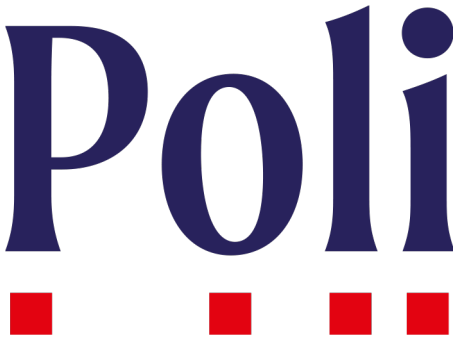


O PAPEL DAS TERMELÉTRICAS E SUAS TECNOLOGIAS NO MERCADO DE GÁS NATURAL BRASILEIRO

Caio Pereira Rodrigues

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: David Alves Castelo Branco
Amaro Olimpio Pereira Junior

Rio de Janeiro
Julho de 2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

Departamento de Engenharia Mecânica

DEM/POLI/UFRJ

O PAPEL DAS TERMELÉTRICAS E SUAS TECNOLOGIAS NO MERCADO DE GÁS NATURAL BRASILEIRO

Caio Pereira Rodrigues

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO MECÂNICO.

Aprovada por:

_____

Prof. David Alves Castelo Branco, D.Sc.

_____

Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc.

_____

Prof. Silvio Carlos Anibal de Almeida, D.Sc.

_____

Prof. Gabriel Lisbôa Verissimo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JULHO DE 2023

Pereira Rodrigues, Caio

O papel das termelétricas e suas tecnologias no mercado de gás natural brasileiro/ Caio Pereira Rodrigues. – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2023.

XVII, 93 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Amaro Olimpio Pereira Junior

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Mecânica, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 81 – 91.

1. Ciclos termodinâmicos. 2. Gás Natural. 3. Usinas Termelétricas. 4. Mercado energético. I. Alves Castelo Branco, David *et al.*. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia Mecânica. III. O papel das termelétricas e suas tecnologias no mercado de gás natural brasileiro.

Agradecimentos

Primeiramente à Valeria, minha mãe, por, desde pequeno, ter abdicado da sua carreira e dos seus sonhos para que eu pudesse correr atrás dos meus, por sempre ter me apoiado e me cobrado quando necessário e por me amar incondicionalmente.

Em sequência, ao meu pai, Douglas, por todo carinho, todo o exemplo e todos os ensinamentos que me tornaram uma pessoa e profissional melhores e me fazem cada dia querer ser melhor do que no dia anterior.

Em especial, ao meu irmão, que, desde pequeno, me protegeu e me ensinou das malícias e desafios que uma pessoa passa. Que foi não só um irmão, mas também um amigo em diversos momentos do meu crescimento. Me inspira sem saber e me ajudou e ajuda em minha trajetória.

Não posso deixar de mencionar a Ellen e, sinceramente, em poucas palavras é difícil explicar o meu sentimento de agradecimento onde, com amor e confidência, me deu energia e me ajudou quando nem eu mesmo sabia que precisava de ajuda. Minha inspiração, minha parceira, meu amor. Bem, como sempre digo, te ver indo atrás dos seus sonhos é combustível para eu ir atrás dos meus.

Aos meus amigos: Minha panela do CEFET, Anna, Flavio e Andressa; À Família 1E e aos encontros no Outback; Aos Kamikaze da UFRJ e o melhor projeto de avião de papel da história da UFRJ; Aos queridos amigos do Baja, que me deram uma nova visão sobre o mundo e mostraram como é bonito fazer engenharia; Aos 'crias da mec' por toda a parceria nos estudos; À 'Irmandade' e ao Igor pela amizade de anos; Ao 'Tiruliru' por zerar meu estresse me distraindo; E a diversos outros amigos de diferentes lugares que me ajudaram a todo momento a ser uma pessoa melhor, um estudante melhor, fazendo eu me desafiar todos os dias. Posso dizer que sou muito grato por ter pessoas incríveis ao meu lado por todos esses anos.

Agradecer também aos meus orientadores, David e Amaro, que me acolheram

em meio a um turbilhão de problemas e fizeram se tornar realidade esse fim de ciclo tão importante. Ao Bruno, pelas indicações, correções e suporte dados ao longo da minha participação no PRH-41.

Por fim, agradeço o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-41/ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico

O PAPEL DAS TERMELÉTRICAS E SUAS TECNOLOGIAS NO MERCADO DE GÁS NATURAL BRASILEIRO

Caio Pereira Rodrigues

Julho/2023

Orientadores: David Alves Castelo Branco
Amaro Olimpio Pereira Junior

Programa: Engenharia Mecânica

Diante do aumento da demanda energética global, fontes energéticas com maior estabilidade geram uma segurança econômica e estabilidade social e ganham mais relevância e aplicabilidade. A confiança é um fator relevante para a matriz elétrica, uma vez que o Brasil sofre da sazonalidade dos reservatórios com o aumento tarifário, credenciando assim o gás Natural como energético importante para a segurança do Sistema Interligado Nacional. Neste sentido, esse trabalho traz um levantamento das possíveis tecnologias termelétricas e seus consecutivos combustíveis que irão suprir as futuras demandas energéticas nacionais, se beneficiando da infraestrutura já existente. A metodologia é baseada na seleção das tecnologias em termelétrica em linha com restrições ambientais, como emissões de gases de efeito estufa, limitações de investimento, disponibilidade, preço e origem de combustíveis e rampa de acionamento. As análises mostram uma prioridade na utilização do gás natural como combustível, moldando assim um mercado cativo para impulsionar sua base de investimentos. Dentre as tecnologias, destaca-se a termelétrica a gás de ciclo combinado, desempenhando uma melhor eficiência energética e, consequentemente, uma redução nas emissões. Tecnologias de termelétricas a carvão e a gás ciclo simples não foram descartadas — dada sua atual capacidade instalada e baixo custo operacional e potencial de acionamento rápido, consecutivamente.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Mechanical Engineer

THE ROLE OF THERMOELECTRIC PLANTS AND THEIR TECHNOLOGIES IN BRAZILIAN'S NATURAL GAS MARKET

Caio Pereira Rodrigues

July/2023

Advisors: David Alves Castelo Branco
Amaro Olimpio Pereira Junior

Department: Mechanical Engineering

Given the increase in global energy demand, energy sources with greater stability generate economic security and social stability and gain more relevance and applicability. Trust is a relevant factor for the electric grid, since Brazil suffers from reservoir seasonality and tariff increases, thus accrediting natural gas as an important energy source for the security of the National Interconnected System. In this sense, this work presents a survey of possible thermal power technologies and their respective fuels that will meet future national energy demands, benefiting from the existing infrastructure. The methodology is based on the selection of thermal power technologies in line with environmental constraints, such as greenhouse gas emissions, investment limitations, availability, price and origin of fuels, and ramp-up time. The analyses show a priority in the use of natural gas as a fuel, thus shaping a captive market to boost its investment base. Among the technologies, the combined cycle gas turbine stands out, performing better energy efficiency and consequently reducing emissions. Coal and simple cycle gas thermal power technologies were not ruled out, given their current installed capacity and low operational cost and potential for rapid startup, respectively.

Sumário

Lista de Figuras **x**

Lista de Tabelas **xii**

Lista de Símbolos **xiv**

Lista de Abreviaturas **xvi**

1 Introdução **1**

1.1 Motivação 1

1.2 Objetivo 4

1.3 Descrição dos Capítulos 4

2 Revisão Bibliográfica **6**

2.1 Mercado de Gás Natural no Brasil 6

2.2 Demanda de gás natural no Brasil 8

2.3 Oferta de gás natural no Brasil 9

2.4 Unidades de tratamento e polos de processamento de gás no Brasil . . 12

2.5 Geração termelétrica 16

2.5.1 Fluxograma de uma Usina Termelétrica 16

2.5.2 Leis da Termodinâmica 30

2.5.3 Ciclos térmicos 31

2.5.4 Tipos de Termelétricas 36

2.5.5 Tecnologias de geração termelétrica 43

3 Metodologia **51**

3.1 Definição do combustível 52

3.1.1 Índice de emissão por combustível 52
3.1.2 Custo Variável Unitário (CVU) 54
3.2 Demanda de gás natural 55
3.3 Oferta de Gás Natural 56
3.4 Estudo do Carvão Mineral 57
3.5 Definição das tecnologias utilizadas 59
3.6 Custos de Instalação, Operação e Manutenção 65

4 Resultados e Discussões **69**
4.1 Análise das emissões 69
4.2 Combustível utilizado 70
4.3 Análise da demanda e oferta de gás natural 71
4.4 Análise energética 72
4.5 Análise das tecnologias termelétricas utilizadas 72
4.6 Análise financeira da proposta 75

5 Conclusões **79**

Referências Bibliográficas **81**

Anexos **91**

A Oferta de Gás Natural Importado no Brasil **92**

Lista de Figuras

2.1 Balanço esquemático de GN. 6
2.2 Forma de atendimento de demanda nacional de GN no Brasil. 7
2.3 Demanda de Gás Natural por segmento. 9
2.4 Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural por Localização Geológica (milhões de m^3). 10
2.5 Oferta Total de Gás Natural no Mercado Nacional. 11
2.6 Oferta de Gás Natural Importado no Brasil. 11
2.7 Polos de processamento de gás pelo Brasil. 15
2.8 Infraestrutura de gasodutos pelo Brasil. 16
2.9 Fluxograma e Diagrama do Processo da Usina Termelétrica. 17
2.10 Modelo de caldeira aquatubular. 23
2.11 Componentes de uma caldeira. 24
2.12 Fluxo da turbina a vapor de condensação. 26
2.13 Fluxo da turbina a vapor de contrapressão. 27
2.14 Turbina a vapor de contrapressão. 28
2.15 Turbina a vapor de contrapressão com extração. 29
2.16 Esquemático de turbina a gás. 29
2.17 Ciclo de Vapor Rankine. 32
2.18 Diagrama T-s do ciclo ideal de Rankine. 33
2.19 Diagrama P-V do ciclo ideal de Rankine. 33
2.20 Diagrama T-s do ciclo real de Rankine. 34
2.21 Diagrama T-s do ciclo Brayton. 35
2.22 Diagrama P-V do ciclo Brayton. 36
2.23 Processo de uma termelétrica a carvão. 38
2.24 Esquema de ciclo combinado em serie de duplo combustível. 41

2.25 Esquema de ciclo combinado em serie de duplo combustível. 41
2.26 Esquema de ciclo combinado em paralelo de duplo combustível. . . . 42
2.27 Exemplo de esquema de estrutura mista de ciclo combinado de duplo combustível. 42
2.28 Diagrama do ciclo aberto de Brayton. 43
2.29 Diagrama do ciclo fechado de Brayton. 45
2.30 Tipos de ciclos combinados. 45
2.31 Fluxograma de uma termelétrica de ciclo combinado. 46
2.32 Configuração *topping* de processos de geração de energia. 47
2.33 Configuração *bottoming* de processos de geração de energia com ciclo Diesel padrão ar 48
2.34 Diagrama de Ciclo Diesel. 50

3.1 Geração térmica máxima versus CVU. 55
3.2 Projeção de demanda por gás natural no mundo. 56
3.3 Projeção de demanda por gás natural para UTEs. 56
3.4 Oferta de gás natural nacional e importado no Brasil. 57
3.5 Eletricidade gerada a carvão, cenários 2019-2070. 58
3.6 Tempo de partida por tecnologia. 60

4.1 Oferta Nacional e Internacional de GN x Demanda de GN – 2050. . . 71
4.2 Capacidade Instalada (MW) – 2050. Fonte: Elaboração própria . . . 75
4.3 Custo Anual total por Combustível – 2050. Fonte: Elaboração própria 77

Lista de Tabelas

2.1 Oferta de gás natural importado em valor FOB para o Brasil. 8
2.2 Unidades de tratamento de gás pelo Brasil. 14
2.3 Usinas termelétricas a gás natural no Brasil, 2022. 39

3.1 Índice de emissão de CO_2 por combustível. 53
3.2 Fator de conversão por combustível. 53
3.3 Poder calorífico inferior por combustível. 54
3.4 Capacidade instalada de UTE a carvão no Brasil em 2022. 58
3.5 Capacidade instalada de UTE a gás natural no Brasil em 2022. 62
3.6 Tipos de UTE a GN operando no Brasil em 2015. 62
3.7 Eficiência energética por tipo de tecnologia. 65
3.8 CAPEX e OPEX para diferentes tecnologias. 66
3.9 Custo do combustível em $/MMBTU. 67
3.10 Precificação de carbono nos cenários de aquecimento global, 2030-2050. 68

4.1 Emissões de CO2 por combustível 69
4.2 Emissões de CO2 por combustível 70
4.3 Avaliação dos combustíveis. Fonte: Elaboração própria. 70
4.4 Oferta nacional e internacional de GN x Demanda de GN - 2050. Os valores estão em MM de m^3/dia. Fonte: Elaboração própria. 72
4.5 Rendimentos dos Ciclos. 72
4.6 Avaliação das tecnologias. Fonte: Elaboração própria. 73
4.7 Capacidade Instalada (MW) – 2050. Fonte: Elaboração própria. . . . 75
4.8 Custo CAPEX e OPEX por tecnologia – 2050. 76
4.9 Custo Anual CAPEX e OPEX por tecnologia – 2050. 76
4.10 Custo por combustível em MMUS$. Fonte: Elaboração própria. . . . 77

4.11 Custo por emissões em MMUS$.Fonte: Elaboração própria. 78

Lista de Símbolos

C	Custo do combustível, p. 68
CE	Custo por emissão, p. 68
CO	Custo operacional do combustível, p. 68
E	Índice de emissão por combustível, p. 68
NOx	Óxidos de nitrogênio, p. 39
Nel	*Electric power* [kW], p. 41
P	Pressão, p. 32
Q	Quantidade de combustível, p. 68
$Qfuel$	*Flue gases heat flux*, p. 41
$Qloss$	*Loss of heat flux*, p. 41
Qs/w	*Steam/water heat flux*, p. 41
SOx	Óxido de enxofre, p. 39
T	Temperatura, p. 32
V	Volume, p. 32
W_r	Trabalho específico real, p. 64
W_s	Trabalho específico isentrópico, p. 64
$\dot{m}_c$	Vazão mássica, p. 65
$\dot{w}_r$	Trabalho específico real, p. 64

$\dot{w}_s$	Trabalho específico isentrópico, p. 64
η	Rendimento adiabático, p. 64
h	Entalpia específica, p. 64
q	Calor adicionado, p. 64
s	Entropia, p. 32

Lista de Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 2
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, p. 9
BEN	Balanço Energético Nacional, p. 1
CAPEX	*Capital Expenditure*, p. 66
CC	Ciclo Combinado, p. 74
COPPE	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia, p. 51
CS	Ciclo Simples, p. 74
CVU	Custo Variável Unitário, p. 54
EIA	*Energy Information Administration*, p. 38
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, p. 15
FOB	*Free On Board*, p. 7
GASBO)	Gasoduto Bolívia Brasil, p. 10
GEE	Gases de Efeito Estufa, p. 1
GNL	Gás Natural Liquefeito, p. 10
GN	Gás Natural, p. 3
GTU	*Gas Turbine Unit*, p. 41

HRSG	*Heat Recovery Steam Generator*, p. 45
IEA	*International Energy Agency*, p. 3
IPCC	*Intergovernamental Panel on Climate Change*, p. 68
LCOE	*Levelised Cost of Electricity*, p. 66
LSE	*London School of Economics*, p. 68
MME	Ministério de Minas e Energia, p. 6
OCTE	Óleo Combustível para Turbina Elétrica, p. 53
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, p. 2
OPEX	*Operational Expenditure*, p. 66
PCI	Poder Calorífico Inferior, p. 65
PPE	Programa de Planejamento Energético da UFRJ, p. 51
SIN	Sistema Interligado Nacional, p. 1
STU	*Steam Turbine Unit*, p. 41
TGCC	Turbina a Gás de Ciclo Combinado, p. 66
TGCS	Turbina a Gás de Ciclo Simples, p. 66
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro, p. 51
UTE	Usinas Termelétricas, p. 15
UTGN	Unidade de Tratamento de Gás Natura, p. 12
WB	*Waste Heat Recovery Boiler*, p. 41
dSI	*Desulfurization Installation*, p. 41

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

A segurança econômica e a estabilidade social em energia são problemáticas desafiadoras para a sociedade no decorrer do século frente as ameaças com mudanças climáticas [1]. Estas mudanças promovem assim, um recorrente esforço das nações em reduzir a emissão de gases de efeito estufa (GEE) proveniente das fontes de energia fósseis, substituindo assim por fontes menos poluidoras — renováveis. O Brasil hoje é considerado referência no uso de energias renováveis, com cerca de 65,2% da matriz elétrica baseada apenas em usinas hidrelétricas, 9,6% proveniente de biomassa, 8,8% de usinas eólicas e 1,7% referente a energia solar [2]. Ainda com a necessidade do uso dos reservatórios para geração hidráulica com a finalidade de reduzir o impacto produtivo da sazonalidade das chuvas para encher os reservatórios, é notável que existam problemas energéticos.

A crise hídrica vivenciada entre 2017 e 2020 afetou a vazão afluente dos reservatórios, que se encontram com baixo volume d'água de armazenamento — consequentemente de energia, com isso, influenciando direta e criticamente a geração de eletricidade do país. Isso tem revelado uma vulnerabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) que depende majoritariamente da geração hidrelétrica na base. Períodos prolongados de poucas chuvas e frequentes alterações nas bandeiras tarifárias levantam questionamentos sobre a eficiência do paradigma do setor elétrico brasileiro, baseado no custo de oportunidade do uso de água dos reservatórios e acionamento de termelétricas. Atualmente, a solução do Operador Nacional do Sistema

Elétrico (ONS) tem sido de acionar as termelétricas na ponta suprindo a redução da geração hidrelétrica, o que tem incorrido em elevados custos.

A alta volatilidade da hidrologia nacional gera uma incerteza no curto prazo quanto a frequência e intensidade das chuvas nos reservatórios [3]. A confiabilidade da geração hidrelétrica está vinculada as condições ambientais — cada vez mais afetadas pelas mudanças climáticas. Levando assim a um ponto de atenção no planejamento do setor elétrico nacional que, para operar com melhor eficiência energética, opta-se por medidas contrárias ao que seria o mais recomendado para o melhor aproveitamento dos recursos disponíveis, operando termelétricas para suprir a demanda não suportada. Essa medida está de acordo com a flexibilidade energética, que permite o uso estratégico de termelétricas para suprir a demanda não suportada por outras fontes de energia, tornando possível a operação do sistema elétrico de forma mais eficiente e resiliente.

As fontes intermitentes vêm ganhando cada vez mais importância no Brasil no que diz respeito a geração de energia elétrica. A geração eólica e a solar seguem a tendência mundial de aumento na participação energética dos países. Com a entrada de novos projetos eólicos e solares, chegando a 2922,5 MW e 2677,3 MW, respectivamente, em capacidade instalada, atingiu 8,2 MW de expansão em 2022 de acordo com a ANEEL — em grande parte, devido a entrada em operação de 9 unidades eólicas, totalizando 49,5 MW [4]. Num horizonte de 6 anos, a partir de 2023, estima-se 469 novos projetos eólicos, gerando um adicional de 17438,3 MW e 1744 novos projetos solares, acrescentando 75581,4 MW a rede nacional [5]. A inserção de novas fontes é um indício de que o Brasil está migrando para um período de mudanças em seu sistema de geração de energia elétrica, muito voltado para redução das emissões de GEE.

A confiabilidade da fonte é um fator relevante para a matriz elétrica, o que credencia o gás natural como um importante energético para garantir segurança ao SIN e contribuir para o desenvolvimento econômico e social do país [6]. Nos últimos anos, a parcela de geração elétrica a partir do gás natural (GN) se manteve praticamente constante, variando cerca de 1% ao decorrer dos anos, chegando atualmente a cerca de 8,3% — enquanto, mundialmente, esses valores chegam a 23,5% [2],[7]. Parte dessa geração é utilizada para suprir as demandas em momentos de

picos energéticos, quando o SIN não consegue fornecer eletricidade com sua base energética [8],[2].

O Brasil possui reservas volumosas de gás natural na camada do pré-sal e parte significativa da produção é associada a produção de óleo bruto dos campos do pré-sal. Atualmente, estas reservas são incapazes de serem utilizadas em sua totalidade em virtude da ausência de infraestrutura de escoamento para o território nacional. Uma das formas de promover investimentos para expansão da rede de dutos é a criação de uma demanda firme de gás natural no setor elétrico. Contudo, há diversas barreiras para justificar investimentos necessários em infraestrutura — bem como a falta de uma demanda cativa para o GN [9] — para aumentar o uso desse energético. Nesse sentido, a recente aprovação da Lei 14.134/21, conhecida como Nova Lei do Gás, mostrou-se um importante passo na direção de um mercado de gás mais desenvolvido no país.

Ademais, foi sancionado também no auge da crise hídrica em 2021, o Decreto 47.767/21 que regulamenta a Lei 9214/21, de 17 de março de 2021, que cria o regime tributário diferenciado até 2032 para novos projetos de usinas termelétricas — levando em consideração interesse social e econômico em escala, implementados por empresas ou consórcios vencedores dos leilões de energia realizados em 2021. Além disso, uma segunda medida tomada foi com o Decreto 47.768 regulamenta a Lei 9.289, de 26 de maio de 2021, beneficia usinas que utilizam gás natural em seus projetos de geração de energia elétrica. Movimento esse que declara clara importância de menor dependência energética em uma fonte sazonal de energia. A premissa passada pelo Ministério de Minas e Energia quanto a perpetuidade e implementação de projetos utilizando gás natural como fonte energética demonstra a importância do alinhamento econômico e social juntamente com o governo para gerar um mercado cativo para o gás natural, criando assim uma penetração maior no setor elétrico.

Visando estimular ainda mais o uso do GN a Lei nº 14.134, de 2021, chamada Nova Lei do Gás Natural foi sancionada pelo, na época, Presidente da República, Jair Bolsonaro, e estabelece um novo marco legal do setor no Brasil. Seu principal objetivo é através do livre mercado para o gás natural atrair novos investidores trazendo maior avanço tecnológico — consequentemente, diminuindo os custos de

produção e o preço final para o consumidor. Com a entrada de novos fornecedores e a diluição do mercado para um maior número de empresas, tornará o setor de transportes mais atrativo, garantindo investimento em infraestrutura — gasodutos e polos de abastecimento [10].

Portanto, como parte da transição energética que abastecerá o *grid* nacional no futuro com maior confiabilidade, é necessário avaliar em que contexto o gás natural se encontra no Brasil comparando as tecnologias de geração termelétrica e seus diferentes combustíveis — uma vez que o GN é combustível para a matriz proposta. Entendendo assim, seu papel e os impactos financeiros e ambientais que acarretarão as possíveis mudanças, ressaltando a utilização de tecnologias já instaladas, como termelétricas a carvão, para trazer uma transição gradativa sem desperdício de recursos.

1.2 Objetivo

O objetivo do trabalho é identificar, dentre as tecnologias de geração termelétrica, qual ou quais tem maior capacidade técnico-econômica de suprir as demandas futuras de energia para geração elétrica numa perspectiva nacional, tendo como ponto de partida tecnologias em operação.

O estudo também pretende:

- Avaliar comparativamente os combustíveis a serem utilizados nas plantas termelétricas quanto ao custo de matéria prima e as emissões;
- Entender a origem da oferta do combustível selecionado.

1.3 Descrição dos Capítulos

O trabalho está dividido em 5 capítulos. No capítulo 1, é trazida uma contextualização do tópico estudado, juntamente com uma motivação e objetivo do estudo. No Capítulo 2, foi feita uma revisão bibliográfica a respeito do mercado de gás natural no Brasil, entendendo principalmente a origem das ofertas e as demandas. No mesmo, também foi apresentado características técnicas da geração termelétrica, desde um

fluxo de uma usina termelétrica, até seus modelos, ciclos térmicos e tecnologias empregadas. No Capítulo 3, foi apresentado a metodologia do trabalho, apresentando de que maneira foram realizadas todos os cálculos e procedimentos para chegar ao resultado da pesquisa. Aqui foi abordado como definir as projeções, os combustíveis que melhor se enquadram e as tecnologias que melhor atendem os cenários futuros. No Capítulo 4, são mostrados os resultados encontrados dado os parâmetros anteriormente definidos, apresentando as escolhas para a problemática proposta e algumas discussões sobre os valores encontrados. Finalizando, o Capítulo 5 traz a conclusão sobre o estudo realizado e todas as análises que decorrem nos capítulos que o antecede.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Mercado de Gás Natural no Brasil

Neste capítulo, será descrito o mercado de gás natural brasileiro. Este é dado pela relação entre oferta e a demanda de GN. Uma parcela de aproximadamente 30% é de dependência externa, destacando o gás boliviano com 67% da importação de GNL. Para entender esse fluxo, o Ministério de Minas e Energia (MME) disponibilizou um balanço esquemático para demonstrar as origens e destinos do GN Nacional. É possível notar que existe uma parcela em perdas na produção que não atendem diretamente a demanda nacional, como por exemplo a rejeição e o consumo em E&P [11].

Figura 2.1: Balanço esquemático de GN. Fonte: MME, 2022 [11].

No balanço esquemático, é demonstrado que parte do recurso tem origem importada (ver Figura 2.1). Nos últimos cinco anos, a proporção entre oferta nacional e importada se manteve constante (ver Figura 2.2). Isto indica que um aumento gradativo populacional no mesmo período proposto não alterou a proporção ainda que evidencie um aumento na demanda energética [12].

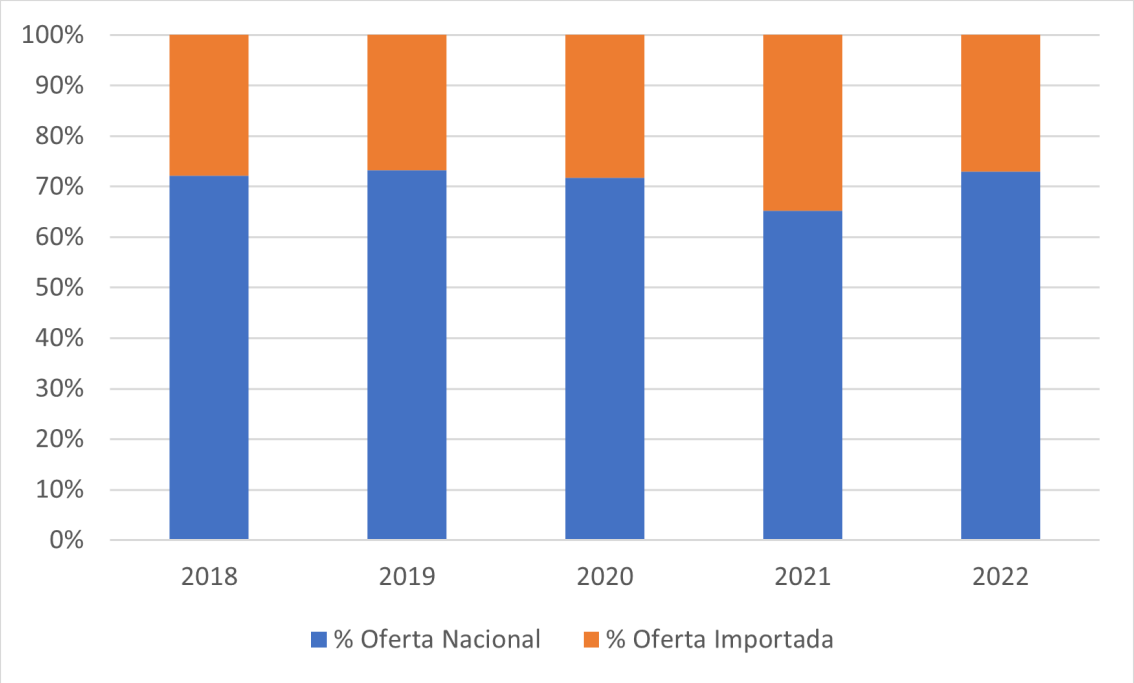


Figura 2.2: Forma de atendimento de demanda nacional de GN no Brasil. Fonte: Elaboração própria, baseado em MME (2022) [11].

A manutenção da proporção da oferta e demanda indica que temos um aumento no uso do combustível no país [13]. Nesse cenário de aumento do uso do combustível, a importação via Gás Natural Liquefeito flexibiliza a capacidade nacional de suprimento. As importações nacionais de GNL vêm principalmente de países como Nigéria e Trinidad e Tobago, entre outros da Bacia do Atlântico. A Tabela 2.1 detalha as importações, em valor FOB[1], de gás natural no ano de 2022 dos países que exportaram gás natural liquefeito para o Brasil.

Com a nova Lei do Gás 14.134/21, serão criados sistemas de transporte de gás natural com a contratação de capacidade nas modalidades de entrada e saída. Isso significa que os agentes terão a oportunidade de contratar capacidade para receber

[1]FOB é a sigla em inglês que se trata do Valor da Mercadoria no Local de Embarque. É o valor da mercadoria e outras despesas anteriores ao embarque. Também conhecido como valor FOB [14].

Tabela 2.1: Oferta de gás natural importado em valor FOB para o Brasil. Fonte: Elaboração própria baseado em COMEXSTAT (2022) [15].

Origem	%	Valor FOB US$
Bolívia	67	1,29 bilhão
Estados Unidos	14	269 milhões
Trinidad e Tobago	5,3	102 milhões
Países Baixos	3,6	69,5 milhões
Noruega	3,1	59,7 milhões
Nigéria	3	57,9 milhões

gás natural na rede de transporte (modalidade de entrada) a partir de um ponto de origem específico, como campos de produção ou terminais de GNL. Além disso, poderão contratar capacidade para retirar o gás natural da rede de transporte em um ponto de destino específico (modalidade de saída), onde será entregue a consumidores finais, como indústrias, usinas de energia ou distribuidoras de gás. Com a unificação das tarifas de transporte independentemente dos gasodutos utilizados, a nova legislação promoverá maior liquidez dentro da mesma modalidade de transporte, proporcionando transparência e previsibilidade de custos para os agentes envolvidos e facilitando o planejamento e a alocação eficiente dos recursos de transporte de gás natural [16].

2.2 Demanda de gás natural no Brasil

Dado o crescimento populacional global, temos também um crescimento na demanda elétrica. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2022) [17], só entre 2020 e 2021 houve um crescimento de 4,1% na demanda elétrica do Brasil, passando ao patamar de 64,736 MW. Quando num horizonte de seis anos, o crescimento acumulado chega a 15%, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (2017) [18], mostrando uma recorrência de crescimento.

Nos últimos 5 anos, tivemos um desequilíbrio acentuado quanto a destinação do GN para a produção elétrica, novamente galgada pela sazonalidade dos reservatórios, modificando assim a necessidade de geração elétrica proveniente de hidrelétricas. Já

para o segmento industrial — incluindo refinarias, fábricas de fertilizante e uso de GN como matéria prima —, o valor se manteve constante (ver Figura 2.3).

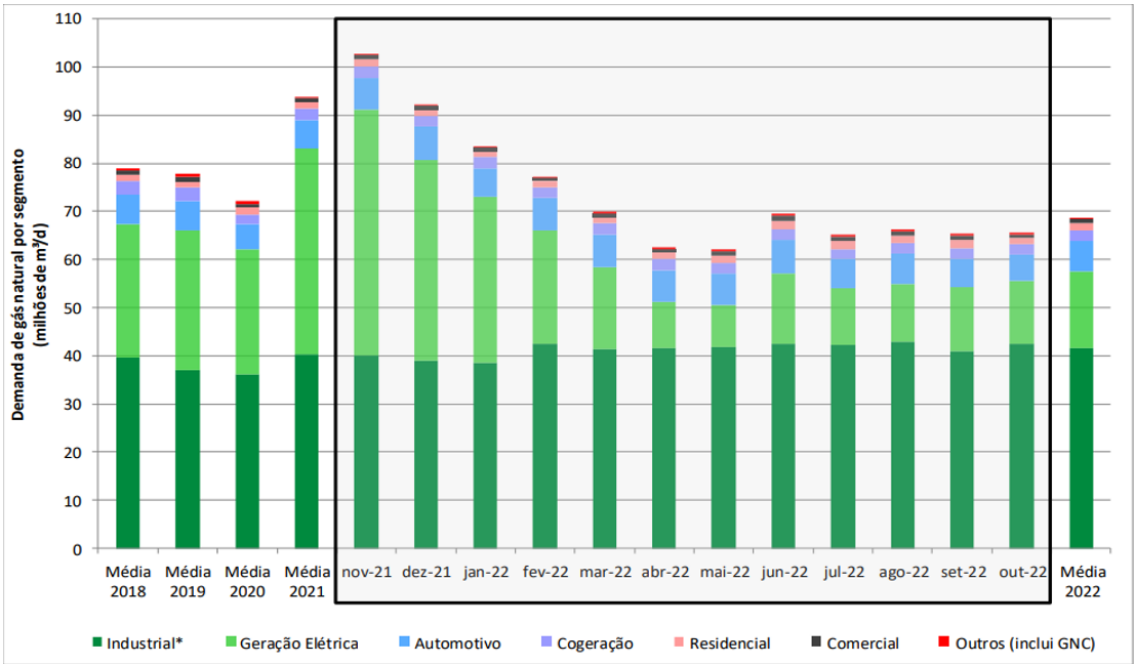


Figura 2.3: Demanda de Gás Natural por segmento. Fonte: MME, 2022 [11].

2.3 Oferta de gás natural no Brasil

Para descrever o perfil da oferta de GN no Brasil é possível analisar as Reservas Provadas de Gás Natural brasileiro, essa informação traz consigo a capacidade futura que teremos de explorar nossas reservas. Tendo as reservas, abre-se espaço para futuros investimentos em projetos de extração e utilização do mesmo. A Figura 2.4 demonstra as reservas provadas no pré e pós sal brasileiro, demonstrado em milhões m^3.

Para viabilizar a disponibilização das reservas provadas ao consumidor final, é necessário realizar uma análise abrangente da cadeia de valor, incluindo uma etapa fundamental representada pelos terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito. Estes estão diretamente ligados a malha interligada de gasodutos, onde navios metaneiros podem despejar sua carga de GN em estado líquido. No Brasil, esses terminais começaram a ser produzidos em 2008 no Ceará, com o terminal de Pecém, com capacidade de sete milhões de metros cúbicos por dia. Atualmente a capacidade instalada com esses terminais em solo nacional ultrapassa os 40 milhões de metros

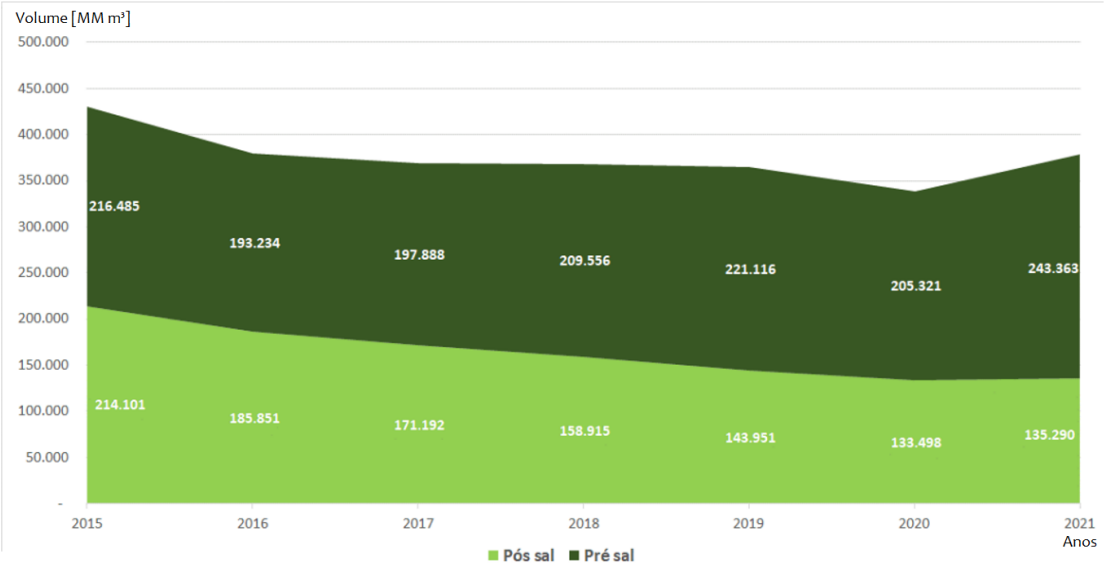


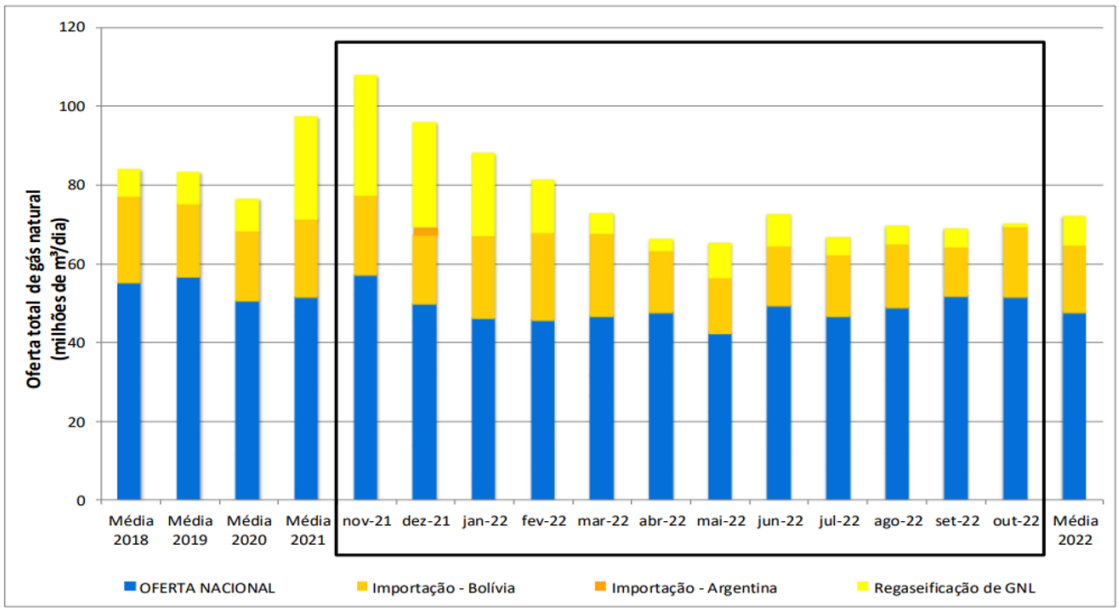
Figura 2.4: Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural por Localização Geológica (milhões de m^3). Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2022 [19].

cúbicos por dia, sendo uma quantidade superior à da capacidade de importação boliviana via GASBOL — como anteriormente abordado [20].

Em resumo, a oferta nacional de Gás Natural é restrita as reservas existentes e a capacidade instalada de terminais de regaseificação e segue historicamente sendo a mais significativa para o país. A Figura 2.5 demonstra historicamente a oferta total nacional. Porém existe parte que é produto de importação.

A importação do gás boliviano é um demonstrativo da integração energética que a América do Sul tem, não apenas com o GASBOL como comentado anteriormente, mas também outros gasodutos em Cuiabá por exemplo. Ainda que atualmente a Bolívia represente 67% de todo o GNL importado pelo Brasil, em anos anteriores a 2010 esse percentual era ainda superior, hoje dando espaço para outras fontes, como por exemplo o caso da Argentina [11].

A Argentina começou seu marco histórico como produtor importante de gás nos anos 2000 pela liberalização da indústria do gás natural e apesar de hoje ainda não ter uma representatividade tão grande quanto a Bolívia, tem participação importante quanto a energização integrada da América do Sul. Com essa abordagem internacional de oferta, é possível definir a representatividade que cada uma das fontes tem em relação a oferta importada internacional do Brasil, a mesma repre-



- **Oferta total** = oferta nacional + oferta importada
- **Oferta nacional** = produção nacional – consumo nas atividades de exploração e produção – queima e perda – reinjeção – absorção em unidades de processamento.
- **Oferta importada** = gás natural da Bolívia + Gás Natural Liquefeito - GNL regaseificado

Figura 2.5: Oferta Total de Gás Natural no Mercado Nacional. Fonte: MME, 2022 [11].

sentada na Figura 2.6, quantificando os valores apresentados de 2018 até outubro de 2022 (ver Anexo A).

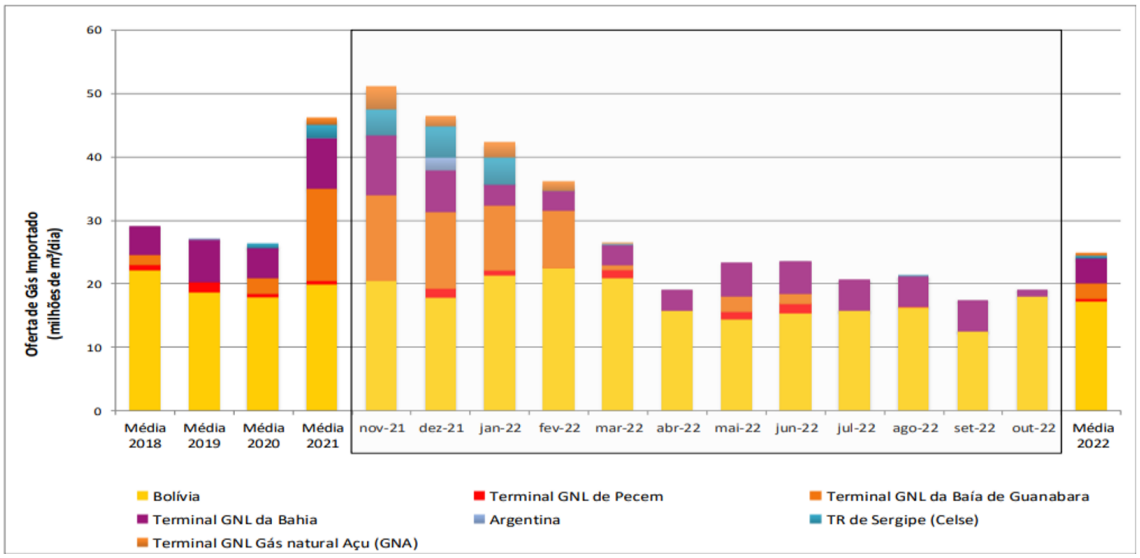


Figura 2.6: Oferta de Gás Natural Importado no Brasil. Fonte: MME, 2022 [11].

2.4 Unidades de tratamento e polos de processamento de gás no Brasil

Uma Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN) é uma instalação projetada para processar o gás natural bruto, proveniente de campos de produção, a fim de remover impurezas e condicionar o gás para atender aos padrões de qualidade e especificações do mercado. Os objetivos principais da UTGN são o tratamento e purificação do gás natural, além da separação e recolhimento de componentes valiosos, como o condensado de gás natural e o enxofre. Através de etapas de processamento, as impurezas, como água, partículas sólidas, dióxido de carbono (CO_2) e enxofre, são removidas do gás bruto, utilizando processos como absorção, absorção seletiva ou adsorção em leitos de adsorventes. Em seguida, ocorre a separação do condensado de gás natural, uma mistura líquida de hidrocarbonetos mais pesados presentes no gás bruto. O condensado é extraído e coletado para uso posterior. O gás natural tratado é então enviado para a rede de distribuição ou para processos adicionais em um polo de processamento [21][22].

Um polo de processamento de gás natural é uma infraestrutura especialmente projetada para receber o gás natural produzido em poços *offshore* ou em locais remotos, processá-lo e enviá-lo para o continente ou para outras regiões através de dutos de transporte. O processo começa com a extração do gás natural. Em seguida, o gás é transportado por dutos submarinos até o polo de processamento, onde ocorre o tratamento inicial anteriormente descrito. Após o tratamento inicial, o gás natural passa por etapas de processamento adicionais, como compressão, resfriamento e, em alguns casos, liquefação. Esses processos têm o objetivo de adequar o gás natural para o transporte e atender às especificações de qualidade e condições de armazenamento desejadas [21].

Uma vez que o gás natural é processado e condicionado no polo, ele é enviado para o continente através de dutos de transporte, que podem ser submarinos ou terrestres. Esses dutos conectam o polo de processamento ao sistema de distribuição ou à rede de transporte existente, permitindo o envio do gás natural para consumo em indústrias, usinas de energia, residências e outros setores [21].

A principal diferença entre uma unidade de tratamento de gás e um polo de

processamento está na escala e no escopo das operações. A UTGN é geralmente uma instalação dedicada ao processamento de gás natural de um único local, enquanto um polo de processamento de gás abrange uma área mais ampla, envolvendo o processamento de gás de múltiplas fontes para atender a demanda de várias regiões.

O gás natural emerge como uma alternativa energeticamente eficiente para setores como industrial, energético, residencial, transportes, comercial e uso não energético. Sua disponibilidade para geração de eletricidade compete diretamente com a demanda desses setores, aumentando ainda mais o interesse por esse combustível. Sobre a perspectiva nacional, é preciso entender, sobre toda a cadeia produtiva do gás para tornar ponto de estudo viável. Na Tabela 2.2 e na Figura 2.7, é possível ver algumas unidades de tratamento de gás no Brasil disponíveis e polos de processamento atuantes.

Tabela 2.2: Unidades de tratamento de gás pelo Brasil. Fonte: PETROBRAS, 2022 [23].

Polo	Nome	CNPJ	Município	Estado	Capacidade	No da Autorização
POLO DE CABIÚNAS	UTGCAB	33.000.167/1044-03	Macaé	RJ	25.160.000	Nº 520 de 17/7/2019, DOU de 18/7/2019
POLO DE CARAGUATATUBA	UTGCA	33.000.167/0121-18	Caraguatatuba	SP	20.000.000	Nº 59 de 14/2/2017, DOU de 15/2/2017
POLO DE CACIMBAS	UTGC	33.000.167/0118-12	Linhares	ES	18.100.000	Nº 684 de 17/9/2019, DOU de 18/9/2019
POLO DE URUCU	UTG URUCU	33.000.167/1119-57	Coari	AM	12.200.000	Nº 253 de 03/7/2014, DOU de 04/7/2014
POLO DE GUAMARÉ	UTG GUAMARÉ	33.000.167/1091-11	Guamaré	RN	5.700.000	Nº 59 de 10/2/2012, DOU de 13/2/2012
POLO SUL CAPIXABA	UTGSUL	33.000.167/0114-99	Anchielta	ES	2.500.000	Nº 593 de 19/12/2008, DOU de 22/12/2008
POLO DE SANTIAGO	UTG CATU	33.000.167/0236-67	Catu	BA	2.000.000	Nº 401 de 07/5/2015, DOU de 08/5/2015

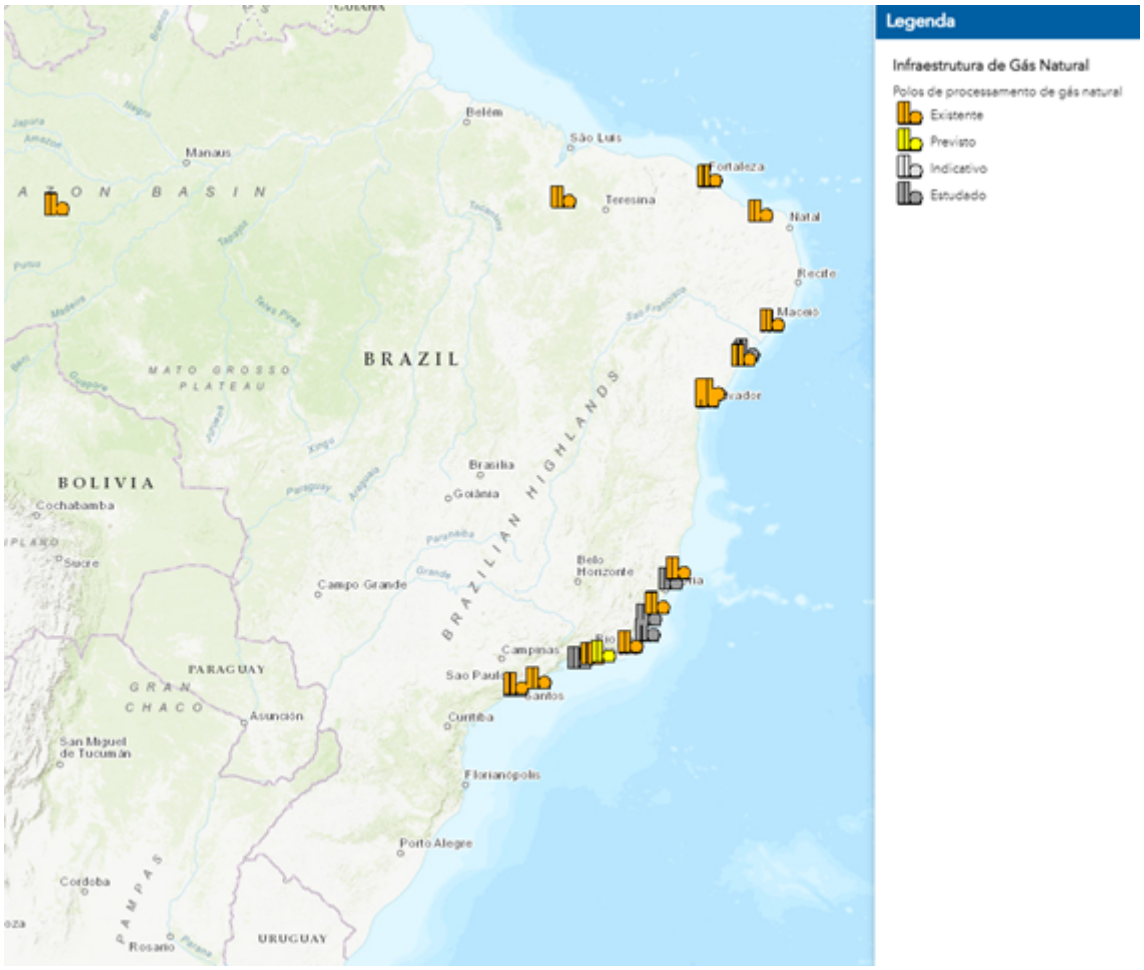


Figura 2.7: Polos de processamento de gás pelo Brasil. Fonte: EPE, 2023 [24].

A oferta de gás natural está relacionada a investimentos de longo prazo em exploração e produção. É necessário um olhar criterioso para toda a cadeia produtiva do gás, incluindo a existência de um sistema de escoamento da produção, gasodutos para transporte (ver Figura 2.8) e unidades de tratamento de gás. Essa configuração é essencial para a manutenção da oferta de gás natural. Em bacias *onshore*, a instalação de unidades de tratamento de gás em campos produtores pode reduzir significativamente os custos, evitando investimentos em infraestrutura de transporte entre a unidade produtora e a consumidora. No entanto, há um aumento nos custos associados à distância entre o ponto de produção e o consumo final [25].

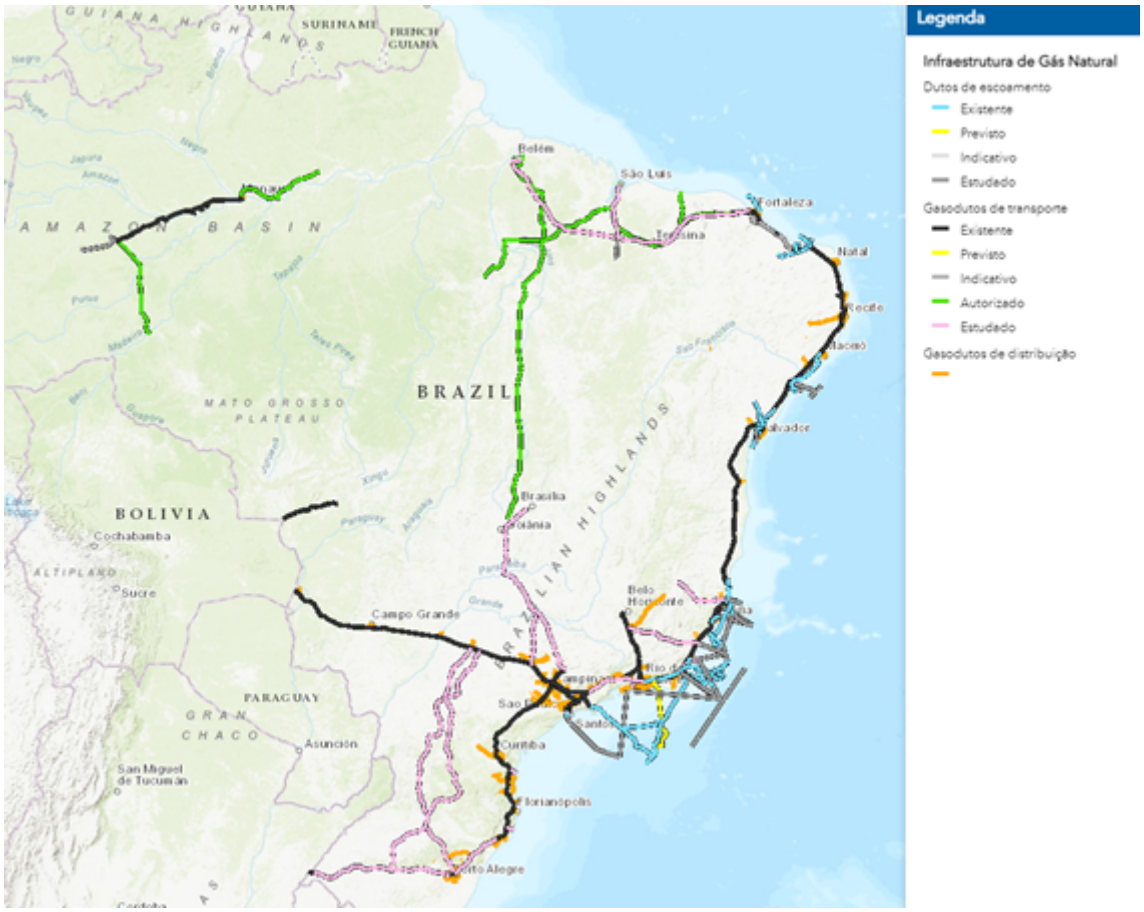


Figura 2.8: Infraestrutura de gasodutos pelo Brasil. Fonte: EPE, 2023 [24].

2.5 Geração termelétrica

2.5.1 Fluxograma de uma Usina Termelétrica

A Usina Termelétrica consiste em todo um conjunto de etapas em série para a produção de eletricidade. Para entender seu funcionamento é preciso analisar seu fluxograma e diagrama dos processos e descreve-los. A Figura 2.9 demonstra o passo a passo desta produção. Em sequencia será aprofundado o entendimento sobre caldeiras e turbinas por serem considerados partes fundamentais para a pesquisa.

Cadeia de suprimento

Na cadeia de suprimento de uma usina termelétrica a carvão, o principal elemento é o carvão mineral, que é extraído de minas a céu aberto ou subterrâneas. O carvão é transportado por meio de caminhões, trens ou correias transportadoras para a usina termelétrica – devido ao grande dimensionamento espacial do mesmo

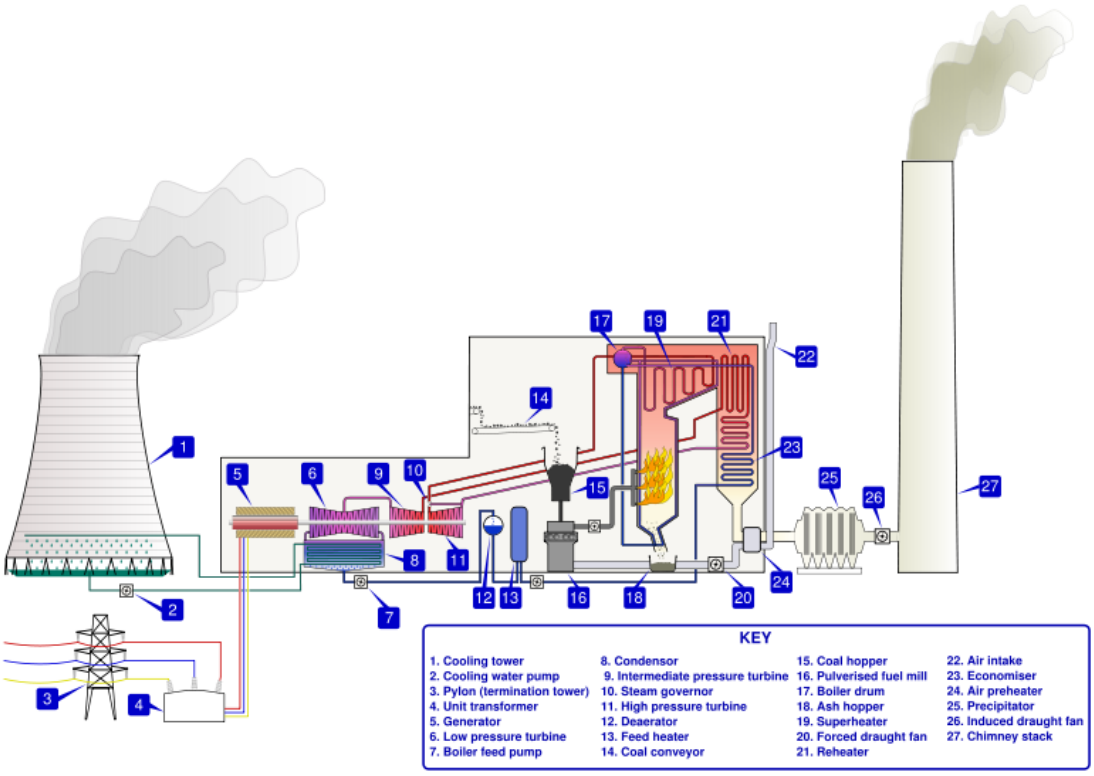


Figura 2.9: Fluxograma e Diagrama do Processo da Usina Termelétrica. Fonte: THERMODYNE, 2018 [26].

—, onde é armazenado em depósitos chamados de coqueiras. Atualmente o modal ferroviário, representa mais de 65% do modal de transporte de carvão para as UTEs. A partir daí, o carvão é alimentado em pulverizadores e moído em moinhos de carvão, transformando-o em uma fina pulverização. Após sua utilização o resíduo sólido resultante, conhecido como cinzas, é coletado e descartado em áreas designadas [27] [28].

Por outro lado, na cadeia de suprimento de uma usina termelétrica a gás, o principal elemento é o gás natural. O gás natural é extraído de jazidas subterrâneas e transportado por meio de gasodutos até a usina termelétrica. Em alguns casos, pode ser necessário o uso de unidades de processamento de gás natural para remover impurezas e condicionar o gás para uso na usina. O gás de exaustão é tratado em um sistema de controle de emissões antes de ser liberado na atmosfera [27].

Planta de armazenamento

Uma das partes essenciais de uma usina termelétrica é o sistema de armazenamento e manuseio de combustível, que desempenha um papel crucial na garantia da operação contínua e segura, mesmo em condições atípicas de funcionamento. A planta de armazenamento de combustível é responsável por armazenar uma quantidade adequada de combustível necessário para a geração de energia. No contexto de uma usina termelétrica, o primeiro passo do processo de geração de energia é o transporte do combustível até a área de manuseio, conhecida como casa de disjuntores. Nessa área, o combustível é processado e preparado para ser introduzido no sistema de combustão da usina [29], [26].

A planta de armazenamento de combustível é projetada para lidar com diferentes tipos de combustíveis utilizados em usinas termelétricas, como carvão mineral, óleo combustível ou gás natural. Essa instalação é dimensionada para armazenar uma quantidade suficiente de combustível para suprir as necessidades operacionais da usina, permitindo uma operação contínua e confiável. A escolha do tipo de armazenamento de combustível pode variar de acordo com as características do combustível e as exigências da usina, podendo incluir silos, tanques ou depósitos [30].

O processo de armazenamento e manuseio de combustível envolve diferentes etapas, como descarregamento do combustível dos meios de transporte, armazenamento em áreas designadas, controle de qualidade, preparação e processamento para a alimentação do sistema de combustão. Além disso, é importante garantir a segurança adequada na manipulação do combustível, prevenindo riscos de incêndios, explosões ou vazamentos [31],[30].

Estação de tratamento de água

Relacionado a estação de tratamento de água, tem suma importância devido à grande quantidade de água utilizada em todo processo, uma vez que é a água que é transformada em vapor alimentando as turbinas, passando entre caldeira, tubos da caldeira e as pás das turbinas. Como a água é normalmente retirada do rio — justificando a proximidade das UTE em regiões com alto número de reservatórios e índice pluviométrico – precisa ser tratada por conter detritos, denominados também de material particulado em suspensão, minerais e gases dissolvidos. Caso não exista

um devido tratamento, reduzirá a vida útil e eficiência da caldeira – corroendo as superfícies e encrustando elas — aumentando o risco a superaquecimento e explosões por mudança de pressão dos equipamentos [31],[30].

A matéria suspensa da água é removida pela adição de alúmen no tanque de água por meio de separação por gravidade. A adição de alúmen coagula as partículas suspensas e devido ao aumento da densidade, ele se deposita no fundo do tanque por gravidade. Após separação por gravidade, o amolecimento da água é feito pelo processo de troca iônica. À medida que a dureza vem através dos carbonatos e bicarbonatos de sódio e magnésio, esses sais são removidos do processo de troca aniônica e catiônica da água [31],[26].

A água também contém oxigênio dissolvido e isso acarreta corrosão e incrustação dos tubos e superfícies da caldeira quando entra em contato. Assim, a remoção do oxigênio é feita através da adição de removedores utilizando também de um tanque desaerador, esse atua como um tanque de água para armazenar a água de alimentação do sistema. Com o aumento da temperatura da água nesse tanque, aumenta consequentemente a solubilidade, removendo assim o ar dissolvido [32].

Torre de Resfriamento

A torre de resfriamento, também conhecida como *cooling tower*, é um componente fundamental em uma usina termelétrica. Sua principal função é dissipar o calor gerado durante o processo de geração de energia, resfriando a água utilizada no sistema. A água quente proveniente do condensador é direcionada para a parte superior da torre, onde é distribuída em forma de finas camadas ou gotículas. Em seguida, ocorre o contato com o ar ambiente, promovendo a troca de calor e a evaporação parcial da água, reduzindo sua temperatura. O ar aquecido é liberado pela parte superior da torre, enquanto a água resfriada é coletada na base e retorna ao sistema para ser reutilizada. A eficiência da torre de resfriamento é crucial para o bom desempenho da usina, garantindo a estabilidade do processo de geração de energia e contribuindo para a preservação do meio ambiente ao reduzir o consumo de água e minimizar o impacto térmico nas fontes de água próximas [30].

Bomba de água de resfriamento

A bomba de água de resfriamento, ou *cooling water pump* em inglês, é um componente essencial em uma usina termelétrica. Sua função principal é circular a água de resfriamento pelos diferentes sistemas, como a torre de resfriamento e o condensador. A bomba de água de resfriamento é responsável por manter o fluxo adequado de água para remover o calor gerado durante o processo de geração de energia. Geralmente, essas bombas são projetadas para lidar com grandes volumes de água e garantir a eficiência do resfriamento necessário para o correto funcionamento da usina [30].

Torre de transmissão e Transformador de unidade

O "*pylon*"(torre de transmissão) e o "z*unit transformer*"(transformador de unidade), desempenhando funções essenciais no processo de geração e distribuição de energia. O *pylon*, é responsável por receber a energia elétrica gerada na usina e conduzi-la para o transformador de unidade. O transformador de unidade, por sua vez, desempenha o papel de elevar ou reduzir a tensão elétrica para torná-la adequada para transmissão e distribuição. Ele recebe a energia proveniente do *pylon* e a transforma na tensão desejada, permitindo que seja transmitida de forma eficiente pelos sistemas de transmissão e distribuição. Esses componentes desempenham um papel crucial na interligação entre a geração de energia e a rede elétrica, garantindo a transmissão segura e confiável da eletricidade produzida pela usina para os consumidores finais [30].

Do gerador até o pre aquecedor de ar

O "*generator*"(gerador) é responsável por converter a energia mecânica em energia elétrica, utilizando o movimento rotativo das turbinas. As turbinas são divididas em diferentes estágios, sendo o "*low pressure turbine*"(turbina de baixa pressão) o primeiro estágio, seguido pelo "*intermediate pressure turbine*"(turbina de pressão intermediária) e, por fim, o "*high pressure turbine*"(turbina de alta pressão). Essas turbinas recebem vapor de alta pressão proveniente da caldeira [30].

Para o funcionamento adequado da caldeira, é necessário o fornecimento contínuo de água. O "*boiler feed pump*"(bomba de alimentação da caldeira) é responsável por

enviar água de alimentação para a caldeira, onde ela será aquecida e transformada em vapor. O vapor gerado é direcionado para o "*condenser*"(condensador), onde ocorre a sua condensação, convertendo novamente em água. O condensador utiliza água fria para remover o calor do vapor, permitindo que ele seja reciclado e reutilizado no processo [30].

Para garantir a qualidade do vapor e remover gases indesejados, a usina termelétrica conta com dispositivos como o "*deaerator*"(desaerador) e o "*feed heater*"(aquecedor de alimentação). O *deaerator* remove o ar dissolvido na água de alimentação, enquanto o aquecedor de alimentação aumenta a temperatura da água antes de entrar na caldeira. Esses processos auxiliam no aumento da eficiência do ciclo termodinâmico [30].

Para o caso da usina termelétrica que utiliza carvão como combustível, e sua manipulação é realizada por meio de equipamentos como o "*coal conveyor*"(transportador de carvão) e o "*coal hopper*"(reservatório de carvão). O carvão é pulverizado no "*pulverised fuel mill*"(moinho de combustível pulverizado) para aumentar sua área de superfície, facilitando a queima. O "*boiler drum*"(tambores da caldeira) armazena a água e o vapor durante o processo de geração de energia [30].

Durante a queima do carvão, cinzas são produzidas, e são coletadas no "*ash hopper*"(reservatório de cinzas). O vapor gerado na caldeira passa pelo "*superheater*"(superaquecedor), onde sua temperatura é elevada antes de entrar nas turbinas. Para garantir o fornecimento adequado de ar para a combustão, a usina possui o "*forced draught fan*"(ventilador de ar forçado) e o "*air intake*"(entrada de ar). O "*eeconomiser*"(economizador) utiliza o calor residual dos gases de exaustão para aquecer a água de alimentação, aumentando a eficiência da usina. Além disso, o sistema conta com o "*air preheater*"(preaquecedor de ar), que aquece o ar de combustão antes que ele entre na câmara de combustão, contribuindo para uma queima mais eficiente do combustível e para o aumento da eficiência geral do processo [30].

Já para o caso de uma unidade termelétrica a gás natural, apresenta-se algumas diferenças em relação a uma unidade a carvão nos processos mencionados.

Em termos de combustível, a unidade a gás natural não requer a presença dos equipamentos de manuseio de carvão, como o "*coal conveyor*"e o "*coal hopper*". Em vez disso, o combustível é fornecido diretamente por meio de dutos de gás natural.

Além disso, não é necessário o uso do "*pulverised fuel mill*", pois o gás natural é um combustível gasoso, não necessitando de pulverização [30].

No caso da unidade a gás natural, o "*boiler drum*"pode ser substituído por um "*heat recovery steam generator*"(gerador de vapor de recuperação de calor). Esse equipamento aproveita o calor dos gases de escape para produzir vapor, que é utilizado nas turbinas para gerar energia elétrica [30].

Outra diferença reservatório de cinzas na unidade a gás natural, uma vez que a queima do gás natural produz menos resíduos sólidos em comparação com a queima do carvão. No entanto, a unidade a gás natural ainda requer a presença do gerador, as turbinas de baixa, média e alta pressão, o condensador e os dispositivos de controle de vapor, como o desaerador e o aquecedor de alimentação [30].

Do precipitador eletroestático até a Chaminé

Na usina termelétrica, o "*precipitator*"(precipitador eletrostático) desempenha um papel na remoção de partículas sólidas e poluentes presentes nos gases de combustão, consequentemente, para uma unidade a carvão necessita de uma capacidade superior de processamento em comparação com uma unidade a gás. Ele utiliza cargas elétricas para atrair e capturar essas partículas, contribuindo para a redução da emissão de poluentes atmosféricos. O "*induced draught fan*"(ventilador de tiragem induzida) é responsável por criar uma corrente de ar dentro da caldeira, extraindo os gases de combustão e auxiliando no fluxo do ar necessário para a combustão eficiente. Por fim, a "*chimney stack*"(chaminé) é responsável pela dispersão dos gases de exaustão na atmosfera, garantindo que sejam liberados a uma altura adequada, de modo a minimizar os impactos ambientais. Esses componentes desempenham um papel importante na operação e no controle das emissões de uma usina termelétrica [30].

Caldeira

A caldeira a vapor é um equipamento de alta pressão e temperatura usado para gerar vapor superaquecido. Para essa faixa de operação, as caldeiras de tubos de água de dois tambores são comumente empregadas. A caldeira a vapor desempenha um papel fundamental nas usinas térmicas, garantindo a temperatura necessária

para o sistema de geração de energia, seus equipamentos podem ser vistos na Figura 2.10. A caldeira aquatubular consiste em um forno cercado pelos tubos de água, formando uma membrana, como visto na Figura 2.11. O combustível é introduzido no forno, onde se mistura com ar quente proveniente do ventilador de exaustão forçada, resultando na combustão do combustível e na geração de calor por radiação. Esse calor é transferido para a água nos tubos de membrana. Os gases de exaustão da combustão passam pelos tubos de convecção em alta temperatura, aquecendo a água por meio da transferência de calor. A água aquecida é então direcionada para um tambor de caldeira de alta pressão por meio de uma bomba de alimentação de água, esse tambor um reservatório de grande capacidade usado para armazenar água e vapor durante o processo de geração de energia. Ele separa a água do vapor, regula a pressão e a temperatura do vapor, e remove impurezas da água [30] [33].

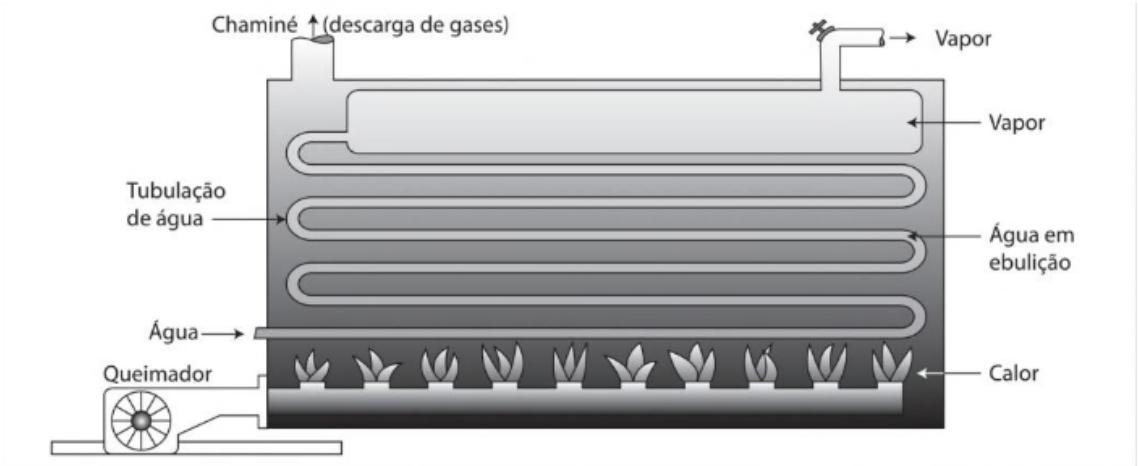


Figura 2.10: Modelo de caldeira aquatubular. Fonte: BOTELHO, 2015 [34].

.

A efetividade do sistema de tubos da caldeira se dá através do superaquecimento do sistema, isso ocorre devido a constante troca de calor entre as tubulações que tem contato direto com a baixa temperatura e as de alta temperatura. Ainda que o vapor saia da caldeira superaquecido com pressão saturada, existe uma perda de calor no transporte para as turbinas [26]. Assim, para aumentar o efetivo do uso do calor do vapor, o superaquecedor de vapor é instalado para aumentar a temperatura sem aumentar a pressão do sistema. Os gases de exaustão provenientes da caldeira podem ser liberados para o sistema, ou reaproveitados em um pre aquecedor de ar – onde aumenta a temperatura inicial ao ar utilizado para a combustão. A instalação

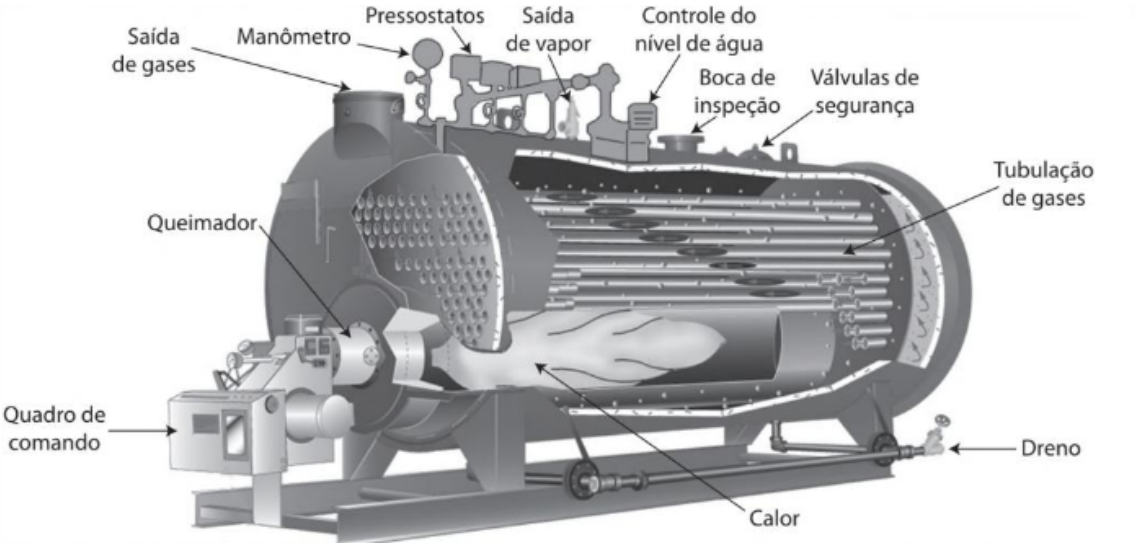


Figura 2.11: Componentes de uma caldeira. Fonte: BOTELHO, 2015 [34].

.

deste equipamento auxilia na eficiência do sistema [35].

Os gases de exaustão de combustão provenientes da caldeira contêm partículas poluentes e nocivas ao meio ambiente, portanto para que haja essa redução na poluição, os gases passam por coletores de poeira, filtros de mangas e em algumas unidades é possível encontrar equipamentos que reduzem o teor de enxofre dos gases. Após esses processos, os gases são levados por um ventilador de tiragem induzida e são levados para as chaminés para serem expelidos para a atmosfera [36], [30].

A principal diferença entre uma caldeira a gás e uma caldeira a carvão reside na forma como ocorre a combustão. Em uma caldeira a gás, o combustível é fornecido diretamente na forma gasosa, permitindo uma queima mais eficiente e controlada. Já em uma caldeira a carvão, o combustível é pulverizado e queimado em um ambiente de alta temperatura. Isso requer sistemas adicionais, como moinhos de carvão e sistemas de manuseio de cinzas. Além disso, as caldeiras a carvão tendem a ter um tamanho físico maior devido às necessidades de armazenamento e manuseio do carvão. Essas diferenças influenciam não apenas o desempenho e a eficiência da caldeira, mas também os requisitos de manutenção e o impacto ambiental [30].

Turbina

As turbinas são dispositivos mecânicos projetados para converter a energia cinética e de pressão do vapor em trabalho útil. Elas desempenham um papel crucial

na transformação da energia térmica contida no vapor em energia mecânica, que é posteriormente convertida em energia elétrica pelos geradores. O vapor superaquecido proveniente do superaquecedor é direcionado para a turbina, onde ocorre uma expansão controlada. Nesse processo, o vapor perde sua energia cinética ao passar pelas lâminas da turbina, que são projetadas para capturar e extrair o máximo de energia possível. À medida que o vapor interage com as lâminas da turbina, ele causa o movimento de rotação do eixo da turbina [30].

O eixo da turbina é conectado às lâminas da turbina e, à medida que gira, transfere a energia cinética de rotação para o gerador. O gerador, por sua vez, é responsável por converter essa energia mecânica em energia elétrica por meio de um processo de indução eletromagnética. Assim, a sequência de conversões de energia ocorre da seguinte forma: a energia térmica do vapor é convertida em energia cinética e de pressão na turbina, que por sua vez é convertida em energia mecânica de rotação no eixo da turbina. Por fim, o gerador converte essa energia mecânica em energia elétrica prontamente disponível para o suprimento da rede elétrica [30].

Os principais tipos de turbinas utilizadas em termelétricas são:

Turbinas a vapor: Utilizam vapor de água como fluido de trabalho para gerar energia mecânica. Podem ser classificadas em turbinas de condensação, turbinas de contrapressão e turbinas de extração.

- Turbinas de condensação: O fluxo de energia ocorre a partir do vapor de alta pressão proveniente da caldeira, passando pela turbina e, em seguida, para o condensador. No condensador, o vapor é resfriado e condensado. A pressão de exaustão é mantida abaixo da pressão atmosférica, o que resulta em maior eficiência na geração de energia. Esse tipo de turbina é comumente utilizado em usinas de grande porte, para operar em conjunto com um condensador, permitindo a recuperação de calor e a reutilização da água condensada. Seu fluxograma pode ser visto na Figura 2.12 [30].

- Turbinas de contrapressão: Operam em um sistema fechado, onde o vapor de exaustão é direcionado para outros processos industriais que requerem vapor de alta pressão. A pressão de exaustão é mantida acima da pressão atmosférica, permitindo o aproveitamento do vapor em outros processos, aumentando a eficiência global do sistema. Seu fluxograma pode ser visto na Figura 2.13 e

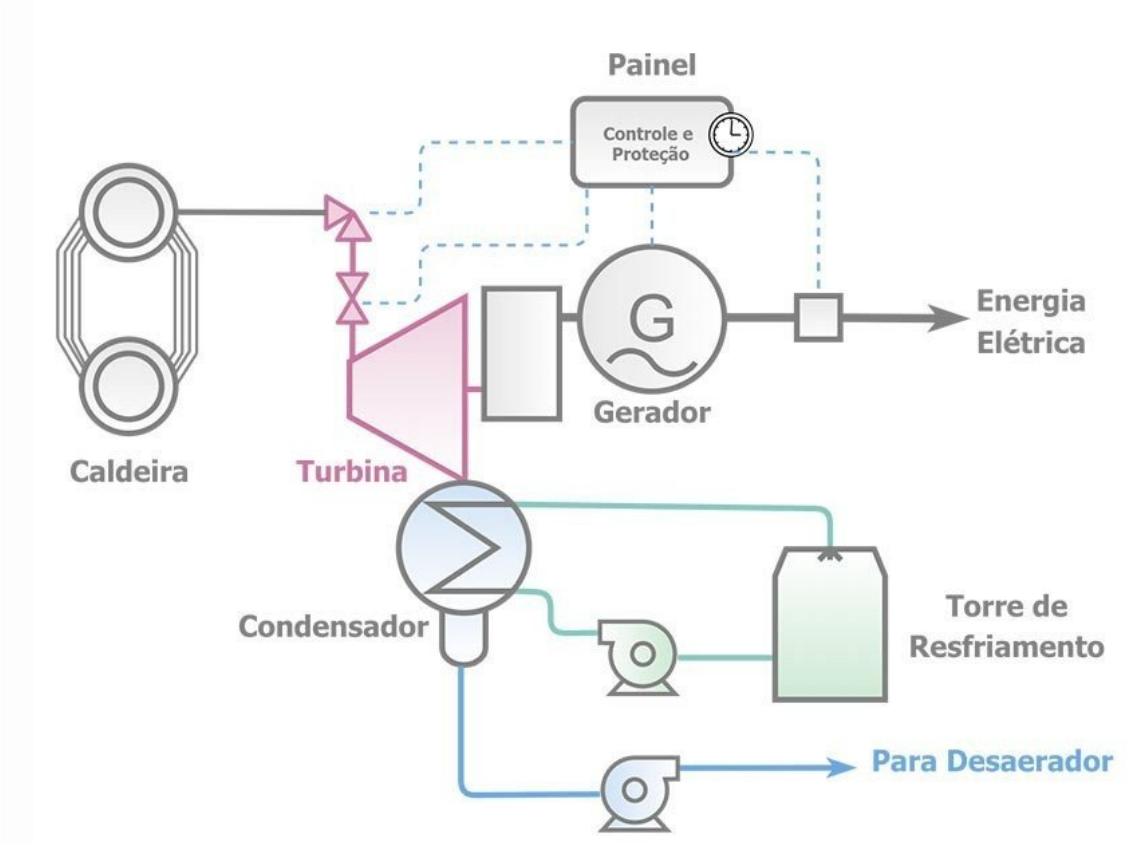


Figura 2.12: Fluxo da turbina a vapor de condensação. Fonte: WORTICE, 2023 [37].

sua turbina na Figura 2.14 [30].

- Turbinas de extração: Projetadas para aproveitar o vapor de exaustão em diferentes estágios de pressão para atender a demandas específicas de processos industriais. O vapor é extraído da turbina em pontos intermediários, onde a pressão e a temperatura são adequadas para alimentar outros equipamentos ou processos, como aquecimento de água ou produção de vapor para fins industriais. Ela pode ser vista na Figura 2.15 [30].

Turbinas a gás: Utilizam a combustão de gás natural ou outro combustível gasoso para gerar energia mecânica. São conhecidas por sua alta eficiência e rápida resposta às variações de carga. Podem ser classificadas como ciclo aberto ou fechado.

Existem também, dois tipos de turbinas a gás industriais [40]:

- Máquinas industriais ou *heavy-duty*: devida robustez e resistência a ambientes que demandam uma maior necessidade de carga, são comumente utilizados para operação de base;

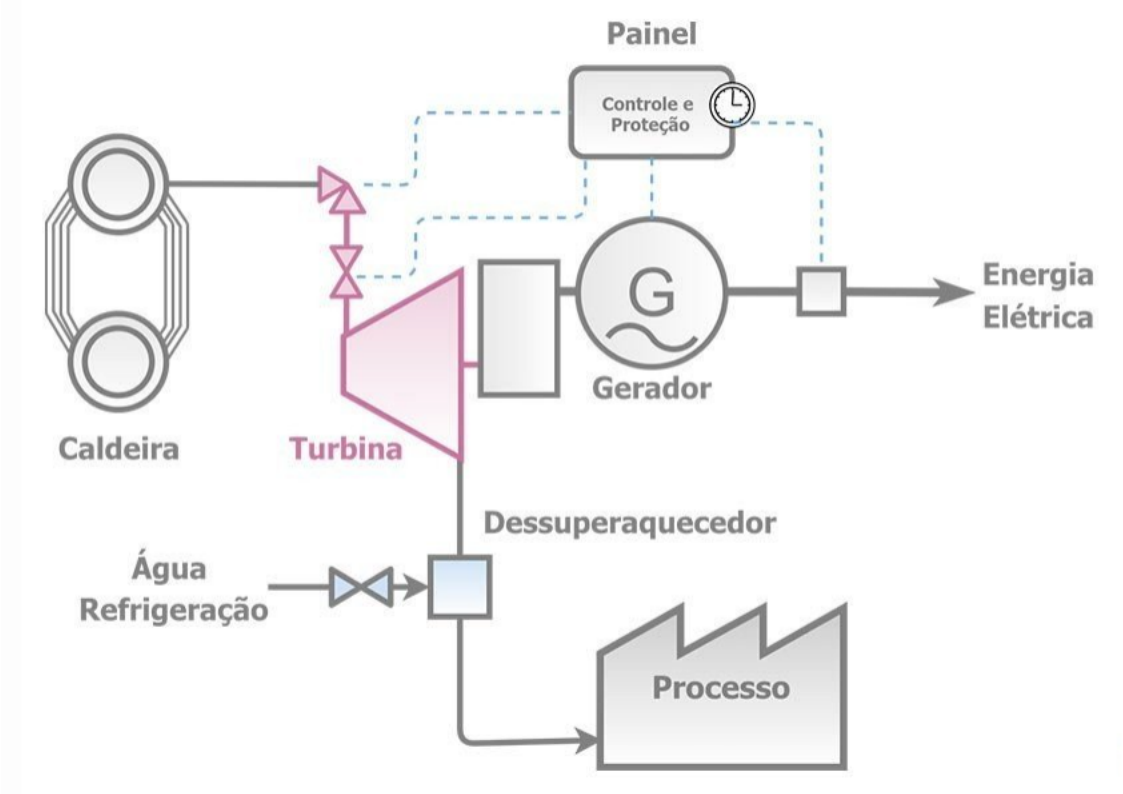


Figura 2.13: Fluxo da turbina a vapor de contrapressão. Fonte: WORTICE, 2023 [38].

- Turbina aeroderivativas: utilizada na indústria aérea e em plataformas marítimas, é encontrada em propulsores de aeronaves e em outras aplicações. Têm um modelo mais compacto e reduzido comparado as turbinas industriais, mais eficiência e confiável.

O fluxo de trabalho das turbinas a gás começa com o compressor de ar, que pressuriza o ar atmosférico antes de entrar na câmara de combustão. O compressor possui estágios de compressão, compostos por lâminas rotativas e estacionárias, que aumentam a pressão do ar de entrada. Em seguida, o ar comprimido é direcionado para a câmara de combustão, onde ocorre a injeção de combustível controlada. Nesse estágio, o combustível é misturado com o ar e queimado, gerando altas temperaturas e expansão dos gases de combustão [30].

Os gases de combustão expandidos são direcionados para a turbina, que é composta por uma série de estágios de lâminas montadas em um eixo rotativo. À medida que os gases passam pela turbina, eles transferem sua energia cinética para as lâminas, fazendo com que o eixo gire. Por fim, o eixo da turbina está conectado

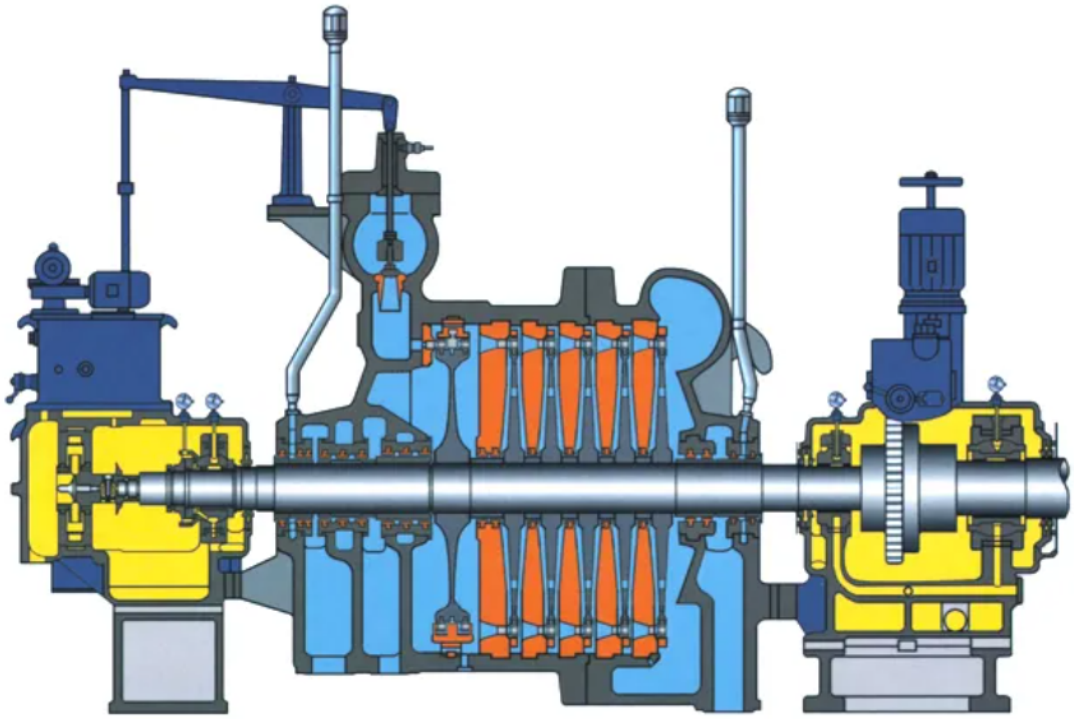


Figura 2.14: Turbina a vapor de contrapressão. Fonte: TURBIVAP, 2020b [39].

a um gerador, que converte a energia cinética rotacional em energia elétrica. O gerador produz corrente alternada que pode ser fornecida à rede elétrica ou utilizada localmente. Os mesmos componentes podem ser encontrados na Figura 2.16 [30].

Também temos as turbinas a vapor e gás combinadas (TGCC): Combinam o ciclo de gás com o ciclo a vapor para aumentar a eficiência da geração de energia. O gás natural é utilizado para acionar uma turbina a gás, e os gases de exaustão são direcionados para uma caldeira a vapor para acionar uma segunda turbina.

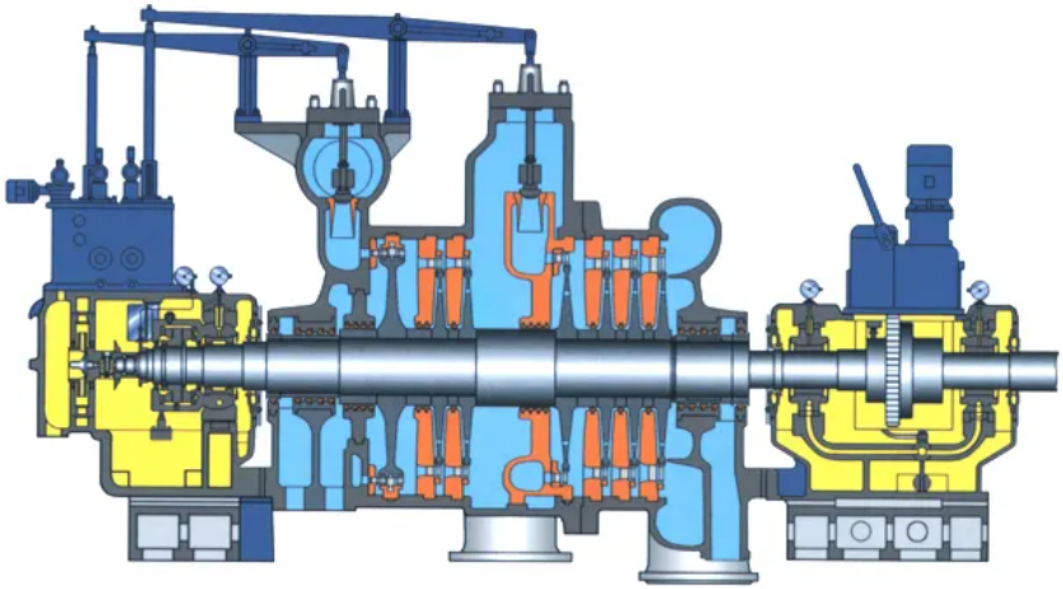


Figura 2.15: Turbina a vapor de contrapressão com extração. Fonte: TURBIVAP, 2020b [39].

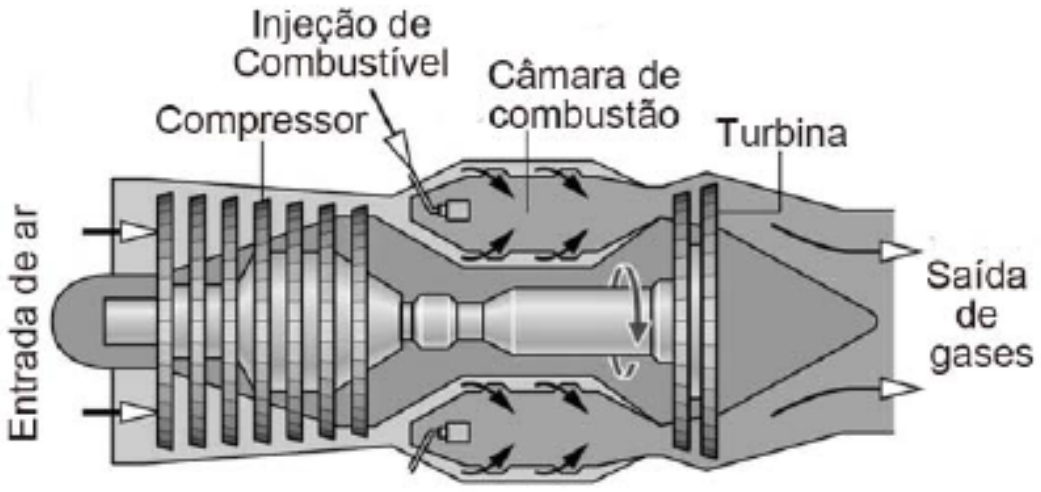


Figura 2.16: Esquema de turbina a gás. Fonte: TRANSPETRO, 2018 [41].

2.5.2 Leis da Termodinâmica

Primeira Lei da Termodinâmica

A primeira lei da termodinâmica, também chamada de princípio da conservação de energia, estabelece que a energia total de um sistema isolado permanece constante. Isso significa que a quantidade total de energia não pode ser criada nem destruída, apenas convertida de uma forma para outra. O princípio da conservação de energia implica que a variação das diferentes formas de energia que entram e saem de um sistema durante um processo é igual à variação líquida de energia dentro do sistema [42] [35]. Essa relação pode ser expressa através da Equação 2.1.

$$\Delta E_{\text{sistema}} = E_{\text{entra}} - E_{\text{sai}} = E_2 - E_1. \tag{2.1}$$

Um princípio fundamental para entender a primeira lei da termodinâmica é a lei de conservação de massa, proposta pelo químico Lavosier. Essa lei estabelece que a massa total dentro de um sistema fechado permanece constante, em regime permanente,independentemente das transformações que ocorrem. Em outras palavras, a lei de conservação de massa afirma que a quantidade de massa que entra em um processo deve ser igual à quantidade de massa que sai desse processo. Em resumo, essa lei nos diz que a massa total se mantém inalterada ao longo do tempo e sua aplicação se da através do balanço aberto de energia e massa [42] [35] (ver Equação 2.2).

$$\sum \dot{m}_e = \sum \dot{m}_s \tag{2.2}$$

Considerando que o sistema esteja em regime permanente, ou seja, sem variação de energia cinética e potencial, podemos introduzir o conceito de entalpia e utilizar o princípio de conservação de massa para enunciar a primeira lei da termodinâmica [42] [35] (ver Equação 2.3).

$$\sum \dot{Q}_{v.c} = \sum \dot{m}_s h_s - \sum \dot{m}_e h_e + \sum \dot{W}_{v.c}. \tag{2.3}$$

Segunda Lei da Termodinâmica

A segunda lei da termodinâmica é um princípio fundamental que estabelece as restrições e características dos processos termodinâmicos. Ela nos diz que o calor flui naturalmente de uma região de maior temperatura para uma região de menor

temperatura, e não o contrário, a menos que trabalho seja realizado. Além disso, a segunda lei estabelece limitações na eficiência das máquinas térmicas, indicando que é impossível alcançar 100% de eficiência em tais sistemas [42] [35].

Um dos conceitos centrais da segunda lei é a entropia, que é uma medida da desordem ou aleatoriedade de um sistema. A entropia de um sistema isolado sempre aumenta ou permanece constante em um processo natural, nunca diminuindo. Isso implica que os processos naturais são irreversíveis e que a natureza tende a evoluir para um estado de maior desordem e menor disponibilidade de energia útil [42] [35].

Desempenha um papel crucial na compreensão das limitações dos processos naturais e das máquinas térmicas. Ela nos ajuda a entender por que não podemos construir uma máquina térmica com eficiência de 100% e reversível por que sempre ocorrem perdas de energia na forma de calor. Além disso, a segunda lei nos permite analisar fenômenos como a dissipação de energia, a irreversibilidade dos processos e a geração de entropia [42] [35].

2.5.3 Ciclos térmicos

Ciclo de Rankine

O Ciclo de Vapor Rankine é um dos ciclos operacionais fundamentais encontrado nas usinas termelétricas. Nesse mecanismo, um combustível é usado para produzir calor dentro de uma caldeira, convertendo água em vapor que então se expande e passa através de uma turbina, produzindo trabalho útil. Este processo foi desenvolvido em 1859 pelo engenheiro escocês William J.M. Rankine [43]. Este é um ciclo termodinâmico que converte calor em energia mecânica — que geralmente é transformada em eletricidade pela geração elétrica.

As etapas do Ciclo Rankine [44], conforme mostrado na Figura 2.17, são descritas abaixo:

- Processo 1-2) Compressão adiabática: Comprimido adiabaticamente por bombas centrífugas, o condensado líquido é bombeado para a caldeira de alta pressão. Durante esse processo, a entropia permanece inalterada, tendo-se acréscimo na entalpia e pressão – devido a compressão do fluido;

- Processo 2-3) Adição de calor isobárica: Através de uma transferência de

calor proveniente de uma fonte externa, o fluido condensado vai ao seu ponto de ebulição e depois é evaporado na caldeira;

- Processo 3-4) Expansão isentrópica: Ao se expandir adiabaticamente, o vapor da caldeira vai a turbina de vapor, onde é parcialmente condensado e entregue no condensador, após produzir trabalho na turbina. A entropia se mantém inalterada e a entalpia diminui;

- Processo 4-1) Rejeição de calor isobárica: A pressão constante, há perda de calor pelo valor parcialmente rejeitado. Novamente, uma troca de calor externa acontece, resfriando o vapor através de um fluido de resfriamento. Com isso o vapor é condensado.

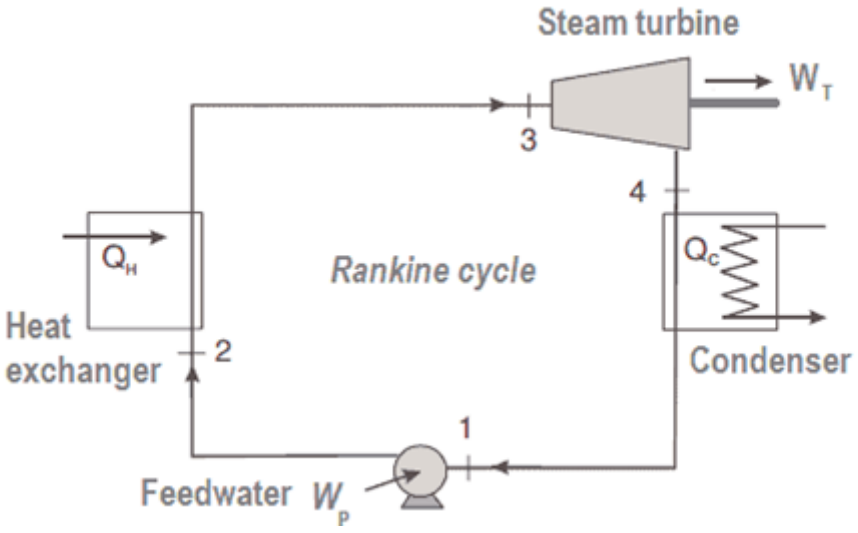


Figura 2.17: Ciclo de Vapor Rankine. Fonte: Energy Systems Engineering, 2020 [45].

O ciclo Rankine tem a limitação em sua eficiência, relacionado ao calor de vaporização do fluido. Devido a disponibilidade e capacidade de troca térmica possibilitada pela água, é o fluido mais utilizado no ciclo. Outro ponto, diz respeito ao calor residual, que por muitas vezes é aproveitado no ciclo termodinâmico – a fim de aumentar sua eficiência. Nas Figuras 2.18 e 2.19, é possível ver os diagramas T-s, relacionando temperatura e entropia, e P-v, onde é possível analisar as alterações na pressão e volume do fluido ao no decorrer dos processos referentes ao ciclo Rankine ideal [42], respectivamente.

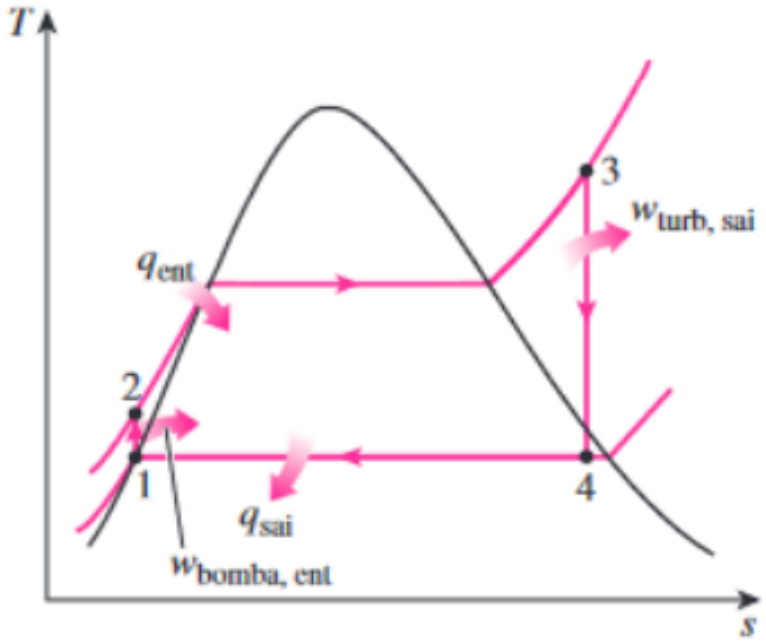


Figura 2.18: Diagrama T-s do ciclo ideal de Rankine. Fonte: Çengel et al., 2013 [35].

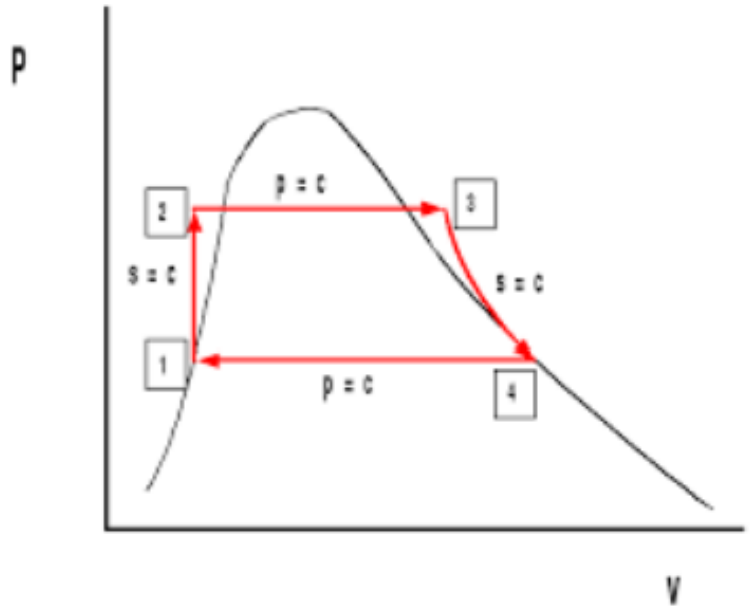


Figura 2.19: Diagrama P-V do ciclo ideal de Rankine. Fonte: Franklin, 2017 [46].

No entanto, na prática, o ciclo Rankine é afetado por várias perdas e imperfeições, o que leva à existência do ciclo Rankine real. Algumas das principais diferenças entre o ciclo Rankine ideal e o ciclo Rankine real são: a perda de calor, a irrevisibilidade, a compressibilidade do fluido e a eficiência global [35].

Para a perda de calor, onde no ciclo ideal existe uma transferência de calor de

maneira isentrópica, sem perdas, no cilo real ocorrem perdas nas trocas térmicas, principalmente no aquecedor e no condensador, reduzindo assim a eficiência do ciclo. Para a irreversibilidade, no ideal é assumido que todas as etapas do processo são reversíveis e ocorrem sem atrito ou resistência, o que seria o contrário do ciclo real onde existe perdas de pressão e atrito dos componentes, também reduzindo sua eficiência. Na compressibilidade do fluido, uma vez que no ciclo real ele é incompressível, para o ciclo real, se torna compressível de maneira não desprezível, afetando negativamente os parâmetros do ciclo. Com todos esses fatores, existe uma redução na eficiência global do ciclo. Essas diferenças ficam exemplificadas na Figura 2.20 [35].

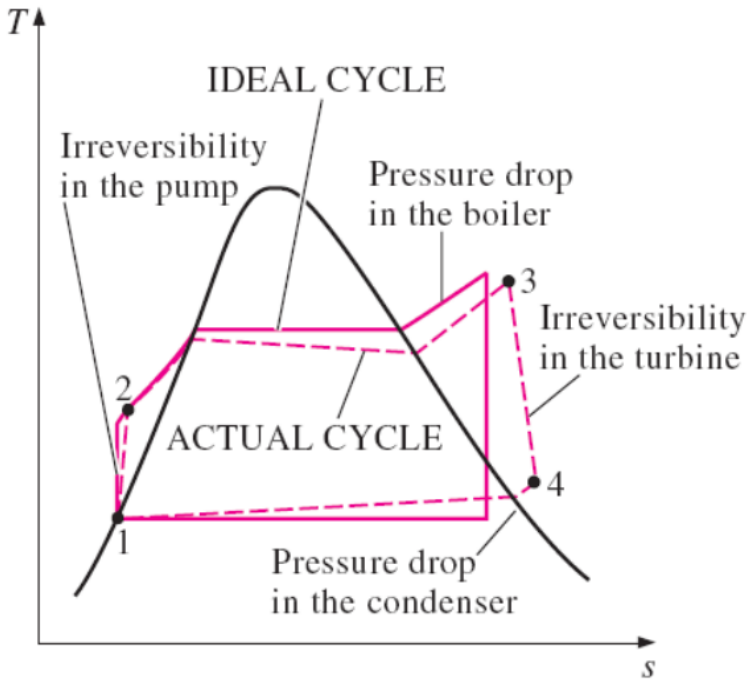


Figura 2.20: Diagrama T-s do ciclo real de Rankine. Fonte: UFSC, 2016 [47].

Ciclo Brayton

O ciclo Brayton é um ciclo termodinâmico utilizado em motores térmicos — comumente utilizado em turbinas a gás e motores a jato. Devido a sua aplicabilidade, é utilizado na indústria em UTEs a gás natural. O ciclo consiste em comprimir o ar ambiente, misturar com o ar combustível e após o aquecimento e consequentemente expansão da mistura, realiza-se trabalho. Assim como em Rankine, sua eficiência

pode ser aumentada devido a redução do combustível necessário para aquecer o ar atmosférico, isso porque a compressão e expansão ocorrem de maneira adiabática, que ao combinar com aquecimento e resfriamento isobárico, aumentam a eficiência do ciclo como um todo [42].

A principal diferença entre Brayton e Rankine se dá porque enquanto Brayton lida diretamente com funcionamento de um motor térmico a pressão constante, Rankine descreve o desempenho de uma turbina a vapor. Essa diferença é visível ao se analisar comparativamente os diagramas das Figuras 2.18 e 2.19 com os demonstrados nas Figuras 2.21 e 2.22, referentes ao ciclo Brayton ideal.

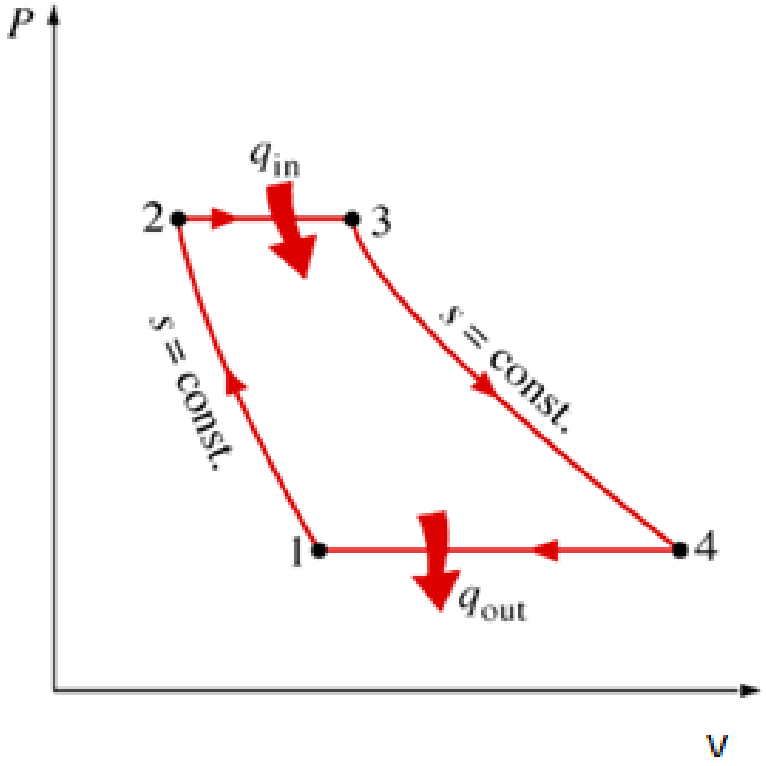


Figura 2.21: Diagrama T-s do ciclo ideal de Brayton. Fonte: Franklin, 2017 [46].

O ciclo Brayton real é uma representação mais precisa do funcionamento de uma turbina a gás em comparação ao ciclo Brayton ideal, levando em consideração as perdas e as imperfeições que ocorrem no processo. Os motivos aos quais existe uma redução na eficiência se equiparam aos do ciclo Rankine real, mostrando assim a redução da eficiência como um todo [42].

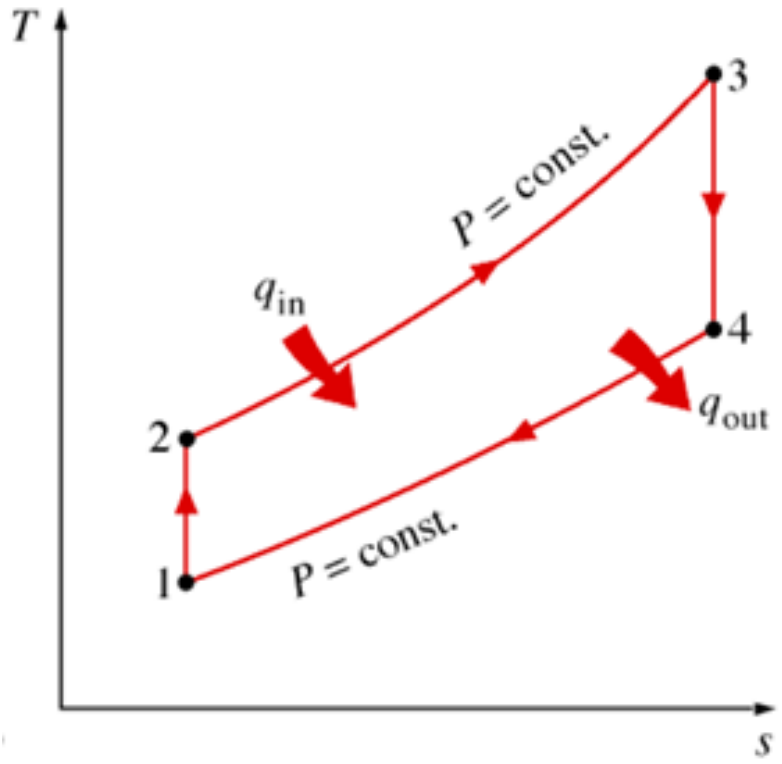


Figura 2.22: Diagrama P-V do ciclo Brayton. Fonte: Franklin, 2017 [46].

2.5.4 Tipos de Termelétricas

Uma usina é uma instalação industrial que gera eletricidade a partir de energia primária[2]. A maioria das usinas utiliza um ou mais geradores que convertem energia mecânica em energia elétrica [49] para fornecer energia à rede elétrica para as necessidades elétricas da sociedade. O tipo de combustível ou fonte de energia primária utilizado em uma usina determina a quantidade de energia disponível para ser aproveitada. Isso influencia diretamente a capacidade da usina de gerar eletricidade ou outra forma de energia útil. As fontes primárias mais comuns são carvão, gás natural e urânio – que não é diretamente um combustível, por não existir um processo de combustão, no caso de energia nuclear. Um fluxo de energia primária substancialmente utilizado para geração de eletricidade é a hidroeletricidade, bem como

[2]Energia Primária: Fontes naturais de energia encontradas na Terra, como carvão, petróleo, gás natural, energia solar, energia eólica, energia hidrelétrica, biomassa e energia nuclear. Energia Secundária: Energia resultante da conversão e transformação da energia primária, incluindo eletricidade, combustíveis refinados e vapor. Energia Final: Forma de energia disponível para uso direto pelos consumidores, como eletricidade em residências, combustíveis em veículos e energia térmica para aquecimento.[48]

encontrado aqui no Brasil [2]. Outros fluxos que são usados para gerar eletricidade incluem vento, solar, geotérmico e maremotriz.

A maioria das usinas termelétricas usa combustível para aquecer a água de um reservatório, que gera vapor — geralmente em alta pressão. O vapor altamente pressurizado então viaja através de tubos para girar as lâminas em forma de ventilador de uma turbina através do processo termodinâmico do ciclo de Rankine. À medida que a turbina começa a girar, ela faz com que as bobinas dentro do gerador girem. Isso cria um movimento relativo e contínuo entre uma bobina de fio e um ímã, que empurra elétrons e inicia o fluxo de eletricidade [50]. Dentre os tipos de termelétricas, serão exploradas mais a fundo as UTE a carvão e a gás natural.

Termelétricas a Carvão

As usinas a carvão, são instalações que queimam carvão para produzir vapor e gerar eletricidade com o processo. Essas estações fornecem aproximadamente 40% da eletricidade do mundo [51]. Países como China e Índia usam carvão para mais de 70% das suas necessidades elétricas, o que demonstra a vulnerabilidade energética, pois, ainda que o acesso à energia aumente a qualidade de vida das pessoas nesses locais, no longo prazo, devido à grande quantidade de poluentes, diminui a qualidade do ar e grandes mudanças climáticas [52].

As UTE a carvão requerem uma grande quantidade de carvão para se sustentarem. Em média uma usina de 1.000 MWe usa 9.000 toneladas de carvão por dia [53].

Bem como qualquer tipo de usina, o primeiro passo é com o transporte da matéria prima até a unidade de geração. O carvão então deve ser carregado por trens, e descarregado. Em seguida o carvão é pulverizado em um pó fino através de um moedor – isso garante a queima quase completa do carvão, maximizando assim o calor emitido uma quantidade menor de poluentes. Em seguida vai em direção a caldeira, onde ocorre a combustão e o carvão então fornece calor para a usina, calor este que é transferido para tubos contendo um fluxo de água que é vaporizado devido à alta pressão da tubulação. O vapor então faz girar a turbina e consequentemente um gerador, produzindo eletricidade [52].

As UTEs a carvão seguem o ciclo Rankine para completar o processo. Como

nesse processo exige uma quantidade significativa de água, suas instalações são sempre dadas a locais com acesso a água. O processo de uma UTE a carvão pode ser visto na Figura 2.23.

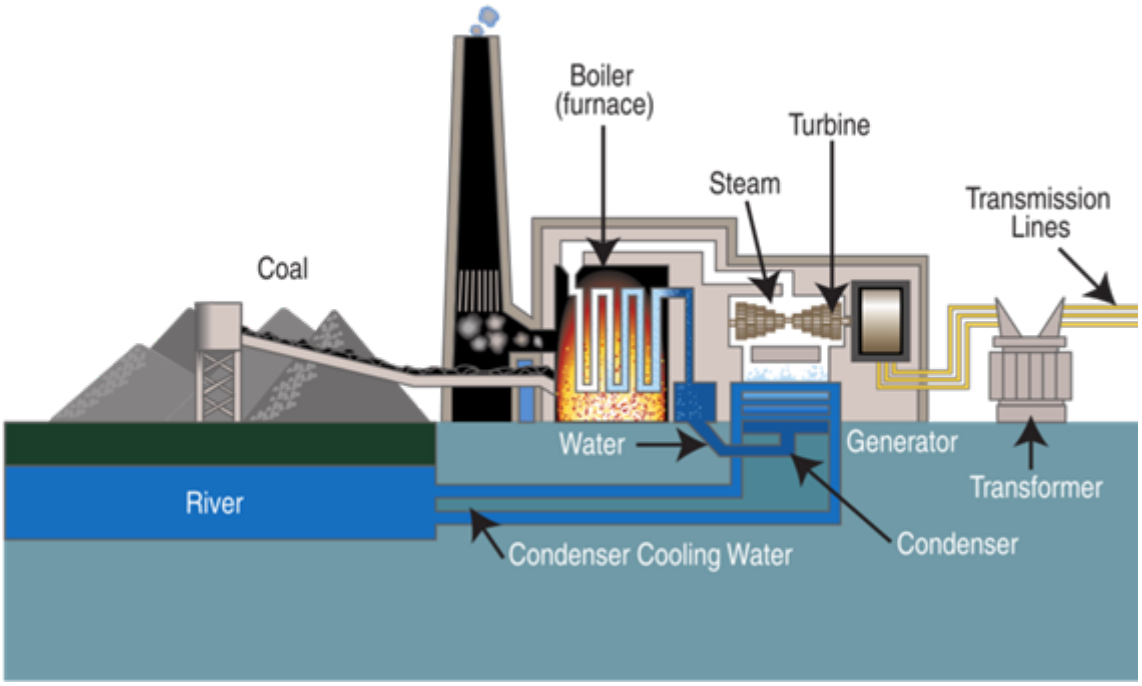


Figura 2.23: Processo de uma termelétrica a carvão. Fonte: Wikimedia Commons, 2013 [54].

O tempo de construção de uma usina a carvão varia de acordo com sua tecnologia, mas, de acordo com estudo de PEREIRA (2013) [55], é de 4 anos. Seu tempo de vida útil é superior se comparado a outros tipos de usina termelétrica, chegando a 45 anos de acordo com EIA (2021) [56] & SPGGLOBAL (2019) [57].

Termelétricas a Gás

Existe uma similaridade com as termelétricas a carvão, sendo uma usina de combustível fóssil seu potencial energético está diretamente relacionado com a queima de combustível fóssil, mas o diferencial está no combustível utilizado para a geração energética. As termelétricas a gás utilizam-se da queima de GN para gerar energia elétrica. Ainda que existam diversos modelos, a configuração base é a utilização de turbinas a gás no processo. De forma igualitária, o combustível entra em combustão ao entrar em contato com uma corrente de ar quente, se expandindo e fazendo a turbina girar — gerando energia no processo [58].

Em comparação com demais modalidades de usinas, as de gás natural, apresentam um menor custo de investimento para construção e mais rápidas de construir, além de possuir eficiência termodinâmica superior. A queima de gás natural produz menos poluentes como NOx, SOx e material particulado do que o carvão e o petróleo. Por isso, os países que têm acesso a esse recurso, optam pela troca de suas UTE a carvão pela de GN [59].

Apesar da melhoria da qualidade do ar, a cadeia de gás natural contribui como contrapartida no aumento da emissão de metano, uma vez que durante o processo de levar o GN da fonte de produção até a usina existe um escape para a atmosfera [60].

Podendo ser separadas principalmente em dois tipos: a ciclo simples e combinado, as UTEs a GN tem um papel importante na matriz energética pois é uma opção relevante para outras fontes de energia variável[3] como hidrelétricas, eólicas e solares [62].

Quanto a geração termelétrica de energia, o gás natural aparece como atualmente o principal combustível utilizado no Brasil [6]. Na Tabela 2.3, é possível encontrar a quantidade de UTE a GN separado por região e a potência de geração de energia.

Tabela 2.3: Usinas termelétricas a gás natural no Brasil, 2022. Fonte: ANEEL, 2022 [4].

	No de Usinas	Potência (MW)	% MW
Sudeste e Centro-Oeste	109	9,853	55%
Sul	16	1,421	8%
Nordeste	37	4,989	28%
Norte	16	1,554	9%
Total	178	17,817	100%

Através da tabela acima, é possível notar uma concentração de termelétricas a gás natural no Sudeste & Centro-Oeste, tendo uma participação não só expressiva em quantidades de ativos (95 termelétricas), mas, também, em participação no potencial

[3]Fonte de energia variáveis refere-se a fontes de energia que apresentam flutuações naturais em sua disponibilidade ao longo do tempo. Essas fontes de energia não fornecem uma produção constante e previsível, pois dependem de fatores externos, como as condições climáticas [61]

de geração elétrica, com cerca de 55%. Essa forte concentração em regiões altamente demandadoras de energia elétrica não é uma coincidência, para ter uma tecnologia economicamente viável, é preciso estar próximo de regiões com infraestrutura de gás [63]. Hoje essa infraestrutura já soma mais de 9,4 mil quilômetros de extensão da malha de transporte, com a concentração nas regiões abordadas na tabela como detentoras de uma maior quantidade de usinas [64].

Por questões logísticas, igualmente quando falamos de termelétricas a carvão, a localidade de construção das UTE está diretamente relacionada com a proximidade de poços produtores, em um panorama geral a potência gerada por termelétricas a gás em 2022 é de aproximadamente 17.817 MW representando uma quantidade significativa do sistema elétrico brasileiro [65].

Um estudo feito por FUHRMANN (2016) [20] mostrou que, entre os anos 2000 e 2005, tivemos a entrada de 19 usinas termelétricas a gás natural no Brasil – em uma média de aproximada 4 usinas por ano — ainda sobre essa mesma ótica, o número em 2015 saltou para 145 usinas — com um crescimento médio de 12,6 usinas por ano. Comparando esse cenário com o encontrado pela ANEEL em 2022, totalizando 178 UTE a GN temos um crescimento de 5,5 usinas por ano. O tempo de construção de uma usina a gás varia de acordo com sua tecnologia, mas de acordo com estudo de PEREIRA (2013) [55] está entre 2 a 3 anos. Para questões de simulação, iremos considerar que a cada ano se instalam aproximadamente 5 usinas termelétricas a gás natural. Para a representação do tempo de vida útil, novamente varia de acordo com a tecnologia proposta, porém está na faixa dos 30-40 anos de acordo com EIA (2021) [56] & SPGGLOBAL (2019) [57].

Termelétricas *Dual Fuel*

Termelétricas *dual fuel*, também conhecidas como usinas de combustível duplo, são instalações de geração de energia que possuem a capacidade de utilizar dois tipos diferentes de combustíveis para a produção de eletricidade. No contexto das termelétricas, os combustíveis geralmente são o gás natural e o óleo combustível. Essas usinas são especialmente relevantes em regiões onde há disponibilidade tanto de gás natural quanto de óleo combustível [30].

As termelétricas *dual fuel* proporcionam flexibilidade operacional e diversificação

de fontes de combustível, permitindo uma maior resiliência e segurança energética. Em regiões com escassez de gás, temos a possibilidade do uso de outros combustíveis para garantir o fornecimento de energia. Além disso, essa capacidade de utilização de múltiplos combustíveis contribui para a redução da dependência de um único tipo de combustível e possibilita a otimização do custo da geração de energia elétrica [30]. Sua composição pode ser dar em paralelo, em série e de maneira mista, como vistos respectivamente na Figura 2.24 e Figura 2.25, Figura 2.26 e Figura 2.27.

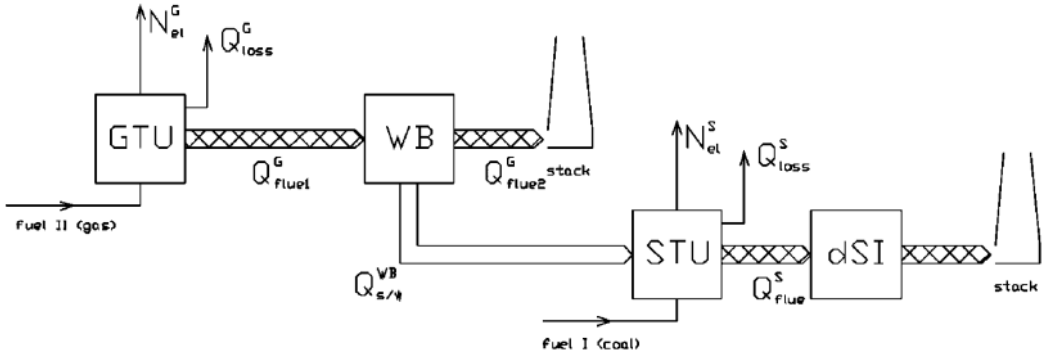


Figura 2.24: Esquema de ciclo combinado em serie de duplo combustível. Fonte: CHMIELNIAK, 2001 [66].

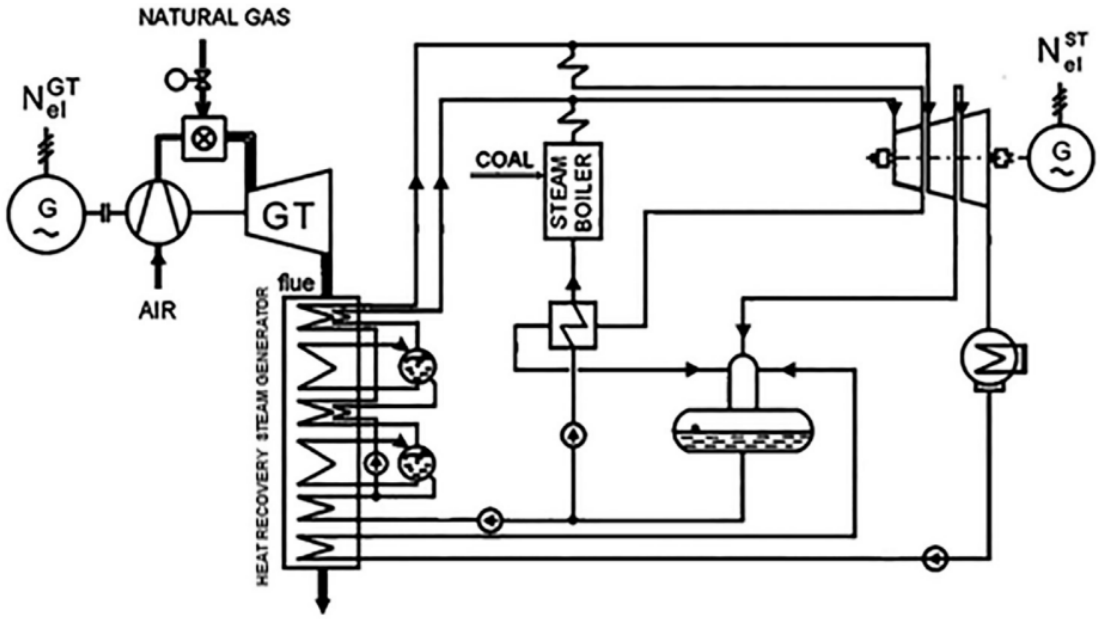


Figura 2.25: Esquema de ciclo combinado em serie de duplo combustível. Fonte: BARTNIK, 2018 [67].

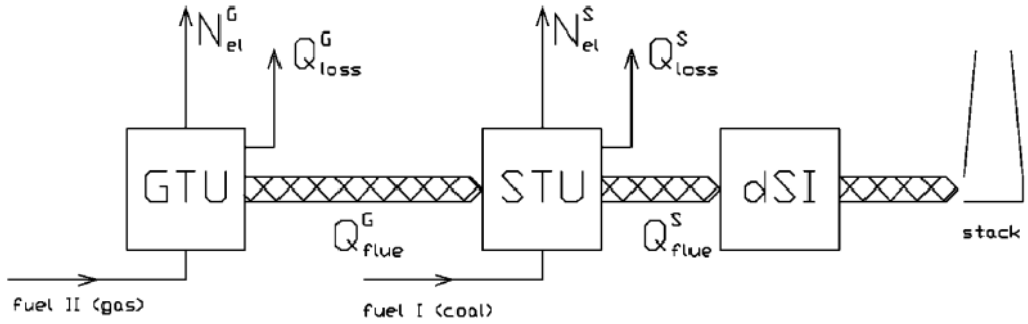


Figura 2.26: Esquema de ciclo combinado em paralelo de duplo combustível. Fonte: CHMIELNIAK, 2001 [66].

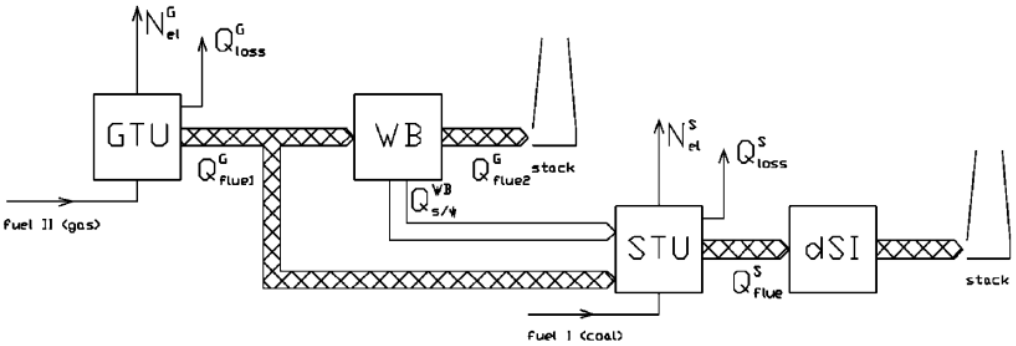


Figura 2.27: Exemplo de esquema de estrutura mista de ciclo combinado de duplo combustível. Fonte: CHMIELNIAK, 2001 [66].

No entanto, é importante destacar que o uso de óleo combustível nas termelétricas *dual fuel* pode apresentar impactos ambientais, devido às emissões de poluentes associadas a esse combustível. Portanto, é fundamental que essas usinas estejam em conformidade com as regulamentações ambientais e adotem tecnologias de controle de emissões para minimizar seu impacto ambiental.

Um exemplo de termelétrica no Brasil que possui capacidade de operar com dual fuel é a Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande, Mato Grosso do Sul. Essa usina, pertencente à empresa CERAN, é uma planta de ciclo combinado e utiliza turbinas a gás natural, mas também possui a capacidade de operar com óleo diesel como combustível alternativo.Ela possui uma capacidade instalada de aproximadamente 190 MW [65].

2.5.5 Tecnologias de geração termelétrica

Turbina a gás industrial e aeroderivativas de ciclo aberto

Quando o objetivo é única e exclusivamente a eletricidade, as centrais termelétricas de turbinas a gás operando em ciclo simples são a solução. Como possuem rápido acionamento, são amplamente empregadas hoje no Brasil para atender demandas de pico. Ainda que possa ser utilizado combustíveis líquidos, como o diesel [68], em nossa análise, estaremos focados no uso do gás natural. No que diz respeito ao ciclo termodinâmico, é explicado pelo ciclo de Brayton aberto onde os gases provenientes da combustão passam através da turbina, gerando eletricidade, e são descartados na atmosfera [13].

No momento em que os gases advindos da combustão se expandem e geram eletricidade através das turbinas, são descarregados sem reaproveitamento na atmosfera, é caracterizado o ciclo de Brayton aberto, como está ilustrado na Figura 2.28.

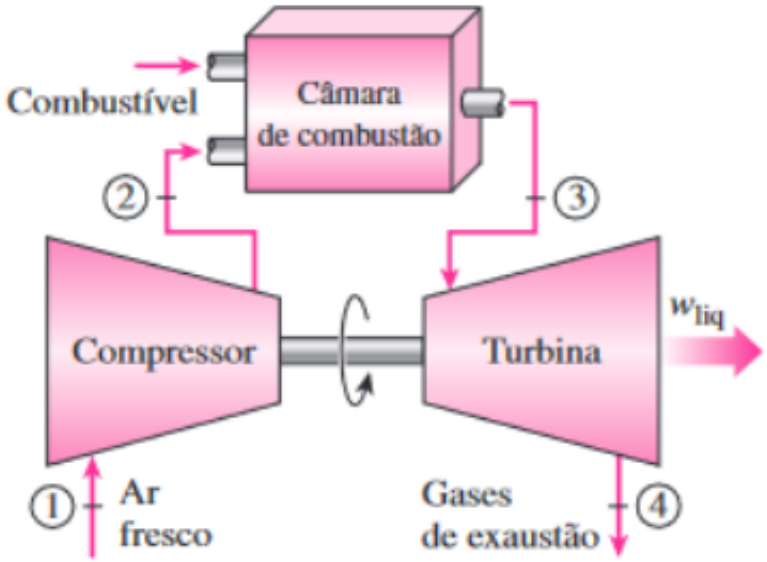


Figura 2.28: Diagrama do ciclo aberto de Brayton. Fonte: Çengel et al., 2013 [35].

Os maiores desafios das turbinas a gás são relacionados a problemas tecnológicos como de altos rendimentos, uma vez que pela exigência de altas temperaturas, existe um limite com relação aos materiais utilizados em suas fabricações. Outro problema encontrado é no número excessivo de estágios no turbocompressor, levando assim a uma limitação máxima de potência. Para sua produção, podemos separar as turbinas a gás em dois tipos básicos, aeroderivativas e turbinas industriais.

As turbinas aeroderivativas são turbinas projetas e comumente utilizadas nas indústrias aeroespaciais, uma vez que a tecnologia é adotada para propulsão de aeronaves. Seu grande diferencial é o peso e tamanho reduzido, e dada sua aplicação são de alta confiabilidade e um tempo de manutenção reduzido em comparação com as industriais. Como tem acionamento rápido e rendimento elevado, suas aplicações funcionam para geração elétrica — atendendo demandas de pico e operando em regime de emergência.

Já as turbinas industriais, devida sua robustez, tem uma estrutura para suportar e resistir a ambientes agressivos. Apesar de uma eficiência menor em comparação com as aeroderivativas, sua aplicação é muito utilizada para operações de base, pois tem capacidade para um volume superior de geração energética, dado o tamanho comum das plantas que a utilizam. Vale ressaltar que turbinas a gás em ciclo simples, sejam elas *heavy-duty* ou as aeroderivativas, são de caráter tecnológico maduro em seu desenvolvimento e, por isso, sua escolha se limita a sua aplicação — no caso de UTEs, são utilizadas as *heavy-duty*. Ainda que tenha uma eficiência inferior a outras tecnologias como ciclo combinado, uma usina projetada para operar a ciclo simples pode, posteriormente, fechar o ciclo e adotar outras técnicas [68].

Turbina a gás em ciclo combinado

Com o avanço tecnológico, buscando uma maior eficiência energética e um melhor desempenho ambiental no que diz respeito as emissões de GEE por kWh de energia gerada, é cada vez mais comum a utilização do princípio de ciclo termodinâmico combinado com turbinas a gás e a vapor, misturando assim, tecnologias do ciclo Rankine e Brayton em uma planta [13]. Abaixo, é ilustrada a diferenciação do sistema de Brayton, agora fechado (ver Figura 2.29), com a Figura 2.28.

Em um sistema onde as perdas energéticas se concentram 55% nas caldeiras e no calor de exaustão das turbinas, tem seu potencial energético desperdiçado. Para promover a reutilização dessa energia perdida é utilizado o sistema de cogeração. O ciclo combinado consiste em um processo que gera energia conjuntamente com a tecnologia do ciclo de vapor (Rankine) e turbina a gás (Brayton). As plantas de gás natural produzem calor residual, como todos os motores térmicos. Os gases de exaustão são feitos para fluir para a próxima unidade, chamada de gerador de

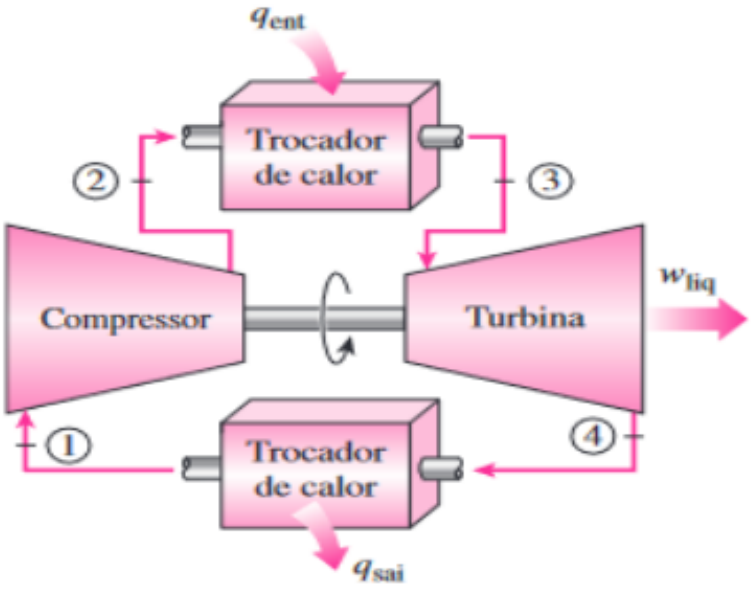


Figura 2.29: Diagrama do ciclo fechado de Brayton. Fonte: Çengel et al., 2013 [35]

vapor de recuperação de calor (HRSG), O HRSG (do inglês, Heat Recovery Steam Generator) é essencialmente um trocador de calor, no qual os gases quentes fervem água pré-aquecida em vapor. Este processo é conhecido como cogeração. A junção desses processos visa então, aumentar a eficiência da planta instalada [68].

A Figura 2.30 demonstra três dos principais tipos de centrais termoelétricas de ciclo combinado, podem ser esses: (a) em série, aonde os gases de exaustão provenientes da turbina são reaproveitados na caldeira de recuperação para aumentar a temperatura dos gases de entrada da turbina de vapor; (b) em paralelo, no qual o combustível, nesses caso o gás natural, é fonte energética para gerar calor para ambos os ciclos; e (c) série/paralelo, no qual tem a configuração similar a em série, porém também se beneficiam da utilização do mesmo combustível para queima na caldeira de recuperação proposta [69].

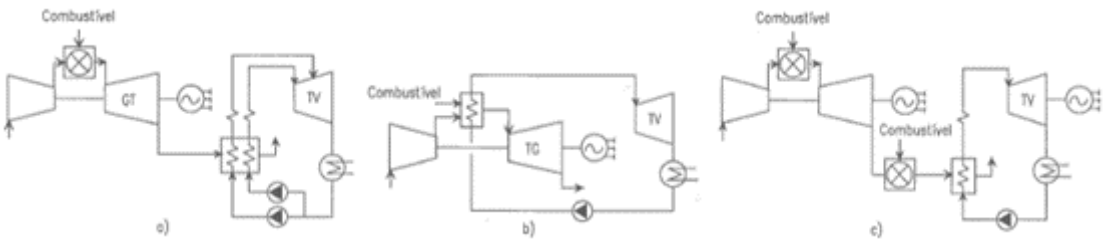


Figura 2.30: Tipos de ciclos combinados. Fonte: ARRIETA et al., 2005 [69].

A eficiência térmica de unidades termelétricas é um parâmetro crucial para a existência de investimentos em projetos do tipo. Uma operação a ciclo simples tem eficiência térmica próxima a 42%, enquanto as aplicações com ciclo combinado chegam a atingir eficiência de 60% atualmente, de acordo com The National Academies[4], baseado em dados do EIA de 2013. Ainda que tenhamos tecnologias maduras, ainda existe a perspectiva de atingir eficiência ainda maior na casa dos 63% [70].

A contrapartida do aumento da eficiência por meio da temperatura de operação das turbinas a gás, ainda que aumente a eficiência do processo, elevam a emissão de óxidos de nitrogênio (NOx), aumentando também o degradamento dos componentes da turbina, diminuindo assim seu ciclo de vida [71]. Na Figura 2.31, é possível ver um fluxograma de uma termelétrica de ciclo combinado.

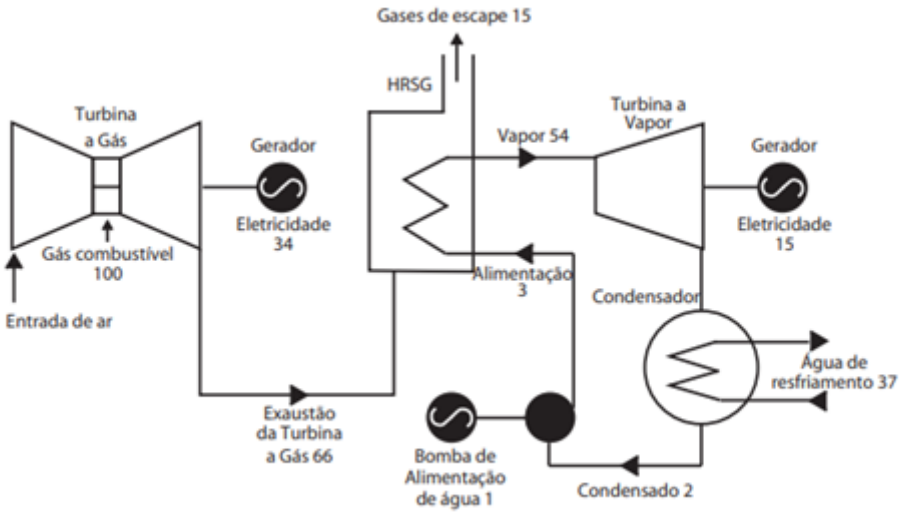


Figura 2.31: Fluxograma de uma termelétrica de ciclo combinado. Fonte: GasNet (`www.gasnet.com.br`).

Cogeração

No processo de geração de energia existe uma combinação de calor útil e energia mecânica, ao qual a energia proveniente da queima de combustíveis é transformada totalmente ou parcialmente em energia elétrica. Os sistemas de cogeração

[4]The National Academies de Ciência, Engenharia e Medicina são instituições privadas sem fins lucrativos que fornecem consultoria especializada em alguns dos desafios mais prementes que o país e o mundo enfrentam.

têm duas classificações, elas podem ser *topping* e *bottoming*. Na configuração *topping* (ver Figura 2.32), o combustível é primeiramente queimado em uma máquina térmica tendo assim dois fins para o processo, o primeiro com a produção de energia mecânica ou elétrica diretamente nessa queima do combustível e os gases de exaustão dessa queima são reaproveitados como calor útil em um outro processo, não se limitando a aplicação apenas para aquecimento, podendo ter os mais variados processos envolvidos [72].

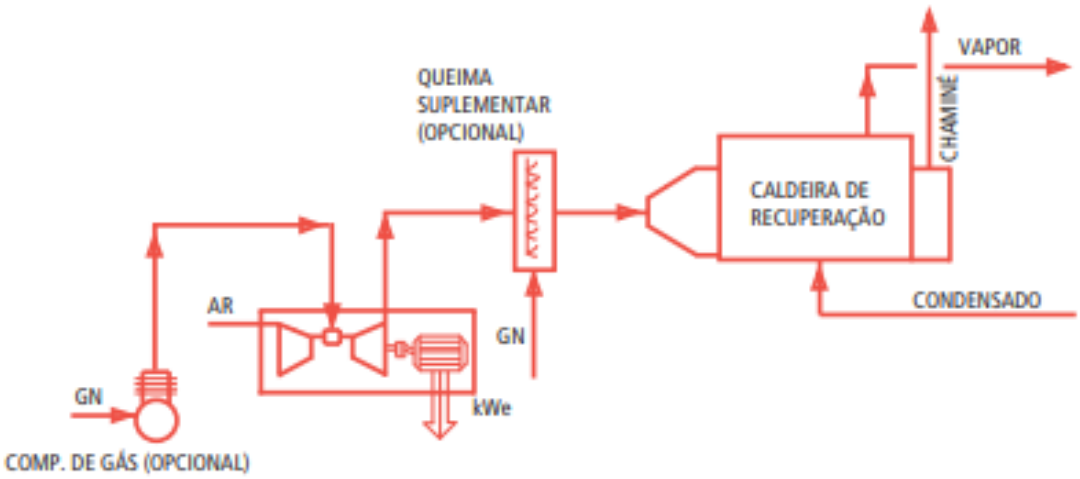


Figura 2.32: Configuração *topping* de processos de geração de energia. Fonte: GasNet (`www.gasnet.com.br`).

Na configuração *bottoming* (ver Figura 2.33), o sistema reaproveita os gases rejeitados provenientes de máquinas térmicas, forno ou reações químicas industriais diversas para um sistema de caldeiras recuperadoras para gerar vapor. Esse vapor é transmitido para um turbo gerador onde produzirá energia mecânica, sendo utilizado como fluido de acionamento. Abaixo um esquemático dessa configuração, reprato pelo ciclo Diesel padrão ar [72].

Para a produção de turbinas e motores a gás, a configuração mais utilizada é a *topping* devida sua flexibilidade de aplicação ser superior a outra configuração. A cogeração por *topping* tem uma forte penetração em atividades hospitais, hotéis, indústrias químicas e de serviço dada essa flexibilidade [73]. Ainda que com aplicabilidade em outros segmentos, ela não tem grande disponibilidade para operação para suprir a demanda proposta no trabalho e por isso não será alvo do estudo proposto.

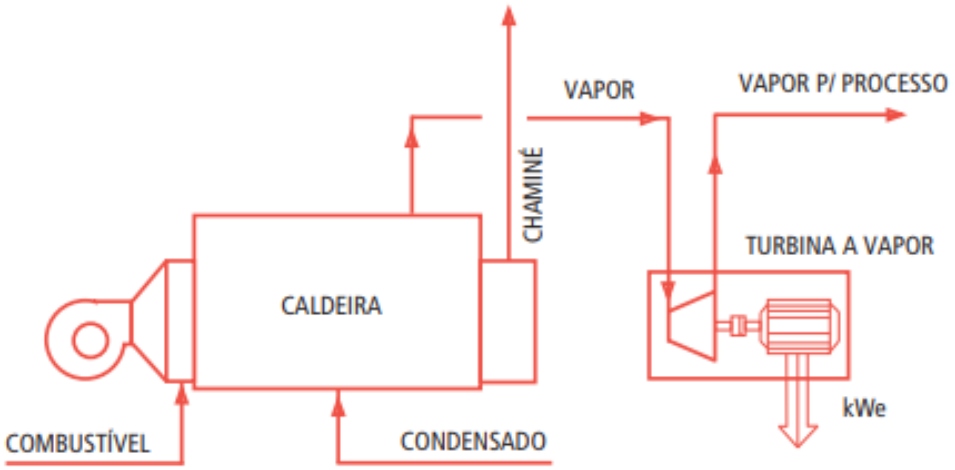


Figura 2.33: Configuração *bottoming* de processos de geração de energia. Fonte: GasNet (`www.gasnet.com.br`).

Ciclo a vapor com carvão natural

Para o processo de ciclo de vapor a carvão natural ele muito se assemelha ao ciclo a vapor com demais combustíveis — neste caso operando utilizando a queima do carvão natural como fonte de calor, o processo fundamental para seu funcionamento é o grupo de turbina-gerador. Uma central termelétrica de geração com ciclo a vapor opera através de uma turbina a vapor para produzir eletricidade. Sua eficiência está diretamente relacionada com a temperatura de operação, quanto maior temperatura, melhor será sua eficiência. O gás proveniente da queima do carvão chega à turbina a 1260 ^{o}C, dado que alguns materiais não suportam essa temperatura, um sistema de refrigeração se faz necessário em alguns componentes da turbina, limitando assim sua eficiência térmica [72].

A turbina a vapor extrai a energia térmica do vapor pressurizado e o converte para trabalho mecânico rotacional, sendo esse um processo isentrópico em teoria. Como nenhuma turbina consegue manter a entropia constante em todos os processos, por isso consideramos que essa eficiência isentrópica varia chegando a até 90%. Para aumentar a eficiência, as plantas geradoras de energia operam com diferentes tipos de turbina em série, sejam essas de impulso ou reação, chegando a propostas de instalação que ficam melhores do que motores a diesel [72].

As termelétricas a carvão operando a ciclo de vapor que estão atualmente em

processo de produção utilizam em sua maioria o ciclo Rankine, sendo elas de ciclo simples. Os projetos de implementação de novas unidades termelétricas a carvão, já optam pela ótica do ciclo combinado, onde a queima direta do combustível abastece energeticamente uma turbina a gás.

Motores de combustão interna

Motores de combustão interna são máquinas térmicas que convertem energia química proveniente de uma combustão de um combustível — entre alguns exemplos, temos o diesel e a gasolina, porém se estende a outros combustíveis— em energia mecânica. O processo de conversão da energia química, passa para uma produção de energia térmica que ocorre dentro do sistema mecânico do motor com a combustão da mistura ar combustível. Tendo os gases da combustão como fluido de trabalho, estes são responsáveis por realizar os processos internos como compressão, aumento de temperatura, expansão e exaustão do sistema [74].

Os motores de combustão interna podem ser divididos entre ciclo Otto, que funciona num modelo de aspiração da mistura ar combustível para uma câmara, que através de uma centelha inicia a combustão e os de Ciclo Diesel, que serão foco de exemplificação do nosso trabalho, uma vez que este tem uma maior aplicação em unidades geradoras de energia elétrica [75].

Motores Ciclo Diesel Os motores a ciclo Diesel são mais utilizados em centrais de porte, em unidade de potência de até 40 MW, geralmente para alimentação de sistemas isolados e são comumente utilizados em regiões afastadas onde não se tem outras fontes de geração de energia que comporte a demanda local, por exemplo, Rondônia e Amazônia [73].

Suas limitações estão mais voltadas com potência, como mencionado, ruído e vibrações, além dos altos custos de manutenção e do combustível. Como vantagem, tem a rápida ação de partida e entrada de carga e simplicidade de operação, gerando assim um fácil plano de manutenção. No Ciclo Diesel o processo de combustão ocorre da autoignição, sendo assim, quando o combustível entra em contato com o ar aquecido pela pressurização na câmara de combustão, ele realiza a queima química se tornando energia térmica [74]. Dada sua robustez, boa relação potência

e peso, os MCI são a tecnologia mais difundida dentre as máquinas térmicas. Suas aplicações vão desde propulsão para automóveis, navios e aeronaves até geração elétrica contínua.

Termelétricas a diesel no Brasil são majoritariamente formadas por unidades de suprimento isolado de energia com pequenos grupos geradores. Diferente das termelétricas a óleo diesel que atendem principalmente a demanda de ponta mais concentrada na região Sudeste. Seu funcionamento se dá através do ciclo Rankine. Quanto a geração elétrica, os motores diesel são competitivos devido à alta eficiência termodinâmica — chegando a valores próximos de 40% —, sendo utilizados em situações de parada e partida rápidas e fácil montagem [72].

Um ponto ao se utilizar de motores diesel e com relação a alta taxa de emissões de óxidos de nitrogênio e particulados em seus gases de exaustão. Com isso, emissões de CO e hidrocarbonetos podem ser desconsideradas, enquanto as de óxido de enxofre está diretamente ligada a fração de enxofre no combustível utilizado. Dada a crescente preocupação com relação as emissões de GEE os MCI são uma opção dada a baixa emissão específica destes tipos de poluentes, ainda mais quando combinados com estruturas de cogeração, minimizando ainda mais o problema [76].

Seu diagrama, representado na Figura 2.34, demonstra que, no ciclo diesel, a combustão é mais lenta que a de um motor a gasolina — tendo seu trabalho realizado nas etapas de transformação isobárica e adiabática.

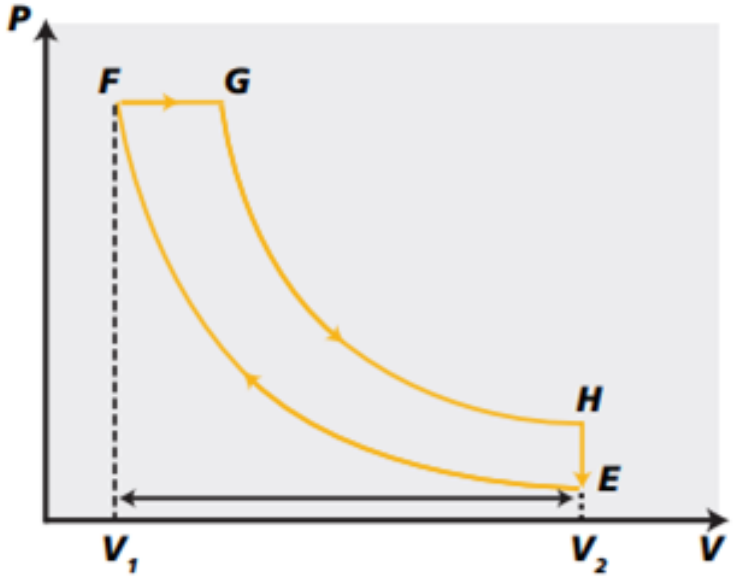


Figura 2.34: Diagrama de Ciclo Diesel. Fonte: EPE, 2007 [72].

Capítulo 3

Metodologia

As informações contidas nesse trabalho têm como fonte de pesquisa entidades públicas e privadas, nacionais e internacionais, do setor energético, reconhecidas pela qualidade de dados, tais como: Ministério de Minas e Energia (MME), International Energy Agency (IEA), Energy Information Administration (EIA), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre outros. O embasamento traz como obrigação a verossimilidade dos dados apresentados — garantindo assim, uma maior confiança nas informações de entrada para a solução proposta em custo, capacidade instalada e etc. Com isso, é possível chegar a cenários de longo prazo que trazem discussões sobre dilema energético e ambiental e questionamentos quanto a possíveis políticas públicas.

O trabalho foi desenhado para formular e avaliar estratégias para o fornecimento de energia através de tecnologias em termelétricas, em linha com restrições como emissões de GEE, limitações de investimento, disponibilidade e preço de combustíveis, entre outros fatores. Aspectos ambientais serão avaliados por meio das emissões de poluentes para diferentes tecnologias [55].

Através da análise das características operativas de usinas termelétricas a GN, resolver o paradigma energético nacional sobre a baixa confiabilidade no suprimento energético através de hidrelétricas, considerando a disponibilidade de GN no país, dentre possíveis fontes, descobrindo, assim, qual o modelo energético que melhor se encaixa dada as opções de tecnologias analisadas. As metodologias a serem descritas estão sendo utilizadas em diversas pesquisas desenvolvidas no Programa de Planejamento Energético (PPE) da COPPE-UFRJ [20].

3.1 Definição do combustível

Nesta seção, busca-se definir qual é o combustível que será utilizado para atender as futuras demandas em termelétricas. Como não é possível encontrar um único combustível que minimize os custos e o potencial de emissão simultaneamente, foi utilizado um critério por cenário proposto, descrito nos passos a seguir.

- Cada um dos parâmetros (Potencial de emissões e custo) foi atribuída uma nota de 0 a 1, onde 1 é o pior cenário possível;
- Para o outro cenário que não fosse o pior, a nota é um percentual do total (e.g., caso um parâmetro seja o dobro do outro, o pior dele será numerado como 1 e, o pior deles, como 0,5);
- Foram estipulados pesos para cada um dos parâmetros de acordo com a sensibilidade do aluno pesquisador referente ao impacto que ambos têm;
- Foi feita uma média ponderada onde os combustíveis com os menores valores ficariam em primeiro.

3.1.1 Índice de emissão por combustível

O objetivo desta seção é avaliar o potencial de emissões de gases que contribuem para o aquecimento global comparativamente entre os combustíveis propostos — carvão mineral, gás natural, óleo combustível e óleo diesel. Dado as problemáticas ambientais que envolvem a utilização de combustíveis poluentes e emissões de gases de efeito estufa, é levado em consideração a relação do combustível e suas emissões para a expansão da geração termelétrica. Um hidrocarboneto, quando liberado pela combustão, emite um montante de dióxido de carbono para um determinado calor produzido.

Como uma das principais características para definição do combustível, as emissões são fator crítico da escolha da composição ótima. Uma vez que temos políticas cada mais voltadas para o *net-zero*, se buscam novas opções mais sustentáveis. De acordo com OLIVEIRA (2011) [77], o cálculo de emissões de poluentes a partir dos diferentes combustíveis pode ser realizado através do índice de emissões

de gases de efeito estufa. A Tabela 3.1 mostra os fatores de emissão de dióxido de carbono de acordo com o combustível empregado para geração termelétrica.

Tabela 3.1: Índice de emissão de CO_2 por combustível. Fonte: Elaboração própria baseado em EPE, 2022 [78].

Combustível	Emissões (g CO_2/kWh)	Emissões (g CO_2/MJ)
Carvão	345,96	96,1
Gás Natural	201,96	56,1
Oòleo Combustível	278,64	77,4
Óleo Diesel	266,76	74,1

A partir desses dados, pode-se calcular a emissão do poluente em t/ano (ver Equação 3.1),

$$E_{\text{poluente}} = \frac{C_{\text{combustível}} \times PCI_{\text{combustível}} \times E_{\text{gás}}}{10^9}, \tag{3.1}$$

onde E_{poluente} é o total de emissões do poluente [MMt/ano], $C_{\text{combustível}}$ é o consumo anual de combustível [L/ano], $PCI_{\text{combustível}}$ é o poder calorífico inferior do combustível [MJ/m^3] e $E_{\text{gás}}$ é o índice de emissões de dióxido de carbono. O consumo dos combustíveis será considerado o necessário para produzir uma mesma demanda energética, mesmo para fins comparativos, entre as opções. Para isso, utilizaremos o fator de conversão para uma unidade a carvão, óleo diesel e combustível com eficiência de 30%, a gás com eficiência de 40% e a óleo combustível e diesel, assim representando a relação entre a energia útil gerada e a energia total contida no combustível (ver Tabela 3.2). O poder calorífico pode ser encontrado na Tabela 3.3.

Tabela 3.2: Fator de conversão por combustível. Fonte: Elaboração própria, baseado em Zhang, 2020; Mokhatab, 2013 [79] [80].

Combustível	Fator de conversão
Carvão	0,646
Gás Natural	0,880
Óleo Combustível	0,957
Óleo Diesel	0,848

Tabela 3.3: Poder calorífico inferio por combustível. Fonte: Elaboração própria, baseado ANP, 2020 [81].

Combustível	Poder calorífico inferior em MJ/m^3	Poder calorífico inferior em kcal/kg
Carvão	16,73	5.000
Gás Natural	27,26	$8.800*10^3$
Óleo Combustível	40,15	9.590
Óleo Diesel	35,52	10.100

3.1.2 Custo Variável Unitário (CVU)

Outro fator utilizado para a escolha do combustível é relacionado ao seu CVU. O Custo Variável Unitário é um indicador utilizado na análise econômica de fontes de energia. Ele representa o valor incremental necessário para produzir uma unidade adicional de energia por uma determinada usina ou fonte de geração e é influenciado por diversos fatores. Entre eles, destacam-se o custo dos combustíveis utilizados, a eficiência do processo de geração, os custos operacionais e de manutenção, além de fatores externos como o preço de mercado dos combustíveis e as condições de oferta e demanda [20].

No trabalho em questão, optou-se por escolher a maior faixa de CVU, definida pelo estudo realizado por ONS (2022), para análise devido à disponibilidade de geração térmica que essa faixa representa. Essa escolha foi baseada na premissa de que fontes de energia com faixas de CVU maiores possuem, geralmente, uma capacidade de geração térmica mais elevada. No entanto, é importante ressaltar que essa decisão deve ser avaliada considerando o contexto específico do sistema energético em questão. Aspectos como a confiabilidade do suprimento energético, a sustentabilidade ambiental e a diversificação da matriz energética também desempenham um papel crucial na seleção das fontes energéticas mais adequadas. Portanto, uma abordagem equilibrada e integrada é fundamental para tomar decisões bem fundamentadas, considerando não apenas o CVU, mas também outros fatores relevantes para a eficiência e sustentabilidade do sistema energético [20] (ver Figura 3.1).

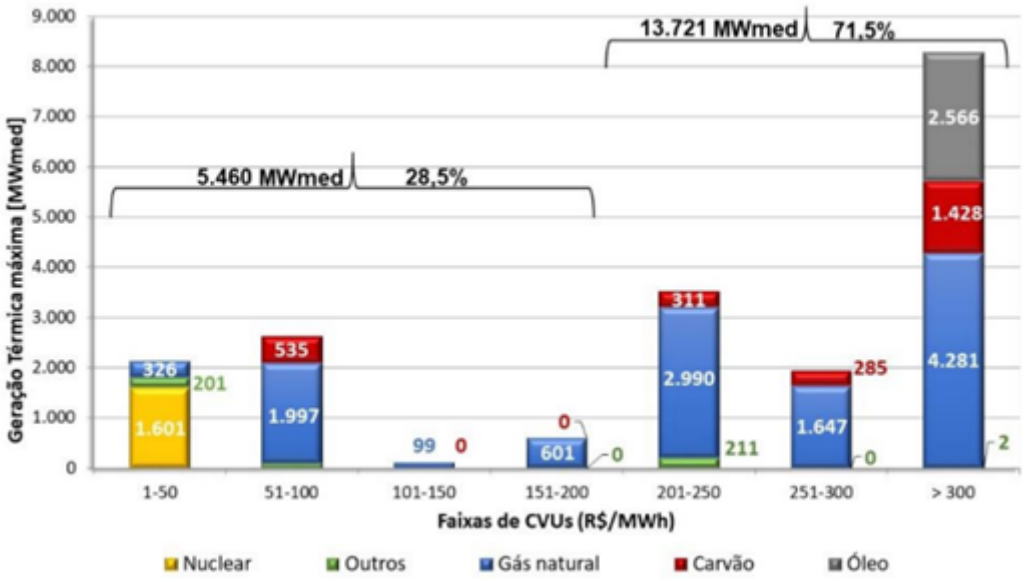


Figura 3.1: Geração térmica máxima versus CVU. Fonte: ONS, 2022 [82].

3.2 Demanda de gás natural

A respeito da demanda de gás natural as projeções foram extraídas do estudo "Demanda de gás natural nos mercados nacional e internacional: Horizonte 2020-2030" elaborado pela EPE de 2020 [83]. Estima-se, no presente estudo, que a demanda por gás natural no setor elétrico brasileiro crescerá a uma taxa de 6,8% ao ano até 2030 — acompanhando a tendência mundial de demanda geral por GN (ver Figura 3.2).

O cenário para as Usinas Termelétricas a Gás Natural também é favorável no que diz respeito a crescente nas projeções futuras, mostrando, então, a importância no longo prazo que as UTE a GN terão (ver Figura 3.3).

Para a demanda do gás natural, utilizaremos os dados do estudo proposto por Empresa de Pesquisa Energética de 2020, descrito na Figura 3.3, onde podemos notar que, para consumo em termelétricas, mostram que, para o Brasil, até 2030, teremos um aumento de aproximadamente 60% acumulados — chegando a 115 milhões de m^3 por dia. Com isso, a taxa anual de crescimento de demanda de GN, acompanhando as projeções globais do uso de GN, será de 6,55%.

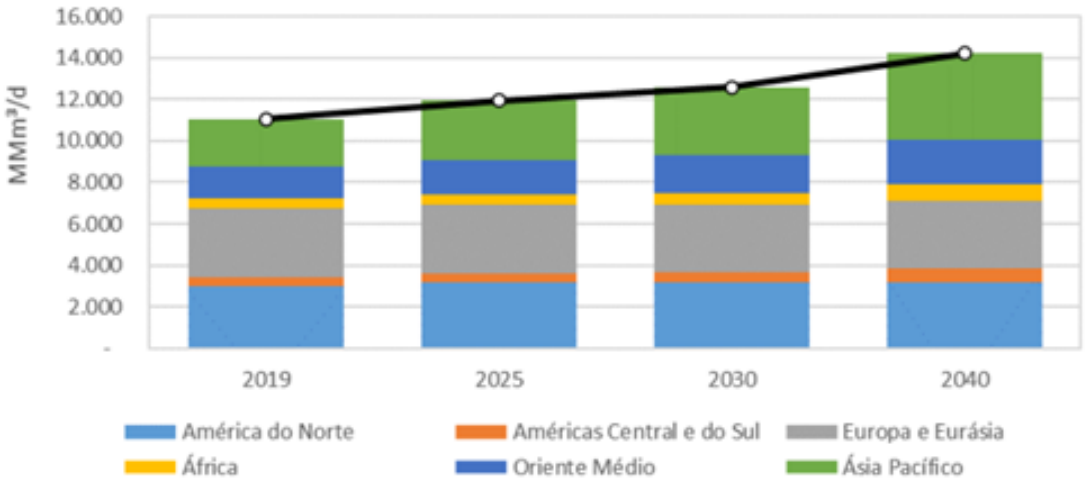


Figura 3.2: Projeção de demanda por gás natural no mundo. Fonte: EPE, 2020 [83].

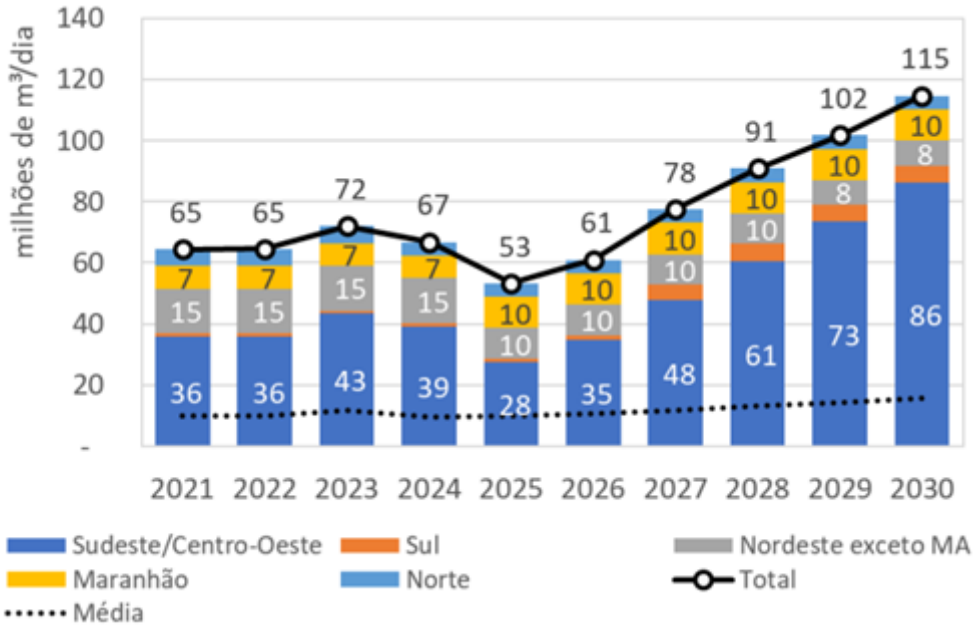


Figura 3.3: Projeção de demanda por gás natural para UTEs. Fonte: EPE, 2020 [83].

3.3 Oferta de Gás Natural

Para a oferta do GN, é preciso entender se existirá oferta no mercado para as projeções do estudo. Para isso, levamos em consideração a oferta de matéria prima de maneira nacional e importada através de estudo realizado pelo Ministério de Minas e Energia em 2021 [64]. No horizonte até 2050, teremos um crescimento da

oferta nacional a uma taxa de 3,05% ao ano, muito baseada nas reservas provadas e capacidade de nacional de produção de GN. Quanto à parcela referente a oferta internacional, teremos um crescimento entre os períodos de 2040 e 2050, a uma taxa de 1,37% ao ano.

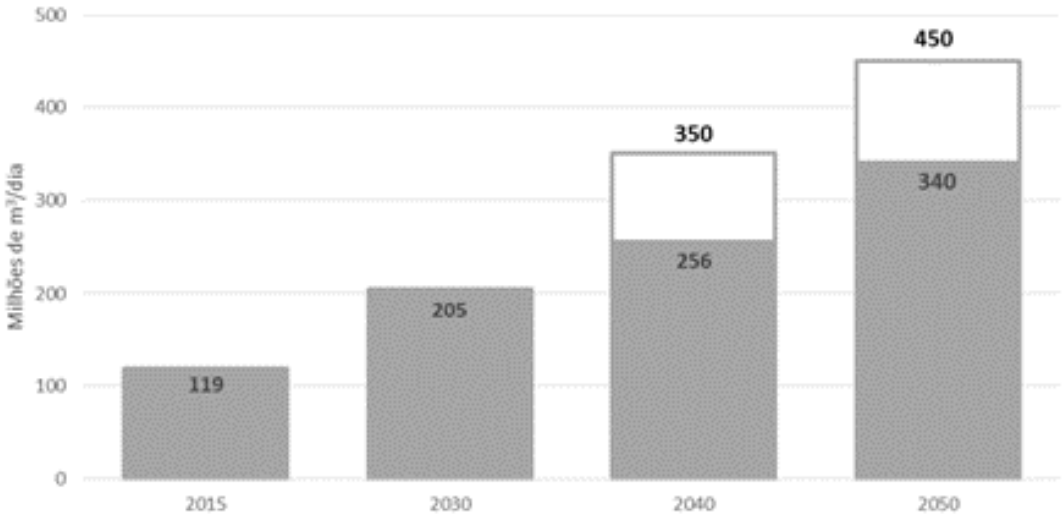


Figura 3.4: Oferta de gás natural nacional e importado no Brasil. Fonte: MME, 2020 [11].

Dadas as informações, o estudo pretende se basear nos dados de crescimento da oferta nacional para projetar futuramente. Ao entender que existe uma disponibilidade de importação superior a projetada, será considerado como parcela internacional da oferta, toda a parcela da demanda que não for suprida nacionalmente.

3.4 Estudo do Carvão Mineral

O cenário para o carvão anda na direção contrária da utilização do Gás Natural , uma vez que se estima, para 2045, uma saída quase completa das instalações de UTE a carvão da capacidade de geração de eletricidade sem sistema de captura de carbono, e estagnando no mesmo período a produção de unidades com captura de carbono —- com uma redução anual de 6,2% (ver Figura 3.5).

Para a abordagem que se utiliza do carvão mineral como combustível para geração de eletricidade, notamos que existe um decréscimo de seu uso no tempo. Sua utilização ainda é significativa até 2070, dado atual capacidade instalada existente.

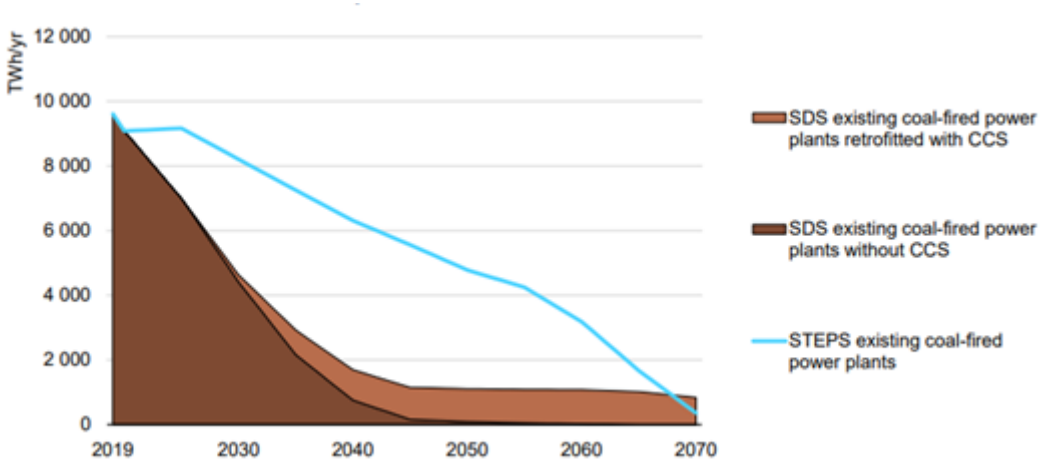


Figura 3.5: Eletricidade gerada a carvão, cenários 2019-2070. A curva azul representa termelétricas a carvão existentes, a área marrom clara representa plantas termelétricas a carvão com CCS e a área marrom escura representa plantas termelétricas a carvão sem CCS . Fonte: IEA, 2020 [84].

Com as instalações já existentes e uma matéria prima de baixo custo, sua tecnologia é amplamente utilizada para a flexibilização energética. Para o estudo, utilizaremos a capacidade instalada do carvão como dado de entrada para as projeções (ver Tabela 3.4).

Tabela 3.4: Capacidade instalada de UTE a carvão no Brasil em 2022. Fonte: Elaboração própria baseado em ANEEL, 2022 [65].

	Em operação	
Região	No de Usinas	Capacidade (MW)
Sudeste e Centro-Oeste	1	0,001
Sul	7	1,46
Nordeste	2	0,435
Norte	4	1,521
Total	13	3,416

3.5 Definição das tecnologias utilizadas

Desta forma, para avaliar o papel de cada tecnologia no contexto nacional é necessária uma avaliação da aplicabilidade de cada uma, pois apenas com tecnologias avançadas e muito bem integradas conseguimos tornar um projeto híbrido economicamente viável [85]. Os critérios utilizados para determinar quais tecnologias em termelétricas melhor suprem as demandas energéticas futuras serão descritas nesta seção.

Para a avaliação das tecnologias a serem utilizadas para o desenvolvimento da pesquisa, serão realizadas as mesmas avaliações com os mesmos critérios de pontuação e ponderação dos pontos abordados na Seção 3.1. Aqui será levado em conta o tempo de acionamento da tecnologia e sua eficiência energética.

Rampa de carga

Um parâmetro analisado é com relação as diferentes velocidades de partida. Esse fator é fundamental porque caso seja necessário suprir uma demanda de ponta, o acionamento dela deve ser praticamente instantâneo, enquanto para produções mais perenes e constantes, não existe tanto essa demanda. A Figura 3.6 apresenta a classificação de algumas tecnologias quanto ao seu tempo de partida, demonstrado através da rampa de carga.

A rampa de carga é uma medida que indica o tempo necessário para que uma usina ou uma determinada tecnologia atinja sua carga máxima, ou seja, a capacidade máxima de geração de energia. É o tempo que leva desde o momento em que a usina é iniciada até o momento em que atinge sua capacidade máxima de produção.

Pela análise da Figura 3.6, é possível notar uma discrepância entre o tempo de resposta ao acionamento dentre as tecnologias termelétricas. Em contraste os motores de combustão interna — geralmente alimentados por óleo diesel ou combustível — e o ciclo a vapor com carvão natural. Na segunda posição dos mais ágeis, temos as turbinas a gás aeroderivadas, que tem uma boa relação peso/espaço, sendo comumente recomendadas para funcionamentos em períodos de tempo pré-determinados. Em terceiro lugar, as turbinas industriais, que ainda falando de turbinas, contrastam com as aeroderivadas por serem mais robustas, e consequentemente um elevado tempo de autonomia, geralmente recomendadas para longas exposições de operação,

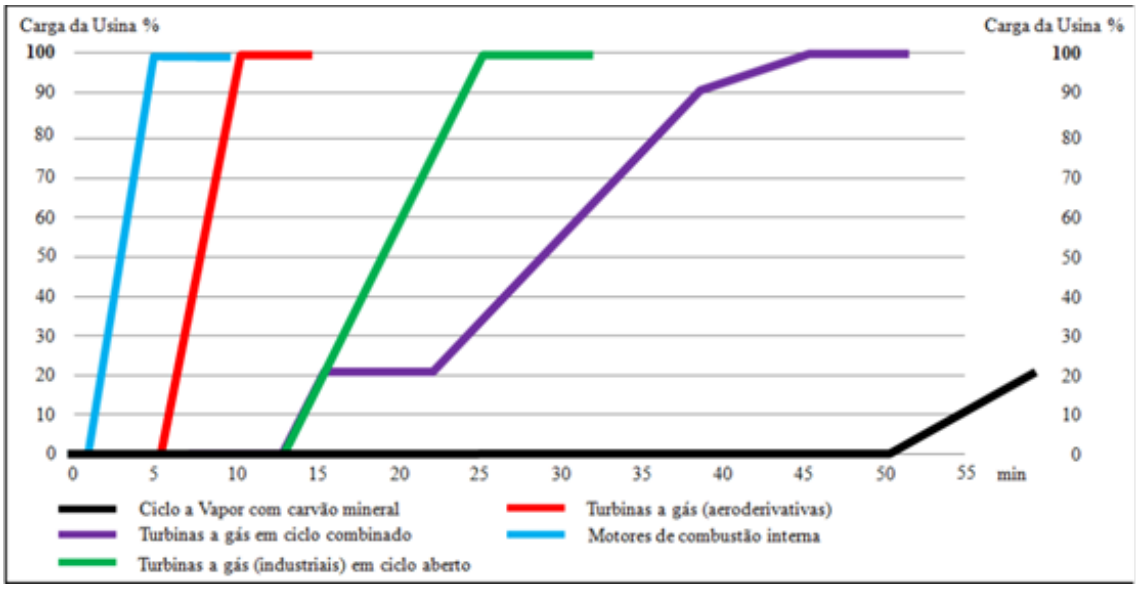


Figura 3.6: Tempo de partida por tecnologia. Fonte: CAVADOS, 2015 [86].

com a flexibilidade de operar tanto em ciclo aberto quanto combinado – essa escolha altera as rampas de carga, dado que o acionamento de um segundo sistema, torna o processo mais demorado [86].

As usinas a carvão, para efeito comparativo, não desempenham um papel de rápido acionamento, então para essa parcela da produção, elas não serão levadas em consideração. O mesmo resultado é esperado para o uso de biomassa.

Vale ressaltar que a expansão da demanda leva em conta a capacidade de atendimento da demanda a todo instante, tendo que ser o modelo proposto flexível a ponto de atender variações de oferta e demanda. Por isso, utilizaremos o mesmo percentual que hoje é atendido por tecnologias de rápido acionamento para as projeções futuras, entendendo que parte da demanda é de pico e precisa ser suprida de maneira mais ágil.

Capacidade instalada

Outro critério está ligado a capacidade instalada já operantes e em construção, projetos de longo prazo precisam levar em consideração o cenário atual. Para expor sua atual capacidade instalada, os dados propostos na análise foram extraídos através da Agência Nacional de Energia Elétrica com dados atualizados para 2022, trazendo os resultados das Tabelas 3.5 e 3.6. Estes dados foram utilizados como parâmetro de entrada para realizar as projeções futuras da capacidade instalada.

Hoje no Brasil existe uma capacidade instaladas majoritariamente de termelétricas a gás de ciclo aberto e combinado. Este percentual do total será utilizado como parâmetro de base em questões de capacidade referente a diferenciação de tecnologias de ciclo simples e combinado.

Tabela 3.5: Capacidade instalada de UTE a gás natural no Brasil em 2022. Fonte: Elaboração própria, baseado em ANEEL, 2022.

	Em operação		Em construção		Construção não iniciada	
Região	No de Usinas	Capacidade (MW)	No de Usinas	Capacidade (MW)	No de Usinas	Capacidade (MW)
Sudeste e Centro-Oeste	109	9,853	7	2,849	0	0
Sul	16	1,421	1	0,1	1	0,028
Nordeste	37	4,989	3	0,103	2	1,577
Norte	16	1,554	0	0	7	0,91
Total	178	17,817	11	3,052	10	2,515

Tabela 3.6: Tipos de UTE a GN operando no Brasil em 2015. Fonte: Elaboração própria, baseado em EPE, 2016 [13].

Região	Ciclo aberto (MW)	Ciclo Combinado (MW)
Sudeste e Centro-Oeste	1,98	0,227
Sul	-	1,373
Nordeste	1,281	0,88
Norte	1,138	0,519
Total	4,399	2,999

Levar em consideração as capacidades instaladas já existentes das tecnologias de maior participação, auxilia que a proposta consiga baratear o suprimento da demanda principalmente de curto prazo, a entender que já existem estruturas que suportam a mesma —- seu decréscimo será considerado como as projeções de mercado para as mesmas tecnologias.

Eficiência do ciclo

Quando queremos comparar duas tecnologias de geração energética, um critério comum de ser utilizado é referente a eficiência energética. Ao converter energia primária em secundária, é importante entender a eficiência que esse processo terá, pois ele influencia diretamente na configuração do cenário proposto.

Para fazer uma análise energética e identificar perdas em um ciclo a vapor com carvão natural, é necessário considerar os principais componentes do ciclo e os processos envolvidos. No levantamento de dados e medições com informações sobre a entrada e saída de energia em cada etapa do ciclo. Isso pode incluir medições de temperatura, pressão, vazão de massa, consumo de combustível, potência gerada pela turbina, entre outros.

Próxima etapa é o cálculo das energias envolvidas em cada etapa do processo. Em seguida realizar o balanço energético, considerando a energia de entrada e a energia de saída em cada etapa do ciclo. Verifique se a energia de entrada é igual à energia de saída, de acordo com o princípio da conservação de energia. Se houver uma diferença, essa diferença representa as perdas de energia no sistema. E por fim a identificação das perdas no sistema. Isso pode incluir perdas de calor na caldeira devido à combustão incompleta, perdas devido a atrito nas turbinas e bombas, perdas de calor no condensador devido a diferenças de temperatura, entre outras.

Para a eficiência dos ciclos utilizados no estudo que serão utilizados como comparativo da referência teórica, foram levados em consideração o resultados encontrados no estudo "Modelagem e estudo de rendimento termodinâmico de ciclos combinados de geração termelétrica"[87]. Para os demais ciclos, serão levados em consideração os dados do "The National Academies"[88]. Vale ressaltar que para os motores de combustão interna, foram levados em consideração os de alta rotação, comumente utilizados para permitir uma maior taxa de geração de energia[42].

As configurações foram obtidos dados operacionais práticos da turbina GE MS7001FA, que é utilizada em uma usina termelétrica localizada em Canoas, Rio Grande do Sul (RS), e opera em ciclo aberto. Na usina, existe um sistema de registro de informações operacionais que também realiza a transmissão desses dados para um servidor. A capacidade declarada da usina é de 160 MW.

Equações termodinâmicas O rendimento adiabático de um compressor indica a diferença entre o seu comportamento real e o comportamento ideal isentrópico. Ele é calculado pela relação entre o trabalho específico isentrópico (W_s) e o trabalho específico real (W_r) exigido pelo compressor, conforme expresso na Equação 3.2,

$$\eta_{\text{comp}} = \frac{\dot{w}_s}{\dot{w}_r} = \frac{h_1 - h_{2s}}{h_1 - h_{2r}}. \tag{3.2}$$

A Equação 3.2 considera as entalpias específicas do ar na entrada (h_1), na descarga real do compressor (h_{2r}) e na descarga isentrópica do compressor (h_{2s}). Esses valores são obtidos a partir da aplicação da hipótese do ar padrão e da utilização da tabela de propriedades termodinâmicas do gás perfeito do ar. A interpolação é realizada entre os valores mais próximos encontrados na tabela, sempre que necessário.

O rendimento adiabático da turbina é afetado pelas irreversibilidades do processo real, resultando em um trabalho específico realizado real ($\dot{w}_r$) menor do que o trabalho específico isentrópico ($\dot{w}_s$),

$$\eta_{\text{turb}} = \frac{\dot{w}_s}{\dot{w}_r} = \frac{h_3 - h_{4r}}{h_3 - h_{4s}}. \tag{3.3}$$

O rendimento adiabático da turbina é determinado pela diferença entre a entalpia específica do gás de combustão na entrada da turbina (h_3) e a entalpia específica real do gás no exausto da turbina (h_{4r}), em relação à entalpia específica isentrópica na descarga da turbina (h_{4s}).

O rendimento termodinâmico do ciclo Brayton é definido pela Equação 3.4,

$$\eta_T = \frac{\dot{w}_{\text{liq}}}{q_{\text{adm}}} = \frac{\dot{w}_{\text{turb}} - \dot{w}_{\text{comp}}}{h_3 - h_{2r}}, \tag{3.4}$$

onde q é o calor adicionado.

Os trabalhos gerados pela turbina e consumidos pelo compressor são, respectivamente, apresentados pelas Equações 3.5 e 3.6:

$$\dot{w}_{\text{turb}} = h_3 - h_{4r} = h_3 - h_{4s} \times \eta_{\text{turb}} \tag{3.5}$$

$$\dot{w}_{\text{comp}} = h_1 - h_{2r} = h_1 - h_{2s} \times \eta_{\text{comp}}. \tag{3.6}$$

As entalpias h_1, h_2, h_3 e h_4 correspondem, respectivamente, às entalpias específicas na entrada do compressor, na saída do compressor, na entrada da turbina e na saída da turbina, em kJ/kg. Os índices r e s indicam as condições real e isentrópica, respectivamente.

O rendimento global η_G do sistema é obtido ao comparar a energia líquida nos terminais do gerador com a energia total fornecida pelo combustível, conforme expresso na Equação 3.7,

$$\eta_G = \frac{P_{\text{gerada}}}{\dot{m}_c \times \text{PCI}}, \tag{3.7}$$

onde P_{gerada} representa a potência gerada pelo sistema em kW, $\dot{m}_c$ é a vazão mássica em kg/s, e PCI é o Poder Calorífico Inferior do combustível em kJ/kg.

Para o estudo levaremos em consideração as eficiências das tecnologias descritas na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Eficiência energética por tipo de tecnologia. Fonte: Elaboração própria baseado em The National Academies [88]; Uberti & Indrusiak 2015 [87].

Tecnologia	Eficiência Energética
Ciclo a vapor com carvão mineral	0,330
Turbina a gás ciclo simples (Brayton)	0,375
Turbina a gás ciclo simples (Rankine)	0,379
Turbina a gás ciclo combinado	0,574
Turbina a gás aeroderivativas	0,320
Motor de combustão interna de alta rotação	0,300

3.6 Custos de Instalação, Operação e Manutenção

Após a análise dos parâmetros técnicos de oferta, demanda, combustível e tecnologias escolhidas, será feita uma análise econômica na qual é fundamental que os custos de produção sejam bem definidos, pois estes influenciam diretamente na perpetuidade e implementação das tecnologias propostas. Por isso foram levados em

consideração o *Capital Expenditure* (CAPEX), no qual avalia o custo para instalação do projeto e *Operational Expenditure* (OPEX) fixo e variável, representando os custos de operação e manutenção —- podem ser fixos e variáveis pois podemos destacar a manutenção e desgaste de materiais que variam de acordo com a operação. Dentre os resultados, foi possível desenvolver a Tabela 3.8.

Tabela 3.8: CAPEX e OPEX para diferentes tecnologias. Fonte: Elaboração própria, baseado em IEA, 2019 [89].

*TGCS = Turbina a Gás de Ciclo Simples

**TGCC = Turbina a Gás de Ciclo Combinado

***$ = Dólares

Tecnologia	CAPEX ($***/kW-ano)	OPEX fixo ($/kW-ano)	OPEX variável ($/MW-ano)
UTE a Carvão	17,16	36,81	1,78
UTE com TGCS*	15,76	13,08	3,91
UTE com TGCC**	6,9	5,33	5,13

Esses valores são representações fixas dos custos de instalação e operação dentre as tecnologias propostas, porém no tempo temos um acréscimo médio de 0,5% ao ano no CAPEX para usinas termelétricas a carvão enquanto existe um decréscimo de 0,5% de CAPEX ao ano para UTE a GN. Para representar esse valor foi utilizado o custo nivelado de eletricidade (LCOE) —- metodologia mais adequada utilizada para avaliação e comparação da competitividade econômica de diferentes tecnologias de geração [89],[90].

Com esses valores, podemos agora multiplicar pelos parâmetros de capacidade instalada projetada para os respectivos anos pelos CAPEX e OPEX de cada uma das tecnologias para chegar no valor em milhões de dólares por ano. Vale ressaltar que esse custo é calculado de maneira ponderada, cada tecnologia tem uma representação do total da demanda e é levado em consideração a eficiência energética de cada tecnologia. Esse cálculo é explicitado pelas Equações 3.8, 3.9 e 3.10,

$$C_{\text{CAPEX}} = C_{\text{CAPEX kw}} \times CI_{\text{tecnologia}} \times \epsilon_{\text{tecnologia}}, \tag{3.8}$$

$$C_{\text{OPEX fixo}} = C_{\text{OPEX kw fixo}} \times CI_{\text{tecnologia}} \times \epsilon_{\text{tecnologia}}, \tag{3.9}$$

$$C_{\text{OPEX variável}} = C_{\text{OPEX kw variável}} \times CI_{\text{tecnologia}} \times \epsilon_{\text{tecnologia}} \times \frac{8760}{1000}, \tag{3.10}$$

onde C_{CAPEX}, $C_{\text{OPEX fixo}}$, e $C_{\text{OPEX variável}}$ são, respectivamente, o custo CAPEX anual [MMUS$/ano], custo OPEX fixo anual [MMUS$/ano] e custo OPEX variável [MMUS$/ano]. $C_{\text{CAPEX kw}}$, $C_{\text{OPEX kw fixo}}$ e $C_{\text{OPEX kw variável}}$ são os custos por kW-ano CAPEX, custo por kW-ano OPEX fixo e custo por MW-hora OPEX variável. $CI_{\text{tecnologia}}$ é a capacidade instalada da tecnologia [MW], e $\epsilon_{\text{tecnologia}}$ é referente a eficiência da tecnologia.

É importante ressaltar que os valores de combustível a serem utilizados nas plantas não foram levados em consideração para o cálculo do OPEX apresentado. Para o gás natural foi utilizado o preço de referência, estimado com base nas cotações médias históricas de janeiro/2011 a dezembro/2020 da Platts (Fonte: Platts; código AAOVQ00) e do Banco Mundial, bem como na projeção para os anos de 2021 a 2030 do preço spot do gás natural liquefeito (GNL) no Japão, segundo o Banco Mundial. Este valor poderá ser utilizado para gás natural regaseificado. Para custo em comparação com 2018, tivemos um aumento do custo do gás natural em 5,0% ao ano e de 0,2% ao ano para o carvão [16],[78],[90]. Com esses valores, podemos multiplicar a quantidade de BTU produzidos por cada uma das tecnologias, respeitar as projeções de crescimento do custo do combustível e projetar o impacto financeiro que os combustíveis tiveram no estudo (ver Equações 3.11 e 3.13).

Tabela 3.9: Custo do combustível em $/MMBTU. Fonte: Elaboração própria, baseado em EPE, 2018 [16]; EPE, 2022 [78]; STATISTA, 2022 [90].

*$ = Dólares

Combustível	Custo do combustível ($/MMBTU)
Carvão	2,08
Gás Natural	8,20

$$CO_{\text{combustível}} = C_{\text{combustível}} \times Q_{\text{kWh}}, \tag{3.11}$$

$$C_{\text{combustível}}\left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}}\right] = C_{\text{combustível}}\left[\frac{\text{US\$}}{\text{MMBTU}}\right] \times 2,93071 \times 10^{6}, \tag{3.12}$$

onde, $CO_{\text{combustível}}$ é o custo operacional do combustível, $C_{\text{combustível}}$ é o custo do combustível em US$/kWh e Q_{kWh} é a quantidade em kWh a ser utilizada. Além

desta multiplicação, utilizaremos o fator de conversão de BTU para kWh, por se tratar da unidade de medida adotada nos cálculos da pesquisa.

Para estar alinhado com as projeções de baixa emissão para 2050, controlar as emissões é um fator crítico de sucesso para projetar projetos energéticos, e por isso é necessário que se precifique as emissões com o objetivo de penalizar a tecnologia que mais agrava o problema do aquecimento global. O estudo realizado demonstra por O Grantham Institute da London School of Economics (LSE) [91] e o IPCC (IPCC SR 15) [92] traz os cenários de aquecimento global de 1,5º e 2 º para os anos de 2030 e 2050. Para um crescimento médio constante no estudo do LSE, é levado em consideração um acréscimo anual de 4,3%.

Tabela 3.10: Precificação de carbono nos cenários de aquecimento global, 2030-2050. Fonte: LSE 2021; IPCC 2021[91][92].

Cenário 1,5°C	2030	2050
IPCC SR15	135-6.050 USD/tCO_2e	245-14.300 USD/tCO_2e
LSE	100-185 USD/tCO_2e	220-430 USD/tCO_2e
Cenário 2,0°C	2030	2050
IPCC SR15	15-2.200 USD/tCO_2e	45-1.050 USD/tCO_2e
LSE	40-80 USD/tCO_2e	100-250 USD/tCO_2e

A precificação do carbono emitido dentro das tecnologias foi calculada baseada neste estudo, multiplicando a quantidade em gCO_2 emitidos para suprir as demandas calculadas na Seção 3.1.1 pelo seu custo por emissão —- houve uma correção para se adequar as unidades de medida (ver Equação 3.13),

$$CE = E_{\text{poluente}} \times C_{\text{tCO2}}, \tag{3.13}$$

onde, CE é o custo por emissão, E_{poluente} é o índice de emissão por combustível e C_{tCO2} é o custo por tonelada de CO_2 emitido, retirada da pesquisa *"Carbon price: Dear gree- nhouse gases"* da LSE [91].

Capítulo 4

Resultados e Discussões

4.1 Análise das emissões

As emissões são cada vez mais foco em estudos e projeções do mercado energético, pois as pautas ambientais precificam a emissão de carbono como forma de punir entidades poluidoras. Para o estudo proposto, foi quantificado e comparado o índice de emissões dentre os diversos combustíveis através dos cálculos propostos na metodologia. Para o consumo anual em litros, o resultado pode ser encontrado na Tabela 4.1, proveniente dos cálculos realizados demonstrados na metodologia, seus valores aparecem com a mesma unidade devido ao fator de conversão, possibilitando assim sua comparação direta. Com isso, os resultados de emissões podem ser vistos na Tabela 4.2.

Tabela 4.1: Emissões de CO_2 por combustível. Fonte: Elaboração própria baseado em ANP 2020 [81]

Combustível	Consumo de combustível [MM L/ano]
Carvão	39,423
Gás Natural	23,725
Óleo Combustível	28,180
Óleo Diesel	30,372

Isso mostra que proporcionalmente, para a mesma quantidade de MW gerado, o gás natural é o que apresenta o melhor resultado em questões de emissão. O carvão o contrapõe sendo a opção mais poluente chegando a aproximadamente 138% a mais

Tabela 4.2: Emissões de CO_2 por combustível. Fonte: Elaboração própria.

Combustível	Emissões de CO_2 [MMt/ano]
Carvão	98,22
Gás Natural	41,23
Óleo Combustível	91,51
Óleo Diesel	95,52

de emissão de CO_2. Os óleos combustível e diesel são parâmetros intermediários, mas que ainda sim se distanciam do GN, sendo essa considerada a escolha mais sustentável.

4.2 Combustível utilizado

Tendo definidos os critérios de emissão e de custo, é levado em consideração a metodologia proposta para avaliar dentre as opções, qual o melhor combustível, ao qual iremos prosseguir com as análises do trabalho.

Como pode ser visto na Tabela 4.3, o carvão mineral, ainda que apareça como a melhor opção, se mostra de maneira fundamental para a projeção de um SIN com confiabilidade, devido ao seu baixo custo de matéria prima. Ponderando as emissões com peso 3, é notório que o gás natural se demonstra como um combustível promissor para ser utilizado na análise.

Tabela 4.3: Avaliação dos combustíveis. Fonte: Elaboração própria.

	Avaliação		
Combustível de geração termelétrica	Emissão de CO2 (x3)	Custo (x1)	Média
Carvão Mineral	1	0,1	0,775
Gás Natural	0,42	1	0,565
Óleo Combustível	0,93	0,86	0,913
Óleo Diesel	0,97	0,86	0,943

4.3 Análise da demanda e oferta de gás natural

Depois de utilizar as projeções para definir a demanda futura necessária, foi necessário realizar o cálculo para definir a oferta. Como vimos no estudo, a oferta nacional tende a suprir grande parte da quantidade. Podendo assim comparar e saber se existe mesmo uma capacidade nacional —- ainda que utilizando-se da importação —- de suprir as demandas crescentes. Como existe um controle mais restrito dentro do que podemos produzir nacionalmente, devido a longevidade da produção, tem como principal objetivo medir o acréscimo real da necessidade de importação do gás.

Como resultado, fica evidente que existe uma necessidade de suprimento da demanda através da oferta e disponibilidade internacional, e que esse valor numericamente cresce junto com o crescimento da demanda (ver Figura 4.1 e Tabela 4.4). Porém, em questões relativas a proporcionalidade, esse valor é inferior ao demonstrado nas projeções. Isso ocorre, uma vez que, atualmente cerca de 25% da oferta é importada, e no cenário proposto pela pesquisa, existe um pequeno decréscimo, chegando a 20,5%. Ainda assim, o resultado traz a confirmação da possibilidade de aumentar o consumo de gás natural com a finalidade de suprir uma demanda energética com termelétricas a gás natural.

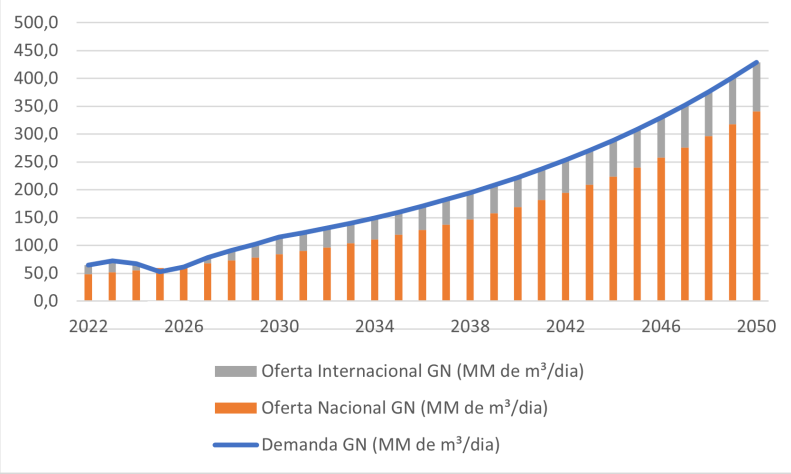


Figura 4.1: Oferta Nacional e Internacional de GN x Demanda de GN – 2050. Os valores estão em MM de m^3/dia. Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.4: Oferta nacional e internacional de GN x Demanda de GN - 2050. Os valores estão em MM de m^3/dia. Fonte: Elaboração própria.

	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda GN	65	115	159,8	222	308,5	428,7
Oferta Nacional GN	48	84	119,2	169,2	240,1	340,7
Oferta Internacional GN	17	31	40,6	52,8	68,4	88

4.4 Análise energética

Os rendimentos termodinâmicos e globais individuais de cada ciclo e do ciclo combinado são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Rendimentos dos Ciclos. Fonte: Elaboração própria, baseado em Uberti & Indrusiak 2015 [87]. Fonte: Elaboração própria.

Rendimentos (%)	OCTE	GN
Termodinâmico Brayton	37,07	37,45
Termodinâmico Rankine	37,84	37,84
Termodinâmico c combinado	55,5	57,44

Os resultados obtidos indicam, de forma geral, que os ciclos termodinâmicos Brayton apresentam eficiência inferior aos ciclos Rankine quando o Gás Natural (GN) é utilizado como combustível. No entanto, os ciclos Rankine mantêm os mesmos valores de eficiência. Esse padrão também se aplica aos ciclos combinados. Essas constatações reforçam, sob uma perspectiva energética, a promissora natureza do Gás Natural como uma fonte de energia.

4.5 Análise das tecnologias termelétricas utilizadas

Para o estudo, foram levadas em consideração todas as tecnologias anteriormente descritas, porém é necessário definir dentre essas, as que melhor se adéquam e têm flexibilidade para suprir as demandas futuras garantindo uma estabilidade de

geração. Os critérios avaliados nesse ponto, partem do princípio que os dois combustíveis a serem utilizados é o carvão mineral e o gás natural. Quanto a tecnologia, foi considerado principalmente a eficiência e a rampa de carga —- que demonstra a agilidade de acionamento da tecnologia. Os resultados podem ser vistos na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Avaliação das tecnologias. Fonte: Elaboração própria.

Tecnologia de geração termelétrica	Avaliação		
	Rampa de carga	Eficiência (2x)	Média
Turbina a GN Ciclo Combinado	0,25	0,52	0,433
Turbina a GN (industriais) ciclo simples (Brayton)	0,25	0,80	0,618
Turbina a GN (industriais) ciclo simples (Rankine)	0,25	0,71	0,611
Turbina a GN aeroderivativas	0,09	0,94	0,655
Motor de combustão interna de alta rotação	0,04	1	0,679
Ciclo Vapor Carvão	1	0,91	0,939

Dados os resultados, foram levadas em consideração para atender as demandas 3 tecnologias principais:

- Termelétricas a Carvão Mineral, operando com uma turbina a vapor de ciclo simples;
- Termelétrica a Gás Natural, operando com uma turbina a gás de ciclo simples (Rankine);
- Termelétrica a Gás Natural, operando com uma turbina a gás de ciclo combinado.

O carvão, nesse ponto, foi incluído porque, além de ter uma capacidade instalada relevante no SIN, é um projeto financeiramente viável e econômico. Já no ponto de vista de operar termoelétricas a gás de ciclo combinado, é uma solução viável do ponto de vista econômico-ambiental, tem uma relação de eficiência alta e por isso consegue reduzir o impacto das emissões em comparação com outras tecnologias.

Definidas as tecnologias a serem utilizadas, em um segundo momento é necessário calcular a parcela de que cada uma das tecnologias vai se dispor a atuar na geração

elétrica. Uma parcela da produção em termelétricas a gás natural foi atuada pela tecnologia de ciclo simples, isso devido a sua capacidade de acionamento superior em comparação a de ciclo combinado quando pensamos em grandes proporções. Essa parcela, pretende atender principalmente as demandas de pico. Logo, proporcionalmente a quantidade de produção para atender o pico pode se manter para as projeções, visto que hoje já existe esse suprimento. Contudo, o avaliamos que o valor da parcela em ciclo aberto, acompanharia de maneira menos exponencial o aumento da demanda, por entender que com o aumento do uso de UTE a GN teríamos menos picos energéticos. Esse percentual foi imposto, ao entender que comparativamente a UTE de ciclo combinado traz uma eficiência energética superior, que compensa a manutenção elevada. Porém, no caso de termos apenas UTE CC não teríamos uma efetivação rápida em momentos de pico energético, tal qual vemos em operação hoje em conjunto com as hidrelétricas. Essa demanda espontânea por energia, torna necessário UTE CS.

Para o uso de UTE a carvão no longo prazo, foi feita apenas uma manutenção da capacidade instalada. A capacidade instalada hoje, é fundamental no ponto de vista de garantia da estabilidade energética, de maneira imediata e barata. Nesse ponto, ainda que outras tecnologias tenham sido mais bem ranqueadas e apresentadas no trabalho, a utilização do carvão mineral como fonte combustível está diretamente ligada ao custo benefício do projeto no curto prazo, uma vez que já existe uma capacidade instalada interessante para o suprimento da demanda, - tornando mais viável a transição energética para o uso das demais tecnologias. O custo do carvão para operação e geração da mesma quantidade de MW é inferior a ponto de suprir as diferenças no custo de implementação e manutenção de termelétricas a gás, independendo da opção de tecnologia. Por isso, aproveitamos sua capacidade instalada no curto prazo. Assim, chegamos ao resultado que demonstra a capacidade instalada dos 3 pilares de geração termelétrica selecionados projetada para 2050 (ver Figura 4.2 e Tabela 4.7).

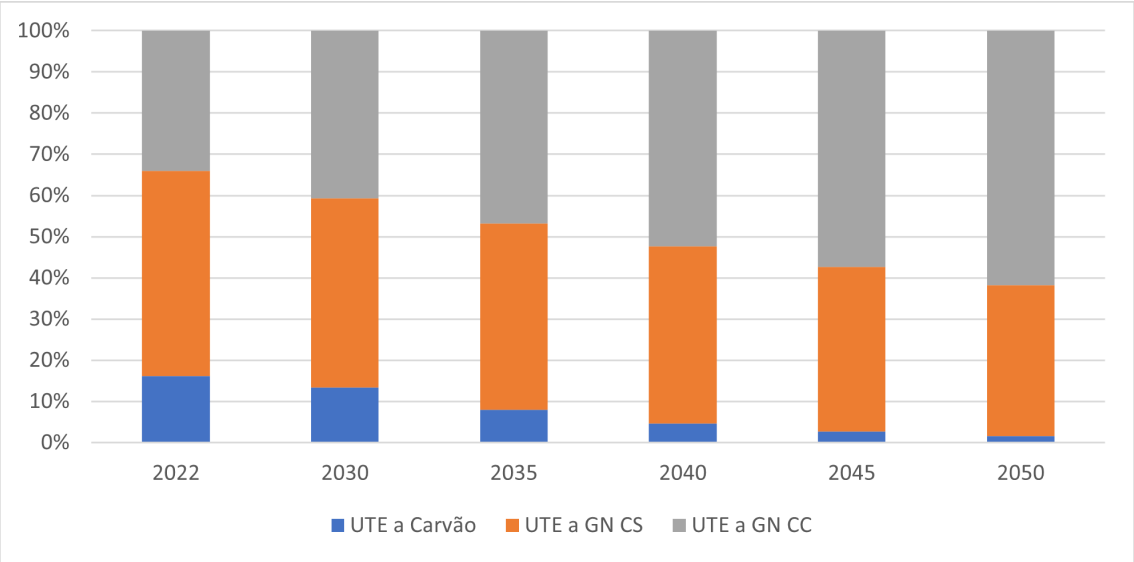


Figura 4.2: Capacidade Instalada (MW) – 2050. Fonte: Elaboração própria

Tabela 4.7: Capacidade Instalada (MW) – 2050. Fonte: Elaboração própria.

	Capacidade Instalada (MW)					
Tecnologia	2022	2030	2035	2040	2045	2050
UTE a Carvão	3,4	4	2,9	2,1	1,5	1,1
UTE a GN CS	10,6	13,8	16,4	19,3	22,9	27
UTE a GN CC	7,2	12,2	17	23,6	32,8	45,6

4.6 Análise financeira da proposta

Ao ter definido a capacidade instalada projetada pelo estudo, para cada tecnologia escolhida, que será necessária para suprir a demanda energética futura, será necessário investir uma quantia em relação a instalação, operação e manutenção das UTE. Ao projetar o custo do CAPEX e OPEX que essas novas operações terão, chegamos aos resultados (ver Tabelas 4.8 e 4.9).

Unificando as Tabelas 4.8 e 4.9, realizando os cálculos referentes a capacidade instalada e o custo associado a essas capacidades instaladas e tornando ela mais visual, é possível identificar o custo da operação comparativamente na projeção do cenário até 2050 (ver Figura 4.3).

Como era esperado, com o suprimento da demanda crescente, o custo monetário seria crescente, num momento inicial chegando a valores próximos a 250 milhões de dólares. Essas projeções levam em conta uma média, logo em situações extremas e

Tabela 4.8: Custo CAPEX e OPEX por tecnologia – 2050. Os custos CAPEX e OPEX fixo são apresentados em $/kW-ano e os OPEX variável em $MW-hora. Fonte: Elaboração própria.

	2022	2030	2035	2040	2045	2050
CAPEX Carvão	17,16	17,86	18,31	18,77	19,25	19,73
OPEX fixo Carvão	36,81	38,31	39,28	40,27	41,28	42,33
OPEX variável Carvão	1,78	1,85	1,90	1,95	2,00	2,05
CAPEX GN CS (Rankine)	15,76	15,14	14,77	14,40	14,04	13,70
OPEX fixo GN CS (Rankine)	13,08	12,57	12,25	11,95	11,66	11,37
OPEX variável GN CS (Rankine)	3,91	3,76	3,66	3,57	3,48	3,40
CAPEX GN CC	6,90	6,63	6,46	6,30	6,15	6,00
OPEX fixo GN CC	5,33	5,12	4,99	4,87	4,75	4,63
OPEX variável GN CC	5,13	4,93	4,81	4,69	4,57	4,46

Tabela 4.9: Custo Anual CAPEX e OPEX por tecnologia – 2050. Os custos são apresentados em MM$/ano. Fonte: Elaboração própria.

	2022	2030	2035	2040	2045	2050
CAPEX Carvão	19,34	23,59	17,56	13,07	9,73	7,25
OPEX fixo Carvão	41,50	50,60	37,67	28,04	20,88	15,54
OPEX variável Carvão	17,58	21,43	15,96	11,88	8,84	6,58
CAPEX GN CS (Rankine)	20,19	22,72	16,09	11,4	8,07	5,71
OPEX fixo GN CS (Rankine)	16,76	18,86	13,36	9,46	6,70	4,74
OPEX variável GN CS (Rankine)	43,88	49,39	34,97	24,77	17,54	12,42
CAPEX GN CC	3,53	15,23	10,78	7,64	5,41	3,83
OPEX fixo GN CC	10,45	11,76	8,33	5,90	4,18	2,96
OPEX variável GN CC	88,12	99,18	70,24	49,74	35,22	24,94

adversas, como problemas de suprimento ao considerar um fornecimento de matéria prima, como a exemplo a guerra na ucrânia para os países dependentes do gás russo, encontraríamos valores bem discrepantes.

Nota-se também, que o custo associado ao carvão é decrescente, ainda que tenhamos uma crescente expressiva em seu custo por kWh gerado, sua capacidade

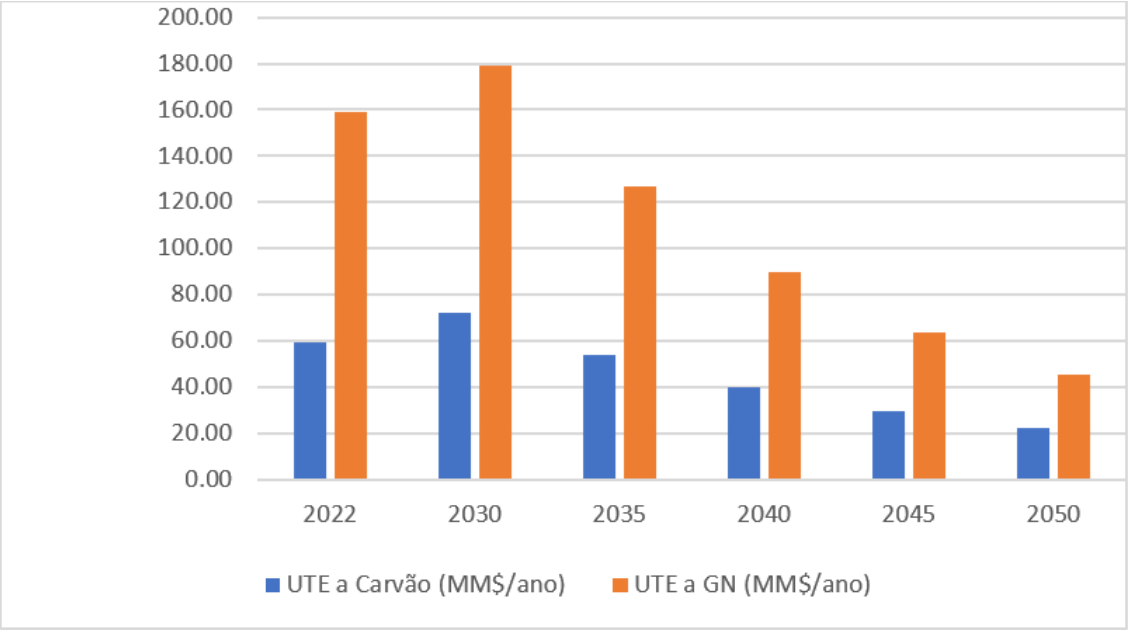


Figura 4.3: Custo Anual total por Combustível – 2050. Fonte: Elaboração própria

instalada tem redução futura. Outro fator interessante a se levar em consideração, é que as projeções do custo anual são baseadas em projeções futuras, podendo assim, leis de incentivo como a nova lei do gás, reduzirem a muito o custo de operação e instalação de UTE a GN — como vemos no resultado da Figura 4.3, ainda com a crescente da demanda, o custo reduziria no horizonte de 2050.

Ao ponto que produz a quantidade necessária para suprir as demandas futuras, podemos precificar os combustíveis utilizados para entender melhor o direcionamento do capital futuro alocado para esses tipos de geração. Dadas as projeções de preço para os combustíveis no horizonte de 2050, os preços gastos com cada combustível pode ser visto na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Custo por combustível em MMUS$. Fonte: Elaboração própria.

Custo por combustível	2022	2030	2035	2040	2045	2050
Carvão Mineral	82,09	96,18	69,84	50,71	36,83	26,74
Gás Natural	108,61	158,91	203,3	261,78	339,28	442,5

Outro fator importante de escolha do modelo de fomento energético, é taxar a emissão de gases de efeito estufa, pois, se apenas fosse considerado o custo de implementação e operação, teríamos que a solução para a demanda futura, seria a utilização de termelétricas a carvão dado ao seu baixo custo operacional, porém isso

iria contra a todas as metas governamentais locais e globais de redução nas emissões de carbono, uma vez que a emissão comparativa com o GN é muito elevado. Para tornar o resultado mais coerente com a realidade, foi analisado para o estudo a precificação por carbono emitido em dois diferentes cenários de aquecimento global– custo comum na avaliação de projetos energéticos —- onde o valor tende a crescer no decorrer dos anos, tornando um fator crítico para análise. Como resultado, temos a Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Custo por emissões em MMUS$.Fonte: Elaboração própria.

Carvão Mineral		
Cenário 1,5°C	2030	2050
IPCC SR15	12,91	23,43
LSE	9,56	21,04
Cenário 2,0°C	2030	2050
IPCC SR15	1,43	4,3
LSE	3,83	9,56
Gás Natural		
Cenário 1,5°C	2030	2050
IPCC SR15	9,38	17,02
LSE	6,95	15,28
Cenário 2,0°C	2030	2050
IPCC SR15	1,04	3,13
LSE	2,78	6,95

Capítulo 5

Conclusões

O trabalho parte da hipótese que há sinergias entre a demanda por segurança no fornecimento de eletricidade e a garantia do mercado cativo para o gás natural. A limitada infraestrutura de escoamento de gás natural tem sido, por muitos anos, motivo de um dilema: de um lado, um mercado com preços competitivos às demais fontes energéticas; do outro, investidores que buscam uma demanda cativa como forma de assegurar a remuneração dos seus investimentos na expansão da malha de dutos. Acredita-se que, através deste trabalho ao se utilizar de termelétricas a gás majoritariamente a ciclo combinado, seja possível atender diferentes interesses, desde aumentar a confiabilidade do *grid* nacional até criar demanda firme de gás natural no território nacional, alinhado com a flexibilidade energética.

A escolha predominante de termelétricas a gás natural de ciclo combinado como solução para atender às demandas futuras de geração elétrica é respaldada por diversos fatores técnicos, estratégicos e ambientais. Essa tecnologia se destaca frente a outras opções, como termelétricas a carvão mineral com turbina a vapor de ciclo simples e termelétricas a gás natural com turbina a gás de ciclo simples.

Uma das principais vantagens da termelétrica a gás de ciclo combinado é a utilização do gás natural como combustível. O gás natural apresenta preços competitivos em relação a outras fontes energéticas e o Brasil possui reservas provadas relevantes, o que reduz a dependência de importações e fortalece a segurança do suprimento energético. Além disso, o gás natural é uma fonte de energia menos poluente em comparação ao carvão mineral e outros combustíveis fósseis, o que contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a sustentabilidade

ambiental. A eficiência do ciclo combinado é outro aspecto relevante. Esse tipo de termelétrica aproveita o calor residual gerado na turbina a gás para a geração de vapor, que por sua vez aciona uma turbina a vapor adicional. Essa configuração permite um aproveitamento mais eficiente da energia contida no gás natural, resultando em uma maior eficiência global da planta termelétrica. Dessa forma, é possível obter um melhor rendimento energético, maximizando a conversão de combustível em eletricidade e reduzindo perdas de calor.

Sua escolha também está alinhada às políticas governamentais e à legislação vigente, como a Nova Lei do Gás. Essa lei tem como objetivo fomentar o uso do gás natural como fonte energética, incentivando a adoção de tecnologias mais limpas e eficientes. A partir desse contexto, a termelétrica a gás de ciclo combinado se destaca como uma opção viável e sustentável para atender às demandas futuras de geração elétrica, oferecendo segurança no suprimento, eficiência energética e redução de impactos ambientais.

Além da termelétrica a gás de ciclo combinado, é importante considerar o aproveitamento das outras tecnologias existentes e suas capacidades instaladas atualmente como parte de uma transição gradual e economicamente viável. As termelétricas a carvão mineral, operando com uma turbina a vapor de ciclo simples, e as termelétricas a gás natural, operando com uma turbina a gás de ciclo simples, possuem uma presença significativa na matriz energética atual. Essas tecnologias apresentam a vantagem do acionamento rápido, ou seja, podem entrar em operação de forma ágil para atender às demandas pontuais do sistema elétrico. Essa flexibilidade de acionamento é especialmente importante para garantir a segurança e a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), permitindo uma resposta rápida diante de variações na demanda ou imprevistos na geração de outras fontes. Portanto, a utilização estratégica dessas tecnologias, em conjunto com o desenvolvimento das termelétricas a gás de ciclo combinado, pode proporcionar uma transição gradual e segura, considerando tanto a eficiência energética quanto a capacidade de resposta do sistema elétrico. O Brasil é hoje referência no que diz respeito a geração de energia limpa, por isso, busca de outras soluções que mantenham esse patamar é bem-visto para investidores e outras nações – trazendo então as termelétricas a gás natural de ciclo combinado como principal opção a atender esse cenário.

Referências Bibliográficas

[1] FOUQUET, R., PEARSON, P., "Past and prospective energy transitions: Insights from history", *Energy Policy*, v. 50, pp. 1–7, 11 2012.

[2] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Balanço Energético Nacional 2020", https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020, 2021, Acessado em Setembro de 2021.

[3] ONS, "Dados de operação dos reservatórios SIN", https://www.ana.gov.br/sar0/MedicaoSin?dropDownListEstados=26&dropDownListReseratorios=&dataInicial=01%2F01%2F2011&dataFinal=01%2F01%2F2022, 2022, Acessado em Outubro de 2022.

[4] ANEEL, "Brasil supera em 2022 os 8 GW de expansão na capacidade instalada", https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/brasil-supera-em-2022-os-8-gw-de-expansao-na-capacidade-instalada, 2022, Acessado em Outubro de 2022.

[5] ANEEL, "Acompanhamento da implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica", https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGYyZWI0NzgtMGRlOC00M2ZjLTljZDYtZTVkYjljZjkxZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9, 2023, Acessado em Janeiro de 2023.

[6] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Plano Nacional de Energia - 2050", https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050, 2020, Acessado em Fevereiro de 2023.

[7] IEA, "Fossil Fuel Subsidies Database", https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/fossil-fuel-subsidies-database, 2021, Acessado em Janeiro de 2023.

[8] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Balanço Energético Nacional 2015", https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-127/topico-95/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202015.pdf, 2015, Acessado em Setembro de 2021.

[9] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Plano Decanal de Expansão de Energia 2030", 2021.

[10] BRASIL, "Lei 14134", http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14134.html, 2021.

[11] DE MINAS E ENERGIA (MME), M., "Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural", https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2022-2/10-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-outubro-de-2022.pdf/view, 2022, Acessado em Fevereiro de 2023.

[12] DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE), I. B., "Estimativas de População", https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao.html, 2022, Acessado em Fevereiro de 2023.

[13] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Energia termelétrica", https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf#page=78&zoom=100,136,288, 2016, Acessado em Novembro de 2022.

[14] DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA, I., "O que é? FOB", http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2115:catid=28, 2006, Acessado em Novembro de 2022.

[15] COMEXSTAT, "Exportações, Importações e Balança Comercia", http://comexstat.mdic.gov.br/pt/comex-vis, 2022, Acessado em 10 de Janeiro de 2023.

[16] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo Documento de Apoio ao PNE 2050 Estudos de Longo Prazo", https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considera%C3%A7%C3%B5es%20sobre%20a%20Participa%C3%A7%C3%A3o%20do%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20%20Matriz%20Energ%C3%A9tica%20no%20Longo%20Prazo.pdf, 2018, Acessado em Janeiro de 2023.

[17] DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, C., "Consumo de energia elétrica cresce 4,1% em 2021, aponta CCEE", https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/brasil-supera-em-2022-os-8-gw-de-expansao-na-capacidade-instalada, 2022, Acessado em Dezembro de 2022.

[18] DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), O. N., "SÉRIE ESTUDOS DA DEMANDA, 2a Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica", https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2017_2021_NT_ONS-EPE-CCEE_2Revisao_Quadrimestral.pdf, 2017, Acessado em 11 de Março de 2023.

[19] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, G. N. E. B. A., "Boletins Anuais de Recursos e Reservas (BAR) fornecidos pelos Operadores", https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2021.pdf, 2022, Acessado em 30 de Janeiro de 2023.

[20] FUHRMANN, G., "Análise dos Novos Condicionantes da Oferta Nacional de Gás Natural e a Demanda Termelétrica no Próximo Decênio", 2016.

[21] GUO, B., GHALAMBOR, A., LYONS, W., *Natural Gas Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing, 2012.

[22] PULGAR, R., "Geração Termoelétrica a gás natural no setor elétrico brasileiro: análise de competitividade e do custo efetivo de geração para sistema", *Rio Oil Gas*, 2016.

[23] PETROBRAS, "Oferta de Processamento de Gás Natural", `https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-processamento-de-gas-natural/`, 2022.

[24] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "WEBMAP interativo do sistema energético brasileiro", `https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe`, 2023, Acessado em 07 de Maio de 2023.

[25] DE PORTUGAL, E., "Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil", 2016.

[26] SYSTEMS, T. E., "Thermal Power Plant Components Working Principles", `https://www.thermodyneboilers.com/components-working-thermal-power-plant`, 2018, Acessado em 11 de Março de 2023.

[27] KREITH, F., GOSWAMI, D. Y., *Principles of Sustainable Energy Systems*. 3rd ed. CRC Press: Boca Raton, FL, 2017.

[28] LIAW, C., "Novas fronteiras de expansão para o gás natural: o suprimento em pequena escala através da malha ferroviária brasileira", 2018.

[29] SPEIGHT, J. G., *The Chemistry and Technology of Coal*. 4th ed. CRC Press: Boca Raton, FL, 2013.

[30] DRBAL, L. F., BOSTON, P. G., WESTRA, K. L., *Power Plant Engineering*. 3rd ed. Taylor & Francis, 2010.

[31] STUCHI, G. A., TACONELLI, M., LANGHI, V. A., "Geração termelétrica: Principais componentes e tipos de centrais termelétricas", 2015.

[32] HAMAGUCHI, M. V., "Corrosão em tubos de superaquecedor de caldeiras de recuperação: um desafio", *Revista O Papel*, v. 71, n. 6, pp. 57–71, 2010.

[33] CAMPOS, P. K., "Desenvolvimento de revestimento para tubulação de caldeiras de centrais termelétricas que operam a carvão mineral", 2017.

[34] BOTELHO, M., BIFANO, H., *Operação de caldeiras: gerenciamento, controle e manutenção*. 2015.

[35] ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M., "A.Termodinâmica", v. 7, 2013.

[36] LICKS, L. A. D. S., "Avaliação do processo de captura de dióxido de carbono por absorção química, visando a aplicação em termelétricas a carvão no Brasil", 2008.

[37] WORTICE, "Turbina de condensação", `https://wortice.com.br/turbinas-a-vapor-de-condensacao`, 2023.

[38] WORTICE, "Turbina de contrapressão", `https://wortice.com.br/turbinas-a-vapor-de-contra-pressao`, 2023.

[39] TURBIVAP, "Turbina de contrapressão", `https://turbivap.com.br/turbina-a-vapor-de-contrapressao/`, 2020.

[40] POWER, G. G., "Aeroderivative and Heavy-Duty Gas Turbines", `https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines`, 2022, Acessado em 11 de Fevereiro de 2023.

[41] TRANSPETRO, P. T. S., "PROCESSO SELETIVO PÚBLICO PARA PREENCHIMENTO DE VAGAS E FORMAÇÃO DE CADASTRO EM CARGOS DE NÍVEIS MÉDIO E SUPERIOR 1 - DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES", `https://transpetro.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A9D2A7C6D2C1D7A016D8366FB17245D`, 2018, Acessado em 07 de Maio de 2023.

[42] MORAN, M. J., N, S. H., "Princípios de Termodinâmica para Engenharia, 8a edição. Grupo Editorial Nacional", 2018.

[43] L. ALBRIGHT, L. ANGENENT, F. V., "Stationary Combustion Systems", *McGraw Hill*, v. 2, n. 6, pp. 161–167, 2015.

[44] VAN WYLEN, G., SONNTAG, R. E., BORGNAKKE, C., "Fundamentos da termodinâmica clássica. Editora Blucher", 1994.

[45] ENGINEERING, T., "O que é o Ciclo Rankine – Ciclo da Turbina a Vapor – Definição", https://www.thermal-engineering.org/pt-br/o-que-e-o-ciclo-rankine-ciclo-da-turbina-a-vapor-definicao/, 2015, Acessado em 19 de Setembro de 2022.

[46] FRANKLIN, E., "Ciclos de Potência a vapor - Ciclo Rankine (notas de aula)", http://www.fem.unicamp.br/~franklin/EM524/aula_em524_pdf/aula-16.pdf, 2017, Acessado em 23 de Abril de 2023.

[47] UFSC, "Ciclo de Rankine real", https://polo.ufsc.br/fmanager/polo2016/materiais/arquivo6_1.pdf, 2016.

[48] PIMENTA, C., SANTOS, M., "Análise de viabilidade econômica para implantação de sistemas fotovoltaicos em residências", *Revista de Energia Renovável*, v. 7, n. 2, pp. 45–62, 2019.

[49] ATKINS, A. G.; ATKINS, T. E. M., "A Dictionary of Mechanical Engineering", 2013.

[50] ENTERGY, "Power Plants", http://www.entergy.com/energy_education/power_plants.aspx, 2015.

[51] IEA, ""World energy balances", IEA World Energy Statistics and Balances (database)", http://dx.doi.org.ezproxy.lib.ucalgary.ca/10.1787/data-00512-en, 2014, Acessado em 16 de Novembro de 2022.

[52] HINRICHS, R. A., KLEINBACH, M., ""Electricity: Circuits + Superconductors,"in Energy: Its Use and the Environment, 4th ed. Toronto, Ont. Canada: Thomson Brooks/Cole", 2006.

[53] BLACK, C., "Coal train", http://www.geograph.org.uk/photo/450234, 2015, Acessado em Janeiro 2023.

[54] WIKIMEDIA, "Coal Fired Power Plant Diagram", https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/4/4a/Coal_fired_power_plant

_diagram.svg/1280px-Coal_fired_power_plant_diagram.svg.png, 2013, Acessado em 05 de Setembro de 2022.

[55] PEREIRA JR, A., COSTA, R., COSTA, C., et al., "Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 23, pp. 49–59, 07 2013.

[56] ADMINISTRATION'S, U. E. I., "Of the operating U.S. coal-fired power plants, 28% plan to retire by 2035 - Today in Energy", https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=50658, 2021, Acessado em Janeiro 2023.

[57] INTELLIGENCE, S. G. M., "Average age of US power plant fleet flat for 4th-straight year in 2018", https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/gfjqeFt8GTPYNK4WX57z9g2, 2019.

[58] REPORT, E. L. I. R., "Cleaner Power the benefits and costs of moving from coal generation to modern power technologies, 2nd edition", 2001.

[59] AGENCY, U. E. P., "Overview of Greenhouse Gases", https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases, 2021, Acessado em Janeiro 2023.

[60] JOHNSON, T. L., KEITH, D. W., "Fossil electricity and CO2 sequestration: how natural gas prices, initial conditions and retrofits determine the cost of controlling CO2 emissions", *Energy Policy*, v. 32, n. 3, pp. 367–382, 2004.

[61] LUND, H., *Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions*. Academic Press, 2014.

[62] BREEZE, P., "Power Generation Technologies", 2005.

[63] LEAL, D., "O Uso do Gás Natural na Geração Termelétrica e os Impactos Causados pela Pandemia", 2021.

[64] DE MINAS E ENERGIA (MME), M., "Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. Anos base: 2019-2020", http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-ebiocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gasnatural, 2021, Acessado em Fevereiro de 2023.

[65] DE ENERGIA ELÉTRICA, A. N., "Sistema de Informação de geração de energia", https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9, 2022, Acessado em Janeiro de 2023.

[66] CHMIELNIAK, T. J., KOTOWICZ, J., LYCZKO, J., "Parametric analysis of a dual fuel parallel coupled combined cycle", *Energy*, v. 26, n. 12, pp. 1063–1074, 2001.

[67] BARTNIK, R., BURYN, Z., HNYDIUK-STEFAN, A., "Methodology and mathematical model with the continuous time for the selection of the optimal power of the gas turbine set for the dual fuel gas-steam combined cycle in a parallel system", *Applied Thermal Engineering*, v. 141, pp. 1161–1172, 2018.

[68] LORA, E., NASCIMENTO, M., "Geração Termelétrica, 2 Volumes: Planejamento, Projeto e Operação - 1a Edição", 2004.

[69] ARRIETA, F. R. P., LORA, E. E. S., "Influence of ambient temperature on combined-cycle power-plant performance", *Applied energy*, v. 80, pp. 261–272, 2005.

[70] ISHIKAWA, M., TERAUCHI, M., KOMORI, T., et al., "Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant", *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, v. 45, 01 2008.

[71] WANG, S., HAO, J., "Air quality management in China: Issues, challenges, and options", *Journal of environmental sciences (China)*, v. 24, pp. 2–13, 07 2012.

[72] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Plano Nacional de Energia - 2030", https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030, 2007, Acessado em Outubro de 2022.

[73] BELICO, L. R., "Conceitos Básicos, Configurações, Potencia gerada e Energia produzida", https://edisciplinas.usp.br/mod/resource/view.php?id=22511, 2012, Acessado em Fevereiro de 2023.

[74] UCHÔA, I. M. A., "Combustíveis base diesel microemulsionados com glicerina: formulação e avaliação de desempenho", 2015.

[75] GONÇALVES, E. E. A., "Análise da instalação de um sistema de sobrealimentação em um motor ciclo diesel", *Anais da Engenharia Mecânica/ISSN*, v. 3, pp. 18–40, 2018.

[76] XAVIER, E. E., *Termeletricidade no Brasil – Proposta Metodológica para o Inventário das Emissões Aéreas e sua Aplicação para o Caso do CO2*, Ph.D. Thesis, Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

[77] OLIVEIRA, J. A., "Estimativa da emissão dos gases de efeito local – GEL's de Efeito estufa – GEE's da frota a diesel do sistema integrado de transportes de Fortaleza – SIT-FOR", 2011.

[78] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "Informativo Técnico n. 011/2022", https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/estudos-socioambientais/SiteAssets/Paginas/Emissoes-de-Gases-de-Efeito-Estufa/Informativo%20Tecnico_11-2022_fatores%20de%20emiss%C3%A3oSMA.pdf, 2022, Acessado em 12 de Março de 2023.

[79] ZHANG, N., WANG, Z., XU, X., et al., "Energy Efficiency and Carbon Intensity of Electricity Generation in OECD and G20 Countries", *Energies*, v. 13, n. 7, 2020.

[80] MOKHATAB, S., MAK, J. Y., VALAPPIL, J. V., *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Gulf Professional Publishing, 2013.

[81] ANP, "FATORES DE CONVERSÃO, DENSIDADES E PODERES CALORÍFICOS INFERIORES", https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2020/anuario-2020-fatores-conversao.pdf, 2020, Acessado em 03 de Junho de 2023.

[82] ONS, "Relatório das Condições de Atendimento", https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200102-2022_PEN%202022%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf, 2022, Acessado em 13 de Fevereiro de 2022.

[83] DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), E., "DEMANDA DE GÁS NATURAL NOS MERCADOS NACIONAL E INTERNACIONAL", https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Demanda%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20vFinal.pdf, 2020, Acessado em Fevereiro de 2023.

[84] IEA, "World Energy Outlook 2020 – Analysis", https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020, 2020, Acessado em Fevereiro de 2023.

[85] AGENCY, I. R. E., "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030", 2017.

[86] CAVADOS, G., "Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: Estudo de Caso da Região Nordeste", 2015.

[87] UBERTI, V. A., INDRUSIAK, M. L. S., "Modelagem e estudo de rendimento termodinâmico de ciclos combinados de geração termelétrica", *Revista Liberato*, v. 16, n. 25, pp. 7–20, jun 2015.

[88] ACADEMIES, T. N., "What You Need to Know About Energy", http://needtoknow.nas.edu/energy/energy-sources/fossil-fuels/natural-gas/, Acessado em Fevereiro de 2023.

[89] IEA, "Generating Unit Annual Capital and Life Extension Costs Analysis", https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/generationcost/pdf/full_report.pdf, 2019, Acessado em 14 de Novembro de 2022.

[90] STATISTA, "U.S. coal energy prices 2021", https://www.statista.com/statistics/244479/us-consumer-price-estimates-for-coal-energy/, 2022, Acessado em Novembro 2022.

[91] DA LONDON SCHOOL OF ECONOMICS, G. I., "Carbon price: Dear greenhouse gases", https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/news/carbon-price-dear-greenhouse-gases/, 2021, Acessado em Novembro 2022.

[92] ON CLIMATE CHANGE, I. P., "Chapter 2 — Global Warming of 1.5 oC", https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/chapter-2/, 2021, Acessado em Novembro 2022.

[93] AGENCY, I. E., "Generating Unit Annual Capital and Life Extension Costs Analysis", https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/generationcost/pdf/full_report.pdf, 2019, Acessado em Novembro 2022.

[94] TOOLBOX, E., "Fuels - Higher and Lower Calorific Values", https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html, 2003, Acessado em 18 de Abril de 2023.

[95] CAMARGO, F., "O Estadão: Precificação do carbono: oportunidade ou custo?" https://einvestidor.estadao.com.br/colunas/fernanda-camargo/precificacao-carbono-oportunidade-ou-custo, 2022, Acessado em 15 de Novembro de 2022.

Anexo A

Oferta de Gás Natural Importado no Brasil

Nesse Anexo, é apresentada a Tabela de Oferta de Gás Natural Importado no Brasil, produzida pelo Ministério de Minas e Energia, em 2022 [11]. Nela, está contido o detalhamento acerca da importação de gás natural da Bolívia, bem como a regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL (MMm^3/dia).

			Média 2018	Média 2019	Média 2020	Média 2021	nov-21	dez-21	jan-22	fev-22	mar-22	abr-22	mai-22	jun-22	jul-22	ago-22	set-22	out-22	Média 2022
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	**22,09**	**17,90**	**17,32**	**19,19**	19,93	16,45	19,27	20,24	18,75	15,52	13,88	15,15	15,77	16,21	12,50	17,57	**16,49**
		Tradener	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	
		Delta	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,01**
	Via MT	PETROBRAS	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,11**	0,00	1,33	0,87	0,12	0,00	0,00	0,50	0,15	0,02	0,00	0,00	0,00	**0,17**
		EPE (Âmbar)	**0,00**	**0,77**	**0,56**	**0,54**	0,57	0,00	0,99	2,05	2,07	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,54**
		MTGás	**0,02**	**0,00**	**0,00**	**0,01**	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	0,00	0,00	0,03	0,00	0,05	0,05	0,05	**0,03**
		Subtotal	**22,11**	**18,67**	**17,88**	**19,85**	**20,51**	**17,83**	**21,23**	**22,47**	**20,87**	**15,83**	**14,38**	**15,33**	**15,78**	**16,26**	**12,55**	**17,94**	**17,26**
Argentina	Via RS	Sulgás (TSB)	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
		AES Uruguaiana	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,18**	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
		Subtotal	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,18**	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
Regaseificação de GNL			**6,92**	**8,28**	**8,38**	**26,15**	**30,41**	**26,56**	**20,89**	**13,47**	**5,33**	**3,19**	**8,79**	**8,20**	**4,72**	**4,87**	**4,76**	**1,06**	**7,53**
Terminal GNL de Pecem			**0,95**	**1,69**	**0,53**	**0,64**	0,00	1,55	0,89	0,06	1,28	0,00	1,08	1,61	0,00	0,10	0,00	0,00	**0,50**
Terminal GNL da Baía de Guanabara			**1,58**	**0,00**	**2,60**	**14,55**	13,59	12,11	10,27	9,00	0,83	0,00	2,49	1,65	0,00	0,00	0,00	0,00	**2,42**
Terminal GNL da Bahia			**4,39**	**6,59**	**4,63**	**7,97**	9,32	6,49	3,33	3,17	3,15	3,19	5,22	4,93	4,72	4,75	4,76	1,06	**3,83**
TR de Sergipe (Celse)			**0,00**	**0,00**	**0,62**	**2,07**	4,20	4,92	4,21	0,03	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	**0,43**
Terminal GNL Gás natural Açu (GNA)			**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,92**	3,29	1,49	2,19	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,34**