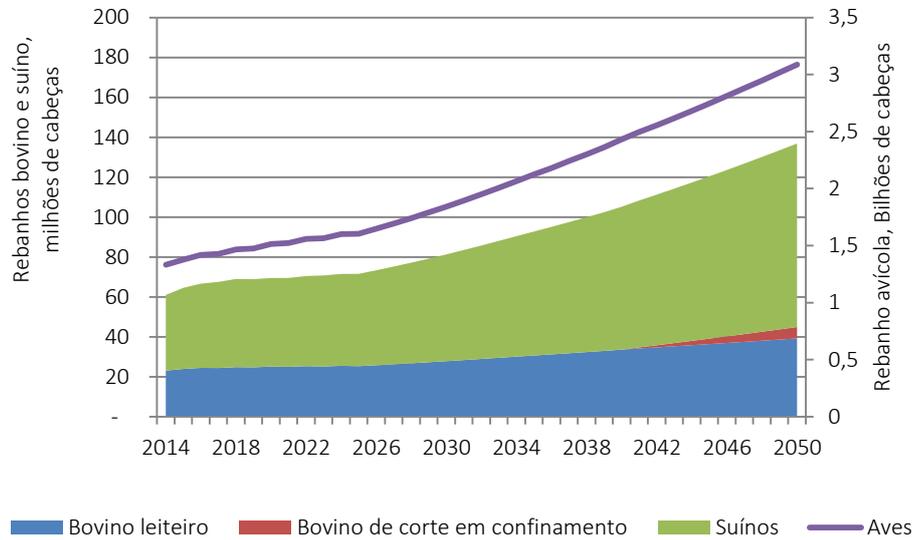


Figura 28 Projeção dos rebanhos de bovinos de leite e corte, suínos e de aves no horizonte de estudo

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

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

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

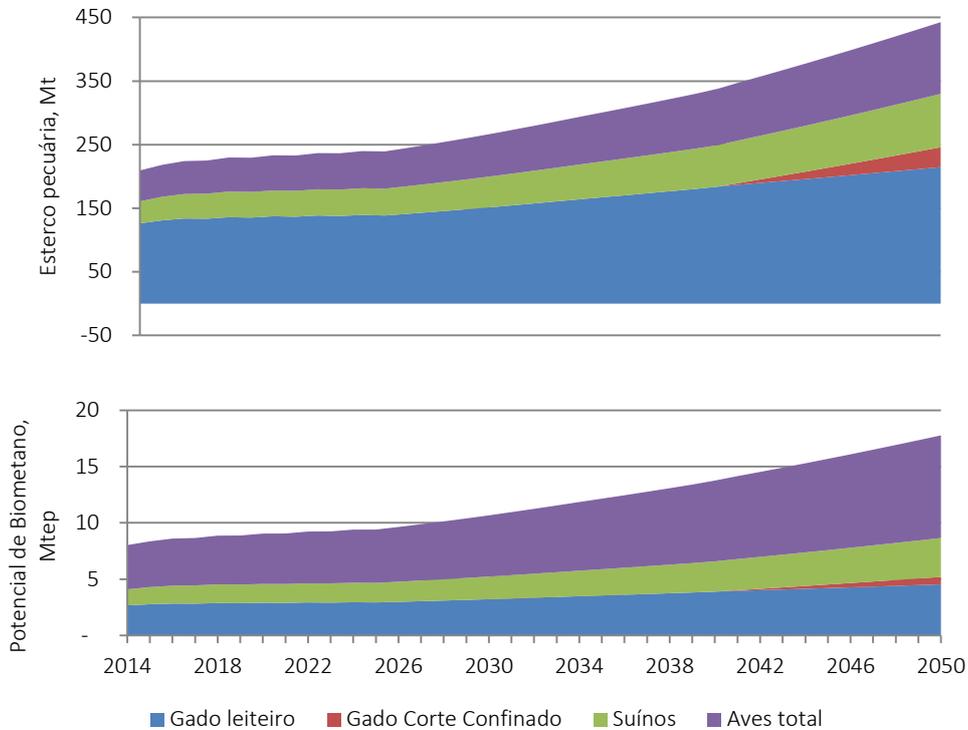


Figura 29 Projeção da disponibilidade de biomassa residual pecuarista e seu conteúdo energético

3.4.3 Resíduos Sólidos Urbanos

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

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

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

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

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

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

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

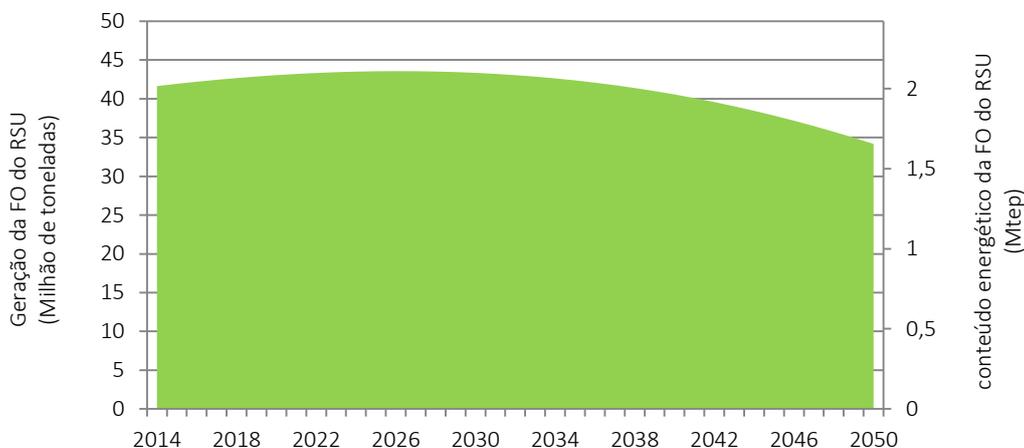


Figura 30 Projeção da geração e do conteúdo energético da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos

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

4 ESTADO DA ARTE NA GERAÇÃO DE BIOELETRICIDADE

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

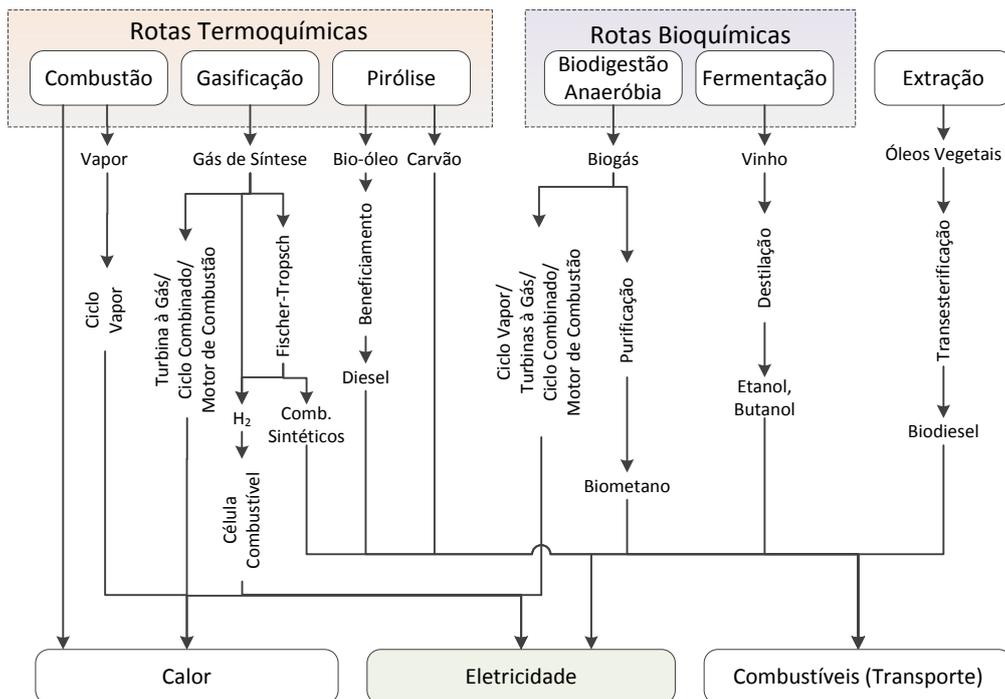


Figura 31 Representação esquemática simplificada das principais rotas de aproveitamento energético da biomassa

Modificado de Turkenburg, 2000.

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

4.1 Geração de Bioeletricidade com Ciclo Vapor

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

Algumas modificações do ciclo Rankine são:

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1.1 Ciclo Vapor na Cogeração e na Geração Elétrica com Biomassa

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

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

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

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

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

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

direcionada para o processo e o restante seja condensado, otimizando seu aproveitamento energético. Neste caso, a cogeração ocorre somente com o vapor extraído. O vapor direcionado para o sistema composto pelo turbogerador e condensador tem a finalidade exclusiva para geração elétrica. Esta configuração é denominada Ciclo Vapor com Condensação e Extração, e é mostrada esquematicamente na Figura 32.

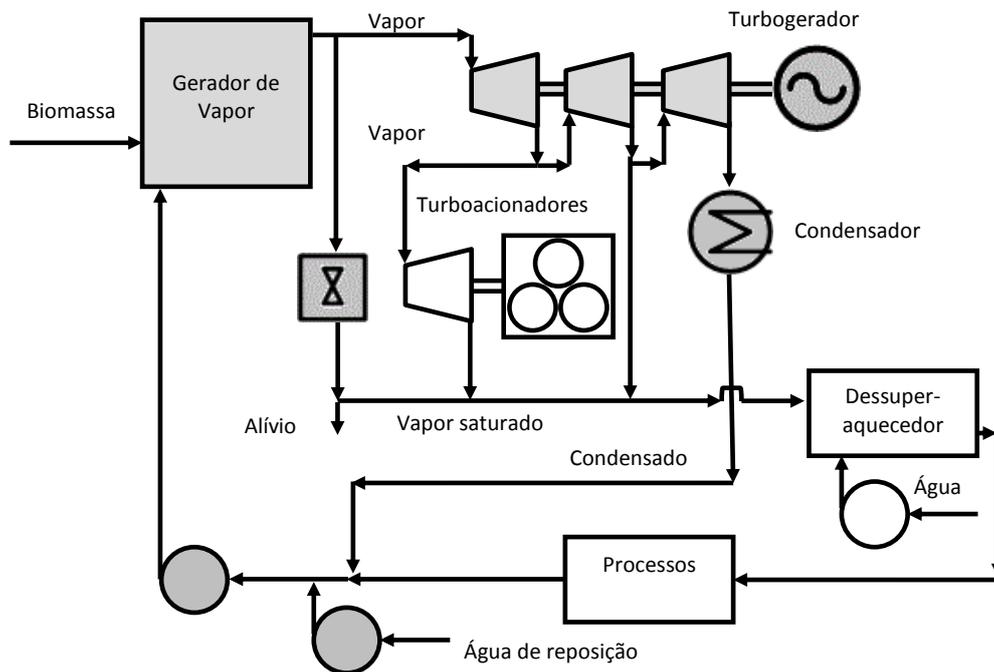


Figura 32 Representação esquemática simplificada do ciclo vapor com condensação e extração em cogeração e na geração elétrica (hachurado)

Fonte: TOLMASQUIM, 2005.

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

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

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

Fonte: TOLMASQUIM, 2005.

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

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

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

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

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

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

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

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

Gaseificação da Biomassa

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

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

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

Gaseificadores que utilizam ar são relativamente mais baratos, mas o gás combustível produzido possui baixo poder calorífico (5-6 MJ/m³ em base seca), devido à alta concentração do N₂ atmosférico. Gaseificadores que utilizam oxigênio ou vapor produzem gases combustíveis mais ricos em CO e H₂, com poder calorífico mais elevado (9-19 MJ/m³ em base seca), mas a um custo mais alto.

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

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

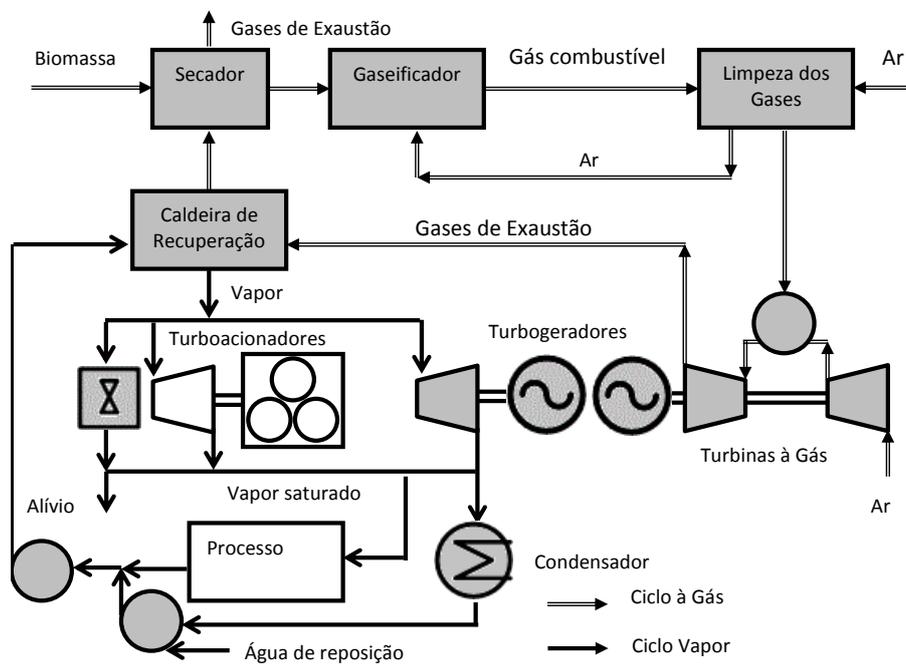


Figura 33 Representação esquemática de um processo de gaseificação de biomassa integrada com turbina à gás e ciclo combinado (BIG-GTCC), em cogeração e geração elétrica (hachurado)

Fonte: TOLMASQUIM, 2005.

Tabela 12 Parâmetros de uma usina sucroalcooleira usando BIG-GTCC, na safra e na entressafra

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

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

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

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

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

4.3 Conjunto Motogerador

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

Embora tradicionalmente motores do Ciclo Diesel venham sendo mais usados, por razões de preocupação ambiental, especialmente relativos às emissões de NOx e material particulado (PM, da sigla em inglês), seu uso tem sido gradativamente reduzido nos Estados Unidos e em outros países industrializados. Em consequência, motores de Ciclo

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

Otto para gás natural, que também podem gerar a partir de biogás têm sido cada vez mais usados. A eficiência elétrica varia de 29,7% até 37% para equipamentos de 100 kW até 5 MW de potência, respectivamente. A eficiência global em cogeração, da forma inversa, varia de 78% a 73% (USEPA, 2007).

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



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

Fonte: HELENO DA FONSECA, 2016.

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

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

4.4 Biodigestão Anaeróbia

Digestão anaeróbica pode ser definida como a conversão de material orgânico em dióxido de carbono, metano e lodo através de bactérias, em um ambiente pobre em oxigênio. Este processo é uma das formas mais antigas de digestão e ocorre naturalmente na ausência de oxigênio, como em plantações de arroz, águas paradas, estações de tratamento de esgoto e aterros sanitários. O biogás, inclui além do metano e do dióxido de carbono, alguns gases inertes e compostos sulfurosos. O biogás pode ser consumido diretamente, situação em que apresenta poder calorífico entre 4.500 e 6.000 kcal/m³, ou tratado para separação e aproveitamento do metano, cujo poder calorífico é semelhante ao do gás natural.

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

Tabela 13 Composição típica do biogás

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

Fonte: Verma (2002).

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

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

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

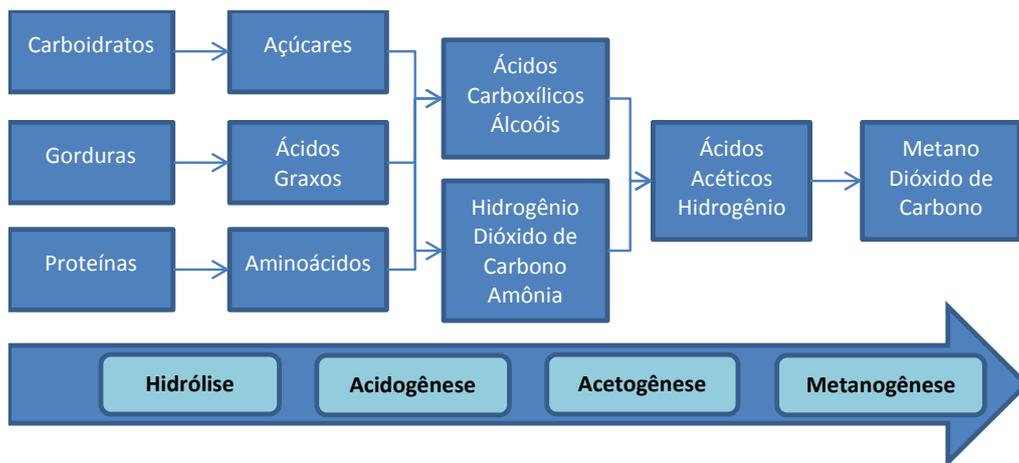


Figura 35 Fluxograma do processo de biodigestão anaeróbia

Fonte: Al Seadi et al, 2008 apud PROBIOGÁS.

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

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

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

estabilizados para serem depositados em aterros, vendidos como biofertilizante ou usados como combustível para incineração.

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

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

4.4.1 Biodigestor Modelo Chinês

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

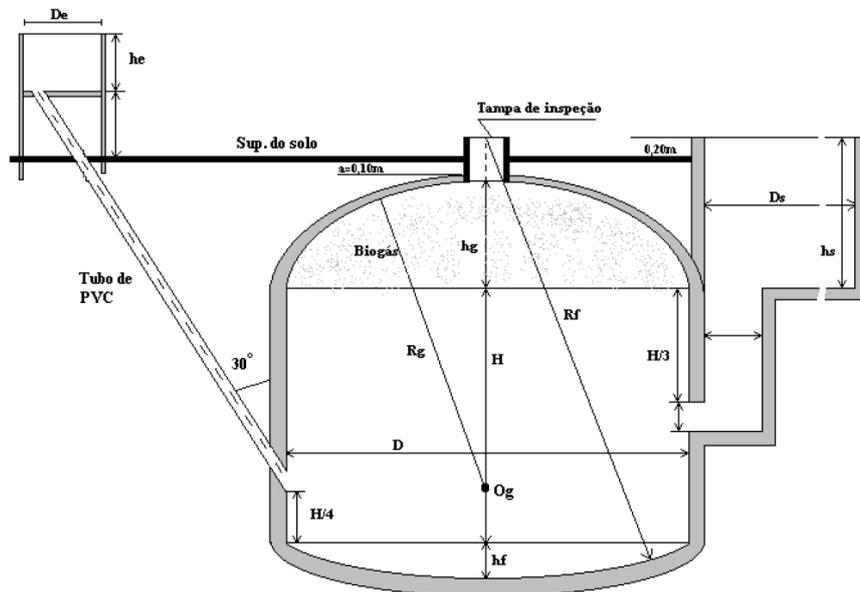


Figura 36 Representação esquemática do biodigestor modelo chinês.

Fonte: DEGANUTTI et al, 2002.



Figura 37 Operários concluindo a construção de um biodigestor modelo chinês

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

4.4.2 Biodigestor Modelo Indiano

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

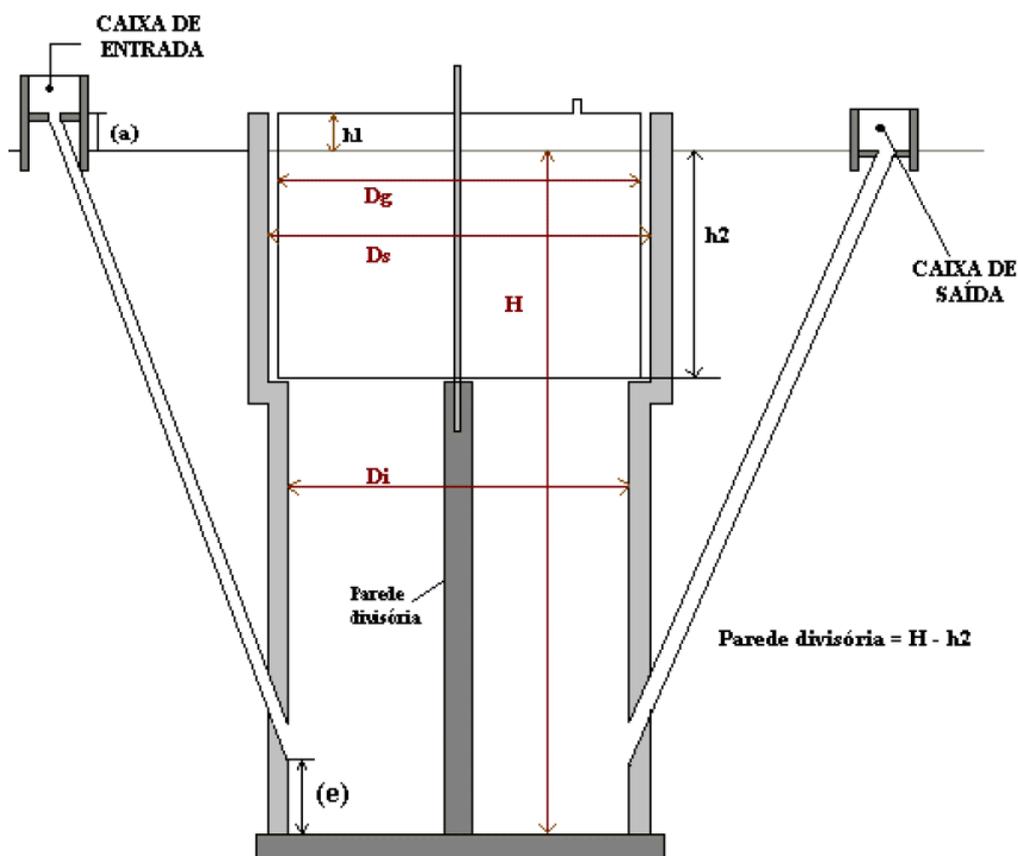


Figura 38 Representação esquemática do biodigestor modelo indiano

Fonte: DEGANUTTI et al, 2002.



Figura 39 Foto de um biodigestor modelo indiano

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

4.4.3 Biodigestor Modelo Canadense

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



Figura 40 Biodigestor modelo canadense

Fonte: TORRES et al, 2012.

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



Figura 41 Biodigestor modelo canadense com lagoa de efluentes

Fonte: www.revistaconexaorural.com.br⁴¹

4.5 Resumo das tecnologias

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

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

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

Tecnologia	Biomassa	Rendimento (%base PCI)
Cogeração		
Ciclo Vapor com Condensação e Extração	Apenas bagaço durante a safra (70% do bagaço total)	12,7
Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)		30
Geração Elétrica		
Ciclo Vapor com Condensação	Biomassa excedente da cana Bagaço excedente (30%) Ponta e Palha	20
Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)	Biogás de vinhaça lenha de florestas energéticas resíduos agrícolas	34
Conjunto Motogerador	Biogás de resíduos da pecuária e urbano	37,2

5 ESTRUTURA DAS CADEIAS ENERGÉTICAS

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

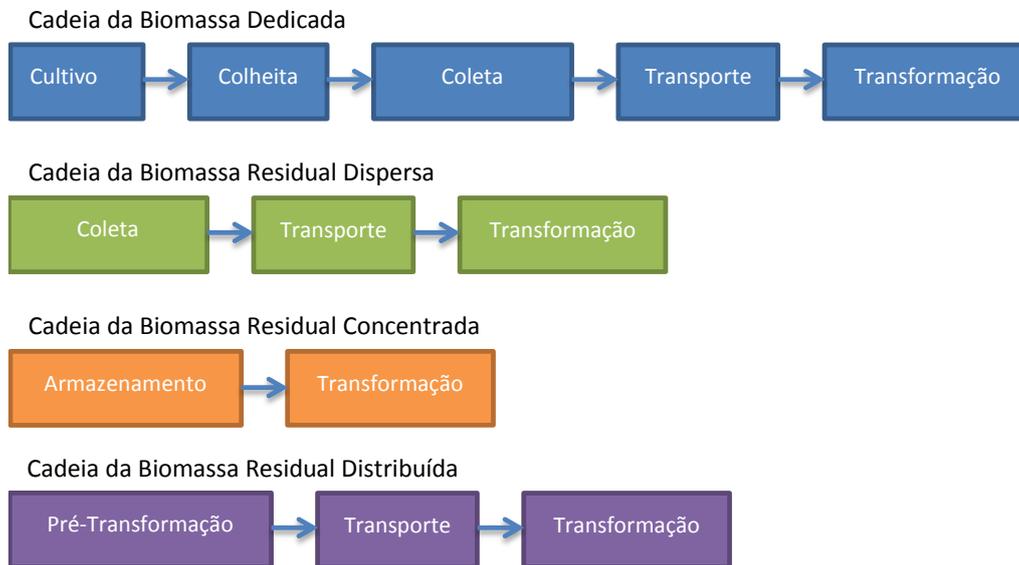


Figura 42 Representação esquemática simplificada de cadeias energéticas da bioeletricidade

5.1 Biomassa Dedicada

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

5.2 Biomassa Residual

5.2.1 Biomassa Residual Dispersa

A Biomassa Residual Dispersa é aquela disponível em uma grande área com baixa densidade por área. Algumas biomassas residuais dispersas são a ponta e palha de cana-

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

de-açúcar quando deixadas no campo após a colheita dos colmos, as palhas agrícolas e os resíduos de florestas não dedicadas à geração de energia (papel e celulose, carvão vegetal e madeira para outros fins). O aproveitamento deste tipo de biomassa requer coleta e transporte até o centro de transformação, o que pode não se viabilizar economicamente, devido à baixa densidade energética do material e, se for o caso, à grande distância de transporte.

5.2.2 Biomassa Residual Concentrada

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

5.2.3 Biomassa Residual Distribuída

Já a Biomassa Residual Distribuída é aquela disponibilizada de forma intermediária entre a dispersa e a concentrada, porém em escala que não viabiliza a coleta e transporte até um centro de transformação centralizado, nem a instalação de um centro de transformação completo desde a biomassa até a eletricidade (ou outra forma de energia secundária, como combustíveis, vapor etc.). Neste caso, centros de transformação menores pré-processam a biomassa (etapa de pré-transformação) antes do produto ser transportado para um centro de transformação centralizado, que completa a transformação até a forma de energia desejada. Um exemplo desta cadeia é a biodigestão de resíduos em pequenas propriedades rurais, que formam um condomínio. O biogás “bruto” assim obtido é transportado por dutos até um centro de refino e/ou geração elétrica conjunto. O condomínio Ajuricaba⁴⁵, em Cândido Rondon (PR), é um caso real

43 Efluente do beneficiamento da mandioca em fecularias.

44 Bovinos, suínos, galináceos etc.

45 https://cibiogas.org/condominio_ajuricaba

deste tipo de cadeia energética. Outro exemplo pode ser a peletização ou fabricação de briquetes de forma distribuída, para aumentar a densidade energética da biomassa, viabilizando assim o transporte para geração termelétrica em outro local.

6 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

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

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

6.1 Parâmetros Gerais

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

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

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

6.2.1 Custos do Empreendimento Termelétrico com Biomassa de Cana

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

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

6.2.2 Custo dos Combustíveis

Bagaço

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

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

46 Atualizados à valores de dezembro de 2015 pelo IPCA.

Ponta e Palha

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

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

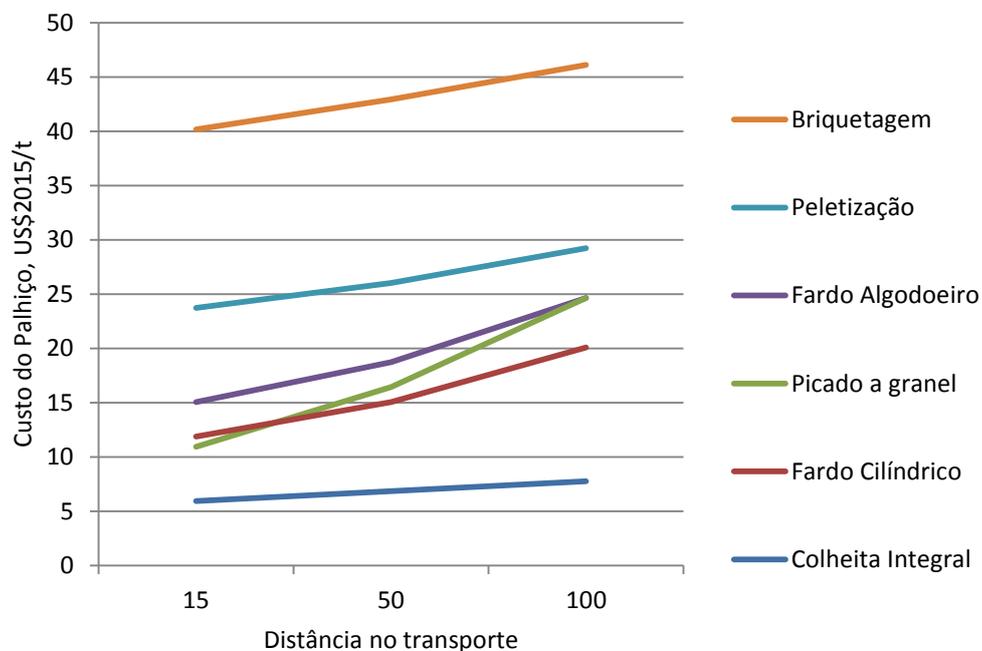


Figura 43 Custo de coleta de palhão através de seis sistemas, em US\$ de 2015

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

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

Biogás de Vinhaça

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

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

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

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

6.3 Caracterização Técnico-Econômica da Bioeletricidade de Florestas Energéticas

6.3.1 Custos dos Empreendimentos

Empreendimento Termelétrico com Biomassa Florestal

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

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

6.3.2 Custo do Combustível

Lenha

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

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

Considerando o rendimento termelétrico de uma usina em geração elétrica, de 20%, o custo médio da lenha na bioeletricidade é de cerca de U\$ 51/MWh, com valores mínimo e máximo de U\$ 13/MWh e U\$ 93/MWh, respectivamente. Os valores mínimo e médio

47 Atualizados à valores de dezembro de 2015 pelo IPCA.

48 Total overnight costs.

serão utilizados para o cálculo do custo nivelado, considerando-se que a atividade de geração elétrica deve levar em conta a modicidade tarifária e por isso os menores custos de geração devem ser buscados.

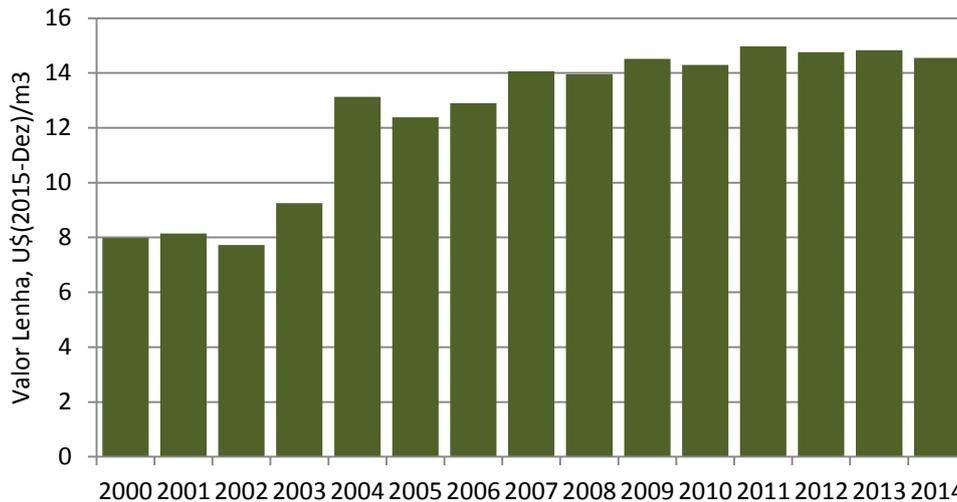


Figura 44 Valor de mercado médio da lenha, no Brasil, de 2000 a 2014, em dólares americanos atualizados para dezembro de 2015

Fonte: Elaborado a partir de IBGE, 2016b.

6.4 Caracterização Técnico-Econômica da Bioeletricidade de Resíduos

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

6.4.1 Custos dos Empreendimentos

Empreendimento Termelétrico

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

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

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

Biodigestor Anaeróbico com Motogerador

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

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

6.4.2 Custos da Biomassa de Resíduos

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

Resíduos Agrícolas

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

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

No que se refere ao custo de oportunidade dos resíduos agrícolas, outros usos, como biofertilizantes e camada de ação protetora do solo, poderiam ser citados como custos positivos. Porém, com vistas a minimizar este impacto nos sistemas produtivos e para

evitar este custo positivo, considerou-se nos modelos a coleta de apenas uma parcela do resíduo.

Resíduos da Pecuária Confinada

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

Resíduos Sólidos Urbanos⁵¹

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

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

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

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

6.5 Custo Nivelado da Bioeletricidade e Preço nos Leilões de Energia

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

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

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

* Cana retrofit (margem inferior). ** Cana retrofit (margem superior) ou Cana greenfield.

Dentre as biomassas estudadas, projetos de retrofit com bagaço de cana possuem o menor custo nivelado na margem inferior, US\$ 11/MWh. Este valor pode crescer até próximos de valores de projetos greenfield, estimados neste estudo em torno de US\$ 63/MWh.

No caso da ponta e palha, como os custos de investimentos na planta de geração são semelhantes aos custos do bagaço, o custo combustível determina os valores das margens inferior e superior para o custo nivelado da bioeletricidade. Os valores encontrados são de US\$ 33/MWh na margem inferior para os projetos de retrofit mais simples, até US\$ 85/MWh na margem superior para projetos de retrofit mais complexos ou projetos greenfield.

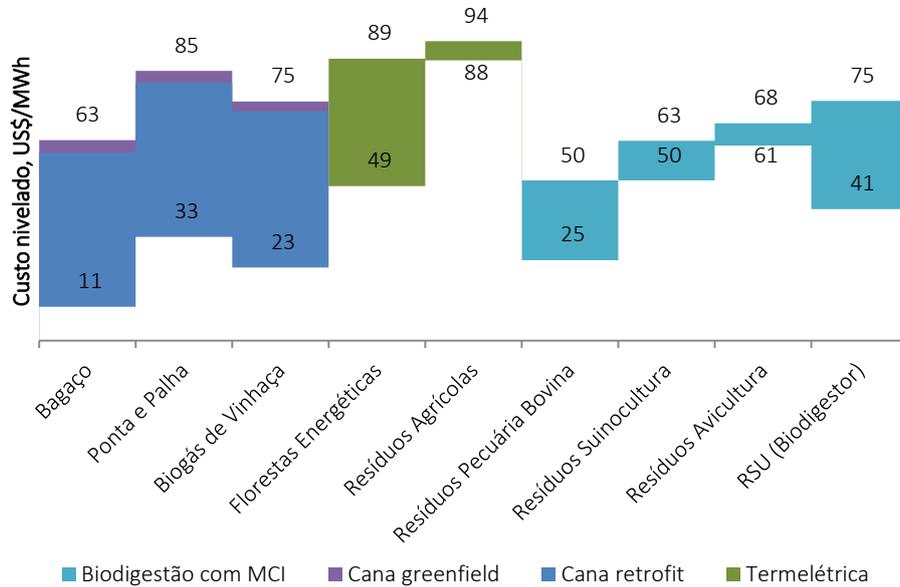


Figura 45 Faixas de custos nivelados da bioeletricidade para as fontes consideradas neste estudo

Da mesma forma, o aproveitamento do biogás da vinhaça em projetos de retrofit variam desde US\$ 23/MWh até os valores de projetos greenfield de US\$ 75/MWh.

As florestas energéticas, considerando apenas projetos novos, apresentaram uma faixa de custo nivelado entre US\$ 49/MWh e US\$ 89/MWh. O custo combustível tem um grande peso na composição deste valor. Valores mais baixos, nesta faixa podem ocorrer quando os empreendimentos são localizados em regiões onde o valor de mercado da lenha é mais baixo.

O custo nivelado da bioeletricidade dos resíduos agrícolas, com aproveitamento através de usinas termelétricas, varia entre US\$ 88/MWh e US\$ 94/MWh.

Dentre os resíduos da pecuária, dado que os custos de investimento são os mesmos, o custo combustível foi determinante para o cálculo do custo nivelado da bioeletricidade. No caso do gado bovino, o custo nivelado varia entre US\$ 25 e US\$ 50/MWh. No caso da suinocultura, o custo nivelado varia entre US\$ 50/MWh e US\$ 63/MWh. Finalmente para a avicultura, o custo nivelado varia entre US\$ 61/MWh e US\$ 68/MWh.

No caso da bioeletricidade de biogás de RSU, a margem inferior da faixa de custo nivelado calculada foi de US\$ 41/MWh e a margem superior foi de US\$ 75/MWh. O valor da margem inferior pode ainda ser menor se não for construído o biodigestor. Entretanto, neste caso, ocorrem outros custos como redução da vida útil do aterro e mudança no perfil

da geração de metano, por exemplo, que poderiam resultar em aumento do custo nivelado.

7 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

7.1 Considerações Iniciais

A biomassa é uma fonte renovável de energia que pode ser produzida em escala suficiente para desempenhar um papel expressivo na matriz energética nacional.

O termo biomassa aqui empregado abrange várias matérias primas, a saber: bagaço, palha e ponta da cana de açúcar, lenha, carvão vegetal, resíduos urbanos, biogás, lixívia, óleos vegetais, resíduos vegetais (casca de arroz, por exemplo) e outras culturas plantadas (capim elefante, por exemplo).

Dentre as matérias primas citadas, há algumas que estão vinculadas a processos industriais, podendo ser classificada como resíduos ou subprodutos de outras atividades. É o caso do bagaço de cana-de-açúcar que já vem sendo tradicionalmente utilizado nas usinas de açúcar e etanol para obtenção de energia elétrica e calor (cogeração). O mesmo se aplica à lixívia, subproduto da indústria de papel e celulose, também utilizado para cogeração.

É possível também aproveitar os resíduos agropecuários e os resíduos urbanos. Alguns desses resíduos podem ser queimados diretamente e, em qualquer caso, pode-se submetê-los ao processo de digestão anaeróbica, gerando biogás. Esse combustível pode ser queimado para geração de energia elétrica ou pode ser comprimido e utilizado em motores de combustão interna de veículos. A produção de biogás também ocorre nos aterros sanitários, onde a fração orgânica do lixo urbano passa naturalmente pelo processo de biodigestão anaeróbica. Se o aterro sanitário for adequadamente projetado, o biogás produzido pode ser captado e utilizado para geração de energia elétrica. Para esse conjunto de matérias-primas adotou-se o nome de biomassa residual.

Outras matérias-primas, chamadas de biomassa dedicada, podem ser produzidas com a finalidade específica de geração de energia elétrica, como é o caso da madeira e do capim elefante. Há também culturas que podem ser cultivadas especificamente para a produção de óleo vegetal, que convertido em biodiesel pode ser usado em motores de geração elétrica, puro ou misturado com o diesel de petróleo.

O Brasil se beneficia de condições climáticas bastante favoráveis para a produção de todos os tipos de biomassa. Além disso, a disponibilidade de terras e a experiência acumulada ao longo do tempo, principalmente no setor sucroalcooleiro, permite que a biomassa já contribua para a renovabilidade da matriz elétrica brasileira, principalmente em função do aproveitamento do bagaço de cana.

Porém, o que se percebe atualmente é que boa parte dos resíduos agropecuários e urbanos não são aproveitados, o que significa um desperdício considerável em termos energéticos.

O aproveitamento energético da biomassa em suas diversas formas tem, portanto, uma dupla função: agregar valor e otimizar o processo produtivo agrícola e minimizar impactos decorrentes da geração e disposição dos resíduos no meio ambiente.

Embora sejam claros os benefícios da utilização da biomassa para geração de energia elétrica, as usinas termelétricas a biomassa não estão isentas de impactos negativos, que devem ser evitados, mitigados ou compensados para que os projetos sejam viáveis. Neste ítem serão abordados tanto os benefícios quanto os impactos negativos e medidas de mitigação tipicamente associados a projetos de termelétricas a biomassa.

Tendo em mente a diversidade de matérias primas e as várias vias para obtenção das mesmas é feita também uma breve discussão sobre os impactos socioambientais associados às cadeias de produção das várias formas de biomassa.

7.2 Benefícios

O uso da biomassa para geração de energia elétrica apresenta vantagens para o sistema elétrico, tanto em termos técnico-operacionais quanto em termos socioambientais.

Em termos técnico-operacionais é importante destacar o fato de que, via de regra, usinas termelétricas a biomassa são facilmente despacháveis. Além disso, é possível implantar os projetos relativamente próximos aos centros de carga, o que reduz a necessidade de construção de extensas linhas de transmissão (LT), evitando perdas e também os impactos socioambientais dessas LTs.

A maior parte da bioeletricidade gerada no Brasil atualmente provém da queima do bagaço nas usinas de açúcar e etanol. Essa geração acontece durante o período da safra, caracterizando-se como uma operação altamente sazonal, realizada no período entre abril e outubro. Nesse aspecto, é importante diferenciar as usinas a madeira de floresta plantada e as usinas a biogás que não apresentam sazonalidade, ou seja, é possível se ter

um estoque de combustível o ano todo. Mesmo para as usinas sucroalcooleiras há soluções tecnológicas para armazenamento de biomassa do bagaço e palha da cana-de-açúcar como, por exemplo, a transformação em pellets. Essas soluções podem transformar o que é hoje uma limitação em um benefício para o sistema elétrico, pois permitiriam que esses projetos operassem na base do sistema, desde que esteja garantido o suprimento de matéria-prima.

Já nos aspectos socioambientais, uma das vantagens do uso da biomassa é o fato de ser uma energia renovável e que contribui para a mitigação das mudanças climáticas. Apesar da queima da biomassa gerar emissões de CO₂, entende-se que o carbono emitido é o mesmo que foi absorvido pela planta no processo de fotossíntese e, assim, o balanço é nulo. Adicionalmente, vale mencionar que, no futuro, caso as tecnologias de *Carbon Capture and Storage* (CCS) se tornem viáveis e sejam aplicadas em projetos de geração a biomassa, será possível se obter um balanço negativo de emissões, ou seja, ocorrerá absorção de carbono da atmosfera.

Um dos principais benefícios socioambientais da utilização da biomassa reside no fato da maior parte dos combustíveis ter origem residual, ou seja, ao mesmo tempo que se garante um maior aproveitamento dos recursos disponíveis, evita-se a disposição inadequada desses materiais.

Em regiões isoladas a biomassa também pode oferecer alternativas como o uso de resíduos de madeira (VELAZQUES et al, 2010), biogás a partir de biodigestores de pequeno porte, óleos vegetais e biodiesel.

É mister que se destaque ainda a geração de empregos e renda ao longo de toda a cadeia de produção de biomassa, de qualquer tipo. Tais empregos promovem um ciclo virtuoso de aumento dos níveis de consumo e qualidade de vida, inclusão social, geração de mais atividades econômicas, fortalecimento da indústria local, promoção do desenvolvimento regional e redução do êxodo rural.

7.3 Principais Impactos e Medidas de Mitigação

Nesta seção são discutidos os impactos negativos e positivos associados à produção de energia elétrica a partir da biomassa e as principais medidas para mitigar, prevenir ou compensá-los. Além disso, são apresentadas as principais tecnologias para controle das emissões de poluentes atmosféricos e uma breve discussão sobre os impactos causados ao longo da cadeia energética.

7.3.1 Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

Os impactos socioambientais discutidos nesta seção referem-se a qualquer alteração das propriedades físicas, químicas ou biológicas do meio ambiente, resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetem, negativa ou positivamente, a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; os aspectos estéticos e do relevo; e a qualidade dos recursos ambientais. (CONAMA,1986)

Cabe destacar, no entanto, que são discutidos apenas os principais impactos relacionados à atividade de geração de energia elétrica, aqui delimitada pelas fases de construção e operação da usina. Neste exercício, procurou-se dar maior atenção àqueles impactos mais significativos e típicos da fonte de geração em questão. Assim, impactos de menor significância ou que dependem sobremaneira de especificidades de determinados projetos não são abordados. Impactos relacionados à cadeia do combustível são discutidos no item 7.3.2.

O processo de transformação da biomassa, seja ela residual (origem agrícola e urbana) ou plantada (floresta energética, capim elefante e outros), em energia elétrica se dá em usinas termelétricas. Como já mencionado, essas usinas podem funcionar com caldeiras em ciclo rankine (biomassas sólidas) ou turbinas a gás e motores (biogás). Sendo assim, pode haver impactos típicos desses tipos de tecnologias, a variar conforme o tipo de matéria prima empregada.

Desta forma, considerando que a geração à biomassa é predominantemente térmica, os impactos socioambientais são mais preponderantes nas fases de construção e operação da planta, e os temas a serem analisados são: 1) Uso e ocupação do solo; 2) Transporte da biomassa; 3) População; 4) Produção de efluentes líquidos; 5) Emissões de gases poluentes; 6) Recursos hídricos; 7) Empregos e receitas.

Analisando especificamente a usina termelétrica, pode-se afirmar que os impactos sobre o uso e ocupação do solo no geral não são muito expressivos, pois se ocupa uma área relativamente pequena. Dependendo do local escolhido para implantação da planta termelétrica pode ser necessária supressão de vegetação ou mudança no uso do solo. Também são esperados impactos sobre a fauna em decorrência da interferência no habitat natural.

Uma observação importante é que no caso dos resíduos da cana-de-açúcar (bagaço e palha) e da indústria de papel e celulose as usinas de cogeração estão integradas à planta industrial e podem ser consideradas como parte fundamental da usina. Isso porque, independente da exportação de energia para a rede, a autoprodução de calor e energia

elétrica se faz necessária para o funcionamento do processo de produção de açúcar e álcool e papel. Algo semelhante ocorre no caso dos resíduos sólidos urbanos, pois a coleta e a instalação da usina dos gases gerados no aterro sanitário é feita na própria área do aterro. Tais casos são diferentes da usina que usa madeira plantada ou capim elefante como combustível, na qual a termelétrica é construída especificamente para fins de geração de energia elétrica.

A medida de mitigação mais importante no que diz respeito ao tema uso e ocupação do solo é uma boa avaliação de alternativas locais. Devem ser consideradas variáveis como a existência de vegetação nativa, ecossistemas sensíveis, disponibilidade hídrica, proximidade com a área fonte de matéria prima, entre outros. Caso haja supressão de vegetação nativa, podem ser adotadas medidas compensatórias como a recomposição de áreas com espécies nativas. Outras medidas que visam minimizar a perda de habitat e a interferência na fauna são o resgate de fauna e o monitoramento dos ecossistemas. Vale mencionar também o impacto sobre a paisagem, dependendo do local onde a usina for implantada. Soluções paisagísticas como a implantação de cinturões verdes podem minimizar esse impacto.

Outro tema importante é o transporte da biomassa, que pode gerar impacto sobre a infraestrutura viária devido ao tráfego de veículos pesados tanto na fase de construção quanto de operação. A circulação de veículos pesados ainda gera a emissão de poluentes atmosféricos e ruídos e aumenta o risco de acidentes com a população e com a fauna. A poluição do ar e a sonora também provocam afastamento da fauna local. As medidas de mitigação são um bom planejamento logístico, evitar os horários de maior tráfego, manutenção adequada do maquinário e a manutenção das vias utilizadas para transporte da biomassa. Adicionalmente podem ser implantados planos de prevenção de acidentes que contemplem, por exemplo, a implantação de lombadas, radares e placas de sinalização.

No caso específico do bagaço de cana-de-açúcar deve-se considerar que o transporte dos colmos de cana-de-açúcar do campo até a usina já ocorreria para a produção de açúcar e álcool, e portanto esse impacto não pode ser atribuído integralmente à geração de energia elétrica. Considera-se, neste caso, que o bagaço está disponível no terreno da usina. O mesmo raciocínio vale para a lixívia, que está disponível na planta de papel e celulose.

O tema recursos hídricos é importante para as usinas termelétricas porque, dependendo da tecnologia de resfriamento adotada, pode haver consumo expressivo de água, o que impacta na disponibilidade hídrica para outros usos. O consumo pode ser minimizado em usinas termelétricas por meio de tecnologias de resfriamento de baixo

consumo de água, redução de desperdícios e reuso de água. Cabe destacar, entretanto, que o uso da água é sujeito à outorga, que tem como objetivo garantir os direitos de acesso aos recursos hídricos pela população e os diversos usos. Desta forma, caso a usina seja instalada em áreas de baixa disponibilidade hídrica, será imperativo o uso de tecnologias de resfriamento de baixo consumo de água, sob pena de não se obter a outorga.

Outro ponto a ser observado é a geração de efluentes líquidos, que no caso das usinas a biomassa são representados pela água de processo e pelo esgoto sanitário. A água de processo, principal descarga, corresponde às purgas do sistema de resfriamento e arrefecimento/purgas de caldeiras. O lançamento da água de processo e esgoto sanitário sem o devido tratamento pode alterar a qualidade do solo e da água e, conseqüentemente, interferir na biota como um todo, especialmente na aquática. De forma a mitigar esses impactos, os efluentes devem ser tratados e dispostos adequadamente, respeitando-se os limites impostos pelos padrões de lançamento previstos na legislação ambiental. Além disso, devem-se monitorar os efluentes lançados e a qualidade da água do corpo hídrico receptor. No caso de usinas de açúcar e álcool e de papel e celulose, essas indústrias geram outros efluentes líquidos que também deverão ser tratados. Essas indústrias tendem a investir em um sistema único de tratamento de efluentes para toda a planta industrial.

Uma das principais preocupações em relação aos impactos da geração termelétrica reside na emissão de poluentes atmosféricos. Para termelétricas a biomassa destacam-se as emissões de material particulado, que alteram a qualidade do ar, provocando efeitos na saúde da população local. Existem tecnologias para controle de emissão de particulados que atingem até 99,9% de eficiência, como os Precipitadores eletrostáticos e Filtros de manga. Entretanto, esses equipamentos são caros e não são amplamente empregados na geração elétrica a partir da biomassa. Os equipamentos mais comumente empregados são os coletores mecânicos e lavadores, que atingem eficiências menores. Cabe ressaltar, no entanto, que as usinas devem respeitar limites de emissões impostos pela legislação Federal e Estadual.

Com relação à emissão de gases de efeito estufa, a biomassa é considerada uma fonte benéfica que contribui para a mitigação das mudanças climáticas, pois considera-se que, no caso de biomassas plantadas, como a cana-de-açúcar e a madeira, o CO₂ emitido na combustão é o mesmo que foi absorvido da atmosfera no processo de fotossíntese realizado pela planta. Portanto, assume-se um balanço nulo de emissões de CO₂. No caso da combustão do biogás de aterro considera-se que o benefício é ainda maior, pois o carbono emitido na combustão do biogás seria emitido na forma de metano (CH₄) caso não fosse captado e esse gás possui um potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential – GWP*) de 28 vezes o do CO₂ (IPCC, 2013).

Do ponto de vista socioeconômico, a usina cria postos de trabalho importantes. Considerando somente a termelétrica, os empregos gerados são maiores na fase de construção da usina, ou seja, postos temporários. Durante a operação, o número de postos tende a ser reduzido. Há que se destacar, entretanto, que durante a operação há necessidade de uma quantidade significativa de trabalhadores nas demais etapas da cadeia de produção das matérias primas. Uma forma de potencializar os benefícios da geração de empregos e renda na região é priorizar a contratação e capacitação de mão de obra local.

Por outro lado, o contingente de trabalhadores atraídos pela obra pode acarretar sobrecarga dos equipamentos e serviços públicos e alteração da organização social, econômica, cultural e política da região. Como medida mitigadora, é preciso redimensionar os equipamentos e serviços sociais da região, buscando melhorias na infraestrutura e garantir o atendimento da população residente, além de ações para fortalecimento da gestão pública.

Há que se recordar ainda que a implantação de um empreendimento desse tipo gera benefícios econômicos na região tais como aumento na arrecadação de tributos e incremento na economia local. Para potencializar os seus efeitos devem-se adotar ações para fortalecimento da gestão pública.

A Tabela 16 apresenta os impactos socioambientais, assim como as medidas de mitigação, causados durante a construção e operação normal de usinas termelétricas a biomassa. A Tabela 16 apresenta os impactos de uma forma geral, uma vez que os impactos específicos causados por uma usina em particular dependem do tipo de usina, das condições do sítio e das práticas de gerenciamento empregadas pelo pessoal da empresa operadora.

Tabela 16 Principais impactos na geração termelétrica a biomassa

Temas	Impactos	Fase	Medidas
			<p>Avaliação de alternativas locais</p> <p>Compensação monetária ou permuta de áreas;</p> <p>Recuperação das áreas degradadas;</p> <p>Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual</p>
Uso e ocupação do solo	<p>Alteração da paisagem;</p> <p>Alteração do uso do solo;</p> <p>Interferência na flora e fauna;</p>	C	
Transporte de biomassa	<p>Poliuição sonora;</p> <p>Perturbação do trânsito local;</p> <p>Atropelamento e afugentamento da fauna.</p>	O	<p>Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de maior tráfego.</p> <p>Manutenção adequada das vias utilizadas para transporte da biomassa</p> <p>Plano de prevenção de acidentes</p>
Atração populacional	<p>Aumento da demanda por serviços públicos e infraestrutura;</p> <p>Alteração da organização social, econômico, cultural e política da região.</p>	C	<p>Adequação da infraestrutura;</p> <p>Ações para fortalecimento da gestão pública.</p>
Produção de efluentes líquidos	<p>Alteração da qualidade do solo e cursos d'água;</p> <p>Interferência na fauna e flora aquática;</p>	O	<p>Realizar o tratamento adequado dos efluentes líquidos;</p> <p>Monitoramento dos efluentes líquidos e corpo hídrico receptor;</p>

Temas	Impactos	Fase	Medidas
Emissões de gases poluentes	Alteração da qualidade do ar MP; Efeitos na saúde da população local;	O	Escolha de sítio que favoreça a dispersão atmosférica; Emprego de equipamentos que reduzam as emissões de MP; Construção de chaminés adequadas; Monitoramento das emissões;
	Recursos hídricos	C/O	Otimizar o uso de água e evitar desperdício; Empregar sistemas de resfriamento com de baixo consumo de água; Priorizar o reuso de água; Monitoramento do ecossistema
Empregos	Geração de empregos temporários durante as obras (positivo); Geração de empregos permanentes durante a operação da usina (positivo); Perda dos postos de trabalho temporários após as obras.	C/O	Contratação e capacitação de mão de obra local;
	Receita	C/O	Ações para fortalecimento da gestão pública; Fomento das atividades económicas locais.

C= fase de construção; O = fase de operação.

Fonte: EPE

7.3.2 Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas

A remoção ou redução de poluentes atmosféricos produzidos pelo setor energético inclui tecnologias que podem agir na pré-combustão, combustão ou pós-combustão. A tecnologia empregada depende das exigências legais, da composição da biomassa utilizada como combustível e do processo de geração de energia.

De modo geral, o poluente mais significativo na combustão de biomassa é o material particulado (MP). As emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) podem ser relevantes dependendo da composição do combustível e das condições da combustão.

A redução da emissão de poluentes atmosféricos na pré-combustão incluem a seleção de combustível com baixos teores de impurezas, ou então beneficiamento para separação das impurezas e aumento da qualidade do combustível. Já na combustão, a redução das emissões envolve a escolha da tecnologia da caldeira, método de combustão e condições operacionais mais adequados. Caso as medidas na pré-combustão e na combustão não sejam possíveis ou não reduzam o nível de emissões de forma a atender as exigências legais, utiliza-se tecnologias de pós-combustão.

No caso de controle na pós-combustão, normalmente são empregados lavadores de gases (Figura 46). O equipamento promove o contato dos gases exaustos com um líquido (geralmente água) que irá absorver o poluente. Também podem ser empregados coletores mecânicos, com diferentes arranjos de ciclones, dependendo do nível de abrasividade das cinzas. Filtros manga geralmente não são empregados devido ao risco de incêndio, já precipitadores eletrostáticos apesar da alta eficiência apresenta custo mais elevado que as demais alternativas.

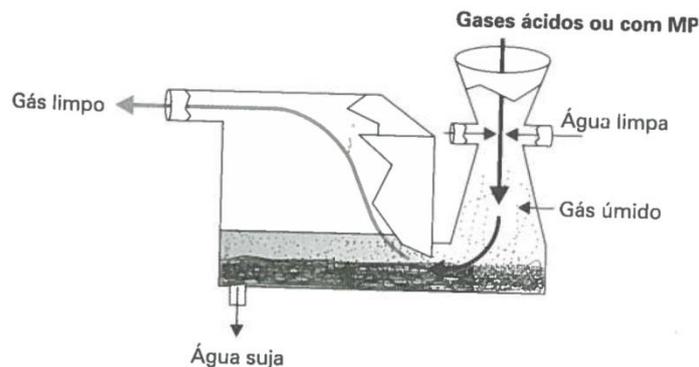


Figura 46 Representação esquemática de lavador úmido de gases

Fonte: BRAGA et al., 2005

7.3.3 Considerações sobre os impactos da cadeia

A geração de energia elétrica é somente uma etapa dentro da cadeia de produção de cada combustível, no caso da biomassa. Assim, é importante que sejam considerados os impactos relevantes ao longo da cadeia da biomassa envolvem as etapas de cultivo, transporte e beneficiamento. No caso do transporte, os impactos e as medidas já foram descritos no item 7.3.1.

Cabe ressaltar que os impactos associados à cadeia da biomassa residual devem ser contabilizados nas atividades produtivas que geram os resíduos (agricultura, pecuária, florestas não energéticas, industrial e urbana) e não têm fins de geração de energia elétrica. Portanto, assume-se que a produção do resíduo está vinculada à atividade produtiva e que os principais impactos no aproveitamento energético dos resíduos têm natureza positiva considerando a grande problemática da disposição inadequada de tais rejeitos.

Dessa maneira, os impactos referentes à etapa de cultivo da cadeia são especialmente relevantes para a biomassa dedicada, incluindo aqui a cana de açúcar, dada a importância que o bagaço assumiu como combustível.

Os principais impactos ambientais da cadeia produtiva das biomassas plantadas com fins energéticos estão relacionados com a alteração no uso do solo, visto que os plantios compreendem grandes áreas com monoculturas que substituíram a vegetação nativa, causando impacto expressivo na paisagem, bem como interferindo na fauna e na flora, alterando ambientes naturais e simplificando os sistemas ecológicos. A principal medida para minimizar essas interferências é ocupar áreas já antropizadas. Outras medidas adotadas são plantio em mosaico, intercalando áreas homogêneas com vegetação nativa e o monitoramento da biota e dos ecossistemas.

O uso de fertilizantes, defensivos agrícolas e maquinário e a queima são práticas adotadas para preparo do terreno, plantio e colheita que resultam em impactos significativos nos meios físico e biótico, como a aceleração de processos erosivos, a compactação do solo e a contaminação da água e do solo. Para tais impactos propõem-se o manejo e controle biológico de pragas, uso de biofertilizantes, prática de rotação de culturas, recuperação de áreas degradadas, monitoramento e controle dos processos erosivos, monitoramento da qualidade da água, dentre outros.

Quanto ao meio socioeconômico, são esperados impactos e medidas semelhantes aqueles relacionados com os temas atração populacional e geração de empregos e receitas, já listados na Tabela 16 e discutidos no item 7.3.1. No entanto, é importante lembrar que a ocupação de grandes áreas e a interferência na população desencadeiam

conflitos por território, ou outros conflitos sociais, e potencializa os já existentes. O conjunto de medidas voltado ao meio socioeconômico visa minimizar os conflitos relacionados com o empreendimento.

Em relação ao beneficiamento, algumas matérias primas devem ser tratadas e ou transformadas antes de serem encaminhadas à usina termelétrica. No entanto, em geral, o pré-processamento da biomassa é relativamente simples, compreendendo picagem, secagem e armazenamento. Assim, tais impactos não são considerados expressivos.

Em outros casos, os impactos ocorrem ao longo do processamento industrial e se referem basicamente ao armazenamento do resíduo, caso do lixívia, subproduto da produção da indústria de celulose, aproveitado em sistemas de co-geração de energia.

7.4 Desafios e Gestão

Como mostrado ao longo deste ítem, o aproveitamento da biomassa para geração de energia elétrica apresenta uma série de benefícios. Boa parte dos desafios dessa fonte reside justamente em buscar aumentar esse aproveitamento e conseqüentemente os benefícios socioambientais relacionados.

Apesar de já existirem sinergias entre políticas de produção agropecuária, políticas industriais, políticas de saneamento e a política energética, elas devem ser mais exploradas.

O desperdício da biomassa residual ainda é grande e parte do problema é devido à dispersão dessa biomassa. Na agricultura, por exemplo, os resíduos ficam dispostos no campo, em diversas propriedades, muitas vezes distantes de locais que possam dar o devido aproveitamento. Para minimizar esse desperdício é preciso investir em pesquisa e desenvolvimento de soluções logísticas e tecnológicas para facilitar o recolhimento dessa biomassa e disponibilização nas plantas de geração. É possível desenvolver soluções de pequeno porte para propriedades isoladas ou soluções para um conjunto de propriedades, por meio de cooperativas.

No setor sucroalcooleiro também há o desafio de se aproveitar uma maior parte da palha e ponta, o que também envolve aspectos logísticos e tecnológicos. Além disso, há a necessidade de se aumentar a eficiência dos equipamentos na planta de geração. Quanto mais eficientes as caldeiras e demais equipamentos na planta de cogeração, menores as emissões de poluentes.

O biogás merece também bastante atenção, pois trata-se de um combustível limpo e gerado a partir do aproveitamento de resíduos e deveria ser mais incentivado. O biogás

pode ser uma solução rentável para o tratamento de resíduos da pecuária intensiva, especialmente na suinocultura e avicultura onde já existem projetos bem sucedidos no Brasil. Também pode ser uma solução interessante para o tratamento da vinhaça, o principal efluente da indústria sucroalcooleira e que hoje é utilizado na ferti-irrigação, procedimento no qual a vinhaça é lançada diretamente no solo na área dos canaviais. O tratamento via biodigestão da vinhaça além de gerar o biogás, gera também o digestato, uma espécie de lodo, que pode ser aproveitado como fertilizante e, pela sua consistência mais sólida, é facilmente transportado.

No âmbito dos resíduos sólidos urbanos, a Política Nacional de Resíduos Sólidos – PNRS (BRASIL, 2010) impõe prazos para a adequação do sistema de disposição de resíduos sólidos dos municípios, recomendando a implantação de aterros sanitários, e o Plano Nacional de Resíduos Sólidos (MMA, 2012) possui diretriz para indução do aproveitamento energético do biogás de aterros e de biodigestores. Interessante será que todos esses novos aterros sigam essa diretriz, e sejam efetivamente implantados contando com sistemas de coleta e tratamento do biogás para geração de energia elétrica.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1 Potencial de Oferta da Bioeletricidade

Este item apresenta o potencial de oferta de bioeletricidade, em geração centralizada⁵³ e em geração distribuída⁵⁴, a partir das biomassas e tecnologias consideradas. O potencial apresentado está condicionado à competitividade da bioeletricidade em relação aos outros usos da biomassa, como o etanol celulósico (bagaço, ponta e palha da cana e palhas agrícolas) e o biometano (vinhaça, resíduos da pecuária e urbano) para uso veicular.

As tecnologias de ciclo vapor, biodigestão e motogerador são consideradas maduras e comercialmente disponíveis. As tecnologias de gaseificação de biomassa ainda se encontra em estágio de pesquisa e desenvolvimento, e foi utilizada na estimativa do potencial para ilustrar a magnitude viável no estado da arte.

53 Empreendimentos termelétricos com 5 MW ou mais de capacidade instalada.

54 Empreendimentos com menos de 5 MW de capacidade instalada.

O ciclo vapor e os sistemas com gaseificação, em regime de geração elétrica, foram aplicados ao bagaço excedente, à ponta e palha, ao biogás de vinhaça, à lenha de florestas energéticas e à palha agrícola das culturas de soja e de milho.

O conjunto biodigestor com motogerador foi aplicado para as biomassas residuais da pecuária e dos resíduos sólidos urbanos.

A Tabela 17 apresenta as combinações Biomassa/Tecnologia adotadas para a estimativa do potencial da bioeletricidade, que é apresentado de forma agregada na Figura 47 para a geração centralizada. A geração distribuída é estimada apenas para resíduos da pecuária e resíduos sólidos urbanos, e é apresentada mais adiante no texto.

Tabela 17 Combinações de biomassa e tecnologia de geração elétrica utilizados para a estimativa do potencial da bioeletricidade

Fonte de Biomassa	Tecnologias em modo de Geração Elétrica
Bagaço excedente	Ciclo Vapor com Condensação
Ponta e palha	Ciclo a Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Biogás de Vinhaça	Biodigestão Anaeróbia com: Ciclo Vapor com Condensação Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Florestas Energéticas	Ciclo Vapor com Condensação
Resíduos Agrícolas	Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Biogás de Resíduos da Pecuária confinada e de Resíduos Sólidos Urbanos	Biodigestão Anaeróbia com: Conjunto Motogerador

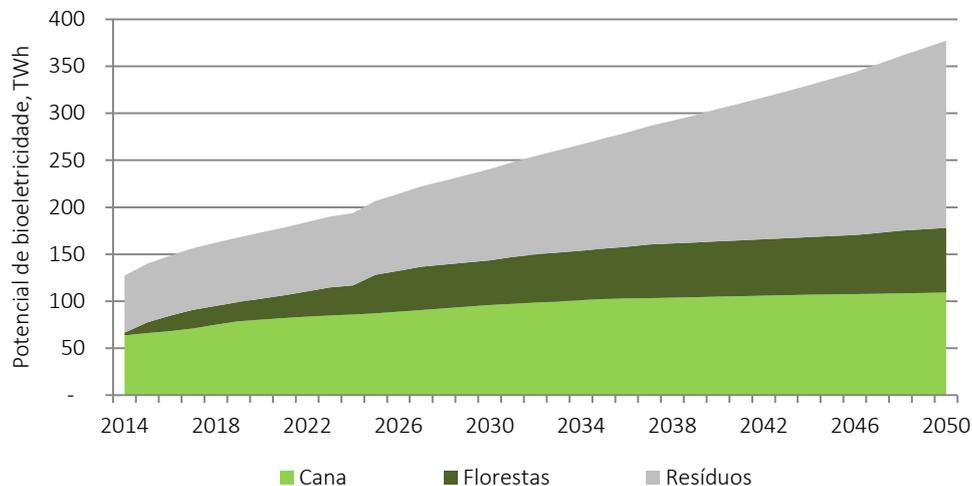


Figura 47 Oferta potencial de bioeletricidade em geração centralizada, tecnologias maduras, até 2050

Em 2014, a oferta potencial de bioeletricidade gerada de forma centralizada é de cerca de 127 TWh. Com os crescimentos projetados no Plano Nacional de Energia para 2050 para as atividades sucroalcooleira e agropecuária e da população, e o potencial de florestas energéticas, a bioeletricidade pode chegar a cerca de 380 TWh em 2050. Ao longo deste período, os resíduos, especialmente da agricultura, apresentam o maior crescimento do potencial de bioeletricidade. Detalhes da oferta potencial são apresentados a seguir.

8.1.1 Potencial da Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar

Considerando as tecnologias baseadas no ciclo vapor, em unidades sucroalcooleiras com alta eficiência energética, seria possível gerar, em 2014, cerca de 64 TWh de energia elétrica excedentes. A ponta e a palha seriam a principal biomassa, considerando um percentual de bagaço excedente de 30%. O biogás da vinhaça, utilizado junto com a biomassa sólida na alimentação das caldeiras, teria uma contribuição marginal. Em 2050, o potencial da bioeletricidade da cana alcançaria quase 109 TWh. Valores mais elevados são possíveis com a introdução da gaseificação de biomassa. A Figura 48 apresenta o potencial de bioeletricidade da cana.

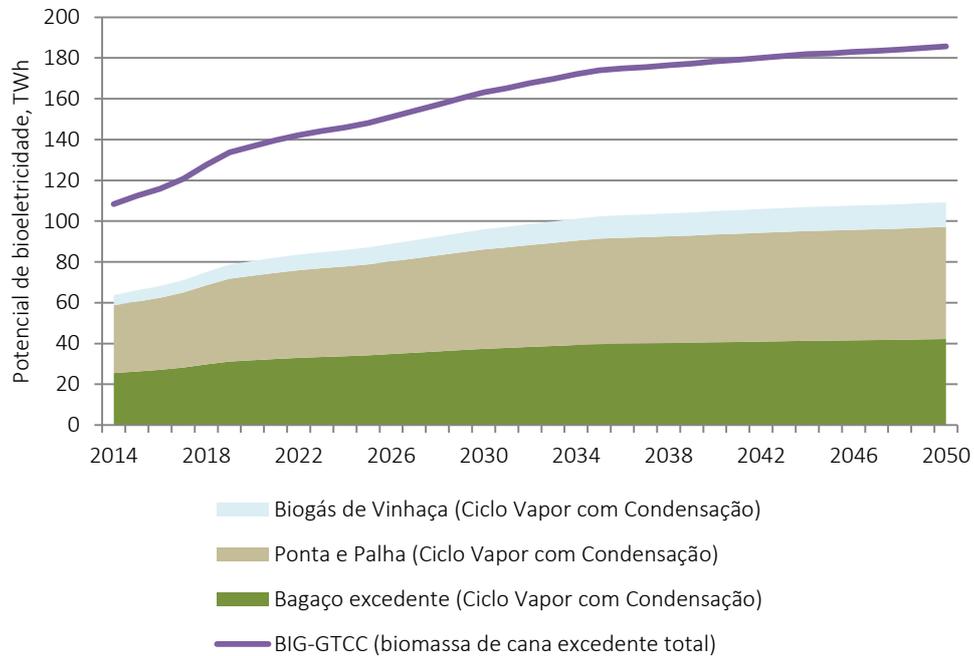


Figura 48 Potencial de bioeletricidade excedente da cana-de-açúcar, com ciclo vapor e BIG-GTCC, até 2050

8.1.2 Potencial da Bioeletricidade de Florestas Energéticas

Atualmente, a biomassa florestal já apresenta um forte crescimento. Em 2050, a oferta de bioeletricidade por esta fonte, utilizando ciclo vapor, pode alcançar 69 TWh. Se a tecnologia de gaseificação fosse utilizada, em 2050, a geração de base florestal chegaria a quase 120 TWh. A Figura 49 apresenta estes resultados.

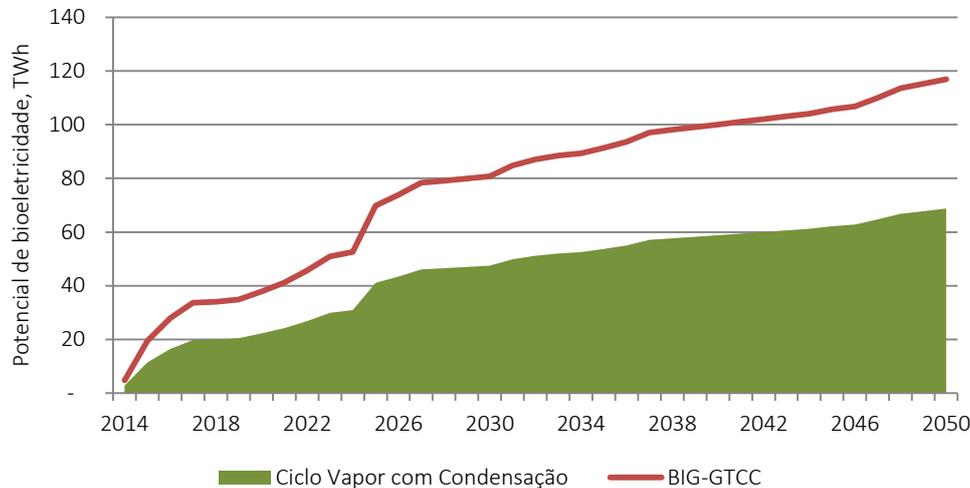


Figura 49 Oferta potencial de bioeletricidade de florestas energéticas, com ciclo vapor e BIG-GTCC, até 2050

8.1.3 Potencial da Bioeletricidade de Resíduos em Geração Centralizada

A escala mínima do empreendimento termelétrico com ciclo à vapor utilizando palhas agrícolas, adotada nesta análise, é de 5 MW, com fator de disponibilidade de 0,85 e rendimento de 20%. Assim, a demanda de combustível é de 186.150 MWh por ano, o equivalente a 45,4 ou 38 mil toneladas em base seca de palhas de soja ou milho, respectivamente.

Em 2014, considerando os dados de produção municipal de milho e soja em grãos levantados em IBGE, 2016c, 27% da palha de milho e 46% da palha de soja ocorreram em municípios que comportariam uma termelétrica de 5 MW ou mais de capacidade instalada alimentada exclusivamente com uma ou outra biomassa. Ao se considerar a possibilidade de complementação entre elas, o percentual de palha de soja e milho em municípios viáveis de aproveitamento nestas termelétricas chega à 49%. Este percentual é considerado ao longo de todo o período como constante. Também foi desconsiderada a possibilidade de transporte de palha entre municípios. A Figura 50 apresenta a oferta potencial de bioeletricidade de resíduos agrícolas.

Em 2014, considerando a tecnologia do ciclo vapor, o potencial de bioeletricidade a partir das palhas de soja e de milho foi de 48 TWh, e até 2050 o potencial deve alcançar 153 TWh. Se a gaseificação da biomassa estivesse plenamente comercial, plantas BIG-GTCC poderiam gerar 63% mais bioeletricidade.

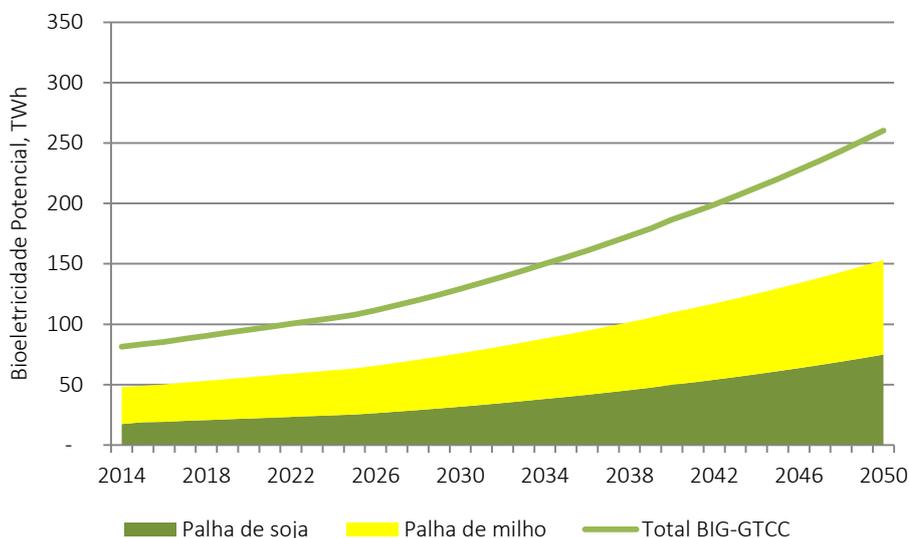


Figura 50 Oferta potencial de bioeletricidade de resíduos agrícolas, em geração centralizada

O aproveitamento do biogás de resíduos da pecuária e urbano é considerado apenas através de motogeradores, conforme dito anteriormente. A capacidade e o fator de disponibilidade do motogerador são os mesmos da termelétrica com ciclo à vapor. A eficiência, entretanto, é mais elevada, de 37,2%. Desde modo, a demanda de combustível para gerar a mesma quantidade de energia é significativamente menor que no ciclo vapor. A demanda de biogás calculada é de 100.081 MWh por ano, cerca de 9,8 milhões de metros cúbicos.

Considerando a oferta, em nível municipal, de biomassa residual da pecuária e de resíduos sólidos urbanos para atendimento da demanda de combustível desta usina, apenas uma parcela dos recursos disponíveis estimados é considerada para o cálculo do potencial em geração centralizada. Adotando os valores de geração de resíduos em 2014, apenas 3,2% dos resíduos da pecuária de gado leiteiro (manteve-se este mesmo valor para gado de corte confinado, atividade que somente deve se tornar relevante no longo prazo, como visto na seção 3.5.2), 12,3% dos resíduos da suinocultura e 31,4% dos resíduos de granjas (galináceos) são viáveis de geração centralizada, ou seja, permitem empreendimento com capacidade instalada igual ou superior à 5 MW. As curvas de potencial de bioeletricidade de resíduos da pecuária e de resíduos sólidos urbanos em regime de geração centralizada são mostradas na Figura 51.

Em 2014, o potencial da bioeletricidade de resíduos da pecuária e de resíduos sólidos urbanos, em geração centralizada, foi de 6,5 TWh e 2,3 TWh, respectivamente. Em 2050, o potencial dos resíduos da pecuária pode chegar a 15 TWh. O potencial da

bioeletricidade de resíduos sólidos urbanos deve diminuir ao longo do tempo, chegando a 1,9 em 2050. Isto se deve à diminuição das taxas de crescimento da população no longo prazo e da mudança de hábitos de consumo.

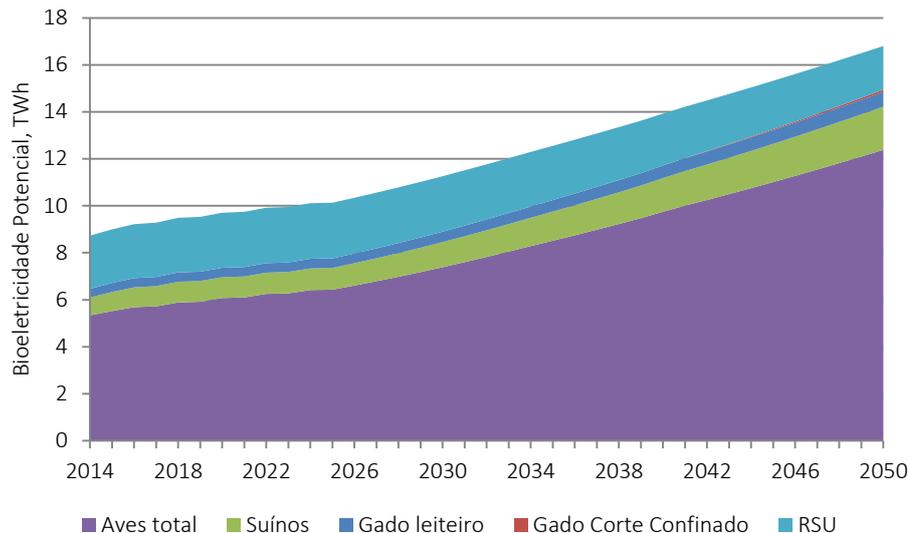


Figura 51 Oferta potencial de bioeletricidade de resíduos da pecuária confinada e resíduos sólidos urbanos, em geração centralizada

8.1.4 Potencial da Bioeletricidade em Geração Distribuída

Considerou-se nesta análise, que a geração distribuída é aquela realizada em empreendimentos termelétricos que possuem escalas inferiores a 5 MW. Sendo portanto apropriado neste regime toda a geração de bioeletricidade potencial, excetuando-se a contabilizada na seção 8.1.3 como geração centralizada. Este resultado é mostrado na Figura 52.

Na forma de geração distribuída, um grande potencial de bioeletricidade pode ser obtida pelo uso de biomassas residuais da pecuária e de resíduos sólidos urbanos. Em 2014, o potencial é de 35 TWh e, em 2050, deve chegar à 67 TWh. As biomassas de esterco avícola e de gado leiteiro, ao longo do período, contribuem com quase 70% do potencial. O esterco da suinocultura contribui com 18% do potencial. Em decorrência da mudança na composição dos resíduos sólidos urbanos, a disponibilidade da fração orgânica deve diminuir, mesmo com o aumento da geração de resíduos urbanos sólidos. A participação no potencial de bioeletricidade desta fonte de biomassa é decrescente, chegando em 2050 à 5%. O gado de corte confinado, somente deve se tornar relevante no final da década de 2030.

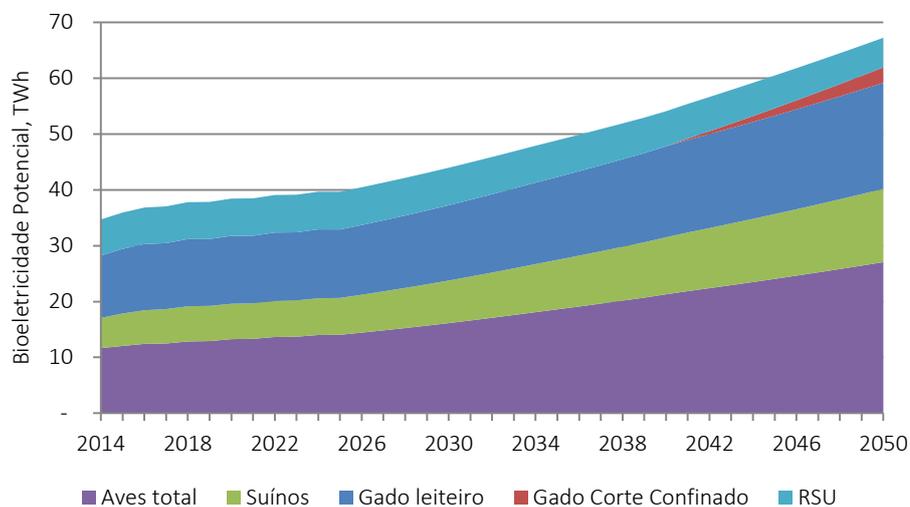


Figura 52 Oferta potencial de bioeletricidade de resíduos da pecuária confinada e resíduos sólidos urbanos, em geração distribuída

8.1.5 Potencial Agregado da Bioeletricidade

A Tabela 18 apresenta as estimativas de oferta potencial de bioeletricidade em geração centralizada e geração distribuída por fonte, para anos selecionados. Em 2014, o potencial de bioeletricidade com geração centralizada é de 136 TWh. Em 2050, este valor pode chegar a quase 250 TWh. Em relação à geração distribuída, o potencial em 2014 foi de 36 TWh e o projetado para 2050 é de 67 TWh.

As sazonalidades das biomassas dificultam a estimativa de uma potência instalada, sendo muito mais apropriado estimar o potencial com base na energia. Caso fosse possível considerar um fator de capacidade fixo de 85%, a energia estimada representaria 51.000 MW para a geração centralizada e 9.000 MW para a distribuída.

Tabela 18 Potencial de oferta de bioeletricidade por fontes, geração centralizada e geração distribuída, em anos selecionados

Geração Centralizada					
TWh	2015	2020	2030	2040	2050
Bagaço	26	32	37	41	42
Ponta e Palha	34	41	49	53	55
Biogás de Vinhaça	6	7	10	11	12
Florestas Energéticas	11	22	47	59	69
Palha de soja	19	22	32	50	75
Palha de milho	30	34	44	60	78
Biogás Gado Leiteiro	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6
Biogás Gado Corte Confinado	-	-	-	0	0,1
Biogás Suinocultura	0,8	0,9	1,1	1,4	1,8
Biogás Avicultura	6	6	7	10	12
Biogás RSU	2,3	2,3	2,4	2,2	1,9
Total Centralizada	136	168	231	287	348
Geração Distribuída					
TWh	2015	2020	2030	2040	2050
Biogás Gado Leiteiro	12	12	13	16	19
Biogás Gado Corte Confinado	-	-	-	-	3
Biogás Suinocultura	6	6	8	10	13
Biogás Avicultura	12	13	16	21	27
Biogás RSU	6,5	6,7	6,7	6,3	5,3
Total Distribuída	36	38	44	54	67

8.2 Desafios

8.2.1 Bioeletricidade da Cana-de-Açúcar

Os desafios relacionados à bioeletricidade da cana-de-açúcar podem ser divididos em duas esferas principais: uma relacionada à produção de matéria-prima e outra ao investimento em exportação de energia.

Com relação à matéria-prima, a área destinada ao plantio deve aumentar nos próximos anos, sendo que as novas fronteiras podem expandir para áreas degradadas ou, em virtude do adensamento dos rebanhos, locais onde a atividade inicial era a pecuária⁵⁵. A expansão, contudo, está intimamente relacionada ao incremento da produtividade e da qualidade da cana. Culturas de destaque nacional como milho e soja aumentaram sua produtividade em taxas maiores que as observadas na cana no mesmo intervalo de tempo (1990 - 2014). Os maiores e os menores valores neste período tiveram aumento de 191% para milho, 100% pra soja e de apenas 30% pra cana, o que pode indicar espaço para melhorias desta cultura. Investimentos em espécies regionais, aumento da mecanização do plantio e da colheita e tratos culturais podem influenciar este cenário.

Em relação à produção de energia, esta vem se tornando um ativo mais interessante para o setor sucroenergético recentemente. A falta de experiência com este novo negócio e os custos mais elevados das tecnologias mais eficientes podem ser identificados como pontos de dificuldades para o empreendedor. Além disso, há um elevado grau de endividamento das usinas por diversos fatores. Entretanto, linhas de financiamento com o objetivo de elevar a eficiência das unidades e incrementar a exportação de energia são percebidas como ações de incentivo.

Além dos já citados, outro ponto relevante está relacionado ao escoamento da eletricidade, uma vez que nem todas as unidades sucroalcooleiras estão ligadas à rede. Em 2008 o Governo Federal criou as ICGs⁵⁶ (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), que visam beneficiar empreendimentos distantes do sistema de transmissão existente. Essas centrais possibilitam que algumas usinas conectem-se a elas, elevando sua tensão, e, em seguida, à rede do SIN. Esta iniciativa beneficiou apenas os estados de MS e GO e, até o presente momento, não houve novas ICGs para biomassa.

Outro aspecto relacionado à distribuição da energia é a cobrança de tarifas de transmissão. Os empreendimentos geradores despachados de forma centralizada ou não pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), quando conectados à rede distribuidora ou às Demais Instalações de Transmissão (DIT – redes de transmissão com tensões inferiores a

55 Estima-se que haja, no País, cerca de 50 milhões de hectares de pastos com algum grau de degradação, especialmente em áreas de Cerrado.

56 As ICGs foram dimensionadas para tornar menos custoso o processo de escoamento de energia para dois ou mais geradores, pois os investimentos no sistema de conexão são realizados pelos transmissores. No caso da biomassa, a procura por este tipo de facilidade foi aquém das linhas de transmissão já construídas nos estados de MS e GO.

230 kV) estão sujeitos ao pagamento da TUSD - Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição. A Resolução Normativa ANEEL 77, 18 de Agosto de 2004 prevê 50% de desconto na TUSD para usinas eólicas, de biomassa ou cogeração com potência menor ou igual a 30 MW. Em dezembro de 2015 foi promulgada a Lei 13.203, que expande este limite de desconto para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30 MW (trinta MegaWatts) ou menor ou igual a 300 MW (trezentos MegaWatts). Este era um pleito antigo do setor, pois várias usinas estavam expandindo sua capacidade instalada para geração de energia e os descontos nas tarifas de transmissão não incentivavam este movimento.

A bioeletricidade ainda conta como obstáculo ao seu amplo uso a baixa eficiência de algumas usinas, que possuem caldeiras com baixa pressão de operação. Mesmo que a moagem seja em quantidade adequada para exportação, o perfil tecnológico não é suficiente para tal. Além disso, seria oportuno ampliar a sua área de atuação para outras regiões produtoras, como as unidades do nordeste, por exemplo. Ademais, o consórcio com outras culturas poderia alavancar seu potencial e tornar esta atividade ainda mais atrativa.

Dada a sua contribuição inegável à matriz energética nacional, este segmento vem chamando a atenção dos principais atores do setor, nas esferas governamentais e privadas. A base desta indústria é nacional e seu crescimento impulsiona a geração de empregos e impostos. Assim, esforços vêm sendo feitos dentro dos pilares do novo marco do setor elétrico, almejando a maior segurança energética, a modicidade tarifária e a universalização da energia, para aumentar a participação desta fonte.

8.2.2 Bioeletricidade de Florestas Energéticas

A silvicultura brasileira é uma das mais avançadas do mundo, se beneficiando dos esforços em pesquisa e desenvolvimento para melhoria das espécies realizados pelo setor e das condições edafoclimáticas favoráveis. Tradicionalmente, os produtos florestais são o papel e celulose, o carvão e produtos da indústria madeireira.

A lenha para fins energéticos tem sido principalmente consumida para geração de calor. A utilização para fins exclusivos de geração elétrica tem ganho espaço nos últimos anos, e há perspectivas de um grande crescimento no médio prazo. A EMBRAPA FLORESTAS (2016) relaciona alguns desafios para que tais perspectivas se tornem realidade, tendo como base o desenvolvimento sustentável da cadeia produtiva: a) desenvolver germoplasma adaptado às diferentes realidades do território nacional; b)

ocupar lacunas silviculturais para aumentar a produtividade dos plantios em sistemas solteiros e integrados; c) utilizar tecnologias avançadas de conversão da lenha em energia; d) desenvolver tecnologias para geração de produtos energéticos mais elaborados para aplicações específicas (briquetes e *pellets*); e) conduzir estudos sobre a importância e a competitividade da cadeia produtiva do setor e seus impactos econômicos, sociais e ambientais.

8.2.3 Bioeletricidade de Resíduos

Apesar de diversas empresas terem o *know-how* de construção e operação de biodigestores e tratamento de biogás, é necessário que sejam estabelecidas cadeias de fornecedores de biodigestores de modo que facilite a implementação dos projetos, e de fornecedores de equipamentos de limpeza e tratamento do biogás.

Tratando-se de biomassa energética, há que se considerar ainda que investimentos de magnitudes diferenciadas se fazem necessários no preparo da biomassa para seu uso energético, tais como secagem ou diluição e adequação granulométrica. Estes investimentos variam significativamente em função da biomassa e sua origem e da tecnologia de conversão.

Dois fatores são críticos para o futuro desenvolvimento em larga escala da geração elétrica a partir dos resíduos: o desenvolvimento técnico e comercial em larga-escala de plantas com alta eficiência e a garantia de fornecimento contínuo a um preço baixo.

Finalmente, é importante salientar, que os custos de investimento devem considerar, nas plantas de conversão de biomassa, plantas de pré-processamento e armazenamento da biomassa. Estas plantas de pré-processamento e armazenamento de biomassa têm como função adequar as características da biomassa para o processo de conversão (granulometria e umidade, principalmente⁵⁷) e manter um mínimo de horas em operação (caso do armazenamento).

⁵⁷ Estas plantas também podem incluir tratamento com aditivos e uma série de outros beneficiamentos, novamente como consequência das biomassas e tecnologias de conversão.

9 REFERÊNCIAS

- ABRAF – Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas. Anuário Estatístico Ano-Base 2012. Brasília. 2013.
- AL SEADI, T.; RUTZ, D.; PRASSL, H.; KÖTTNER, M.; FINSTERWALDER, T.; VOLK, S.; JANSSEN, R.,. Biogas Handbook. University of Southern Denmark Esbjerg. 2008.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Código único de empreendimentos de geração (CEG). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/scg/formacao_CEG.asp. Acessado em 05 de abril de 2016a.
- _____. Banco de Informação sobre Geração (BIG). Disponível em www.aneel.gov.br. Acessado em 13 de janeiro de 2016b.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. BOLETIM DO ETANOL Nº6 | FEVEREIRO – 2016.
- BRASIL. Lei nº 12.305 de 02 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei no 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências.
- _____. Resolução nº 01 de 23 de janeiro de 1986. CONAMA. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental.
- BRAGA, Benedito; HESPANHOL, Ivanildo; CONEJO, João G. Lotufo; et al. Introdução à Engenharia Ambiental. 2ª Ed. Pearson Prentice Hall. São Paulo. 2005
- CAMPOS, R. de M. O potencial e a viabilidade econômica da geração de excedentes de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar. Revista Brasileira de Energia. Volume 1 Nº 3. 1990.
- CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato. Disponível em www.ccee.org.br . Dezembro de 2015.
- _____. Onde atuamos/Comercialização. Disponível em www.ccee.org.br. Acessado em 5 de abril de 2016.
- CHEN, P.; OVERHOLT, A.; RUTLEDGE, B.; TOMIC, J.,. Economic Assessment of Biogas and Biomethane Production from Manure. Disponível em http://www.calstart.org/Libraries/Publications/Economic_Assessment_of_Biogas_and_Biomethane_Production_from_Manure_2010.sflb.ashx . Acessado em 02/02/2012. 2010.
- DE HOLLANDA, J. B. & ERBER, P. Cana-de-açúcar: Usando todo o seu potencial energético. Volume 5. Série NAIPPE Cadernos (Núcleo de Análise Interdisciplinar de Políticas e Estratégias da Universidade de São Paulo. s/d.

- DE OLIVEIRA, L. G. S. Aproveitamento Energético de Resíduos Agrícolas – O Caso da agroeletricidade distribuída. Dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ. 2011.
- DEGANUTTI, R.; PALHACI, M.C.J.P.; ROSSI, M.; TAVARES, R.; SANTOS, C. Biodigestores rurais: modelo indiano, chinês e batelada, In. 4. Enc. Energ. Meio Rural, 2002.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2014. 2015c.
- _____. Balanço Energético Nacional. Séries Históricas. 2015a.
- _____. Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Urbanos. Rio de Janeiro, 2014a.
- _____. Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Rurais. Rio de Janeiro, 2014b.
- _____. Levantamento das principais tecnologias e sistemas de utilização no mundo e tendências tecnológicas. Potencial de aproveitamento energético de Resíduos Sólidos Urbanos. 219 p. 2007.
- _____. SÉRIE ESTUDOS ECONÔMICOS. Nota Técnica de Cenário Econômico 2050. 2015b.
- General Electric. <https://www.ge-distributedpower.com/products/power-generation/35-to-65mw/lm6000-sprint>. Consultado em 18 de fevereiro de 2016.
- HELENO DA FONSECA. <http://www.hfc.com.br/biogas1.htm>. Consultado em 18 de fevereiro de 2016.
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. SIDRA - Sistema IBGE de Recuperação Automática. Agricultura/Área. Acessado em janeiro de 2016a.
- _____. SIDRA - Sistema IBGE de Recuperação Automática. Silvicultura. Acessado em janeiro de 2016b.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. SIDRA - Sistema IBGE de Recuperação Automática. Agricultura/Produção. Acessado em janeiro de 2016c.
- IEA [International Energy Agency]. World Energy Outlook (WEO). 2014.
- IPCC [The Intergovernmental Panel on Climate Change]. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp. 2013.

- IRENA [The International Renewable Energy Agency]. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Biomass for Power Generation. Volume 1 – Power Sector. Issue 1/5. 2012.
- Larson, E. D.; Williams, R. H. & Leal, M. R. L.V. A review of biomass integrated-gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. Energy for Sustainable Development. Volume V. No. 1. Março de 2001.
- MARINO, E. Caldeiras para Queima de Diferentes Tipos de Biomassa. Workshop “José Paulo Stupicello”. Piracicaba/SP. 2 de outubro de 2013.
- MICHELAZZO, M. B. & BRAUNBECK, O. A. Análise de seis sistemas de recolhimento do palhico na colheita mecânica da cana-de-açúcar. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental v.12, n.5, p.546–552, 2008.
- MMA [Ministério do Meio Ambiente]. Plano Nacional de Resíduos Sólidos. Brasília, 2012.
- PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/termeltricas/juiz-de-fora.htm>. Consultado em 18 de fevereiro de 2016.
- PROBIOGÁS (Ministério das Cidades - BRASIL). (Tradução do Leitfaden Biogas) Guia Prático do Biogás: Geração e Utilização. s/d.
- REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2015: Global Status Report. 2015.
- SANTOS JUNIOR, A. Possibilidades e Impactos da Ampliação da Siderurgia a Carvão Vegetal Oriundo de Florestas Plantas no Brasil. Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ. [Orientador: Roberto Schaeffer] 2011.
- SHIMELMITZA, R.; KUHNB, S.L.; JELINEKB, A.J.; RONENA, A.; CLARKB, A.E.; WEINSTEIN-EVRONA, M. ‘Fire at will’: The emergence of habitual fire use 350,000 years ago. Journal of Human Evolution. Volume 77, Pages 196–203. December. 2014.
- SNIS [Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento]. Disponível em www.snis.gov.br. Acessado em 16/09/2012.
- STRAMBI, R. P. Otimização de Planta Supercrítica em Usinas de Açúcar e Álcool (Trabalho de conclusão de curso). Orientador: Silvio de Oliveira Junior. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Mecânica. 2007.
- TGM. Tecnologia e Soluções para Melhor Eficiência na Geração de Energia: Ciclo à vapor com aquecimento regenerativo. Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcoleiros do Brasil (STAB). 13 SBA (Ribeirão Preto/SP). 24 e 25 de outubro de 2012.
- TOLMASQUIM (Coordenador). Geração de Energia Elétrica no Brasil. Interciência: CENERGIA, 2005.

- TORRES, A.; PEDROSA, J. F.; MOURA, J. P. Fundamentos de implantação de biodigestores em propriedades rurais. Educação Ambiental em Ação. Disponível em <http://www.revistaea.org/artigo.php?idartigo=1248>. 2012.
- Turkenburg, W. C. Renewable energy technologies, In: World Energy Assessment, Ed:J.Goldemberg, Washington D.C., UNDP, pp: 220 - 272. 2000.
- UNICA [União da Indústria de Cana-de-Açúcar]. UNICADATA. Produção. Histórico da Produção e Moagem/Área cultivada com cana-de-açúcar. Ano Safra 2014/2015. Disponível em: <http://www.unicadata.com.br/>. Consultado em 31 de março de 2016.
- USEIA [United States Energy Information Administration]. Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Abril de 2013.
- USEPA [United States Environmental Protection Agency]. Combined Heat and Power Partnership. Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies. Setembro de 2007.
- VERNA, Shegali. Anaerobic Digestion of Biodegradable Organics in Municipal Solid Wastes. Tese de Mestrado (M.Sc) em Earth Resources Engineering. New York: Columbia University, 2002.
- VSE [Vale Soluções em Energia]. Apresentação em Ethanol Summit. 2011.
- WBA [World Bioenergy Association]. WBA Global Bioenergy Statistics. 2014.
- _____. WBA Global Bioenergy Statistics. 2015.

Carvão

1 INTRODUÇÃO

O carvão fóssil é a rocha sedimentar combustível, formada a partir de restos vegetais que se encontram em diferentes estados de conservação, tendo sofrido soterramento, seguido de compactação. O carvão fóssil é impropriamente chamado de carvão mineral, já que o carvão mineral tem origem comercial, portanto, não científica, para diferenciar do carvão vegetal (SATC, 2014).

A designação carvão mineral aqui tratada será utilizada para tipificar as quatro etapas da formação evolutiva do carvão: turfa, linhito, hulha, antracito, sendo a turfa o menos carbonificado e o antracito o mais carbonificado.

Os depósitos de carvão são encontrados em bacias sedimentares e/ou depressões preenchidas por sedimentos, resultantes da movimentação das placas tectônicas. O carvão origina-se da decomposição de vegetais superiores e restos de vegetais terrestres (troncos, galhos, sementes, pólenes) cuja deposição sofreu, ao longo de milhões de anos, processos de compactação e transformações devidas a aumentos de pressão e temperatura, concentrando carbono e hidrogênio (carbonificação). O carbono, em função do seu elevado teor, é o principal elemento químico no carvão.

Existem dois critérios principais de avaliação das propriedades químicas e físicas do carvão: “grade” e “rank”. Segundo Gomes et al. (1998), o “grade” do carvão é dado pelo teor da matéria mineral (cinzas), sendo fator de depreciação da qualidade. Os teores de cinzas e enxofre fornecem elementos para a construção gráfica das curvas de lavabilidade do carvão. O “rank” é a medida do grau de maturidade ou metamorfismo a que foi submetido o carvão durante sua evolução na série natural de linhitos (carvão marrom) a antracitos. Os principais parâmetros para sua avaliação envolvem: umidade de equilíbrio, poder calorífico, matéria volátil, carbono fixo total, teor de hidrogênio e reflectância das vitrinitas. A Figura 1 apresenta a série evolutiva do carvão.

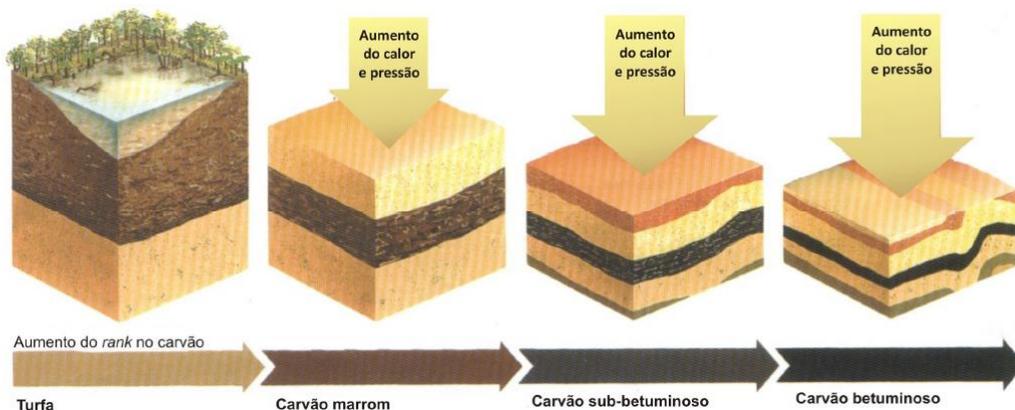


Figura 1 Processos de carbonificação

Fonte: SATC 2014

Tais rochas fazem parte dos combustíveis minerais (carvões, folhelhos betuminosos e os petróleos ou betumes). A turfa, de baixo conteúdo carbonífero, constitui um dos primeiros estágios do carvão, com teor de carbono na ordem de 55% a 60%; o linhito apresenta um teor que varia de 61% a 78%; o carvão betuminoso (hulha), mais utilizado como combustível, contém cerca de 79% a 90% de carbono, e o mais puro dos carvões, o antracito, apresenta um conteúdo carbonífero superior a 90% (ANEEL, 2009).

A classificação do carvão está estreitamente ligada ao seu grau de carbonificação. O carvão vapor (carvão não coqueificável) é comumente utilizado nas caldeiras para a produção de energia térmica ou vapor. O carvão metalúrgico (carvão com propriedades coqueificantes) é utilizado como matéria-prima na fabricação de coques para altos fornos siderúrgicos. Os carvões metalúrgicos de boa qualidade possuem baixo teor de cinzas. O carvão metalúrgico tem como principal demandante as coquearias, responsáveis por, aproximadamente, 85% do consumo de carvão metalúrgico nos países pertencentes a OCDE. A coqueificação é um processo pelo qual o carvão mineral, ao ser submetido a temperaturas elevadas na ausência de oxigênio, libera os gases presentes em sua estrutura, originando um material sólido poroso e infusível, que é o coque. Este, além de fornecer energia térmica, também dá sustentação mecânica e a porosidade necessária para percolação dos agentes gaseificantes redutores na formação de produtos metalúrgicos (CPRM, 2003). A Figura 2 apresenta a classificação do carvão mineral utilizada no país e os respectivos usos.

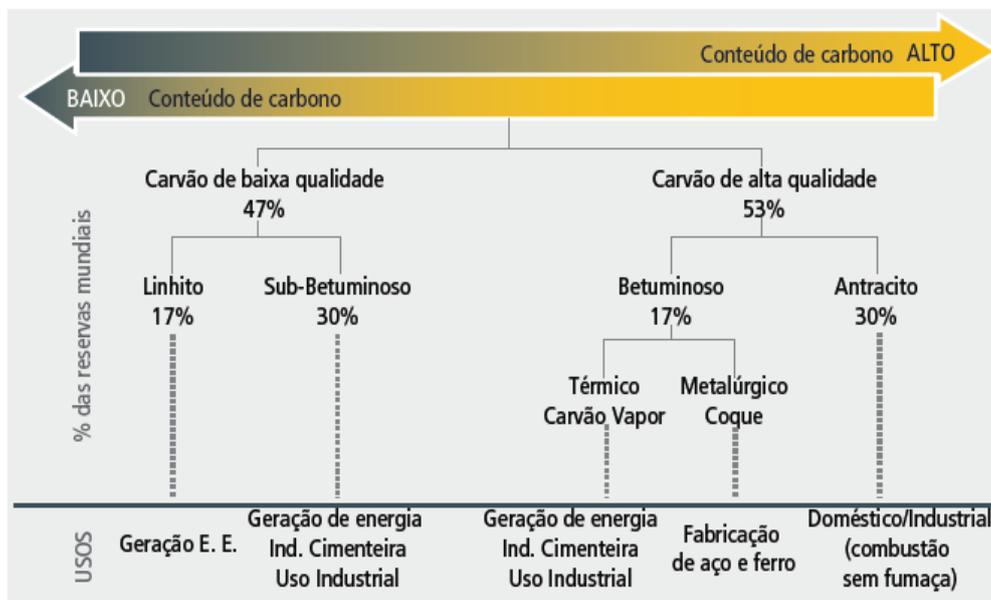


Figura 2 Tipos de Carvões Minerais e Principais Usos

Fonte: DNPM, 2009

2 PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DA GERAÇÃO A CARVÃO MINERAL

O setor energético responde por mais de 60% da demanda mundial de carvão, figurando como uma das principais fontes de energia no mundo, de acordo com dados da International Energy Agency (IEA). O carvão mineral ainda representa uma parcela considerável da oferta total de energia primária no mundo, cerca de 30%, constituindo-se na segunda mais importante fonte de energia.

Na produção de energia elétrica, não obstante as pressões ambientais, que explicam, em grande parte, a contenção da expansão da geração a carvão em contrapartida ao aumento de outras fontes, principalmente o gás natural, observada nos últimos 30 anos, este energético continua liderando, dentro de uma perspectiva mundial, o ranking das fontes para geração elétrica.

O cenário de Novas Políticas¹ da *World Energy Outlook (IEA, 2014)* aponta que o uso para geração elétrica do carvão crescerá 0,5% ao ano entre 2012 a 2040 indicando que a

¹ Cenário utilizado pela International Energy Agency - IEA onde os países buscam cumprir seus compromissos ambientais e energéticos assumidos, com a maior utilização de energias

oferta de carvão mineral estará sensível à política energética e à evolução do mercado na China e na Índia, países, responsáveis atualmente por cerca de 75% do consumo dos países emergentes. Todavia, este crescimento é inferior aos 2,5% a.a dos últimos 30 anos.

O documento aponta, ainda, que a China ultrapassou a União Europeia como maior importador líquido de carvão no mundo, desde 2012, e se manterá líder na próxima década. Além disto, aponta que a Índia exercerá grande importância após este período e terá condições de se igualar, ou até mesmo ultrapassar a China como maior importadora de carvão mineral em termos globais.

Nos Estados Unidos, o *Energy Information Administration* do *Department of Energy* (US-DOE), no seu cenário de referência do *Annual Energy Outlook 2015*, considera como restrição à penetração do carvão mineral para uso termelétrico os custos de produção e ambientais, custos de transporte do energético, perspectivas de queda no preço do gás convencional e maior penetração do gás não convencional². O resultado prevê um crescimento anual médio no uso do carvão para geração de eletricidade nos Estados Unidos da ordem de 0,7% no período de 2013 a 2030. Após 2030 o consumo de carvão para eletricidade se mantém estável.

Não obstante à crescente participação do gás natural na matriz elétrica mundial e à política energética dos EUA de menor utilização do carvão para geração elétrica, o energético deverá continuar sendo a principal fonte de geração de eletricidade no mundo.

2.1 Panorama mundial da geração a carvão

No âmbito mundial, a despeito dos desafios impostos ao setor energético, em especial o aquecimento global e a busca por uma matriz energética cada vez mais

renováveis e de eficiência energética, programas relacionados à eliminação progressiva de combustíveis fósseis, as metas nacionais nucleares para reduzir as emissões de gases de efeito estufa segundo os termos dos Acordos de Cancun 2010 e as iniciativas tomadas pelo G-20 e APEC para eliminar progressivamente a ineficiência de combustíveis fósseis por meio de subsídios, compromissos e planos específicos.

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

renovável, os combustíveis fósseis seguem figurando como estratégicos para atender, de forma segura, a crescente demanda de energia. O carvão mineral em 2013, segundo a International Energy Agency – IEA (2015a), contribuiu com 41,1% dos 23.391 TWh de eletricidade gerados no mundo, o que faz dele a principal fonte de geração elétrica, superando em quase duas vezes a participação do gás natural na matriz elétrica mundial, segunda fonte na matriz elétrica (IEA, 2015), conforme mostra a Figura 3, a seguir.

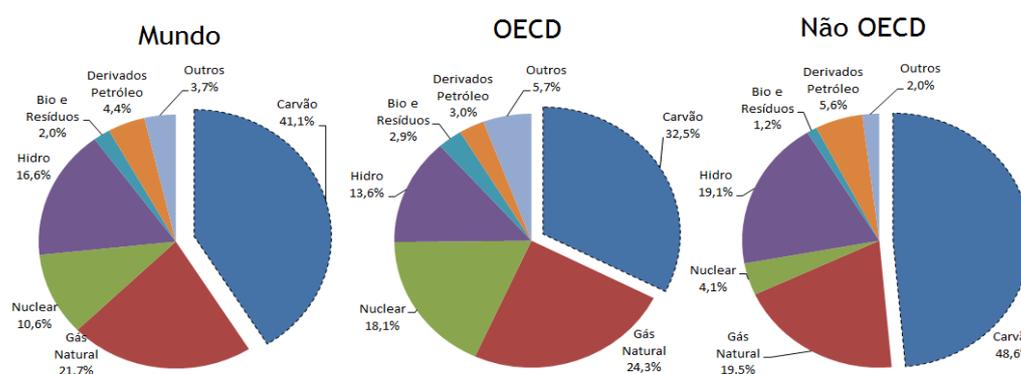


Figura 3 Participação das fontes na geração de energia elétrica

Fonte: IEA, 2015

A participação do carvão na geração elétrica nos países da OCDE apresentou uma queda na última década. O resultado do consumo de 2013 foi 8% inferior ao verificado em 2003 devido à crise financeira global, aumento da produção de gás não convencional nos Estados Unidos e políticas de eficiência energética e descarbonização no setor energético.

De certa forma, o consumo do carvão mineral no mundo vem a reboque do desenvolvimento econômico-industrial que a China tem imposto ao longo da última década. O aumento de 5 pontos percentuais na participação do carvão na matriz de energia primária, nos últimos dez anos, reforça a posição da fonte como a segunda mais importante, atrás somente do petróleo. A Figura 4 apresenta a participação do carvão mineral na matriz elétrica dos principais países geradores.

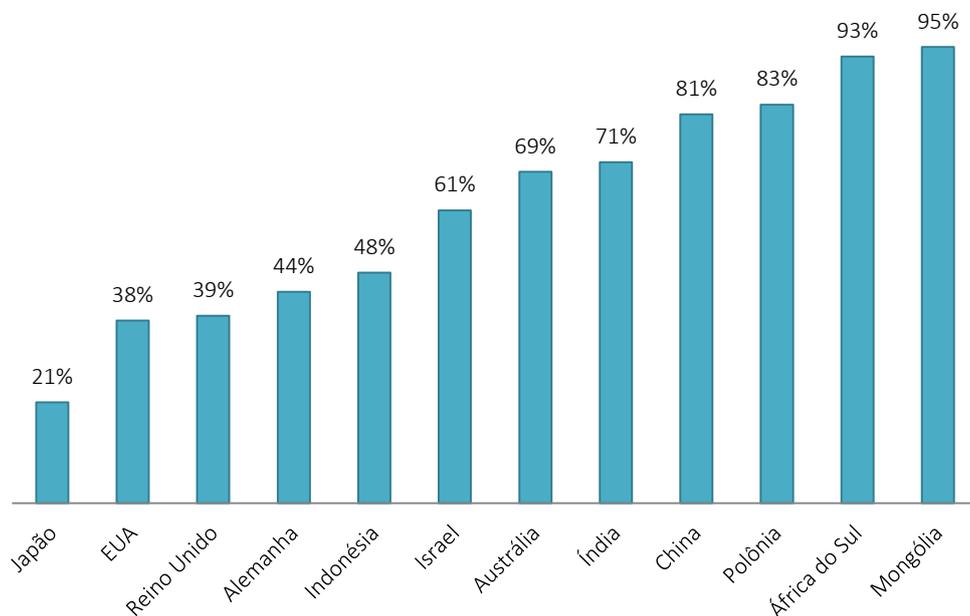


Figura 4 Participação do carvão mineral nas matrizes elétricas - 2014

Fonte: World Coal Association (WCA), 2015

No que se refere à capacidade instalada, a China representa o principal país em geração à carvão. A Figura 5 apresenta a capacidade instalada na China por fonte, onde a participação do carvão na matriz elétrica interna se situa acima dos 70%, a hidroeletricidade com 25%, desempenha um papel não menos importante no mix de geração. Vale ressaltar que tanto a capacidade instalada de hidrelétricas quanto de carvão mais que dobrou no período de 2003 a 2012. A grande parte do aumento anual de capacidade de geração é obtida a partir da construção de usinas, dos quais cerca de 5% são aplicações para co-geração.

Estimativas da IEA (2014) apontam que o ainda modesto, mas constante aumento da participação da energia nuclear e do gás natural e a introdução de fontes renováveis (como parte da iniciativa do governo para reduzir a intensidade de carbono do setor elétrico) contribuirão para o aumento da participação no longo prazo dos não fósseis dos 28% atuais para 60% em 2050.

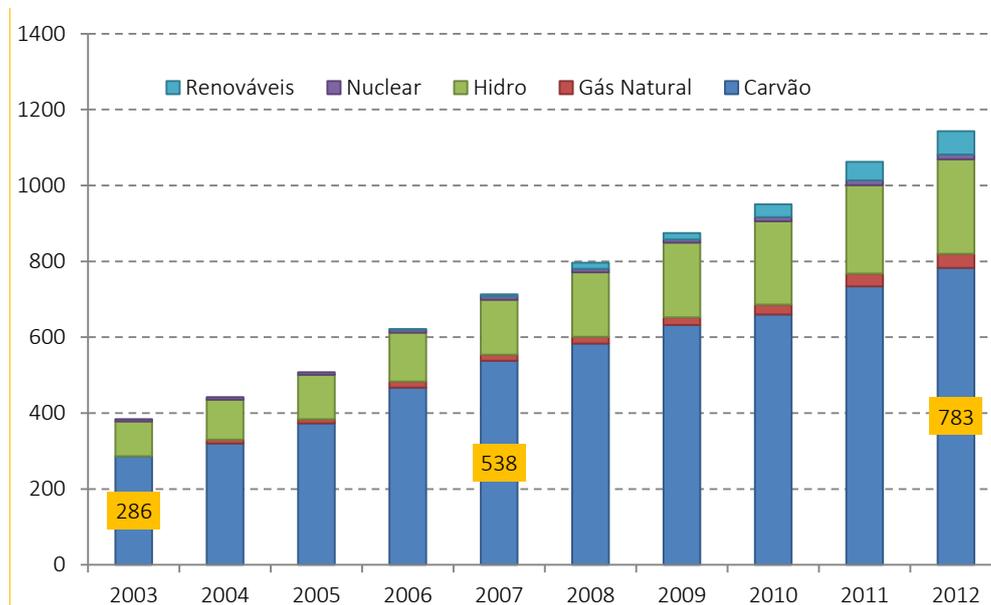


Figura 5 Capacidade Instalada na China 2003 a 2012 (GW)

Fonte: OECD/IEA, 2014

No início de 2000 as usinas de carvão na China eram compostas em sua grande parte por pequenas plantas, antigas e ineficientes, a partir de 2004 a China implementou políticas (Planos Quinquenais) que melhoraram a performance da sua frota, introduzindo plantas mais modernas de alta eficiência e descomissionando 77GW de usinas pequenas (de até 100 MW) e ineficientes com incorporações de usinas superiores a 600 MW com ciclos super críticos e ultra supercríticos.

A baixa eficiência das plantas em operação constitui em um dos principais efeitos negativos do uso de carvão para a geração elétrica. A eficiência média de usinas subcríticas a carvão atualmente em operação é de aproximadamente 33%, abaixo das plantas mais modernas de ciclo supercríticas e ultra supercríticas com eficiência média de 45%. O atual Plano Quinquenal chinês prevê a desmobilização das plantas subcríticas ineficientes. A Figura 6 ilustra a participação das plantas na China segmentadas por capacidade.

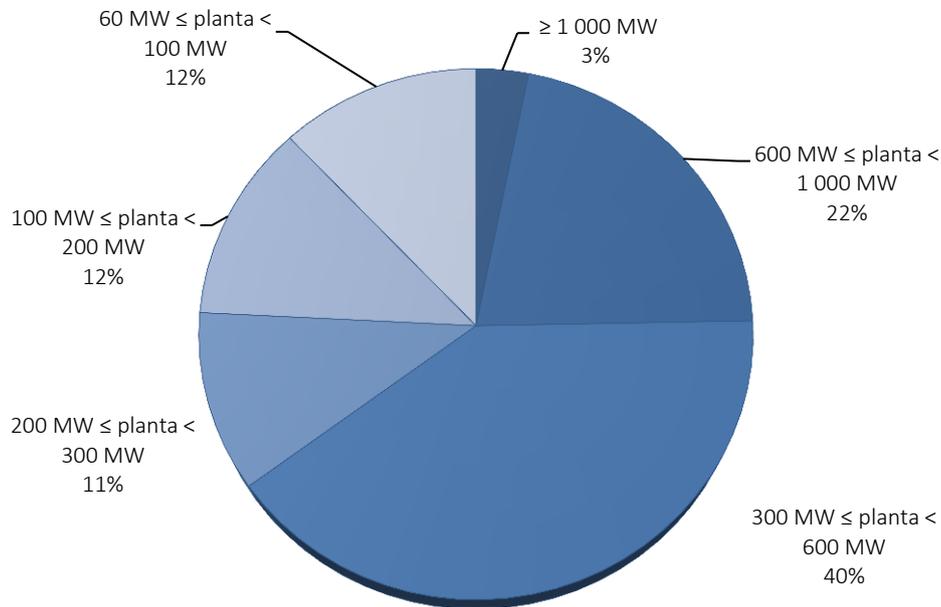


Figura 6 Participação por tipo de planta - China (2012)

Fonte: OECD/IEA, 2014

2.2 Panorama nacional da geração a carvão

A indústria carbonífera desde os anos 90, com a desregulamentação e consequente abertura do setor promovida pelo governo Collor, quando se retirou a compra compulsória do carvão metalúrgico, tornou a indústria do carvão mineral dependente das usinas termelétricas.

No Brasil, o carvão mineral responde por 3,2% da oferta interna de eletricidade (EPE, 2015). Em função do possível esgotamento do potencial hidrelétrico economicamente e ambientalmente viável no horizonte de longo prazo, a grande disponibilidade desse recurso energético no sul do país e a preços estáveis e relativamente baixos, o carvão torna-se uma opção importante no mix energético. Para isso, é necessário desenvolver tecnologias de geração térmica a carvão com emissões reduzidas de gases poluentes e particulados a preços mais competitivos.

A capacidade instalada atual do parque gerador termelétrico a carvão mineral conforme apresentado na Tabela 1, totaliza 3,2 GW (ANEEL 2015). Na região Sul (RS), o empreendimento Candiota III foi o último projeto a entrar em operação comercial com potência instalada de 350 MW. No leilão A-5/2014, realizado em novembro de 2014, foi leiloado o empreendimento Pampa Sul, de 340 MW de capacidade instalada.

Tabela 1 Centrais termelétricas a carvão mineral em operação no Brasil

Usina	Potência Nominal (MW)	Localização
Charqueadas	72	Charqueadas (RS)
Presidente Medici (A,B e C)	796	Candiota (RS)
Figueira	20	Figueira (PR)
Jorge Lacerda A	232	Capivari de Baixo (SC)
Jorge Lacerda B	262	Capivari de Baixo (SC)
Jorge Lacerda C	363	Capivari de Baixo (SC)
São Jerônimo	20	São Jerônimo (RS)
Porto do Pecém I	720	São Gonçalo do Amarante (CE)
Porto do Pecém II	365	São Gonçalo do Amarante (CE)
Porto do Itaqui	360	São Luis (MA)
Total	3,2 GW	

Fonte: ANEEL (BIG, 2016)

A Tabela 2 apresenta a capacidade instalada de geração a carvão nacional para autoprodução.

Tabela 2 Centrais termelétricas a carvão mineral em operação - Autoprodução

Usina	Potência Nominal (MW)	Localização
Alunorte	103	Barcarena (PA)
Alumar	75	São Luís (MA)
Total	178	

Fonte: ANEEL (BIG, 2016)

A Figura 7 ilustra o histórico desde 2005 da capacidade instalada de geração a carvão nacional.

O Complexo Jorge Lacerda é composto por 4 conjuntos utilizando o carvão mineral CE-4500 pulverizado:

- os conjuntos I e II dispõem de quatro unidades em ciclo aberto. As unidades 1 (1965) e 2 (1967) utilizam turbinas de 50 MW; as unidades 3 (1974) e 4 (1973) utilizam turbinas com potência de 66 MW;
- o conjunto III, também em ciclo aberto, conta com duas turbinas de 131 MW, cujo entrada em operação deu-se em 1979 e 1980;

- o conjunto IV, em ciclo fechado, iniciou sua operação em 1997. Possui uma única turbina de 363 MW;

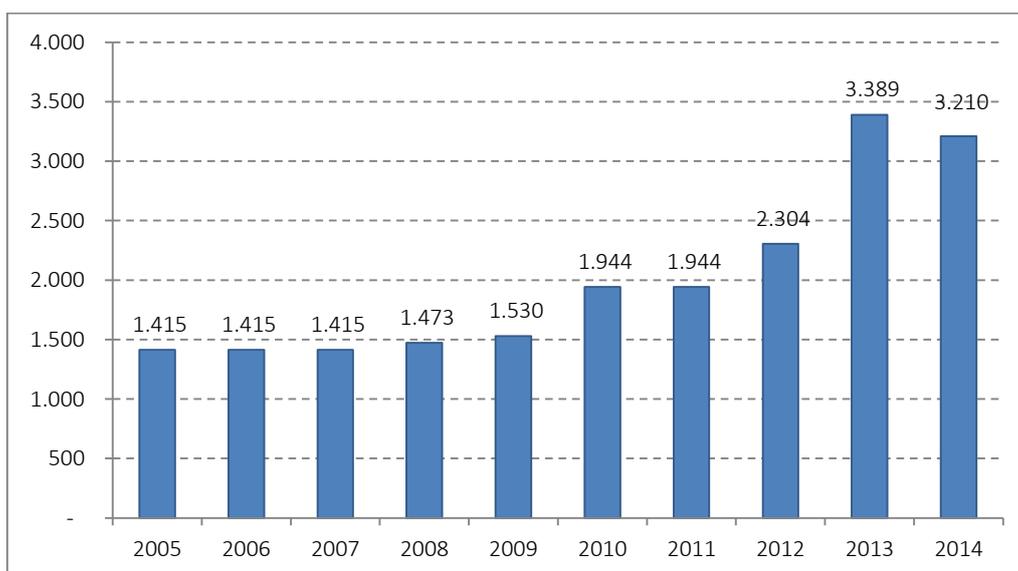


Figura 7 Capacidade instalada da geração a carvão no Brasil (MW) - SIN

Fonte: BEN (2015) e ONS (2015)

A usina de Charqueadas conta com quatro turbinas do fabricante AEG – Gesellschaft de 18 MW cada; as unidades 1, 2 e 3 iniciaram operação em 1962 e a unidade 4 em 1969.

O conjunto A da Usina Termelétrica Presidente Médici (1974) é composto por duas unidades de 63 MW e o conjunto B dispõe também de duas unidades de 160 MW.

A planta de geração térmica a carvão São Jerônimo foi o primeiro projeto energético do Rio Grande do Sul. Iniciada em 1948 e inaugurada em 1953 com a entrada em operação do primeiro conjunto de equipamentos de 10 MW instalados. A partir de 1955, com a entrada da etapa II, a usina passou a operar com 20 MW.

A usina de Figueira opera desde 1963, inicialmente com dois grupos geradores, dos quais o segundo foi desativado em 1986; a partir de 1974, um terceiro grupo foi posto em operação. A termelétrica opera atualmente 2 unidades geradoras. A usina termelétrica de Figueira tem capacidade instalada de 20 MW e está autorizada pela Aneel a ampliar a capacidade de geração para 160 MW.

A Usina Candiota III integra o complexo de Candiota já em operação. A planta III, com potência de 350 MW, utiliza um processo de queima mais eficiente do carvão, ou seja, para a produção de 1 MWh, são queimados cerca de 900 kg de carvão. As duas plantas mais

antigas precisam de 1,15 mil kg para gerar a mesma energia. O suprimento combustível é o carvão mineral PCI 3.080 a 3.500 kcal/kg com teor de cinzas (base seca) de 49,0% a 54,0%, de origem da mina de Candiota, fornecido pela Companhia Riograndense de Mineração (CRM), através de correia transportadora.

A Usina Porto do Itaqui, cuja implantação foi iniciada em 2008, é constituída de uma unidade geradora em ciclo térmico simples a carvão mineral importado, com potência de 360 MW e entrou em operação em 2013. A planta possui tecnologias de controle ambiental, que promovem a queima limpa do carvão, reduzindo significativamente as emissões de material particulado, enxofre e óxido de nitrogênio na atmosfera. O fornecimento de carvão para esta usina se dá através do porto de Itaqui (São Luiz, Maranhão), o qual possui capacidade para receber embarcações do tipo Panamax, que transportam grandes toneladas de carga³.

A primeira unidade geradora da Usina Porto do Pecém I iniciou a operação comercial em 2012 com capacidade instalada de 360 MW. A segunda unidade geradora, também de 360 MW, iniciou a operação em 2013, totalizando 720 MW de capacidade instalada da usina. O projeto de expansão que previa uma segunda etapa, a Usina Porto do Pecém II, iniciou a operação em 2013 com 365 MW. Localizada em São Gonçalo do Amarante (CE), a planta tem capacidade total equivalente à metade do parque gerador de energia do estado. A tecnologia *Clean Coal* é o ponto chave do projeto. O carvão mineral importado é descarregado no porto de Pecém.

2.2.1 Empreendimentos previstos de geração a carvão mineral

Atualmente existe apenas um empreendimento contratado a partir de leilão, em fase de implantação, que soma 340 MW à capacidade nacional de geração termelétrica. De acordo com os dados BIG/ANEEL de 2015 e informações divulgadas por agentes do setor, existem ainda quatro empreendimentos de geração termelétrica a carvão mineral, nacional e importado, que poderão agregar mais 1.446 MW à capacidade de geração nacional caso venham a ser contratadas e construídas, os quais estão relacionados na Tabela 3.

3 Tornou-se necessário a construção de uma unidade para recebimento e transporte do carvão, assim como a instalação da estrutura de transferência do carvão das embarcações para uma esteira mecanizada, que deslocará até 1.250 toneladas/hora de carvão até a usina.

Tabela 3 Empreendimentos de geração a carvão mineral contratado e projetado (Combustão Pulverizada)

Usina	Potência (MW)	Município	Situação
Pampa Sul	340	Candiota - RS	Contratado (Leilão A-5)
Sul Catarinense	440	Treviso - SC	Não Contratado
Jacuí	350	Charqueadas - RS	Não Contratado
Concórdia	5	Concórdia - SC	Não Contratado
CTSUL	650	Cachoeira do Sul - RS	Não Contratado

Potência Total: 1.785 MW

Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados BIG da Aneel 2015

A planta Pampa Sul é uma alternativa à utilização da grande reserva de carvão existente na região de Candiota, no Rio Grande do Sul. Esse projeto comercializou a energia no leilão de A-5 em 28/11/14. A usina está planejada para estar em operação em janeiro de 2019 (atualmente, estão sendo realizadas a terraplenagem e a montagem do canteiro de obras) e será construída pela empresa chinesa SDEPCI. O conjunto de investimentos da Tractebel Energia S/A em associação com a Eneva, originalmente desenvolvido visando à utilização do carvão na boca da mina, em decorrência dos altos teores de cinzas existentes no combustível, fator que torna o transporte do produto demasiadamente oneroso. Uma das opções tecnológicas para esta planta é o leito fluidizado circulante. Esse empreendimento poderá viabilizar a exportação de energia para o Uruguai caso venha a ser implantado. O projeto possui potência autorizada de 680 MW com consumo anual de carvão de 1,2 milhão de toneladas.

A planta térmica Sul Catarinense, também chamada de Usitesc, com potência de 440 MW, localizada no município de Treviso, Santa Catarina, já dispõe de licença prévia. Deverá utilizar como combustível o carvão bruto com consumo previsto de 1.085 kg/MWh. O projeto USITESC prevê, além da instalação de uma usina térmica, a integração de mineradoras, indústrias que utilizam cinzas de termelétricas e indústrias que produzem fertilizantes. Boa parte do sulfato de amônia usado no Brasil é importado e a produção estimada da USITESC, de 307.000 t/ano, contribuirá para reduzir as importações do país.

A usina Jacuí, cuja potência autorizada é de 350 MW, localizada em Charqueadas, no Rio Grande do Sul, é um projeto iniciado ao final da década de 1980. A usina utilizará a tecnologia de combustão pulverizada do carvão mineral retirado da mina de Leão II,

próxima à unidade geradora. Devido à suspensão da licença de instalação, este empreendimento teve o seu processo de implantação interrompido.

A usina de CTSUL em Cachoeira do Sul projetada para gerar 650 MW com um consumo de aproximadamente 1,3 milhões de toneladas de carvão por ano. A geração se dará por duas turbinas. A potência final que será oferecida ao sistema é de 594 MW. Os 56 MW restantes serão usados no próprio sistema da usina.

2.3 Fluxos internacionais de carvão mineral

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

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

O Fluxo comercial de carvão segundo dados do EIA apresenta-se distribuído conforme a Figura 8, concentrado no mercado Asiático com um fluxo de comércio de cerca de 700 milhões de toneladas, a Europa movimenta aproximadamente 260 milhões de toneladas e a América cerca de 70 milhões de toneladas.

Apenas 18% do consumo mundial de carvão (aproximadamente 1.400 milhões de toneladas de carvão vapor e metalúrgico) é comercializado internacionalmente segundo o Coal Information 2015 (IEA, 2015). Do volume de carvão mineral comercializado no mercado internacional em 2104, 80% foram do tipo carvão vapor (1.054 milhões de toneladas), de uso principal na geração termelétrica. Importa ressaltar que, em 1995, essa proporção era de 40%. A Figura 9 apresenta a participação do carvão comercializado no mundo.

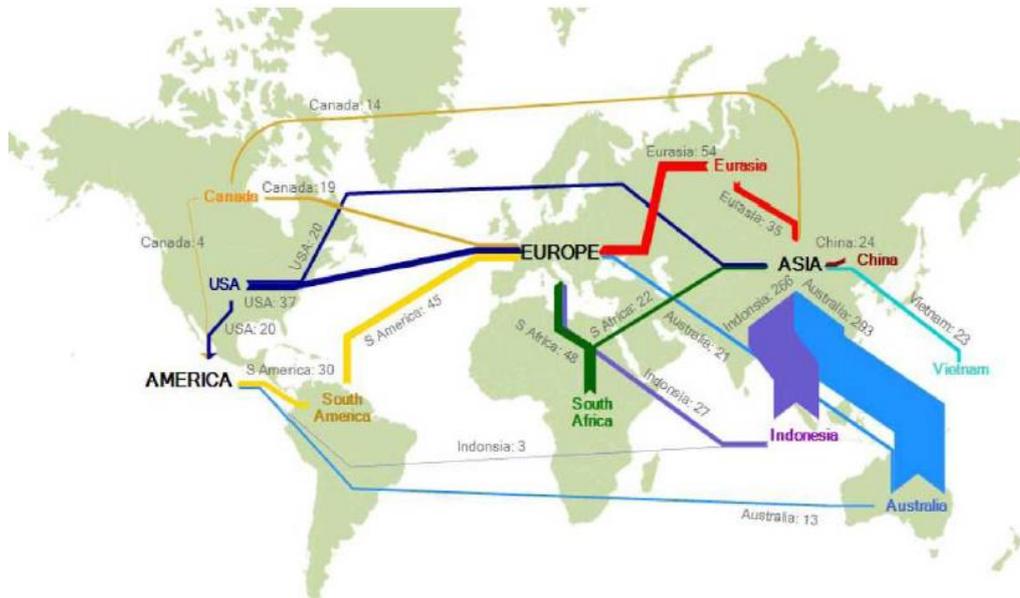


Figura 8 Fluxo de carvão no mundo (maiores exportadores) – Milhões de toneladas

Fonte: IEA, 2011

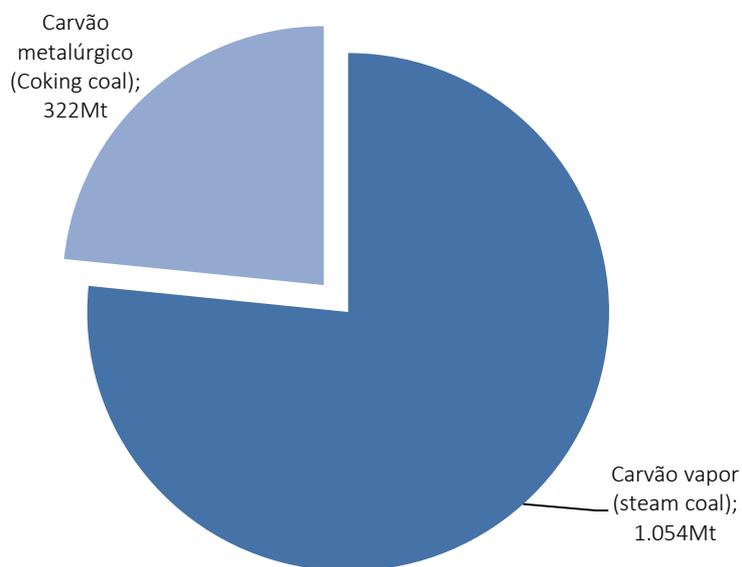


Figura 9 Participação dos tipos de carvão comercializados no mundo, 2014

Fonte: IEA, 2015 (Key Coal 2015)

No mundo inteiro, grande parte do carvão produzido é usada para a geração de energia elétrica. Não raro, as termelétricas localizam-se próximas às minas, de modo a reduzir os custos de transporte.

Os preços praticados nos mercados globais constituem um indicador chave da atual situação dos mercados de carvão, na medida em que os mercados regionais se conectam por meio de oportunidades de arbitragem de preços do energético. Nesses mercados integrados os preços domésticos tendem a flutuar de acordo os preços internacionais. A qualidade dos carvões também exerce forte influência nos preços do energético. As reservas mundiais de carvão são abundantes e o custo de desenvolvimento de minas é relativamente baixo, os custos variáveis são o maior componente dos custos totais do carvão, portanto com impacto nos preços. A evolução dos investimentos e capacidade determina a taxa de utilização da cadeia de abastecimento. Com o aumento da demanda, investimentos na produção ficam mais onerosos com impacto nos preços.

O carvão vapor conforme mostra a Figura 10 foi o responsável por 77% da produção total de carvão em 2014, o carvão metalúrgico participa com 13% e o linhito com 10%.

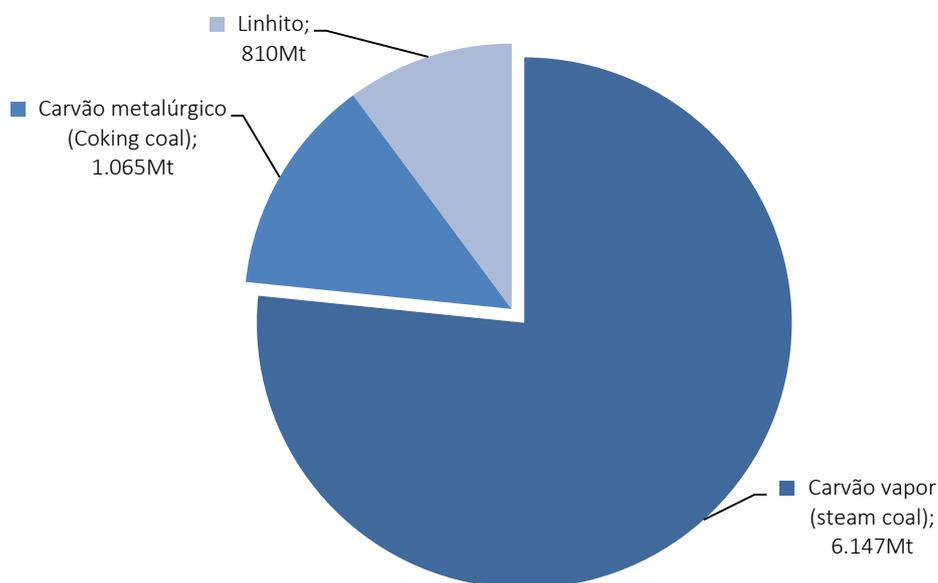


Figura 10 Total de carvão mineral produzido no mundo - 2014 [Mt]

Fonte: IEA, 2015 (Key Coal 2015)

A China, Estados Unidos e Índia são responsáveis por 70% do consumo mundial de carvão para geração elétrica, ou seja, 4.500 milhões de toneladas. A China desde 1985 se destaca como a maior produtora de carvão a nível mundial. Mais da metade de todo o

carvão produzido no mundo é consumido na China, ou seja, dois terços da energia primária consumida internamente advêm do carvão mineral. O crescimento acelerado da economia chinesa foi impulsionado, em grande medida, pelo grande consumo do energético. Com a economia crescendo a taxas médias de 10% ao ano nas duas últimas décadas, a demanda por carvão no período de 2000 a 2006 cresceu 11% e 7% entre 2006 e 2012 e 5,3% em 2013. Mesmo com taxas decrescentes, o consumo chinês, segundo a IEA continuará superior ao resto do mundo pelo menos nas próximas duas décadas. Este decréscimo está associado ao estabelecimento de metas ambientais para redução de CO₂ e inertes com diversificação do mix energético. Em 2013, cerca de 60 GW de energia renovável foram adicionadas na capacidade instalada. No que diz respeito ao carvão metalúrgico, o governo chinês vem estabelecendo o reequilíbrio da economia intensiva em energia.

Como mostra a Figura 11, a produção de carvão vapor nos Estados Unidos, segundo maior produtor mundial e principal produtor da OCDE, estabeleceu desde 2014 um plano para energias limpas onde para cada nova planta de carvão seria necessário o emprego de tecnologia para captura e armazenamento de carbono de acordo com a orientação de uma meta de redução de emissões de 30% até 2030 em comparação aos níveis de 2005. Ainda que pese as novas políticas de uso do carvão limpo nos EUA, a produção de carvão vapor vem apresentando redução, em 2012 a redução foi de 8% com relação ao ano anterior, isto se deve a grande penetração do gás natural em função dos preços e disponibilidade (oferta abundante de gás não convencional) como também por questões de descarbonização da economia norte-americana com fechamento de plantas de carvão mais poluentes sem contrapartida de novos empreendimentos.

As exportações de carvão vapor em 2014 totalizaram 1.054 milhões de toneladas (Figura 12), apresentando uma queda 1,7% em relação ao ano anterior. Rússia e Austrália foram os países que obtiveram os maiores crescimentos das suas exportações com relação ao ano anterior, respectivamente 13% e 8%. Segundo o WEO 2015, Indonésia e Austrália até 2030 deverão se manter como os principais exportadores mundiais de carvão vapor, podendo a Austrália ocupar a primeira posição após 2030. A Indonésia destaca por participar com 40% do comércio de carvão vapor e a Austrália comanda 60% do carvão metalúrgico comercializado no mundo.

A China assumiu o papel de maior importador de carvão conforme mostra a Figura 13 e desta forma tornou-se o principal player na definição do preço global do carvão. Desta forma a China ultrapassou a União Europeia como maior importador líquido de carvão (vapor e metalúrgico).

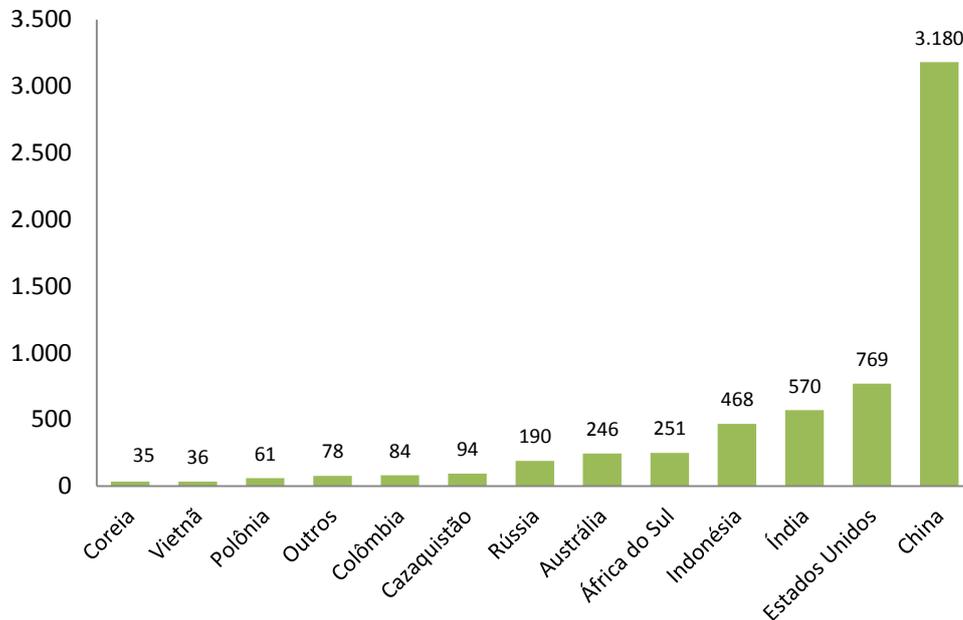


Figura 11 Maiores produtores mundiais de carvão vapor - 2014 [Mt]

Fonte: IEA, 2015 (Key Coal 2015)

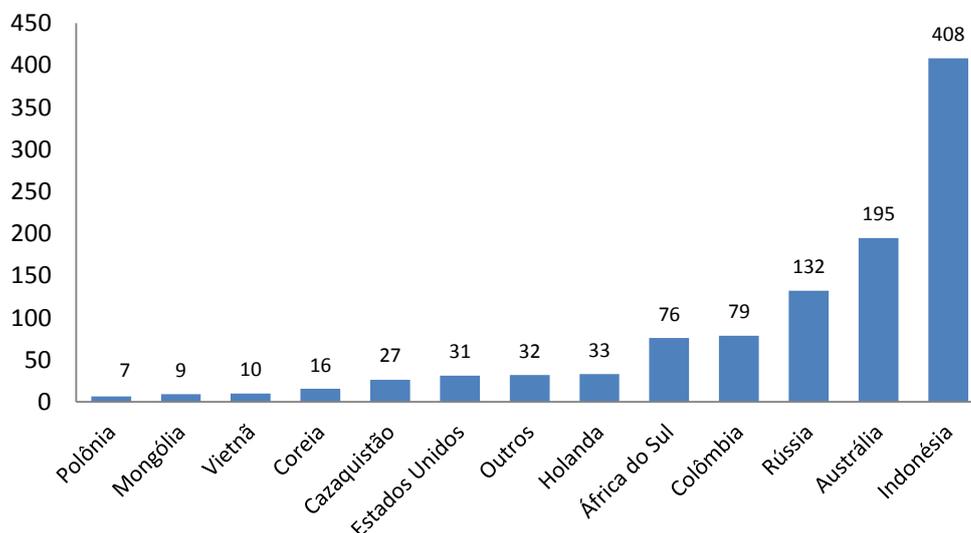


Figura 12 Maiores exportadores de carvão vapor - 2014 [Mt]

Fonte: IEA, 2015 (Key Coal 2015).

As importações de carvão vapor dos países OECD Ásia e Oceania atingiram 245,2 milhões de toneladas em 2014 ou 72% do total comercializado no mundo neste ano. Face

ao crescimento menor, mas não menos vigoroso da economia chinesa no último ano, as importações declinaram 9% (229,1 milhões de toneladas). Em 2014 os principais fornecedores de carvão vapor para o mercado da Ásia e Oceania foram: Indonésia, Austrália, Rússia, África do Sul e Mongólia. A Figura 14 apresenta os blocos importadores de carvão vapor.

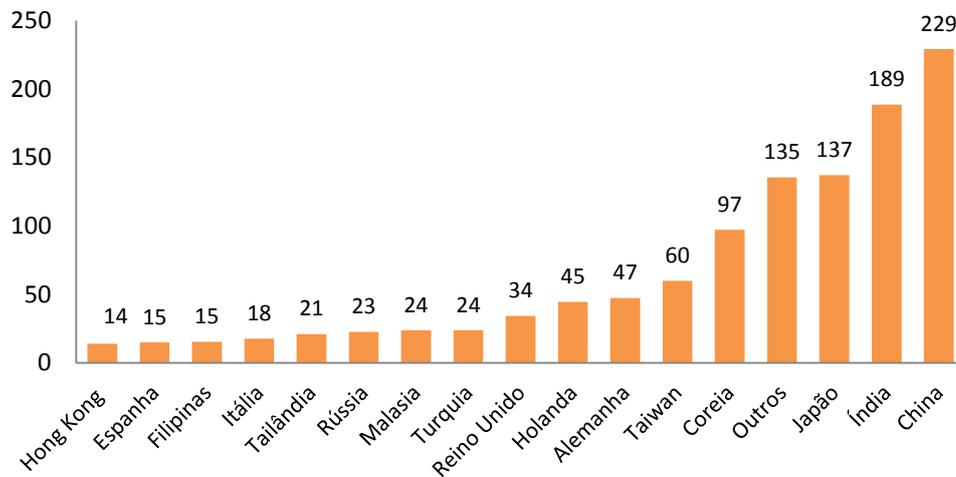


Figura 13 Maiores importadores de carvão vapor - 2014 [Mt]

Fonte: IEA, 2015 (Key Coal 2015).

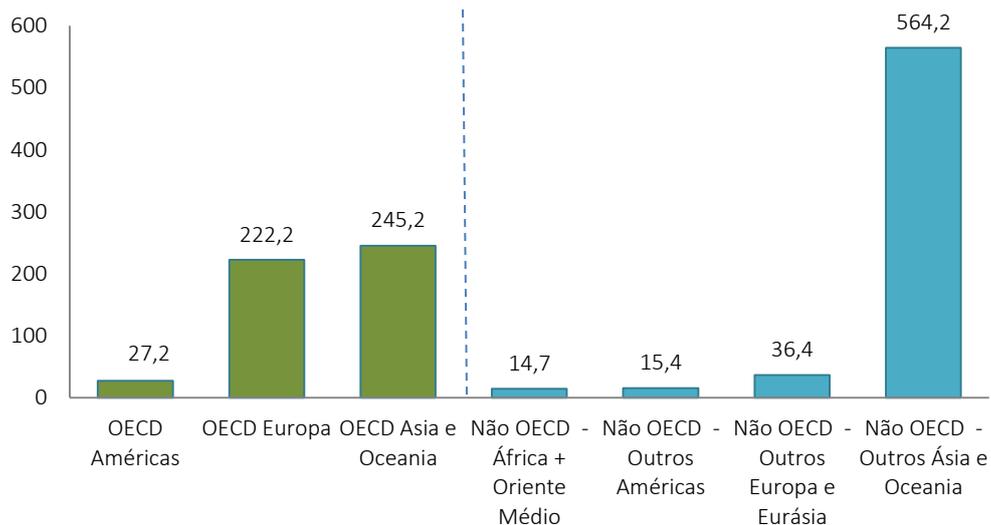


Figura 14 Blocos importadores de carvão vapor - 2014 [Mt]

Fonte: IEA, 2015 (Key Coal 2015).

2.3.1 Panorama mundial das reservas de carvão

Segundo o World Coal Institute (2015), o carvão é encontrado em quase todos os países do mundo, sendo que cerca de 70 países possuem reservas economicamente recuperáveis. As reservas provadas de carvão mineral no mundo totalizam, aproximadamente, 850 bilhões de toneladas. Nos atuais níveis de produção, estima-se que essa quantidade seja suficiente para suprimento do consumo mundial por 147 anos. Para efeito de comparação, estima-se que as reservas mundiais de petróleo e gás natural sejam suficientes para 41 e 63 anos, respectivamente, nos níveis de demanda atuais. A Figura 15 ilustra a distribuição do carvão no mundo.

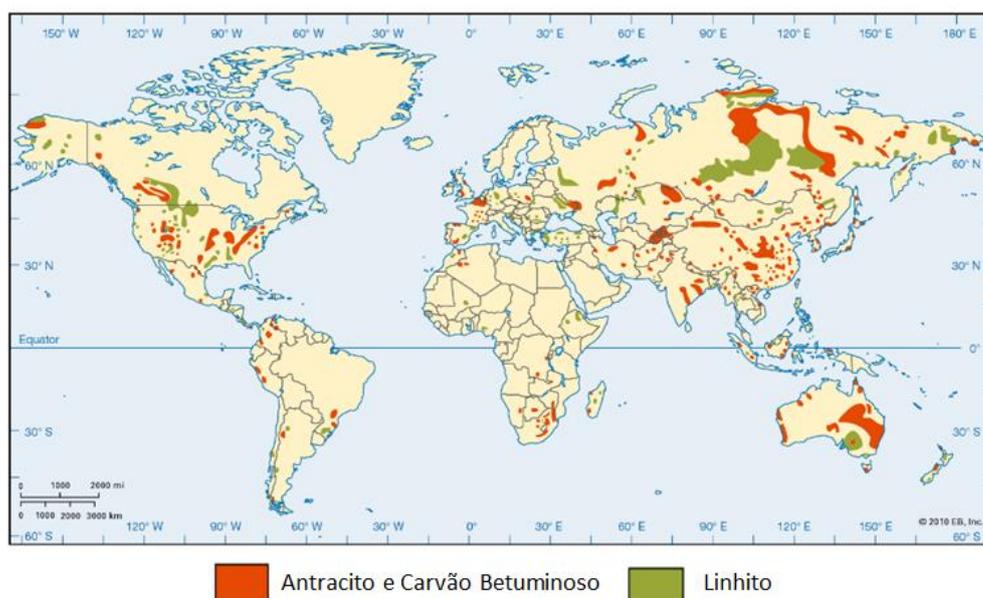


Figura 15 Localização das reservas de carvão mineral no mundo

Fonte: SATC, 2014

Cerca de um terço da reserva de carvão localiza-se na América do Norte, principalmente nos Estados Unidos (27%), um terço na Eurásia (34%), principalmente na Rússia (18%), e um terço na Ásia-Oceania (31%), onde ficam as reservas na China (13%). A reserva da África representa menos de 5% do total, com a maior parte presente na África do Sul. A América do Sul e Central possuem apenas 1,6% das reservas mundiais, o Brasil participa com 0,7% do total das reservas mundiais. A Tabela 4 apresenta a distribuição das reservas por países e blocos.

Tabela 4 Reservas provadas de carvão mineral - 2014 [Mt]

Países	Antracito e Betuminoso	Sub-betuminoso e linhito	Total	Participação	R/P
Estados Unidos	108.501	128.794	237.295	26,6%	262
Canadá	3.474	3.108	6.582	0,7%	96
México	860	351	1.211	0,1%	87
Total América do Norte	112.835	132.253	245.088	27,5%	248
Brasil	-	6.630	6.630	0,7%	*
Colômbia	6.746	-	6.746	0,8%	76
Venezuela	479	-	479	0,1%	189
Outros	57	729	786	0,1%	234
Total América Sul e Central	7.282	7.359	14.641	1,6%	142
Bulgária	2	2.364	2.366	0,3%	76
República Tcheca	181	871	1.052	0,1%	22
Alemanha	48	40.500	40.548	4,5%	218
Grécia	-	3.020	3.020	0,3%	61
Hungria	13	1.647	1.660	0,2%	174
Cazaquistão	21.500	12.100	33.600	3,8%	309
Polônia	4.178	1.287	5.465	0,6%	40
Romênia	10	281	291	#	12
Federação Russa	49.088	107.922	157.010	17,6%	441
Espanha	200	330	530	0,1%	136
Turquia	322	8.380	8.702	1,0%	125
Ucrânia	15.351	18.522	33.873	3,8%	*
Reino Unido	228	-	228	#	20
Uzbequistão	47	1.853	1.900	0,2%	432
Outros	1.389	18.904	20.293	2,3%	337
Total Europa e Eurásia	92.557	217.981	310.538	34,8%	268

Continua.

Tabela 4 Reservas provadas de carvão mineral - 2014 [Mt] Continuação

Países	Antracito e Betuminoso	Sub-betuminoso e linhito	Total	Participação	R/P
África do Sul	30.156	-	30.156	3,4%	116
Zimbábue	502	-	502	0,1%	120
Outro - África	942	214	1.156	0,1%	379
Oriente Médio	1.122	-	1.122	0,1%	*
Total Oriente Médio e África	32.722	214	32.936	3,7%	122
Austrália	37.100	39.300	76.400	8,6%	155
China	62.200	52.300	114.500	12,8%	30
Índia	56.100	4.500	60.600	6,8%	94
Indonésia	-	28.017	28.017	3,1%	61
Japão	337	10	347	#	265
Nova Zelândia	33	538	571	0,1%	143
Coreia do Norte	300	300	600	0,1%	19
Paquistão	-	2.070	2.070	0,2%	*
Coreia do Sul	-	126	126	#	72
Tailândia	-	1.239	1.239	0,1%	69
Vietnã	150	-	150	#	4
Outros	1.583	2.125	3.708	0,4%	97
Outros Ásia e Pacífico	157.803	130.525	288.328	32,3%	51
Total Mundo	403.199	488.332	891.531		110

Notas: * mais de 500 anos; # menor que 0,05%

Fonte: BP, 2015

3 LEVANTAMENTO DOS RECURSOS E RESERVAS DE CARVÃO MINERAL NO BRASIL

3.1 Conceitos básicos empregados na definição de reservas de carvão mineral

A quantificação das reservas de carvão é baseada em critérios: geológicos, de mineração e econômicos. Entretanto, a forma com que essas estimativas são feitas varia de país para país, pois não há até o momento nenhuma padronização internacional. O que

existe, são algumas definições que são comumente aplicadas, como a de recursos e reservas. O primeiro termo se refere à quantidade do combustível que pode ser encontrada na mina, sem considerar se a extração do carvão é economicamente viável. Assim, pode dizer que nem todos os recursos são recuperáveis usando a tecnologia disponível. A quantidade que é recuperável constitui as reservas. Estas podem ser ainda classificadas como provadas (ou medidas) e prováveis (ou indicadas), baseado nos resultados da exploração e no grau de confiança nesses resultados. Neste sentido, as reservas prováveis são estimadas com um grau de confiança menor que as provadas.

As recomendações mais aceitas mundialmente são as do Australian Code for Reporting of Exploration Results e a Mineral Resources and Ore Reserves (The JORC Code). As normas JORC apresentam grandes diferenças quando comparadas com o sistema atualmente utilizado no Brasil (Müller et al., 1987). O sistema JORC define as categorias de Carvão “in situ”, Recursos e Reservas em função dos diferentes níveis de conhecimento geológico e os diferentes graus de avaliação técnicos e econômicos.

“Os Recursos Minerais podem ser estimados principalmente por geólogos, com base nas informações geológicas, com alguma participação de outras disciplinas. Para as estimativas de Reservas de Minério, as quais constituem uma parcela dos Recursos Minerais Indicados e Medidos (mostrados na parte interna do polígono tracejado da Figura 16), é necessário que sejam considerados os diversos fatores que afetam a mineração, a saber, lavra, metalurgia, impostos, comercialização, direitos minerais, assuntos legais, meio ambiente, fatores sociais e governamentais, na maioria dos casos devendo ser efetuadas com participação de disciplinas diferentes. Em algumas situações, Recursos Minerais Medidos podem ser convertidos em Reservas de Minério ProváveisD30, devido às incertezas associadas aos fatores modificantes levados em consideração na conversão de Recursos Minerais para Reservas de Minério”. (JORC,1999)

No Brasil, os critérios de quantificação das reservas minerais são definidos pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Nos anuários estatísticos da DNPM são divulgados dados de reservas medidas, indicadas e inferidas. Esta classificação é feita de acordo com o grau de conhecimento da jazida. No anuário mineral de 2005 da DNPM (DNPM, 2005) as reservas são definidas da seguinte maneira:

- Reserva Medida - Volume ou tonelagem de minério computado pelas dimensões reveladas em afloramentos, trincheiras, galerias, trabalhos subterrâneos e sondagens. O teor é determinado pelos resultados de amostragem pormenorizada, devendo os pontos de inspeção, amostragem e medida estarem tão proximamente espacejados e o caráter geológico tão bem definido que as dimensões, a forma e o teor da substância mineral possam ser

perfeitamente estabelecidos. A reserva computada deve ser rigorosamente determinada nos limites estabelecidos, os quais não devem apresentar variação superior a 20% (vinte por cento) da quantidade verdadeira;

- Reserva Indicada - Volume ou tonelagem de minério computado a partir de medidas e amostras específicas, ou de dados da produção, e parcialmente por extrapolação até distância razoável, com base em evidências geológicas. As reservas computadas são as aprovadas pelo DNPM nos Relatórios de Pesquisa e/ou reavaliação de reservas;
- Reserva Inferida - Estimativa do volume ou tonelagem de minério calculada com base no conhecimento da geologia do depósito mineral, havendo pouco trabalho de pesquisa.

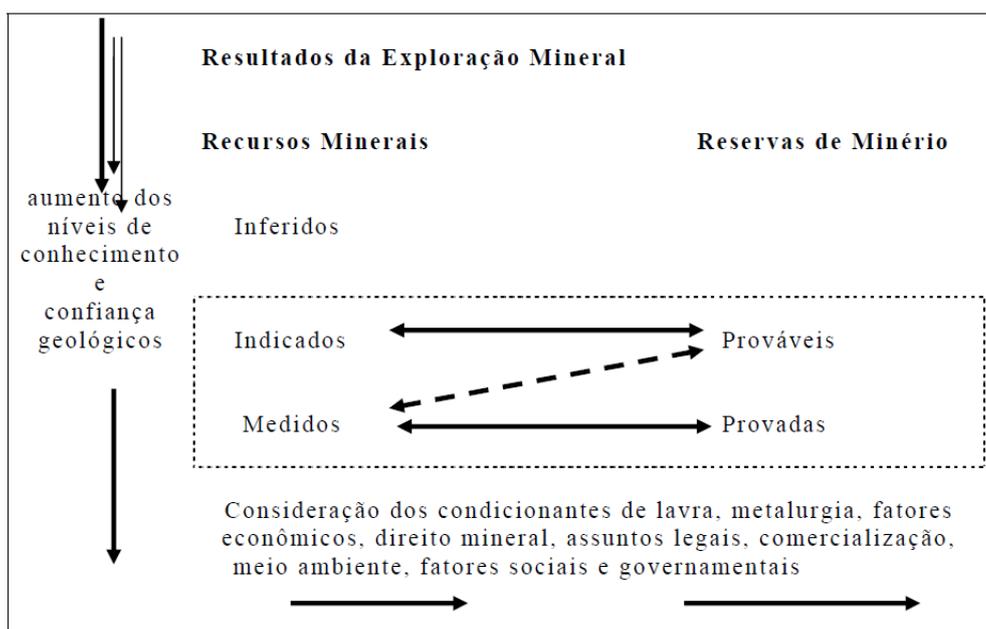


Figura 16 Categorias de carvão "in situ", recursos e reservas.

Fonte: JORC, 1999

De acordo com a ABCM, para se avaliar se uma mina é economicamente viável, observa-se a relação estéril-minério, a quantidade e profundidade de camadas de carvão para se determinar o tipo de lavra (a céu aberto ou por métodos subterrâneos). Verifica-se também o tipo do carvão para decidir o método de beneficiamento que deverá ser utilizado para separar os materiais desejáveis daqueles que não serão aproveitados. As características do carvão bruto necessárias para o estabelecimento de um esquema de

beneficiamento são, essencialmente, o tamanho ideal de britagem, as curvas granulométricas do carvão britado, as curvas de lavabilidade de cada fração granulométrica e os estudos de degradação do carvão, entre outras. As minas podem ser classificadas de acordo com a sua produção:

- Mina de grande porte – produção bruta maior que 1,0 milhão de toneladas;
- Mina de médio porte - produção bruta menor que 1,0 milhão de toneladas e maior que 100 mil toneladas;
- Minas de pequeno porte – produção bruta menor que 100 mil toneladas e maior que 10 mil toneladas.

3.1.1 As reservas de carvão mineral

Os recursos carboníferos do Brasil são da ordem de 32 bilhões de toneladas e estão concentrados no sul do país, assim distribuídos: 90,1% no Estado do Rio Grande do Sul, 9,6%, em Santa Catarina e 0,3% no Paraná (Tabela 5). São 26 de minas de carvão, sendo quatro de grande porte, dezenove de médio porte e três de pequeno porte, de acordo com a classificação feita pelo DNPM. Outras ocorrências de carvão podem ser encontradas no Amazonas, Pará, Pernambuco, Maranhão e São Paulo.

A Figura 17 apresenta a localização geográfica das principais jazidas de carvão mineral – Bacia do Paraná.

A principal e maior jazida brasileira é a de Candiota, localizada no sul do estado Rio Grande do Sul e operada pela Companhia Riograndense de Mineração (CRM). Candiota representa 38,7% do total nacional. Esta jazida tem espessura média da camada de 4,5 m e apresenta coberturas menores que 50 metros com continuidade, possibilitando a lavra a céu aberto. Entretanto o carvão bruto dessa jazida possui alto teor de cinzas e de enxofre (Tabela 6), causa do baixo rendimento do combustível (30 a 52%). Assim, seu uso precisa ser feito na forma de run-of mine (ROM), pois, por questões econômicas, não admite beneficiamento. O consumo também deve ser feito na boca da mina. A empresa CRM opera a mina de Candiota desde 1961, com o objetivo de atender a necessidade de carvão energético da Termelétrica de 446 MW lá instalada.

Próximo a Porto Alegre e litoral, encontra-se a jazida de Santa Terezinha, com aproximadamente 16% das reservas do país. Trata-se de um carvão de melhor qualidade com propriedades coqueificantes, que poderia ser utilizado na siderurgia e em fundições. Teoricamente, este carvão permitiria transporte a médias e longas distâncias. Estima-se

que o combustível desta jazida possa apresentar rendimento de 60%. Contudo, são jazidas profundas com coberturas mínimas de 500 metros, chegando até 800 m, a serem mineradas predominantemente em subsolo o que exige vultosos investimentos numa região desprovida de infra-estrutura mineira. Em linhas gerais seriam necessários investimentos em duas ferrovias, cobrindo uma distância de aproximadamente 500 km (EPE, 2006).

Com características semelhantes à Santa Terezinha ainda existe a jazida de Morungava- Chico Lomã, contendo carvão com propriedades coqueificantes com coberturas de 50 a 300 metros. Da mesma forma que Santa Terezinha, investimentos em infra-estrutura viabilizariam esta jazida.

No mesmo estado, na parte central, existem jazidas cujo carvão admite algum beneficiamento e transporte de curta distância, entretanto, como estão localizadas em áreas de solo irregular, seu aproveitamento em larga escala é dificultado. São dez jazidas no total, dentre elas destacam-se Charqueadas, Leão, Iruí e Capané.

Tabela 5 Principais recursos carboníferos brasileiros

UF	Jazida	Recursos (10 ⁶ t)	%
Paraná	Cambuí	44	
	Sapopema	47	
	Total	91	0,3
Santa Catarina	Barro Branco	1.245	
	Bonito	1.656	
	Pré-Bonito	414	
	Total	3.315	10,1
Rio Grande do Sul	Candiota	12.575	
	Leão	2.339	
	Charqueadas	2.993	
	Iruí/Capané	2.968	
	Morungava	3.328	
	SantaTerezinha/Torres	5.168	
	Total	29.371	89,6
Total		32.777	100

Fonte DNPM, 2013 e ABCM, 2014

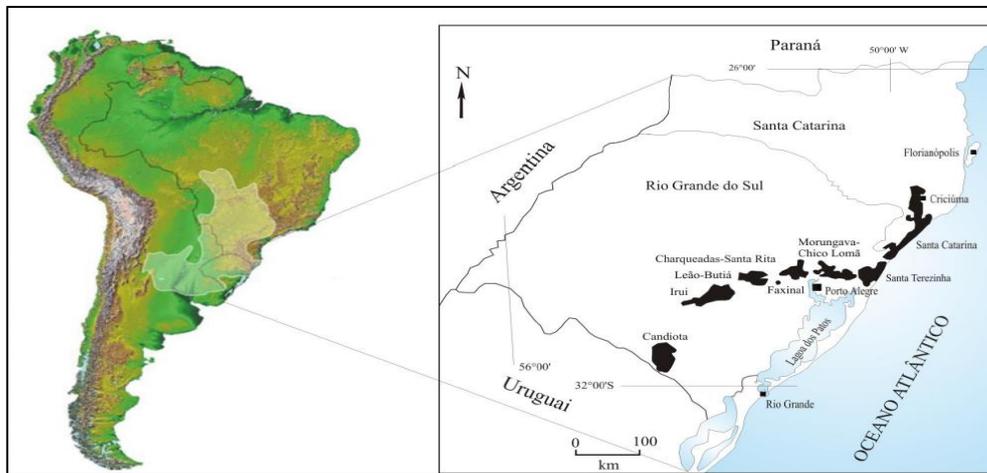


Figura 17 Localização das jazidas – Bacia do Paraná

Fonte: SATC, 2014

Tabela 6 Propriedade dos carvões das jazidas do Rio Grande do Sul

Jazida	Poder Calorífico PCS (kcal/kg)	Carbono (%)	Cinzas (%)	Enxofre (%)
Candiota	3200	23,3	52,5	1,6
Leão	2950	24,1	55,6	1,3
Charqueadas	2950	24,3	54,0	1,3
Iruí	3200	23,1	52,0	2,5
Capané	3100	29,5	52,0	0,8
Morungava/Chico Lomã	3.700 -4.500	27,5-30,5	40,0-49,0	0,6- 2,0
SantaTerezinha	3.800 -4.300	28,0-30,0	41,0-49,5	0,5-1,9

Fonte: SATC, 2014

A jazida de Charqueadas apresenta um carvão com baixo rendimento (35%). A unidade, de propriedade da COPELMI, é composta por uma mina subterrânea, que operou até 1990, e um entreposto que abastece a usina termelétrica Charqueadas e a COPESUL, no pólo petroquímico de Triunfo.

As jazidas de Capané e Iruí possuem carvões com baixo rendimento (40%). A espessura da camada varia entre 1,5 e 2 m e o mineral está sob uma cobertura inferior a 50 m. A jazida de Capané atualmente é operada pela Companhia Palermo.

Finalmente, ainda no estado do Rio Grande do Sul, há as Jazidas Leão I e Leão II. A primeira situa-se no município de Minas do Leão, na proximidade de Porto Alegre. Atualmente, a mina produz a partir da área da Boa Vista, mina a céu aberto que emprega

equipamentos tradicionais de terraplanagem em seus trabalhos. A jazida Leão II também se localiza no município de Minas do Leão, a 6 km ao norte da Mina do Leão I (EPE, 2006).

Em Santa Catarina, encontra-se a jazida Sul Catarinense, onde ocorrem dez camadas de carvão, sendo Barro Branco e Bonito as mais importantes, em termos econômicos. De acordo com Gomes et al (2003), estes depósitos são os mais intensamente explorados nas últimas décadas no Brasil, devido às propriedades coqueificáveis do mineral e do consumo nas plantas termelétricas do complexo Jorge Lacerda, em Tubarão (SC).

As minas de Barro Branco e Bonito ofertam um carvão de poder calorífico que pode ser classificado como de baixo a médio, admitindo algum beneficiamento e transporte a curta distância. As partes a céu aberto e de subsolo rasas já foram quase todas mineradas, de modo que há uma crescente dificuldade dessa jazida em manter um ritmo intenso de lavra, com minas profundas e estruturalmente difíceis. A Tabela 7 apresenta as características do carvão das referidas minas.

Tabela 7 Propriedades dos carvões das jazidas de Santa Catarina - Camadas

Camada	Poder Calorífico	Carbono	Cinzas	Enxofre
	PCS (kcal/kg)	(%)	(%)	(%)
Barro Branco	2.700	21,4	62,1	4,3
Bonito	2.800	26,5	58,3	4,7

Fonte: SATC, 2014

Finalmente, na região central do Paraná encontram-se as jazidas de Cambuí e Sapopema que representam menos de 1% dos recursos nacionais. O combustível da primeira tem alto teor de cinzas (45%) e de enxofre (6%). A produção é consumida na usina termelétrica de Figueira localizada a 5 km da mina.

Os jazimentos paranaenses se distinguem dos demais carvões brasileiros explorados em minas subterrâneas, pelos seguintes aspectos: i) camada de carvão única; ii) teor de cinzas na camada variando até 45%; iii) teor de enxofre variando de 7% a 12%; iv) praticamente, não apresenta fração de carvão metalúrgico (ANEEL, 2011).

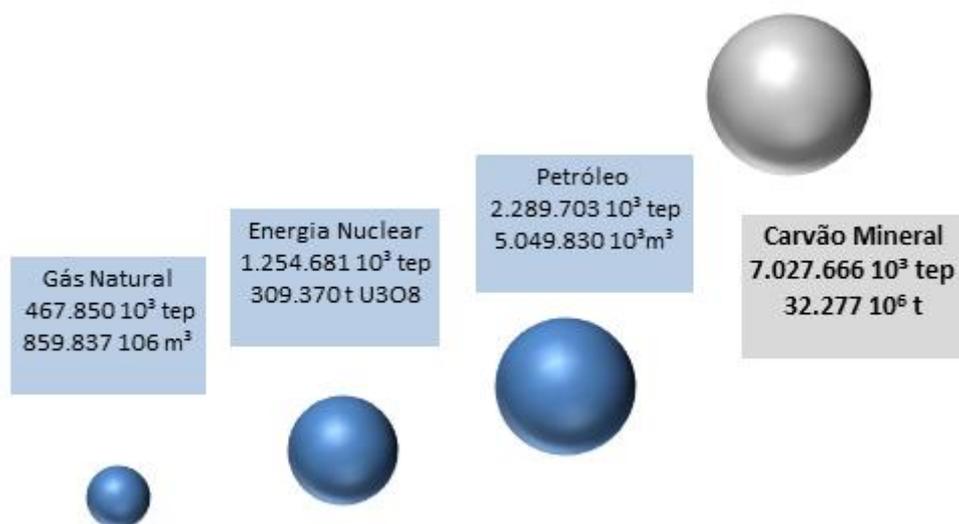
Especificamente, na Mina atualmente explorada pela Cambuí a espessura da camada de carvão varia entre 0,50m e 0,65m, e ela se encontra em uma profundidade variável de 38m a 75m. A Tabela 8 apresenta as propriedades das jazidas no Paraná.

Para efeito comparativo as reservas de carvão (sub-betuminoso e linhito - steam coal), segundo o Balanço Energético Nacional (BEN 2015), somam $7,0 \times 10^9$ tep, superando as reservas de petróleo ($2,3 \times 10^9$ tep) e 17 vezes maiores que as reservas de gás natural ($0,5 \times 10^9$ tep) conforme ilustra a Figura 18.

Tabela 8 Propriedades dos carvões das jazidas do Paraná

Jazida	Poder Calorífico	Carbono	Cinzas	Enxofre
	PCS (kcal/kg)	(%)	(%)	(%)
Cambuí	4.850	30,0	45,0	6,0
Sapopema	4.900	30,5	43	7,8

Fonte: SATC, 2014

**Figura 18** Reservas energéticas brasileiras em dezembro de 2014

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

Fonte: Balanço Energético Nacional- BEN, 2015.

3.1.2 A produção brasileira de carvão

A produção interna de carvão mineral vapor em 2014, conforme dados da ABCM, acompanha a proporção da distribuição regional dos recursos carboníferos do Brasil e está concentrada no sul do país. Atualmente, a produção total se situa em torno de 13,5 milhões de toneladas antes de qualquer beneficiamento no conceito de Run of Mine (ROM). A produção mineral em Santa Catarina, segundo dados da ABCM, foi de 6,9 milhões de toneladas e respondeu por 51% do total produzido no mesmo ano, sendo que a produção vendável de carvão situou-se em 3,0 milhões de toneladas.

O carvão mineral possui duas aplicações principais no Brasil: utilização como combustível para geração de energia elétrica, incluindo uso energético industrial, e utilização na siderurgia para produção de coque, ferro-gusa e aço. Na atual taxa de utilização, as reservas provadas são suficientes para prover carvão por 690 anos (DOE-EIA, 2011).

Verifica-se, contudo, que, além de utilizar de forma modesta a reserva de carvão nacional disponível, o país ainda importa carvão para uso siderúrgico, principalmente da Austrália, Estados Unidos, Rússia, Canadá, Colômbia, Venezuela, Indonésia e África do Sul, visto que o carvão minerado nacional não possui as propriedades adequadas para este uso com as tecnologias atualmente em operação (Figura 19).

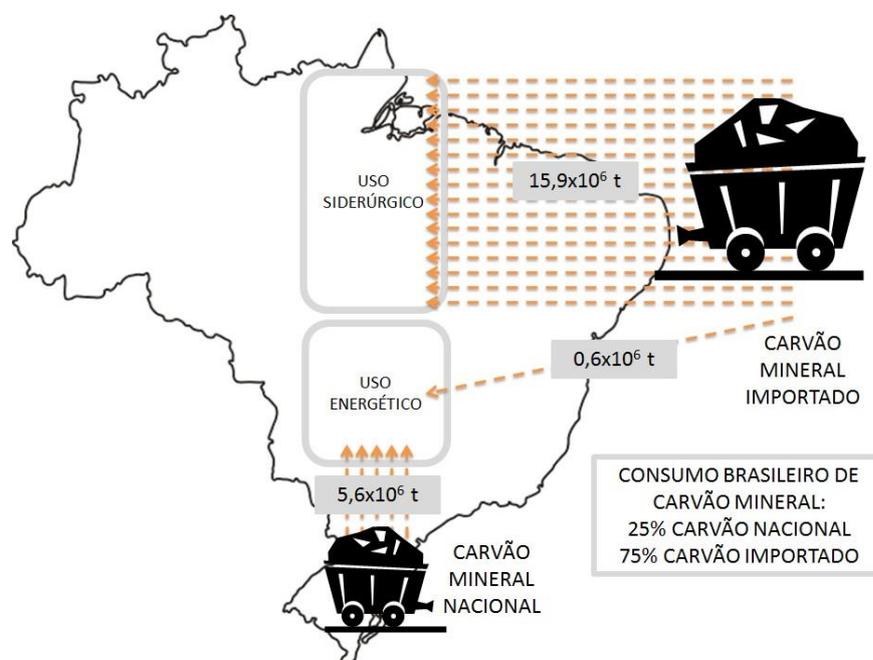


Figura 19 Consumo brasileiro e origem do carvão mineral utilizado para fins energéticos e siderúrgicos.

Fonte: CGEE e EPE (Balanço Energético Nacional, 2015).

No Rio Grande do Sul a produção de carvão ROM em 2014 cresceu 71% comparados à produção de 2004. Em relação ao ano anterior à expansão foi de 4%, participando com 47% da produção total. O carvão do estado tem aplicação principal para a indústria termelétrica, como vem sendo aproveitado na região de Candiota.

Desde 2013 a atividade carbonífera apresenta expansão da sua produção devido à situação dos reservatórios que limita a geração hídrica e aumenta a geração térmica.

Devido a este fato a perspectiva para o setor dependerá da entrada em operação de novas usinas hidrelétricas e das condições climáticas. A Figura 20 mostra a produção de carvão ROM por estado produtor.

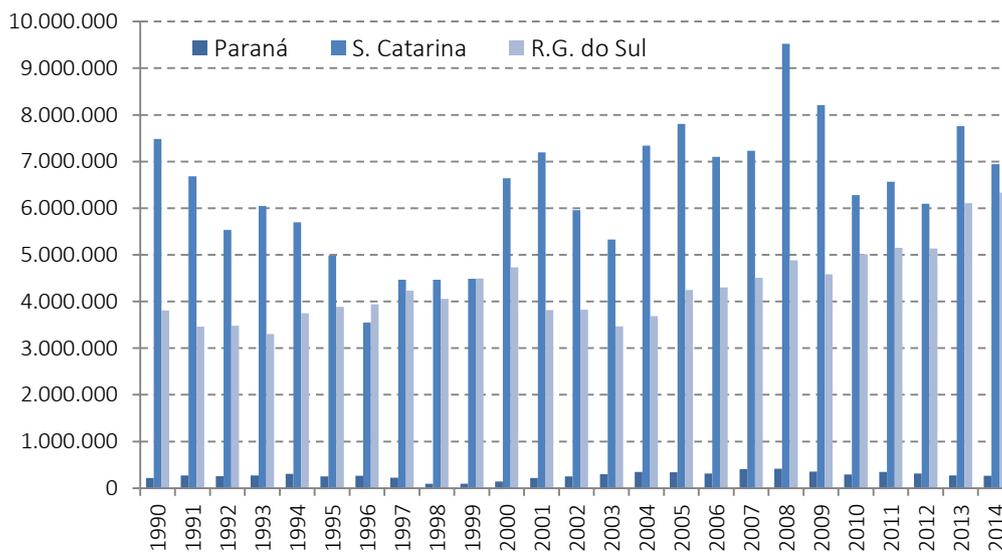


Figura 20 Produção de ROM por Estado Produtor (toneladas)

Fonte: ABCM, 2015

A produção e o consumo de carvão mineral vapor vem crescendo nos últimos anos, devido à valorização do insumo para alavancar diversos seguimentos produtivos da economia nacional, principalmente a geração elétrica. O consumo por carvão mineral nacional conforme o DNPM (2014) se distribui pelos seguintes setores: elétrico (81,1%), papel e celulose (4,9%), petroquímicos (3,3%), alimentos (2,9%), cerâmico (2,6%), metalurgia e cimento (1,3%) e outros (2,7%). O consumo de carvão vapor para uso térmico é apresentado na Figura 21.

A Figura 22 apresenta o consumo de carvão vapor (carvão energético - CE) no Brasil por classificação de poder calorífico.

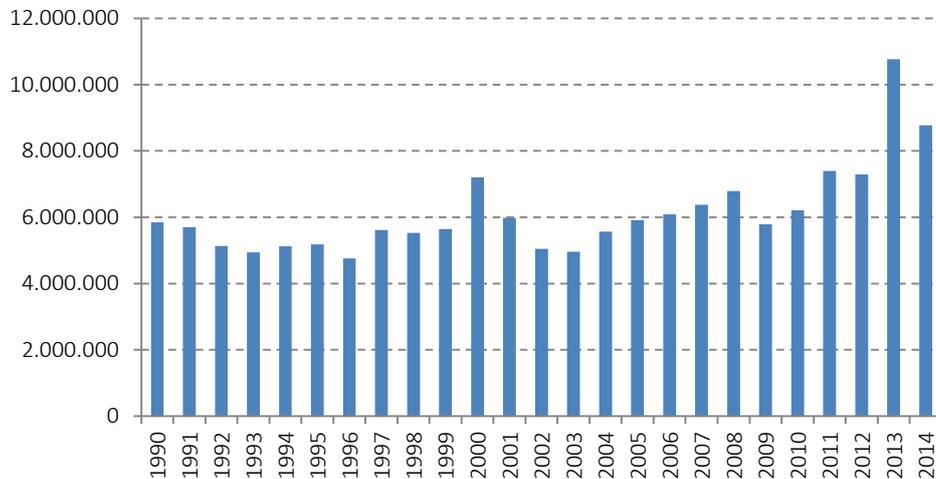


Figura 21 Consumo de carvão vapor – Vendas (toneladas)

Fonte: ABCM, 2015

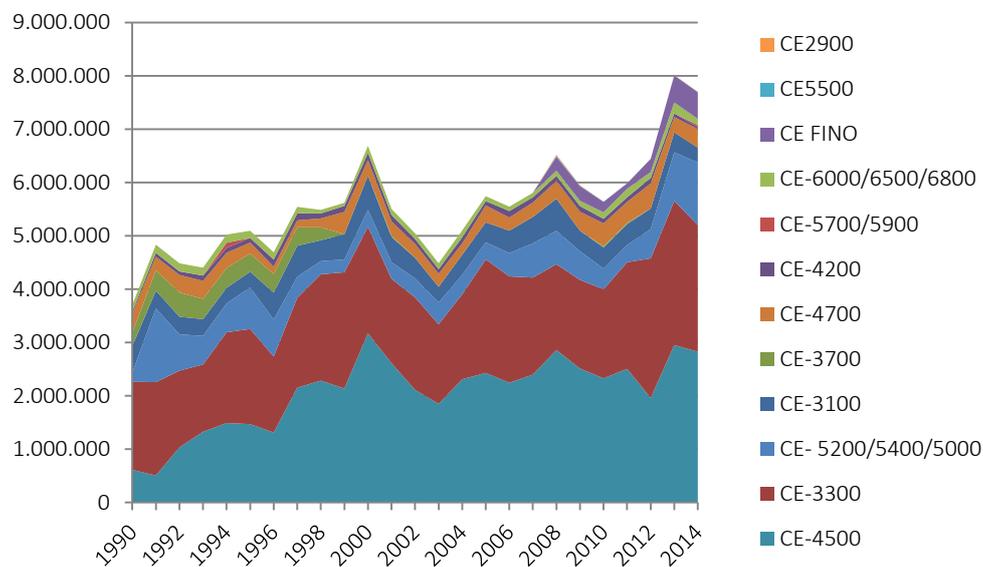


Figura 22 Consumo de carvão vapor por tipo – (toneladas)

Fonte: ABCM, 2015

Conforme já mencionado, o carvão nacional é classificado como um carvão de baixa qualidade por apresentar, como características básicas, elevado teor de inertes (cinzas) e enxofre. Conforme abordado anteriormente, as reservas brasileiras de carvão estão localizadas na região Sul, nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Em

termos energéticos, o carvão nacional pode ser caracterizado conforme os indicadores apresentados na Tabela 9. Adicionalmente, o elevado conteúdo de inertes do carvão nacional inviabiliza seu transporte, em termos econômicos. Desse modo, todas as iniciativas para desenvolver o uso do carvão nacional na termelétricidade sempre acolheram o paradigma de que as usinas deveriam situar-se nas proximidades das minas, com utilização, preferencialmente, do carvão in natura. De fato, todas as termelétricas a carvão em operação no Brasil, e mesmo as em construção ou projeto, localizam-se na “boca da mina”. Nessas condições, a hipótese de térmicas a carvão fora da região Sul tem sido associada à importação do energético (EPE, 2006).

O ambiente em que foram formados os carvões brasileiros definiu suas características e possíveis aplicações. A Tabela 9 apresenta as características do carvão das minas em operação.

Tabela 9 Características do carvão nacional

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

Nota: Porcentagem de matéria mineral = %mm

Fonte: SATC, 2014

Segundo a ABCM, a produção atualmente está distribuída entre quinze empresas: uma no Paraná, onze em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul, três. Da produção vendável, 51% foram do Rio Grande do Sul, 48 % de Santa Catarina e 1% do Paraná. Da produção ROM, 60% foram de Santa Catarina, 37% do Rio Grande do Sul e 3% do Paraná.

Destacam-se no conjunto de produtoras de carvão as seguintes empresas:

- Paraná: Companhia Carbonífera do Cambuí;
- Santa Catarina: Carbonífera Criciúma S.A., Carbonífera Metropolitana S.A., Cooperminas - Cooperativa de Extração de Carvão Mineral dos Trabalhadores de Criciúma Ltda., Carbonífera Catarinense, Indústria Carbonífera Rio Deserto, Coque Catarinense Ltda. - Cocalit, Comin & Cia. Ltda., Mineração São Domingos Ltda., Carbonífera Belluno Ltda. e Minageo Ltda;
- Rio Grande do Sul: Companhia Riograndense de Mineração – CRM, Copelmi Mineração Ltda. e Carbonífera Palermo Ltda.

3.1.3 Importação de carvão

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

O carvão importado possui um *rank*⁴ bem superior ao nacional e seu transporte é estabelecido por grandes distâncias, o que tipicamente é feito por navios e trens. Em alguns casos, pode-se observar a existência de sinergias com outros setores.

Segundo registros do Sumário Mineral (DNPM, 2014), os principais parceiros comerciais do Brasil na importação de carvão são os Estados Unidos (39%), Austrália (22%), Colômbia (12%), Canadá (9%) e a África do Sul (5%). No caso específico para geração elétrica, o carvão utilizado nas usinas térmicas nacionais tem origem colombiana.

Os carvões considerados de boa qualidade têm, em geral, baixos teores de material inerte (cinzas) e de enxofre e poder calorífico superior a 5.500 kcal/kg. Austrália, África do Sul, Colômbia e Estados Unidos respondem por metade das exportações mundiais de carvão. Dados da Agência Internacional de Energia mostram que a produção e o consumo mundial de carvão concentram-se em dois tipos do mineral, o betuminoso/subbetuminoso e o linhito. O primeiro, de maior valor térmico, é o mais comercializado

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

internacionalmente. O valor térmico do linhito é bem menor e, por isso, é mais utilizado para geração termelétrica local. As características básicas de carvões típicos desses países são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 Propriedades de alguns carvões internacionais

Propriedades	Austrália	África do Sul	Colômbia	EUA
Poder Calorífico (kcal/kg)	5370	6760	7000 - 8000	6378 - 7728
Umidade (%)	6,9	4,3	2,0 - 7,0	nd
Voláteis (%)	24,8	35,3	34,0 - 39,0	38,1
Carbono (%)	44,3	50,3	nd	64,2 - 77,4
Cinzas (%)	24,0	10,1	1,0 - 6,0	7,5 - 19,8
Enxofre (%)	0,4	0,7	0,35 - 1,0	1,0 - 2,5

Fonte: SATC, 2014

Os Estados Unidos e a Colômbia segundo DNPM representam os principais parceiros comerciais do Brasil no fornecimento de carvão vapor para as usinas que geram com carvão importado. Vale ressaltar que a qualidade do carvão “in situ” das minas brasileiras diferem das minas americanas, por exemplo, primeiramente pelas camadas de baixa espessura, conseqüentemente o teor de cinza torna-se menor e neste sentido são obtidos maiores fatores de recuperação e aumento do poder calorífico.

Outra diferença que torna o carvão americano mais competitivo ao carvão brasileiro é o menor manuseio de produtos e rejeitos. Como a mineração do carvão americano é realizado principalmente pelo método de câmara e pilares com minerador de desmonte de camadas não é necessário processos que reforcem o teto e, por conseguinte menos produtos que contaminem o ROM reduzindo rejeitos na etapa de beneficiamento. A combinação de uma maior escala de produção de carvão lavado e a ocorrência de uma parcela de carvão metalúrgico ao carvão vapor gera maior valor agregado ao carvão produzido.

O carvão produzido na Colômbia também apresenta características de qualidade que o situam em um patamar superior ao dos outros produtores. Por exemplo, o teor de enxofre é mais baixo (0,8% - 1,0%) que a maioria dos outros produtores e o teor de cinzas (8%) é mais baixo que o carvão sul africano (10%). A Importância da Colômbia não se dá apenas na qualidade dos seus carvões, mas principalmente na sua localização estratégica em relação ao Brasil. As características do carvão importado colombiano estão representadas na Tabela 11.

Tabela 11 Características do carvão importado – Colômbia

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

Fonte: ENEVA, 2013.

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

4 ESTRUTURA DA CADEIA DO CARVÃO MINERAL PARA ATENDIMENTO ÀS TERMELÉTRICAS

A estrutura da cadeia do carvão mineral, as principais operações industriais, com relação aos processos produtivos estão segmentados em três operações: Mineração, Beneficiamento e Transporte. Estas atividades estão esquematicamente representadas na Figura 23.

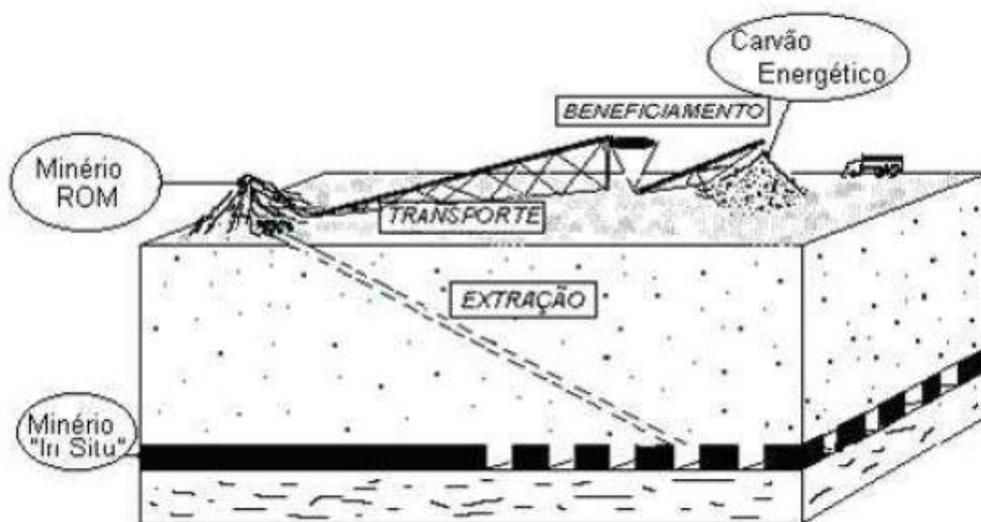


Figura 23 Representação das operações industriais da estrutura da cadeia do carvão mineral
Fonte: SIECESC, 2007

4.1 Métodos de mineração

Minerar é atividade de extrair economicamente bens minerais da crosta terrestre, utilizando técnicas adequadas a cada situação. Estas técnicas visam minimizar os impactos ambientais, dentro dos princípios da conservação mineral. Têm como compromisso a recuperação das áreas mineradas durante a extração e após a desativação, recuperam estas áreas dando o uso apropriado (Santos, 2010).

Como fases da mineração do carvão podemos elencar: i) a prospecção ou procura pelo mineral; ii) a exploração que se caracteriza pelo estudo, caracterização e avaliação do mineral; iii) o desenvolvimento, que se caracteriza na preparação e no traçado; iv) a lavra propriamente dita; v) o processamento mineral; vi) a desativação da mina e finalmente e vii) a recuperação ambiental.

Os dois tipos de mineração segundo o World Coal Association (WCA, 2016) são a lavra a céu aberto ou de superfície e a lavra subterrânea. A maior parte da oferta mundial de carvão mineral (60%, de acordo com a WCA) é extraída através da mineração subterrânea, embora em alguns importantes países produtores predominem minas a céu aberto.

A escolha entre um deles é determinada pela geologia do depósito do mineral, ou seja, pela altura da cobertura da mina e fundamentalmente pela viabilidade econômica. No

caso de depósitos rasos, o carvão poderá ser lavrado a céu aberto, dependendo do terreno onde mina está localizada. Naturalmente, carvões minerados a céu aberto tendem a apresentar um custo de extração mais competitivo, de modo que apenas nas reservas onde tal método não é economicamente viável, o combustível é lavrado por mineração subterrânea (EPE, 2007).

4.1.1 Mineração a céu aberto

Na mineração a céu aberto, o solo que cobre a camada de carvão é primeiramente removido para expor a camada de carvão para a extração. Os elementos deste tipo de mineração são: i) remoção de solo superficial e armazenamento para uso posterior; ii) perfuração ou detonação dos extratos que cobrem a camada de carvão; iii) carregamento e transporte do material estéril fragmentado; iv) perfuração e detonação da camada de carvão especificamente; v) carregamento e transporte do carvão; vi) recuperação ambiental e por último e vii) liberação da área para uso. A Figura 24 exemplifica uma mina a céu aberto.

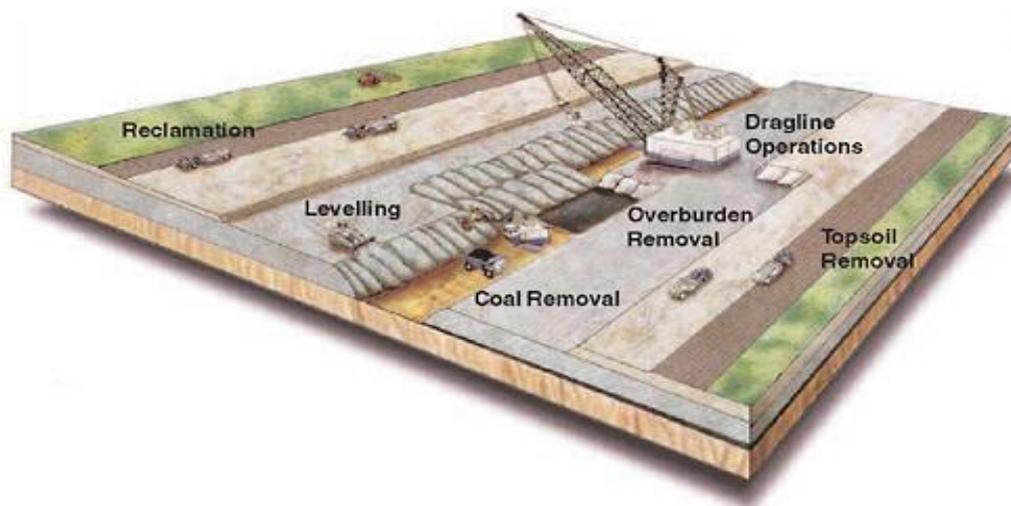


Figura 24 Esquema de mina a céu aberto

Fonte: WCI, 2015

Segundo o WCI, a determinação pela mineração a céu aberto torna-se extremamente viável quando a camada de carvão está perto da superfície, assim, neste método de extração a recuperação do carvão é mais elevada do que o depósito subterrâneo, alcançando até 90%.

A mineração a céu aberto é usada quando depósitos de mineral ou rocha comercialmente úteis são encontrados perto da superfície, isto é, quando a camada de recobrimento é relativamente estreita, ou quando é estruturalmente inapropriada a perfuração de túneis (por exemplo, no caso de mineração de areia ou cascalho). Quando o mineral ocorre em camadas profundas ou como veios de rocha, túneis em rocha podem ser necessários para extrair o material. A Figura 25 ilustra a mineração de carvão a céu aberto no Brasil.



Figura 25 Mina a céu aberto no Brasil (Butiá/RS)

Fonte: EPE, 2014

A mina a céu aberto geralmente ocupa grandes extensões de terra e utilizam intensa estrutura de produção como dragas, pás, grandes caminhões, escavadoras e transportadoras. Esta tecnologia segundo Beynon (1999), “a mineração a céu aberto está se tornando cada vez mais comum no mundo todo. Novas máquinas, maiores e mais sofisticadas, permitem que veios situados em superfícies cada vez mais profundas sejam explorados a partir da superfície. Minas gigantescas (como a de Carajás, no Pará) produzem milhões de toneladas de minério a cada ano. Na Grã-Bretanha, essas minas a céu aberto são chamadas de opencast mines (nos Estados Unidos, o termo usado para a mineração a céu aberto é strip mining). Lá, elas são menores do que em Carajás, mas estão mais próximas de aglomerados populacionais. Por sua própria natureza, as minas a céu aberto são mais agressivas em relação ao meio ambiente local do que as minas profundas, e sua proximidade de cidades e vilas sempre causou certa preocupação”.

Após a exaustão do recurso e a inviabilidade econômica, a mina precisa ser desativada e iniciam-se as atividades de recuperação das áreas degradadas. No passado a mineração a céu aberto apresentava forte dano ao meio ambiente, expondo depósito de rejeitos e prejudicando aquíferos da região explorada. Modernamente, tem sido crescente a preocupação com a recuperação das áreas degradadas pela mineração. A Figura 26 mostra a área recuperada em Treviso (SC) após a exploração econômica do local.



Figura 26 Recuperação ambiental de área impactada pela mineração de carvão a céu aberto (Treviso- SC)

Fonte: EPE, 2014

4.2 Mineração subterrânea

A mineração subterrânea pode ser subdividida em dois métodos de extração: a câmara / pilares (room-and pillar); e frente larga (longwall mining). A espessura da camada de carvão, profundidade, inclinação da camada, natureza do teto e a quantidade de gás contido tanto na via de carvão quanto nos tetos e pavimentos são todos importantes para a seleção do método de mineração.

No primeiro método, um conjunto de entradas, geralmente entre três e oito, são formados pelo próprio mineral que sustenta a cobertura da mina e controla o fluxo de ar. Estas entradas são conectadas por cortes transversais, que são geralmente em ângulo reto com as entradas. As entradas geralmente são espaçadas de 5 a 10 metros, e os cortes transversais são geralmente cerca de 30 metros. Para a extração do mineral algumas

operações são necessárias como: perfuração, corte, detonação e operações de carga. Este método é responsável por 50% da produção subterrânea nos Estados Unidos, e a mineração contínua representa cerca de 90% desta produção. Uma representação esquemática do processo de lavra de câmaras e pilares é apresentada na Figura 27.

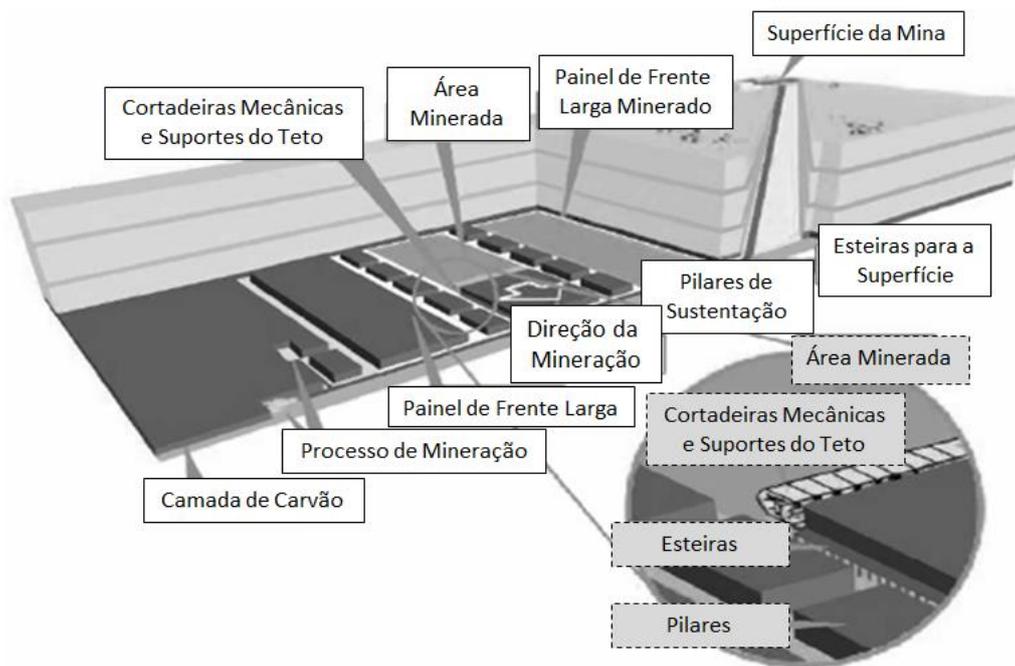


Figura 27 Esquema de lavra utilizando o método de câmaras e pilares

Fonte: WCI, 2015

O método Longwall é uma forma automatizada de mineração subterrânea de carvão caracterizado por altas taxas de recuperação e extração, viável apenas em altitude plana e camadas de carvão uniformes. A máquina de corte de alta potência (o tosquiador) é passado em toda a face exposta do carvão, e continuamente arrastado por um sistema de transporte ao nível do chão. A mineração Longwall extrai todo o carvão entre o piso e o teto dentro de um bloco de carvão, não deixando pilares de suporte dentro da área. Este tipo de mineração é feito sob apoios de teto móveis que são avançados enquanto a camada de carvão é cortada.

O uso de mineração Longwall na produção subterrânea vem crescendo tanto em termos de quantidade quanto em participação, passando de menos de 10% da produção subterrânea (menos de 10 milhões de toneladas anuais) no final de 1960, para cerca de 50% da produção subterrânea (mais de 200 milhões de toneladas anuais) atualmente. A

produção de uma mina utilizando método Longwall (uma seção de longwall e duas ou três seções de minerador contínuo) pode ultrapassar 7 milhões de toneladas por ano.

Para a extração do carvão utilizam-se tanto processos de mecanização convencional, contínua ou com utilização de explosivos. Nos processos convencionais e contínuos, o carvão é carregado em veículos de transporte e, em seguida, despejado sobre um transportador de correia para o transporte para fora da mina. Uma vez que o carvão foi cortado, as camadas acima da camada de carvão escavado são suportadas por meio de parafusos de telhado. Sob condições favoráveis, a produção de uma seção de mineração contínua pode exceder 800.000 toneladas por ano.

A Figura 28 apresenta o esquema de mineração subterrânea utilizando mecanização convencional. A Figura 29 mostra o esquema de mineração subterrânea utilizando mecanização convencional e por último a Figura 30 ilustra a Mineração subterrânea utilizando explosivos.

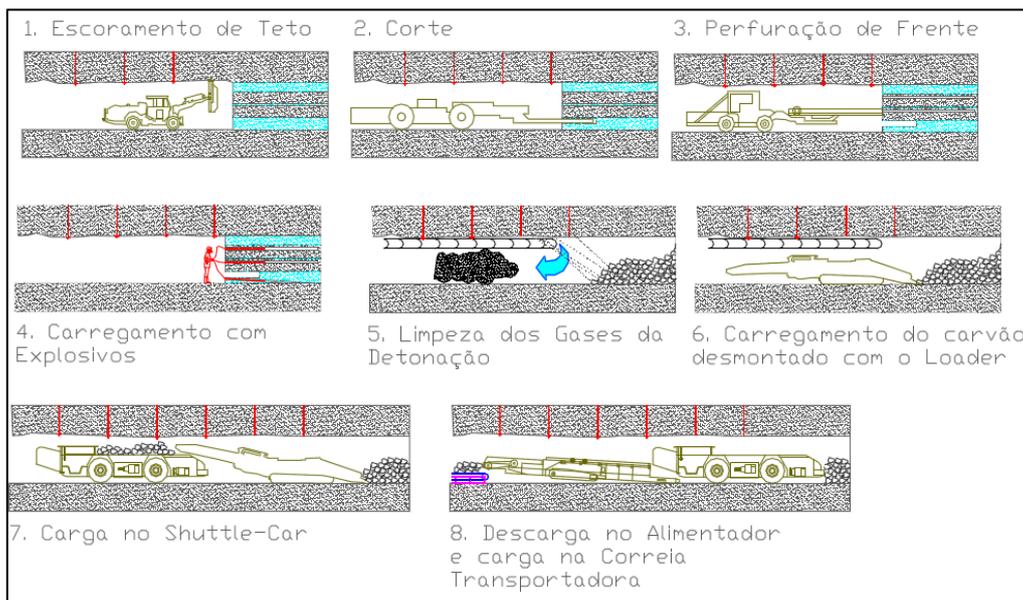


Figura 28 Esquema de Mineração subterrânea utilizando mecanização convencional

Fonte: SATC, 2014

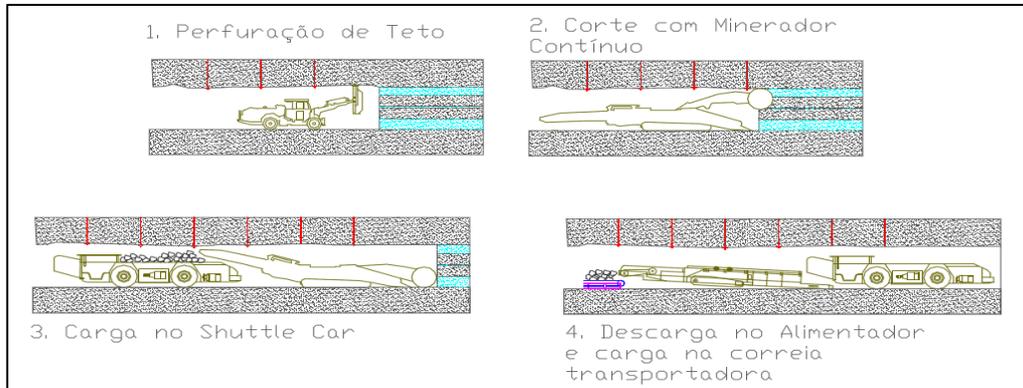


Figura 29 Esquema de Mineração subterrânea utilizando minerador contínuo

Fonte: SATC, 2014

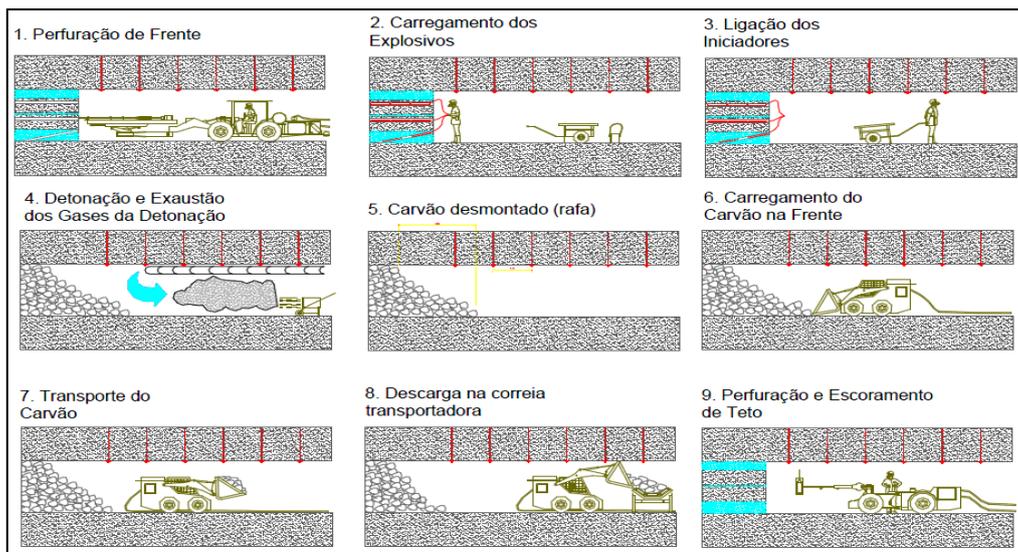


Figura 30 Esquema de Mineração subterrânea utilizando explosivos

Fonte: SATC, 2014

4.3 Beneficiamento

De acordo com a ABCM, o beneficiamento mineral consiste numa série de processos que visam à redução da matéria inorgânica, tais como rocha (estéril) e impurezas, existente no carvão a fim de melhorar sua qualidade. Com o beneficiamento o minério bruto - ROM (run-of-mine) torna-se utilizável que de imediato não é aproveitável, reduzindo o material mineral associado ao carvão como: argilas, piritas, calcários e óxidos (silício).

De maneira geral o beneficiamento do carvão mineral cumpre as seguintes etapas: i) Fragmentação que abrange a Britagem (primária, secundária e terciária), a Moagem (primária e secundária) e o Peneiramento; ii) Classificadores (hidrociclones); iii) Concentração (gravimétrica, separação magnética, eletro); iv) Flotação (células) e v) Desaguamento (filtros e espessadores).

4.3.1 Fragmentação

Existem três tipos de processos de fragmentação do carvão mineral em estado bruto: i) o Desmorte que na etapa da lavra, com o auxílio de explosivos visa reduzir blocos volumosos para alimentação da etapa de britagem; ii) a Britagem é uma fragmentação grossa, possui diversas etapas e alimenta a moagem e a iii) Moagem que constitui uma fragmentação mais fina e origina o produto adequado a concentração ou processos de pelletização, lixiviação, combustão, etc.

Os tipos de britadores comumente utilizados nas usinas de beneficiamento são os britadores de mandíbula, giratório, cônico e o de impacto (Figura 31).



Figura 31 Tipos de britadores no processo de beneficiamento do carvão

Nota: (1) Britador de mandíbula; (2) Britador giratório; (3) Britador cônico e (4) Britador de impacto.

Fonte: SATC, 2014

A moagem constitui o último estágio da fragmentação e uma operação chave para garantir o sucesso no processo de beneficiamento e que combina os estágios de impacto, compressão e atrito. O moedor é uma carcaça cilíndrica de ferro revestido por placas de aço e borracha. A carcaça gira sobre mancais. A carga interna fica solta sob corpos moedores em barras, bolas de ferro ou aço conforme é apresentado na Figura 32.

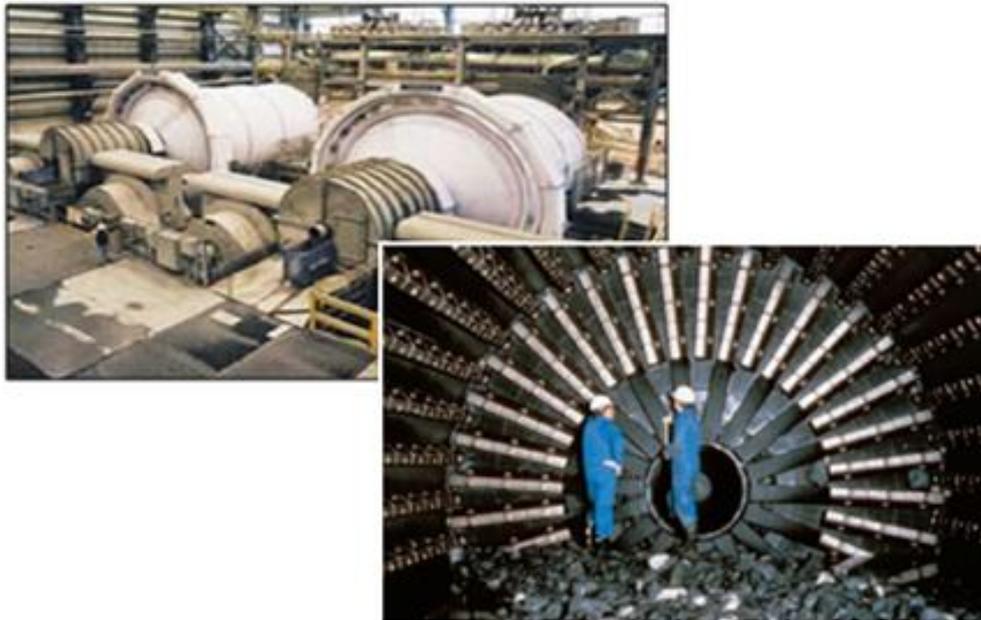


Figura 32 Moedores utilizados no processo de beneficiamento

Fonte: SATC, 2014

O moedor é uma carcaça cilíndrica de ferro revestido por placas de aço e borracha. A carcaça gira sobre mancais. A carga interna fica solta sob corpos moedores em barras, bolas de ferro ou aço.

Após a moagem o peneiramento tem a finalidade de separar um material em duas ou mais classes (oversize e undersize), limitadas superior e inferiormente. O peneiramento industrial pode ser a seco (até 6 mm) ou a úmido (até 0,4 mm). Os peneiradores conforme é apresentado na Figura 33, podem ser em formato de grelhas onde barras metálicas são dispostas paralelamente, mantendo um espaço regular entre si, podem ainda ser em chapas metálicas planas ou curvas, perfuradas de várias formas e dimensões determinadas ou em telas, onde fios metálicos trançados, geralmente em duas dimensões de forma a deixarem entre si malhas ou aberturas de dimensões determinadas.

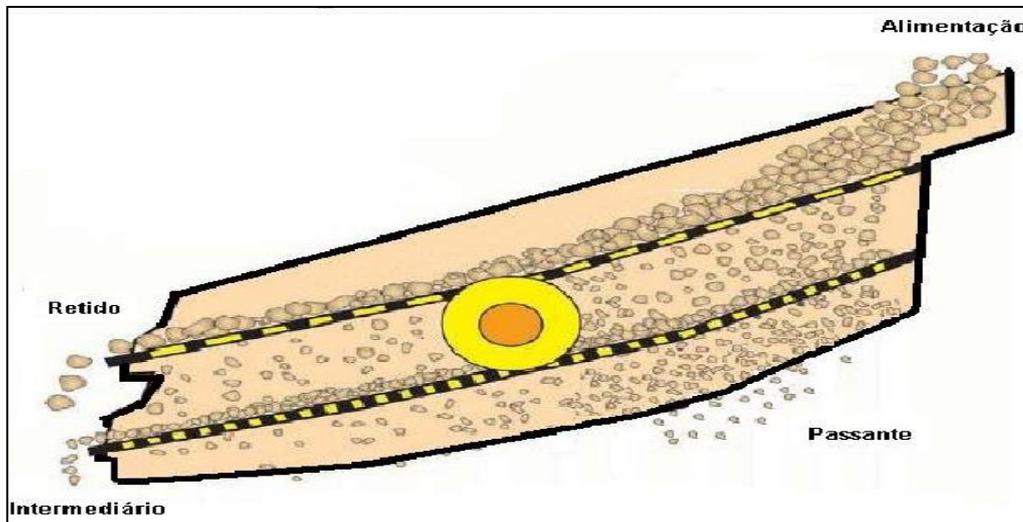


Figura 33 Peneiramento no processo de beneficiamento

Fonte: SATC, 2014

4.3.2 Classificação

O processo de classificação objetiva a separação de um material em duas ou mais frações de tamanhos distintos. Esta separação é baseada na velocidade com que as partículas atravessam um meio fluido (água).

O método por meio do Hidrociclone (Figura 34) é bastante difundido e a sua maior aplicação se dá em circuitos fechados de moagem. É baseado na sedimentação centrífuga e seu desempenho é influenciado pelas dimensões do equipamento, variáveis operacionais e propriedade física dos sólidos. Este método possui elevada capacidade em relação ao volume e área ocupada, possui baixo custo de investimento e dotado de um controle operacional simples.

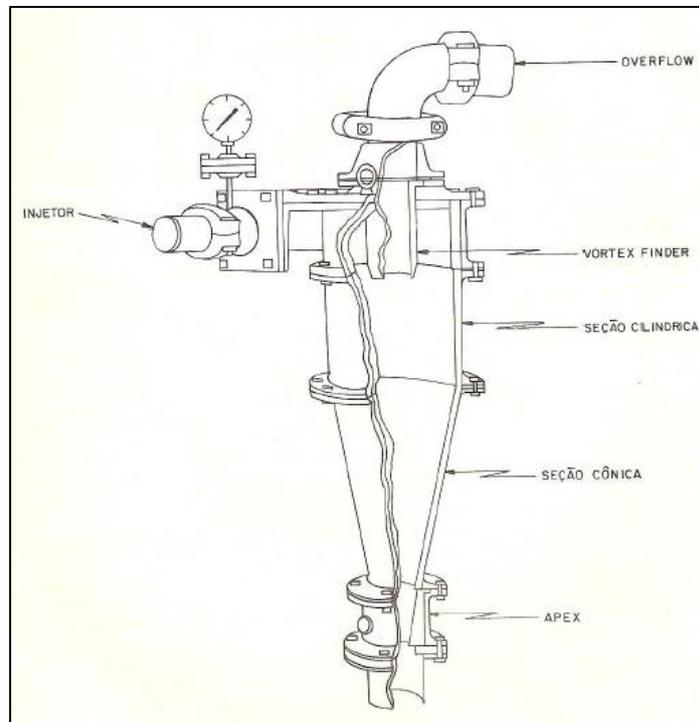


Figura 34 Esquema de classificação por Hidrociclone no processo de beneficiamento

Fonte: SATC, 2014

4.3.3 Concentração

Após a classificação o sub processo de concentração ocorre para separar o carvão puro dos rejeitos. A concentração pode ser realizada de forma magnética, onde existe uma resposta de um mineral a um campo magnético, pode também ser baseada na condutividade elétrica dos minerais presentes em um sistema e por último a concentração gravimétrica no qual partículas de diferentes densidades, tamanhos e formas são separadas de outras por ação da força de gravidade ou forças centrífugas conforme a Figura 35. Os parâmetros operacionais que influenciarão o processo são: a característica do leito, distribuição do minério, frequência e amplitude (partículas finas possuem frequência elevada e baixa amplitude e partículas grossas possuem menor frequência e maior amplitude), água na alimentação, faixa granulométrica (1300mm e 1mm) e capacidade de alimentação (150 a 300 m³/h).

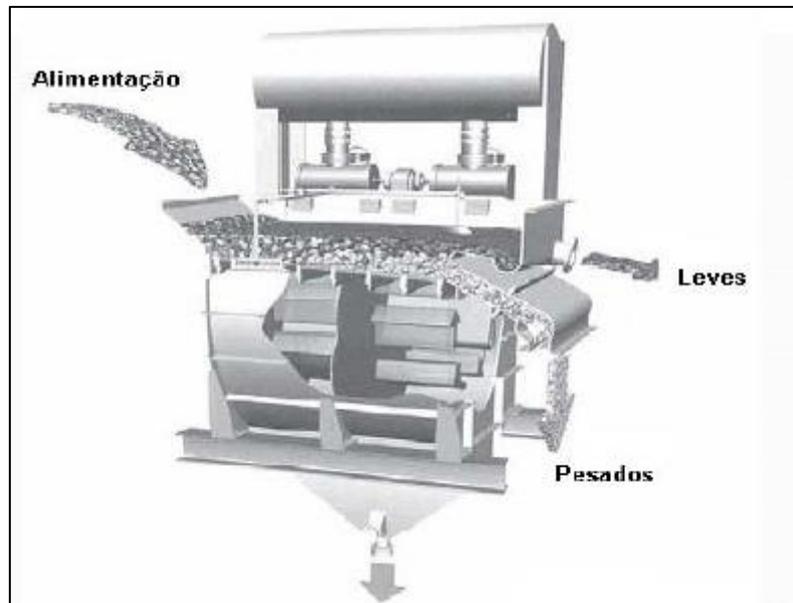


Figura 35 Concentração gravimétrica no processo de beneficiamento

Fonte: SATC, 2014

4.3.4 Flotação

Flotação como é mostrado na Figura 36 é o processo que visa separar seletivamente uma ou mais espécies minerais, em polpa, através de sua adesão às bolhas de ar introduzidas dentro de uma célula de flotação, com posterior levitação e remoção de agregados bolha/partícula em uma camada de espuma. Este processo explora diferenças nas características interfaciais entre as diversas espécies minerais suspensas em uma fase aquosa. O sistema flotação é utilizado para uma gama de minerais entre eles o urânio, nióbio, ferro, metais pesados e óleos.

As operações diretamente envolvidas na flotação de minérios são: dosagem e adição de reagentes, o condicionamento e a flotação propriamente dita.

Os parâmetros operacionais que influenciarão o processo são: vazão de ar, profundidade da espuma dos reagentes, porcentagem de sólidos, vazão de alimentação, concentração de coletor, pH e tamanho da partícula.

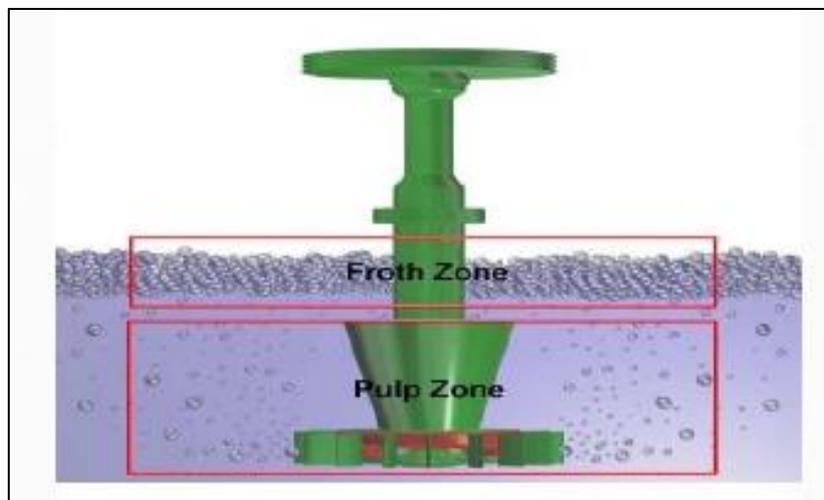


Figura 36 Flotação no processo de beneficiamento

Fonte: WCI, 2015

4.3.5 Desaguamento

O Desaguamento serve para separar os sólidos contidos em uma polpa, pela passagem do líquido filtrado através de um meio poroso. A separação do sólido e do líquido se dá pelo fenômeno da sedimentação por gravidade (Figura 37).



Figura 37 Desaguamento no processo de beneficiamento

Fonte: SATC, 2014 e WCI, 2015

O resultado é o rejeito como produto do processamento a ser descartado de forma adequada. O mineral, reagentes e água descartados são dispostos em forma de polpa em barragens de rejeitos como é ilustrado na Figura 38.



Figura 38 Descarte no processo de beneficiamento

Fonte: SATC, 2014

4.4 Transporte e Logística

4.4.1 Carvão nacional

Após a etapa de beneficiamento do carvão que em geral se localiza próximo aos jazimentos, para distâncias pequenas, o transporte é realizado principalmente por meio de correias transportadoras e rodovias. Predominando a longa distância, se utiliza no Brasil o transporte ferroviário, enquanto que o transporte marítimo do carvão se faz em geral por navios graneleiros.

O custo de transporte do carvão é um fator determinante para assegurar a competitividade do combustível. O custo por unidade de energia transportada é em geral superior ao custo de transporte dos derivados de petróleo, a vantagem comparativa petróleo/carvão, portanto, deve depender da distância do mercado consumidor.

A ampliação da capacidade instalada de carvão mineral obrigatoriamente requererá uma correspondente ampliação das capacidades do sistema de transportes, cuja evolução intertemporal depende de programas de expansão e de novos investimentos no setor.

No Brasil, a logística de transporte na atividade carbonífera mostra a importância dos modais rodoviário e ferroviário no escoamento da produção até o pátio das térmicas. Não menos importante, entre as unidades de mineração e de beneficiamento e as usinas termelétricas, as esteiras e cabos desempenham papel importante no processo logístico.

O mercado carbonífero no país se apresenta concentrado na Região Sul, as minas e as usinas nos três estados produtores mostram boas condições de acesso rodoviário. No caso específico de Santa Catarina a interligação ferroviária se faz por meio da Ferrovia Tereza Cristina. Com 164 quilômetros de extensão, opera na região carbonífera e cerâmica, interligando o Sul do Estado ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em Capivari de Baixo, e ao Porto de Imbituba (ABCM, 2014).

O carvão é o principal produto de escoamento por meio desta ferrovia que em 1996 foi privatizada. Em 1999 Também para atender às necessidades do minério, a empresa criou a Transferro Operadora Multimodal, visando a descarga, a movimentação e o abastecimento de silos. (ABCM, 2014). A Figura 39 apresenta a malha ferroviária catarinense de escoamento.

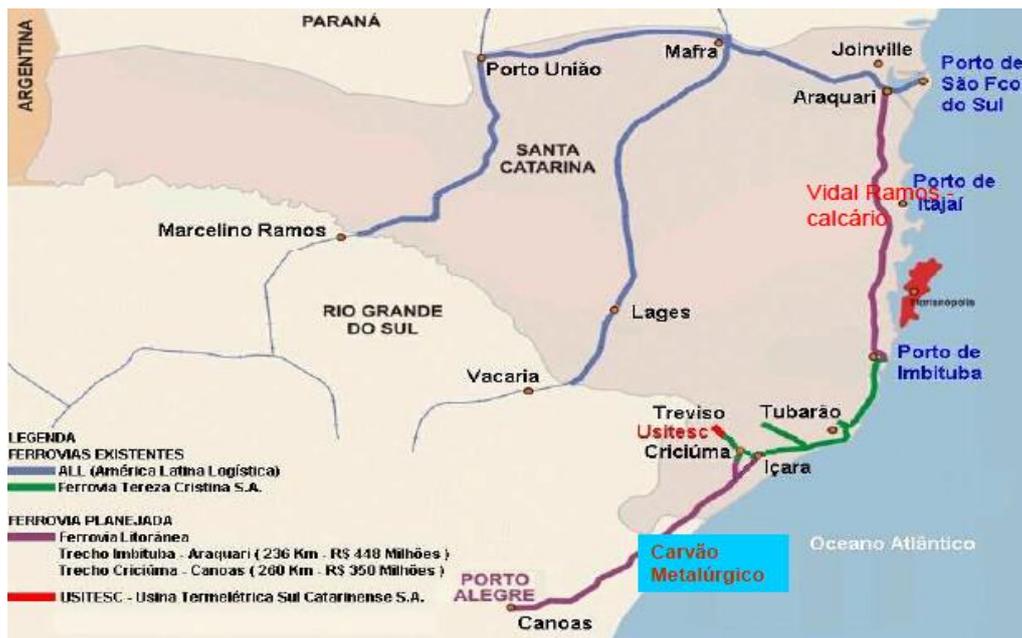


Figura 39 Malha ferroviária utilizada no escoamento do carvão em Santa Catarina

Fonte: ABCM, 2014

No Rio Grande do Sul, as usinas termelétricas se localizam próximas às minas, como no caso do Complexo de Presidente Médici em que o minério extraído da mina da CRM situa-se praticamente junto ao complexo termelétrico e o transporte é realizado por uma correia com 2,3 quilômetros de extensão (Figura 40).



Figura 40 Transporte do carvão – Pátio da Usina Termelétrica – Jorge Lacerda (RS)

Fonte: EPE, 2014

4.4.2 Carvão importado

Dos combustíveis fósseis, o carvão mineral é o mais abundante na natureza e detém grande participação na matriz energética mundial, ficando atrás apenas do petróleo. Neste sentido, o fluxo de comércio de carvão vapor se faz expressivo, segundo o IEA o fluxo atingiu 2.178 milhões de toneladas em 2014 (sendo 1.053 milhões de toneladas exportados e 1.125 milhões de toneladas importados).

As rotas que envolvem tráfego por portos, estão sujeitas a uma limitação dada pela capacidade operacional dos portos. Para o transporte internacional, os navios são mais comumente utilizados, em tamanhos que variam a partir de 40.000 DWT: i) Handysize - 40-45.000 DWT⁵; ii) Panamax - 60-80.000 DWT e iii) Capesize vessels – superior a 80.000 DWT .

No caso brasileiro, o carvão importado utilizado nas usinas térmicas é dependente das condições comerciais. Existem relações de suprimento com a Colômbia devido a questões de aquisições de minas ou parcerias por empresas geradoras. O combustível

⁵ A capacidade da frota mercante é medida em Dead Weight Tonnage (DWT) ou tonelagem de peso morto, que é a medida do peso que o navio está projetado.

neste caso é transportado por navios tipo Panamax de até 80.000 toneladas, compatíveis com o calado do Porto de Itaqui e Pecém de onde seguirá até a térmica através de correia transportadora coberta e estocado, enfim, no terreno da usina em pilhas com capacidade para 30 dias de operação. A Figura 41 ilustra a logística para o carvão importado realizado no Brasil.

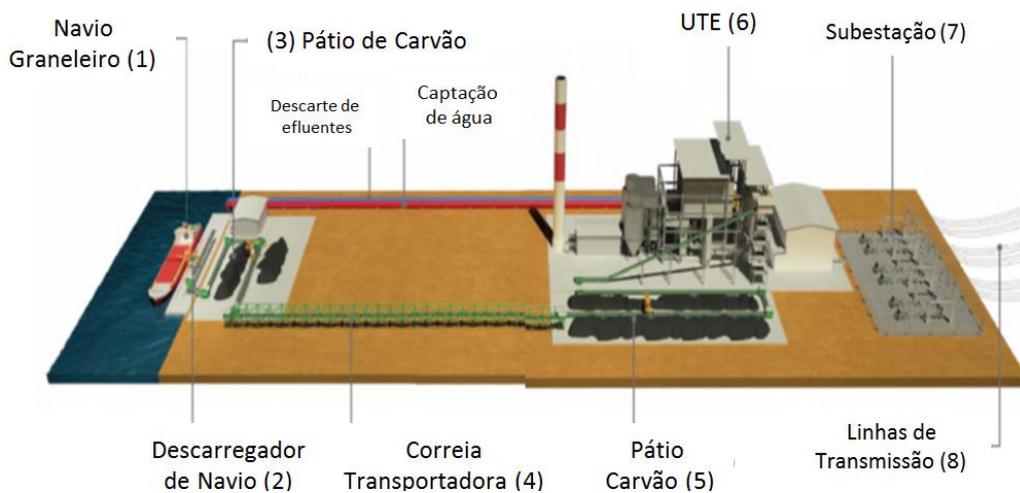


Figura 41 Logística do transporte marítimo do carvão

Fonte: Eneva, 2011

5 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DO CARVÃO NACIONAL EM ENERGIA ELÉTRICA.

O procedimento geral para a queima do carvão em térmicas consiste nos seguintes processos: i) o carvão é levado às usinas e acumulado em pilhas após ser extraído do solo, fragmentado e armazenado; ii) por meio de correias transportadoras, o carvão segue ao setor de preparação de combustível, o que incluiu a trituração preliminar e uma etapa de pulverização nos moinhos; iii) o carvão, na granulometria requerida, é armazenado em silos; vi) dos silos, o carvão é enviado para a sua queima na fornalha da caldeira, sendo ali injetado por meio de queimadores (EPE, 2007). O esquema simplificado de uma planta térmica é apresentado na Figura 42.

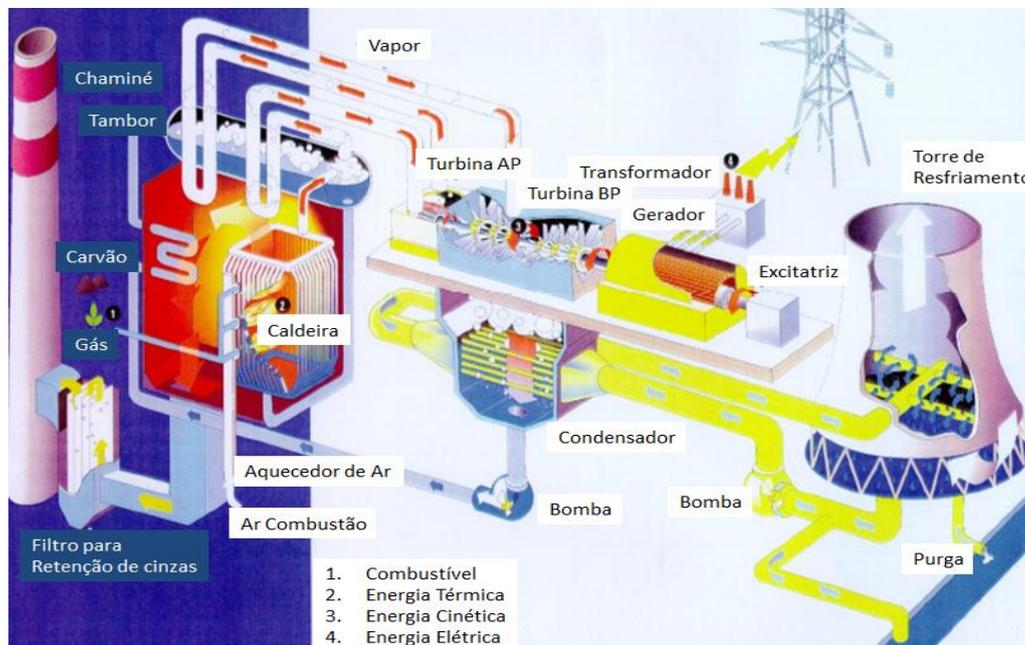


Figura 42 Esquema simplificado de uma planta térmica

Fonte: Tractebel, 2015

A liberação de calor é transferida à água que circula nos tubos que envolvem a fornalha, transformando-a em vapor superaquecido. A turbina é abastecida e movimenta seu eixo. O vapor condensa nas superfícies do tubo do condensador, sendo o calor latente removido utilizando a água de resfriamento de uma fonte fria que é levada ao condensador pelas bombas de circulação. O condensado, logo após as bombas, passa pelo aquecedor de baixa pressão, o desaerador, a bomba de alimentação e os aquecedores de alta pressão, retornando de novo para a caldeira, a fim de fechar o ciclo. O eixo da turbina, acoplado a um gerador, transforma seu movimento giratório em eletricidade que é convertida para a tensão requerida e fornecida aos consumidores por meio das linhas de transmissão (Oliveira, 2009).

5.1 Tecnologias de geração para o mundo e Brasil

O carvão como descrito anteriormente, pode ser utilizado para uma grande variedade de aplicações. Aproximadamente, 41% do carvão produzido é usado para gerar eletricidade (IEA, 2015a). As tecnologias de combustão hoje disponíveis são:

- Combustão de Carvão Pulverizado – PCC
- Combustão em Leito Fluidizado – FBC
 - Combustão em Leito Fluidizado Borbulhante - BFBC
 - Combustão em Leito Fluidizado Circulante - CFBC
 - Combustão em Leito Fluidizado Pressurizado – PFBC
- Ciclo Combinado Integrado com Gaseificação – IGCC
- Sistemas avançados

Essas tecnologias dependendo da utilização de maiores temperaturas e pressões na câmara de combustão permitem o alcance de maiores eficiências e são classificadas conforme apresentado na Tabela 12 em: ciclos sub-críticos, super-críticos e ultra-super-críticos.

Tabela 12 Classificação das tecnologias (temperatura e pressão)

Indicadores	Plantas Sub-Críticas	Plantas Super-críticas	Plantas Ultra-Super-críticas
Pressão (bar)	150-180	245+	260+
Temperatura (°C)	540-565	540 - 570	600+
Status	Iniciando para altos teores de cinza	Iniciando para altos teores de cinza	Apenas para baixos teores de cinza
Eficiência	30 -40%	40 – 46%	48% (futuro 50-55%)

Fonte: ABCM, 2015

Os projetos de plantas super-críticas e ultracríticas estão em estágio avançado no mundo, contudo requerem grandes investimentos para a viabilização. A gaseificação integrada com ciclo combinado se configura como tendência mundial apenas para o longo prazo, assim como a gaseificação *in situ*, neste caso essa tecnologia constitui-se num processo que pode ser adaptável perfeitamente ao tipo de carvão encontrado no país, além de ter múltiplos usos além da geração elétrica (IGCC) como a carboquímica, o uso na siderurgia e poligeração (CGEE, 2012).

As termelétricas a carvão no Brasil, com exceção de Candiota Fase C, são antigas e operam com rendimentos⁶ abaixo de 34%. A adoção de novas tecnologias, como caldeiras supercríticas ou IGCC, podem proporcionar um rendimento acima de 40% com menores índices de emissões. Ademais, com a adoção de tecnologias de limpeza de gases, pode-se equiparar ou mesmo superar os níveis de emissões de combustíveis mais limpos como o gás natural.

Atualmente, esforços em pesquisa estão sendo realizados para assegurar a utilização do carvão mineral em consonância com as restrições ambientais cada vez mais exigentes. Nesse sentido, tecnologias de remoção de impurezas e de combustão eficiente do carvão têm sido pesquisadas e desenvolvidas - *Clean Coal Technologies*. Esses esforços têm se concentrado em: (i) remoção de impurezas antes da combustão; (ii) remoção de poluentes durante o processo de combustão; (iii) remoção de impurezas após a combustão; (iv) conversão em combustíveis líquidos (liquefação) ou gasosos (gaseificação). Esses esforços deverão conduzir a uma diversidade de opções tecnológicas para geração de eletricidade a carvão mineral com alta eficiência e baixas emissões (*High Efficiency Low Emissions - HELE Technology*).

O documento *Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation* (IEA, 2012c) indica que as plantas subcríticas convencionais (tipo mais utilizado em usinas térmicas a carvão mineral, inclusive no Brasil, com eficiência que pode atingir até 38%) continuarão sendo as tecnologias preponderantes na expansão do parque gerador termelétrico mundial no horizonte até 2025. A partir de 2030, segundo a IEA, essa tecnologia perderá participação no conjunto global em detrimento a uma participação maior de tecnologias com maior eficiência e baixa emissão, incluindo avanços para ciclos ultra supercríticos (eficiência superior à 50%) e tecnologias de *Carbon Capture and Storage - CCS* até 2050. A partir de 2050 tecnologias de gaseificação integrada com ciclo combinado - *Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)* tornam-se uma opção tecnológica viável e atraente do ponto de vista ambiental, contudo, ainda dependem de redução dos custos de investimentos para se viabilizarem no longo prazo. Na **Figura 43**

6 A eficiência média de plantas a carvão depende do tipo de ciclo (pressão e temperatura), da tecnologia empregada e da qualidade do combustível. Plantas de carvão pulverizado que operam em ciclo subcrítico podem ter um rendimento térmico abaixo de 30%, quando queimam carvão de baixa qualidade, ou entre 34 e 36%, quando queimam carvão de melhor qualidade. Unidades novas e que operam com equipamentos de controle de emissões podem alcançar até 39% de rendimento térmico. As usinas mais recentes a carvão pulverizado que operam em ciclo supercrítico apresentam rendimento térmico médio entre 42 e 45%.

abaixo estão apresentadas as tecnologias disponíveis e a respectiva estimativa de entrada em operação.

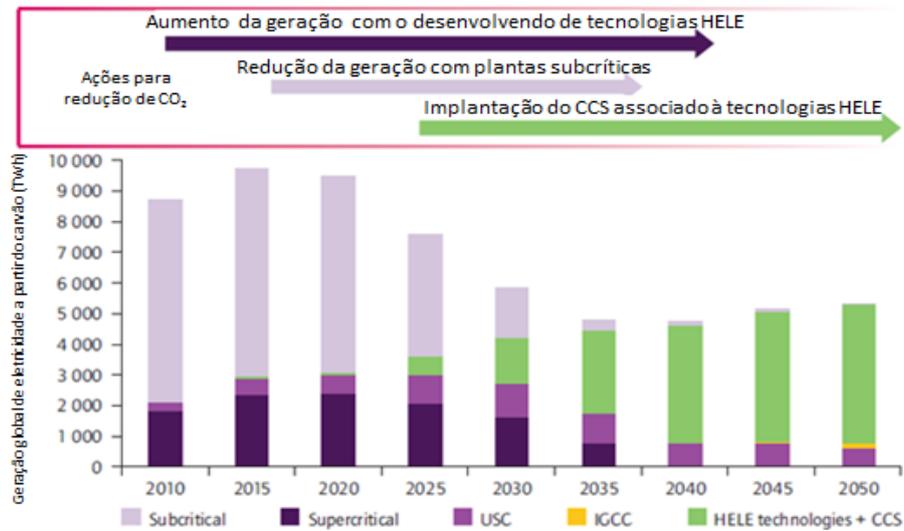


Figura 43 Road Map tecnológico para geração de eletricidade

Fonte: Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation (IEA, 2012c)

5.1.1 Carvão Pulverizado

Sistemas de Combustão Pulverizada de Carvão (PCC - Pulverized Coal Combustion System) é a tecnologia mais utilizada para a combustão de carvão e geração de energia elétrica no mundo, e se baseia em muitas décadas de experiência e aprimoramentos. A tecnologia está muito bem desenvolvida, existindo um grande número de unidades operando no mundo (mais de 90% das unidades em operação).

O carvão depois de beneficiado e pulverizado é admitido na caldeira pneumáticamente com ar de combustão (ar primário) através de uma série de bicos queimadores. É usado ar secundário e em alguns casos, ar terciário. Dependendo do tipo de carvão a temperatura de operação fica na faixa dos 1300 a 1500°C. O tempo médio de permanência do combustível na caldeira é normalmente de 2 a 5 segundos. É utilizada para uma gama grande de carvões, entretanto com restrições à carvões com altos teor de cinzas. Existem variações com referência a posição dos queimadores na caldeira: i) Queimadores de parede de um lado, em um ou mais níveis; ii) queimadores de parede em paredes opostas em um ou mais níveis; iii) Queimadores tangenciais nos cantos ou nas paredes, em um ou mais níveis.

A maioria das caldeiras opera com o chamado “fundo seco”. A maior parte das cinzas é arrastada com os gases de combustão exigindo, portanto sistemas eficientes de limpeza dos gases. Em alguns casos são utilizados ciclones queimadores possibilitando o uso de maior granulometria no carvão. As caldeiras PCC foram desenvolvidas para coincidir com as escalas das turbinas a vapor, que tem saída entre 50 e 1300 MW. A maior parte das unidades em operação é da ordem de 300 MW sendo poucas as grandes, com saídas a partir de uma única caldeira/turbina com mais de 700 MW chegando a 1300 MW.

Nos processos atuais de combustão pulverizada (Figura 44), o carvão é queimado em partículas pulverizadas, aumentando substancialmente a eficiência da combustão e da conversão. A maioria das tecnologias modernas de CP atinge 99% de eficiência na combustão. A eficiência de conversão da energia térmica em energia elétrica pode chegar a 43%, no caso de plantas com ciclo a vapor supercrítico (temperatura típica: 600°C). Ganhos adicionais de eficiência podem ser alcançados, mas atualmente o encarecimento do sistema não os justifica. Todas as usinas brasileiras em operação e em construção usam essa tecnologia em ciclo subcrítico. O carvão pulverizado é considerado uma tecnologia de queima limpa quando complementada por sistemas modernos de controle de NO_x, de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado. Os sistemas de FGD podem ser projetados para utilizar calcário ou amônia como absorventes, possibilitando a remoção de até 96% do enxofre e de até 99,99% do material particulado.

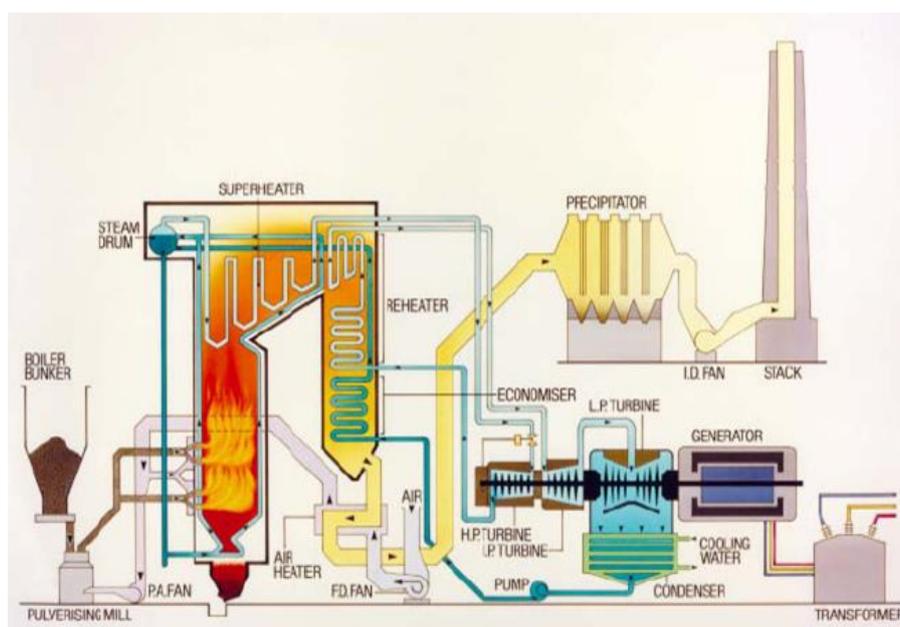


Figura 44 Esquema simplificado de usina a carvão pulverizado

Fonte: Tractebel, 2013

5.1.2 Carvão em Leito Fluidizado

Nesta tecnologia, o ar a alta pressão é soprado através do carvão moído, em torno de 3 mm. As partículas de carvão são arrastadas no ar e formam um leito flutuante chamado “leito fluidizado”. Este leito se comporta como um fluido em ebulição. Processos com esta tecnologia podem queimar uma variedade muito grande de tipos de combustíveis como carvões, biomassa, coque de petróleo, etc. A tecnologia em leito fluidizado é especialmente indicada para minerais de baixa qualidade, como os brasileiros. O inventário de combustível no leito é de apenas 5% sendo o restante basicamente um material inerte, como cinza ou areia, sendo particularmente útil para carvões com alto teor de cinza. A temperatura no FBC é de cerca de 800-900°C (PCC entre 1300- 1500°C), o que ajuda a minimizar a formação de NO_x.

A tecnologia de combustão em leito fluidizado permite a redução de enxofre (até 90%) e de NO_x (70-80%), pelo emprego de partículas calcárias e de temperaturas inferiores ao processo convencional de pulverização. Uma das vantagens em relação à combustão pulverizada convencional é a redução de enxofre sem perdas de eficiência térmica. Outra vantagem dessa tecnologia é que ela pode queimar resíduos e carvões de baixa qualidade, com baixo índice de emissões, sendo, portanto, adequada também a sistemas de incineração. A combustão em leito fluidizado pode ser subdividida em: Sistemas de Combustão em Leito Fluidizado Borbulhante e Sistemas de Combustão em Leito Fluidizado Circulante (SATC, 2014).

Sistemas de Combustão em Leito Fluidizado Borbulhante (BFBC) usam baixa velocidade de fluidização mantendo as partículas num leito com profundidade aproximada de 1 m e uma superfície definida. Em geral areia é utilizada para manter a estabilidade do leito e reduzir o inventário de carbono no leito. O calcário é introduzido no leito com o propósito de absorção de SO₂. As partículas são queimadas de fora para dentro e, portanto reduzem de tamanho sendo elutriadas com os gases de combustão e posteriormente removidas como cinzas. O vapor é gerado em tubulações que são introduzidos no leito e controlam a temperatura do mesmo. Os gases de combustão são normalmente limpos em ciclones e depois passam por trocadores de calor elevando a temperatura do vapor.

No BFBC a pressão atmosférica é utilizada para caldeiras de pequeno porte (cerca de 25 MW) existindo algumas de maior porte. A eficiência obtida com a aplicação deste tipo de tecnologia é de 30%.

Nos Sistemas de Combustão em Leito Fluidizado Circulante –CFBC, ao contrário dos PCCs, podem utilizar combustíveis com baixo teor de matérias voláteis (8-9%) como

coque de petróleo e antracito, com alta conversão de C. Combustíveis com baixo ponto de fusão das cinzas como biomassas também são bem processadas nos CFBCs pelo fato destes operarem a baixa temperatura (800-900°C), bem como combustíveis com alto teor de cinzas (até 70%) pelo fato de exigir baixa concentração de C no leito.

Os CFBCs operam com ar primário em condições quase subestequiométricas reduzindo ainda mais a oxidação do N. O restante do ar de combustão é adicionado na parte superior da câmara para completar a combustão. Cerca de 90% do N presente é convertido a N₂. Estes sistemas utilizam maior velocidade de fluidização, de modo que as partículas são constantemente arrastadas com o fluxo de gases, sendo as partículas de maior tamanho abatidas em ciclone logo após a câmara de combustão, retornando ao leito. Partículas individuais podem reciclar de 10 a 50 vezes, dependendo do seu tamanho. As condições de operação são relativamente uniformes através da câmara de combustão, sendo um pouco mais densa perto do fundo.

Os CFBCs são flexíveis, mas operaram mais eficientemente com o combustível de referência, utilizados para o projeto da unidade.

Nestes sistemas a injeção direta de calcário no leito oferece a possibilidade de remoção do SO₂ sem a necessidade da dessulfuração dos gases de combustão. O projeto deve levar em conta a quantidade e propriedades das cinzas pois apesar de operar a baixa temperatura o que possibilita a manutenção das propriedades originais de muitos componentes minerais, a temperatura na superfície das partículas pode ser de até 200°C acima da temperatura nominal do leito. Os ciclones operam a temperatura próxima a dos gases de combustão (unidades maiores podem exigir vários ciclones para reciclagem).

Devido à recirculação do material do leito, o tempo de residência das partículas é relativamente longo quando comparado com o tempo de residência do gás que pode ser da ordem de décimos de segundos. O teor de carbono no leito é da ordem de 1% sendo o resto do leito formado por areia, cinzas, calcário e sulfato de cálcio. A eficiência de conversão de C é superior a 98% (SATC, 2014).

A potência da maioria das plantas CFBCs em operação à pressão atmosférica fica em torno de 250-300 MW, contudo, existem projetos para unidade maiores de até 600 MWe com vapor supercrítico. Em geral a eficiência térmica das FBC é geralmente pouco mais baixa do que em unidades de mesma escala com tecnologia PCC (3-4%). Com vapor supercrítico chega aos 40%. As principais razões para esta perda de eficiência estão vinculadas a perdas de calor nos ciclones bem como para carvões com alta cinza e com uso de calcário, aumentando muito a perda de calor sensível no resíduo.

Sistemas de Combustão em Leito Fluidizado Pressurizado – PFBC operam geralmente com pressões de 1-1,5 MPa com temperaturas de combustão entre 800-900°C. O vapor é gerado em tubos trocadores de calor convencionais. Esta tecnologia torna-se mais eficiente com ciclo combinado utilizando gás quente em uma turbina a gás. Sendo, portanto, vital o sistema de limpeza do gás.

As turbinas à gás são bastante especiais pois a temperatura do gás está limitada a 900°C. A liberação de calor por unidade de área do leito é muito maior em sistemas pressurizado, logo exige uma altura de leito maior para acomodar a área de troca de calor necessária para controle da temperatura do leito.

O consumo específico dos PFBC é cerca de 10 a 15% menor do que o PCC. O tamanho das unidades de demonstração do PFBC é da ordem de 80 MW, mas unidades industriais são limitadas pela capacidade das turbinas a gás e se situam entre 250 e 360 MW. No que se refere a eficiência térmica, PFBC é geralmente superior a 40% atingindo a cerca de 50%. O esquema de uma usina com tecnologia a leito fluidizado circulante é ilustrado na Figura 45.

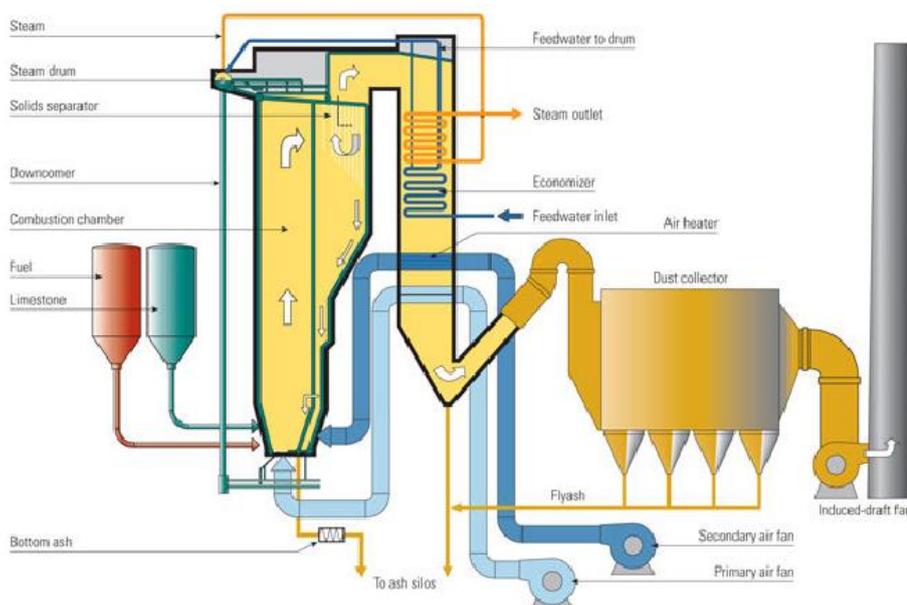


Figura 45 Esquema simplificado de usina a leito fluidizado circulante

Fonte: Tractebel, 2013

5.1.3 Sistemas de ciclo combinado com gaseificação integrada (IGCC)

Como os Sistemas de Combustão em Leito Fluidizado Pressurizado – PFBC, a tecnologia IGCC é relativamente nova e seu principal objetivo foi de tirar vantagem da eficiência do ciclo combinado de combustíveis de baixa qualidade. O IGCC é um processo no qual o combustível é gaseificado com ar enriquecido ou com oxigênio e vapor d'água produzindo um gás combustível: $\text{CO} + \text{H}_2$ e uma fração pequena de CH_4 .

O IGCC usa o ciclo combinado com turbina a gás impulsionada pela combustão do gás de síntese, enquanto os gases de escape da turbina a gás ainda quentes: cerca de 500°C geram, em uma caldeira de recuperação, vapor superaquecido para acionar uma turbina a vapor.

Nesta tecnologia, o maior poder de geração de energia vem da turbina a gás: 60-70% e os três tipos de gaseificadores disponíveis leito fixo, leito fluidizado e leito de arraste. Os de leito fixo utilizam carvão britado; os de leito fluidizado utilizam carvão moído e os de arraste, carvão pulverizado. As plantas de IGCC podem ser configuradas para facilitar a captura de CO_2 , onde o CO é convertido em CO_2 pela reação com vapor d'água, aumentando sua concentração como também a de H_2 no gás de síntese. O CO_2 é então separado para seu seqüestro.

Em todas as plantas IGCC, há a exigência de uma série de trocadores de calor de grande porte, que se tornam os principais componentes. Nestes a deposição de sólidos, incrustações e corrosão podem ocorrer. O resfriamento do gás abaixo de 100°C é necessário para a limpeza convencional, sendo novamente aquecidos antes da combustão na turbina a gás.

As características das cinzas são parâmetros críticos tanto na formação de escória para sua remoção como à possível deposição nos trocadores de calor usados para resfriamento do gás de síntese. Em temperaturas de operação mais baixas como as usadas em reatores de leito fluidizado e de leito fixo, a formação e a deposição de alcatrão podem vir a ser uma dificuldade. As unidades de demonstração tem escalas em torno de 250 MW. A maioria usa oxigênio como agente gaseificante e leito de arraste e leito fluidizado. A força motriz do desenvolvimento é alcançar alta eficiência térmica, juntamente com baixos níveis de emissão.

Enquanto a eficiência média de uma termelétrica convencional a carvão é de 34%, em uma planta IGCC é de 45%, podendo chegar a 52% nas plantas mais modernas. Além disso, as emissões de CO_2 são 35% menores em relação às plantas convencionais, e as de

NO_x se reduzem em cerca de 90%. Atualmente, existe uma quantidade muito pequena de plantas de IGCC no mundo, comparativamente à quantidade de plantas de carvão pulverizado, por serem mais caras e complexas. Existem plantas operando nos Estados Unidos e na Europa, especialmente na Holanda e na Espanha.

Dentre os gaseificadores atualmente em desenvolvimento, o tipo mais adequado para o carvão de alto teor de cinzas é o de leito fluidizado pressurizado sem formação de escória (non-slugging, pressurized fluidized bed). Esta tecnologia de gaseificação de segunda geração está em demonstração no âmbito do Programa Tecnologia do Carvão Limpo do Departamento de Energia dos Estados Unidos (Clean Coal Technology Program – US DOE).

O esquema de gaseificação integrada em ciclo combinado é apresentado na Figura 46.

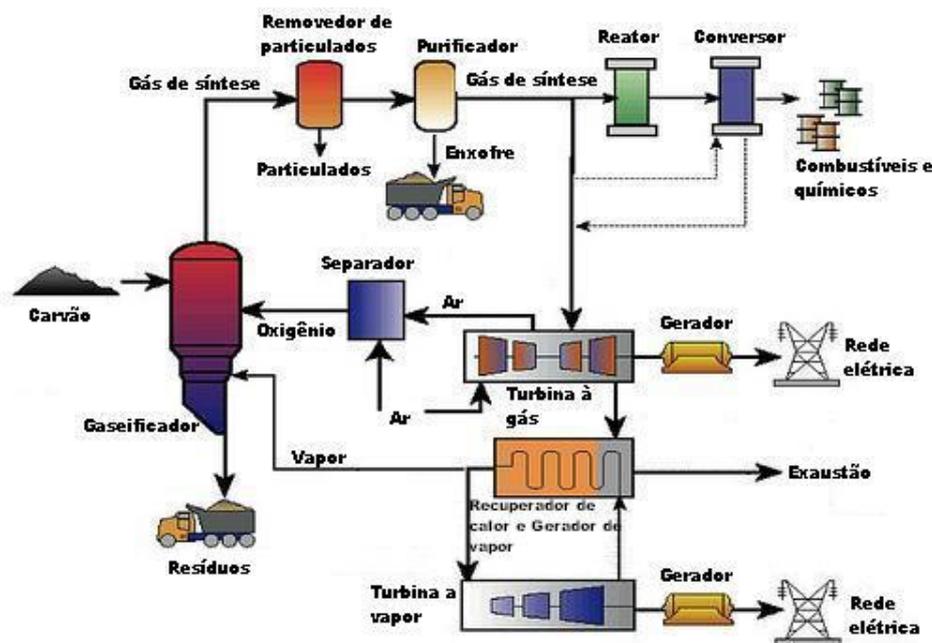


Figura 46 Esquema de um sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado

Fonte: Power-technology.com

A Tabela 13 apresenta um quadro resumo das alternativas tecnológicas em desenvolvimento hoje disponível ou em pesquisa para a geração de energia elétrica a partir das características do carvão nacional. As tecnologias de combustão pulverizada e

leito fluidizado são as que apresentam as melhores perspectivas para aplicação nas futuras termelétricas a carvão nacional.

Tabela 13 Tecnologias de geração termelétrica a carvão

Tecnologia	Situação	Eficiência na conversão
Combustão Pulverizada	C	38-46%
Combustão em Leito Fluidizado		
Pressão atmosférica	C/D	34-37%
Circulação /2	C/D	37-39%
Pressurização /2	D	42-45%
Gaseificação integrada		
Com ciclo combinado	D	45-48%
Com célula combustível	P&D	40-60%
Combustão direta		
Turbina	P&D	35-45%
Diesel	P&D	35-40%
Co-queima (combustão pulverizada)	P&D	38-46%

Situação: C = comercial; D = demonstrado;

P&D = pesquisa e desenvolvimento/1 preços internacionais; /2 vapores sub e supercríticos

Fonte: ABCM, 2014

6 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

6.1 Aspectos operacionais

O carvão mineral como fonte térmica que atua na base do sistema de forma complementar, preenche os requisitos do sistema e oferece confiabilidade à operação elétrica, uma vez que as plantas se localizam próximas ao centro de carga da região Sul (com exceção às plantas que geram à carvão importado) e diminuem os impactos dos riscos hidrológicos inerentes à matriz brasileira, predominantemente hidrelétrica.

Vale ressaltar a importância do desempenho da geração térmica no atual sistema elétrico nacional, pois o carvão mineral principalmente em períodos de baixa hidrologia ou em um ambiente de grande volatilidade nos preços de outros energéticos, ganha importância, como ocorreu no período de alta dos preços do petróleo na década de 1970, em que o carvão constituiu importante alternativa energética para o Brasil, em substituição ao óleo combustível. (Apine, 2011)

As interrupções da geração da usina para a manutenção programada e corretiva de seus equipamentos definem o fator de capacidade máximo, com valores típicos entre 88% e 91% para o parque nacional instalado.

O fator capacidade mínimo é obtido a partir da relação entre a geração mínima obrigatória da usina térmica, seja pelo regime contratual de aquisição do combustível, seja pela necessidade de manutenção da operacionalidade dos equipamentos, e sua potência nominal.

O fator de capacidade (FC) é um parâmetro básico utilizado em avaliações energéticas e econômicas da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Analiticamente, é definido pela relação entre a geração da usina ao longo de um certo período (mês, trimestre ou ano) e sua potência instalada. Em períodos de hidrologia crítica (ou desfavorável), essa relação é denominada fator de capacidade crítico. Quando referida ao período da vida útil da usina, essa relação é denominada fator de capacidade médio, e reflete a esperança de sua geração em longo prazo (EPE, 2012).

Esses fatores, calculados a partir do poder calorífico do energético, da eficiência do processo de transformação, dos custos variáveis de geração (combustível, operação e manutenção), dos fatores de capacidade mínimo e máximo e do custo marginal de operação do sistema hidrotérmico indicam, respectivamente, a geração média esperada ao longo da vida útil da usina e a geração esperada em período de hidrologia crítica ou desfavorável (EPE, 2006)

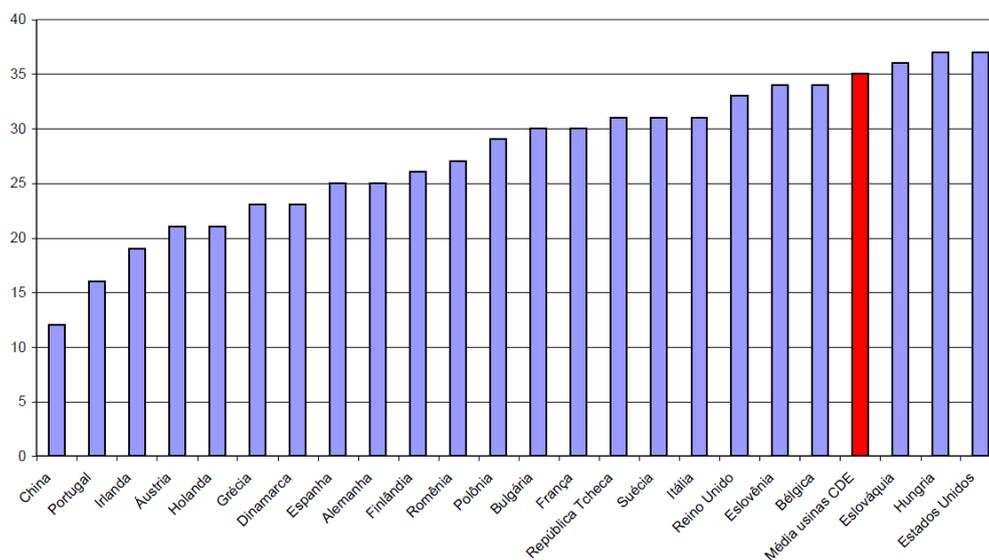
Em regime de complementação, a maior flexibilidade proporcionada por um baixo fator de capacidade mínimo tende a favorecer economicamente as usinas térmicas de ciclo simples. Na Tabela 14 é apresentada os fatores de capacidade médios das termelétricas nacionais em 2014. O fator de capacidade médio da geração a carvão mineral ficou em 66%, superior ao de 2013 (52%), e ao de 2012 (48%).

Com exceção do módulo IV do complexo Jorge Lacerda, todas as usinas têm mais de vinte anos em operação. Ainda assim, o parque instalado operou com um fator de capacidade médio de 66% em 2014, sendo que somente a Usina de Presidente Médici A,B apresentou nível de utilização inferior à média. A Figura 47 mostra a idade das usinas a carvão no mundo.

Tabela 14 Usinas de geração a carvão mineral - dez/2014

Nome	Capacidade (GW)	UF	Operação Inicial	Fator de Capacidade
Porto do Pecém I (Antiga MPX)	0,72	CE	2012/13	77%
Presidente Médici A, B	0,446	RS	1974	13%
Porto do Pecém II	0,365	CE	2013	91%
Jorge Lacerda IV	0,363	SC	1997	76%
Porto do Itaqui (Termomaranhão)	0,36	MA	2013	88%
Candiota III	0,35	RS	2011	64%
Jorge Lacerda III	0,262	SC	1979	58%
Jorge Lacerda I e II	0,232	SC	1965	61%
Outras	0,112	-	-	-
Brasil	3,21	-	-	66%

Fonte: Elaborada a partir dos dados de geração elétrica do MME

**Figura 47** Idade da Frota de Usinas a Carvão

Nota: Usinas incluídas nos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Fonte: Apine, 2011

A eficiência na conversão em usinas com combustíveis fósseis é um indicador determinado pelo poder calorífico superior (PCS) ou poder calorífico inferior (PCI) do combustível utilizado. O cálculo também pode ser pela aferição da geração bruta ou

geração líquida do processo. Assim, pela combinação desses parâmetros, os resultados do cálculo da eficiência assumem valores que muitas vezes não são iguais mas são convergentes. Os conceitos que podemos extrair dependendo da metodologia originam os conceitos de “eficiência de placa”, “eficiência líquida ao PCI”, “eficiência de projeto” e a “eficiência operacional”. (Apine, 2011).

Conceitualmente a eficiência designada como “de placa” é estática e mede a eficiência de uma planta operando na sua melhor condição de desempenho. Já a “eficiência líquida ao PCI” é dado pela geração líquida do poder calorífero inferior. A “eficiência de projeto” é influenciada pela qualidade do combustível, tipo de turbina, temperatura de operação, tipo de sistema de resfriamento do vapor, condições climáticas etc. A eficiência operacional, por sua vez, é definida tomando-se como base a eficiência média anual da planta.

Um importante fator que influencia a eficiência operacional é o regime operacional da usina. Usinas que operam em regime de carga parcial ou em operação de ponta (fora da base) apresentam queda acentuada da eficiência operacional.

A tabela 15, apresenta a eficiência operacional e eficiência de projeto líquida das usinas em comparação com a eficiência líquida média das usinas a carvão de países que dispõe de uma grande frota de usinas termelétricas a carvão.

Tabela 15 Comparação de Eficiência operacional e Eficiência do Projeto de usinas nacionais e mundiais

Usina	PCI (kcal/kg)	Cinzas (%)	Eficiência Operacional	Eficiência do Projeto
Noedyland	6000	12,6	47,0%	47,0%
Candiota III	2800	53,0	36,5%	36,5%
Jorge Lacerda C	3916	40,0	35,8%	36,9%
Majuba	5200	30,0	34,0%	36,0%
Suratgarth	4000	30,0	33,9%	37,1%
Média Europa	nd	nd	33,0%	nd
Média EUA	nd	nd	31,3%	nd
Jorge Lacerda B	3916	40,0	30,4%	31,4%
Jorge Lacerda A2	3916	40,0	29,4%	36,1%
Jorge Lacerda A1	3916	40,0	25,0%	30,6%
Charqueadas	2533	50,0	20,5%	24,5%

Fonte: Apine, 2011

6.2 Aspectos econômicos

6.2.1 Custos de Investimento

O custo de investimento em projetos de termelétricas a carvão mineral, como todo empreendimento de geração de energia elétrica, inclui na sua composição os custos diretos e os indiretos. Os custos diretos se referem basicamente aos custos com terreno, obras civis, equipamentos, montagem e subestação, enquanto que os custos indiretos incluem o custo com o canteiro de obras e custos de administração. Cerca de 70% do custo de investimento em plantas convencionais a vapor, com utilização de carvão como combustível, são custos diretos.

Um fator importante que influencia as estimativas de custo de investimento em termelétricas a carvão é o preço dos insumos (como o aço por exemplo), que pode variar ao longo do horizonte de planejamento, e a demanda do mercado por este tipo de usina. No caso brasileiro, outros aspectos devem ser considerados, tais como o risco cambial (grande parcela dos equipamentos é importada) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco. Vale mencionar que, havendo uma sinalização de cenário promissor de expansão do parque gerador termelétrico utilizando carvão mineral, é possível ocorrer investimentos na expansão do parque industrial que resultem, pelos ganhos de escala, em redução do custo de investimento por kW instalado.

Outro fator que pode impactar os custos de uma termelétrica a carvão mineral também são as restrições ambientais, que podem exigir uma planta com maior eficiência e dispositivos adicionais para controle/redução de emissões de gases poluentes, por exemplo, tecnologias de CCS. Com relação à eficiência, as usinas utilizando ciclos ultra-supercríticos similares a que estão sendo construídas atualmente na Alemanha, com eficiência acima de 43%, têm seus custos acrescidos em cerca de 30%, se comparadas às usinas tradicionais de carvão pulverizado com eficiência de 35% (ABCM, 2014). Os custos de investimento e de O&M das tecnologias de CCS, por sua vez, são incertos, pois dependem de futuros desenvolvimentos e disseminação dessas tecnologias.

Nesse estudo, para a estimativa de custos de geração foram utilizadas as informações das publicações “Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition” (NEA/IEA, 2015) e “Annual Energy Outlook 2013” (EIA, 2013b) assim como documentos de domínio público da ENEVA, ABCM e CERA - Cambridge Energy Research Associates, descritas na Tabela 16.

Para essa estimativa foram considerados os custos definidos para plantas em construção ou planejadas, com entrada em operação até 2015. De maneira geral, os custos

EPC para a maioria das plantas a carvão mineral analisadas, utilizando ciclos supercríticos e ultra supercríticos, oscilaram entre 863 e 3.732 US\$/kW, a grande amplitude observada deve-se às diferentes tecnologias, qualidade dos combustíveis utilizados e utilização ou não de tecnologias CCS.

Tabela 16 Custos de Projetos Termelétricos a Carvão Mineral

País	Tecnologia	Potência (MW)	Eficiência	Custo Invest Total (2013 US\$/kW)
Bélgica	Ultra-supercrítico	750	46	2.448 - 2.807
Alemanha	Hard coal	700	46	1.643 - 2.499
Japão	Ultra-supercrítico	704	41	2.649 - 3.037
Coréia	Pulverizado	766 - 960	41 - 43	1.218 - 1.477
Holanda	Ultra-supercrítico	777 - 1554	46	1.720 - 3.237
Portugal	Pulverizado	605	46 - 51	2.689 - 3.732
EUA	Supercrítico pulverizado	750	43	2.609 - 2.886
China	Ultra-supercrítico	1000	45	863 - 989
África do Sul	Pulverizado	1000	40	2.609 - 2.886

Nota (1): O custo de Investimento inclui a soma do custo EPC e os demais custos pós-operacionais incluindo o financiamento e o descomissionamento da planta.

Fonte: Adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition* (NEA/IEA, 2015).

Estimativas feitas pela CERA para custos de investimento variam entre 1.800 e 4.000 US\$/kW para projetos termelétricos convencionais à carvão mineral, enquanto que as projetos utilizando tecnologia IGCC têm estimativa de custos de investimentos entre 2.500 e 5.800 US\$/kW.

Na Figura 48 são apresentados os custos de investimento com base no valor mínimo, máximo e média dos investimentos publicados em “*Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition*” (NEA/IEA, 2015) e a média dos projetos divulgados no documento “*Annual Energy Outlook 2015*” (EIA, 2015).

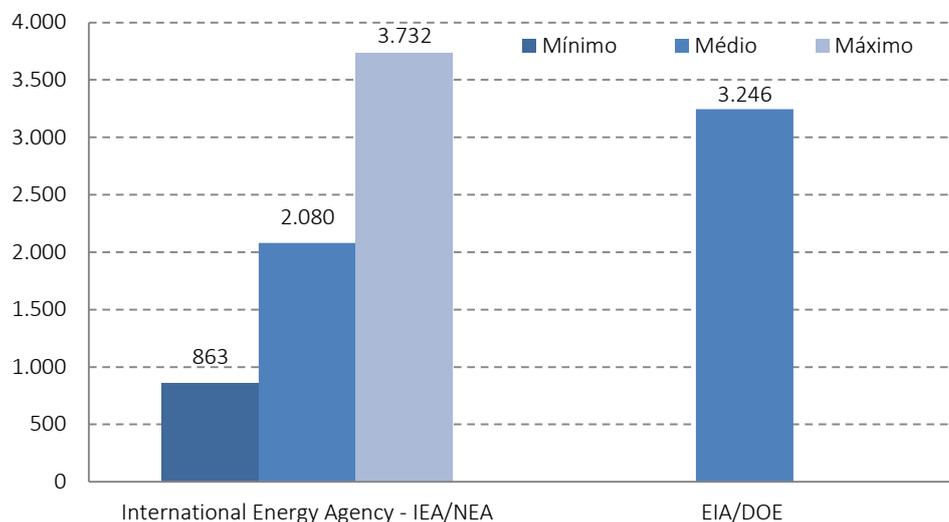


Figura 48 Custo de Investimento US\$/kW- Carvão Mineral

Fonte: Adaptado de Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition (NEA/IEA, 2015).

6.2.2 Custos de O&M

Os custos de operação e manutenção das usinas térmicas são classificados em fixos e variáveis. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes no cálculo dos fatores de capacidade. No entanto, a diversidade de tecnologias associadas à geração térmica a carvão e, principalmente, a heterogeneidade do próprio combustível e das legislações ambientais, acabam por particularizar esses custos, tanto os fixos quanto os variáveis, dificultando a escolha de valores de referência.

Vale ressaltar que os valores descritos são representativos de usinas submetidas a um regime operacional diferente das usinas brasileiras e operam com fator de capacidade elevado, próximo a 80%, o que tende a reduzir os custos de O&M por MWh gerado. Adicionalmente, essas usinas utilizam combustível com menor conteúdo de cinzas e enxofre.

De acordo com os estudos realizados pela IEA/ OECD - 2015 no que diz respeito aos custos de operação e manutenção, a projeção dos especialistas consultados no estudo situam-se em um intervalo entre US\$ 4,07 e US\$ 18,52 / MWh, com média em US\$ 9,66 / MWh. A amplitude desse intervalo é explicada pelas diferenças nos custos entre os países, principalmente nos preços pagos à mão-de-obra, juntamente com os diversos preços pagos pelo combustível. Os custos de investimento representam por volta de 50% do total

requerido na maioria dos casos. Os custos de operação e manutenção requerem aproximadamente 15% do montante total e em combustível são expendidos por volta de 35%. As variações constatadas decorrem das peculiaridades inerentes aos diversos países e mesmo às características tecnológicas das próprias plantas.

Na Tabela 17 observa-se a grande variação de valores, o que dá uma medida dessa dificuldade. Basicamente, os custos de O&M representam produtos químicos, fundidos de moagem, produção de água, gases especiais, material de consumo etc, bem como os custos variáveis associados às revisões programadas das unidades geradoras - o denominado “ciclo de revisões programadas” que cada unidade geradora sofre ciclicamente.

Tabela 17 Dados Internacionais sobre Custos de O&M

País	Tecnologia	Potência (MW)	Custo O&M (2013 US\$/MWh)
Bélgica	Ultra-supercrítico	750	8,00
Alemanha	Hard coal	700	9,14 - 11,07
Japão	Ultra-supercrítico	704	18,52
Coréia	Pulverizado	766 - 960	4,80 - 5,31
Holanda	Ultra-supercrítico	777 - 1554	7,81 - 8,88
Portugal	Pulverizado	605	6,16 - 14,53
EUA	Supercrítico pulverizado	750	11,12
China	Ultra-supercrítico	1000	4,07
África do Sul	Pulverizado	1000	5,41

Fonte: Adaptado de Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition (NEA/IEA, 2015).

De acordo com o relatório “*Annual Energy Outlook 2015*” (EIA, 2015), na indústria de geração de energia elétrica, independente da fonte, os projetos a serem concluídos na próxima década tiveram seus custos estimados aumentados em mais de 50%, e as condições atuais da economia mundial apresentam muitas incertezas no que diz respeito ao comportamento futuro das principais variáveis que impactam os custos de investimentos, por exemplo, disponibilidade e custo das matérias primas e financiamentos (Tabela 18).

Usualmente, a construção de uma usina termelétrica a carvão mineral, varia de 4 a 5 anos, e os maiores aportes financeiros, aproximadamente 60%, ocorrem no segundo e terceiro ano das obras.

Tabela 18 Composição dos Custos de Termelétricas à Carvão Mineral

Itens	% do EPC
Obras civis e instalação	11%
Equipamentos mecânicos e instalação	41%
Equipamentos elétricos e instalação	6%
Projetos indiretos	17%
Taxas e contingências	9%
Custos do proprietário	17%
Custo total do projeto	100%

Fonte: Adaptado de *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants – EIA, 2013a*

6.2.3 Custo de Combustível

O preço do combustível é um dos principais fatores que impactam no custo da energia gerada pelas térmicas, determinado predominantemente pelo poder calorífico (em geral, expresso em kcal/kg ou em BTU/lb) e pelo teor de enxofre. Adicionalmente, o preço do carvão mineral que abastece as usinas é influenciado por diversos fatores como a natureza da mineração⁷ (céu aberto ou subterrânea), o grau de beneficiamento requerido, a distância e o meio de transporte, as quantidades contratadas (economia de escala) e a qualidade do carvão.

Para preços internacionais⁸, a informação se dá em US\$/tonelada FOB⁹ (no porto de origem), exceto para a Europa ARA (portos de Amsterdam, Rotterdam e Antuérpia), Japão e Coreia, cujos preços são CIF¹⁰. As especificações internacionais padronizadas são CIF ARA 6.500 kcal/kg NAR¹¹, 1% de enxofre (máximo) e 16% de cinzas (máximo), Richards

7 No Brasil, as UTE's Pres. Médici, Charqueadas e São Jerônimo, por exemplo, são supridas por carvão de origem de minas a céu aberto, enquanto que as UTE's como Figueira e Jorge Lacerda são atendidas por combustível de origem de minas subterrâneas.

8 Publicação: "Coal Trader International" e "International Coal Report".

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

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

11 Em geral, os preços internacionais são cotados em base GAR (gross as received), exceto para a Europa ARA, Japão e Coreia e, para o carvão procedente de Richards Bay, cotados em base NAR (net as received).

Bay FOB (África do Sul) 6.000 kcal/kg NAR, 1% de enxofre e 16% de cinzas e Newcastle FOB (Austrália) 6.300 kcal/kg GAR, 0,8% de enxofre e 13% de cinzas (PNE 2030). A Figura 49 a seguir, mostra a evolução histórica dos preços internacionais e a evolução do preço médio do carvão nacional (BEN, 2015).

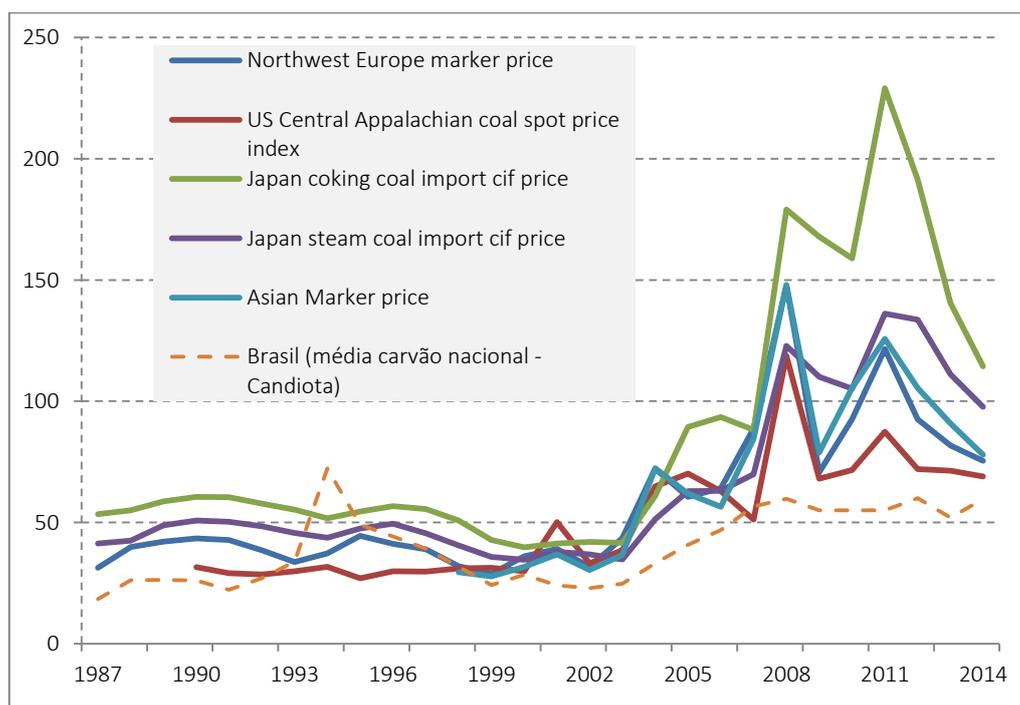


Figura 49 Evolução dos preços nacionais e internacionais do carvão vapor (US\$/t)

Fonte: BP, 2015 e Balanço Energético Nacional– BEN, 2015. Elaboração EPE (DEA/SEE).

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

Atualmente com a volatilidade do preço do petróleo, maior penetração do gás não convencional nos EUA, a queda da demanda chinesa por commodities provocando uma queda generalizada dos preços de matérias-primas proporcionaram uma queda geral dos preços internacionais do carvão.

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

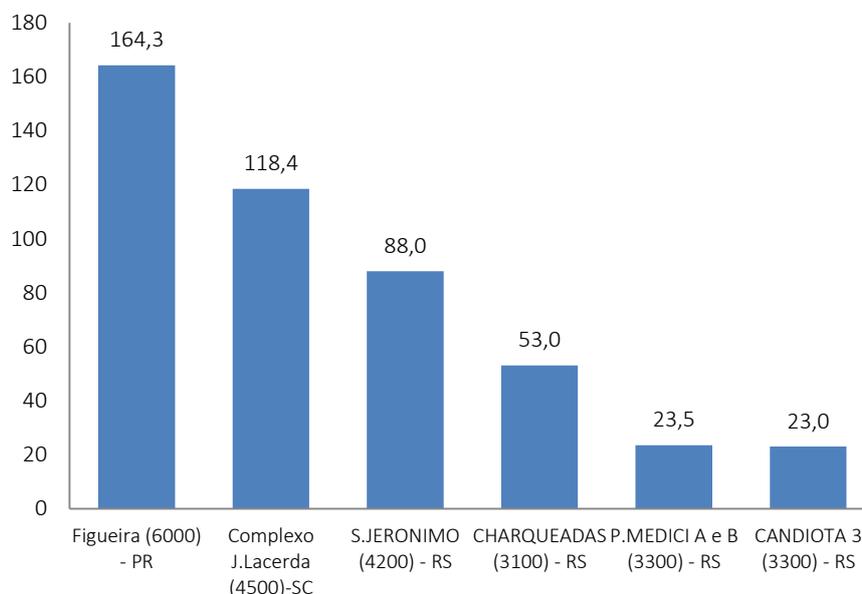


Figura 50 Preços de carvão vapor praticados no Brasil, por usina (US\$/t)

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da Eletrobras, 2014.

No país, o preço do insumo nacional está atrelado ao tipo de jazida a ser lavrada. No caso de carvão a céu aberto com baixa cobertura, como a jazida de Candiota (RS), o preço atual é da ordem de R\$ 50,00 a tonelada de carvão bruto com poder calorífico entre 3.100 e 3.500 kcal/kg, enquanto para jazidas com mineração subterrânea, como as localizadas em Santa Catarina, o valor situa-se na faixa entre R\$ 60,00 e R\$ 80,00 a tonelada de carvão bruto. Para carvões com poder calorífico superior a 4.500 kcal/kg o preço atinge patamares superiores a R\$ 200,00 a tonelada para carvões beneficiados (ELETROBRAS, 2014). A Figura 50 apresenta os preços de carvão praticados no Brasil, conforme valores de referência para o reembolso da Conta de Desenvolvimento Econômico (CDE).

6.2.4 Custo Nivelado

Mundialmente a metodologia mais adequada utilizada para avaliação e comparação da competitividade econômica de diferentes tecnologias de geração elétrica é aquela que calcula o custo nivelado da eletricidade (LCOE – Levelised Cost of Electricity).

O cálculo do custo nivelado de eletricidade é realizado dividindo-se a soma de todos os custos incorridos com a usina ao longo de sua vida útil (combustível, O&M e investimento), descontado a valor presente, pela quantidade de eletricidade produzida ajustada pelo valor econômico ao longo do tempo. O custo nivelado estabelece-se que a receita obtida com a produção de eletricidade ao longo da vida útil da usina descontada a valor presente, deve ser igual a todos os custos incorridos com a usina desde sua construção até seu descomissionamento (Santos, 2014). Os parâmetros utilizados para o cálculo do LCOE estão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 Parâmetros para Cálculo do Custo Nivelado da Geração à Carvão

Parâmetros	Carvão nacional	Carvão importado
Custo de Investimento (US\$/kW)	2000 -5000	2500 – 4.500
Custo de O&M (US\$/MWh)	44	35
Custo do combustível (US\$/MWh)	30 -50	90
Vida útil (anos)	40	40
Tempo de construção (%)	4	4
Eficiência (%)	33	35 - 40
Potência da planta (MW)	Até 500	Até 500
Fator de Capacidade Médio(%)	60 -75	65 -80
Taxa de desconto (%)	8	8

Fonte: Elaboração EPE

A Figura 51 apresenta o custo nivelado estimado baseado nas referências internacionais Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition (NEA/IEA, 2015) e Annual Energy Outlook 2015 (EIA/DOE, 2015) e nos parâmetros apresentados na Figura 51.

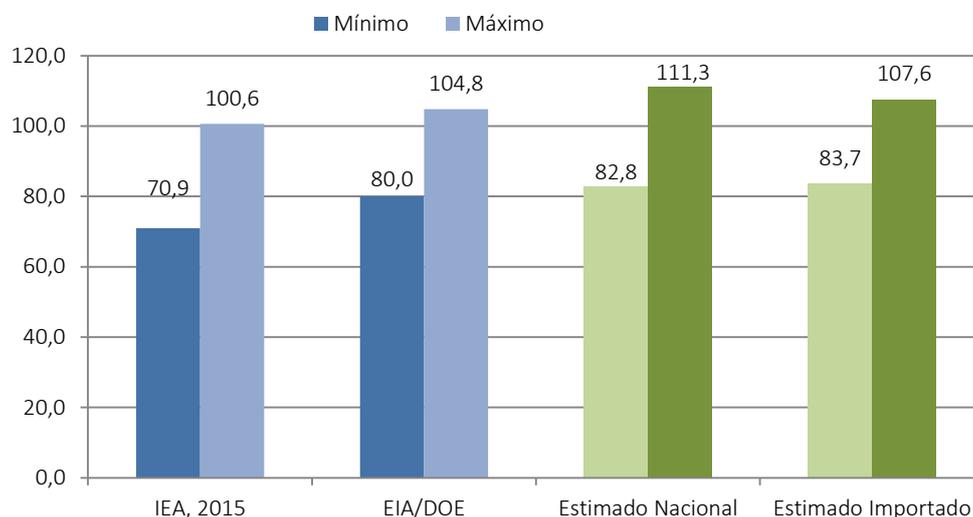


Figura 51 Custo Nivelado de capital – LCOE (US\$/MWh)

7 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

7.1 Considerações iniciais

Ainda que atualmente a tendência mundial seja de aumento da participação de fontes renováveis de energia, o carvão mineral continua a se destacar como a principal fonte mundial de energia elétrica. O caso brasileiro é bastante diferente, já que aqui a participação de renováveis é elevada e o carvão mineral é adotado como fonte complementar, com pequena participação na matriz elétrica.

Apesar dos esforços para manter a matriz elétrica predominantemente baseada em fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa e assim minimizar as consequências das mudanças climáticas, as características técnicas das novas hidrelétricas e das fontes renováveis intermitentes como a eólica e a solar não permitem que o planejamento setorial renuncie às opções termelétricas de fontes não renováveis. Neste sentido, o carvão mineral, por apresentar custo competitivo e características que agregam confiabilidade ao SIN, além de atualmente apresentar tecnologias de menor impacto ambiental, tem sido uma opção viável para a geração de energia.

A eletricidade gerada por carvão mineral no Brasil é realizada em duas possíveis configurações, a depender da origem do combustível. Caso o combustível seja o carvão

nacional, que apresenta baixa qualidade, a geração de energia é geralmente realizada nas chamadas “usinas boca de mina”, com maior relevância na região sul do país, onde se concentram as reservas brasileiras. Já caso seja adotado o carvão importado, de melhor qualidade, as usinas são de modo geral implantadas junto a terminais portuários.

A mineração de carvão no Brasil é predominante, mas não exclusiva, para fins de geração de energia elétrica e, assim, os impactos desta atividade também não devem ser considerados decorrentes apenas da geração termelétrica.

Por fim, há que se considerar que não existe geração de energia sem impactos socioambientais. A escolha da melhor solução passa por pesar os custos, benefícios e impactos socioambientais. Adicionalmente, cada empreendimento é submetido ao licenciamento ambiental, no qual são avaliados se os impactos socioambientais gerados pela atividade estão em níveis aceitáveis e de acordo com a legislação vigente.

7.2 Benefícios

As usinas termelétricas a carvão mineral são largamente empregadas em todo o mundo e apresentam características técnicas, como alto fator de capacidade, que trazem ganhos de confiabilidade ao sistema elétrico. Além disso, o carvão mineral apresenta vantagem sobre os demais tipos de combustível devido ao menor de risco de variações de preço e interrupção de suprimento, aspectos que conferem maior segurança energética ao país.

O setor tem investido na busca da eficiência e redução dos seus impactos ambientais com o desenvolvimento das chamadas tecnologia limpas do carvão (*clean coal technologies*). Ressalta-se a significativa redução de emissões de poluentes atmosféricos com o uso de equipamentos de abatimento de emissões e o ganho de eficiência com caldeiras em leito fluidizado; e também o desenvolvimento de tecnologias para captura e armazenamento de carbono para redução das emissões de gases de efeito estufa, no caso, CO₂.

As usinas termelétricas a carvão mineral, apesar de terem a localização condicionada à disponibilidade e transporte do combustível, ainda possuem certa flexibilidade locacional. Isso permite implantá-las em locais menos sensíveis sob a ótica socioambiental e/ou em áreas próximas aos centros de carga.

Cabe destacar ainda que usinas termelétricas necessitam de áreas relativamente pequenas, inferiores quando comparado a outras fontes de energia, fato que associado à

flexibilidade locacional evita conflitos pelo uso do solo e possibilita a seleção de locais com menor sensibilidade socioambiental para implantação.

No sul do país a cadeia produtiva do carvão mineral, que envolve as etapas de mineração, beneficiamento e transporte, tem grande importância para a economia local. Esta representa importante fonte de empregos diretos e indiretos e de arrecadação de tributos.

7.3 Principais impactos e medidas de mitigação

Nesta seção são discutidos os impactos negativos e positivos associados à produção de energia elétrica a partir do carvão mineral e as principais medidas para mitigar, prevenir ou compensá-los. Além disso, são apresentadas as principais tecnologias para controle das emissões de poluentes atmosféricos e uma breve discussão sobre os impactos causados ao longo da cadeia energética do combustível.

7.3.1 Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

Os impactos socioambientais discutidos nesta seção referem-se a qualquer alteração das propriedades físicas, químicas ou biológicas do meio ambiente, resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetem, negativamente ou positivamente, a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; os aspectos estéticos e do relevo; e a qualidade dos recursos ambientais (CONAMA, 1986).

Cabe destacar, no entanto, que nesta seção são discutidos apenas os principais impactos relacionados à atividade de geração de energia, aqui delimitada pelas as fases de construção, operação e desativação da usina. Neste exercício, procurou-se dar maior atenção àqueles impactos mais significativos e típicos da fonte de geração em questão. Assim, impactos de menor significância ou que dependem sobremaneira de especificidades de determinados projetos não são abordados. Impactos relacionados à cadeia do combustível são discutidos no item 7.3.3.

A análise foi direcionada por temas considerados relevantes na implantação e operação dos projetos de usinas termelétricas a carvão, quais sejam: 1) Uso e ocupação do solo; 2) Recursos hídricos; 3) Emissões de poluentes atmosféricos; 4) Emissões de gases

de efeito estufa (GEE); 5) Produção de resíduos sólidos 6) Produção de efluentes líquidos; 7) População; 8) Empregos; e 9) Receitas.

No que diz respeito ao uso e ocupação do solo, a implantação de usina termelétrica gera principalmente alteração da paisagem, alteração do uso do solo e interferência na fauna e flora. Por ocupar área relativamente pequena, não se espera que esses impactos sejam de elevada magnitude desde que se realize planejamento adequado de seleção de sítio, considerando aspectos como plano diretor municipal, dispersão de poluentes atmosféricos e busca por áreas já antropizadas. As medidas geralmente adotadas para mitigar esses impactos são a busca por soluções arquitetônicas que minimizem o impacto visual, o reflorestamento ou restauração ecológica, quando cabível, e o monitoramento do ecossistema durante a construção e operação da usina.

O tema recursos hídricos é importante para as usinas termelétricas porque, dependendo da tecnologia de resfriamento adotada, pode haver consumo expressivo de água, o que impacta na disponibilidade hídrica para outros usos. O consumo de água pode ser minimizado em usinas termelétricas por meio de tecnologias de resfriamento de baixo consumo de água, redução de desperdícios e reuso de água. Cabe destacar, entretanto, que o uso da água é sujeito à outorga, que tem como objetivo garantir os direitos de acesso aos recursos hídricos pela população e os diversos usos. Desta forma, o nível de investimento em soluções que minimizem o consumo de água depende das condições de disponibilidade hídrica local. Portanto, caso a usina seja instalada em áreas de baixa disponibilidade hídrica, será imperativo o uso de tecnologias de resfriamento de baixo consumo de água, sob pena de não se obter a outorga.

Uma das principais preocupações em relação aos impactos da geração termelétrica reside na emissão de poluentes atmosféricos. Para termelétricas a carvão destacam-se as emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x) e material particulado (MP). Essas emissões geram alteração da qualidade do ar, efeitos na saúde da população local e acidificação da água das chuvas (SO_x e NO_x). Para mitigar esses efeitos deve-se realizar a escolha de sítio que favoreça a dispersão atmosférica, utilizar equipamentos que reduzam as emissões (como queimadores de baixa emissão de NO_x , dessulfurizadores, precipitador eletroestático), construir chaminés adequadas para a dispersão dos poluentes e, como medida de controle, monitorar as emissões. Ressalta-se que, devido a sua relevância, o licenciamento exige que seja realizada a modelagem de dispersão dos poluentes emitidos para avaliar preliminarmente como a qualidade do ar na região será afetada e prevenir que as concentrações limite sejam ultrapassadas.

A combustão também gera emissão de gases de efeito estufa, principalmente o CO_2 , contribuindo para o aumento da concentração desse gás na atmosfera e,

consequentemente, para as mudanças climáticas globais. Para minimizar as emissões de CO₂, deve-se priorizar o emprego de equipamentos mais eficientes, que proporcionam menor consumo de combustível e, quando viável, utilizar equipamento de captura e armazenamento de carbono (CCS). Como medida de controle deve-se realizar o monitoramento dessas emissões e realizar o inventário de GEE.

Dentre as termelétricas, as usinas a carvão são as que produzem maior quantidade de resíduos sólidos. Incluem cinzas leves ou secas, pesadas ou úmidas e lama do sistema de dessulfurização de gases, quando esse é utilizado. Sedimentos do sistema de tratamento de efluentes líquidos e eventuais resíduos na preparação dos combustíveis compõem os resíduos sólidos em menor escala (MEDEIROS, 2003). Esses resíduos podem causar alteração da qualidade do solo e cursos d'água. Para mitigar esses efeitos deve-se fazer gerenciamento dos resíduos sólidos, realizar tratamento e destinação adequados e priorizar, sempre que possível, o reaproveitamento e realizar monitoramento.

Outro ponto a ser observado é a geração de efluentes líquidos, que no caso de termelétricas são representados pela água de processo e pelo esgoto sanitário. A água de processo, principal descarga, corresponde às purgas do sistema de resfriamento e arrefecimento/purgas de caldeiras, entre outros. O lançamento da água de processo e esgoto sanitário sem o devido tratamento podem causar alteração da qualidade do solo e de cursos d'água com interferência na biota aquática. De forma a mitigar esses impactos, estes efluentes devem ser tratados e dispostos adequadamente, respeitando-se os limites impostos pelos padrões de lançamento previstos na legislação ambiental. Além disso, deve-se monitorar os efluentes lançados e a qualidade da água do corpo hídrico receptor.

Sob a ótica socioeconômica, os principais impactos estão relacionados à atração de população durante a fase de construção, haja vista a grande quantidade de trabalhadores necessários para a obra. Dependendo da localização da usina, essa chegada repentina de grande contingente de pessoas pode causar interferência na infraestrutura local (trânsito, serviços), na demanda por equipamentos e serviços públicos (hospitais, escolas, etc.) e nos modos de vida da população. Para minimizar os efeitos negativos dessa interferência deve-se priorizar a capacitação e contratação de mão de obra local, de forma a reduzir a atração de população, e redimensionar os equipamentos e serviços públicos de forma a atender a demanda.

Devem-se destacar também os impactos positivos. Durante a implantação do empreendimento, há geração de grande quantidade de empregos temporários. Já na fase de operação, é necessário efetivo menor, mas permanente. Para minimizar os impactos negativos decorrentes da atração de população para as regiões de implantação dos empreendimentos, deve-se priorizar a capacitação e contratação de mão de obra local.

Por último, mas não menos importante, a implantação de empreendimento desse tipo gera benefícios econômicos na região, tais como aumento na arrecadação de tributos e incremento na economia local. Para potencializar os seus efeitos devem-se adotar ações para fortalecimento da gestão pública e de fomento das atividades econômicas locais.

Os principais impactos e medidas mitigadoras encontram-se sintetizados na Tabela 20 a seguir.

Tabela 20 Principais impactos na geração termelétrica a Carvão

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Uso e ocupação do solo	Alteração da paisagem; Alteração do uso do solo; Interferência na flora e fauna;	C/O	Planejamento adequado de seleção de sítio; Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual; Monitoramento do ecossistema;
Recursos hídricos	Redução da disponibilidade hídrica;	C/O	Otimizar o uso de água e evitar desperdício; Empregar sistemas de água de resfriamento eficientes e com de baixo consumo de água; Priorizar o reuso de água;
Emissão de poluentes atmosféricos	Alteração da qualidade do ar; Efeitos na saúde da população local (MP, NO _x e SO _x); Acidificação da água das chuvas (NO _x e SO _x);	O	Escolha de sítio que favoreça a dispersão atmosférica de poluentes; Realizar modelagem de dispersão de poluentes atmosféricos; Monitoramento das emissões; Emprego de equipamentos de abatimento emissões conforme tipo de poluente (como queimadores Low NO _x , dessulfurizador, precipitador eletroestático) Dispersão em chaminés adequadas;
Emissões de gases de efeito estufa	Aumento da concentração de GEE na atmosfera - Aquecimento Global	O	Monitoramento das emissões; Emprego de equipamentos mais eficientes; Realizar de inventário de GEE; Emprego de equipamento de captura e armazenamento de carbono (CCS).

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Produção de resíduos sólidos	Alteração da qualidade do solo e cursos d'água	C/O/PO	Gerenciamento dos resíduos sólidos; Tratamento e destinação adequados; Priorizar, sempre que possível, o reaproveitamento; Monitoramento
Produção de efluentes líquidos	Alteração da qualidade do solo e cursos d'água; Interferência na fauna e flora aquática;	O	Realizar o tratamento adequado dos efluentes líquidos; Monitoramento dos efluentes líquidos e do corpo hídrico receptor;
População	Interferência na infraestrutura local (trânsito, serviços); Interferência/perturbação da população (modo de vida, trânsito, serviços públicos, etc);	C/O	Contratação e capacitação de mão de obra local; Adequação da infraestrutura local; Redimensionamento dos equipamentos e serviços sociais
Empregos	Geração de empregos temporários durante as obras (positivo); Geração de empregos permanentes durante a operação da usina (positivo); Perda dos postos de trabalho temporários após as obras e permanentes após a desativação da usina.	C/O/PO	Contratação e capacitação de mão de obra local;
Receita	Aumento na arrecadação de tributos (positivo); Incremento na economia local (positivo);	C/O	Ações para fortalecimento da gestão pública; Fomento das atividades econômicas locais.

Fonte: EPE. Legenda: C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação.

7.3.2 Tecnologias de abatimento de emissões atmosféricas:

A remoção ou redução de poluentes atmosféricos produzidos pelo setor energético inclui tecnologias que podem agir na pré-combustão, combustão ou pós-combustão. A tecnologia empregada depende das exigências legais, do combustível utilizado e do processo de geração de energia.

As emissões provenientes da combustão do carvão dependem da classificação e composição deste, do tipo e tamanho da caldeira, das condições de queima, da carga, do tipo de tecnologias de controle e do nível manutenção de equipamentos. Os poluentes mais significantes da combustão do carvão mineral são material particulado (MP), óxidos de enxofre (SO_x), e óxidos de nitrogênio (NO_x) (USEPA, 1995). Além disso, outros gases poluentes são emitidos, porém em concentrações que não são significativas para comprometer a qualidade do ar da região.

A redução da emissão de poluentes atmosféricos na pré-combustão inclui a seleção de combustível com baixos teores de impurezas ou então o beneficiamento. No beneficiamento utilizam-se tecnologias para separação dessas impurezas aumentando a qualidade do combustível. Um exemplo é a lavagem do carvão, no qual se separa as impurezas por diferença de densidade, o carvão flutua e as impurezas afundam sendo removidas (Figura 52). Outra alternativa é a jigagem a seco que utiliza o mesmo princípio de separação por diferença de densidade. Neste caso é insuflado ar para separação das impurezas (Figura 53).

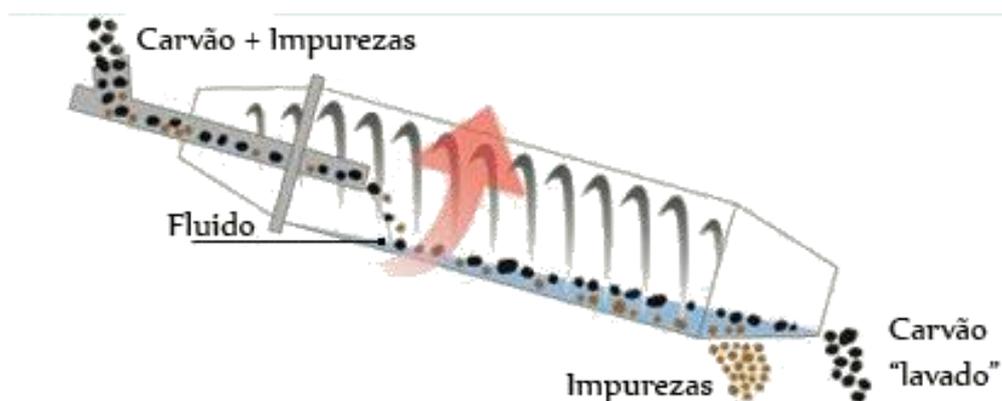


Figura 52 Ilustração do processo de lavagem do carvão

Fonte: BBC, 2005

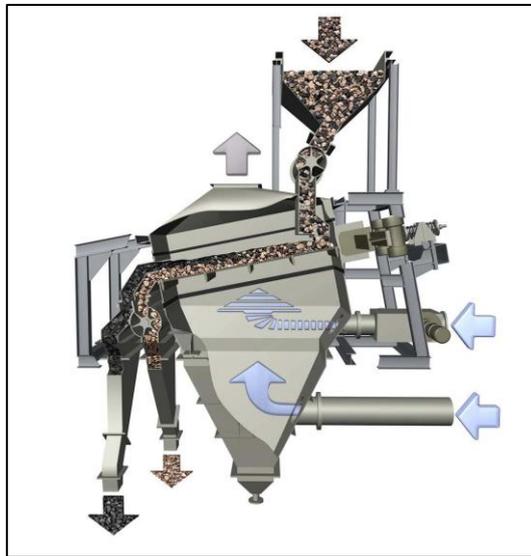


Figura 53 Ilustração do processo de jigagem a ar.

Fonte: Allmineral, 2016.

A redução das emissões na combustão envolve a escolha da tecnologia da caldeira, método de combustão e condições operacionais mais adequados para os poluentes envolvidos. Caso as medidas na pré-combustão e na combustão não sejam possíveis ou não reduzam o nível de emissões de forma a atender as exigências legais, utiliza-se tecnologias de pós-combustão. As tecnologias mais aplicadas por poluente se encontram descritos a seguir.

7.3.3 Material particulado (MP)

As emissões de MP são proporcionais ao teor de cinzas do carvão mineral, que no caso do carvão brasileiro é alto.

As emissões de MP podem ser minimizadas empregando boas práticas de combustão e projeto. O controle de pós-combustão pode ser realizado das seguintes maneiras:

- **Precipitador eletrostático:** Os precipitadores eletrostáticos extraem o material particulado oriundo dos gases de combustão através do processo de ionização. Neste, as partículas de cinza são carregadas eletrostaticamente com carga negativa e são, assim, atraídas por placas coletoras carregadas positivamente. A remoção das partículas aderidas às placas se dá a partir de um sistema mecânico de batimento (Figura 54).

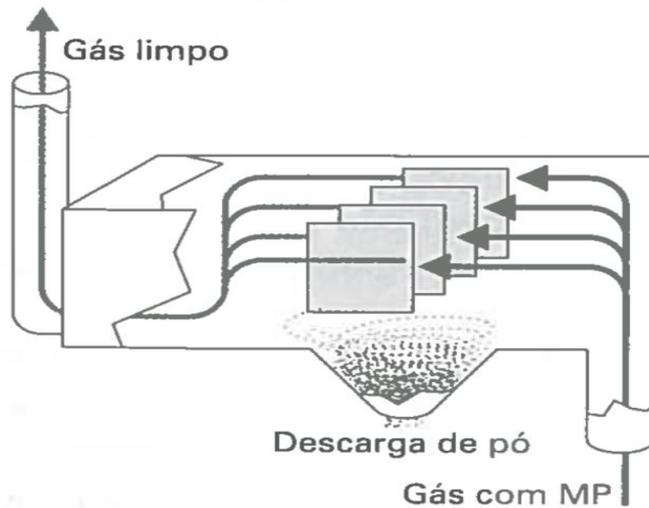


Figura 54 Ilustração esquemática de precipitador eletrostático.

Fonte: Braga et al.,2005

- **Filtro de mangas:** No filtro de mangas, os gases de combustão contendo partículas de cinza leve são forçados a passar do exterior para o interior das mangas, que são elementos filtrantes que podem ser confeccionados de diversos materiais, como algodão, Nylon, Poliéster, fibra de vidro, entre outros. Assim, o material particulado fica depositado em sua superfície externa. Os gases filtrados deixam o filtro através de um duto coletor e seguem para a chaminé para serem liberados para a atmosfera. Em tempos regulares é necessário fazer a remoção do particulado retido na parte externa das mangas (Figura 55).

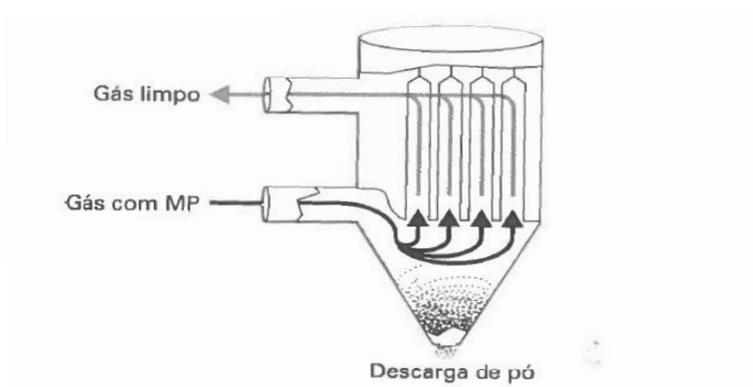


Figura 55 Ilustração esquemática de filtro de manga

Fonte: Braga et al.,2005.

- **Lavador úmido de gases:** O equipamento promove o contato dos gases exaustos com o líquido (geralmente água) que irá absorver o poluente. O contato do meio líquido com o efluente gasoso pode ser realizado de diferentes maneiras, tais como bandejas, venturi¹², entre outros (**Figura 56**).

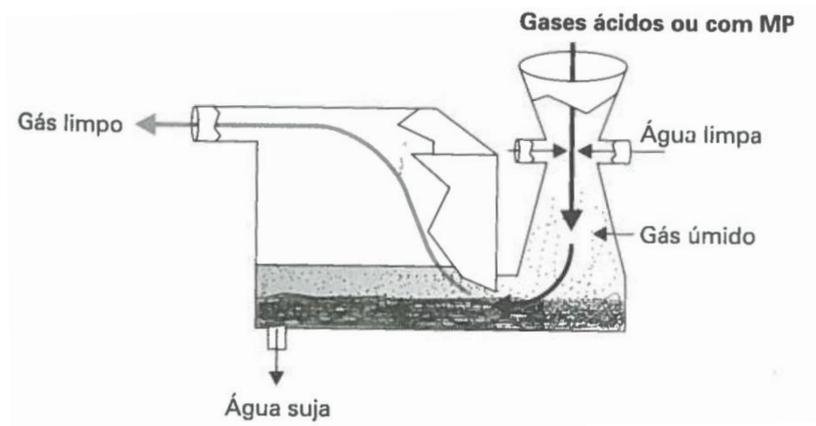


Figura 56 Representação esquemática de lavador úmido de gases

Fonte: Braga et al., 2005.

- **Ciclone:** Nos ciclones o efluente gasoso entra pelo equipamento tangencialmente, promovendo o impacto das partículas com as paredes, desta forma o material particulado perde velocidade e cai para a parte inferior do equipamento, onde é coletado. Separadores tipo ciclone podem ser instalados isoladamente, em série, ou agrupados (multiciclone). Os ciclones podem ser utilizados com pré-coletor a montante de um precipitador eletroestático, filtro de mangas, ou lavador úmido, para redução de cargas de partículas (Figura 57).

¹² Duto uniforme com estreitamento pontual. Esta condição causa aumento da velocidade do fluxo e redução de pressão no ponto, o que permite o uso para mistura de gases ao fluido.

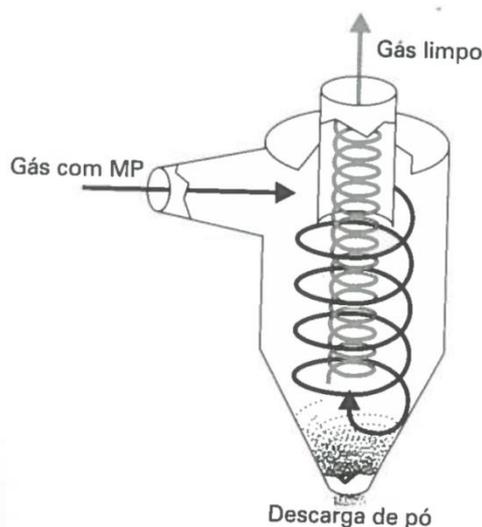


Figura 57 Ciclones

Fonte: Braga et al., 2005.

7.3.4 Óxidos de enxofre (SO_x)

As emissões de SO_x são proporcionais ao teor de enxofre do carvão mineral que no caso brasileiro são altos. Como tecnologia de remoção na pré-combustão para redução do teor de enxofre no carvão (pirita) utilizam-se processos físicos como lavagem ou jigagem já comentados anteriormente.

O abatimento das emissões de SO_x pode ser realizado de diferentes modos, sendo o uso de calcário (CaCO₃) ou cal (CaO) mais frequentemente empregado no contexto brasileiro como reagentes de dessulfurização devido à eficiência e economicidade. Tais substâncias reagem com o SO_x removendo-o da corrente gasosa. Eles podem ser adicionados na combustão, no caso do uso da tecnologia de leito fluidizado na caldeira, ou na pós-combustão, na qual os gases exaustos são enviados para equipamentos dessulfurizadores externos à caldeira.

Nas caldeiras em leito fluidizado a combustão do carvão é realizada em suspensão mantida por uma corrente de ar. O reagente dessulfurizante é adicionado nessa suspensão e remove o SO_x dentro da fornalha. Já em caldeiras de carvão pulverizado é instalado o dessulfurizador que realiza um processo de lavagem que remove SO_x por meio de reações ácidos-bases com calcário ou com cal sob forma de sólidos úmidos pulverizados. O produto da reação com calcário é uma pasta de sulfito de cálcio (CaSO₃) e sulfato de cálcio (CaSO₄), que é um material inerte, estável e, portanto, de fácil remoção.

7.3.5 Óxidos de nitrogênio (NO_x)

O caminho de geração de óxidos de nitrogênio (NO_x) durante a combustão de carvão nas UTEs ocorre, predominantemente pela reação do nitrogênio atmosférico com o oxigênio a altas temperaturas formando o NO_x térmico. Sendo assim, a maioria dos tipos de processo de controle de emissões de NO_x é realizada diretamente na combustão de acordo com a tecnologia da caldeira.

Existem diferentes técnicas para realizar o controle da formação de NO_x durante a combustão. Nas caldeira em leito fluidizado a queima é mais homogênea, logo as temperaturas são mais uniformes e baixas, o que reduz a taxa de formação de NO_x. Para caldeiras de carvão pulverizado utiliza-se principalmente queimadores de baixa emissão de NO_x (Low NO_x burners). Os queimadores de baixa emissão de NO_x (Figura 58) fazem o controle da injeção de ar e combustível de forma a realizar a queima em temperaturas mais baixas. Dependendo da técnica, na chama formam-se zonas que desfavorecem a formação de NO_x.

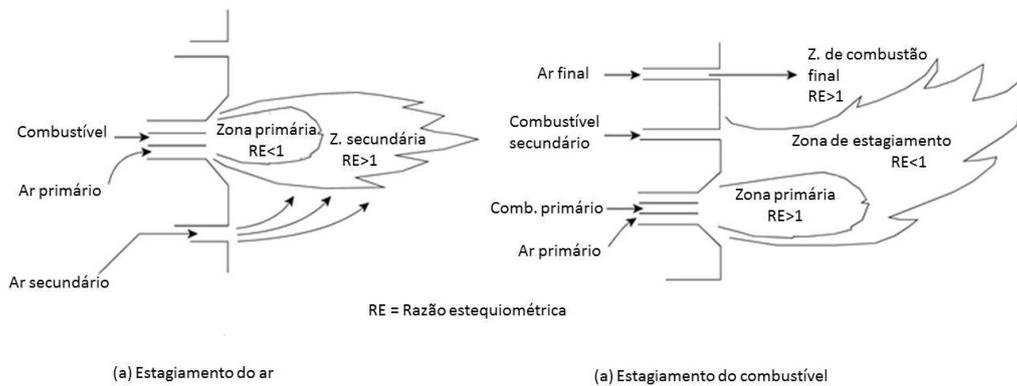


Figura 58 Queimadores de baixa emissão de NO_x

Fonte: Smith (2005)

Também podem ser empregadas tecnologias de pós-combustão, como redução seletiva não catalítica (SNCR) e a redução catalítica seletiva (SCR). Na redução não catalítica (SNCR) é injetado amônia ou uréia nos gases de exaustão para reduzir as emissões de NO_x. Já a redução catalítica (SCR) consiste na injeção de amônia nos gases de exaustão na presença de catalizador para reduzir as emissões de NO_x.

7.3.6 Coqueima

A coqueima consiste na substituição de parte do combustível fóssil utilizado em uma planta de geração de energia elétrica ou industrial, por parte renovável, em geral biomassa. Essa é uma medida efetiva e que pode ser adotada no curto prazo para a redução de emissões atmosféricas, especialmente de CO₂.

Projetos envolvendo coqueima de biomassa encontram-se comumente consorciado ao carvão mineral na indústria siderúrgica e em menor escala na geração de energia elétrica. Pode-se elencar os seguintes benefícios da coqueima:

- Redução das emissões por unidade de energia produzida, não só de CO₂ como de gases poluentes (SO_x, NO_x, entre outros);
- Minimização de desperdícios, especialmente em função do possível uso de resíduos da agricultura com potencial energético; e
- Menor geração de resíduos, já que a produção de cinzas da biomassa é bastante inferior à do carvão.

De modo geral a coqueima é empregada em instalações já existentes que operam com combustíveis sólidos, o que possibilita redução do investimento em instalação. Os custos associados a eventuais adaptações destas unidades (sistemas de alimentação, tratamento de gases, etc.) representam apenas pequena parcela daqueles que seriam necessários à implementação de nova planta, tornando a adoção da coqueima economicamente viável.

Desta forma, a coqueima pode constituir no curto prazo, uma alternativa para países que procuram a redução das suas emissões de GEE e o cumprimento dos acordos internacionais estabelecidos, sem comprometer grandes investimentos. No entanto, ainda existem questões quanto à viabilidade da implementação deste tipo de opção, o que têm condicionado sua efetiva disseminação em escala industrial. As principais questões decorrem de incertezas técnicas, econômicas e ambientais (Baxter e Koppejan, 2004), muitas delas derivadas da falta de experiência e de conhecimentos de toda a temática associada.

As tecnologias de coqueima disponíveis englobam a coqueima direta, coqueima paralela ou coqueima em Sistemas Híbridos, e gaseificação. Em todas as três opções, a utilização da biomassa desloca quantidade equivalente de carvão (em uma base energética), e, conseqüentemente, resulta na direta redução da emissão de CO₂ e SO_x para a atmosfera. A seleção da opção de coqueima depende do tipo de combustível empregado e de fatores específicos de cada local, como a disponibilidade de biomassa.

No país ainda não existe nenhuma planta de coqueima funcionando em caráter comercial. Em 2008, foi proposto o desenvolvimento de um projeto de P&D ANEEL Tractebel Energia/UFSC, cujo objetivo é a utilização da palha de arroz em processo de coqueima com carvão pulverizado. O projeto busca avaliar o processo de coqueima de palha de arroz e carvão pulverizado, em uma usina existente no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC).

Neste caso, o processo de coqueima consiste na utilização de um combustível suplementar ao combustível de projeto em um gerador de vapor. É válido ressaltar que a composição físicoquímica destes dois combustíveis é bastante diferente entre si, havendo, portanto, necessidade de desenvolvimento de estudo e projeto de sistema específico para viabilizar a coqueima em usina projetada originalmente para queima exclusiva de carvão mineral.

A Figura 59 apresenta exemplo de projeto de P&D de coqueima de carvão e biomassa no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC).



Figura 59 Projeto de P&D Coqueima carvão e biomassa no Complexo Term. Jorge Lacerda (SC)

Fonte: EPE, 2014

7.3.7 Carbon Capture and Storage – CCS

A geração termelétrica a partir da queima de combustíveis fósseis resulta em dois tipos de gases poluentes: i) poluentes locais e; ii) gases de efeito estufa. O controle das emissões de poluentes locais (MP, SO_x, e NO_x) está bem equacionado, sendo que a maioria das usinas já conta com dispositivos para esse fim. O mesmo não ocorre com as emissões de CO₂. A tecnologia de Captura e Sequestro de Carbono (CCS, do inglês *Carbon Capture and Storage*) tem como objetivo justamente preencher esta lacuna.

No mundo, a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis é a atividade humana que mais emite gases de efeito estufa para atmosfera (IPCC, 2014). De acordo com os cenários publicados pelo IPCC no *Fifth Assessment Report (AR5)*, as tecnologias de CCS poderão ter papel relevante nas estratégias de mitigação das mudanças do clima ao longo deste século.

Existem diversos esquemas possíveis para o arranjo tecnológico em projetos de CCS, que devem combinar opções de captura, transporte e armazenamento do carbono. Dentre as opções para a captura citam-se:

- **Pré-combustão:** Neste esquema, o combustível passa por processo de gaseificação¹³ no qual é gerada uma mistura de gases contendo principalmente Hidrogênio (H₂) e CO₂. O hidrogênio pode ser usado para geração de energia elétrica ou em outras aplicações. O CO₂, com elevado grau de pureza, é separado e passa por um processo de compressão, seguindo para a etapa de transporte.
- **Pós-combustão:** Neste esquema, o CO₂ é separado a partir do gás de exaustão resultante da geração de energia elétrica convencional (ciclo Rankine, turbina a gás, etc). O gás exausto passa por equipamentos que podem usar diferentes métodos para separação do CO₂, tais como absorção, adsorção, filtragem com membranas e separação criogênica. Após o processo de separação o CO₂ o gás é comprimido e segue para a etapa de transporte.
- **Oxi-combustão:** Nesta rota, o combustível é queimado com uma mistura rica em oxigênio (em substituição a queima com ar). A oxi-combustão resulta em um gás exausto que consiste basicamente de CO₂ e água, facilitando a sua separação após a geração de energia.

13 No processo de gaseificação, combustíveis sólidos, como o carvão ou a biomassa, passam por reações termoquímicas envolvendo vapor de água e oxigênio. Nesse processo, o resultado é a geração de um gás combustível composto por CO, CO₂, CH₄ e H₂, que podem ser utilizados para geração de energia ou em processos químicos para síntese de combustíveis. É possível, por exemplo, pelo processo de Fischer-Tropsch, confeccionar combustíveis similares aos derivados de petróleo como o diesel, gasolina e óleos lubrificantes (SORDI *et al.*, 2006).

Uma vez capturado, o CO₂ deve ser transportado até o local onde será utilizado (indústrias) ou ao local onde será armazenado. As opções para o transporte de CO₂ são basicamente as mesmas existentes e já utilizadas para outros fluidos como o gás natural, o petróleo, biocombustíveis etc.: transporte por dutos, transporte rodoviário em caminhões apropriados e o transporte em navios (Figura 60).

As principais vias para armazenamento de CO₂ são as seguintes:

- Campos de óleo e gás deplecionados: Neste método o CO₂ é injetado nos poros de rochas onde havia depósitos de óleo ou gás. As estruturas geológicas capazes de assegurar o aprisionamento do óleo e/ou do gás servem igualmente para o aprisionamento do CO₂.
- Recuperação avançada de óleo (EOR, do inglês Enhanced Oil Recovery): Nesta via o CO₂ é injetado em campos maduros de petróleo e gás de forma a aumentar a produção desses campos. É uma técnica bem conhecida e amplamente utilizada pela indústria petrolífera.
- Aquíferos salinos profundos¹⁴: Neste método, o CO₂ é injetado em aquíferos salinos profundos, podendo ser aprisionado pelos seguintes mecanismos:
 - Físico - O CO₂ é armazenado no estado supercrítico¹⁵, gasoso e/ou líquido, dependendo das condições geológicas do aquífero. O CO₂ será retido pela existência de um selo de baixa permeabilidade, motivo pelo qual este mecanismo é também conhecido como aprisionamento estrutural.
 - Iônico - Neste mecanismo o CO₂ é retido em espécies dissolvidas na água subterrânea como o CO₃²⁻ e o HCO₃⁻, por exemplo.
 - Mineral: O carbono é imobilizado na estrutura de uma fase sólida como a calcita (CaCO₃), dolomita (CaMg(CO₃)₂), Magnesita (MgCO₃), siderita (FeCO₃), ankerita ((Ca,Mg,Fe)CO₃) ou dawsonita (NaAlCO₃(OH)₂). O processo de imobilização é lento em condições geológicas normais podendo levar centenas de anos, porém o carbono será permanentemente

14 Formações salinas são rochas sedimentares saturadas com águas de formação que contêm altas concentrações de sais dissolvidos. Eles são bastante abundantes no mundo e contêm enormes quantidades de água que são impróprias para a agricultura ou o consumo humano (IPCC, 2005).

15 Um fluido atinge o estado supercrítico em condições de temperatura e pressão acima do chamado ponto crítico. No caso do CO₂ isso ocorre a 31,3°C e 72,9atm. Os fluidos supercríticos têm densidades, viscosidades e outras propriedades que são intermediárias entre aquelas da substância em seu estado gasoso e em seu estado líquido (CARRILHO et al., 2001).

incorporado à litosfera e por isso pode ser considerado o mais seguro e duradouro modo de aprisionamento.

- Enhanced coal bed methane recovery: Esta rota se aplica a camadas de carvão cuja exploração é economicamente inviável. Normalmente camadas de carvão contém metano (CH_4) associado. Este método consiste em injetar CO_2 de forma a expulsar o metano contido nessas camadas de carvão. O CO_2 preenche o espaço antes ocupado pelo metano e é armazenado permanentemente.

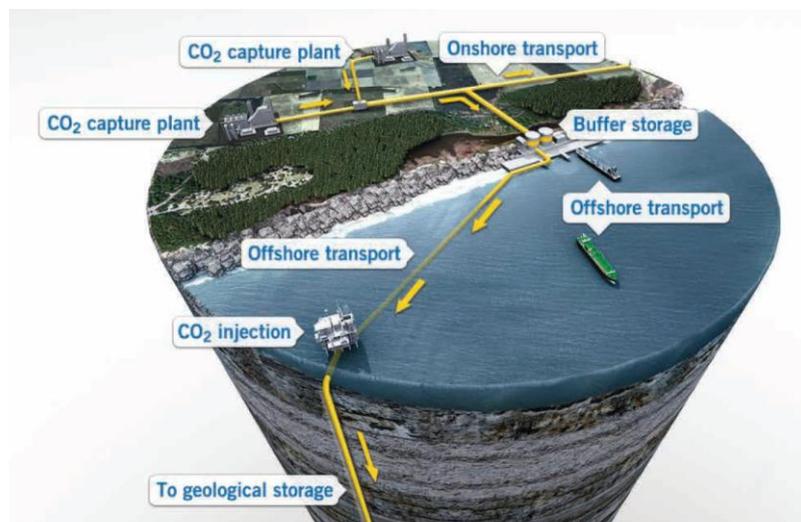


Figura 60 (a) Esquema geral de Captura, Transporte e Armazenamento de carbono; (b) Opções para armazenamento geológico de carbono.

Fontes: (a) Global CCS Institute (2014); (b) IPCC (2005)

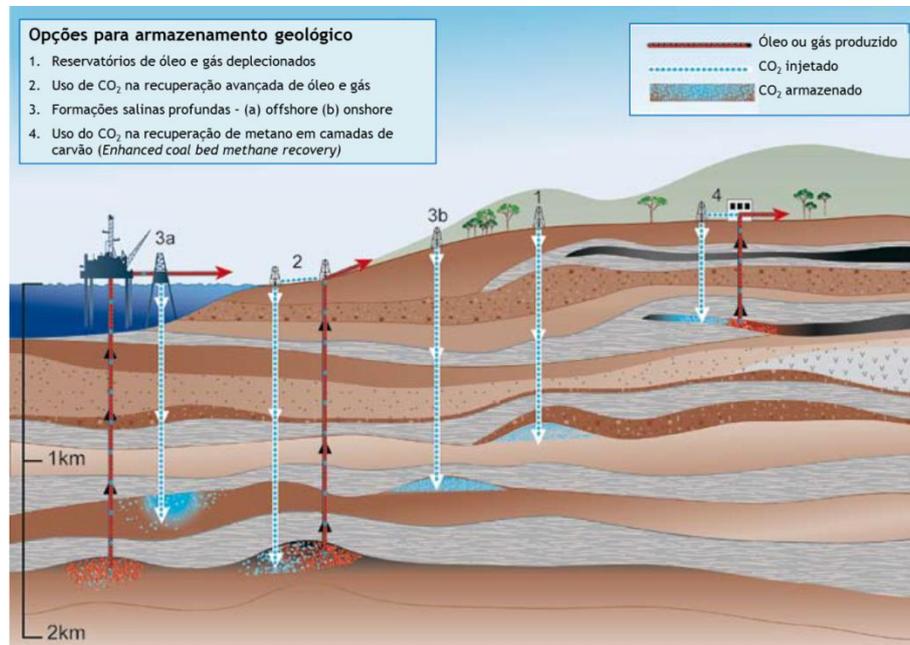


Figura 61 Opções para armazenamento geológico de carbono.

Fontes: (a) *Global CCS Institute (2014)*; (b) *IPCC (2005)*

7.3.8 Considerações sobre os impactos da cadeia

Para entendimento sobre os impactos socioambientais da geração termelétrica a carvão mineral é necessário analisar a cadeia energética completa do combustível. Embora somente uma etapa dentro da cadeia energética, a da geração de energia, seja de responsabilidade direta do setor elétrico, é fundamental que sejam considerados os impactos da cadeia energética completa, uma vez que a própria existência destes decorre da etapa de geração.

A cadeia de produção energética a partir do carvão mineral inclui várias etapas que variam de acordo com a tecnologia empregada, podendo, no entanto, ser generalizada como se segue:

- exploração e mineração do carvão;
- beneficiamento do carvão;
- transporte do carvão;
- armazenamento do carvão;
- queima do carvão para produção de energia;
- disposição e gerenciamento dos resíduos.

A produção e o uso do carvão mineral implicam em impactos socioambientais importantes, como acontece com outras formas de exploração de recursos minerais e de produção de energia. Além dos impactos mais recorrentes da atividade de mineração sobre os recursos ambientais e sociais, dependendo da composição do carvão diversos outros impactos podem ser desencadeados ou agravados, caso não sejam adotadas medidas de controle ambiental.

Apesar de historicamente a mineração do carvão no sul do país ter sido realizada com alto grau poluidor, na atualidade, os projetos de minas têm como concepção básica a implementação do controle ambiental no sentido de prevenir e mitigar os impactos socioambientais.

A atividade de extração do carvão mineral é realizada por dois tipos de lavras: a mineração de subsolo (Figura 62) e a mineração a céu aberto (Figura 63).



Figura 62 Entrada de mina subterrânea de carvão em Lauro Müller/SC.

Fonte: EPE/2014

Em termos de impactos potenciais, a mineração subterrânea apresenta vantagens em termos de área afetada. No entanto, neste caso há necessidade de se dispor em aterros construídos os rejeitos do beneficiamento do carvão. Estes rejeitos apresentam elementos e características, que se dispostos sem controle, provocam a degradação de áreas e contaminação hídrica. Já no caso da mineração de céu aberto, estes rejeitos são dispostos nas cavas das minas sendo cobertos após a reconstituição do terreno, conforme exemplificado na Figura 64.



Figura 63 Mineração de carvão a céu aberto em Butiá/RS.

Fonte: EPE/2014



Figura 64 Áreas de mineração a céu aberto durante e após a reconformação e recuperação do terreno em Butiá/RS.

Fonte: EPE/2014

A mina a céu aberto apresenta como principal impacto potencial a alteração nos solos e na superfície da área onde se localiza a jazida explorada. Ao alterar a superfície do terreno, a mineração desencadeia impactos na paisagem, na biota (flora e fauna) e na morfologia do solo. A drenagem da mina pode provocar impacto nos corpos hídricos naturais se não houver direcionamento e tratamento adequado dos efluentes (águas sulfurosas).

Após a mineração, o carvão pode ser beneficiado, o que gera rejeitos sólidos, que também são depositados no local das atividades. A posterior separação de carvão

coqueificável de outras frações de menor qualidade forma novos depósitos, que cobrem muitos hectares de solos cultiváveis.

Em seguida o carvão é transportado para a usina termelétrica. Como, no caso brasileiro, as usinas estão localizadas próximas à mina os impactos do transporte são reduzidos.

7.4 Desafios e gestão

Em função dos impactos ambientais que historicamente estão associados à fonte, não só no Brasil como em todo o mundo, a expansão do carvão para geração termelétrica tem sido fortemente questionada, especialmente no momento atual de restrição das emissões de GEE e crescimento da participação de fontes renováveis de energia.

O uso de combustíveis fósseis apresenta como maior desafio a pressão internacional pela substituição destes como forma de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e, assim, minimizar as consequências das mudanças climáticas. Neste sentido vem sendo desenvolvida a tecnologia de Captura e Sequestro de Carbono que combina a captura, transporte e armazenamento do carbono, mas ainda apresenta dificuldades para aplicação comercial.

Especificamente no caso do carvão, o desenvolvimento de tecnologias com maior eficiência de conversão de energia tem se mostrado essencial o futuro da fonte, uma vez que a intensidade de emissões de GEE do carvão é significativamente superior à de outros combustíveis, como o gás natural.

Adicionalmente, para o carvão mineral existe a preocupação com a emissão de poluentes atmosféricos. Esta preocupação é ainda mais relevante para o planejamento de expansão em áreas onde já existam outras fontes relevantes de poluição. Neste caso pode ser necessário avaliar a capacidade de suporte da bacia aérea em questão em função da dispersão atmosférica das emissões¹⁶.

Destaca-se que apesar de já estarem disponíveis tecnologias para abatimento de emissões de poluentes, é importante adequar as usinas em operação e garantir que os futuros projetos as empreguem.

16 Como exemplo cita-se a exigência da realização do Estudo de Capacidade de Suporte da Bacia Aérea da Região Sul de Candiota, no Rio Grande do Sul, no qual se avaliou a das usinas a carvão mineral existentes e planejadas com o intuito de subsidiar o licenciamento ambiental de usinas futuras.

A cadeia produtiva do carvão mineral tem o desafio de garantir a sustentabilidade de suas atividades, recuperando as áreas degradadas e dispondo de maneira correta os resíduos. A melhoria da qualidade (teor de cinzas e enxofre por exemplo) do carvão a partir de etapas de pré-processamento também é uma tendência que deve persistir no futuro.

8 CONCLUSÃO

8.1 Potencial de geração a carvão mineral

O potencial do uso do carvão mineral nacional para geração elétrica é dado pela disponibilidade das reservas do energético. As premissas para o cálculo do potencial de geração dependem diretamente da análise de aspectos, tais como competitividade relativamente a outras fontes, estratégia nacional para diversificação da matriz, avaliação da dependência externa de energia e etc. Demais fatores como aspectos regulatórios e ambientais também limitam a participação do carvão no mix energético, ainda que se tenha em conta somente seu uso potencial.

As premissas na definição do potencial de geração termelétrica obedeceram duas trajetórias no que tange os recursos lavráveis para a expansão: i) Sem expansão ou avanço do conhecimento de novas jazidas, mantendo-se assim o mesmo volume hoje definido para as reservas lavráveis¹⁷ ou seja 6,7 bilhões de toneladas; ii) Avanço no conhecimento de recursos por meio de investimento na atividade de pesquisa e prospecção de novos jazimentos em 40% ao valor das atuais reservas lavráveis (9,2 bilhões de toneladas).

Além da quantificação das reservas para geração de eletricidade, outros aspectos importantes foram considerados no cálculo do potencial de geração: a questão do beneficiamento e do rendimento na geração. O carvão na sua forma bruta, run-of-mine (ROM) é utilizado nesta forma pelas usinas térmicas no Rio Grande do Sul, já o carvão beneficiado¹⁸ é utilizado, por exemplo, nas usinas térmicas do Complexo Jorge Lacerda.

17 Entende-se que a questão da recuperação da lavra em cada jazida perde importância na medida em que, para efeito desta avaliação, somente estão sendo consideradas reservas lavráveis, em cuja definição o aspecto da recuperação já está implicitamente considerado (EPE, 2007).

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

Algumas usinas também utilizam a queima combinada (mistura de carvão ROM e carvão beneficiado) na proporção definida pela tecnologia empregada na planta.

No que se refere ao rendimento, a referência mundial aponta para performance média em torno de 32%. As usinas brasileiras operaram com rendimentos mais baixos devido ao consumo específico mais alto e qualidade inferior dos carvões. Contudo, as térmicas mais novas, incluindo as brasileiras, como Jorge Lacerda IV, apresentam rendimentos mais elevados (EPE, 2007). Para plantas que utilizam tecnologia à combustão pulverizada, os rendimentos alcançam rendimentos maiores (35%), podendo chegar a mais de 40% em plantas que operam com ciclo supercrítico (SC) ou ultra supercrítico (USC). Para estas plantas se faz necessário carvões de qualidade superior. A área do Baixo Jacuí (3 bilhões de toneladas de reservas) por apresentar um carvão de melhor qualidade torna-se candidato natural para suprimento destas plantas mais eficientes.

A Tabela 21 apresenta o potencial de geração elétrica com o carvão nacional para consumo unitário entre 800 e 1200 kg/MWh que garante a instalação de no mínimo 34 novas plantas de potência unitária de 500 MW funcionando por 40 anos.

Tabela 21 Potencial de Geração de Eletricidade com o carvão nacional.

Cenário	Reservas	Consumo Médio (kg/MWh)		
		1.200	1.000	800
Exploratório				
Conservador	6,7 x 10 ⁹ t	17.000 MW	20.500 MW	26.000 MW
Progresso	9,2 x 10 ⁹ t	24.000 MW	29.500 MW	37.500 MW

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

Fonte: EPE (2007) - Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030)

Com já apresentado, as reservas totais de carvão nacional (medidas, indicadas e inferidas) somam 32 bilhões de toneladas em que 38% do total destas reservas (12,4 bilhões de toneladas) estão em Candiota (RS). Neste sentido, as reservas consideradas medidas de Candiota somam 2,4 bilhões de toneladas, suficiente para a instalação de no mínimo 12 plantas de 500 MW na região funcionando por 40 anos.

8.2 Desafios para a expansão a carvão mineral

Ainda que o carvão brasileiro apresente um baixo poder calorífico e elevados teores de cinzas e enxofre, a disponibilidade de reservas dessa fonte fóssil e o desenvolvimento de tecnologias menos poluentes sugerem que a geração térmica a carvão apresente um grande potencial de expansão. O uso do carvão nacional, com as reservas atuais

conhecidas, condiciona a construção de novas unidades geradoras aos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, Quanto às possíveis termelétricas baseadas no consumo de carvão importado, a qualidade a ser utilizado poderá permitir a introdução de tecnologias mais eficientes.

O principal desafio para o setor diz respeito ao impacto relativo às emissões atmosféricas e a implantação de tecnologia de mitigação de impactos ambientais. A evolução das tecnologias existentes em direção às tecnologias de baixas emissões se traduz na incorporação de sistemas de captura de CO₂ e em contrapartida, o aumento de custos de investimento das tecnologias de carvão pulverizado e de IGCC.

Outra ação importante é melhorar a eficiência das plantas em operação. A perspectiva tecnológica mais concreta para o curto e médio prazo aponta para a continuidade do uso da tecnologia de carvão pulverizado em ciclo subcrítico, com eficiência média da ordem de 33% a 35 %. A tecnologia de leito fluidizado está restrita a plantas de capacidade máxima de 350MW. Segundo o Roadmap Carvão Mineral (CGEE, 2012) espera-se que até 2022, a eficiência média do parque térmico alcance 40%.

O carvão mineral nacional possui grande proporção de cinzas, o que possibilita o aproveitamento de coprodutos. Assim torna-se necessário a estruturação de uma política industrial para a cadeia do carvão com objetivos de viabilização das tecnologias como de gasificação e carboquímica.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABCM [Associação Brasileira do Carvão Mineral]. Carvão, Reservas, Mercado e Produção. Curso Carvão Mineral. Curso promovido pela SATC-Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina em Criciúma/SC. Novembro de 2015.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. BIG - Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em 26/03/2016.
- BP [British Petroleum]. Statistical Review of World Energy. Disponível em: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em 05/07/2016.
- BRAGA, Benedito; HESPANHOL, Ivanildo; CONEJO, João G. Lotufo; et al. Introdução à Engenharia Ambiental. 2ª Ed. Pearson Prentice Hall. São Paulo. 2005
- CARRILHO, Emanuel; TAVARES, Maria Cecília H.; LANCAS, Fernando M.. Fluidos supercríticos em química analítica. I. Cromatografia com fluido supercrítico: conceitos termodinâmicos. Quím. Nova, São Paulo, v. 24, n. 4, p. 509-515, 2001.

- CGEE [Centro de Gestão e Estudos Estratégicos]. Roadmap Tecnológico para Produção, Uso Limpo e Eficiente do Carvão Mineral Nacional. 2012.
- DNPM [Departamento Nacional de Produção Mineral] Sumário Mineral 2014. Disponível em: www.dnpm.gov.br/dnpm/sumarios/sumario-mineral 2014. Acesso em 05/07/2015.
- _____. Anuário Mineral Brasileiro. 2005. Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br>. Acesso em: 15/02/2016
- _____. Carvão Mineral. Borba, Roberto Ferrari Araújo, Luís Paulo de Oliveira. Disponível em: <http://www.dnpm.gov.br>. Acesso em: 16/03/2016.
- US EIA [United States Energy Information Administration] Official Energy Statistics from the U.S. Government. Annual Energy Outlook 2015. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov>. Acesso em 03/05/2015.
- Eletrobras S/A. Conta de Desenvolvimento Energético, 2014. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br>. Acesso em 04/04/2015.
- ENEVA Energia S.A. Relações com Investidores. 2013. Disponível em: <http://www.eneva.com.br>. Acesso em 10/02/2014.
- OECD [Organization for Economic Co-Operation and Development], Nuclear Energy Agency [NEA], [IEA] International Energy Agency. Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Update. Disponível em: <http://www.iea.org>. Acesso em: 15/01/2015.
- EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. Plano Nacional de Energia 2030 - Geração Termelétrica (Carvão Mineral). Brasília : EPE, 2007.
- _____. Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014 / Empresa de Pesquisa Energética. - Rio de Janeiro : EPE, 2015.
- IEA [International Energy Agency]. 2015 EXCERPT FROM ELECTRICITY INFORMATION (2015 edition). 2015a.
- _____. 2015 Key World Energy Statistics. 2015b. Disponível em: <https://www.iea.org/publications.html>. Acesso em 05/08/2015.
- _____. Technology Roadmap: Carbon capture and storage. 2014c. Disponível em: <https://www.iea.org/publications.html>. Acesso em 03/04/2015.
- IBRAM [Instituto Brasileiro de Mineração]. Disponível em: <http://www.ibram.org.br>. Acesso em 03/09/2015.
- IPCC. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp. 2005

- JORC [Joint Ore Reserves Committee]. 1999. Normas para Preparação de Relatórios de Recursos Minerais e de Reservas de Minério.
- Müller, A.A., Santos, H.M., Schmitt, J.C.C., Maciel, L.A.C., Bertol, M.A. & César, S.B.(1987) Perfil Analítico do Carvão, Ministério das Minas e Energia, Departamento Nacional da Produção Mineral, Boletim No 6, 2a Edição.
- SATC [Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina] 2014. Curso de Carvão Mineral.
- Santos, Ricardo Luís Pereira dos. A Energia Nuclear no Sistema Elétrico Brasileiro/ Ricardo Luís Pereira dos Santos – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.
- SORDI, Alexandre, SILVA, Ennio Peres da, LOBKOV, Dmitri D. et al. Gaseificação de biomassa e célula a combustível: sistema com célula tipo PEMFC.. In: Encontro de Energia no Meio Rural, 6, Campinas. 2006.

Nuclear

1 INTRODUÇÃO

As expectativas por um aumento do consumo mundial de energia, as preocupações crescentes com a segurança energética e as pressões ambientais, sobretudo com relação às emissões de gases de efeito estufa, têm sempre recolocado a opção nuclear na agenda dos fóruns mundiais de energia. De um lado, a experiência acumulada desde os acidentes de Three Mile Island (TMI) e Chernobyl e os avanços tecnológicos verificados (transição tecnológica), especialmente no que se refere à extensão da vida útil dos empreendimentos e ao tratamento dos rejeitos, concorrem no sentido de tornar essa opção energética, uma alternativa efetiva. De outro, porém, conjugar a utilização desse tipo de energia com as preocupações com custos crescentes, aceitação pública e o problema dos resíduos parecem ser a questão central a ser superada e que vem inibindo uma retomada mais vigorosa do setor.

A relevância do papel da energia nuclear no desenvolvimento de matrizes energéticas mais limpas é o motivo central de muitos países não geradores se voltarem na investigação e no desenvolvimento desta tecnologia de geração (transição energética). Contudo, a pressão pelo abandono da geração nucleoe elétrica é uma tendência típica da Europa Ocidental e Japão, por razões ligadas à política local e a ainda forte rejeição da sociedade civil.

Vale ainda ressaltar que mudanças relevantes veem alterando significativamente a composição do “mix” energético dos principais países face às medidas de “descarbonização” das matrizes energéticas. Dentre estas mudanças, pode-se assinalar: o aumento da competitividade da energia eólica e solar, maior participação do *shale gas*, protocolos de segurança pós Fukushima (propiciando o encarecimento da energia nuclear), e as restrições ambientais mais severas.

No âmbito externo, o Acordo de Paris realizado em dezembro de 2015, negociação sobre o clima que reuniu 188 nações para debater sobre as mudanças climáticas, traz a expectativa de que os países busquem alternativas energéticas de baixo carbono e neste ambiente a fonte nuclear se coloca como uma das opções para o alcance desses objetivos. No ambiente doméstico, a expectativa pela conclusão de Angra 3 traz à tona as discussões

a respeito da expansão da geração nuclear na matriz energética nacional e representa um aspecto chave para compreender os prós e contras do país investir em programas de desenvolvimento, mobilizando o setor produtivo e dando a sustentabilidade ao ciclo de expansão proposto. Os programas por sua vez superam a dimensão do planejamento energético incluindo outros aspectos estratégicos como o desenvolvimento industrial, tecnológico e as questões regulatórias e ambientais.

2 PANORAMA MUNDIAL E NACIONAL DA ENERGIA NUCLEAR

2.1 Panorama mundial

O início do uso da energia nuclear foi marcado pelo evento bélico de 1945, os bombardeios de Hiroshima e Nagasaki, que ainda repercute na aceitação geral da sociedade por seu aproveitamento. Após uma maior intensificação dos projetos de usinas nucleares nas décadas de 1970 e 1980 nos países desenvolvidos, os anos 90 foram caracterizados por diversos cancelamentos de projetos nucleares levando a uma estagnação geral no desenvolvimento desta fonte de energia.

Esta tendência foi iniciada por uma desregulamentação do mercado, proporcionando assim um crescimento da demanda pela fonte nuclear, posteriormente, aliado a uma baixa aceitação pública e por fim as reformas econômicas na Rússia e Europa Oriental o crescimento se deu de forma menos intensa pós anos 90.

Apesar de a fonte nuclear depender de abundantes recursos de capital, possui a capacidade de produzir grande quantidade de energia a partir de uma pequena quantidade de recursos primários, sem grandes flutuações dos preços como os combustíveis fósseis. Ademais, considerando-se o crescimento econômico e as necessidades energéticas dos países em desenvolvimento, a energia nuclear pode ser uma das opções para a mitigação das emissões de gases do efeito estufa. A geração termonuclear é uma tecnologia madura, tendo suas primeiras plantas comerciais entrado em operação no início da década de 60. Nessa década e na seguinte, a capacidade instalada nuclear cresceu rápida e significativamente nos países mais desenvolvidos em função das crises de petróleo da década de 70. Porém, após os acidentes das usinas nucleares de Three Mile Island (nos Estados Unidos, em 1979) e Chernobyl (na Ucrânia, em 1986), preocupações crescentes da sociedade com relação à segurança ocorreram concomitantemente à redução dos preços de petróleo e a mudanças regulatórias, resultando numa estagnação da expansão da capacidade nuclear na década de 90, exceto

no Japão e na Coreia do Sul, por motivo de segurança energética. Ainda neste período, o investimento em novas usinas nucleares tornou-se menos atraente do que o investimento em alternativas, mais especificamente o ciclo combinado à gás natural.

Na China, após 2000, o expressivo crescimento de sua demanda de energia associado aos graves problemas de emissão causados pela operação de suas usinas termelétricas a carvão motivaram uma rápida expansão do parque gerador nuclear, além de fontes renováveis de energia elétrica.

De maneira geral, os maiores desafios para expansão da geração nuclear são a aceitação pública e o financiamento dos elevados custos de investimento, cujo retorno requer muitos anos para acontecer.

Atualmente, 438 reatores nucleares estão em operação no mundo, distribuídos geograficamente em 30 países, totalizando 381 GW de potência instalada (IAEA, 2016). Esse parque gerador está concentrado principalmente na Europa (34%), América do Norte (31%) e Ásia, notadamente no Japão (11%), Coreia do Sul (6%) e China (5%). A Figura 1 apresenta os reatores em operação no mundo por país.

Conforme mostra a Figura 2, a seguir, atualmente 64 reatores nucleares estão em construção no mundo (36% na China), representando 63 GW adicionais ao parque mundial instalado, majoritariamente (55%) em países asiáticos (IAEA, 2016), definidos pela necessidade de atendimento à demanda crescente de energia e/ou por questão de segurança energética (em países onde os recursos energéticos são limitados e que desejam minimizar sua dependência de combustíveis fósseis como o petróleo e gás natural, sempre sujeito a embargos e oscilações de preços).

Segundo OECD/NEA/IEA (2015), os efeitos do desligamento definitivo de 8 reatores na Alemanha (opção pela não extensão da vida útil) e a permanência do desligamento dos reatores no Japão pós acidente de Fukushima contribuíram para a queda na geração nuclear nos últimos 2 anos. A redução foi de 2,5 TWh em 2013 com relação ao ano anterior, uma retração de cerca de 10% comparativamente ao ano de 2010 (ano imediatamente anterior ao acidente no Japão). Já o número de reatores em construção no mundo caiu de 10 unidades em 2013 para apenas 3 em 2014, como mostra a Figura 3. Mesmo apresentando redução da quantidade de novos empreendimentos, ao término de 2014, havia 62 reatores em construção no mundo.

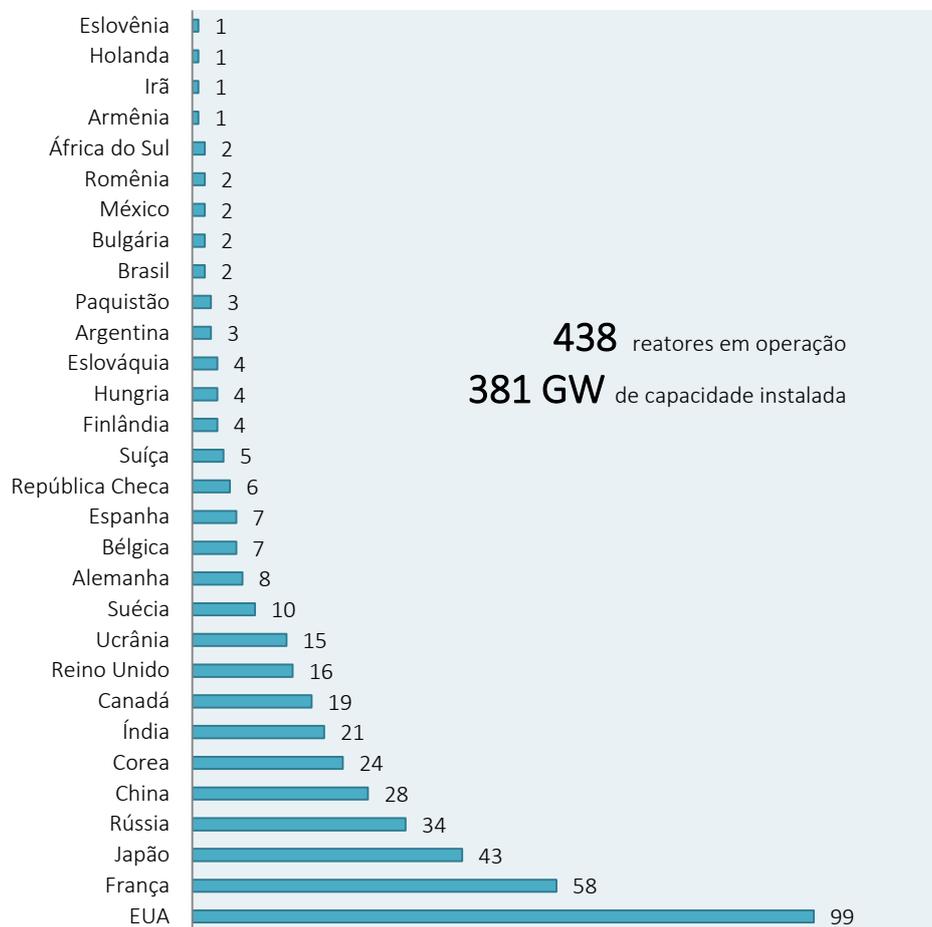


Figura 1 Reatores em operação no mundo em 2015

Fonte: Adaptado de IAEA–International Atomic Energy Agency – PRIS (2016)

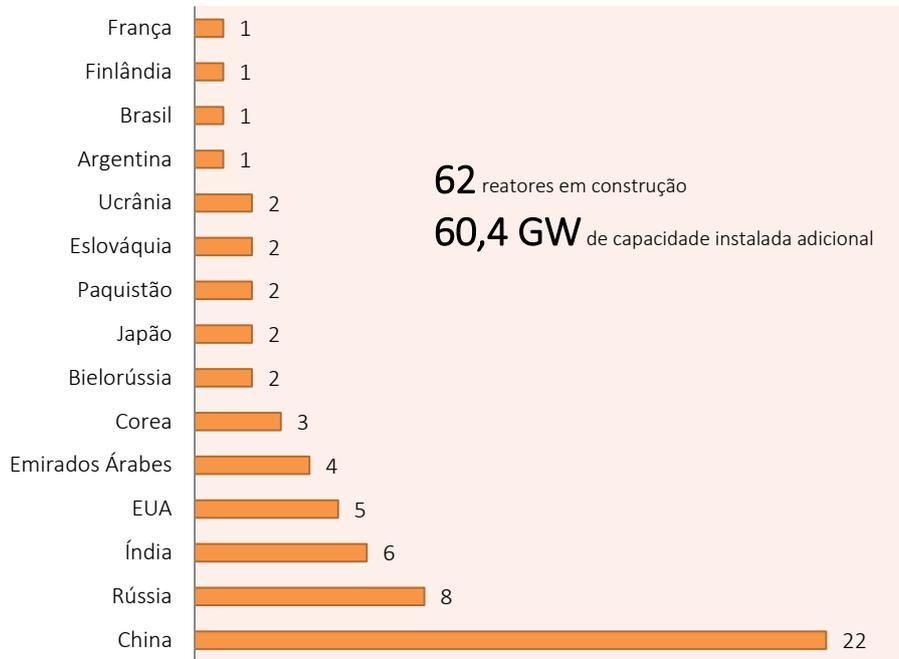


Figura 2 Reatores em construção no mundo em 2015 (unidades)

Fonte: Adaptado de IAEA–International Atomic Energy Agency - PRIS (2016)

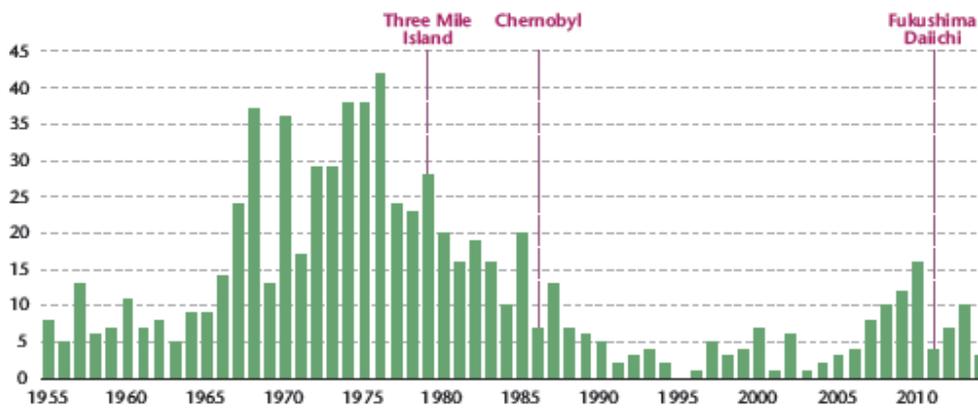


Figura 3 Reatores construídos por ano (unidades)

Fonte: Technology Roadmaps Nuclear Energy 2015 Edition, OECD/NEA/IEA, 2015

Dos 30 países geradores de energia nuclear, em 16 esta fonte representa pelo menos 25% da energia produzida internacionalmente. Conforme mostra a Figura 4, a seguir, a França é o país que mais depende desta fonte de energia com 77% do total, enquanto que a Bélgica, República Tcheca, Finlândia, Hungria, Eslováquia, Suécia, Suíça, Eslovênia e Ucrânia obtêm um terço ou mais de participação. Países como Itália e Dinamarca mesmo não possuindo nenhuma instalação nuclear em seu território obtêm cerca de 10% de participação da fonte nuclear em suas matrizes devido à importação de energia de países produtores.

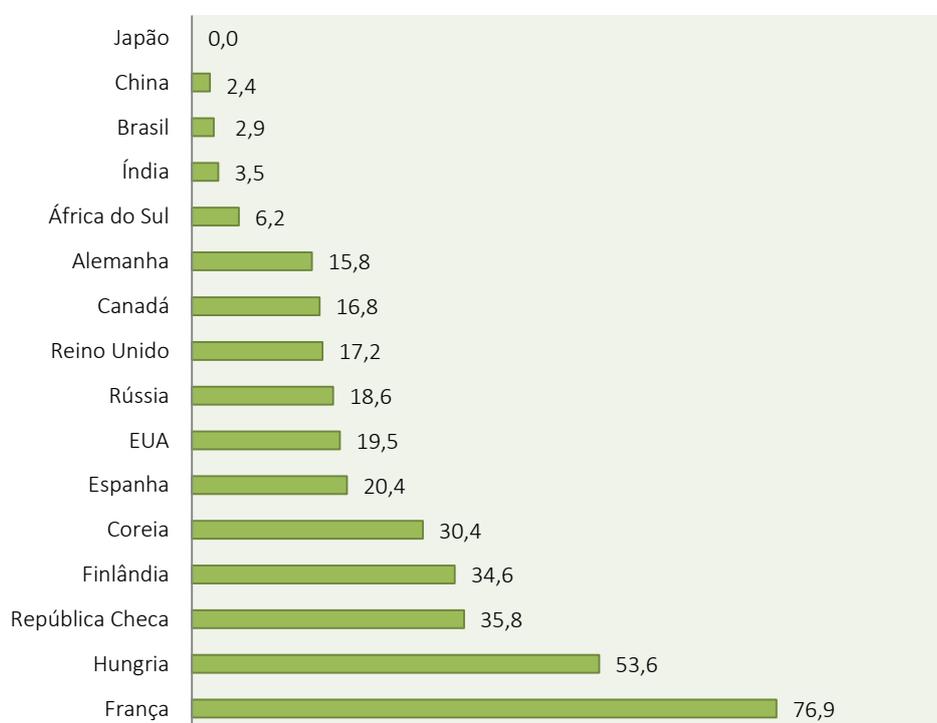


Figura 4 Participação da fonte nuclear na matriz em 2015 (%)

Fonte: Adaptado de IAEA—International Atomic Energy Agency (2015)

O parque gerador nuclear norte-americano caracteriza-se como o maior do mundo, em 2015 conta com 99 usinas em operação (86 reatores do tipo PWRs e 45 do tipo BWRs), que correspondem a uma capacidade instalada de 98.708 MW e geração de 797.178 GWh em 201 (19,5% do total gerado). Atualmente cinco usinas encontram-se em construção e foram apresentados pedidos de licença para novos reatores. Entretanto, após estudos criteriosos, o governo concedeu 47 licenças para ampliar a vida útil das usinas existentes e a capacidade das usinas, proporcionando, com essas medidas, um aumento de 4.900 MW.

Na França, 58 usinas estão em operação e uma usina em estágio de construção. O parque nucleoeletrico gerou 416.800 GWh em 2015, perfazendo 76% do total gerado.

Com 64 milhões de habitantes aproximadamente, a França tem mais de 1GW de capacidade instalada nuclear por milhão de habitantes, ou seja, uma usina por milhão de habitantes. A França caracteriza-se por ser o maior exportador de energia do mundo.

O Japão possui 43 usinas nucleares em condição operacional, destas, apenas duas usinas foram religadas após o acidente de Fukushima Daiichi. O desligamento dos reatores japoneses levou o país a uma forte política de importação de gás natural, óleo e carvão para suprir a demanda de energia elétrica. O país historicamente é dependente de fontes externas de energia primária.

Na Rússia a participação nuclear no total da geração é de 18,5% com 35 reatores em operação, gerando em 2015 aproximadamente 195.000 GWh por meio da fonte nuclear. Atualmente 8 reatores PWR (7 VVER e 1 RBMK) estão em construção no país. A Rússia vem firmando uma série de acordos comerciais e de cooperação com diversos países para construção de novos reatores, desenvolvimento e exploração de combustíveis nucleares e pesquisa em geral na área nuclear nestes países.

A China assume o protagonismo no que se refere à construção de novos reatores, atualmente 22 usinas estão em construção no país. Cabe registrar que em 2016 e 2017 está previsto o início de operação dos primeiros reatores AP1000 (Westinghouse). O reator Sanmen1 será o primeiro dos quatro reatores Ger III a operar no mundo e se somará aos 27 reatores já em operação no país. A China pretende atingir 55 GW de capacidade instalada nuclear em 2020 e 70 GW em 2025. Com tal capacidade o país deverá chegar a 5% de geração por fonte nuclear em 2030. A Figura 5, apresenta a capacidade instalada nos principais países geradores.

No que concerne às preocupações com as mudanças climáticas, trata-se de uma fonte de geração bastante atraente, considerada de baixa emissão de carbono (as emissões de gases poluentes estão restritas à fase de processamento do combustível), e por isso, incluída no planejamento da expansão do parque gerador de vários países até o acidente da central nuclear de Fukushima Daiichi, em 2011. Após esse acidente, ressurgiram as preocupações e os questionamentos da sociedade com relação à segurança da operação dessa fonte de geração e, tanto a indústria nuclear quanto os governos dos países que possuíam centrais nucleares, reavaliaram os mecanismos e protocolos de segurança de suas usinas em operação. Em alguns países, os programas nucleares foram reavaliados imediatamente após o evento, conforme apontado no documento "Fukushima Response" (NEI, 2013).

grande parcela de seu parque gerador nuclear em idade próxima ao final de sua vida útil. Por sua vez, alguns países na Europa, como o Reino Unido, consideraram que a energia nuclear é necessária, e que as lições aprendidas com o acidente de Fukushima poderiam ser incorporadas nos requisitos técnicos dos novos projetos.

A China optou por suspender temporariamente a aprovação de novos projetos além daqueles já sinalizados no seu planejamento energético de longo prazo e resolveu realizar uma revisão de segurança de todas as plantas em funcionamento e até mesmo das plantas em construção. Ademais, países como Alemanha e Japão anunciaram medidas mais rigorosas. O primeiro, por meio do seu governo e com apoio popular, optou pela desativação de todas as suas usinas nucleares até 2022, enquanto o segundo realizou o desligamento imediato de suas usinas na costa leste e suspendeu o programa de construção das novas plantas previstas inicialmente em seu planejamento (IEA/NEA, 2015)¹.

2.1.1 Fluxos internacionais – Reservas e Produções internacionais

De acordo com o *World Energy Outlook* (IEA, 2015), as plantas nucleares geraram o total de 2.411 TWh em 2014, o que representou 11% da eletricidade total gerada naquele ano no mundo, isto coloca a energia nuclear como a terceira maior fonte, atrás do carvão e do gás natural. Contudo, caso não haja mudanças significativas nas políticas energéticas dos diversos países, estima-se que na próxima década as fontes de energia renováveis assumam uma participação maior, ultrapassando a geração nuclear e o gás natural. A participação da energia nuclear na matriz global vem apresentando redução desde 1996, quando a geração nuclear atingiu aproximadamente 18%. Os cenários alternativos da WEO 2014 de redução de emissões de CO₂ para evitar o aquecimento global, são favoráveis à participação crescente da energia nuclear como forma de mitigação.

Contudo o aumento da geração e maior diversificação de países geradores dependem de decisões políticas em nível governamental que ainda não foram tomadas de forma integrada. A Agência Internacional de Energia Atômica vem incentivando e dando suporte ao desenvolvimento de aplicações nucleares para a geração de energia, ampliando a participação da fonte nuclear na matriz energética dos países em desenvolvimento de forma a estreitar a distância que existe entre o consumo médio anual dos países

1 Na época do acidente, 30% da demanda de energia elétrica no Japão era suprida pela geração nuclear.

desenvolvidos (cerca de 8.600 KWh por habitante na OECD) e o dos países em desenvolvimento.

Adicionalmente diversos governos se declararam favoráveis à ampliação da energia nuclear como uma opção à mudança climática constituindo-se inclusive uma alternativa às oscilações do preço dos produtos energéticos, além de ser uma proteção à incerteza sobre os preços dos combustíveis fósseis.

Mesmo em um ambiente ainda incerto, a publicação World Energy Outlook (WEO) da International Energy Agency (IEA), no Cenário de Novas Políticas para o horizonte até 2035, reitera, a cada nova edição, que a capacidade da geração nuclear mundial se manterá no nível da participação atual, de cerca de 12%. Adicionalmente, o crescimento da demanda de urânio para fins energéticos foi estimada para crescer cerca de 1,8% a.a até 2035, tendo como maior demandante a região do leste asiático. Para além da estimativa de crescimento, são levantadas algumas “barreiras” que devem ser consideradas para o crescimento da oferta de urânio: i) as minas levam, em média, até 10 anos a partir da definição de recursos para iniciar sua produção comercial; ii) requisitos de licenciamento e regulatórios são desafiadores e demorados; iii) entraves de infraestrutura e trabalhistas em países em desenvolvimento são um gargalo; iv) os custos de produção aumentaram nos últimos anos, sem o respectivo repasse aos preços e v) a cadeia de suprimentos opera no limite e algumas instalações, nos principais países produtores, estão no limiar da vida útil. Um aspecto que merece ser comentado é o uso do plutônio produto do enriquecimento do urânio² para fabricação de armas nucleares. O plutônio é produzido a partir de uma proporção do urânio no núcleo do reator. O plutônio para uso bélico não é produzido em reatores de potência comerciais, mas em um reator de “produção” operado com mudanças de combustível frequentes para produzir material de baixo burnup (queima) com uma alta proporção de Pu-239.

O desenvolvimento de armas nucleares transformou a política internacional, alterando a geopolítica mundial e dando outra dimensão estratégica às relações entre as grandes potências do mundo e países periféricos.

O combustível nuclear e os materiais que compõe a cadeia de suprimento da indústria nuclear podem ser utilizados na fabricação de armas nucleares e devem ser

2 O urânio processado para geração elétrica não é aplicável na fabricação de armas. O urânio usado para combustível é enriquecido em 3-4% do isótopo U-235. Para a fabricação de armas o enriquecimento chega a mais de 90% de U-235. Para efeitos de salvaguardas de urânio é considerado “altamente enriquecido” quando atinge 20% U-235. Poucos países possuem o conhecimento tecnológico ou as instalações para produzir urânio para armas.

protegidos contra roubo, sabotagem ou acidente. Assim todo o material utilizado requer cuidados e salvaguardas para as instalações e manuseio do material nuclear. Anualmente, aproximadamente 20 toneladas de plutônio são produzidas no mundo subproduto da indústria nuclear e o estoque mundial de plutônio é estimado pelo Stockholm International Peace Research Institute (SIPRI) em 500 mil toneladas.

A IAEA durante as últimas décadas vem contribuindo na busca de um maior comprometimento dos países a evitar o desvio do urânio civil para utilizações militares. O Tratado de Não-Proliferação Nuclear (TNP) se apoia em política de salvaguardas na luta contra a proliferação e o desarmamento nuclear. Atualmente o TNP conta com cerca de 190 países-membros com atuação focada no incentivo do uso da tecnologia nuclear para fins pacíficos. Infelizmente, as medidas que vêm sendo adotadas vêm se mostrando insuficientes para proporcionar a detecção antecipada de armas e quantidades desviadas de urânio altamente enriquecido e de plutônio. Ressalta-se que as condições de mercado do urânio representam uma das variáveis importantes para a tomada de decisão direcionada ao desenvolvimento de novos reatores ou expansão de capacidade já existente. Neste contexto é importante diferenciar a capacidade de produção da produção efetiva. Ainda de acordo com o IEA a produção primária mundial nunca excedeu 89% da capacidade de produção e desde 2003 tem variado entre 75% e 84% de capacidade.

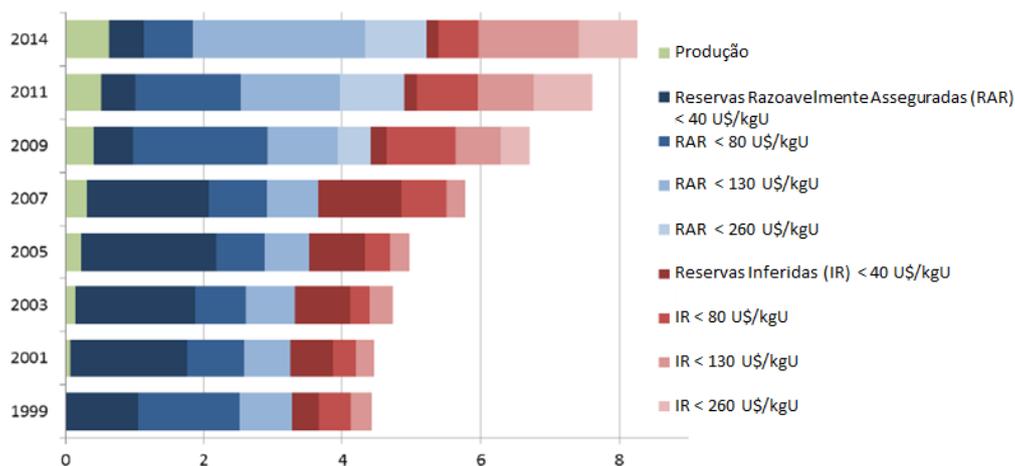
Pela classificação por custos (detalhado na próxima seção), os recursos razoavelmente assegurados (RAR) e os recursos inferidos (RI) com custos inferiores a US\$40/kgU, US\$80/kgU, US\$130/kgU e US\$260/kgU estão apresentados na Tabela 1 e somam aproximadamente 7,6 milhões de toneladas segundo dados da IAEA.

Ainda pela classificação de custos é apresentado na Figura 7, o histórico mundial da produção de urânio e das reservas identificadas, ou seja, somando RAR e IR (reservas inferidas).

Tabela 1 Reservas RAR e RI por custos (mil tU) – 2013)

Reservas Razoavelmente Assegurada (RAR)	
<US\$40/kgU	507
<US\$80/kgU	1.212
<US\$130/kgU	3.699
<US\$260/kgU	4.587
Reservas Inferidas (IR)	
<US\$40/kgU	176
<US\$80/kgU	745
<US\$130/kgU	2.204
<US\$260/kgU	3.048
Total	7.635

Fonte: Adaptado de Uranium 2014: Resources, Production and Demand (IAEA, 2014)

**Figura 7** Produção e Reservas segundo classificação de custos RAR e IR (mil tU) - 2013

Fonte: Uranium 2014: Resources, Production and Demand (IAEA, 2014)

O combustível nuclear que abastece as usinas não é exclusivamente derivado da extração do urânio. As fontes secundárias, utilizadas por muitos países que não dispõem de reservas, utilizam a combinação do material obtido com a desativação de artefatos militares, reprocessamento do urânio para fins civis e a sobra do material usado no processo de enriquecimento. Atualmente, 78% das necessidades de geração elétrica anuais de urânio são abastecidas pela produção primária, o restante é suprido pelo mercado secundário (principalmente militar) do combustível (WNA, 2015). Segundo a WNA ao final de 2014 o inventário mundial de urânio secundário somavam 217.000t de

urânio, dos quais 74.000t da China (34%), 53.000t da União Europeia (24%), 45.000t dos EUA (21%) e 45.000t da Ásia (21%).

O urânio reprocessado e o plutônio, atualmente são responsáveis pela economia de combustível da ordem de 2.000t de combustível por ano e espera-se que até 2020 a economia seja de até 4.000t de combustível por ano. O estoque atual de urânio reciclado é da ordem de 75.000t de urânio (WNA, 2015).

Segundo a IAEA (2015), os reatores em operação no mundo abastecem usinas termelétricas com potência total de 381 GW, que necessitam de cerca de 61 mil toneladas de urânio³ (Figura 8).

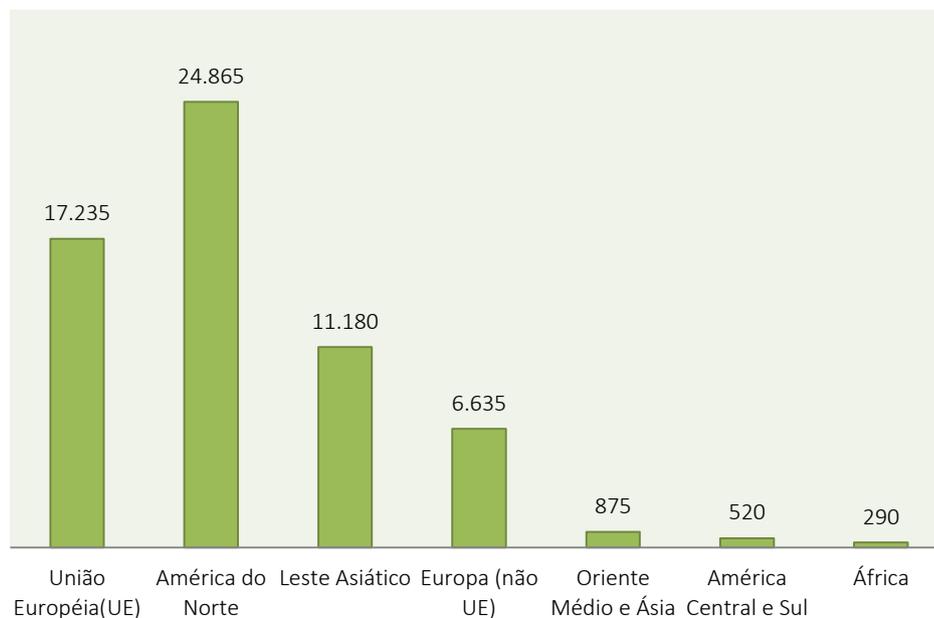


Figura 8 Demanda mundial de urânio (tU) - 2014

Fonte: Elaboração própria com base nas informações da IAEA (2015)

A demanda de urânio para o atendimento ao crescimento da oferta de energia foi estimada pela NEA/OECD (2014) para crescer cerca de 94.000 tU/ano a 122.000 tU/ano, tendo como maior demandante a região do leste asiático. Em contraste com a crescente demanda por urânio no resto do mundo, a demanda da América do Norte deverá se

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

manter relativamente constante ou apresentar um aumento de, no máximo, 20%, enquanto que na Europa Ocidental, é esperada uma retração entre 4% e 34% até o ano 2030.

A Figura 9 apresenta a produção mundial de urânio segundo o WNA. Do total de 56 mil toneladas produzidas em 2014, 41% originam do Cazaquistão, 16% do Canadá e 9% da Austrália. O Brasil ocupa a 14ª posição entre os países produtores.

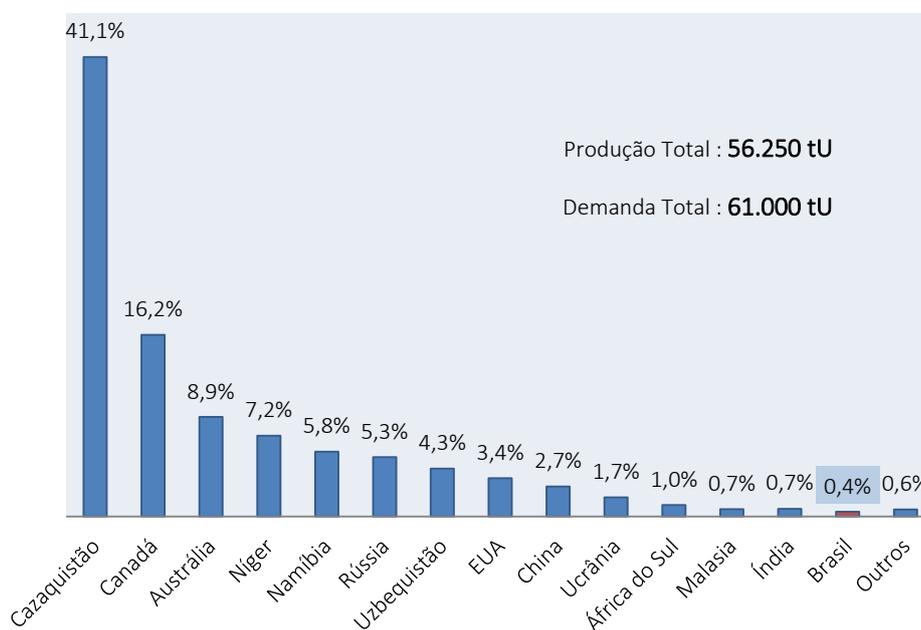


Figura 9 Produção e demanda de urânio - 2014

Fonte: Adaptado de WNA (2015)

Os maiores produtores de urânio estão apresentados na Tabela 2. A produção mundial está concentrada em 6 países produtores e 7 empresas. Do total de 29,1 mil toneladas produzidas em 2014 pelas principais minas do mundo (52%), o Cazaquistão detém 22% desta produção com 4 empresas produtoras.

O urânio é extraído desde a década de 40 em todo o mundo, embora a produção histórica de urânio para a maior parte dos países é conhecida, incertezas permanecem principalmente com relação ao volume extraído na antiga União Soviética, no período entre 1945 e 1990. A Tabela 3 apresenta a produção mundial acumulada de 1945 a 2014.

Embora a indústria nuclear tenha reagido positivamente ao sinal do mercado, marcado recentemente por preços elevados, será cada vez mais necessário a produção adicional tanto de origem primária quanto secundária. Devido a expectativa de

estabilização da produção de fonte primária é esperado, segundo a IAEA, um aumento significativo de fontes secundárias de urânio para satisfazer a demanda dos novos reatores previstos. Por isso, apesar dos significativos acréscimos da capacidade de produção existe uma necessidade de fechar o hiato entre a produção mundial e a demanda para os próximos anos (Figura 10).

Tabela 2 Maiores produtores de urânio - 2014

Mina	País	Proprietária	tU	%
McArthur River	Canadá	Cameco	7.356	13%
KATCO	Cazaquistão	Areva	4.322	8%
Olympic Dam	Austrália	BHP Billiton	3.351	6%
Arlit (Somair)	Níger	Areva	2.331	4%
Budenovskoye 2	Cazaquistão	Uranium One/Kazatomprom	2.084	4%
South Inkai	Cazaquistão	Uranium One	2.002	4%
Priargunsky	Rússia	ARMZ	1.970	4%
Langer Heinrich	Namíbia	Paladin	1.947	3%
Inkai	Cazaquistão	Cameco	1.922	3%
Central Mynkuduk	Cazaquistão	Kazatomprom	1.790	3%
Total			29.076	52%

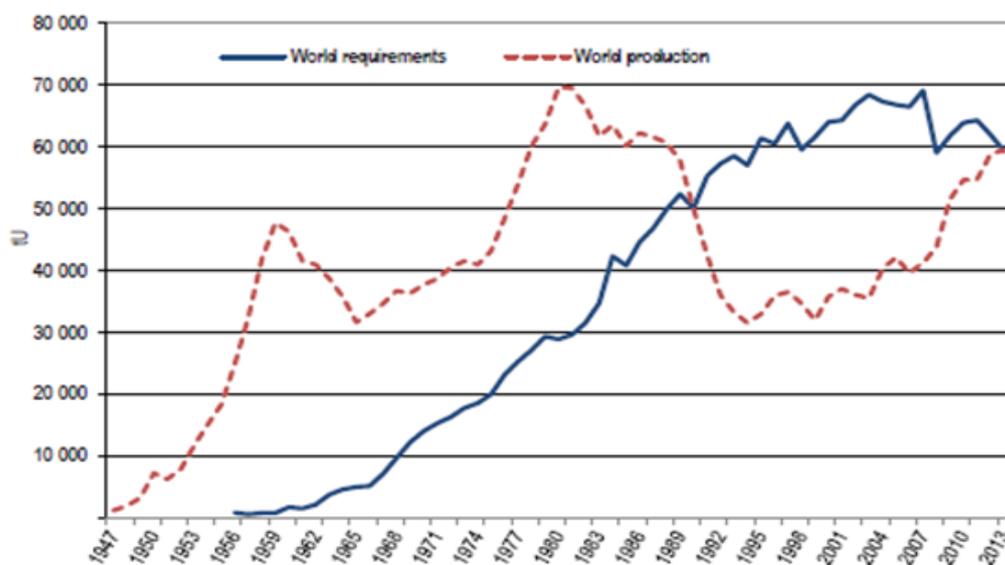
Fonte: Adaptado de WNA (2015)

Desde o início da exploração comercial da energia nuclear na década de 50 até meados dos anos 90 a produção de urânio excedeu às necessidades comerciais, primeiramente devido a um crescimento menor com relação à taxa de crescimento da geração e segundo pelos níveis elevados de reservas estratégicas para fins militares. Este período encerrou por criar um estoque de urânio potencialmente disponível para as usinas em operação. Depois de 1990, a produção tanto de origem primária quanto secundária, caiu muito abaixo das necessidades dos reatores em operação impactando nos preços da commodity no mercado mundial. Isso começou em 2003 com um forte movimento de alta nos preços que se manteve até meados de 2007 (o preço do mercado spot aumentou 13 vezes entre 2003 e 2007), mas, em seguida, entrou num período de estabilidade, que parece perdurar até os dias de hoje.

Tabela 3 Produção acumulada de urânio 1945 -2014 (tU)

País	Produção acumulada
Austrália	195.325
Canadá	484.610
China	45.335
República Tcheca	110.875
França	77.015
Alemanha	217.161
Uzbequistão	390.162
Namíbia	119.323
Níger	131.603
Rússia	158.990
África do Sul	163.160
Ucrânia	63.887
Estados Unidos	370.887
Outros	147.411
Total	2.675.744

Fonte: Adaptado de WNA (2015)

**Figura 10** Produção anual de urânio e demanda (toneladas de U)

Fonte: Uranium 2014: Resources, Production and Demand, IAEA 2014

2.2 Panorama brasileiro

2.2.1 Organização do Setor Nuclear Brasileiro

No Brasil, a Constituição Federal estabelece nos artigos nº 21 a 24 as bases para a garantia da distribuição de responsabilidades entre os entes federativos, assim como a inclusão de aspectos relacionados à construção e fiscalização da atividade de geração de energia, processo de licenciamento ambiental, fiscalização de atividades nucleares, além do monitoramento de saúde e segurança.

Os artigos 21 e 22 descrevem o governo como único responsável pelas atividades nucleares relacionados à geração de energia elétrica, incluindo a regulamentação, licenciamento e controle da segurança nuclear.

Art. 21. Compete à União:

XXIII - explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza e exercer monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados, atendidos os seguintes princípios e condições:

a) toda atividade nuclear em território nacional somente será admitida para fins pacíficos e mediante aprovação do Congresso Nacional;

b) sob regime de concessão ou permissão, é autorizada a utilização de radioisótopos para a pesquisa e usos medicinais, agrícolas, industriais e atividades análogas;

c) a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa;

Art. 22. Compete privativamente à União legislar sobre:

XXVI - atividades nucleares de qualquer natureza;

Com relação ao combustível nuclear, a Constituição no artigo nº 177 assegura o monopólio da União, conforme transcrição a seguir:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§ 3º A lei disporá sobre o transporte e a utilização de materiais radioativos no território nacional.

As atividades de geração, operação e comercialização da energia nuclear estão sob a responsabilidade da **Eletronuclear (Eletronuclear)**, empresa subsidiária da Eletrobrás, criada mediante o resultado da fusão da área nuclear de FURNAS Centrais Elétricas pelo Decreto s/nº de 23/12/1997, (responsável pela operação de Angra 1 e Angra 2) com a NUCLEN (empresa de engenharia detentora da tecnologia do projeto de Angra 2 e 3). Estas duas usinas, em conjunto com Angra 3, em construção, constituem a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA localizado em Angra dos Reis - RJ.

A totalidade da energia gerada pelas usinas nucleares Angra 1 e 2 é comercializada com **FURNAS Centrais Elétricas** por um contrato de compra e venda de energia elétrica. FURNAS é uma empresa criada em 1957 pelo Decreto nº 41.066, com a missão de construir e operar usinas para geração elétrica.

A **Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN)** é uma autarquia federal regulatória, vinculada ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), criada em 1962 com a missão de “Garantir o uso seguro e pacífico da energia nuclear, desenvolver e disponibilizar tecnologias nuclear e correlatas, visando o bem estar da população”, conforme descrito no *Relatório de Gestão 2007* (CNEN, 2007). A CNEN atua ainda em estudos ligados ao ciclo do combustível nuclear, instrumentação e controle, aplicações de técnicas nucleares, produção de radioisótopos e radiofármacos e rejeitos. É mantido sob sua estrutura a Indústrias Nucleares do Brasil (INB) e a Nuclebrás Equipamentos Pesados (NUCLEP) na qual também estão sob o seu controle regulatório. Fazem parte ainda da estrutura da CNEN, o Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN), o Instituto de Engenharia Nuclear (IEN), o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), o Instituto de Radioproteção e Dosimetria (IRD). Ainda estão subordinadas ao controle regulatório da CNEN as instalações nucleares incluindo aquelas que manipulam material nuclear, a Eletronuclear e o Centro de Tecnologia da Marinha (CTMSP).

- **Indústrias Nucleares do Brasil (INB)**- empresa subordinada à CNEN com a responsabilidade de operar as instalações destinadas à produção do combustível nuclear. A empresa foi instituída a partir da Lei nº 5740/71 sob a denominação de Companhia Brasileira de Tecnologia Nuclear (CBTN)

alterado a partir do Decreto-Lei nº 2.464/88 para Indústrias Nucleares do Brasil S.A. As instalações responsáveis pelas etapas do ciclo do combustível nuclear localizam-se em Caetité (BA), Resende (RJ) e Itataia (CE).

- **Nuclebras Equipamentos Pesados S.A (NUCLEP)** - O Decreto nº 76.805/75 autorizou a criação da NUCLEP com o objetivo de apoiar o Programa Nuclear Brasileiro. A NUCLEP é fabricante de vasos de pressão, reatores, geradores de vapor, pressurizadores, condensadores e estruturas pesadas para a indústria nuclear e naval. Fabrica alguns dos equipamentos para as Usinas de Angra 1 e 2.
- **Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN)** - Criado em 1952 com o nome de Instituto de Pesquisas Radioativas (IPR), esteve vinculado à Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) até 1971 quando se transferiu para a Companhia de Tecnologia Nuclear (CBTN) passando a incorporar em suas atividades o desenvolvimento da tecnologia nuclear. Em 1977 obtém a denominação atual e vincula-se definitivamente à CNEN. Suas atribuições destinam às áreas de reatores, materiais, engenharia de processos, meio ambiente, saúde, radioproteção, rejeitos radioativos e física aplicada.
- **Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN)** - subordinado à CNEN, o IPEN é uma autarquia do Governo do Estado de São Paulo com atuação multidisciplinar no setor nuclear abrangendo aplicações nos segmentos de radiações e radioisótopos, reatores, radioproteção, ciclo do combustível, dentro outros. Ademais, o IPEN atua em conjunto à Universidade de São Paulo na promoção de programas de pós-graduação.
- **Instituto de Radioproteção e Dosimetria (IRD)** - O Instituto foi criado em 1972 com a incumbência de ser um centro de referência principalmente nas áreas de radioproteção e metrologia das radiações ionizantes além de atuar na fiscalização das condições de uso de fontes radioativas e emissores de radiação ionizante.
- **Instituto de Engenharia Nuclear (IEN)**- Instituído em 1962, o IEN tem na geração e disseminação do conhecimento e tecnologia sua principal atribuição. O IEN vem atuando nas áreas de engenharia de sala de controle, segurança de reatores, instrumentação nuclear, química/materiais, produção de radiofármacos, segurança /proteção radiológica e rejeitos.

O **Centro Tecnológico da Marinha (CTMSP)** atua no desenvolvimento de pesquisas sobre o ciclo de combustível e operação de instalações de desenvolvimento e

demonstração. Operando em conjunto com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN/CNEN) foi o responsável pelo desenvolvimento do sistema de enriquecimento por ultracentrifugação. Também se destacou na construção em conjunto com o IPEN do reator de teste de configuração de combustíveis além de ser referência em projetos para propulsão naval.

A Figura 11 apresenta os agentes do setor nuclear brasileiro.

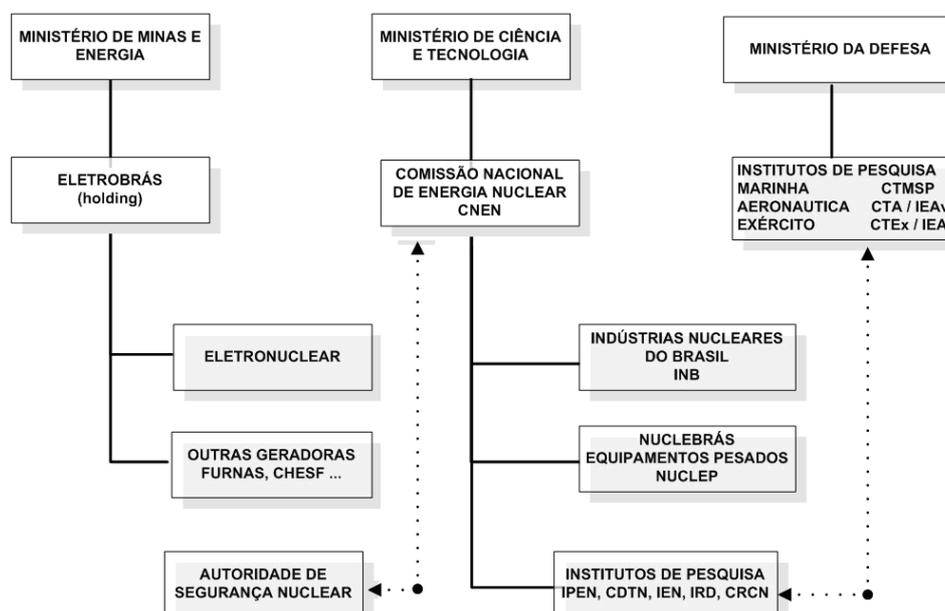


Figura 11 Agentes do Setor Nuclear Brasileiro

Fonte: Elaboração própria

2.2.2 Geração Nuclear no Brasil

O parque gerador nuclear brasileiro (Figura 12) é composto por duas usinas tipo PWR situadas no município de Angra dos Reis, no estado do Rio de Janeiro. Angra 1 (640 MW), de tecnologia Westinghouse, teve sua construção iniciada em 1971 e sua operação comercial iniciada em 1985. Angra 2 (1350 MW) é uma usina também com reator PWR, porém de tecnologia Siemens⁴, adquirida durante a vigência do acordo Brasil-Alemanha. Sua construção iniciou-se em 1976, tendo entrado em operação comercial em 2001. A

4 Empresa KWU – Kraftwerk Union A. G.

usina de Angra 3 (1405 MW), ora em construção, possui as mesmas características que Angra 2, e foi comprada junto à KWU em 1976 juntamente com Angra 2. Diversos equipamentos foram adquiridos e o início das obras se fez em junho de 1984, tendo se estendido até abril de 1986, quando as obras foram paralisadas. A usina, conforme cronograma divulgado pela Eletrobrás Termonuclear- Eletronuclear (empresa responsável pela construção e operação) entrará em operação em 2019.

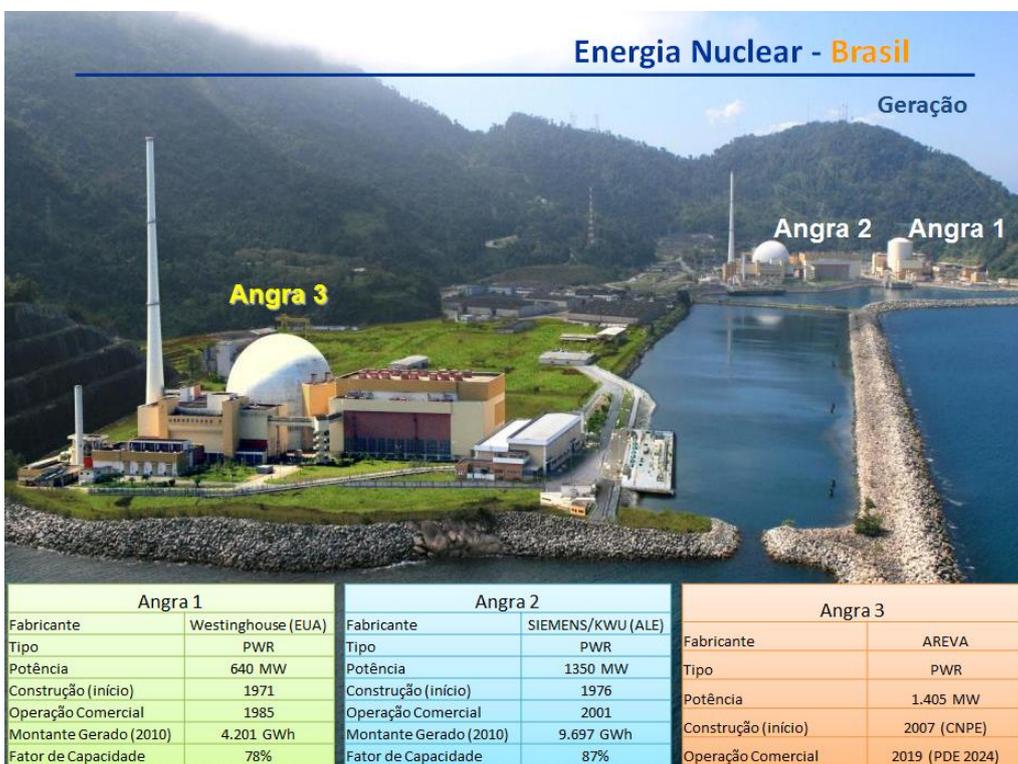


Figura 12 Geração Nuclear no Brasil

Fonte: Elaboração própria com base nas informações da Eletrobras Termonuclear

Como parte integrante do acordo de cooperação técnico-industrial do Programa Nuclear Brasileiro formulado em 1975, o país deu o primeiro passo na busca pela nacionalização de tecnologias nucleares na fabricação dos principais componentes pesados de grande complexidade para as usinas nucleares brasileiras, tais como vasos de pressão do reator, suas respectivas estruturas internas do núcleo, geradores de vapor, pressurizadores e acumuladores. Entretanto, durante o período de interrupção do programa nuclear, o nível de ociosidade da indústria pesada do setor nuclear atingiu patamares consideráveis.

Com a sinalização do governo federal para retomada do programa nuclear brasileiro (principalmente com a viabilização de Angra 3 e troca do gerador de vapor de Angra1) e no âmbito de uma nova política que passou a incorporar novos mercados para a indústria pesada, foi possível reverter a situação de ociosidade do setor nuclear. A Eletronuclear estima para Angra 3 um índice de nacionalização de cerca de 70%, o que significa que a indústria pesada, agora dotada de maiores encomendas, deverá ter a condição de competir de forma decisiva para os novos empreendimentos no horizonte até 2050. Adicionalmente, o cenário internacional aponta para uma grande incerteza em relação ao comportamento dos preços da cadeia de suprimentos após acidente nuclear de Fukushima, o que poderá representar uma oportunidade para a indústria pesada nacional. O número de fornecedores em muitos setores-chave além de bastante reduzido, poucos são dotados da capacidade de absorver um possível aumento da demanda, o que pode representar grande impacto sobre os custos da atual cadeia de abastecimento.

Não menos importante para a viabilização de novos projetos nas diversas atividades relativas ao setor nuclear, a retomada da construção de Angra III e a expansão de novas unidades de geração nuclear visa permitir uma contínua formação e recomposição técnico-profissional, de maneira a reter o conhecimento já adquirido pelo setor no país.

Cabe destacar ainda que em 2008 foi criado o Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro (CDPNB) cuja função é fixar diretrizes e metas para o desenvolvimento do programa e supervisionar sua execução. Neste mesmo ano, foi determinado também que fossem iniciados os estudos preliminares para a seleção dos sítios para as novas centrais nucleares, e desde então tais estudos, de natureza técnica, vêm sendo desenvolvidos pela Eletronuclear e pela EPE, sob a coordenação do MME.

A efetiva retomada do Programa Nuclear Brasileiro (PNB) necessariamente suscitará a discussão de pontos sensíveis como a revisão do marco institucional para o setor nuclear, a retomada da pesquisa mineral do urânio e o avanço no processo de licenciamento nuclear. Destaca-se ainda a necessidade premente de uma revisão do marco regulatório e comercial para o setor, além da necessidade da criação de um órgão regulador autônomo e independente, de forma a promover a segregação das atividades de fomento, pesquisa, produção e desenvolvimento das etapas de regulação, licenciamento e fiscalização⁵.

5 Atualmente a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) agrega as atividades de produção e de fiscalização e regulação

Vale ressaltar a questão da segurança e do armazenamento final dos rejeitos da geração termelétrica nuclear. Considerando que esse volume de rejeitos é relativamente pequeno, a questão mais importante que se impõe para a indústria nuclear é a gestão destes materiais de uma forma segura. Neste sentido, à luz da retomada do PNB, foi concebida em 2009 pelo Ministério da Ciência e Tecnologia, a política brasileira de gerenciamento de rejeitos radioativos (MCT, 2009), que prevê a construção, pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, de um depósito nacional de rejeitos de baixa e média atividade. Este repositório final terá a capacidade de armazenar os resíduos gerados pelas usinas Angra 1,2,3 e até outras quatro plantas pelo período de 60 anos.

Com relação aos resíduos de alta atividade (elementos combustíveis utilizados nos reatores das usinas), o Programa Nacional de Gestão de Rejeitos, sob a responsabilidade da Eletronuclear e da CNEN, prevê a construção de um depósito intermediário de longa duração para combustíveis irradiados⁶. Ademais, a Eletronuclear neste período pretende construir outras piscinas no interior das usinas, para armazenar o material durante toda a vida útil das plantas, enquanto não se conclui o depósito final.

3 LEVANTAMENTO DOS RECURSOS E RESERVAS DE URÂNIO NO BRASIL

3.1 Conceitos básicos empregados na definição de reservas de urânio

No Brasil, as reservas minerais são classificadas em medidas, indicadas e inferidas (DNPM, 2005). A classificação visa agrupar as reservas de acordo com o grau de certeza do mineral contido. As reservas medidas têm as “dimensões, forma e teor perfeitamente estabelecidos”, com grau de incerteza de 20%. As indicadas têm uma margem de extrapolação baseada em evidências geológicas. As inferidas são determinadas pelo conhecimento da geologia do local, com pouco trabalho de pesquisa de campo. O Anuário Mineral Brasileiro 2005 (DNPM, 2005) introduziu o conceito de reserva lavrável, “correspondendo à reserva técnica e economicamente aproveitável”. Por sua vez, a Agência Internacional de Energia Nuclear classifica os recursos de urânio como:

⁶ Pela atual política estipulada pela CNEN, o depósito inicial de rejeitos deve se situar próximo às fontes produtivas, sob a responsabilidade da operadora. Após um período de tempo os rejeitos deverão ser transferidos para um depósito final, sob a guarda definitiva da CNEN.

Recursos Convencionais Conhecidos ou Recursos Identificados – RCC (*Known Conventional Resources – KCR*): são recursos disponíveis a um custo de extração conhecido. Compõem-se de:

- ✓ Recursos Razoavelmente Assegurados – RRA (*Reasonably Assured Resources – RAR*): depósitos com tamanho, teor e configuração delineados, de modo que os custos de produção com tecnologias de mineração e processamento conhecidas possam ser determinados.
- ✓ Recursos Adicionais Estimados ou Recursos Inferidos, categoria I – RAE-I (*Estimated Additional Resources – Category I – EAR-I*): recursos em extensões de depósitos já explorados ou com continuidade geológica definida, com grau de incerteza maior que os RAR.

Recursos Convencionais Não Descobertos (*Undiscovered Conventional Resources – UCR*): exploráveis com técnicas conhecidas, porém com existência e tamanho com elevada incerteza.

- ✓ Recursos Adicionais Estimados ou Recursos Prognosticados, categoria II – RAE-II (*Estimated Additional Resources – Category II – EAR-II*): recursos com evidências indiretas de existência ou esperados através de tendências geológicas, com menos certeza que os EAR-I.
- ✓ Recursos Especulados (*Speculative Resources – SR*): recursos que se imagina existirem com evidências indiretas ou extrapolações geológicas.

A classificação em categorias de custo também utilizada pela IAEA, utiliza 4 limites com recursos extraíveis com custo abaixo de 40 US\$/kgU, 80 US\$/kgU, 130 US\$/kgU e 260 US\$/kgU (os custos incluem a mineração, transporte e processamento, custos ambientais, amortização, indiretos, etc.). As estimativas são normalmente feitas em kgU, ou quilogramas de urânio contido (ou toneladas). Podem também aparecer em t U₃O₂, ou toneladas de óxido de urânio. A combinação das duas classificações pode ser mais bem visualizada na Figura 13.

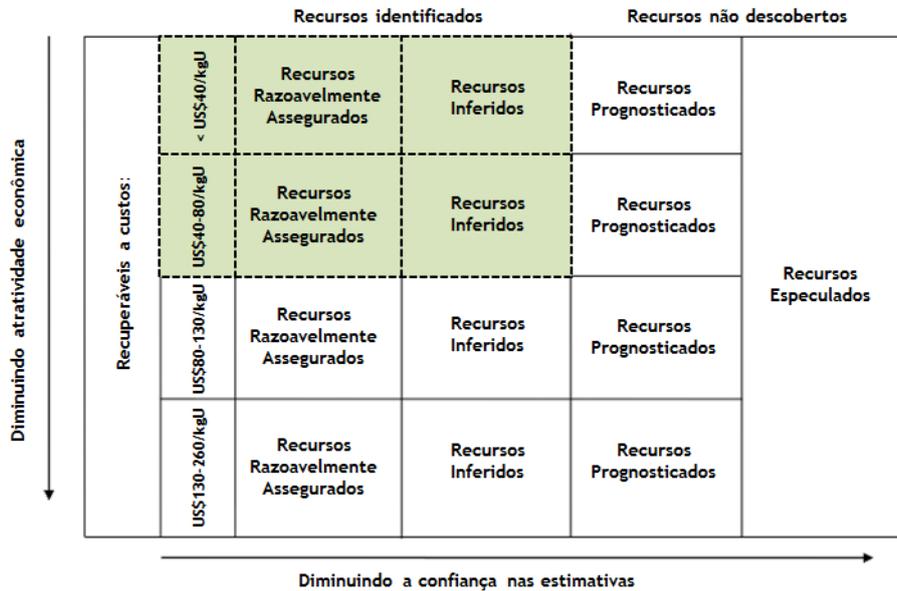


Figura 13 Classificação das reservas de urânio

Fonte: *Elaboração própria com dados da IAEA/NEA, 2014*

3.2 Recursos nacionais

3.2.1 As reservas brasileiras de urânio

No passado, o que se conhecia no Brasil eram apenas reservas monazíticas (composta de tório, elemento fértil, porém não físsil e para o qual não dispúnhamos de tecnologia para aproveitamento).

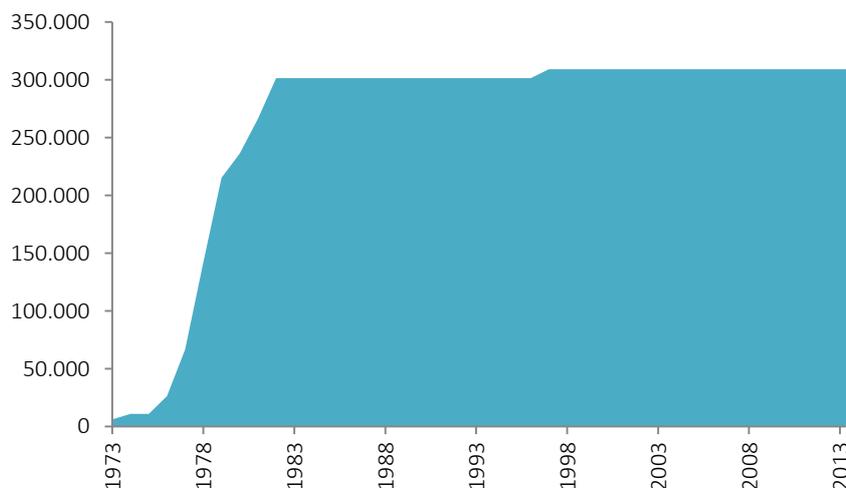
Pelas estimativas da Indústria Nucleares do Brasil – INB, a prospecção e pesquisa para minerais radioativos, que foi interrompida na década de 80, não cobriram mais do que 25% do território nacional. A Tabela 4 apresenta o histórico de exploração e pesquisa do urânio no país.

Tabela 4 Histórico da prospecção e pesquisa de urânio no Brasil

Período	Executor	Ocorrências / Jazidas
1952 – 1955	CNPq	Urânio associado a: caldasito (Planalto de Caldas– MG); fosfato (Araxá-MG); ouro (Jacobina-BA).
1956 – 1960	Cooperação Americana CNEN/ CNPq / USGS	Urânio nas Bacias Sedimentares do Parnaíba-PI; Tucano-BA e Paraná-PR.
1961 – 1966	Cooperação Francesa CNEN / CEA	Urânio na Bacia do Jatobá-PE; Urânio associado ao molibdênio, Poços de Caldas-MG
1967 – 1974	CNEN (CBTN)	Avaliação de reservas em Araxá-MG e Olinda-PE; Cubagem de reservas no Planalto de Poços de Caldas-MG (Depósito de Agostinho).
1975 – 1988	NUCLEBRÁS	Descoberta das jazidas /depósitos; Amarinópolis Rio Preto-Go (1975); Planalto de Poços de Caldas (Depósito de Cercado); Itataia-CE (1976); Lagoa Real-BA (1977); Rio Cristalino (1978).
1989 – Atual	INB	Extensão de Jazidas da Província Uranífera de Lagoa Real

Fonte. Elaboração própria a partir de INB (2015).

Mesmo com estas condicionantes, as reservas do mineral evoluíram de 6,3 mil toneladas de U_3O_8 , conhecidas em 1973 (EPE, 2006), para a atual quantidade, pouco mais de 309 mil toneladas de U_3O_8 em 2014, ainda que nos últimos 20 anos a evolução tenha sido pouco significativa (Figura 14).

**Figura 14** Evolução das reservas brasileiras de urânio (toneladas de U_3O_8)

Fonte: Balanço Energético Nacional, BEN /2015 (EPE, 2015).

No Brasil as reservas medidas e indicadas de U3O8 ao custo de até US\$ 80/kgU, considerando as jazidas de Caldas (MG), Lagoa Real (BA) e Santa Quitéria (CE) totalizam 177.500 toneladas de U₃O₈. As reservas inferidas ao mesmo custo somam 131.870 toneladas. Segundo a INB, o potencial adicional levando-se em conta jazidas mais ao norte do país (Pitinga, Carajás e Rio Cristalino) atingem 300.000 toneladas. A Tabela 5 apresenta os dados disponíveis.

Tabela 5 Reservas brasileiras de urânio por depósitos (U3O8 t)

Depósito - Jazida	Medidas e Indicadas			Inferidas	Total (t)
	<40 US\$/kgU	<80 US\$/kgU	Sub-total	<80 US\$/kgU	
Caldas (MG)	-	500	500	4.000	4.500
Lagoa Real /Caetité (BA)	24.200	69.800	94.000	6.770	100.770
Santa Quitéria (CE)	42.000	41.000	83.000	59.500	142.500
Outras	-	-	-	61.600	61.600
Total	66.200	111.300	177.500	131.870	309.370

Nota: Potencial adicional (Pitinga e Carajás): aprox.300.000 t

Fonte: Elaboração própria a partir de INB (2014).

A exploração, a pesquisa e a definição de reservas de urânio, com o desenvolvimento de jazidas até a abertura de mina, necessitam de investimentos vultosos. Considerando o potencial mineral e as áreas ainda pouco conhecidas, o Brasil representa uma região muito favorável à descoberta de novos jazimentos (INB, 2012).

O distrito uranífero de Lagoa Real está localizado numa região montanhosa do centro-sul do Estado da Bahia, a cerca de 20 km a nordeste da cidade de Caetité, e foi descoberto durante a execução de uma série de levantamentos aerogeofísicos na década de 1970. O projeto básico de mina foi concluído em 1996, indicando uma lavra de céu aberto na jazida com produção de cerca 400 toneladas/ano de urânio. Gradualmente serão explorados outros depósitos, dentre 33 existentes (INB, 2015).

O depósito de Santa Quitéria, por sua vez, está localizado na parte central do Estado do Ceará, a cerca de 45 Km a sudeste da cidade de Santa Quitéria. A jazida de Santa Quitéria possui reservas geológicas de 142,5 mil toneladas de urânio associado ao fosfato. A reserva lavrável tem 79,5 milhões de toneladas de minério, nessa jazida pode-se aproveitar também cerca de 300 milhões de m³ de mármore, totalmente isento de urânio.

A INB prevê que exista um potencial nacional para recursos classificado como “especulativo” da ordem de 500.00 toneladas de U_3O_8 . A **Figura 16** apresenta a localização das reservas potenciais brasileiras conforme dados da INB.



Figura 15 Faixas uraníferas e áreas a prospectar

Fonte. INB (2012).

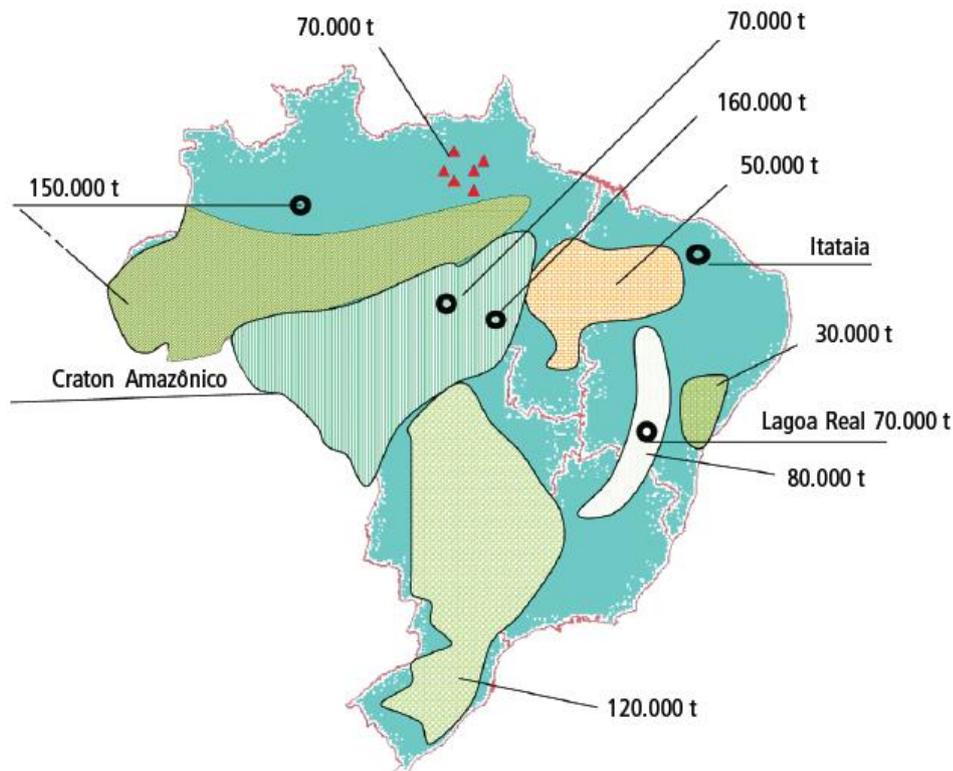


Figura 16 Recursos adicionais de urânio no Brasil

Fonte: EPE 2007 apud INB 2006.

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

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

A Tabela 6 apresenta as características das jazidas em produção no Brasil.

Tabela 6 Características técnicas dos complexos de extração de urânio no Brasil.

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

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

4 ESTRUTURA DA CADEIA DO ELEMENTO COMBUSTÍVEL

4.1 Ciclo do combustível nuclear

O chamado “ciclo do combustível nuclear”, representado esquematicamente na Figura 17 em suas diversas etapas compreende o processo que vai da extração do urânio⁷ à disposição definitiva do combustível irradiado. A IAEA identifica dois tipos de ciclos, um “aberto”, onde o urânio irradiado segue diretamente (após um tempo para decaimento da atividade e condicionamento) para disposição e outro “fechado”, onde usinas de reprocessamento separam o urânio residual e o plutônio formado para reaproveitamento.

Hoje, o Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo do combustível, inclusive a principal fase, o enriquecimento. Essa fase é a principal tanto em termos econômicos como em termos políticos e estratégicos. Economicamente, visto que é a fase que demanda a maior dos investimentos do ciclo; política e estrategicamente, pela sua potencial

⁷ Vale ressaltar que o urânio não é o único combustível nuclear. O Tório também serve para a mesma aplicação e desde o nascimento da indústria nuclear existe o interesse no uso do Tório porque ele é muito mais abundante na Terra que o Urânio. Embora os ciclos de combustível com base no Tório venham sendo estudados há mais de 30 anos, a escala é muito menor que o ciclo do Urânio e do Plutônio. As pesquisas vêm sendo conduzidas na Alemanha, na Índia, no Japão, na Rússia, no Reino Unido e nos Estados Unidos (HYLKO, 2008).

aplicação na produção de armas nucleares o que a faz objeto de controle e salvaguardas internacionais.

Conforme já registrado acima, atualmente, 80% do combustível utilizado no mundo, provêm de fontes primárias de urânio. A tendência é que os estoques de urânio altamente enriquecidos, proveniente de fontes militares, acabem por volta de 2020 – 2030 (IAEA, 2015). Isso poderá significar um aumento na demanda do mineral muito difícil de prever em face das incertezas que cercam a expansão nuclear.

Por outro lado, com o advento de reatores de novas gerações, a tendência é empregar combustível com maior enriquecimento, visando a “sustentabilidade” da geração nuclear: maior vida operacional e menor geração de rejeitos, o que tenderá reduzir a quantidade necessária do mineral.

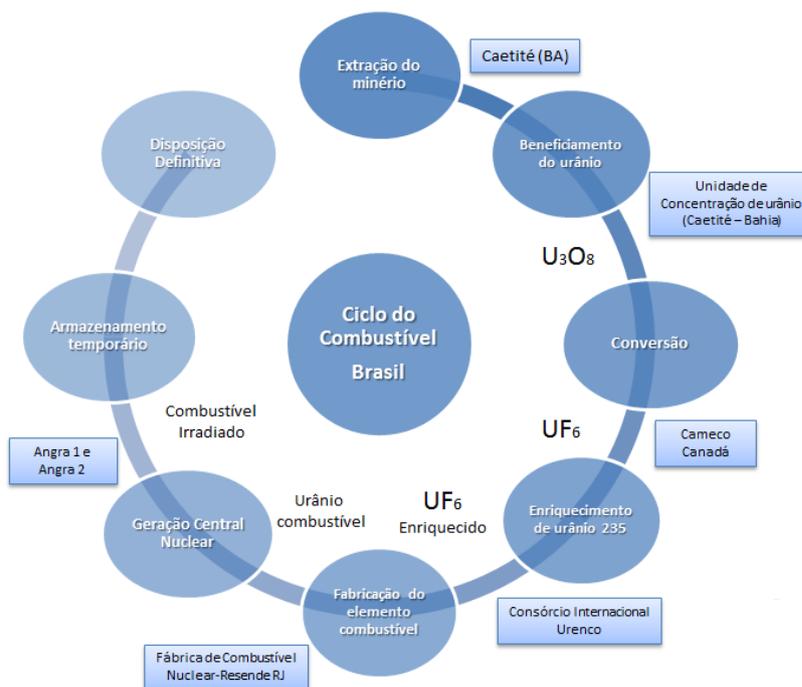


Figura 17 Esquema do ciclo do combustível nuclear - Brasil

Fonte: *Elaboração própria*

4.1.1 Mineração e Beneficiamento

A mineração e a produção de concentrado de urânio (U_3O_8) constituem a primeira etapa do ciclo do combustível, compreendendo a extração do minério da natureza (incluindo as fases de prospecção e pesquisa) e beneficiamento, transformando-o no

“yellowcake”, composto de U_3O_8 . Importante destacar que este óxido serve a todas as tecnologias de reatores nucleares, sendo hoje considerado uma commodity. Cada MW instalado em reator de tecnologia “água leve” (LWR) consome tipicamente 178 kg/ano de U_3O_8 ⁸.

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

Segundo a *British Geological Survey [2007]* existem diversos métodos de produção⁹ e beneficiamento do urânio, descritos a seguir:

Mineração a céu aberto - Este método é muito semelhante à extração de qualquer outro mineral a céu aberto. Inicialmente, o minério é quebrado com utilização de explosivos e, em seguida, carregado em caminhões até a planta de beneficiamento. Alguns dos maiores depósitos de urânio do mundo (Ranger (Austrália); Rössing (Namíbia); McClean Lake (Canadá)) são minerados desta forma.

Mineração subterrânea - Este método é utilizado quando o minério se localiza em grandes profundidades (geralmente maiores do que 200m), o que inviabiliza a mineração a céu aberto. Existem muitas formas de mineração subterrânea e os riscos envolvidos nesta atividade, devidos à concentração de gases e radioatividade, exigem avanços tecnológicos na automação dos processos, reduzindo o risco de exposição de operadores.

Lixiviação in situ (ISL)- É a extração de urânio de arenitos usando soluções químicas. A extração ISL é realizada através da injeção de uma solução (ácida ou alcalina) dissolvente na região onde existe minério, de modo a oxidar, complexar e mobilizar o urânio. Em seguida recuperam-se as soluções

8 As usinas com reatores nucleares que utilizam água leve comum para moderação e refrigeração e urânio enriquecido como combustível constitui cerca de 90% da capacidade nuclear em operação no mundo e aproximadamente 85% da capacidade em construção.

9 O urânio é um co-produto quando ele é uma de duas commodities que deve ser produzidas para tornar uma mina econômica. Ambas as commodities influenciam a produção. O urânio como co-produto é produzido utilizando métodos de mineração a céu aberto ou subterrânea. O urânio é considerado um subproduto quando ele um produto secundário ou adicional. O urânio subproduto pode ser produzido com um produto principal ou com co-produtos, também utilizando a mineração a céu aberto ou subterrânea.

impregnadas através dos poços de produção, que as levam até a superfície para posterior processamento.

Lixiviação em degraus ou em blocos - É a lixiviação do minério triturado sem a sua remoção de uma mina subterrânea.

Lixiviação em pilhas - Pilhas de minério são formadas sobre um sistema de coleta colocado sob uma membrana. Soluções de ácido sulfúrico diluído são distribuídas sobre a superfície do minério. Quando as soluções se infiltram através da pilha, elas dissolvem uma quantidade significativa (50-75%) do urânio no minério. O urânio é recuperado da lixívia produzido através de troca iônica ou extração com solvente.

Na planta de beneficiamento, o minério extraído a céu aberto ou pela mineração subterrânea é esmagado e moído, formando um pó fino. A este pó, então, é adicionado água, formando uma pasta, que é bombeada para tanques, onde é utilizado ácido para dissolver o urânio do minério. Assim, o urânio na solução é separado dos sólidos esgotados e, após filtragem, bombeado para o processo da extração solvente, onde diversos produtos químicos são usados para remover, seletivamente, o urânio do ácido e outros elementos contidos no minério. “Esta operação é geralmente realizada em uma usina de beneficiamento do urânio próxima das minas para facilitar o transporte” (CGEE, 2010). O urânio extraído é purificado e concentrado sob a forma de um sal de cor amarela, conhecido como *yellowcake*.

No Brasil, o beneficiamento do urânio é realizado na INB Caetité (INB), que utiliza o processo de lixiviação em pilhas (estática). Depois de britado, o minério é disposto em pilhas e irrigado com solução de ácido sulfúrico para a retirada do urânio nele contido. A capacidade instalada atual produz 400 toneladas de concentrado de urânio por ano (INB, 2015).

Na Tabela 7 são apresentados os fatores globais de recuperação de recursos, de acordo com o método de mineração e beneficiamento.

Tabela 7 Fatores globais de recuperação dos recursos.

Método de mineração e processamento	Fator de recuperação (%)
Mineração a céu aberto com processamento convencional	80
Mineração subterrânea com processamento convencional	80
Lixiviação <i>in situ</i> (ácida)	75
Lixiviação <i>in situ</i> (alcalina)	70
Lixiviação em blocos e degraus (lixiviação no local)	75
Co-produto ou subproduto	70
Método não-específico	75

Fonte: Adaptado de NEA – IAEA, 2008.

4.1.2 Conversão

Após o beneficiamento, o U_3O_8 ainda necessita ser refinado antes da conversão em hexafluoreto de urânio (UF₆) para posterior enriquecimento. Na usina de conversão, o U_3O_8 é dissolvido e purificado, obtendo-se então o urânio nuclearmente puro. A seguir, é convertido para o estado gasoso preparado para o enriquecimento isotópico.

Depois do refino inicial, que pode envolver a produção do nitrato de uranila, o U_3O_8 é reduzido em um forno pelo hidrogênio para formar o dióxido de urânio. Este então reage em outro forno com ácido fluorídrico (HF) para formar o tetrafluoreto de urânio (UF₄). O UF₄ é então alimentado em um reator de leito fluidizado com flúor gasoso para produzir o UF₆.

No processo seco, o concentrado de U_3O_8 é inicialmente calcinado para eliminar algumas impurezas e em seguida aglomerado e fracionado. No processo úmido, o concentrado é dissolvido em ácido nítrico. A solução resultante de nitrato de uranila ($UO_2(NO_3)2 \cdot 6H_2O$) é alimentada em um processo de extração contracorrente com solvente, utilizando tributil fosfato dissolvido em querosene ou dodecano. O urânio é recolhido pelo extratante, do qual ele pode ser removido com uma solução de ácido nítrico diluído e posteriormente concentrado por evaporação. Esta solução é então calcinada em um reator de leito fluidizado para produzir UO_3 ou UO_2 se aquecido suficientemente (UIC).

O UF₆ é altamente corrosivo, especialmente se úmido. Quando aquecido ele é um gás, estado físico em que é utilizado no processo de enriquecimento. Em temperaturas mais baixas e sob pressão moderada, o UF₆ pode ser liquefeito. O líquido é direcionado para cilindros de aço de parede espessa e que pesam mais de 15 toneladas quando cheios,

especialmente elaborados para o transporte. Com o resfriamento, o UF₆ líquido no interior do cilindro se torna um sólido branco cristalino e é transportado nessa forma.

O sítio e o manejo ambiental e de segurança de uma planta de conversão estão sujeitos à regulação aplicada a todas as indústrias de processamento químico que utilizam substâncias químicas contendo flúor (UIC).

Atualmente, o país envia o composto U₃O₈ para o exterior a etapa de conversão, realizada pela Cameco, empresa canadense. Como visto, o Canadá é um dos principais players no mercado de conversão.

Atualmente, o Brasil constrói uma usina piloto no Centro de Aramar – Marinha Brasileira e conta com pequena participação neste mercado. Mesmo assim, é de grande relevância estratégica que o país esteja no rol dos países que podem participar desta etapa, uma vez que este mercado é extremamente especializado, devido à tecnologia, e com poucos agentes, caracterizando-se por altas barreiras à entrada e elevada capacidade de definir preço. Do ponto de vista econômico, no entanto, o peso do custo desta etapa é relativamente pequeno na composição do custo total.

4.1.3 Enriquecimento

O urânio encontrado na natureza consiste basicamente de dois isótopos, o U-235 e o U-238 nas proporções de 0,711% e 99,3%. Embora mais abundante, o isótopo U-238 não contribui diretamente para o processo de fissão (embora o faça indiretamente através da formação de isótopos físséis de plutônio).

O U-235 e o U-238 são quimicamente idênticos, mas diferem em suas propriedades físicas, particularmente na massa atômica, já que o U-238 possui três nêutrons a mais do que o U-235. Essa diferença entre a massa do U-235 e o U-238 permite que os isótopos sejam separados e torna possível aumentar a proporção do U-235, o chamado enriquecimento. Todos os processos atuais de enriquecimento fazem uso dessa pequena diferença de massa, direta ou indiretamente.

Alguns reatores utilizam o urânio natural como combustível, mas a maioria dos reatores atuais (reatores de água leve) utiliza o urânio enriquecido, onde a proporção do isótopo U-235 é aumentada de 0,7% para cerca de até 5%.

Diversos processos de enriquecimento foram demonstrados em laboratório, mas apenas dois, a difusão gasosa e a centrifugação, estão operando em escala comercial. Em ambos, o gás UF₆ é utilizado com material. As moléculas de UF₆ com átomos de U-235 são

cerca de 1% mais leve do que as demais, e esta diferença na massa é a base para ambos os processos.

O enriquecimento comercial de urânio foi realizado inicialmente através do processo de difusão gasosa nos Estados Unidos, sendo utilizado posteriormente na Rússia, Reino Unido, França, China e Argentina. Atualmente apenas os Estados Unidos e a França utilizam este processo, que representa cerca de 40% da capacidade mundial de enriquecimento, em escala significativa. Embora tenham se provado duráveis e confiáveis, a maioria das plantas de difusão gasosa encontra-se próximo ao fim da vida útil e o foco agora se concentra na tecnologia de enriquecimento por centrifugação, que parece ser o substituto da difusão.

O processo de difusão envolve forçar o gás UF_6 sob pressão através de uma série de membranas porosas ou diafragmas. Como as moléculas do U-235 são mais leves do que as do U-238, elas se movem mais rapidamente e têm uma chance um pouco maior de passar através dos poros na membrana. O UF_6 que se difunde através da membrana é, portanto, mais enriquecido, enquanto o gás que não passa contém menos U-235. Este processo é repetido diversas vezes em uma série de estágios de difusão ("cascata"). Cada estágio consiste de um compressor, um difusor e um trocador de calor para remover o calor da compressão. O UF_6 enriquecido é coletado a partir de uma das extremidades da cascata e o UF_6 esgotado é removido na outra extremidade. O gás deve ser processado através de cerca de 1.400 estágios para obter um produto com uma concentração de 3 a 5% de U-235.

Da mesma maneira que o processo de difusão, o processo de centrifugação utiliza o UF_6 gasoso e a pequena diferença entre as massas do U-235 e do U-238. O gás é alimentado em uma série de tubos de vácuo, cada um com um rotor de 1 a 2 metros de comprimento e 15 a 20 cm de diâmetro. Quando os rotores são girados rapidamente (50 a 70 mil rpm), as moléculas mais pesadas com o U-238 aumentam em concentração na porção externa do cilindro e há um aumento correspondente na concentração do U-235 próximo ao centro. Estas diferenças de concentração são ampliadas fazendo o gás circular axialmente dentro do cilindro.

O gás enriquecido constitui parte da corrente dos próximos estágios, enquanto o UF_6 esgotado retorna ao estágio anterior. Eventualmente o urânio enriquecido e o esgotado são removidos da cascata nos pontos desejados. Para obter a separação eficiente dos dois isótopos, as centrífugas giram a velocidades muito elevadas, com a parede externa do cilindro movendo-se a 400-500 m/s para proporcionar uma aceleração 106 vezes maior do que a gravidade.

Embora a capacidade de uma centrífuga seja muito menor do que a de um estágio de difusão, a sua capacidade de separar isótopos é muito maior. Os estágios de centrifugação geralmente consistem em um grande número de centrífugas em paralelo. Estes estágios são então arranjados em cascatas de modo similar às da difusão. No processo de centrifugação, entretanto o número de estágios pode ser de apenas 10 a 20, ao invés de mil ou mais para a difusão.

Os processos de enriquecimento a laser têm sido foco de interesse durante algum tempo, já que representam uma possível tecnologia de terceira geração com vantagens econômicas em potencial. Nenhum dos processos está disponível para uso comercial, embora um dos processos já se encontre em estágio avançado¹⁰.

Além da produção de urânio enriquecido a partir do urânio natural, deve-se destacar a produção de urânio para a geração termonuclear a partir de urânio altamente enriquecido (HEU)¹¹ proveniente do desmantelamento do arsenal nuclear da ex-URSS (programa “Megatons to Megawatts”), iniciada a partir do histórico acordo de não-proliferação nuclear firmando entre os Estados Unidos e a Rússia, que representa atualmente 10% da produção mundial de urânio enriquecido.

Em alguns países, o combustível utilizado é reprocessado para recuperar o urânio e o plutônio e reduzir o volume final de resíduos. O plutônio é geralmente reciclado prontamente em combustível misturado ao óxido, através da mistura com o urânio esgotado.

Quando o urânio recuperado do reprocessamento de combustível nuclear para ser reutilizado, ele deve ser convertido e “re-enriquecido”. Isto é dificultado pela presença de impurezas e de dois novos isótopos em particular: U-232 e U-236, que são formados através da captura de nêutrons no reator. Ambos decaem muito mais rapidamente do que o U-235 e U-238, e um dos produtos do U-232 emite radiação gama muito forte, o que significa que é necessária uma proteção especial na planta. O U-236 é um absorvedor de

10 A separação isotópica do urânio pode ser realizada baseada nos princípios da fotoexcitação. Em geral, o processo de enriquecimento utiliza três sistemas principais, que são os sistemas laser, óptico e o módulo de separação. Lasers ajustáveis podem ser desenvolvidos para fornecer uma radiação altamente monocromática. A radiação destes lasers pode ser utilizada em estágios em série para fotoionizar espécies de um isótopo específico sem afetar os demais isótopos. As espécies afetadas são então modificadas física ou quimicamente, o que permite a separação do material. Algumas das vantagens do enriquecimento a laser é o menor consumo de energia e custo de capital, a utilização de módulos de separação relativamente simples e práticos e que o enriquecimento pode ocorrer em uma passagem através do separador. Uma das desvantagens é que a produção é um processo em batelada e parte do processo deve ser realizada a vácuo.

11 Se U-235 constituir mais de 20% é considerado urânio altamente enriquecido (HEU).

nêutrons que impede a reação em cadeia, e significa que um nível de enriquecimento mais alto de U-235 no produto é necessário para compensar. Sendo mais leves, ambos os isótopos tendem a se concentrar na corrente do enriquecido (ao invés do esgotado), de forma que o urânio reprocessado que é re-enriquecido para ser utilizado como combustível deve ser segregado do urânio enriquecido novo. A presença do U-236 em particular significa que o urânio reprocessado pode ser reciclado apenas uma vez (pelo menos até um novo processo de enriquecimento a laser possa ser aplicado para removê-lo).

Ambos os processos de difusão e centrifugação podem ser utilizados para o re-enriquecimento, embora questões relacionadas à contaminação impeçam a aplicação comercial do primeiro. Apenas duas plantas de centrifugação têm sido utilizadas para enriquecer o urânio reprocessado. Um processo a laser é teoricamente o ideal, pois é específico para o U-235 desejado, mais ainda deve ser demonstrado com o material reprocessado.

Etapa de Enriquecimento no Brasil

Com a decisão de construção de Angra 3, o esforço brasileiro pelo domínio da tecnologia de enriquecimento (indubitavelmente a etapa mais sensível do ciclo do combustível front-end) se mostra estrategicamente importante não apenas do ponto de vista da autossuficiência em um mercado controlado por poucas empresas e condicionado por políticas de governo, como pela abertura de eventuais oportunidades de negócio para o país.

Atualmente, a URENCO, consórcio europeu formado por Holanda, Alemanha e Inglaterra, realiza a etapa de enriquecimento do urânio. Nesta etapa o UF_6 é enriquecido de 0,7% para valores acima de 3%. Assim, o processo de enriquecimento do urânio produzido no Brasil é efetuado no exterior e enviado em contêineres para a Fábrica de Combustível Nuclear - Reconversão.

Entretanto, o Brasil já conta com uma unidade de enriquecimento localizada em Resende, licenciada para enriquecer urânio a menos de 5% de U-235. A comunidade internacional aceitou sua operação com fins comerciais.

A produção em escala industrial iniciou sua primeira etapa com a autorização de operação inicial (AOI)¹² dada pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) em janeiro de 2009.

Esta fábrica já possui duas cascatas de ultracentrífugas, equipamentos que permitem o enriquecimento de urânio, cujo desenvolvimento foi feito pelo Centro Tecnológico da Marinha em São Paulo (CTMSP) em parceria com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN). Com a adição de mais oito cascatas, a INB prevê o atendimento das necessidades de enriquecimento de Angra 1 (100% das requisições) e de Angra 2 (20% das requisições).

4.1.4 Reconversão

O processo de reconversão, ilustrado na Figura 18, corresponde ao retorno do gás UF₆ ao estado sólido, sob a forma de pó de dióxido de urânio (UO₂). A reconversão do gás em pó objetiva concentrar o urânio de maneira apropriada para sua utilização como combustível.

Conforme a CGEE (2010): *“A reação química entre estes compostos produz o tricarbonato de amônio e uranila (TCAU), sólido amarelo insolúvel em água. Em seguida, o conteúdo do precipitador é bombeado para filtros rotativos a vácuo, onde o pó de TCAU é seco e transportado para o alimentador do forno. No forno de leito fluidizado, à temperatura de 600° C, o TCAU é alimentado juntamente com gás hidrogênio (H₂) e vapor d’água. O produto gerado, o dióxido de urânio (UO₂), ainda instável, é descarregado no estabilizador, onde recebe a adição de gás nitrogênio (N₂) e ar.”*

Após a estabilização, o UO₂ é transportado para grandes caixas giratórias misturadoras, os homogeneizadores, onde a este pó é adicionado outro composto de urânio (U₃O₈), estando pronto e à disposição da FCN – Pastilhas (INB). A capacidade instalada atual está situada em 160 ton/ano de UO₂, o que representa o atendimento integral a Angra 1, 2 e 3 (INB, 2013).

¹² A AOI é uma licença temporária, que tem duração de um ano. A INB pode solicitar sua renovação até que a CNEN conceda a Autorização de Operação Permanente (AOP).

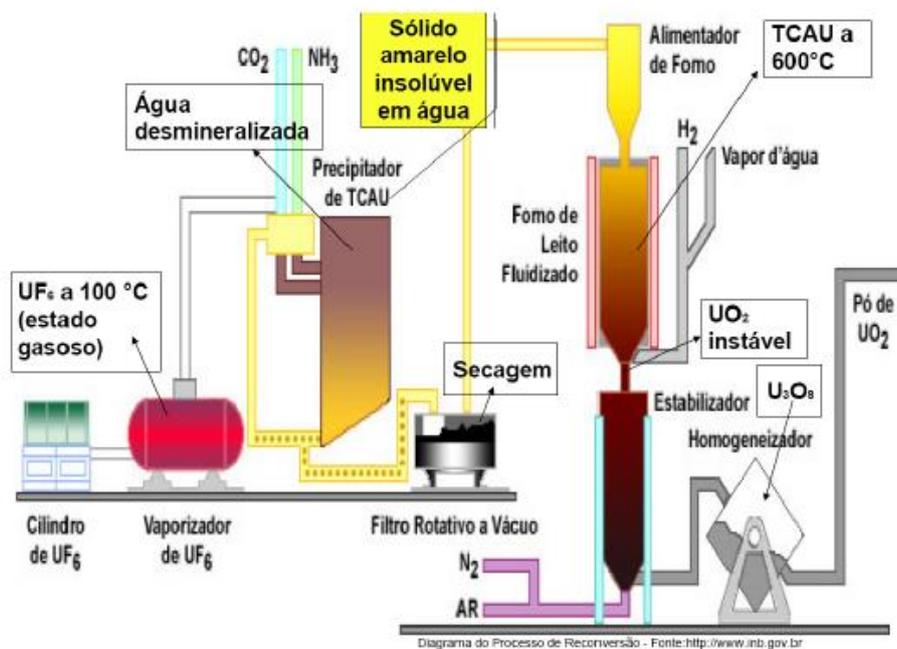


Figura 18 Esquema do processo de reconversão do UF_6 em pó de UO_2 .

Fonte: INB, 2015.

4.1.5 Fabricação de pastilhas de UO_2 e dos elementos combustíveis

Após o processo de mistura com U_3O_8 , o pó de UO_2 é transportado para a produção das pastilhas, chamadas de "pastilhas verdes" nesta fase. Estas, ainda relativamente frágeis, são submetidas a cerca de 1700°C , onde adquirem resistência necessária às condições de operação a que serão submetidas dentro de um reator de uma usina nuclear. A fabricação das pastilhas de UO_2 é ilustrada na Figura 19.

As pastilhas sinterizadas passam, ainda, por uma etapa de retificação para ajuste fino das dimensões. Após a retificação, todas as pastilhas sinterizadas são verificadas através de medição a laser, que rejeita aquelas cuja circunferência estiver fora dos padrões adequados.

Por fim, o elemento combustível é obtido. O elemento combustível é um conjunto de 235 varetas combustíveis - fabricadas em zircaloy - rigidamente posicionadas em uma estrutura metálica, formada por grades espaçadoras; 21 tubos-guias e dois bocais, um inferior e outro superior. Nos tubos-guias são inseridas as barras de controle da reação nuclear. Antes de serem unidas a estes tubos por solda eletrônica, as grades espaçadoras são alinhadas por equipamentos de alta precisão. A solda das extremidades das varetas se

dá em atmosfera de gás inerte e sua qualidade é verificada por raios-X. No Brasil, o processo é feito pela FCN, obedecendo a padrões de qualidade e precisão mecânica.

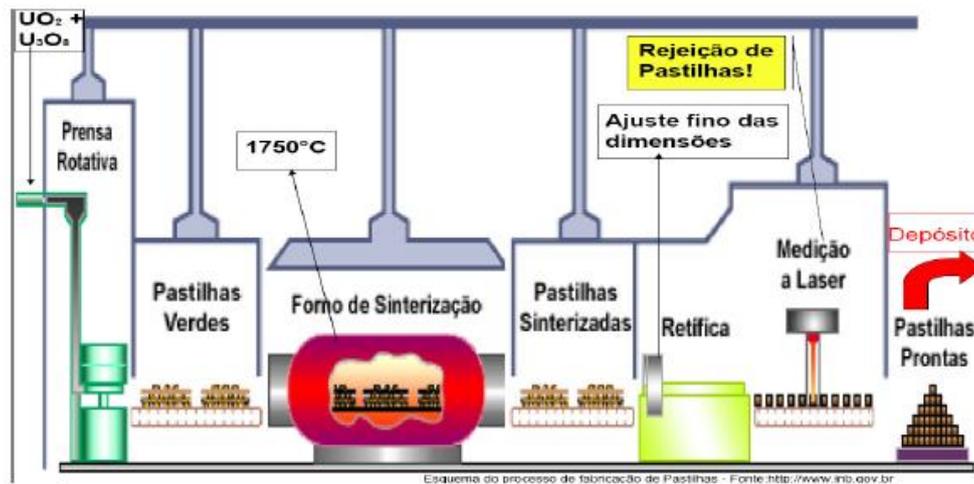


Figura 19 Esquema do processo de fabricação de pastilhas de dióxido de urânio.

Fonte: INB, 2015.

No entanto, há que se destacar que parte dos componentes metálicos do combustível nuclear ainda é importada. Nesse sentido, a INB, financiada pelo MCT, está implantando um projeto de nacionalização dos componentes metálicos que compõem o HTP (high thermal performance). Desenvolvido pela Siemens, o HTP é mais eficiente do ponto de vista econômico do que o atualmente utilizado e o país com a sua linha de produção operacional própria tornar-se-á independente da importação de componentes utilizados na fabricação do elemento combustível.

De acordo com INB (2015), há várias vantagens em dominar a tecnologia de produção dos componentes metálicos do elemento combustível: provê maior eficiência energética à usina de Angra 2 ao aumentar a vida útil do elemento combustível e menores custos operacionais (evitando paradas não-programadas, por exemplo), gera menor quantidade de resíduo radioativo porque usa uma liga de zircônio mais resistente a altas queimas de urânio, proporcionará desenvolvimentos importantes para a economia como um todo através do aprimoramento das características mecânicas dos materiais e, possibilitará eventualmente a exportação de produtos tecnologicamente mais avançados. A Figura 20 ilustra as etapas de fabricação do elemento combustível.

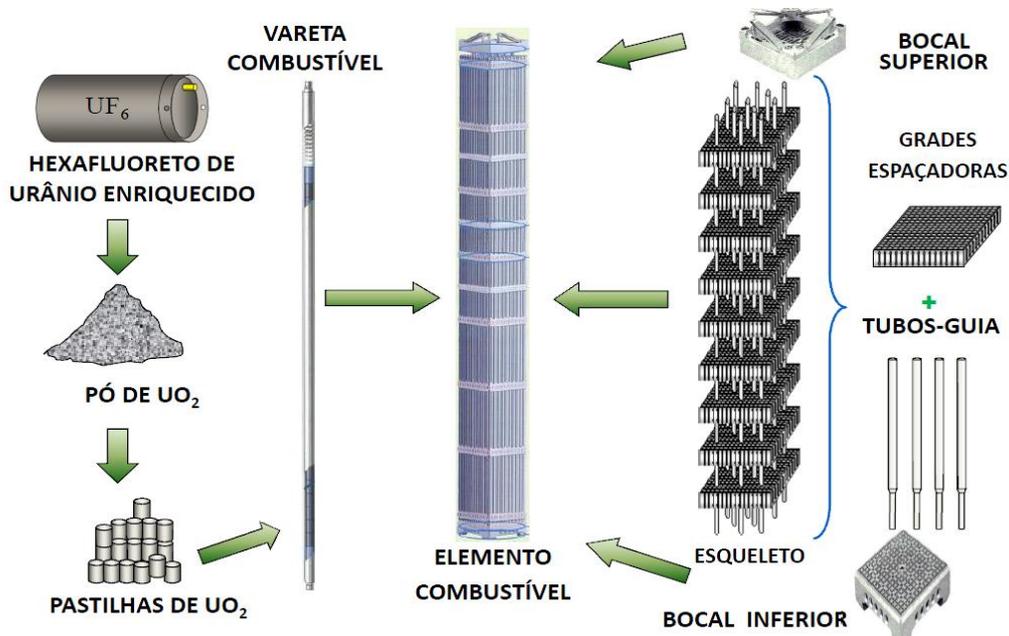


Figura 20 Esquema da fabricação do elemento combustível

Fonte: INB, 2015.

4.1.6 Reprocessamento de combustível

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

Se o combustível usado é reprocessado, como ocorre nos reatores do Reino Unido, França, Japão e Alemanha, os elementos transurânicos são separados do combustível utilizado, permitindo a reciclagem do urânio e do plutônio¹³. Por outro lado, se o

13 O plutônio é um elemento químico não disponível na natureza e formado durante a geração term nuclear. Um reator típico de 1000MW consome cerca de 25 toneladas de urânio por ano e produz aproximadamente 290 quilos de plutônio (WNA,2015). O isótopo mais comum formado em um reator nuclear típico é o isótopo Pu-239 físsil, formado por captura de neutrons de U-238. Na atividade de reprocessamento o óxido de plutônio é recuperado e misturado com

combustível usado no reator não é reprocessado, ele ainda irá conter todos os isótopos radioativos e todo o material é tratado como rejeito de alta atividade para a disposição direta. Ele também gera uma grande quantidade de calor e requer o resfriamento. Entretanto, uma vez que consiste predominantemente de urânio (com um pouco de plutônio), representa um recurso potencialmente valioso.

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

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

5 ESTADO DA ARTE DA TECNOLOGIA DA CONVERSÃO DO URÂNIO EM ENERGIA ELÉTRICA.

5.1 Princípios de funcionamento

Conceitualmente as plantas nucleares em operação são similares às usinas térmicas convencionais em ciclo simples. O processo envolve o aquecimento de vapor a alta pressão que, ao expandir-se, aciona uma turbina térmica, movimentando um gerador elétrico acoplado a seu eixo. O vapor saído da turbina, em baixa pressão, é resfriado, condensado e novamente aquecido, reiniciando o ciclo térmico de Rankine (IAEA, 2015).

O uso de vapor a pressão e temperatura relativamente baixos (vapor subcrítico) limita a eficiência das usinas nucleares, sendo frequente considerar o “heat rate” de

óxido de urânio empobrecido para a produção de combustível MOX, com cerca de 8% Pu-239 . O plutônio também pode ser utilizado em reatores de neutrons rápidos. (WNA,2015)

10.623 Btu/kWh (correspondente a uma eficiência térmica de 32,1%) como fator de conversão de energia adequado para as usinas nucleares (EIA-DOE).

As principais diferenças entre as usinas termelétricas convencionais e term nucleares estão no combustível utilizado e na forma de aquecimento e vaporização da água.

No interior do reator se dá a reação de fissão dos átomos do U-235, iniciada com o bombardeio de nêutrons. Cada átomo que se fissiona emite 2 ou 3 nêutrons, gerando a reação em cadeia, como é apresentado na Figura 21. Cada fissão transforma uma massa de 0,215 uma (unidade de massa atômica) em energia através da equação.

Há dois elementos essenciais numa reação em cadeia controlada: o moderador, que garante o nível de energia dos nêutrons adequado para a continuidade do processo de fissão, e o refrigerante, que absorve o calor formado e o leva ao exterior do reator para o seu aproveitamento. As diversas tecnologias de reator existem em função desses dois elementos.

O calor absorvido pelo refrigerante pode acionar diretamente uma turbina a vapor ou trocar calor com um circuito secundário, que fará este serviço. Nos reatores PWR (pressurised water reactor), por exemplo, mais utilizados, é usada água¹⁴ tanto para moderador quanto para refrigerante. A água do circuito primário é mantida a pressão suficiente para não vaporizar e troca calor com um circuito secundário, onde é formado vapor que aciona a turbina, movimentando o gerador. Grandes quantidades de água são utilizadas para resfriar a água no condensador. Nos reatores BWR (boiling water reactor), que também utiliza água comum para os dois serviços, a água do circuito primário se vaporiza e aciona diretamente a turbina. Há menos equipamentos, mas a radiação tem uma propagação maior, atingindo mais equipamentos na instalação (EPE, 2006). Na Figura 22 pode ser visualizado o processo de geração de energia a partir de um reator PWR, desde a reação nuclear até a conexão à rede elétrica.

14 Com adição de boro, que ajuda no controle da reação.

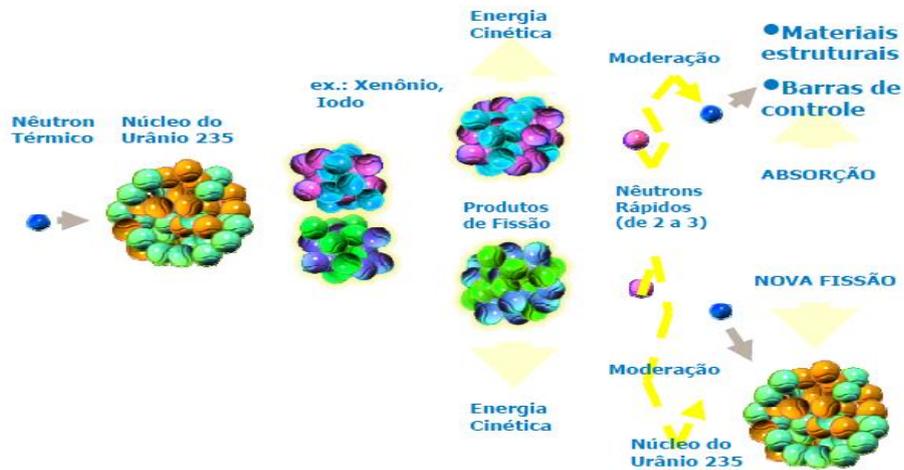


Figura 21 Reação em cadeia - Fissão nuclear
 Fonte: CNEN, 2014

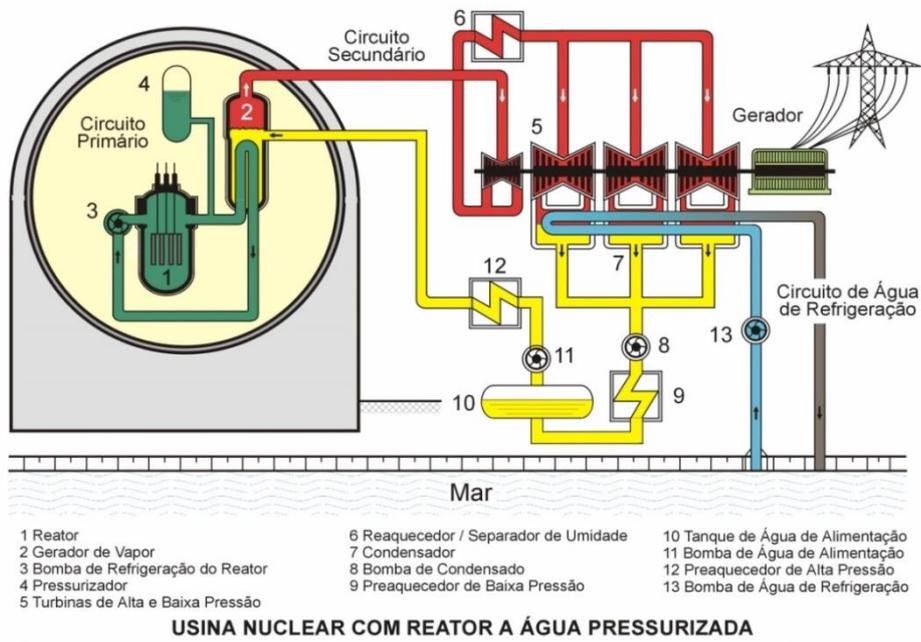


Figura 22 Representação esquemática da geração nuclear - PWR
 Fonte: Eletronuclear, 2013

5.2 Tecnologias e Inovações

5.2.1 Tipos de reatores

O reator é o equipamento fundamental de uma usina nuclear. Trata-se de uma câmara de resfriamento hermética, revestida com aço para evitar a dispersão da radiação, onde se processa a fissão dos átomos de urânio U-238 e U-235, natural ou enriquecido.

Os reatores nucleares são classificados de acordo com os níveis de energia de nêutrons, térmico ou rápido, com o moderador usado para o resfriamento (água, gás ou metal líquido) e com o moderador de nêutrons utilizado (água, água pesada ou grafite).

A maioria dos reatores em operação utiliza tanto a água para resfriamento quanto como moderador (o grafite também pode ser usado como moderador), são os denominados *Pressurized Light-Water-Moderated and Cooled Reactor* (PWR), ou água fervente, os *Boiling Light-Water-Cooled and Moderated Reactor* (BWR). Alguns reatores usam água pesada, chamados de *Pressurized Heavy-Water-Moderated and Cooled Reactor* (PHWR). Também estão disponíveis os *High-Temperature Gas-Cooled, Graphite-Moderated Reactor* (HTGR), de alta eficiência e segurança¹⁵.

Do tipo HWR são os modelos PHWR (“*Pressurized Heavy Water Reactor*”) ou CANDU (“*Canadian Deuterium Uranium*”), que têm como meio refrigerante o óxido de deutério (D2O). A utilização da água pesada permite o uso de urânio não enriquecido.

Do tipo GMR são os modelos GCR (“*Gas Cooled Reactor*”), que tem dióxido de carbono ou o hélio como meio refrigerante, usados na Inglaterra e França com denominações de Magnox e AGR (“*Advanced Gas Cooled Reactor*”) e os modelos LWGR (“*Light Water Cooled Graphite Reactor*”) ou RBMK (“*Reaktor Bolshoy Moschnosty Kanalny*”), que usam água como meio refrigerante, muito associados ao acidente de Chernobyl. Os reatores FBR foram inicialmente desenvolvidos para uso em submarinos nucleares, dando origem ao modelo russo BN que usa sódio líquido como refrigerante.

15 Por ocasião do acidente de Fukushima, cerca de 65% das usinas nucleares em operação usavam reatores do tipo PWR, enquanto que 25% usavam reatores do tipo BWR, dentre essas a usina nuclear de Fukushima Daiichi. Segundo a nota de esclarecimento da Eletronuclear a respeito desse acidente (publicada em seu portal), para problemas de perda total da alimentação elétrica, como ocorrido em Fukushima, reatores do tipo PWR seriam mais seguros, pois permitem aos operadores um tempo maior para restabelecimento da energia. Por outro lado, não se pode afirmar que a tecnologia PWR seja mais segura que a BWR, tendo em vista o acidente da usina nuclear de Three Mile Island, em 1979, nos EUA, que usava reatores do tipo PWR.

Existem ainda reatores que não utilizam moderador, conhecidos como reatores rápidos, em oposição aos reatores térmicos. O núcleo do reator rápido é envolvido por uma camada de urânio, que recebe os nêutrons que escapam do núcleo, gerando urânio e plutônio físséis. O plutônio é mais adequado à fabricação de bomba, o que torna este tipo de reator visado do ponto de vista militar. A Tabela 8 apresenta os tipos de reatores em operação existentes.

Tabela 8 Tipos de reatores em operação

Sigla	Tipos
PWR	Pressurised water reactor
BWR	Boiling water reactor
WWER	Water water energy reactor
PHWR	Pressurised heavy water reactor
LWGR	Light water cooled graphite moderated reactor
AGR	Advanced gas-cooled reactor
ABWR	Advanced boiling water reactor
GCR	Gas cooled reactor
FBR	Fast breeder reactor

Fonte: *Elaboração própria*

A Figura 23 apresenta a distribuição dos tipos de reatores em operação e construção no mundo.

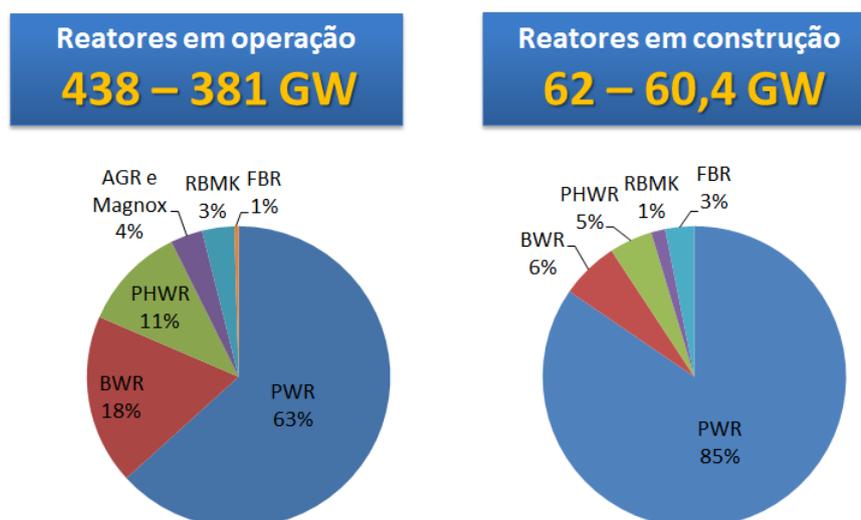


Figura 23 Reatores em operação no mundo por tipo

Fonte: *Elaboração própria a partir de WNA, 2015.*

Os modelos de reatores nucleares desenvolvidos nas últimas décadas são comumente classificados em “gerações”, as quais são diferenciadas pelos seus avanços tecnológicos. Assim, os primeiros reatores comerciais desenvolvidos nas décadas de 1950-60, basicamente protótipos de demonstração industrial, são chamados de “Geração I”, dos quais apenas um da central nuclear de Wylfa, no País de Gales, ainda encontra-se em operação comercial (Goldberg & Rosner, 2011).

Os reatores comerciais projetados nas décadas de 70 e 80, mais econômicos e confiáveis, pertencem à classe chamada de “Geração II”, que são em sua grande maioria os reatores PWR e BWR em operação atualmente. Os projetos modernos e em construção são chamados de “Geração III”, e apresentam, sobretudo melhoria de desempenho com relação aos reatores da Geração II. Alguns deles são chamados de “Geração III+”, quando incluem também dispositivos inovadores de segurança, como resfriamento passivo por circulação natural. Nas notas técnicas do PNE 2030 (EPE, 2006), são descritas as gerações de reatores nucleares de forma mais detalhada. Os modelos de reatores da Geração III disponíveis em estágio comercial são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 Modelos comerciais de Reatores da Geração III

Fabricante	País	Design	Tipo	Capacidade (MW)	Em Construção
Areva	França	EPR	PWR	1600	4 (Finlândia, França e China)
Areva / MHI	França / Japão	ATMEA	PWR	1100	-
CANDU Energy	Canadá	EC6	PHWR	700	-
CNNC-CGN	China	Hualong-1	PWR	1100	-
GE Hitachi - Toshiba	EUA / Japão	ABWR	BWR	1400-1700	4 (Japão / China)
GE Hitachi	EUA / Japão	ESBWR	BWR	1600	-
KEPCO/KHNP	Coréia	APR 1400	PWR	1400	7 (Coreia e Emirados Árabes)
Mitsubishi	Japão	APWR	PWR	1700	-
Rosatom	Rússia	AES-92 e AES-2006	PWR	1000-1200	10 (Rússia, Bielorrússia, China e Índia)
SNPTC	China	CAP 1000, CAP 1400	PWR	1200-1400	-
Westinghouse / Toshiba	EUA / Japão	AP 1000	PWR	1200	8 (China e EUA)

Fonte: Adaptado de *Technology Roadmaps – Nuclear Energy 2015 Edition (EIA/NEA, 2015)*.

Novas tecnologias de reatores nucleares estão sendo desenvolvidas em direção aos denominados reatores da Geração IV (WNA, 2015). Conceitualmente, tais reatores apresentam todas as características da Geração III+ aliados à capacidade de produção de hidrogênio¹⁶. Tais tecnologias permitem também um melhor gerenciamento dos actínídeos, elementos mais pesados que o urânio, radioativos, com longa meia-vida e que representam uma porção significativa do combustível usado nos reatores LWR. Todas as tecnologias da Geração IV incluem o reprocessamento no local onde o material é gerado, evitando o seu transporte, o que diminui os riscos de proliferação nuclear.

Os reatores de Geração IV ainda incorporam aperfeiçoamentos significativos na questão da segurança. Nas plantas hoje existentes, a circulação do refrigerante cessa em caso de falha mecânica ou elétrica, mas a reação nuclear continua. Isso pode determinar um derretimento ou uma explosão na qual pode ser liberado material radioativo. Nos reatores de quarta geração não são necessárias bombas mecânicas, pois as altas temperaturas produzidas pelas varetas de combustível são usadas para gerar correntes de convecção que mantêm o refrigerante em movimento.

A maioria das tecnologias de Geração IV usa o ciclo fechado do combustível, visando maximizar o aproveitamento dos recursos e minimizar a geração dos rejeitos radioativos. O Departamento de Energia dos Estados Unidos vem acompanhando cinco das seis tecnologias de Geração IV em estágio mais promissor (GEN4, 2014).

Essas tecnologias representam grande evolução para a indústria nuclear, pois devido ao aumento das temperaturas conseguidas, que passariam dos atuais 330°C dos reatores à água leve, para algo entre 510°C e 1.000°C torna-se possível a produção termoquímica de hidrogênio. O Departamento de Energia dos Estados Unidos vem desenvolvendo cinco das seis tecnologias de Geração IV apresentadas na Tabela 10 (a única que não vem sendo desenvolvida é a de resfriamento com sódio).

16 O hidrogênio pode ser produzido pela geração nuclear a partir da quebra termoquímica da água. Os processos termoquímicos em geral são mais eficientes e mais baratos que a eletrólise da água. Vale ressaltar que a demanda de hidrogênio vem crescendo rapidamente: além do grande consumo na produção de combustíveis líquidos, existe também a possibilidade de seu uso no transporte ou como combustível na geração de energia distribuída (FORSBERG, 2001).

Tabela 10 Características e parâmetros dos reatores Geração IV em desenvolvimento

Reatores	Refrigerante	Temp. e Pressão (°C)	Comb	Potência (MW)	Produção
Gas cooled fast reactor	Hélio	850 / Elevada	U-238	288	Eletricidade, hidrogênio
Lead cooled fast reactor	Chumbo-Bismuto	550-800 / Baixa	U-238	300-400, 1.200	Eletricidade, hidrogênio
Molten salt reactor	Sais de flúor	700-800 / Baixa	Sal de flúor	1.000	Eletricidade, hidrogênio
Sodium-cooled fast reactor	Sódio	550 / Baixa	U-238	150-500 500-1500	Eletricidade
Supercritical water cooled reactor	Água	510-550 / Muito elevada	UO ₂	1500	Eletricidade
Very high temperature reactor	Hélio	1000 / Elevada	UO ₂	250	Eletricidade

Fonte Adaptado de: *Introduction to Generation IV Nuclear Energy Systems and the International Forum* (http://www.gen-4.org/PDFs/GIF_introduction.pdf)

Por fim, existe o projeto *International Reactor Innovative & Secure* (IRIS), que conta com amplo consórcio para o desenvolvimento de reatores avançados modulares de terceira geração. Tal projeto caracteriza-se por módulos de 335 MW utilizando água pressurizada, mas pode ser construído com potência inferior (WNA, 2014b). O combustível utilizado é inicialmente semelhante ao do *Light Water Reactors - LWR*¹⁷ (com 5% de urânio enriquecido ou MOX).

A IAEA em sua publicação "*Nuclear Technology Review, 2014*" (IAEA, 2015) considera que os reatores de Geração III deverão ser a principal tecnologia para geração de energia nuclear até 2050. Contudo, a partir de 2020 é esperado que a indústria nuclear lance em escala não comercial os Reatores de Pequeno e Médio porte (SMRs) da Geração III+ e de Geração IV (Figura 24). Sua reduzida dimensão e complexidade podem resultar em um custo de capital reduzido e um tempo de construção menor. Isto se torna uma característica importante para o desenvolvimento desta tecnologia em diversos países, onde a disponibilidade de capital é limitada. Cabe ressaltar que esta tecnologia não

¹⁷ Light Water Reactors utilizam como refrigerante e moderador a água leve.

substitui os reatores de maior porte, além de necessitar de uma regulação específica para sua viabilização.

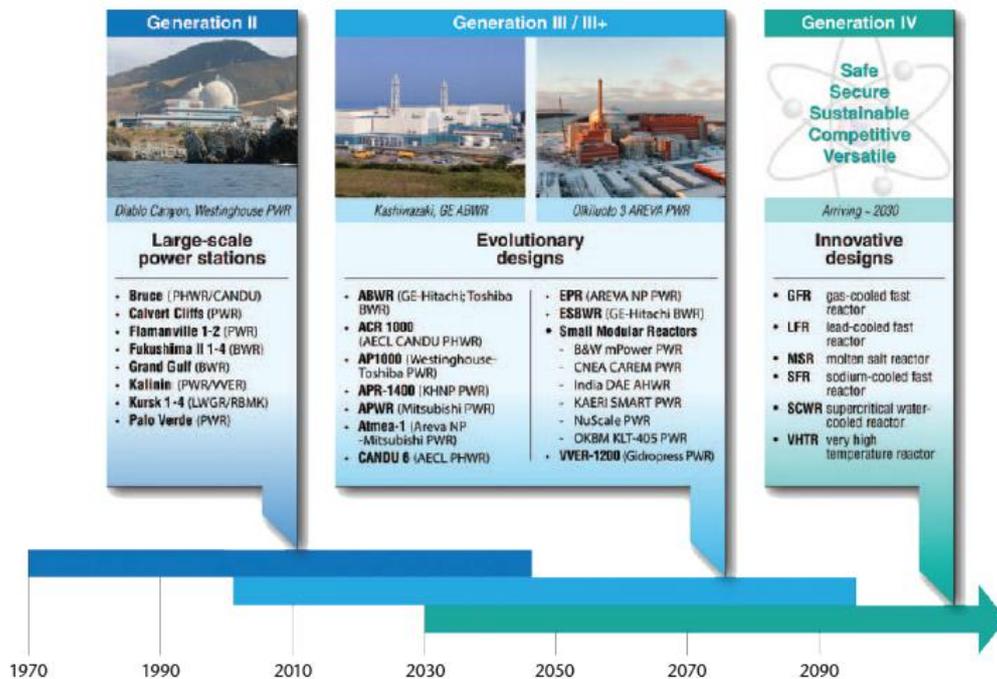


Figura 24 Rota tecnológica dos reatores

Fonte: *Technology Roadmaps Nuclear Energy 2015 Edition, OECD/NEA/IEA, 2015*

5.2.2 Descomissionamento

O termo descomissionamento é comumente utilizado para descrever toda a gestão e ações técnicas associadas com o término de operação de uma instalação nuclear e seu subsequente desmantelamento para facilitar o término do controle dos órgãos reguladores (Eletronuclear, 2015).

Todas as plantas de geração térmica seja à carvão, gás ou nuclear, têm uma vida útil operacional finita, ou seja, onde não é economicamente viável operá-las. De um modo geral, as usinas nucleares iniciais foram projetadas para uma vida de cerca de 30 anos, embora algumas provaram ser capazes de gerarem muito além disso. As plantas mais recentes são projetadas para uma vida útil de 40 a 60 anos (WNA, 2016).

Um dos principais desafios para longo prazo operação é desenvolver e implementar programas de gestão de envelhecimento para avaliar a integridade estrutural, dos sistemas e o tempo de vida restante dos componentes críticos (IAEA, 2015).

Nos próximos 20 anos algumas centrais nucleares chegarão ao fim da sua vida útil, incluindo aquelas que já sofreram o prolongamento de suas respectivas vidas (Figura 25). O descomissionamento torna-se então um tema cada vez mais importante para os governos, órgãos reguladores e para a própria indústria nuclear.

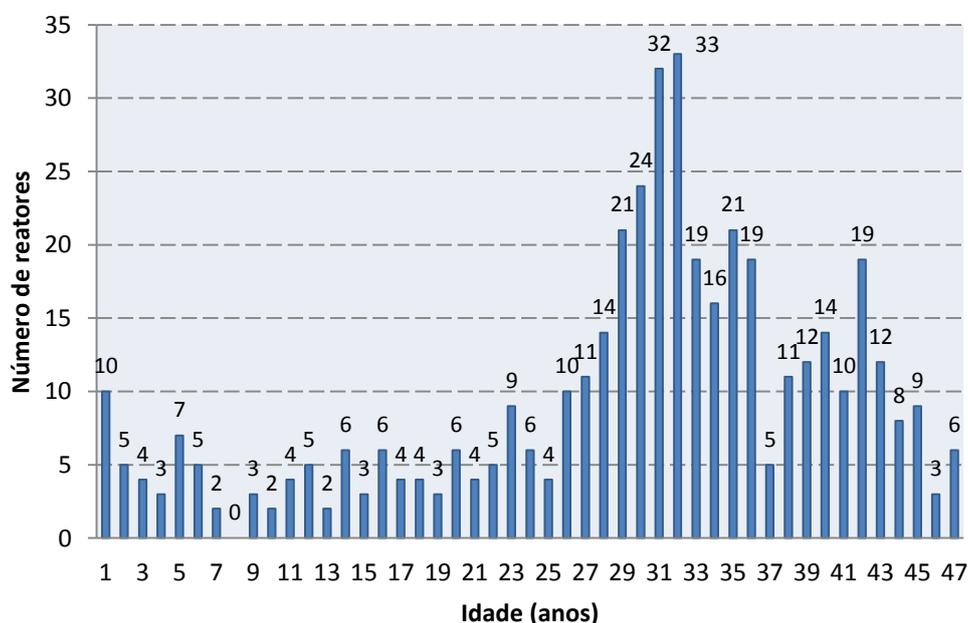


Figura 25 Idade da frota de reatores nucleares no mundo (anos)

Fonte: Adaptado de IAEA, 2015

Como objetivo final da desativação e desmontagem de instalações nucleares está o de garantir a segurança da sociedade e do meio ambiente no longo prazo. As ações envolvem as atividades ligadas ao descomissionamento das instalações e dos equipamentos, à descontaminação de estruturas, à demolição do edifício, à recuperação do solo contaminado e à eliminação dos rejeitos resultantes.

Os processos e as tecnologias para o descomissionamento das instalações nucleares em escala industrial têm avançado muito ao longo dos últimos 20 anos. As atividades que compõem o descomissionamento, no entanto, exigem uma regulação própria e uma supervisão que pode variar muito de país para país.

De acordo com dados da IAEA até 2015, cerca de 150 reatores de potência foram totalmente desligados no mundo. Deste total, 112 representam reatores que esgotaram vida útil ou representam reatores de pesquisa e testes. Foram desligados prematuramente por decisão política 27 reatores com vida operativa até 28 anos. Reatores desligados por razões ligadas a algum tipo de acidente somam 11, destaca-se os reatores de Three Mile Island 2, Chernobyl 4 e mais recentemente Fukushima Daiichi 1,2,3 e 4. A Figura 26 ilustra a participação por país dos reatores desligados até 2015.

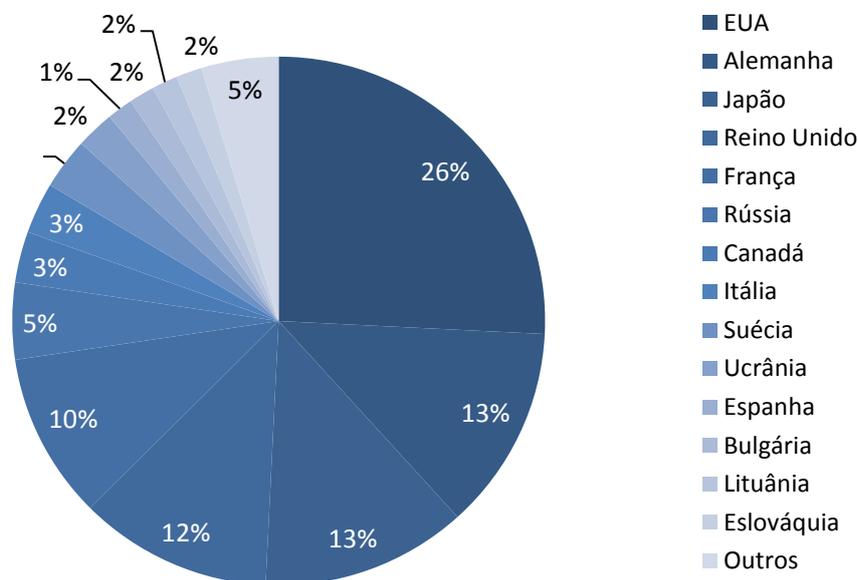


Figura 26 Reatores desligados por país até 2015

Fonte: Adaptado de IAEA, 2015

As atividades que compõem o descomissionamento, no entanto, exigem uma regulação própria e uma supervisão que pode variar muito de país para país. Em diversos casos, apenas há pouco tempo iniciou-se a análise das súmulas internacionais sobre políticas de desativação das plantas nucleares, principalmente com relação a questões importantes tais como o descarte dos rejeitos, aspectos legais e regulatórios. O envolvimento dos governos e da indústria nuclear de cada país depende notadamente das idades das centrais nucleares em funcionamento e das dimensões do programa nuclear em curso nos vários países.

A IAEA admite três opções possíveis para o descomissionamento. Vale ressaltar que não se considera uma opção melhor ou pior que outra, pois cada uma apresenta vantagens

e desvantagens, ficando a política nacional responsável pela abordagem mais viável a se adotar.

A primeira é o descomissionamento imediato, opção que permite que em pouco tempo após o desligamento da planta sejam realizados todos os procedimentos de desmontagem e descontaminação (habitualmente estes procedimentos são realizados após meses ou anos); esta liberação antecipada do local permite que a responsabilidade pelo desmantelamento não seja transferida para as gerações futuras.

Outra opção é o confinamento seguro, em que as partes críticas são colocadas em armazenamento seguro até que a eventual desmontagem e descontaminação ocorram, geralmente após 40 ou 60 anos; esta opção permite a redução significativa da radioatividade residual, reduzindo assim os riscos da radiação durante o eventual desmantelamento.

Por último, existe a opção pelo sepultamento que envolve a redução da área onde se dispõe o material radioativo e, em seguida realiza-se a concretagem da instalação por um tempo para que assim se garanta que a radioatividade não seja um problema futuro.

5.2.3 Sistemas de segurança

A Nuclear Energy Agency (NEA), define segurança nuclear como a realização de práticas de prevenção de acidentes ou a mitigação de riscos resultando na defesa dos empregados, sociedade e meio-ambiente contra os efeitos da radiação. O documento Safety Fundamentals nº120 da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, 1996) aponta como princípios básicos da segurança a preservação dos indivíduos, a sociedade e o ambiente contra danos relacionados aos perigos radiológicos potenciais advindos das fontes nucleares.

A segurança operacional constitui uma preocupação para aqueles que trabalham em usinas nucleares. O principal fator da segurança refere-se ao risco a exposição à radiação e consequente contaminação para fora do local. Contudo, apesar da baixa probabilidade de acidentes a consequência é de grande magnitude.

Os acidentes com reatores nucleares mais significativos em 50 anos de história da energia nuclear, a saber, Three Mile Island e Chernobyl, foram decorrentes de falhas de operação, com intervenções equivocadas ou erros em procedimentos de teste do reator. Neste último episódio morreram 56 pessoas e lançou a oportunidade necessária para que novos projetos de reatores incorporassem tecnologias de segurança redundantes visando a minimização dos riscos de acidentes.

As responsabilidades da Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA) foram ampliadas para além de uma entidade auditora de segurança nuclear mundial. Atualmente o órgão estabelece procedimentos de segurança até mesmo para a comunicação de incidentes menores.

Ademais, seu papel tem sido reforçado desde 1996, onde cada país que opera usinas nucleares estão submetidos a inspeções regulares com estreita cooperação com a IAEA.

O regime global de segurança nuclear obriga o país a ser signatário de convenções internacionais, obedecendo aos padrões de segurança e submetendo-se à revisões periódicas. Dentre os principais organismos internacionais independentes de avaliação destacam-se o Institute of Nuclear Power Operations (INPO) e o World Association of Nuclear Operators (WANO, este com a principal atribuição de buscar a excelência operacional maximizando a segurança e a confiabilidade das plantas dos países associados. A avaliação realizada pelo WANO leva em consideração a experiência operacional em diferentes países, associadas às melhores práticas internacionais. Após a primeira avaliação da planta, as revisões seguintes são realizadas a cada dois anos (Peer Reviews) por equipes compostas por técnicos de outras usinas do exterior. A equipe (composta por pares) concentra-se na observação das atividades *in loco*. O resultado é um relatório confidencial onde são identificados os pontos fortes e oportunidades para melhoria nas diversas áreas avaliadas.

Os procedimentos para controle de segurança física também passaram por atualizações. As doses de radiação passaram a ser controladas pelo uso de equipamentos de monitoramento remoto para muitas operações no núcleo do reator. Outros controles físicos incluem desde a blindagem de trabalhadores a imposição de limites de tempo gasto em áreas com níveis significativos de radiação. Estas atividades são apoiadas por um acompanhamento contínuo de doses individuais e do ambiente de trabalho para garantir a baixa exposição à radiação em comparação com outras indústrias.

Para aperfeiçoar os níveis de segurança, centrais nucleares no mundo operam utilizando a concepção de "defesa em profundidade". A "defesa em profundidade" é um conceito reconhecido como um dos principais elementos no sentido de garantir a segurança. Após o conceito ser alvo de aperfeiçoamentos e reforços através de anos de aplicação, pode ser descrito com múltiplos sistemas e níveis de segurança, que completam as características próprias do núcleo do reator.

Em operação normal, há seis barreiras contra a liberação de radiação, como mostra a Figura 27.

Os principais requisitos para o estabelecimento de um sistema de segurança que minimize os riscos são (WNA, 2015):

- alta qualidade na concepção dos projetos de construção;
- equipamentos que impeçam o desenvolvimento de distúrbios operacionais;
- redundância em sistemas de segurança proporcionando o monitoramento de possíveis;
- problemas inclusive danos para o combustível e por conseguinte evitar a liberação radioativa.
- limitação dos problemas com o combustível que encerram por causar graves danos à planta.

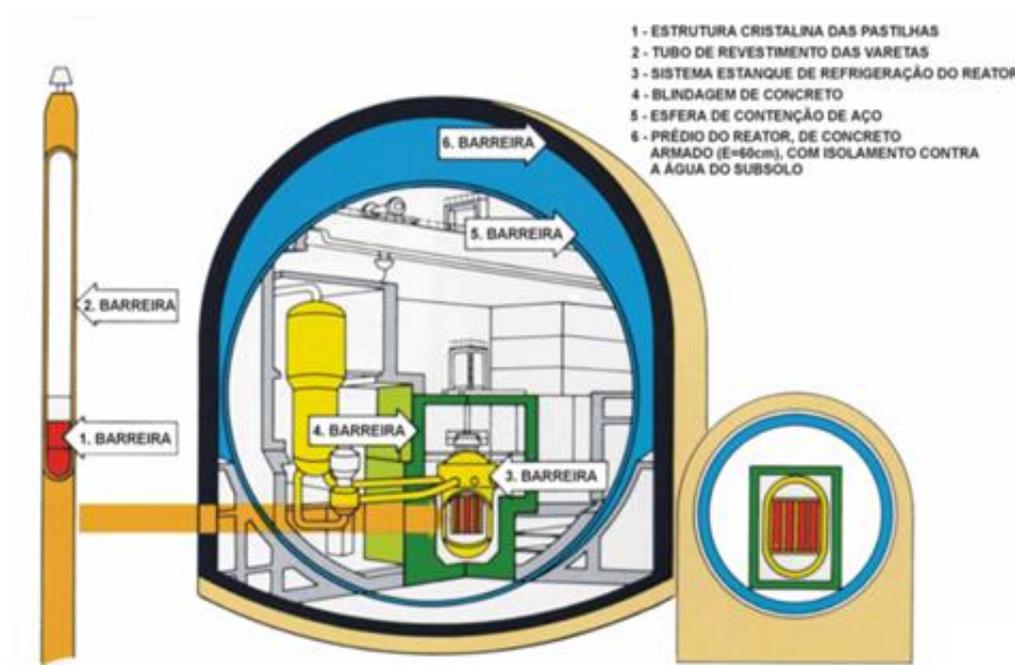


Figura 27 Barreiras de proteção à propagação da radioatividade
Fonte: Eletronuclear, 2013.

Quanto aos dispositivos de segurança, estes incluem uma série de barreiras físicas entre o núcleo do reator e o ambiente externo. Somam-se os múltiplos sistemas de segurança projetado para ocorrências de falhas humanas. Os sistemas de segurança são responsáveis por cerca de um quarto do custo de capital de um reator.

No caso específico das usinas de Angra 1 e 2, o sistema de segurança múltiplo conta diversas redundâncias, de tal maneira que, mesmo na falha de alguns dos seus equipamentos estes sistemas de segurança continuam em condição de operar, assegurando a integridade da planta. (Eletronuclear, 2013)

A legislação brasileira define que a organização operadora da planta se constitui na principal responsável pela segurança de uma instalação nuclear. Portanto, para obter e manter as licenças correspondentes deve-se cumprir todos os requisitos estabelecidos na legislação pertinente, mais especificamente, a norma da CNEN-NE-1.26 que regulamenta os requisitos da organização operadora para a garantia da segurança na operação das usinas nucleoeletricas.

A norma CNEN-NE-1.26 orienta que a organização que operará a usina estabeleça instruções e procedimentos para a operação segura da usina, obedecendo às seguintes especificações técnicas:

- limites de segurança;
- valores limites de ajuste dos dispositivos técnicos de segurança;
- condições limites para operação;
- requisitos de inspeções e testes periódicos;
- controles administrativos;
- efluentes radioativos.

A norma estabelece ainda que as especificações técnicas devam ser analisadas permanentemente durante a vida útil operativa da usina de acordo com a experiência e desenvolvimento tecnológico. Caso necessário, modificações devem ser implementadas pela organização operadora, segundo procedimentos específicos, depois de aprovadas pela CNEN.

A determinação imposta pela CNEN para a obtenção da Autorização para Operação Permanente é que a cada dez anos a organização operadora realize uma reavaliação de segurança da usina visando apurar as conseqüências quanto à evolução das normas e padrões de segurança, práticas operacionais, efeitos do estado das estruturas, sistemas e componentes, modificações de projeto e finalmente a análise da experiência operacional.

A Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA) pelos documentos *Safety Culture (INSAG-3 e 4)* e *Developing Safety Culture in Nuclear Activities (Safety Report Series nº 11)* estabelece as diretrizes que orientam a Cultura de Segurança por parte das organizações operadoras. Pela definição da IAEA a Cultura de Segurança se traduz no compromisso

com a excelência no desempenho de todas as atividades importantes para a segurança das centrais nucleares, isto é, tornando a segurança como prioritária.

O órgão regulador exerce forte influência sobre o aspecto de segurança nuclear das centrais dentro de sua competência. Não existe, portanto, uma regulação específica que oriente e fiscalize a execução da política de Cultura de Segurança, cabendo a uma questão política da organização operadora em revisar constantemente suas práticas na contribuição para a questão da segurança nuclear. Em última análise, a base é estabelecida em uma declaração de política de segurança da própria organização e do próprio quadro de pessoal. Isto torna um compromisso à aplicação das normas internas e ações para promoção da segurança e proteção das instalações.

A adoção de uma Política de Gestão Integrada de Segurança propicia para a organização incorporar em suas decisões aspectos relativos à garantia da qualidade, proteção ao meio ambiente, segurança do trabalho, saúde ocupacional e proteção física.

Ademais, através de organismos de supervisão técnica independentes garante o cumprimento das normas nacionais e internacionais desde o licenciamento até o treinamento de operadores. Órgãos como o Instituto Brasileiro da Qualidade Nuclear (IBQN) e o TÜV Rheinland Brasil, desenvolvem atividades de perícia e inspeção em todos os processos no momento da instalação dos componentes. No processo de Licenciamento Nuclear, a CNEN verifica a observância das normas, estabelecendo as exigências a serem atendidas em cada fase do empreendimento. Já durante a fase de operação, estas usinas recebem inspeções de organismos internacionais, como a Agência Internacional de Energia Atômica e a Associação Mundial dos Operadores. Nestas inspeções, feitas por grupos de especialistas estrangeiros de diferentes países, são verificadas as condições de operação segura da Unidade.

Em termos mais gerais, a segurança da usina é garantida por uma série de procedimentos, que vão desde o licenciamento da tecnologia até o treinamento dos operadores. A Figura 28 mostra a estrutura utilizada nas usinas de Angra 1 e 2.



Figura 28 Estrutura de segurança das usinas brasileiras

Fonte: Eletronuclear, 2013

6 CARACTERIZAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

6.1 Aspectos operacionais

De maneira geral, o crescimento da demanda de energia, a preocupação com a segurança energética e com as mudanças climáticas ainda fazem da geração nuclear uma opção válida de oferta de energia elétrica em muitos países. Vale destacar que sob o ponto de vista de operação elétrica, trata-se de uma fonte de geração capaz de suprir a demanda de forma contínua e confiável, com baixos custos operativos.

“Apesar da baixa participação relativa da energia nuclear em termos de capacidade instalada do SIN, a contribuição da Tecnologia Nuclear para o sistema tem sido significativa no sentido de contribuir para a segurança e confiabilidade do sistema, em especial para a região sudeste, tendo a energia nuclear alternado com o gás natural a preponderância da geração térmica para o SIN.”
(Santos, 2014)

Nos últimos anos, alguns fatos alteraram a evolução da competitividade relativa das diversas fontes de geração disponíveis no país, afetando sua participação potencial no

“mix” energético. Dentre estes fatos, pode-se citar: o expressivo aumento da competitividade da energia eólica, contratações de energia solar fotovoltaica através dos leilões de energia e as restrições ambientais mais severas, para o licenciamento de grandes hidrelétricas, sobretudo na Amazônia. Neste contexto de maior penetração de energias renováveis intermitentes (solar fotovoltaica e eólica) e consequente maior instabilidade ao sistema, é importante assegurar fornecimento contínuo e confiável para suportar a demanda nesta nova composição e perfil de matriz.

No entanto, em anos recentes, o desenvolvimento de fontes renováveis e a evolução tecnológica na área de extração de gás não convencional nos Estados Unidos (aumentando significativamente a oferta desse combustível, com consequente redução de preços), impactaram a competitividade econômica das usinas nucleares, inclusive das usinas em operação. Convém destacar os esforços e investimentos realizados para aumentar o fator de capacidade das usinas nucleares existentes, assim como para prolongar suas vidas úteis, duas formas de aumentar a competitividade das mesmas. Nos Estados Unidos, por exemplo, o fator de capacidade médio passou de 66% para 81%, de 1990 para 2012 (WNA, 2014), e a vida útil de várias usinas foi estendida por mais 20 anos.

Conforme já mencionado, a geração elétrica no Brasil a partir da energia nuclear está concentrada na Usinas de Angra 1 e Angra 2. A usina de Angra1, com capacidade de 640 MW (projeto Westinghouse), iniciou sua a operação comercial em 1985 apresentando diversos problemas técnicos que acabaram por prejudicar seu desempenho. A Usina de Angra 2, com potência de 1.350 MW (projeto Siemens/KWU), iniciou sua operação em 2001 e, desde então, tem tido performance superior à média das usinas em operação no mundo (Santos, 2014). A Tabela 11 e a Tabela 12 apresentam as características da geração nuclear no país.

Tabela 11 Características da geração nuclear no Brasil

Usinas em Operação	Capacidade atual (MW)	Usinas em Construção	Capacidade em Construção (MW)	Energia Gerada 2014 (TWh)	% do total Gerado em 2014
2	1.990	1	1.405	14,5	2,86

Fonte: Adaptado de Eletronuclear, 2016

O fator de capacidade médio para as usinas nucleares no período compreendido entre 2012 e 2014, segundo a IAEA (2016), foi de 74,6% conforme é ilustrado na Figura 29. Cabe ressaltar que este indicador aumentou, comparado aos 56% nos anos 80 e 66% nos anos 90%. O fator de capacidade vem mostrando, ao longo dos últimos 15 anos, uma melhoria progressiva neste indicador, colocando o Brasil como um dos países com

maiores avanços. Entre 2012 e 2014, treze países possuíam um fator de capacidade médio superior a 80%, enquanto os reatores franceses se situavam em 79,5%, devido a muitos deles não corresponderem a energia de base. O Japão apresentou um fator médio no mesmo período de 2,6% pelo desligamento de 50 plantas após o acidente de Fukushima em 2011 e até 2015 apenas dois reatores foram religados ao sistema.

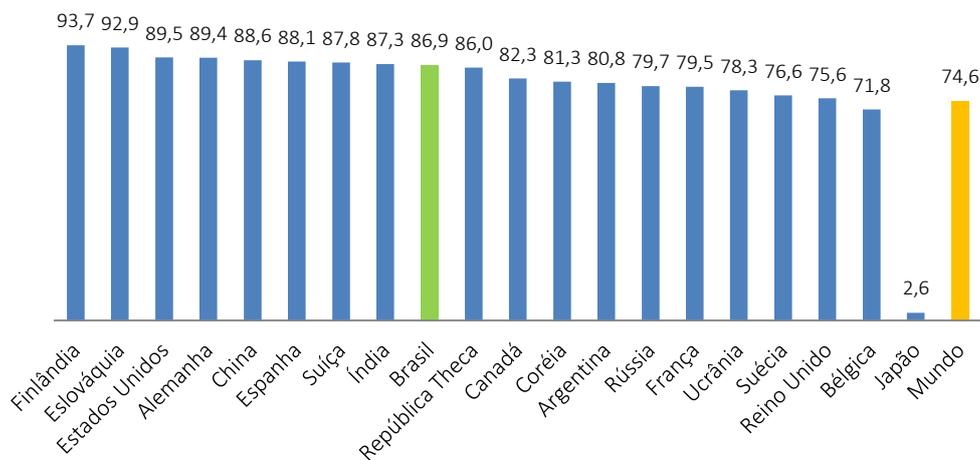


Figura 29 Fator de Capacidade Médio – 2012 a 2014 (em %)

Fonte: IAEA, 2016

Tabela 12 Características do sistema de geração de energia das usinas Angra 1 e 2

Parâmetros	Angra 1	Angra 2
Tipo de reator	PWR	PWR
Características do combustível	Urânio enriquecido (3%)	Urânio enriquecido (3%)
Capacidade nominal líquida (MW)	609	1280
Eficiência térmica (%)	~34.2	~35.8
Densidade média de potência do combustível (kW/kU)	37.9	36.4
Temperatura média da usina (°C)	302.7	308.6
Vida útil	30 + 20	40 + 20

Fonte: Adaptado de Eletronuclear, 2016

A Tabela 13 e Tabela 14 apresentam os fatores operacionais de Angra 1 e Angra 2 englobando todo o período de funcionamento das usinas. O “fator operacional” exprime a relação entre o número de horas em operação e o número total de horas do ano. Nota-se uma expressiva melhora nesse fator nos últimos anos.

Tabela 13 Fatores Operacionais de Angra 1

Ano	Energia (GWh)	Potência (MW)	Fator de Disponibilidade (%)	Fator de Capacidade (%)	Fator Operacional (%)
1982	52	626	3,2	1,3	6,3
1983	163	626	2,9	3	12,9
1984	1.546	626	28,1	28,1	42,9
1985	3.169	626	57,8	57,8	78,2
1986	132	626	3,7	2,4	5,8
1987	911	626	19,7	16,6	22,4
1988	567	626	18,5	10,3	16,9
1989	1.695	626	61,3	30,9	61,2
1990	2.055	626	82,5	37,5	84,5
1991	1.306	626	57,2	23,8	57,6
1992	1.506	626	47,9	27,4	48,7
1993	403	626	17,2	7,3	17,4
1994	41	626	3,5	0,8	3,5
1995	2.334	626	42,6	42,6	92,8
1996	2.289	626	55,2	41,6	57,6
1997	2.990	626	53,2	54,5	71
1998	3.094	626	56,4	56,4	79,6
1999	3.632	626	64,8	66,2	96,2
2000	3.165	626	58,7	57,6	74,2
2001	3.614	626	82,9	65,9	83,3
2002	3.775	626	85,9	68,8	86,7
2003	3.137	626	57,2	57,2	74,8
2004	3.890	626	70,7	70,8	90,7
2005	3.520	626	83	64,2	83,1
2006	3.205	626	63,9	58,5	77,0
2007	2.554	520	62,8	56,1	62,6
2008	3.315	491	78,6	76,8	79,3
2009	2.669	609	57,4	50,9	60,0
2010	4.077	609	77,0	76,4	80,5
2011	4.452	609	88,6	83,5	88,9
2012	5.135	609	97,4	96,0	99,4
2013	3.735	609	70,9	70,0	77,2
2014	4.707	609	88,2	88,2	89,7

Tabela 14 Fatores Operacionais de Angra 2

Ano	Energia (GWh)	Potência (MW)	Fator de Disponibilidade (%)	Fator de Capacidade (%)	Fator Operacional (%)
2001	9.905	1.350	94,2	85,7	97,3
2002	9.238	1.275	83,3	82,7	92,0
2003	9.419	1.275	84,3	84,3	91,5
2004	6.920	1.275	72,8	61,8	74,0
2005	5.677	1.275	63,7	50,8	63,7
2006	9.778	1.275	89,3	87,6	91,5
2007	9.097	1.275	84,7	81,4	86,8
2008	9.894	1.275	89,1	88,3	90,2
2009	9.555	1.275	91,7	85,6	92,1
2010	9.697	1.275	87,1	86,8	88,2
2011	10.342	1.275	99,0	92,6	99,1
2012	10.036	1.275	89,5	89,6	91,8
2013	10.045	1.275	90,1	89,9	90,9
2014	9.757	1.275	86,6	87,4	88,5

Fonte: Adaptado de IAEA, 2016

De modo geral, segundo a IAEA, (IAEA 2015) a tendência dos países da OCDE é a utilização maximizada das usinas nucleares em detrimento ao aumento da capacidade instalada, devido a sua economicidade e menos exigência em termos de esforços regulatórios e de aceitação pública. Este esforço contempla o aumento dos fatores de capacidade, com “uprates” das plantas existentes (troca de equipamentos e melhoria nos sistemas de fluxo de calor) visando o aumento das horas de operação e a extensão da vida útil de 40 anos para até 60 anos.

Entre 1980 e 2010, a média mundial dos fatores de capacidade dos reatores aumentou de 56% para 79%. Este resultado se deve a uma melhor gestão por parte das “utilities”¹⁸, o que tem reduzido significativamente os períodos de parada planejada para manutenção e reabastecimento e o aumento da vida útil das plantas em operação.

18 Entre 1977 e 2013, a Comissão Reguladora Nuclear dos EUA (NRC) aprovou 149 uprates nos Estados Unidos, totalizando cerca de 7 GW (o mesmo que construir cerca de 5 a 7 novos reatores de grande porte). Novos uprates nos Estados Unidos e em vários outros países estão agora limitados, embora as oportunidades permaneçam na Europa e nos Rússia (IAEA, 2015).

Ainda conforme a IAEA, a complexidade no uprates varia conforme o tipo de reator e pode impactar em um aumento entre 2% e 30% da capacidade licenciada. No caso de reatores PWR, o tipo de reator mais comum, o impacto é de cerca de 20% da capacidade originalmente licenciada. Uprates em escala menor podem ser alcançados de forma relativamente fácil e com baixos custos, utilizando métodos mais simples e precisos de medição. Já uprates estendidos e que envolvam grandes modificações nas plantas podem representar mais tempo para serem concluídos com custos elevados.

Segundo a IAEA, 83,2% dos reatores (363 unidades) em operação no mundo possuem mais de 20 anos de atividade em 2015. Deste total, 114 usinas possuem a idade entre 20 e 30 anos e 249 reatores tem mais de 30 anos. Atualmente existem 81 reatores acima de 40 anos, isto significa que a extensão de vida útil já foi concedida pelos órgãos reguladores ou estão em processo de renovação.

Os processos regulatórios para extensão das licenças variam, as duas principais formas são a extensão sujeita a revisões periódicas de segurança (por exemplo, a cada dez anos), ou renovação da licença por um período definido.

O empreendimento nuclear tem como característica ser capital intensivo e o acompanhamento das informações sobre prazo de construções das usinas brasileiras e construções de algumas usinas nucleares no mundo não contribuem para assegurar a necessária competitividade econômica. Como exemplo as plantas de Okiluoto (Finlândia) e Flamanville (França) em virtude dos atrasos no cronograma encerram por afetar o cumprimento dos prazos previstos. (Santos, 2014).

A Tabela 15 apresenta a vida útil e o tempo de construção de algumas tecnologias de geração.

Tabela 15 Vida útil e prazo de construção das fontes

Fonte	Vida útil	Tempo de Construção
Eólica e Solar	25 anos	1 ano
Gás Natural	30 anos	2 anos
Carvão Mineral	40 anos	4 anos
Nuclear	60 anos	7 anos
Hidro	80 anos	5 anos

Nota: O tempo de construção não inclui as atividades de pré construção (escolha de sítio, atividades de licenciamento, etc.) que no caso específico da energia nuclear pode alcançar até 5 anos.

Fonte: Adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition* (NEA/IEA, 2015).

6.2 Aspectos econômicos

A Agência Internacional de Energia Atômica, em sua publicação “*Energy Technology Perspectives 2014*” (IEA, 2014a), sinaliza o desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias de geração nuclear, tanto com relação aos novos projetos quanto na modernização de plantas existentes em operação. O acidente nuclear de Fukushima foi determinante para uma rigorosa revisão dos protocolos de segurança, que ficaram mais conservadores. Como consequência, as projeções de custos de investimento para o longo prazo que, antes do acidente de Fukushima, eram decrescentes, alteraram-se sensivelmente.

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) são influenciados, em grande medida, pelo desempenho técnico das centrais nucleares e pelos níveis de segurança operativa exigidos pelos órgãos regulatórios de cada país. Por isso, os custos de O&M também variaram significativamente após o acidente de Fukushima.

De maneira geral, cerca de dois terços do custo do empreendimento nuclear são representados pelos custos de investimentos básicos. Vale salientar que o termo “overnight costs” ou “engineering procurement construction costs (EPC)” é frequentemente utilizado para designar o custo de construção, excluídos os gastos com juros. Os custos de financiamento dependem da taxa de juros da dívida, da proporção da dívida e, em última análise, do tempo considerado necessário para a recuperação do capital. Gastos com equipamentos e mão de obra de montagem (custos diretos) representam cerca de 50% do EPC.

A outra metade dos custos de EPC refere-se aos custos relacionados à infraestrutura adicional necessária, como instalações de transmissão, torres de resfriamento, água necessária à operação da unidade, prédios administrativos, depósitos, estradas, equipamentos de transporte, gerenciamento do projeto, dispêndios com seu desenvolvimento, licenças e autorizações, impostos, recrutamento e treinamento. A Tabela 16 apresenta a composição do custo de capital para novos projetos de reatores nucleares.

Mesmo durante o período de quase 20 anos de estagnação da expansão nuclear, iniciado na década de 80, a indústria nuclear permaneceu ativa, realizando atividades de abastecimento, manutenção e modernização de unidades já existentes, e concentradas em grandes fornecedores.

Recentemente verificaram-se aumentos significativos nos preços de determinados materiais utilizados na construção de usinas nucleares, os quais representam cerca de 30% dos custos de uma central nuclear de tecnologia mais avançada. Outro fator que pode

impactar os custos diz respeito à competência e à capacidade dos fabricantes e fornecedores da cadeia de abastecimento. O número de fornecedores, em muitos setores-chave, além de bastante reduzido conta com poucos dotados de capacidade para absorver um aumento significativo de demanda.

Tabela 16 Composição do Custo de Capital para Novos Projetos de Reatores

Itens	% do EPC
Obras civis e instalação	15%
Equipamentos mecânicos e instalação	28%
Equipamentos elétricos e instalação	5%
Projetos indiretos	23%
Taxas e contingências	11%
Custos do proprietário	18%
Custo total do projeto	100%

Fonte: Adaptado de *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants – EIA (2013a)*

Os dispêndios com mão de obra também estão se tornando maiores em muitos países, tendo em vista a escassez de trabalhadores qualificados nas áreas de engenharia, construção e operação de plantas, seja em decorrência de aposentadoria ou mesmo migração para outras áreas de atuação. No longo prazo, a expectativa é de equilíbrio para essa questão, porém, para o curto prazo é um fator de preocupação, já que são necessários anos para a preparação e o treinamento necessários para o desempenho de funções nos setores relacionados com a geração de energia nuclear.

Os custos de seguros também são considerados nos custos totais de O&M. O seguro de responsabilidade civil tornou-se obrigatório para as centrais nucleares e foi estipulado em convenções internacionais. O custo médio anual para este seguro é da ordem de 0,075 US\$/MWh.

Quanto às despesas relacionadas com a gestão de rejeitos, a estimativa dos custos médios por planta segundo a IAEA (IAEA, 2009) varia entre US\$ 200 a 500 milhões, incluindo custos relativos a rejeitos radiológicos, combustível utilizado e reestruturação do local.

As informações sobre custos apresentadas a seguir têm como base as publicações *Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition* (NEA/IEA, 2015) e “Annual Energy Outlook 2015” (EIA/DOE, 2015b). As informações se referem a um conjunto de reatores PWR, sendo que a maior parte dos custos levantados refere-se a projetos de reatores

nucleares de Geração III, que estão planejados ou já se encontram em construção em países membros e não membros da OCDE. Pelas diferenças específicas de cada país com relação a recursos financeiros, técnicos e regulatórios, os custos de investimentos apresentam diferenças significativas, conforme Tabela 17, variando de 2.007 a 8.164 US\$/kW. A Figura 30 ilustra as médias do custo de investimento utilizadas pela IEA e EIA/DOE.

Tabela 17 Custos de Investimento por país

País	Potência (MW)	Custo de Investimento Total (2013 US\$/kW)	Custo de Investimento (2013 US\$/MWh)
Bélgica	1000 - 1600	5.645 - 7.222	26,99 - 92,79
Finlândia	1600	5.439 - 6.959	26,01 - 89,41
França	1630	5.629 - 7.202	26,91 - 92,53
Hungria	1180	6.756 - 8.164	32,30 - 104,89
Japão	1152	4.313 - 5.519	20,62 - 70,90
Coréia	1343	2.177 - 2.580	10,41 - 33,15
Eslováquia	1070	5.573 - 7.243	26,65 - 93,05
Reino Unido	3300	6.608 - 8.053	31,59 - 103,46
Estados Unidos	1400	4.555 - 5.828	30,75 - 79,16
China	1250	2.007 - 3.717	13,89 - 47,75

Fonte: Adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition* (NEA/IEA, 2015).

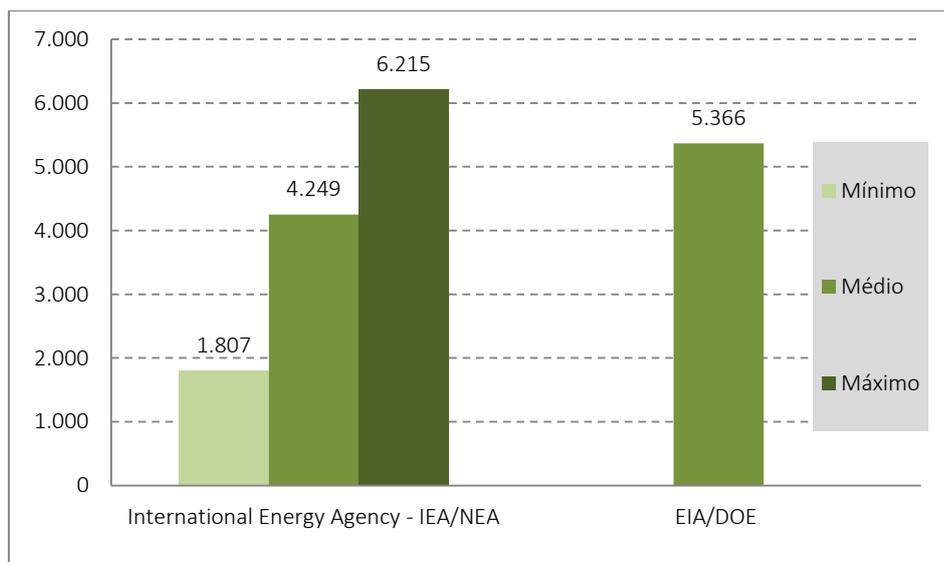


Figura 30 Dados Internacionais sobre Custos de Investimento (2013US\$/kW)

Fonte: Elaboração própria com base nos dados da NEA/IEA (2015) e EIA/DOE (2015).

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) são influenciados, em grande parte, pelo desempenho técnico das centrais nucleares e pelos órgãos regulatórios de cada país, principalmente no que tange aos aspectos de segurança. Por isso, os custos de O&M variam significativamente entre os países. A redução ou estabilização dos custos de O&M foi conseguida por meio de uma gestão mais eficiente das unidades. Desde 1990, tem-se conseguido uma gestão mais eficiente das centrais nucleares, o que tem possibilitado atingir maiores fatores de disponibilidade com o mesmo ou maior nível de segurança (WNA, 2015).

O fator técnico mais importante que incide sobre os custos de O&M diz respeito à maior eficiência na queima do combustível. Quanto maior a eficiência, menor a necessidade de reabastecimento de combustível e maior o fator de disponibilidade da planta.

A Tabela 18 indica os custos de O&M nos principais países geradores de energia nuclear.

Tabela 18 Dados Internacionais sobre Custos de O&M

País	Potência (MW)	Custo O&M (US\$/MWh)
Bélgica	1000 - 1600	13,55
Finlândia	1600	14,59
França	1630	13,33
Hungria	1180	10,40
Japão	1152	27,43
Coréia	1343	9,65
Eslováquia	1070	10,17
Reino Unido	3300	20,93
Estados Unidos	1400	11,00
China	1250	7,32

Nota (1): O custo de Investimento inclui é a soma do custo EPC e os demais custos pós operacionais incluindo o financiamento e o descomissionamento da planta.

Fonte: Adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition* (NEA/IEA, 2015).

O documento *Decommissioning Nuclear Power Plants* (IEA) apresenta os custos estimados de descomissionamento para os principais tipos de reatores. Para os reatores PWRs os custos foram estimados entre US\$ 200/kW e US\$ 500/kW, no caso dos reatores BWR, os custos de descomissionamento variaram entre US\$ 300/kW e US\$ 550/kW.

No que tange ao cenário tecnológico, reatores nucleares de Geração III e III+ configuram-se como candidatos potenciais para a hipótese de expansão da geração nuclear na matriz elétrica do Brasil pelos seguintes motivos: (i) características de segurança passiva, simplificação significativa de projeto, cumprimento das normas regulatórias e menores custos de instalação e de O&M; (ii) tendência (padronização) da indústria na utilização deste tipo de reator, ou seja, cerca de 80% dos reatores planejados atualmente no mundo são deste tipo.

6.2.1 Custo do Combustível - Mercado do urânio

O mercado comercial de urânio tem seu início no fim da década de 1960, com a redução das compras do governo americano para fins militares e a possibilidade de utilização da energia nuclear com fins de geração elétrica.

Nesta época, os preços nominais do urânio eram extremamente baixos, o que mudaria radicalmente em meados da década de 1970 com a maior aceitação da opção nuclear para a geração de energia elétrica, traduzida em expressivo aumento de capacidade (mais de 36 GW no ano de pico nos EUA) e, conseqüentemente, em indicação de sustentação do crescimento da demanda por urânio no longo prazo. Tal aceitação veio, por um lado, como fonte competitiva de eletricidade e, por outro lado, como elemento redutor de dependência energética de outros países, em um contexto de explosão de preços dos energéticos, como na crise do petróleo.

Na década de 1970, a indústria iria passar por transformações importantes. De um lado, a elevada demanda por combustível nuclear gerada pelo interesse nesta forma de energia acabou encontrando seu gargalo quando o único fornecedor na época de serviços de enriquecimento (US AEC) atingiu a restrição de capacidade de produção, o que a levou a recusar várias encomendas. Quando a empresa voltou a aceitar pedidos de serviços, passou a exigir compromissos firmes de compra por 10 anos nos contratos, ao invés de atender os clientes segundo suas necessidades ao longo do contrato. Com isso, a quantidade demandada de urânio passava a ser estabelecida no longo prazo.

Além disso, houve suspeita de formação de cartel por produtores estrangeiros, em parte como resposta às quotas de importação estabelecidas pelo governo americano, seguida por quebras de contrato por parte da empresa Westinghouse que vendeu urânio a descoberto dentro do pacote de negociação das usinas nucleares. Esses eventos acabaram elevando o preço do U_3O_8 de US\$7/libra no fim de 1973 para US\$40/libra em abril de 1976. O pico da década de 1970 ocorreria entre maio e julho de 1978, quando o preço do urânio atingiu US\$43,40 em valores correntes.

No fim de 1979, o choque do petróleo mostrava seus impactos sobre a demanda de energia elétrica e, portanto, a fila de pedidos de usinas nucleares ficou sob risco de redução da demanda futura antecipada. Pelo lado da oferta, as restrições americanas de importação de urânio eram reduzidas, e os produtores mundiais de urânio respondiam ao sinal de preços com aumento de 105 milhões de libras em 1973 para quase 175 milhões de libras no início da década de 1980, quando atingiu o pico histórico de produção.

Mesmo com a retração de consumo observada nesse período, a produção continuou alta até 1988. Esse descompasso entre consumo e produção pode ser explicado, especialmente, pelo fato de que contratos firmes de longo prazo, envolvendo o processo de enriquecimento, incentivaram o surgimento de contratos de longo prazo de fornecimento do U_3O_8 com mecanismos de preços que continham, muitas das vezes, cláusulas de proteção contra quedas do preço spot, através de estabelecimento de preços mínimos. Também ajudou o descobrimento e desenvolvimento de grandes depósitos de minério na Austrália e Canadá (chamados de “superdepósitos”) com baixos custos de produção.

A queda na produção começa a ficar mais expressiva a partir de 1988 com o aumento excessivo de estoques, causado pelo cancelamento de vários projetos nucleares e a entrada no mercado de urânio dos países da ex-URSS, pressionando os preços para baixo. No fim da década de 1980 e início da década de 1990, o preço atinge menos de US\$10/libra.

Os anos 1990 são marcados por elevações pontuais de preços, causadas por fatores como a redução de estoques disponíveis para os mercados restritos, a falência de uma grande comercializadora de urânio (NUEXCO) e o abrandamento das restrições de importações das ex-repúblicas soviéticas. De modo geral, no entanto, o mercado spot apresentou uma tendência de queda de preços a partir do final de 1996 que só reverteu de forma mais consistente a partir de 2003. Nesse aspecto, o ano de 2005 é especialmente marcante nessa reversão de trajetória com elevação mais significativa de preços: no início deste ano o preço do urânio estava em US\$21,20/libra e atingiu no fim do ano US\$36,50/libra, um aumento de mais de 50%. Pode-se dizer que esta trajetória está ligada ao processo de elevação geral dos preços dos energéticos, em especial do petróleo. O volume total de vendas, neste ano, atingiu pouco menos de 30 milhões de equivalente de U_3O_8 e investidores foram responsáveis pela negociação de mais de 1/3 das compras à vista no mercado de urânio.

Em 2006, os preços do urânio atingem US\$40/libra – a primeira vez desde o início da década de 1980 –, elevando-se para US\$72/libra no fim do ano. A pressão ascendente permaneceu em 2007, com o escalonamento a valores históricos de mais de US\$138/libra

em junho. A partir daí, ocorreu uma queda acentuada na cotação do urânio que se justificou principalmente por três razões: terremoto no Japão, que levou ao fechamento da maior usina nuclear do mundo; um incêndio no final de junho em duas plantas nucleares alemãs, que obrigou o fechamento das mesmas; e pelo número de negócios reduzido com o produto físico diante da demanda baixa no verão do Hemisfério Norte.

Após o Acidente de Fukushima, em 2011, como apresentado nos itens anteriores, houve revisões da política energética de alguns países que possuem a energia nuclear em suas matrizes elétricas, o que acarretou queda na demanda por urânio com consequente redução do preço. O baixo crescimento econômico mundial e a queda do preço das commodities contribuíram para que o preço atingisse US\$36/libra no fim de 2015. A Figura 31 apresenta a evolução dos preços do U_3O_8 no mercado spot e no mercado futuro.

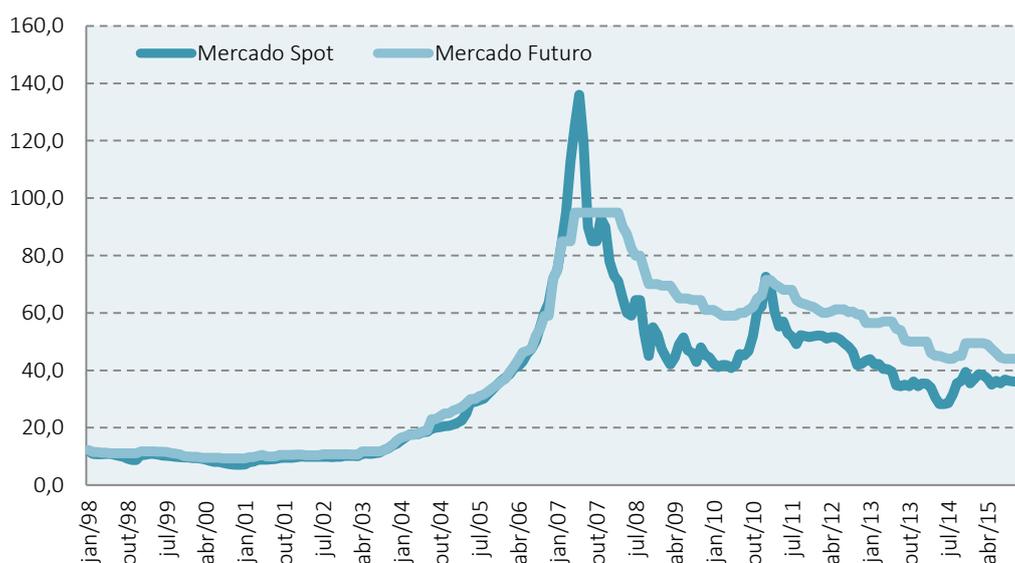


Figura 31 Preços do U_3O_8 no mercado spot e mercado futuro (US\$/libra)

Fonte: Adaptado de Cameco, 2015

O custo do combustível das usinas nucleares como é ilustrado na Figura 32 é composto pela soma dos custos de cada uma das etapas do ciclo do urânio, que vai da mineração até a fabricação dos elementos combustíveis. Em centrais nucleares, apenas 26% dos custos de produção relacionam-se com combustível, e, destes custos, aproximadamente 50% referem-se aos custos de enriquecimento do urânio.

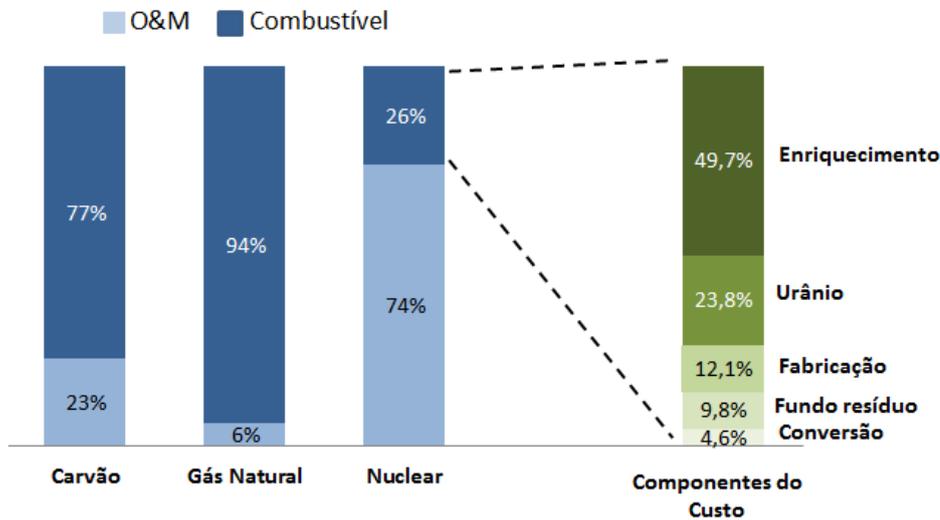


Figura 32 Participação do custo do combustível e custo de O&M nos custos de produção
 Fonte: Adaptado de Nuclear Energy Institute – NEI, 2008

A Tabela 19 apresenta os custos internacionais para o combustível nuclear.

Tabela 19 Custo do Combustível

País	Potência (MW)	Custo Comb (US\$/MWh)
Bélgica	1000 - 1600	10,46
Finlândia	1600	5,09
França	1630	9,33
Hungria	1180	9,60
Japão	1152	14,15
Coréia	1343	8,58
Eslováquia	1070	12,43
Reino Unido	3300	11,31
Estados Unidos	1400	11,33
China	1250	9,33

Fonte: Adaptado de *Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition* (NEA/IEA, 2015).

6.2.2 Descomissionamento

Os custos de descomissionamento das centrais nucleares são de responsabilidade do operador ou do proprietário da planta e estão diminuindo progressivamente, contribuindo apenas para uma pequena parcela do custo total da geração elétrica.

Segundo estudos realizados pela *Nuclear Energy Agency* e pela IAEA, em 1999, os custos foram desagregados em relação às atividades geralmente desenvolvidas nos programas de descomissionamento: ações de pré-descomissionamento, atividades para o desligamento, aquisição de equipamentos e materiais gerais, atividades de desmontagem, tratamento e eliminação de rejeitos, segurança e vigilância, limpeza e paisagismo, gerenciamento de projetos, combustível e outros custos. O não cumprimento ou a simples prorrogação de uma fase específica pode representar um aumento dos custos totais de descomissionamento, principalmente em função da expansão dos custos com armazenagem e vigilância.

Os métodos de financiamento variam de país para país, sendo os mais utilizados os apresentados a seguir:

- **Pré-pagamento:** montante depositado ainda no estágio pré-operacional da planta em um fundo próprio para o fim específico que visa à cobertura dos custos de descomissionamento; estes recursos não podem ser utilizados para outro fim que não seja para o propósito para o qual foram criados.
- **Fundo de amortização:** constituído ao longo dos anos de operação da usina, a partir de uma percentagem cobrada dos consumidores de energia; este é o principal tipo de financiamento utilizado nos Estados Unidos, onde cada agente deve informar regularmente ao órgão regulador sobre a situação dos fundos de descomissionamento.
- **Carta de crédito** ou **apólice de seguro:** funciona como garantia de disponibilidade de recursos para custeio das despesas de descomissionamento ao final da vida útil da usina.

A OECD/NEA através do documento *Decommissioning Nuclear Power Plants (2003)*, procurou estimar os custos para descomissionamento para os principais tipos de reatores. Embora as estimativas apresentadas não sejam plenamente compatíveis, o conjunto de dados por país/planta destina-se a avaliar a tendência. Vale ressaltar que o custo de descomissionamento de uma usina nuclear não está diretamente relacionado a capacidade da planta, ou seja, os custos fixos, como segurança, proteção, gestão de projetos e gestão de rejeitos, são relativamente mais elevados para plantas de pequeno e médio porte. Para os PWRs os custos foram estimados entre US\$ 200/kW e US\$ 500/kW.

6.2.3 Custo Nivelado

A metodologia mais utilizada internacionalmente para avaliação e comparação da competitividade econômica de diferentes tecnologias de geração elétrica é aquela que calcula o custo nivelado da eletricidade (LCOE – Levelised Cost of Electricity).

O cálculo do custo nivelado de eletricidade é realizado dividindo-se a soma de todos os custos incorridos com a usina ao longo de sua vida útil (combustível, O&M e investimento), descontado a valor presente, pela quantidade de eletricidade produzida ajustada pelo valor econômico ao longo do tempo. O custo nivelado estabelece que a receita obtida com a produção de eletricidade ao longo da vida útil da usina descontada a valor presente, deve ser igual a todos os custos incorridos com a usina, desde sua construção até seu descomissionamento. (Santos, 2014). Os parâmetros utilizados para o cálculo do LCOE estão apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 Parâmetros para Cálculo do Custo Nivelado da Geração Nuclear

Parâmetros	
Custo de Investimento (US\$/kW)	4.200 a 8.000
Custo de O&M (US\$/MWh)	15
Custo do combustível (US\$/MWh)	9
Vida útil (anos)	60
Tempo de construção (%)	7
Eficiência (%)	33
Potência da planta (MW)	1.000
Fator de Capacidade Médio(%)	85
Custo de Descomissionamento (US\$/kW)	200 a 500
Taxa de desconto (%)	8

Fonte: Elaboração própria

A Figura 33 apresenta o custo nivelado estimado, baseado nas referências internacionais *Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Edition* (NEA/IEA, 2015) e *Annual Energy Outlook 2015* (EIA/DOE, 2015) e nos parâmetros apresentados na Tabela 20.

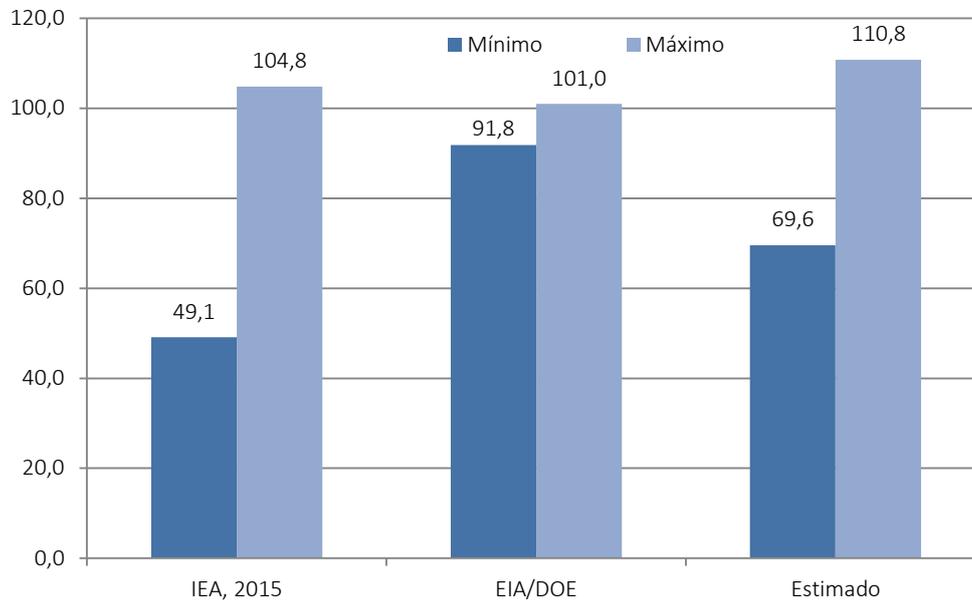


Figura 33 Custo Nivelado– LCOE (US\$/MWh)

Fonte: *Elaboração própria*

7 ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS

7.1 Considerações iniciais

A geração de energia elétrica a partir da fonte nuclear atualmente apresenta baixa participação na matriz brasileira, limitando-se às unidades da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, em Angra dos Reis/RJ, que operam na base do SIN.

Por outro lado, a crescente busca por fontes de energia limpa, com baixa emissão de gases responsáveis pelo aquecimento global – também conhecido como “Efeito Estufa” (GEE) - e poluentes atmosféricos, juntamente com a necessidade de se agregar confiabilidade e baixo custo de operação ao SIN, convergem para aumentar a viabilidade de novas usinas nucleares. Além disso, deve-se destacar a experiência acumulada desde os primeiros grandes acidentes nucleares (Three Mile Island e Chernobyl), os avanços tecnológicos, especialmente na área de reprocessamento e tratamento de rejeitos e a extensão da vida útil dos empreendimentos.

Ressalta-se que a percepção de risco, especialmente após o acidente de Fukushima no Japão, faz com que a fonte passe por momento de forte rejeição da sociedade civil. Tal

fato indica necessidade de maior articulação e discussão com a população para que possa ser definida a estratégia de expansão nuclear no Brasil.

A avaliação ambiental da fonte nuclear deve ser iniciada ainda na fase de planejamento da expansão, sendo essencial para a definição de possíveis sítios destinados à implantação de novas usinas. Além disso, ao ser realizada avaliação dos impactos socioambientais, deve-se considerar o ciclo completo do combustível, desde a etapa de mineração até o descarte.

Por fim, há que se ponderar que não existe geração de energia sem impactos socioambientais. A escolha da melhor solução passa por pesar os custos, benefícios e impactos socioambientais. Adicionalmente, cada empreendimento nuclear é submetido ao licenciamento ambiental e nuclear. No primeiro são avaliados se os impactos socioambientais gerados pela atividade estão em níveis aceitáveis e de acordo com a legislação vigente. O segundo garante que a implantação do empreendimento não provoque riscos indevidos para os trabalhadores, a população e o meio ambiente.

7.2 Benefícios

As usinas termelétricas são largamente empregadas e apresentam características técnicas desejáveis, como flexibilidade operacional e menor vulnerabilidade climática, o que traz ganhos de confiabilidade ao sistema e confere maior segurança energética ao país.

Apesar dos esforços para manter a matriz elétrica predominantemente baseada em fontes renováveis, o ritmo de implantação de novas hidrelétricas e de novas fontes renováveis intermitentes como a eólica e a solar não permite que o planejamento setorial renuncie às opções termelétricas de fontes não renováveis.

Essa tipologia de empreendimento apresenta a vantagem de possuir certa flexibilidade locacional, apesar da disponibilidade e do transporte de combustível serem fatores relevantes para a locação das usinas. Isso permite implantá-las em áreas próximas aos centros de carga, reduzindo perdas e impactos socioambientais inerentes a extensas linhas de transmissão.

Cabe destacar ainda que usinas termelétricas necessitam de áreas relativamente pequenas, inferiores quando comparado a outras fontes de energia, fato que associado à flexibilidade locacional evita conflitos pelo uso do solo e possibilita a seleção de locais com menor sensibilidade socioambiental para sua implantação.

Diferentemente das outras UTEs, a termonuclear não emite diretamente gases poluentes, como óxidos de enxofre, nem gases de efeito estufa (GEEs), já que o calor necessário para a geração de energia elétrica não provém da queima de combustíveis fósseis, e sim da fissão nuclear. Dessa forma, em função da emissão desprezível de poluentes, são minimizados efeitos adversos sobre a flora e a fauna, às edificações e à saúde humana. Considerando toda a cadeia energética nuclear, as emissões de GEEs são muito baixas, muito inferiores às emissões da cadeia energética dos combustíveis fósseis, não contribuindo para o aumento da concentração desses gases na atmosfera e, conseqüentemente, para as mudanças climáticas globais.

Ainda sobre as térmicas nucleares, o Brasil apresenta a vantagem de grande disponibilidade de combustível devido às suas grandes reservas de urânio, o que contribui para a garantia de suprimento. Além disso, a utilização do combustível pode ser mais bem aproveitada pela reciclagem e evolução tecnológica.

Devido à alta densidade energética do combustível nuclear, são necessárias pequenas quantidades de combustível para a produção de energia, facilitando seu armazenamento e logística. Por exemplo, uma tonelada de combustível nuclear gera tanta energia elétrica quanto cerca de 100.000 toneladas de carvão de boa qualidade (Eletrobras Eletronuclear, 2016a).

Os benefícios econômicos e sociais da cadeia de produção do combustível nuclear, bem como da geração e transmissão de energia, estão associados à geração de empregos diretos e indiretos, ao aumento da demanda por bens e serviços, e ao aumento da arrecadação tributária, contribuindo para o dinamismo econômico da região. Ressalta-se que os benefícios econômicos e sociais advindos da contratação de mão-de-obra poderão ser maximizados se forem priorizadas contratações locais ou regionais.

7.3 Principais impactos e medidas de mitigação

Nesta seção são discutidos os impactos negativos e positivos causados para a produção de energia elétrica a partir do urânio e as principais medidas para mitigar, prevenir ou compensá-los. Além disso, é apresentada uma breve discussão sobre os impactos causados ao longo da cadeia energética desse combustível.

7.1.1. Impactos e medidas associadas à geração de energia elétrica

Os impactos socioambientais discutidos nesta seção referem-se a qualquer alteração das propriedades físicas, químicas ou biológicas do meio ambiente, resultante das

atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetem, negativamente ou positivamente, a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; os aspectos estéticos e do relevo; e a qualidade dos recursos ambientais (CONAMA, 1986).

Não há nenhuma tecnologia de produção ou conversão de energia que não apresente impactos ou riscos. Cabe destacar, no entanto, que nesta seção são discutidos apenas os principais impactos relacionados à atividade de geração de energia, aqui delimitada pelas fases de planejamento, construção, operação e desativação da usina. Neste exercício, procurou-se dar maior atenção àqueles impactos mais significativos e típicos da fonte de geração em questão. Assim, impactos de menor significância ou que dependem sobremaneira de especificidades de determinados projetos não são abordados. Impactos relacionados à cadeia do combustível são discutidos no item 7.3.1.

A análise foi direcionada por temas considerados relevantes na implantação e operação dos projetos de usinas nucleares, quais sejam: 1) Uso e ocupação do solo; 2) Recursos hídricos; 3) Produção de resíduos sólidos; 4) Produção de rejeitos radioativos; 5) Produção de efluentes líquidos; 6) População; 7) Empregos; e 8) Receitas.

No que diz respeito ao uso e ocupação do solo, a implantação de uma usina termelétrica gera principalmente alteração da paisagem, alteração do uso do solo e interferência na fauna e flora. No caso de usinas termonucleares a questão da localização da usina ganha especial relevância, o que justifica que se faça, ainda na fase de planejamento, busca minuciosa para seleção das áreas mais apropriadas para instalação. Deve-se investigar aspectos físicos como o clima e a geologia, aspectos socioeconômicos como a proximidade com aglomerações urbanas e aspectos ambientais como a cobertura vegetal e a sensibilidade da fauna e flora locais, dentre muitos outros critérios. Existem metodologias aceitas internacionalmente para este fim.¹⁹ Além da seleção dos sítios mais adequados, as medidas geralmente adotadas para mitigar esses impactos são a busca por soluções arquitetônicas que minimizem o impacto visual e o monitoramento do ecossistema durante a construção e operação da usina.

O tema recursos hídricos é importante para as usinas termelétricas porque, dependendo da tecnologia de resfriamento adotada, pode haver consumo expressivo de

19 A Eletronuclear, juntamente com o Garta – Coppe UFRJ e a EPE, está desenvolvendo um estudo de localização de sítios nucleares no Brasil baseado em metodologia desenvolvida pelo EPRI – Electric Power Research Institute. O estudo considera critérios de exclusão e evitação de áreas para a seleção de sítios, abordando aspectos ambientais, socioeconômicos, de segurança, entre outros.

água, o que impacta na disponibilidade hídrica para outros usos. Cabe destacar, entretanto, que o uso da água é sujeito à outorga, que tem como objetivo garantir os direitos de acesso aos recursos hídricos pela população e os diversos usos. O consumo de água pode ser minimizado em usinas termelétricas por meio de tecnologias de resfriamento de baixo consumo de água, redução de desperdícios e reuso de água, ou até mesmo buscar alternativas como uso de água salgada.

Nas usinas nucleares em operação hoje no país, pelo fato de se localizarem no litoral, utiliza-se água do mar como fonte fria externa. Neste processo a água do mar é captada, circula no sistema de resfriamento e é devolvida com temperatura mais elevada. Sendo assim, deve-se controlar e monitorar a temperatura de retorno para não comprometer a qualidade da água e afetar a biota no local de despejo.

Há também geração de resíduos sólidos e rejeitos com diversos graus de radioatividade. Os resíduos sólidos (não radioativos) podem causar alteração da qualidade do solo e cursos d'água, e devem passar por gerenciamento dos resíduos sólidos com tratamento e destinação adequados, mas também se deve priorizar, sempre que possível, o reaproveitamento. Já os rejeitos radioativos são destinados conforme classificação e serão detalhados a seguir. Eles podem causar alteração da qualidade do solo e dos cursos d'água, efeitos na saúde e interferência na flora e fauna. Entre as medidas de tratamento estão solidificação, compactação e confinamento em containers especiais; armazenamento em repositórios licenciados; implementação de medidas, projetos, programas operacionais e procedimentos para minimização de rejeitos; e monitoração ambiental e radiológica.

Outro ponto a ser observado é a geração de efluentes líquidos, que no caso das termelétricas são representados pela água de processo e pelo esgoto sanitário. A água de processo, principal descarga, corresponde às purgas do sistema de resfriamento e arrefecimento/purgas de caldeiras. O lançamento da água de processo e esgoto sanitário sem o devido tratamento pode causar alteração da qualidade do solo e dos cursos d'água e interferência na fauna e flora aquática. De forma a mitigar esses impactos, estes devem ser tratados e dispostos adequadamente, respeitando-se os limites impostos pelos padrões de lançamento previstos na legislação ambiental. Além disso, deve-se monitorar os efluentes lançados e a qualidade da água do corpo hídrico receptor.

Como o processo de geração de energia é por fissão nuclear, e não combustão, as usinas nucleares não produzem diretamente quantidades significativas de poluentes atmosféricos nem gases de efeito estufa.

As termonucleares também emitem pequenas quantidades de gases e líquidos radioativos. Eles são coletados, tratados e monitorados em conformidade com as normas da CNEN, sendo assim não originam prejuízos à saúde humana nem ao meio ambiente.

Sob a ótica socioeconômica, os principais impactos estão relacionados à atração de população durante a fase de construção haja vista a grande quantidade de trabalhadores necessários para a obra. Dependendo da localização da usina, essa chegada repentina de grande contingente de pessoas pode causar interferência na infraestrutura local (sistema viário, etc), na demanda por equipamentos e serviços públicos (hospitais, escolas, etc.) e nos modos de vida da população. Para minimizar os efeitos negativos deve-se priorizar a capacitação e contratação de mão de obra local, de forma a reduzir a quantidade de forasteiros, e redimensionar os equipamentos e serviços públicos de forma a atender a demanda. Via de regra, espera-se uma melhora substancial no sistema viário após a construção da usina tendo em vista facilitar a evacuação da área em caso de acidente.

Aliás, outra questão importante é justamente a geração de expectativa e preocupação da população local com risco de acidentes. Cabe salientar, entretanto, que as usinas devem cumprir rígidos padrões de segurança internacionais em todas as etapas, de forma a minimizar a possibilidade de ocorrência de acidentes. Sendo assim, para minimizar essa preocupação deve-se investir em campanhas de comunicação para esclarecer a população local.

Deve-se destacar também os impactos positivos, como a geração de grande quantidade de empregos temporários durante a implantação do empreendimento. Após, na operação é necessário efetivo menor de longo prazo. Para minimizar os impactos negativos gerados pela massa de trabalhadores durante as obras deve-se priorizar a capacitação e contratação de mão de obra local.

Por último, mas não menos importante, a implantação de um empreendimento desse tipo gera benefícios econômicos na região tais como aumento na arrecadação de tributos e incremento na economia local. Para potencializar os seus efeitos deve-se tomar ações para fortalecimento da gestão pública e de fomento das atividades econômicas locais.

Os principais impactos e medidas mitigadoras encontram-se sintetizados na Tabela 21.

Tabela 21 Principais impactos na geração termonuclear

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Uso e ocupação do solo	Alteração da paisagem Alteração do uso do solo Interferência na flora e fauna	C/O	Estudos para identificação de sítios mais apropriados para instalação de usinas nucleares Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual Monitoramento do ecossistema
Recursos hídricos	Redução da disponibilidade hídrica Alteração da qualidade da água e interferência com a biota pelo aumento da temperatura (quando empregado sistema aberto de resfriamento)	C/O	Empregar sistemas de água de resfriamento eficientes e de baixo consumo de água Priorizar o reuso de água Otimizar o uso de água e evitar desperdício Controle e monitoramento da temperatura de retorno (quando empregado sistema aberto de resfriamento)
Produção de resíduos sólidos	Alteração da qualidade do solo e cursos d'água	C/O/PO	Gerenciamento dos resíduos sólidos Tratamento e destinação adequados Priorizar, sempre que possível, o reaproveitamento

Tema	Impactos	Fase	Medidas
Produção de rejeitos radioativos	Alteração da qualidade do solo e dos cursos d'água Efeitos na saúde Interferência na flora e fauna Doses externas (efeitos biológicos não detectáveis)	O	Solidificação, compactação e confinamento em contêineres especiais Armazenamento em repositórios licenciados Implementação de medidas, projetos, programas operacionais e procedimentos para minimização de rejeitos Monitoração ambiental e radiológica
Produção de efluentes líquidos	Alteração da qualidade do solo e dos cursos d'água Interferência na fauna e flora aquática	O	Realizar o tratamento adequado dos efluentes líquidos Monitoramento dos efluentes líquidos e do corpo hídrico receptor
População	Interferência na infraestrutura local (trânsito, serviços) Interferência/perturbação da população (modo de vida, trânsito, serviços públicos, etc) Expectativa e preocupação com risco	P/C/O	Adequação das infraestruturas de habitação, educação e transporte Campanha de comunicação com a população
Empregos	Geração de empregos temporários durante as obras (positivo) Geração de empregos permanentes durante a operação da usina (positivo) Perda dos postos de trabalho temporários após as obras e permanentes após a desativação da usina.	C/O/PO	Contratação e capacitação de mão de obra local
Receita	Aumento na arrecadação de tributos (positivo) Incremento na economia local (positivo)	C/O	Ações para fortalecimento da gestão pública Fomento das atividades econômicas locais.

Fonte: EPE. Legenda: P - Planejamento; C - Construção; O - Operação; PO - Pós-operação

7.3.1 Considerações sobre os impactos da cadeia

Para melhor entendimento sobre os impactos socioambientais da geração termonuclear serão abordados nesta seção os impactos associados a cadeia do elemento combustível para atendimento às termelétricas nas condições normais. Ressalta-se que como no caso de qualquer outra cadeia energética, a magnitude e de alguma forma, os tipos de impactos, são altamente dependentes das tecnologias empregadas e das especificidades de cada sítio da cadeia. Assim sendo, as informações que constam nesta seção são essencialmente qualitativas e devem ser consideradas apenas como indicativas.

Conforme descrito no item 4, a cadeia vai da extração do urânio à disposição definitiva do combustível irradiado que pode ser em ciclo aberto (combustível irradiado segue diretamente para disposição final) ou fechado (combustível irradiado é reprocessado para reaproveitamento).

De modo geral, as seguintes etapas estão envolvidas e serão tratadas nesse item:

- Prospecção, mineração e beneficiamento de urânio;
- Conversão de urânio (“*yellow cake*”) em hexafluoreto de urânio;
- Enriquecimento de urânio;
- Fabricação do combustível (reconversão, pastilhas e elementos combustíveis);
- Produção de energia (impactos socioambientais descritos no item anterior);
- Gerenciamento dos rejeitos radioativos nas termonucleares.

A cadeia energética inclui também o transporte de materiais radioativos nas suas várias formas entre as diversas etapas. Para tal, estes devem ser acondicionados de acordo com os níveis de radioatividade e o modal de transporte segundo as normas de segurança estabelecidas pelo órgão regulatório e também recomendações da Agência Internacional de Energia Atômica. Deste modo, seus impactos são os menores entre todas as etapas da cadeia energética nuclear.

Os impactos socioambientais, causados pelas atividades e instalações da cadeia energética, incluem impactos decorrentes de atividades convencionais, como mineração e processamento, que são similares aos que ocorrem em outras atividades industriais, e também, por envolver material radioativo, a liberação de pequenas quantidades de radiação para o ar, água e solo, o gerenciamento e deposição de resíduos radioativos e os riscos associados a acidentes de baixa probabilidade.

A seguir discutem-se os impactos de cada etapa da cadeia energética nuclear.

Prospecção, mineração e beneficiamento de urânio

A prospecção de urânio utiliza métodos convencionais utilizados para outros minerais e também métodos específicos baseados na detecção de radiação. De modo geral, sua prospecção apresenta baixo impacto socioambiental, como decorrentes de utilização de maquinarias e transporte que utilizam combustível fóssil.

Existem diferentes métodos para mineração e beneficiamento de urânio como mineração a céu aberto, mineração subterrânea e lixiviação. Esta etapa envolve a extração do minério de urânio do solo e processamento para obtenção do sal de cor amarela conhecido com “*yellow cake*”.

Suas operações geram emissões para a atmosfera (particulados e gases radioativos) e rejeitos líquidos e sólidos que apresentam níveis de radioatividade dentro da faixa inferior da gama de radiação de fundo normal da natureza (“background”). Os rejeitos sólidos de minas subterrâneas (ganga) e do beneficiamento são geralmente reintroduzidos na cava da mina após o final de suas vidas úteis. O solo e rocha removidos durante a operação de minas a céu aberto são usados como cobertura durante o processo de recuperação dos sítios ocupados pela mina e instalação de beneficiamento. Os níveis de radioatividade de emissões para a atmosfera e de efluentes líquidos são monitorados e controlados constantemente de modo a se garantir que eles se mantenham abaixo dos níveis autorizados pelo órgão regulador.

Os impactos mais significantes são os efeitos ocupacionais sobre a saúde de trabalhadores resultantes de acidentes em minas, e a exposição dos mineiros à radiação e poeira. Sobre o impacto sobre a saúde da população local e regional pelas emissões de radioatividade, é praticamente impossível se determinar o real impacto devido às doses muito baixas em comparação com as doses naturais.

A Figura 34 apresenta usina de beneficiamento de urânio situada no estado da Bahia.



Figura 34 Usina de beneficiamento de urânio.

Fonte: <http://www.inb.gov.br/caetite.asp>

Conversão de urânio

Na conversão, o *yellowcake* é dissolvido e purificado para obter o urânio nuclearmente puro, que após é convertido para o estado gasoso, hexafluoreto de urânio (UF₆).

Suas operações geram emissões radioativas e de resíduos que devem ser devidamente monitorados e controlados. Seus impactos potenciais sobre a saúde (estimado pelas relações dose-efeito) não são significantes. Os efeitos não radiológicos ocupacionais sobre a saúde resultam da eventual exposição dos trabalhadores a produtos químicos tóxicos, particularmente compostos de flúor e acidentes normais de indústrias químicas convencionais, devendo as técnicas usuais de prevenção e mitigação também serem aplicadas.

Enriquecimento de urânio

O processo de enriquecimento envolve o aumento da concentração do isótopo U-235 no gás de UF₆ por meio de separação pela pequena diferença de massa dos isótopos U-235 e U-238, produzindo o gás de UF₆ enriquecido.

Os impactos socioambientais e ocupacionais causados por usinas de enriquecimento são baixos e também envolvem emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos radioativos que são devidamente tratados e destinados.

Fabricação de combustível

Os processos de fabricação do combustível nuclear variam de acordo com a tecnologia de reator. De modo geral, o gás de UF_6 sofre reconversão para retornar ao estado sólido e obter pó de dióxido de urânio (UO_2). Em seguida, são fabricadas as pastilhas de UO_2 , que após tratamento são inseridas nas varetas combustíveis que constituem o elemento combustível.

Devido aos baixos níveis de radioatividade presentes no urânio de baixo enriquecimento não irradiado (antes da sua passagem pelo reator), as doses de radiação para os trabalhadores são pequenas. Mesmo assim, monitoração e controles permanentes são realizados. A precaução principal é contra os riscos de inalação de urânio, devendo, para tanto, serem tomadas medidas adequadas.

Gerenciamento de rejeitos radioativos nas termocentradas

A gestão de rejeitos radioativos é um tema de grande relevância relacionado com a geração de energia elétrica por usinas nucleares.

Os impactos ambientais e sobre a saúde das pessoas decorrentes dos rejeitos nucleares decorrem inicialmente dos riscos de eventuais fugas a partir do armazenamento e repositório. Como em qualquer outra etapa da cadeia energética nuclear, os rejeitos radioativos são armazenados de forma segura e de acordo com suas características. Além disso, eles são monitorados e controlados em tempo integral para assegurar que as emissões radioativas permaneçam abaixo dos níveis permitidos pelas autoridades de segurança garantindo a proteção dos trabalhadores, da população e do meio ambiente. Os impactos sociais estão ligados à aversão ao risco e a relutância das comunidades em aceitar a implementação de repositórios de rejeitos radioativos nos seus arredores.

Os rejeitos radioativos são classificados em função de: estado físico, tipo de radiação emitida, atividade radioativa e decaimento da atividade (meia-vida). Em termos de atividade, podem ser de alta, média ou baixa. De acordo com a Associação Mundial Nuclear (World Nuclear Association – WNA, 2016), as proporções de volume de rejeitos produzidos e o conteúdo de radioatividade estão resumidos na tabela seguinte.

Tabela 22 Distribuição dos rejeitos radioativos no mundo conforme a atividade.

Rejeito	Volume	Conteúdo Radioativo
Alta Atividade	3%	95%
Média Atividade	7%	4%
Baixa Atividade	90%	1%

Fonte: Adaptado de WNA, 2016.

Os rejeitos de baixa atividade (“Low Level Waste-LLW”) são aqueles rejeitos que contém baixas intensidades de radioatividade, com quantidades desprezíveis de radionuclídeos de longa vida. Estes rejeitos não requerem blindagem para o seu manuseio e transporte e podem ser descartados por enterramento de baixa profundidade. Eles compreendem em material descartável usado na operação e manutenção tais como: papéis, plásticos, vestimentas e ferramentas.

Os rejeitos de média atividade (“Intermediate Level Waste-ILW”) são aqueles rejeitos que contém radioatividade mais alta e, portanto, necessitam de blindagem contra as radiações deles emanadas. Eles compreendem tipicamente as resinas iônicas, fluidos de processo, as lamas químicas e os revestimentos metálicos do combustível, bem como os equipamentos contaminados e os rejeitos das operações de desmonte de instalações nucleares. O tratamento e a deposição dos rejeitos do tipo ILW variam, dependendo da forma dos rejeitos e se contém radionuclídeos de vidas curta ou longa. Muitos são solidificados ou imobilizados em materiais inertes, tal como o concreto ou o betume. Em geral, a deposição dos rejeitos ILW de vida curta pode ser realizada por enterramento de baixa profundidade e de ILW de vida longa deve, entretanto, ser realizada de maneira similar à dos rejeitos de alta atividade, após o necessário tratamento.

Os rejeitos de alta atividade (“High Level Waste-HLW”) compreendem produtos de fissão altamente radioativos e alguns elementos transurânicos com longa vida radioativa. Estes geram quantidade considerável de calor, o que requer seu resfriamento antes da disposição final. Numa termonuclear esta classe de rejeitos consiste o próprio combustível irradiado. Ressalta-se que devido à alta densidade energética do combustível nuclear, a quantidade de material necessária por unidade de energia produzida durante a vida útil, bem como o volume total de rejeitos de alta atividade são muito pequenos.

De forma resumida pode-se elencar ao menos as seguintes etapas no gerenciamento dos combustíveis irradiados nas usinas termonucleares (Eletrobras Eletronuclear, 2014):

- Armazenamento inicial em piscinas próximas ao reator para que esfrie e a radioatividade decaia;
- Armazenamento inicial complementar/interino (úmido ou seco), visando principalmente liberar espaço de estocagem nas piscinas das usinas;
- Destinação final dos elementos combustíveis irradiados, que pode abranger seu reprocessamento ou armazenagem.

A Figura 35 apresenta as etapas listadas acima.

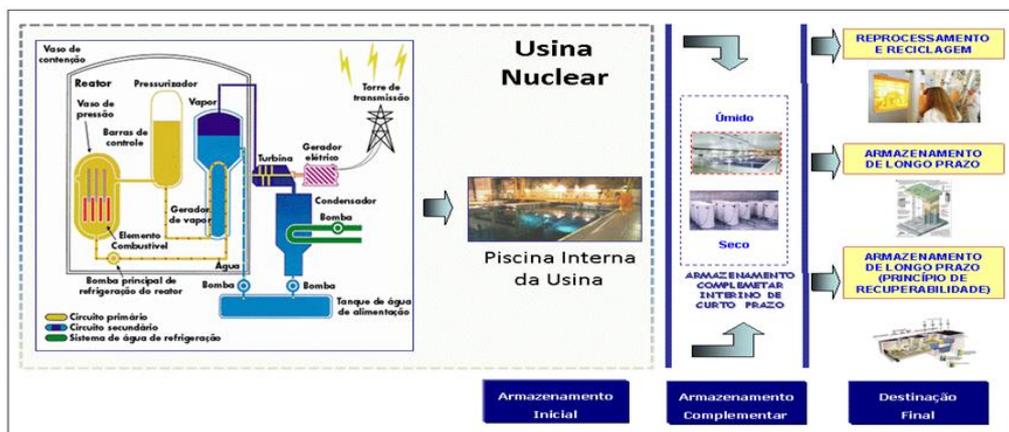


Figura 35 Etapas no gerenciamento dos combustíveis irradiados

Fonte: Eletrobras Eletronuclear, 2014.

Dependendo da política do país, o combustível irradiado pode ser armazenado pelo tempo necessário para resfriamento e decaimento radioativo e, em seguida, encaminhado para armazenamento de longo prazo (ciclo aberto), ou então pode-se realizar o seu reprocessamento e reciclagem (ciclo fechado). Existe também a possibilidade de armazenar para reprocessamento futuro.

De acordo com a Eletronuclear, 97% do combustível irradiado é reciclável, do restante 1% decai rapidamente após 1 ou 2 anos e 2% possuem alta atividade e meia vida longa (Eletrobras Eletronuclear, 2015). No ciclo fechado realiza-se o reprocessamento e reciclagem para separar os materiais físséis (urânio e plutônio) de outros produtos não aproveitáveis e considerados rejeitos. Além do reaproveitamento, o reprocessamento apresenta a vantagens de facilitar o gerenciamento dos rejeitos por redução dos seus volumes a serem isolados do ambiente e de reduzir a necessidade de se extrair maiores quantidades de recursos naturais (urânio) para uso como combustível.

Tanto no caso dos rejeitos do reprocessamento quanto no caso em que o combustível usado no reator não é reprocessado, após o período de resfriamento (de 40 a 50 anos), os rejeitos de alta atividade estão preparados para o encapsulamento ou o carregamento em barris e prontos para o armazenamento por tempo indeterminado ou a disposição permanente no subsolo. De acordo com a Associação Mundial Nuclear, o consenso internacional é de que a solução mais indicada para destinação final destes rejeitos é o armazenamento em repositórios geológicos profundos, de modo a assegurar o isolamento permanente (WNA, 2016).

No caso brasileiro, a empresa Eletronuclear é a responsável pelo gerenciamento de rejeitos em suas usinas nucleares, o que inclui desde a guarda dos materiais radioativos,

até a sua disposição final em instalações projetadas para o armazenamento de longo prazo, cuja responsabilidade legal de implantação e operação é da CNEN (Eletrobras Eletronuclear, 2015). Na Figura 36 é apresentado o modelo esquemático do gerenciamento dos rejeitos radioativos.



Figura 36 Gerenciamento dos rejeitos radioativos.

Fonte: Eletrobras Eletronuclear, 2015.

Está prevista a construção de um Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação (RBMN). A CNEN tem a incumbência legal de construí-lo até 2018, entretanto existe dificuldade acerca da seleção do local devido à complexidade técnica e à dificuldade de aceitação pública.

Enquanto o repositório não é construído, os rejeitos de baixa e média são armazenados no Centro de Gerenciamento de Rejeitos (CGR) nas instalações das usinas da Eletronuclear cujo esgotamento está previsto para o ano 2020. No entanto, modificações nos sistemas de tratamento de rejeitos, já iniciadas, e a possibilidade de se otimizar a configuração de armazenamento dos embalados nos depósitos, possibilitarão, se necessário, estender a autonomia dos depósitos do CGR até, pelo menos, 2025 (Eletrobras Eletronuclear, 2016b).

Para os rejeitos de alta radioatividade a Eletronuclear está incrementando a capacidade de armazenamento das piscinas e construindo uma Unidade de Armazenamento Complementar de Combustível Irrradiado (UFC) de longo prazo. O objetivo deste empreendimento é criar um depósito, caso o país adote no futuro uma política de reprocessamento do combustível.

7.4 Desafios e gestão

Os principais desafios para as termonucleares envolvem a disposição final de resíduos radioativos e a percepção de risco de acidente pela sociedade. Também existem pressões para reduzir a participação de não renováveis na matriz elétrica, entretanto, contrapondo-se a outras fontes não renováveis, a nuclear apresenta vantagens de baixa emissão de GEE e poluentes atmosféricos.

Sobre o gerenciamento de rejeitos radioativos, conforme tratado no item anterior, existem dificuldades para a construção do RBMN e ainda não se tem definição sobre a adoção de reprocessamento do combustível irradiado no país. É importante que se aumente esforços para construção do RBMN e que o Programa Nuclear Brasileiro avance principalmente no sentido da definição sobre o destino dos combustíveis irradiados.

Sobre a percepção de risco de usinas, deve-se investir em estratégias de comunicação para esclarecer a sociedade sobre seus benefícios socioambientais e riscos, além de informar como os rígidos padrões de segurança internacionais exigidos minimizam a possibilidade de ocorrência de acidentes. Desse modo, pode-se aumentar a aceitação pública desta fonte.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

De acordo com diferentes estudos, a perspectiva é que o consumo de energia primária no mundo apresente taxas de crescimentos significativas até o final deste século, dependendo de premissas demográficas, tecnológicas e econômicas. Vale ressaltar que esse aumento será mais expressivo nos países em desenvolvimento.

No entanto, é cada vez mais demandado pela sociedade que esse aumento da oferta de energia deva ocorrer desvinculado do aumento das emissões de gases de efeito estufa. Apesar de diversas fontes de energia poderem contribuir neste sentido, o seu desenvolvimento em larga escala enfrenta limitações econômicas e técnicas. Dentre estas cabe ressaltar a geração termonuclear, tecnologia capital intensivo.

Por outro lado, constitui-se em uma opção capaz de contribuir para a segurança energética (operação na base do sistema), dado seu elevado desempenho operacional (alto fator de capacidade e disponibilidade) e perspectiva de funcionamento por longo prazo (vida útil de até 60 anos), cujo custo de combustível tem sido pouco suscetível a oscilações, representando certa segurança face à volatilidade dos preços do petróleo e do gás natural no mercado internacional.

Entretanto, o crescimento da aplicação da energia nuclear também estimula o debate da opinião pública. Os riscos de acidentes e a produção e o gerenciamento de rejeitos radioativos geram uma percepção negativa na população em geral. Embora os acidentes em reatores de fissão nuclear ocorram com uma frequência muito baixa, os danos causados à população e ao meio ambiente são muito severos e grandes regiões podem ser contaminadas por centenas de anos pela radioatividade.

O maior crescimento no uso da energia nuclear vem se verificando em países asiáticos, principalmente na China (28 em operação e 24 reatores em construção). Muitos países vêm investindo na pesquisa e no desenvolvimento da energia nuclear, encorajando a penetração atual e futura de novas tecnologias nucleares. Os reatores da Geração IV, por exemplo, deverão estar comercialmente disponíveis por volta de 2050. Destaca-se também o projeto em andamento de fusão nuclear, talvez o mais importante projeto de colaboração científica internacional em andamento.

Quando se analisa a perspectiva de alcance de elevados índices de aproveitamento do potencial num horizonte de longo prazo, vemos que é fundamental a capacitação para a geração nucleoe elétrica, objetivando sua maior inserção na geração. O Brasil já possui em operação duas usinas nucleares (Angra 1 e Angra 2) e vem intensificando a ampliação do parque nuclear para geração de energia considerando-se a construção da Usina Nuclear Angra 3. O país ainda tendo prospectado apenas $\frac{1}{4}$ do seu território, possui reservas uraníferas que o transforma na 8ª maior reserva mundial de urânio. O Brasil pode fazer uso da sua experiência tecnológica e operacional na área da energia nuclear, de forma a considerar um aumento da participação dessa fonte de energia na sua matriz energética. Entretanto, deve-se ter em conta o elevado volume de investimentos demandados. Sem falar que o risco de acidentes e a solução para o armazenamento de rejeitos, sobretudo os de alta atividade, oriundos do combustível utilizado, são questões que provocam preocupação.

8.1 Potencial da geração termonuclear

O potencial teórico de geração elétrica aqui calculado tomou por base a disponibilidade das reservas medidas e indicadas, que dependem, fundamentalmente da formulação de parâmetros para a disponibilidade do recurso (tamanho das reservas), consumo de urânio, tempo de operação das usinas e regime operativo (fator de capacidade das usinas).

Com relação às reservas, as trajetórias definidas estão associadas à classificação das reservas nacionais segundo o custo estimado de exploração, ou seja, os recursos para

geração de energia elétrica estão limitados ao valor das reservas brasileiras medidas e indicadas e definidas, hoje, para um custo de exploração inferior a US\$ 40/kg U₃O₈ e inferior a US\$ 80/kg U₃O₈ e recursos para geração de energia elétrica incluem todas as reservas medidas, indicadas e inferidas definidas, hoje, para um custo de exploração inferior a US\$ 80/kg U₃O₈.

A Tabela 23 apresenta a reserva de urânio considerando a sua proporção dos recursos totais e sua parcela recuperável.

Tabela 23 Reservas de urânio (t U₃O₈)

Depósito - Jazida	Medidas e Indicadas			Inferidas	Total (t)	Parcela recuperável estimada (t)	Recursos Totais (%)
	<40 US\$/kgU	<80 US\$/kgU	Sub-total	<80 US\$/kgU			
Caldas	-	500	500	4.000	4.500	3.000	1,5%
Lagoa Real/Caetité	24.200	69.800	94.000	6.770	100.770	61.000	32,6%
Santa Quitéria	42.000	41.000	83.000	59.500	142.500	86.000	46,1%
Outras	-	-	-	61.600	61.600	37.000	19,9%
TOTAL	66.200	111.300	177.500	131.870	309.370	187.000	100,0%

Fonte: Elaboração própria com base nas informações da INB (2013c).

Para o cálculo do consumo do combustível, o custo total do combustível de urânio para a geração de eletricidade consiste na soma dos custos envolvidos nas diferentes etapas requeridas para a sua produção:

- **Custo do yellowcake:** Em geral, o U₃O₈ é vendido nos mercados internacionais por meio de contratos de longo prazo cotados em US\$/libra. Tem sido prática comum ajustar os contratos para incluir mecanismos de reajuste de preços para refletir com maior precisão o preço à vista (spot price) na época de entrega (que tarda entre 2 e 12 meses).
- **Custo da conversão em UF₆:** O mercado de conversão de UF₆ é mais frequentemente caracterizado por contratos do tipo especificado, usualmente um preço-base escalonado até a data de entrega. Para os serviços de enriquecimento de urânio realizados na Europa, os contratos têm sido quase sempre baseados em regras de indexação, com os preços e índices denominados em moeda local para os clientes domésticos e em dólares americanos (US\$) para fora da região de enriquecimento. O urânio natural (U₃O₈) e o UF₆ são quase sempre vendidos por

transferência de propriedade contábil (book transfer), isto é, sem necessariamente movimentar fisicamente o produto; após ter sido entregue no depósito, amostrado e pesado pelo processador.

- Custo do enriquecimento a partir do UF₆ e reconversão em óxido de urânio na forma de pó de dióxido de urânio (UO₂): O gás UF₆, por sua vez, é enriquecido para aumentar a concentração do isótopo físsil U-235, que corresponde a 0,7% do urânio. O enriquecimento é necessário porque os reatores nucleares, dependendo das suas características básicas, trabalham com o combustível enriquecido ao nível de 2% a 5%. O enriquecimento é medido e cobrado em unidades de trabalho de separação (SWU, na sigla em inglês).
- Custo da fabricação do elemento combustível: Em seguida o UO₂ é transformado em pastilhas na própria FCN para atender às usinas nucleares nacionais.

Para calcular o custo do combustível em US\$/MWh, considerando cada etapa do ciclo, as seguintes premissas foram estabelecidas: i) preço spot do U₃O₈ de US\$ 97,00/kg; ii) custo de conversão de US\$ 16/kg U; iii) custo do enriquecimento de US\$ 82,00/SWU e iv) custo de fabricação do elemento combustível de US\$ 300/kg U₃O₈. Admitindo-se a energia de 1.000 MWh térmicos por quilograma de U₃O₈ produzido, a estimativa do custo do combustível nuclear aplicando os fatores de conversão²⁰ resulta em US\$ 0,52/kWh elétricos.

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

Com relação ao consumo de urânio, foi calculado de acordo com dados da INB, 15.000 t de U₃O₈ por cada nova unidade PWR de 1000MW pelo período da vida útil (60 anos). A Tabela 24 apresenta a demanda por urânio.

²⁰ Fatores de conversão para o custo do combustível: 3.412.142 Btu/MWh e heat rate de 10.400 Btu/kWh para uma energia produzida de 1000 MWh/kg U₃O₈.

Tabela 24 Demanda por urânio – durante a vida útil de 60 anos (t de U₃O₈)

Angra 1	4.800
Angra 2	16.000
Angra 3	19.200
Cada usina adicional	15.000
Consumo Total (9 usinas +CNAAA)	175.500
Disponibilidade	187.000

Fonte: Elaboração própria com base nas informações da INB (2013c).

Neste sentido, face ao conhecimento das atuais reservas de urânio (309.000t de U₃O₈) e sua parcela recuperável das minas em exploração (cerca de 187.000t de U₃O₈ a um custo inferior a 80 US\$/kgU), chegou-se ao potencial máximo de até 10 novas unidades geradoras (incluindo Angra 3)além do parque existente (Angra 1 e 2), conforme apresentado na Tabela 25, podendo aumentar em 4 vezes se for considerado o potencial prognosticado e especulado.

Tabela 25 Potencial de Geração – Urânio Recuperável (até <80U\$/kgU)

Custos	Volume Reservas (t U ₃ O ₈)	Volume Reservas Recuperáveis (t U ₃ O ₈)	Potencial	
			Novas Usinas (MW)	Novas Usinas
1 Medidas e Indicadas até <40U\$/kgU	66.200	39.700	2.800	2
2 Medidas e Indicadas até <80U\$/kgU	177.500	106.500	7.500	7
3 Medidas, Indicadas e Inferidas até <80U\$/kgU	309.370	187.000	10.300	10

Nota: 1-Os valores do potencial estão arredondados. 2- O potencial de novas usinas exclui a potencia instalada em Angra 1 e 2. 3- Para o cálculo do número de unidades considerou-se a potência de referência de 1.000MW com um fator de capacidade de 85%.

Fonte: Elaboração própria

A Figura 37, apresenta graficamente o potencial de geração no Brasil considerando as três faixas de volume de reservas recuperáveis apresentadas na Tabela 25.

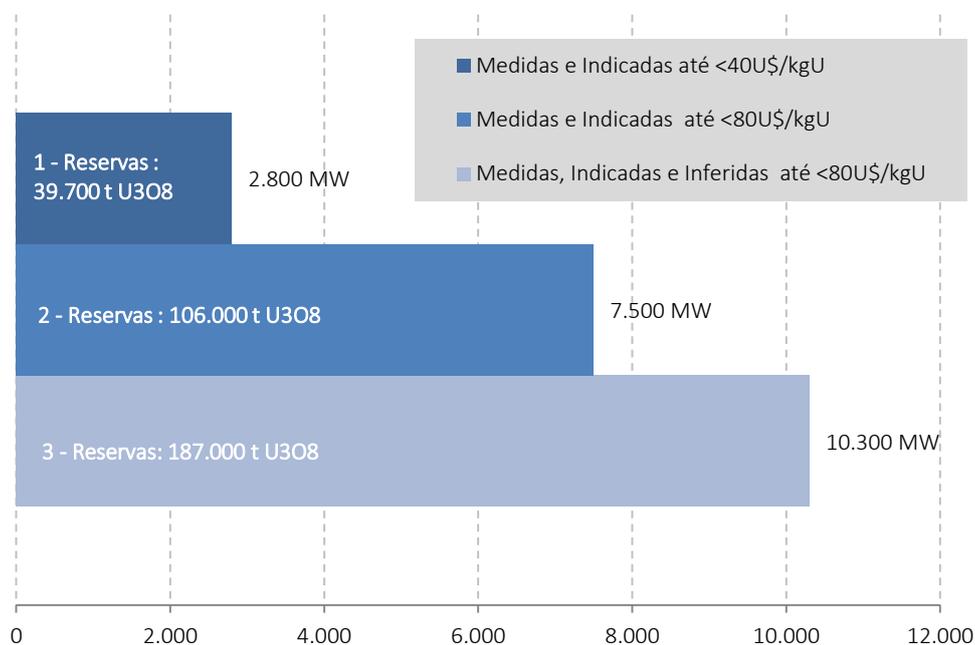


Figura 37 Potencial de geração da fonte nuclear(MW)

Fonte: *Elaboração própria*

8.2 Desafios para a expansão termonuclear

A diversificação da matriz energética brasileira certamente trará desafios de longo prazo, em especial, para garantir a segurança energética. Considerando a energia nuclear uma alternativa factível na composição da matriz energética, alguns desafios regulatórios e estruturais se impõem por representarem uma barreira para a expansão de novas unidades. Neste sentido, face à complexidade que se impõe à indústria nuclear, abaixo estão sumarizados os principais desafios identificados:

- Marco regulatório e arranjo comercial;
- Investimento no ciclo do combustível;
- Política de gestão de resíduos;
- Política industrial e engenharia financeira;
- Padronização da tecnologia;
- Custos crescentes e problemas de projetos; e
- Opinião pública.

A constituição de um marco regulatório e comercial para o setor visa possibilitar a criação de um órgão regulador autônomo e independente, provendo a segregação das atividades de fomento, pesquisa, produção e desenvolvimento das de regulação, licenciamento e fiscalização. Da forma como está hoje organizado o processo de licenciamento acaba por gerar incertezas ao empreendimento, enquanto o que se necessita é previsibilidade e riscos mitigados. Um arranjo comercial adequado se constitui de fundamental importância para sanar as lacunas referentes a regulamentação tarifária das usinas nucleoeletricas e por conseguinte, sua viabilidade econômico-financeira por meio da participação do capital privado no empreendimento de geração nuclear.

No Brasil a organização do setor nuclear é, até por consequência do monopólio constitucional, exclusivamente estatal. Seria necessário estabelecer um consenso sobre qual a parte da economia ainda permanecerá sob controle estatal e definir um regime que propicie uma administração eficiente aos setores envolvidos. O contrário acontece no setor petróleo onde ainda existem muitas tendências sobre a participação estatal nessas atividades. No setor nuclear, este consenso talvez seja mais fácil de estabelecer e pode-se encontrar uma solução de consenso que propicie uma maior participação da iniciativa privada sem descaracterizar seu aspecto estratégico.

A Proposta de Emenda à Constituição em tramitação objetiva, por meio da alteração de seus artigos 21 e 177, propiciar essa participação da iniciativa privada na construção e operação de usinas nucleoeletricas, bem como na comercialização da energia assim produzida, o que, todavia, deverá se dar com estrita observância de critérios e condições para a definição de sua localização, a serem previamente estabelecidos em lei federal.

Além da questão referente ao marco institucional, alguns pontos necessitam de solução como o domínio completo do ciclo do combustível em escala industrial e a estruturação do ciclo do combustível para atendimento à demanda, que proporcionará a ampliação da capacidade produtiva do urânio (back end) e o domínio sobre o processo de enriquecimento em escala industrial (front end).

Estes aspectos, somados à necessidade de formar nos países uma indústria pesada que permita uma maior nacionalização do parque gerador (o índice de nacionalização na construção das plantas nucleares é um requisito que está associado a necessidade de um maior investimentos em indústria pesada e para a cadeia de suprimentos para as usinas nucleares), além da formação técnico-profissional que suporte esta expansão (recursos humanos podem representar um problema para o futuro devido à idade média elevada dos trabalhadores dos diversos setores da indústria nuclear, associado à necessidade de formação imediata de novos profissionais), a solução para a questão do gerenciamento dos rejeitos de alta radioatividade e a tecnologia de reatores que servirá de plataforma

para a expansão constituem-se entraves a serem equacionados para a viabilização de novos projetos nas diversas atividades relativas ao setor.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEN [Associação Brasileira de Energia Nuclear]. Sítio contendo informações sobre geração e uso da energia nuclear no Brasil e no mundo. Disponível em: <http://www.aben.com.br/>. Acesso em 10/03/2016.

_____. Futuro Tecnológico da Geração Elétrica Nuclear. Autor: Leonam dos Santos Guimarães – Disponível em: <http://www.aben.com.br>. Acesso em 21/03/2016.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Comissão de Meio Ambiente e de Desenvolvimento Sustentável. Relatório do Grupo de Trabalho de Fiscalização e Segurança Nuclear. 2006.

CNEN [Comissão Nacional De Energia Nuclear]. Sítio contendo informações sobre a produção e uso de material nuclear. Disponível em: <http://www.cnen.gov.br>. Acesso em 18/08/2015.

ELETRONUCLEAR. Sítio contendo informações sobre a empresa e a produção e uso da energia nuclear no Brasil e no mundo. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br>. Acesso em 05/04/2016.

DEFESA. [Ministério da Defesa]. Estratégia Nacional de Defesa. 2008. http://www.defesa.gov.br/projetosweb/estrategia/arquivos/estrategia_defesa_nacional_portugues.pdf. Acesso em 13/08/2015.

EPE [Empresa De Pesquisa Energética]. Plano Nacional de Energia 2030 – Geração Termonuclear. Brasília: EPE, 2007.

_____. Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2015.

FGV PROJETOS [Fundação Getúlio Vargas Projetos]. O Futuro Energético e a Geração Nuclear. 2013. Disponível em: <http://fgvprojetos.fgv.br/publicacao/o-futuro-energetico-e-geracao-nuclear>. Acesso em 13/07/2015.

IAEA [International Atomic Energy Agency]. Nuclear Technology Review. 2015 Disponível em: <http://www.iaea.org/>. Acesso em 02/03/2016.

_____. Safety Culture: a Report by the International Nuclear Safety Advisory Group. In: Safety Series N° 75-INSAG-4. Vienna (Austria): IAEA, 1991.

_____. Assessment of Regulatory Effectiveness: Peer Discussions on Regulatory Practices. Vienna (Austria): IAEA, 1999.

- _____. Legal and Governmental Infrastructure for Nuclear, Radiation, Radioactive Waste and Transport Safety. In: Safety Standards Series N^oGS-R-1. Vienna (Austria): IAEA, 2000
- IEA [International Energy Agency]. World Energy Outlook. International Energy Agency. Paris, 2014.
- INB [Indústrias Nucleares Do Brasil S.A]. Sítio contendo informações sobre o ciclo do combustível nuclear. Disponível em: <http://www.inb.gov.br/>. Acesso em: 29/08/2015
- _____. Pesquisa e lavra de materiais radioativos. Apresentação feita para o Centro de Estudos e Debates Estratégicos da Câmara dos Deputados. Realizada por Luiz Filipe da Silva, da Diretoria de Recursos Minerais. Maio de 2013a.
- _____. The nuclear fuel cycle in Brazil. Apresentação realizada no International Nuclear Atlantic Conference pelo Presidente Aquilino Senra. 2013b.
- IPEN [Instituto De Pesquisas Energéticas E Nucleares]. Sítio contendo informações sobre o uso da energia nuclear e outras. Disponível em: <http://www.ipen.br>. Acesso em: 16/05/2015.
- MCTI [Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação]. Estratégia Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação 2012 – 2015. 2012.
- NEI [Nuclear Energy Institute]. Sítio contendo informações sobre energia nuclear. Disponível em: <http://www.nei.org>. Acesso em: 12/04/16.
- OECD [Organization for Economic Co-Operation and Development], Nuclear Energy Agency [NEA], [IEA] International Energy Agency. Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Update.
- _____. Projected Costs of Generating Electricity – 2015 Update.
- PLATTS. Nucleonics Week. Sítio contendo informações sobre a energia e tecnologia nuclear e seu uso no mundo. Disponível em: <http://www.platts.com>. Acesso em 02/09/15.
- Santos, Ricardo Luís Pereira dos. A Energia Nuclear no Sistema Elétrico Brasileiro/ Ricardo Luís Pereira dos Santos – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.
- TOLMASQUIM, M. T. (coordenador). Geração de Energia Elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2005.
- Tradetech's Uranium Information. Sítio contendo informações sobre o mercado de urânio. Disponível em: www.uranium.info.com. Acesso em: 02/06/2015.
- UIC [Uranium Information Centre]. Sítio contendo informações sobre o mercado de urânio. Disponível em: www.uic.com.au. Acesso em: 06/11/2015.

WNA [World Nuclear Association]. The Economics of Nuclear Power. Information Papers. Atualizado em 28/07/15a. Disponível em: <http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/>. Acesso em: 18/08/15.

_____. Sítio contendo informações sobre o mercado de urânio. Disponível em: <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/>. Acesso em: 14/01/16b.