

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

TESE DE DOUTORADO

**Avaliação Comparativa de Sistemas Térmicos de Potência no
Contexto da Transição Energética**

Autor: **Maicon Queiroz Hilário**

Orientador: **Prof. Dr. Rogério José da Silva**

Itajubá, Abril de 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Maicon Queiroz Hilário

**Avaliação Comparativa de Sistemas Térmicos de Potência no
Contexto da Transição Energética**

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Mecânica como parte dos requisitos
para obtenção do título de Doutorado em
Engenharia Mecânica.**

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo

Orientador: Prof. Dr. Rogério José da Silva

Itajubá, Abril de 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Maicon Queiroz Hilário

**Avaliação Comparativa de Sistemas Térmicos de Potência no
Contexto da Transição Energética**

Banca Examinadora de Defesa:

Prof. Dr. Eduardo José Cidade Cavalcanti - UFRN

Prof. Dr. José Antônio Perrella Balestieri - UNESP

Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez - UNIFEI

Prof. Dr. Genésio José Menon - UNIFEI

Prof. Dr. Rogério José da Silva- UNIFEI

Itajubá, Abril de 2022

AGRADECIMENTOS

À Deus, autor da vida, por sua infinita bondade e sem o qual nada disto seria possível.

À minha amada noiva, Gisela, por acreditar em mim e me apoiar incondicionalmente nessa caminhada.

Aos meus pais, Nilson e Nádia, e irmãos, Ronderson e Rárisson, por todo o apoio e incentivo ao longo dessa jornada.

Ao Instituto de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Itajubá pela estrutura disponibilizada para o curso de Pós-Graduação e a CAPES pelo apoio financeiro.

Ao Prof. Dr. Rogério José da Silva, orientador desta tese, pela paciência, dedicação, compreensão e ensinamentos preciosos que permitiram o desenvolvimento do trabalho.

Aos colegas de pesquisa da pós-graduação por participarem dessa etapa e pelo compartilhamento de conhecimento, troca de ideias e contribuições.

Aos demais professores e funcionários do programa de pós-graduação em Engenharia Mecânica que contribuíram para a minha formação acadêmica.

RESUMO

HILÁRIO, M. Q. (2022). *Avaliação Comparativa de Sistemas Térmicos de Potência no Contexto da Transição Energética*. Itajubá, 125p. Tese; Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Em várias regiões do mundo e diferentes países existe uma transição da matriz elétrica em andamento, movida principalmente pelas questões ambientais. Entretanto, há aspectos geopolíticos envolvidos, como os interesses dos países com forte presença do carvão em sua matriz energética. Nesse contexto, o gás natural surge como um combustível para essa transição energética. Essa perspectiva está alinhada com o aumento de investimentos em infraestrutura do mercado de gás natural e o fato de, entre os combustíveis fósseis, o gás natural ser o combustível com menores emissões de gases de efeito estufa. Além disso, centrais térmicas a gás natural são interessantes para a complementariedade e confiabilidade do sistema e segurança energética. Diante disso o presente trabalho teve como objetivo realizar uma análise comparativa de quatro sistemas térmicos de geração de potência, sendo três centrais a carvão (subcrítica, supercrítica e ultrassupercrítica) e uma central de ciclo combinado a gás natural, do ponto de vista exergetico, emissões de CO₂ e custo de eletricidade anualizado. A partir dessa comparação realizou-se uma discussão a respeito de que em quais condições o uso do gás natural pode ter o seu uso ampliado no contexto da transição energética. Demonstrou-se que uma central termoeletrica de ciclo combinado movida a gás natural com 57,95 % de eficiência exergetica chega a ter um fator de emissão 60 % menor que de uma central a carvão subcrítica, e evita cerca de 3,5 Mt de emissões de CO₂ anuais. Uma análise econômica também foi realizada e determinou-se que a volatilidade dos preços dos combustíveis tem forte influência no custo da eletricidade. De acordo com as condições do mercado, oferta e demanda, as centrais de ciclo combinado apresentaram custos competitivos.

Palavras-chave: Gás Natural; Análise Exergetica; Análise Ambiental; Análise Econômica.

ABSTRACT

HILÁRIO, M. Q. (2022). *Comparative Evaluation of Thermal Power Systems in the Context of the Energy Transition*. Itajubá, 125p. Thesis; Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

In several regions of the world and different countries there is a transition of the electricity matrix in progress, driven mainly by environmental issues. However, there are geopolitical aspects involved, such as the interests of countries with a strong presence of coal in their energy matrix. In this context, natural gas appears as a fuel for this energy transition. This perspective follows the increase in investments in infrastructure of the natural gas market and the fact that, among fossil fuels, natural gas is the fuel with the lowest greenhouse gas emissions. In addition, natural gas thermal power plants are interesting for the complementarity and reliability of the system and energy security. In addition, natural gas power plants are interesting for the complementarity and reliability of the system and energy security. Therefore, the present work aimed to carry out a comparative analysis of four thermal power generation systems, being three coal-fired power plants (subcritical, supercritical and ultrasupercritical) and a combined cycle plant with natural gas, from the exergetic point of view, emissions of CO₂ and annualized electricity cost. Based on this comparison, a discussion was held about under what conditions the use of natural gas can have its use expanded in the context of the energy transition. It has been demonstrated that a combined cycle plant powered by natural gas with 57.95 % exergetic efficiency has an emission factor 60 % lower than that of a subcritical coal plant and avoids about 3.5 Mt of annual CO₂ emissions. An economic analysis was also carried out and it was determined that the volatility of fuel prices has a strong influence on the cost of electricity. According to market conditions, supply and demand, the combined cycle plants presented competitive costs.

Keywords: Natural Gas; Exergetic Analysis; Environmental Analysis; Economic Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo e participação de energia primária no mundo por combustível	18
Figura 2 - Participação das diversas fontes de energia na geração de energia elétrica.....	20
Figura 3 - Variabilidade da geração eólica no nordeste brasileiro (GW)	21
Figura 4 - Principais movimentos comerciais em 2020 de GNL e gás natural no mundo (bilhões de metros cúbicos)	29
Figura 5 - Geração de Eletricidade nos Estados Unidos (27/07/2021).....	31
Figura 6 - Geração de Eletricidade nos Estados Unidos (21/07/2021 a 27/07/2021).....	32
Figura 7 - Geração de Eletricidade na Região da Califórnia (EUA) em 27/07/2021	32
Figura 8 - Geração de Eletricidade na Região da Florida (EUA) em 27/07/2021	33
Figura 9 - Geração de Eletricidade na Região de New England (EUA) em 27/07/2021	33
Figura 10 - Geração de Eletricidade na Região do Texas (EUA) em 27/07/2021	34
Figura 11 - Potência de centrais a carvão operando nos EUA (07/2021) por idade e tipo de tecnologia	35
Figura 12 - Potência de centrais a carvão operando na China (08/2021) por idade e tipo de tecnologia	37
Figura 13 - Potência de centrais a carvão operando na Índia (11/2021) por idade e tipo de tecnologia	40
Figura 14 - Potência gerada na Alemanha (08/02/2021 a 14/02/2021)	41
Figura 15 - Emissões de gases do efeito estufa no Brasil por setores.....	43
Figura 16 - Emissões de gases de efeito estufa nas atividades do setor de energia	43
Figura 17 - Cores de Classificação do Hidrogênio	48
Figura 18 - Estimativa indicativa da capacidade dos principais países de gerar 50 % da eletricidade e 100 % do hidrogênio a partir das fontes eólica e fotovoltaica em um cenário de limitar o aquecimento global abaixo de 1,5 °C, 2050	52
Figura 19 - Relação entre impacto ambiental/sustentabilidade de um sistema e eficiência exergética	56

Figura 20 - Diagrama esquemático da central subcrítica	69
Figura 21 - Diagrama esquemático da central supercrítica	72
Figura 22 - Diagrama esquemático da central ultrassupercrítica	75
Figura 23 - Diagrama esquemático da central de ciclo combinado	80
Figura 24 - Percentual de cada equipamento na destruição exergética total das centrais.....	90
Figura 25 - Eficiência exergética dos equipamentos das centrais analisadas	92
Figura 26 - Influência do combustível no fator e emissão das centrais	98
Figura 27 - Variação do custo de eletricidade da central subcrítica	101
Figura 28 - Variação do custo de eletricidade da central supercrítica	102
Figura 29 - Variação do custo de eletricidade da central ultrassupercrítica	102
Figura 30 - Variação do custo de eletricidade da central de ciclo combinado - combustível Henry Hub	103
Figura 31 - Variação do custo de eletricidade da central de ciclo combinado - combustível para a Europa.....	103
Figura 32 - Variação do custo de eletricidade da central de ciclo combinado - combustível para o Japão.....	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Participação por Combustível na Geração de Eletricidade Mundial	19
Tabela 2 - Comércio de GNL entre Regiões (Mt)	30
Tabela 3 - Geração de Eletricidade e Capacidade Instalada da China em 2021 por Fonte	36
Tabela 4 - Capacidade Instalada da Índia em 2021 por Fonte	39
Tabela 5 - Tipos de Hidrogênio	49
Tabela 6 - Parâmetro das centrais a carvão	57
Tabela 7 - Parâmetros da central de ciclo combinado	57
Tabela 8 - Composição e poder calorífico inferior do carvão mineral	58
Tabela 9 - Composição e poder calorífico inferior do gás natural	59
Tabela 10 - Cálculo das irreversibilidades e eficiências exergéticas dos equipamentos	64
Tabela 11 - Custos de capital e de O&M das centrais	66
Tabela 12 - Preço dos combustíveis em janeiro, maio e setembro de 2021	66
Tabela 13 - Dados termodinâmicos da central subcrítica	70
Tabela 14 - Dados termodinâmicos da central supercrítica	73
Tabela 15 - Dados termodinâmicos da central ultrassupercrítica	77
Tabela 16 - Dados termodinâmicos da central de ciclo combinado	81
Tabela 17 - Estrutura lógica da central subcrítica elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento	82
Tabela 18 - Resultados da análise exergética da central subcrítica	83
Tabela 19 - Estrutura lógica da central supercrítica elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento	84
Tabela 20 - Resultados da análise exergética da central supercrítica	85
Tabela 21 - Estrutura lógica da central ultrassupercrítica elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento	86
Tabela 22 - Resultados da análise exergética da central ultrassupercrítica	87

Tabela 23 - Estrutura lógica da central de ciclo combinado elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento.....	88
Tabela 24 - Resultados da análise exergética da central de ciclo combinado.....	89
Tabela 25 - Comparação dos resultados da análise exergética e os presentes na literatura de centrais a carvão	94
Tabela 26 - Comparação dos resultados da análise exergética e os presentes na literatura de centrais de ciclo combinado	95
Tabela 27 - Emissões de CO ₂ por central de geração de potência.....	95
Tabela 28 - Emissões de CO ₂ considerando uma capacidade instalada de 1000 MW (t/ano).....	97
Tabela 29 - Emissões evitadas de CO ₂ considerando a troca de tecnologia subcrítica em uma capacidade instalada de 1000 MW (t/ano).....	97
Tabela 30 - Custo de eletricidade anualizado de diferentes centrais de geração de potência.....	99
Tabela 31 - Histórico de preço dos combustíveis	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACV	- Análise do Ciclo de Vida
CCS	- <i>Carbon Capture and Storage</i>
CCUS	- <i>Carbon Capture Utilization and Storage</i>
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EIA	- <i>Energy Information Administration</i>
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
GEE	- Gases de Efeito Estufa
GNL	- Gás Natural Liquefeito
GW	- Gigawatts
IEA	- <i>International Energy Agency</i>
IGU	- <i>International Gas Union</i>
IPCC	- <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
kW	- Quilowatts
kWh	- Quilowatts-hora
MME	- Ministério de Minas e Energia
Mt	- Megatoneladas
Mtpa	- Milhões de toneladas por ano
MW	- Megawatts
MWh	- Megawatts-hora
NEA	- <i>Nuclear Energy Agency</i>
OECD	- <i>Organization for Economic Co-operation and Development</i>
O&M	- Operação e Manutenção
OGCI	- <i>Oil and Gas Climate Initiative</i>
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	- Poder Calorífico Inferior

TWh - Terawatts-hora

SIMBOLOGIA

Símbolos Latinos

b	- Exergia Específica [kJ/kg]
B	- Fluxo Exergético [kW]
C	- Custo [USD]
c_p	- Calor específico à pressão contante [kJ/kmolK]
CEA	- Custo de Eletricidade Anualizado [USD/MWh]
F	- Insumos [kW]
FRC	- Fator de Recuperação de Capital
h	- Entalpia Específica [kJ/kg]
HO	- Horas de Operação [h]
I	- Irreversibilidade [kW]
i	- Taxa de Juros
L	- Perdas [kW]
\dot{m}	- Fluxo mássico [kg/s]
M	- Peso Molecular [kg/kmol]
P	- Pressão [bar]
P	- Produtos [kW]
PE	- Potência Elétrica [MW]
\dot{Q}	- Taxa de Transferência de Calor [kW]
R	- Constante Universal dos Gases Perfeitos [kJ/kmolK]
s	- Entropia Específica [kJ/kgK]
T	- Temperatura [°C]
\dot{W}	- Potência [MW]
y	- Fração Molar

Letras Gregas

- α - Emissão Específica
- γ - Porcentagem em peso de um elemento
- ν - Vazão Molar
- δ - Percentual de Destruição Exergética
- ψ - Eficiência Exergética
- φ - Relação entre a Exergia Química Padrão e o PCI
- e - Fator de emissão

Subscritos

- 0 - Estado de Referência
- comb - Combustível
- ch - Componente Química da Exergia
- c - Eficiência Exergética da Central
- c - Custo de capital
- c - cold
- e - Entrada
- fuel - Custo de Combustível
- g - Gases
- h - hot
- i - Referente a um Componente
- net - Potência Líquida
- O&M - Custo de Operação e Manutenção
- ph - Componente Física da Exergia
- Q - Referente à Exergia de um Fluxo de Calor
- resf - Resfriamento

s - Saída

W - Referente à Exergia de um Fluxo de Trabalho

Sobrescritos

0 - Referente a Exergia Padrão

n - Vida Útil dos Equipamentos

SUMÁRIO

RESUMO.....	4
ABSTRACT.....	5
LISTA DE FIGURAS.....	6
LISTA DE TABELAS.....	8
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	10
SIMBOLOGIA.....	12
1. INTRODUÇÃO.....	17
1.1. Considerações Iniciais.....	17
1.2. Contextualização do Trabalho na Literatura.....	23
1.3. Objetivos do Presente Trabalho.....	24
1.4. Desenvolvimento do Trabalho.....	25
2. CENÁRIO ENERGÉTICO.....	27
3. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O GÁS NATURAL.....	45
4. MODELAGEM.....	55
4.1. Análise Exergética.....	59
4.1.1. Cálculo da Exergia da Água e Fluidos Térmicos.....	60
4.1.2. Cálculo da Exergia de um Fluxo de Calor.....	60
4.1.3. Cálculo da Exergia de um Fluxo de Trabalho.....	61
4.1.4. Cálculo da Exergia do Combustível.....	61
4.1.5. Cálculo da Exergia do Ar e dos Gases de Combustão.....	61
4.1.6. Irreversibilidades e Eficiência Exergética.....	62
4.2. Análise Ambiental.....	64
4.3. Análise Econômica.....	65
5. ESTUDOS DE CASO.....	67

5.1. Central Termoelétrica Subcrítica.....	67
5.2. Central Termoelétrica Supercrítica	71
5.3. Central Termoelétrica Ultrassupercrítica	74
5.4. Central de Ciclo Combinado	78
6. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	82
6.1. Análise Exergética.....	82
6.2. Análise Ambiental	95
6.3. Análise Econômica.....	99
7. CONCLUSÃO	106
8. REFERÊNCIAS.....	110
APÊNDICE A	124

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Iniciais

O desenvolvimento econômico, social e modernização de um país está intimamente ligado à sua oferta de energia elétrica (MALEK *et al.*, 2017), é ela que dita o ritmo da atividade industrial, do crescimento do setor comercial e de serviços. Como abordado por Cavalcanti (2016), a crescente demanda por eletricidade (e outras formas de energia), incentiva o avanço e a otimização de sistemas de conversão de energia. Como não poderia ser diferente, aspectos econômicos (custos de investimento, operação e manutenção, combustíveis) e ambientais (emissões de poluentes) são variáveis de suma importância nesse campo de discussão de sistemas de geração de potência.

Diante desse cenário surge a necessidade em se alinhar um fornecimento de eletricidade que acompanhe a demanda mundial crescente com uma política ambiental mais amigável, algo que está intimamente ligado com o compromisso de cada país com a agenda ambiental. O presente trabalho focará nos sistemas de geração de potência, tendo a ciência que a transformação do sistema energético passa não apenas pelo campo de geração de energia elétrica, mas também pelos setores de transporte, indústria e agricultura.

Diversas entidades nacionais e internacionais fornecem anualmente diversos dados a respeito do mercado de energia, importante para atividades de planejamento e acompanhamento do setor energético. Informações tais como o histórico de utilização de combustíveis e previsões futuras, consumo energético por setor e níveis de emissões. Esses relatórios servem de orientação para trabalhos no universo acadêmico e tomada de decisões de governos e empresas. Dentre esses órgãos de referência encontram-se a *International Energy Agency* (IEA), a *Energy Information Administration* (EIA), a *British Petroleum* (BP), a *Exxon Mobil*, a *International Gas Union* (IGU), e no Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao Ministério de Minas e Energia.

Ao acompanhar os pedidos, movimentos e pressões pelas fontes renováveis tem-se a sensação de que elas tomaram conta do mercado energético, apesar de realmente terem registrado um grande crescimento nos últimos anos, e que chegou ao fim da era dos combustíveis fósseis (BNEF, 2020a; EIA, 2020a; EXXONMOBIL, 2019). Há um grande destaque quanto a novas baterias, painéis solares mais eficientes, energia eólica em ascensão, veículos elétricos chegando ao mercado, um futuro sem emissões. Porém, os desafios se revelam amplos, principalmente em termos de custo e escala.

Os dados conhecidos revelam que a sociedade ainda depende fortemente dos combustíveis fósseis, apesar de todo o progresso que as renováveis já fizeram e que ainda é previsto para o futuro, como pode ser analisado na Figura 1, na qual nota-se uma tendência de convergência das fontes de energia primária, direcionando para uma matriz energética mais homogênea.

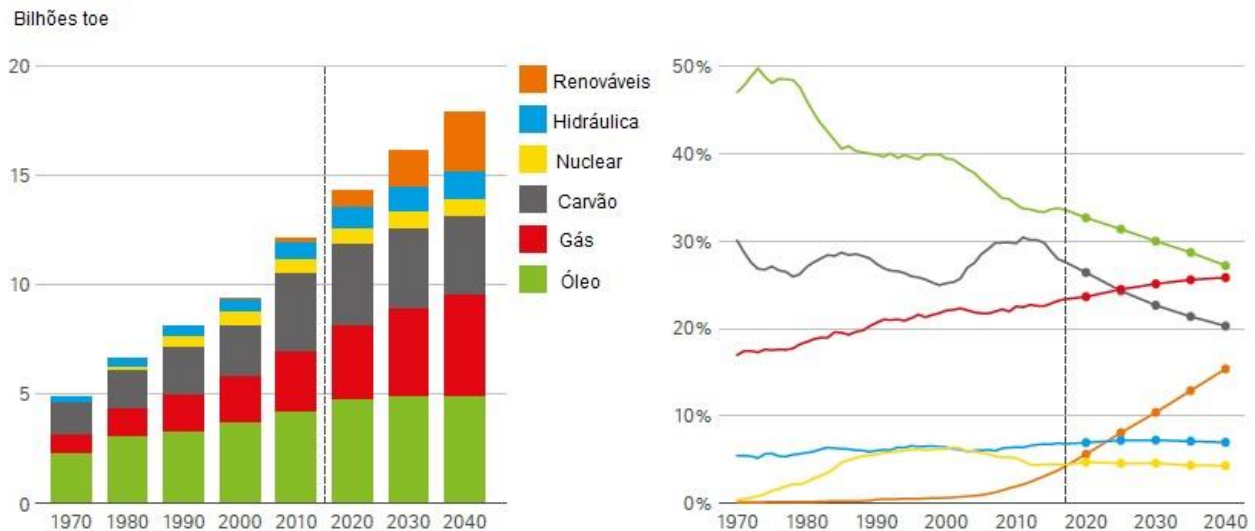


Figura 1 - Consumo e participação de energia primária no mundo por combustível
Fonte: BP (2019)

Segundo projeções do IEA (2019a) o setor de energia elétrica, no atual cenário, é o que apresenta a maior previsão de consumo de uso final da energia para as próximas décadas, com uma demanda global de crescimento de 2,1 % ao ano até 2040, duas vezes a taxa da demanda da energia primária. Ao avaliar a Tabela 1 percebe-se que a porção de combustíveis fósseis na matriz elétrica mundial é tão grande, que pode ser difícil para a sociedade ficar livre deles nos períodos atualmente previstos. Apesar da queda do óleo na geração de energia elétrica (passou de 24,8 % em 1973 para 2,9 % em 2018), a participação do gás natural apresentou crescimento (passou de 12,1 % em 1973 para 23,1 % em 2018), o carvão manteve sua participação estável no período (IEA, 2020a), com uma ascensão das energias renováveis (excluindo as hidroelétricas).

Tabela 1 – Participação por Combustível na Geração de Eletricidade Mundial

Combustível	1973	2018	% de 1973 a 2018
Fósseis	75,1 %	64,2 %	-10,9 %
Nuclear	3,3 %	10,2 %	+6,9 %
Hidráulica	20,9 %	15,8 %	-5,9 %
Renováveis	0,6 %	9,8 %	+9,1 %

Fonte: Adaptado de IEA (2020a)

A partir desses dados apresentados é possível destacar que faz sentido o raciocínio de que as energias de origem fóssil ainda vão ficar um bom tempo na matriz energética, pois tem que se considerar alguns aspectos, como o fato de haver uma base instalada, uma mão de obra treinada para essa indústria e grandes reservas de combustível. Em alguns países os combustíveis fósseis prevalecem sobre as demais fontes de energia (MEMON *et al.*, 2015; MALEK *et al.*, 2017; WANG *et al.*, 2017; XU *et al.*, 2015). Na China e Índia quase 70 % da eletricidade produzida em 2018 foi suprida por centrais a carvão, nos EUA, com mais de 30%, e Rússia (com quase 50%) o gás natural se mostrou protagonista na geração de energia elétrica, na Coreia do Sul as centrais a carvão e gás natural combinadas foram responsáveis por cerca de 70 % do fornecimento de energia elétrica em 2018. O Japão é outro mercado que em 2018 apresentou forte presença de combustíveis fósseis, inclusive óleo combustível (IEA, 2020b; IEA, 2021a). Observa-se que grandes mercados e economias mundiais ainda são fortemente dependentes dos combustíveis fósseis, apesar de toda a discussão a respeito das fontes renováveis.

A intermitência e, em alguns casos a imprevisibilidade, são características das energias renováveis. Um exemplo disso é um evento que ocorreu no início do ano de 2021, como relatado na reportagem publicada em UDOP (2021), no qual tempestades de gelo derrubaram quase metade da capacidade de geração de energia eólica do Texas.

Outro exemplo é o que ocorreu nos Estados Unidos na semana do dia 20 de fevereiro de 2022 no qual uma redução da ordem de 65 GW na geração eólica foi complementada utilizando, principalmente, o gás natural. No início da semana da referente data, a geração de energia elétrica proveniente da fonte eólica apresentava valores acima de 80 GW. No dia 20/02 alcançou 82 e 85 GW, no dia 21/02 alcançou 80 e 86 GW, no dia 22/02 chegou-se a 68 e 84 GW e a partir daí uma redução para 31 GW em 23/02 e 18,8 GW em 24/02/2022. A queda na geração eólica de cerca de 65 GW foi

suprida, principalmente, com a geração de gás natural, na ordem de 220 GW. Além da geração de 120,3 GW com carvão e outras fontes de energia como, nuclear (91,3 GW), hidrelétricas (41 GW), solar e outras. Porém, a rápida resposta da geração a gás natural possibilitou a manutenção da segurança do sistema. Os Estados Unidos produzem o gás convencional e o gás de xisto, atendendo ao mercado interno e exportando gás natural liquefeito, e tem tido nos últimos tempos a Europa como destino de boa parte de suas exportações (EIA, 2022).

A partir da Figura 2 pode-se observar a escalada na capacidade instalada das energias renováveis na geração de energia elétrica verificada no mundo nos últimos 20 anos, principalmente da energia eólica e solar, o que traz consigo muitos desafios (BP, 2021; BNEF, 2020a).

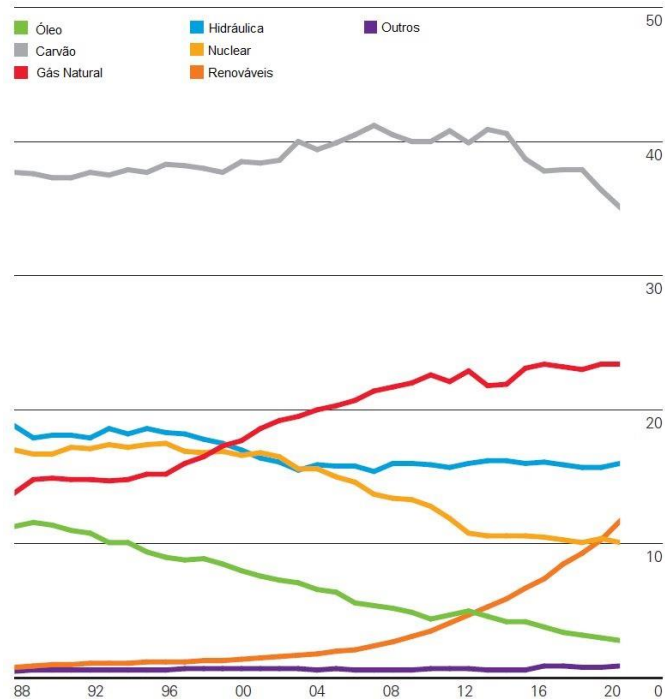


Figura 2 - Participação das diversas fontes de energia na geração de energia elétrica
Fonte: BP (2021)

Essa escalada das fontes renováveis ilustrada na Figura 2 traz consequências de desafios na operação como evidenciado pela Figura 3 da geração eólica horária do nordeste brasileiro em maio de 2020. Ao analisar a Figura 3, verifica-se como é o perfil e o comportamento da geração eólica, em que no dia 16 de maio percebe-se que a oferta de energia eólica teve uma queda de quase 4 GW em 12 h. Além disso, ao analisar a Figura 3 verifica-se que as grandes variações podem ocorrer não apenas no mesmo dia, mas também em um intervalo de uma semana, como no exemplo entre os dias

20/05/2020 e 27/05/2020, em que a oferta de energia eólica caiu 7 GW. Portanto, vê-se um desafio elevado para o operador nacional que terá que atuar de tal forma a compensar essa súbita variação eólica, que pode ocorrer através de intercâmbio de energia por meio das linhas de transmissão, possibilidade de oferta hídrica ou, no caso de impossibilidade dessas duas alternativas, por despacho térmico e de preferência de partida rápida a fim de compensar essa intermitência e garantir a entrega e segurança energética.

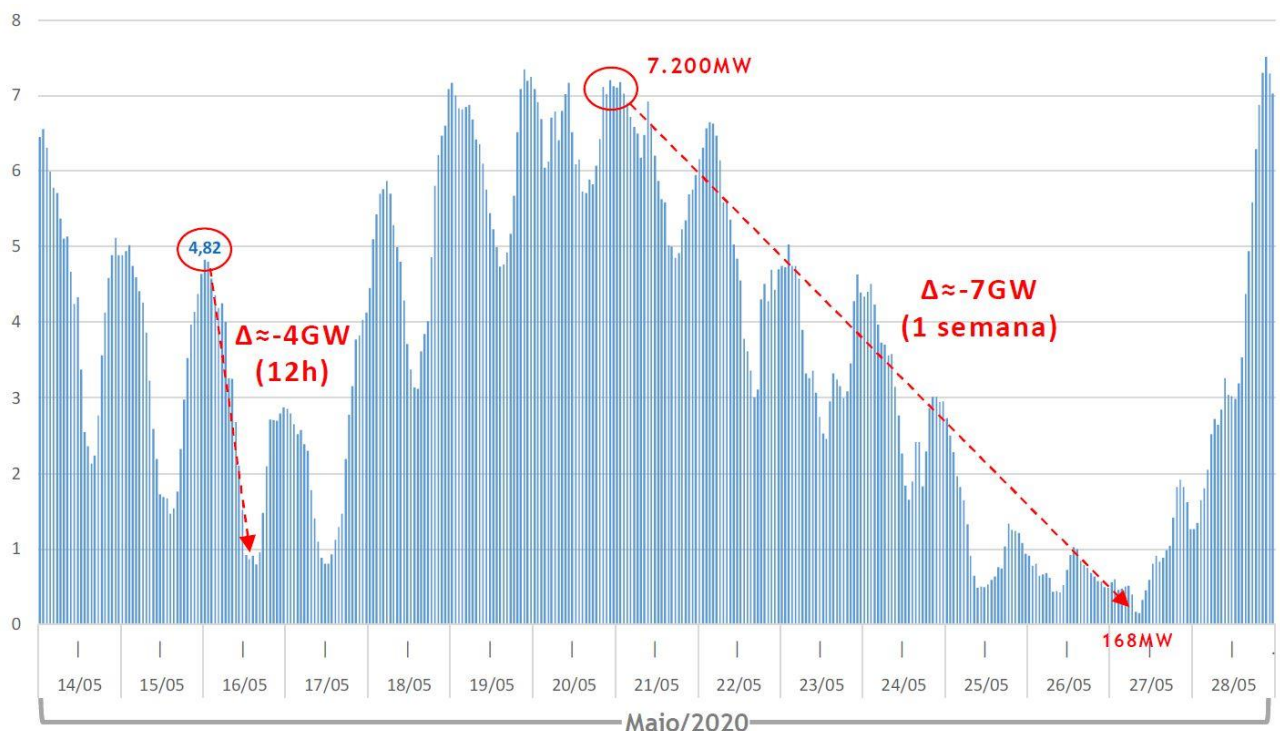


Figura 3 - Variabilidade da geração eólica no nordeste brasileiro (GW)
Fonte: Adaptado de ONS (2021) conforme Petrobras (2021a)

Apesar do crescimento das energias renováveis na geração de energia elétrica na matriz mundial, nota-se que os combustíveis fósseis continuarão a ter um papel importante como fonte de energia (BP, 2020; BP, 2021), ainda que eles sejam grandes responsáveis pela emissão de Gases de Efeito Estufa - GEE (AMPONSAH *et al.*, 2014; HONDO, 2005; ODEH e COCKERILL, 2008). À vista disso, torna-se importante conhecer os processos e tecnologias relacionados a esse tipo de geração de energia elétrica.

A elevada participação de combustíveis fósseis na geração de eletricidade através de centrais convencionais (carvão, gás natural, óleo) pode ser explicada pela abundância dos combustíveis, a geração de energia firme, ao acesso às centrais com tecnologia disponível e a rápida construção, além

de toda uma indústria já por trás dos combustíveis fósseis. No entanto, os elevados índices de emissão, principalmente das centrais a óleo e a carvão, especialmente as que operam baseadas em ciclos subcríticos, contribuem expressivamente no aumento da concentração dos GEE liberados à atmosfera (AMPONSAH *et al.*, 2014; HONDO, 2005; MALEK *et al.*, 2017; ODEH e COCKERILL, 2008; RESTREPO *et al.*, 2012; TOLMASQUIM, 2016a; TOLMASQUIM, 2016b). A geração de eletricidade utilizando óleo combustível tem uma participação pequena na matriz mundial, sendo aplicada principalmente para aqueles lugares mais remotos, onde há dificuldade de acesso, logística e distribuição de combustível. A geração a carvão tem uma forte presença em muitos países, seja por possuírem grandes reservas ou por terem fácil acesso através de importação. O gás natural tem forte presença naqueles países com reservas próprias, ou quando importado por meio de gasodutos ou GNL em condições atrativas de mercado.

As centrais de geração de energia a combustíveis fósseis são, nesse contexto, levadas a buscar aperfeiçoamento de suas tecnologias a fim de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa. As centrais a carvão caminham para sistemas que operam com pressões e temperaturas supercríticas e ultracriticadas, de forma a diminuir os impactos ambientais, ao passo que as centrais a gás natural caminham para sistemas de ciclo combinado de alta eficiência. Nos últimos anos pesquisadores e empresas detentoras da tecnologia da área de energia têm buscado trabalhar com sistemas de maior eficiência, uma vez que o uso de sistemas com menor contaminação é inevitável a fim de mitigar os problemas ambientais. Esse passo tem relação com o acesso às tecnologias mais modernas, com adoção de processos mais eficientes e conseqüentemente menor uso direto da energia (GANJEHKAVIRI *et al.*, 2014; SHAMOUSHAKI e EHYAEI, 2018; XI'AN THERMAL POWER RESEARCH INSTITUTE, 2008).

Vive-se um grande dilema atualmente ao se olhar que em 2019 quase 800 milhões de pessoas ainda não tinham acesso à energia elétrica (IEA, 2020c; WORLD BANK, 2021) e que se faz necessário incluí-las nesse universo. No entanto, os impactos dos modelos de desenvolvimento socioeconômicos vigentes são cada vez mais visíveis no planeta, especialmente no meio ambiente. Há uma transição de matriz energética já em andamento, conduzida conseqüentemente pelas questões ambientais e pelas mudanças climáticas, no entanto, existem outros interesses nesse contexto, como as questões econômicas. Uma vez que o mundo, hoje, ainda não está preparado para fornecer essa energia baseada fortemente em renováveis, isso irá ocorrer paulatinamente, principalmente em países menos desenvolvidos, visto que têm menos acesso à tecnologia. No curto prazo, a forma mais premente para a indústria lidar com esses problemas está relacionada à eficiência energética dos processos industriais. Processos mais eficientes produzem mais, aumentando a disponibilidade

energética, reduzindo custos e facilitando o acesso à grande quantidade de pessoas excluídas de acesso à energia. Adicionalmente, a eficiência energética promove uma ponte de curto prazo para a transição de matriz energética, permitindo a redução de emissões de efluentes intensivos em carbono.

Diante dessa realidade de alerta a respeito das mudanças climáticas e da necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, uma das medidas para atingir essas metas é com uso de tecnologias e processos cada vez mais eficientes. Nesse contexto é levantada a hipótese de como as centrais térmicas de geração de potência podem contribuir para a transição energética.

1.2. Contextualização do Trabalho na Literatura

Há diversos trabalhos na literatura que estudaram o comportamento de centrais de geração de potência, de diversas configurações, dos pontos de vista térmico, ambiental e econômico, como afirmam Dincer e Rosen (2020), que há uma associação direta entre sustentabilidade e aspectos ambientais de um sistema de energia com sua eficiência. Restrepo *et al.* (2012) fizeram um estudo de uma central térmica a carvão no Brasil. Nesse estudo calculou-se a eficiência da central, segundo a 2ª Lei da Termodinâmica, e quantificou-se o impacto ambiental da mesma mediante o método ACV (análise do ciclo de vida). O processo de combustão demonstrou ter o maior grau de impacto ambiental e uma análise de sensibilidade revelou que uma melhora na eficiência da central acarretou um melhor desempenho ambiental.

Pacca e Horvath (2002) realizaram um estudo com o objetivo de compreender os impactos ambientais de cinco tipos de centrais de geração de potência (hidroelétrica, eólica, solar, carvão e gás natural) para quatro períodos após a construção não apenas na fase de operação, mas também na fase de construção. A finalidade foi auxiliar nas decisões de investimento de novas capacidades de geração de potência, considerando aspectos como destruição de habitat associados às barragens, queima de combustíveis e uso da terra. Resultados indicaram que uma modernização após 20 anos do início da operação da usina hidroelétrica de Glen Canyon aumentou a capacidade de energia em 39 %, mas resultou em apenas 1 % das emissões de CO₂ da construção inicial.

Hondo (2005) realizou um estudo similar analisando as emissões de gases de efeito estufa (GEE) pelo método do ciclo de vida de nove tecnologias diferentes de geração de potência (carvão, óleo, gás natural liquefeito – GNL, GNL ciclo combinado, nuclear, hidroelétrica, geotérmica, eólica e solar). O objetivo foi compreender as características dessas tecnologias sob a perspectiva do aquecimento global, em que foi mostrado que as emissões de gases de efeito estufa usando combustíveis fósseis são

maiores que as emissões de gases de efeito estufa usando energia nuclear ou renovável do ponto de vista do ciclo de vida. O estudo focou na análise de aspectos ambientais, não abrangendo aspectos econômicos e de segurança.

Restrepo e Bazzo (2016) realizaram uma abordagem exergética para os impactos ambientais em centrais modificadas em processo de combustão combinada carvão-biomassa. Dois cenários foram analisados: a queima somente com carvão pulverizado e a queima combinada de carvão pulverizado e palha de arroz. Os resultados revelaram que o segundo cenário apresentou um impacto exergoambiental 25,13 % menor.

Martín-Gamboa *et al.* (2018), em seu trabalho, avaliou diversas centrais de ciclo combinado a gás natural do ponto de vista de impactos ambientais. O estudo apontou uma relação diretamente proporcional entre o alto número de horas de operação das centrais e um melhor desempenho ambiental.

Partridge (2018) realizou um estudo em que compara os custos de geração de energia de diferentes tecnologias (combustíveis fósseis e eólica). O trabalho visou determinar quais eram as principais fontes de incerteza desses sistemas de geração de potência e chegou à conclusão de que o combustível é o principal fator de incerteza em centrais a combustível fóssil. Já para a central eólica o custo de capital foi o principal fator de incerteza.

Rocha e Silva (2019) realizaram um estudo de análise exergoambiental de uma central de geração de energia ultrassupercrítica a carvão de 800 MW de potência. A principal fonte de impacto ambiental do sistema foi devido às emissões proporcionadas pela combustão do carvão. O sistema com tecnologia ultrassupercrítica apresentou-se como uma alternativa aos demais sistemas de geração a carvão que se utilizam de tecnologias subcríticas e supercríticas.

1.3. Objetivos do Presente Trabalho

O objetivo do presente trabalho se concentra em realizar uma análise comparativa de quatro sistemas térmicos de geração de potência, sendo três centrais termoelétricas a carvão (subcrítica, supercrítica e ultrassupercrítica) e uma central termoelétrica a gás natural de ciclo combinado, do ponto de vista termodinâmico, ambiental e econômico, por meio da análise exergética, cálculo das emissões específicas e fatores de emissão de CO₂ de cada tecnologia e o custo de eletricidade delas.

A partir dessa análise comparativa o presente estudo tem a finalidade de realizar uma discussão sobre as condições em que o uso do gás natural possa ter o seu uso ampliado no contexto da transição energética.

A pesquisa aborda, para o estudo termodinâmico, a teoria e os conceitos da análise exergética com a finalidade de determinar os equipamentos e quantificar a ordem de grandeza deles na taxa de destruição exergética e a influência da eficiência exergética em centrais termoelétricas. Para o estudo ambiental a pesquisa considera apenas as variáveis de operação, sendo negligenciados os fatores de construção e descomissionamento, pois o impacto ambiental destes não são representativos em comparação ao período de operação (PACCA e HORVATH, 2002; LOMBARDI, 2003; RESTREPO *et al.*, 2012). Espera-se com a análise ambiental calcular o quanto de CO₂ é emitido por cada tipo de tecnologia e estabelecer uma base comparativa de emissões evitadas pela tecnologia de ciclo combinado.

Para o estudo econômico a pesquisa leva em consideração os custos de investimento, de operação e manutenção e de combustível, sendo este uma variável bastante sensível no custo total das tecnologias estudadas (PARTRIDGE, 2018). O intuito é de mostrar que centrais de ciclo combinado movido a gás natural apresentam preços competitivos.

1.4. Desenvolvimento do Trabalho

O presente trabalho está organizado em 7 capítulos. O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução a respeito do cenário da matriz elétrica de como a participação dos combustíveis fósseis ainda é significativa e do crescimento das fontes renováveis. Nesse capítulo são discutidos aspectos fundamentais que justificam o estudo do tema que, apesar do crescimento das energias renováveis, os combustíveis fósseis ainda terão ao longo dos anos participação importante no cenário elétrico mundial. O carvão deve ter uma redução no consumo, entretanto, o gás natural tem previsão em aumento no mercado. Esse capítulo também contextualiza o presente trabalho com outros já desenvolvidos na área e esclarece, de forma direta, os objetivos do estudo.

O Capítulo 2 apresenta uma visão do gás natural no cenário global e traz características de matrizes elétricas de alguns países, mostrando o potencial do gás natural, e os combustíveis predominantes em alguns países. Esse capítulo mostra alguns desafios a serem enfrentados, uma vez que questões geopolíticas fazem parte do contexto.

O Capítulo 3 apresenta uma discussão da transição energética e o papel do gás natural nesse contexto, mostrando o que se tem feito no mundo, as discussões que estão sendo amadurecidas e o aproveitamento que a infraestrutura do gás natural pode ter para o futuro.

O Capítulo 4 apresenta a modelagem para a realização das análises exérgica, ambiental e econômica. São detalhadas as equações aplicadas para os cálculos dos parâmetros indicados. Nesse capítulo é apresentado também a importância das análises a serem feitas.

O Capítulo 5 apresenta a descrição das centrais que serão objetos do estudo, sendo três termoelétricas a carvão (subcrítica, supercrítica e ultrassupercrítica) e uma termoelétrica a gás natural de ciclo combinado. Nesse capítulo são mostrados as características e dados termodinâmicos das centrais

O Capítulo 6 apresenta os resultados encontrados para cada central analisada e uma discussão global comparativa entre elas, mostrando as vantagens das diferentes tecnologias, evidenciando os aspectos ambiental e econômico.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do trabalho e propõe sugestões para trabalhos futuros.

A estrutura deste trabalho é finalizada com as referências bibliográficas.

2. CENÁRIO ENERGÉTICO

Historicamente, os combustíveis fósseis sempre apresentaram um papel importante na matriz energética mundial (IEA, 2020b), com o carvão sendo o combustível líder na geração de energia, e em alguns países a principal fonte de geração de energia. Segundo a Global Energy Monitor (2021a), de toda capacidade instalada das centrais de geração de potência a carvão operando no mundo atualmente, 56 % são subcríticas, 27 % supercríticas e 17 % ultrassupercríticas. Países como China e Índia têm um alto percentual de centrais térmicas em suas matrizes. Segundo o China Energy Portal (2022) e o National Power Portal (2022), China e Índia possuem um parque térmico com capacidade instalada de 1297 GW e 236 GW, que representam respectivamente, 55 % e 60% da capacidade instalada total das matrizes elétricas de seus países. Outra característica é que as centrais a carvão desses países ainda possuem, hoje, um maior percentual de centrais subcríticas em seu parque termoeletrico, cenário que vem mudando, já que os novos projetos em construção e os já anunciados, são de centrais de alta eficiência (supercríticas e ultrassupercríticas).

Entretanto, no relatório abordado pela ExxonMobil (2019) o gás natural é apontado como o combustível fóssil com maior potencial de crescimento, passando atualmente de 23 % do fornecimento global de energia, com previsão de alcançar 26 % em 2040. O relatório do BNEF (2020b) corrobora esse discurso afirmando que o gás natural é o único combustível fóssil com perspectivas de crescimento. Além do gás natural ser um combustível mais limpo para a geração de energia elétrica (dentre os combustíveis fósseis), seu crescimento está alinhado, segundo BP (2019), com a crescente disponibilidade do combustível e da expansão da infraestrutura de fornecimento por meio dos gasodutos e gás natural liquefeito.

O modo mais comum de transporte de gás natural é por meio de gasodutos, pois geralmente, para curtas e médias distâncias este é o meio mais acessível, simples e econômico. Entretanto, quando há garantias de oferta e demanda e do volume envolvido, gasodutos de longas distâncias também são viáveis. O gasoduto se torna viável quando há uma perspectiva de transporte em um volume e período suficientes a fim de amortizar a aplicação de capital inicial. O que pode impedir a viabilidade do projeto de um gasoduto é o transporte de gás natural apenas temporário ou intermitente entre regiões, uma vez que a obra de um gasoduto requer grandes investimentos em ativos, quando a única finalidade é transportar gás natural entre as áreas conectadas, de forma a estabelecer uma dependência mútua entre o produtor e o consumidor.

Outro meio de fornecimento de gás é através do uso da tecnologia de Gás Natural Liquefeito (GNL), pois possibilita a flexibilidade no transporte de gás natural entre terminais de liquefação e terminais de regaseificação por meio de navios-tanque especificamente projetados para o GNL. Essa versatilidade do GNL proporciona um mercado de gás natural mais integrado, facilitando a destinação do combustível para diferentes regiões, a depender das condições de oferta e demanda vigentes. Os países líderes em exportação de GNL em 2020 foram, nessa ordem, Austrália, Catar, Estados Unidos, Rússia, Malásia e Nigéria (IGU, 2021a). Apesar das vantagens apresentadas, o transporte de gás natural por meio de GNL exige grandes investimentos em terminais de liquefação, navios-tanque e terminais de regaseificação.

Essa característica do GNL faz com que ele também seja uma possibilidade para fornecimento de gás natural por períodos temporários. O GNL permitiu o Japão aumentar a capacidade de geração de energia em um curto prazo no período em que o país intensificou a sua geração termelétrica a gás natural para compensar a interdição de suas centrais nucleares após o desastre da central nuclear de Fukushima. Hoje, o Japão importa GNL de forma contínua, sendo que em 2020 foi o maior importador de GNL no mundo. Outros países também importam GNL de forma contínua, que são os casos da China e Coreia do Sul. No caso do Brasil, o ano de 2021 foi marcado por uma grande estiagem, e o GNL foi utilizado de forma a atender as termelétricas a gás natural, uma vez que no país elas operam com um baixo fator de capacidade com o objetivo de complementar a geração hidrelétrica nos períodos de seca. Em 2021 o GNL foi estratégico para o Brasil, uma vez que o país bateu recorde de importação de GNL, com uma compra média de cerca de 23 milhões de m³/dia. O recorde diário ocorreu em 01/10/2021 com a importação de 40 milhões m³/dia (AGÊNCIA BRASIL, 2022).

A maior parte do gás natural utilizado é transportada por uma rede de gasodutos altamente desenvolvida e em contínua expansão, principalmente nos EUA-Canadá, Europa, Rússia e China. Essa ampla rede de gasodutos permite que o gás natural seja facilmente transportado do seu local de produção até para os mercados consumidores. O Relatório da BP – Statistical Review of World Energy (2021) aborda um panorama do comércio de gás natural no ano de 2020 por meio de gasodutos e GNL das diversas regiões do mundo em que se observa o volume de importações e exportações do referido combustível (Figura 4).

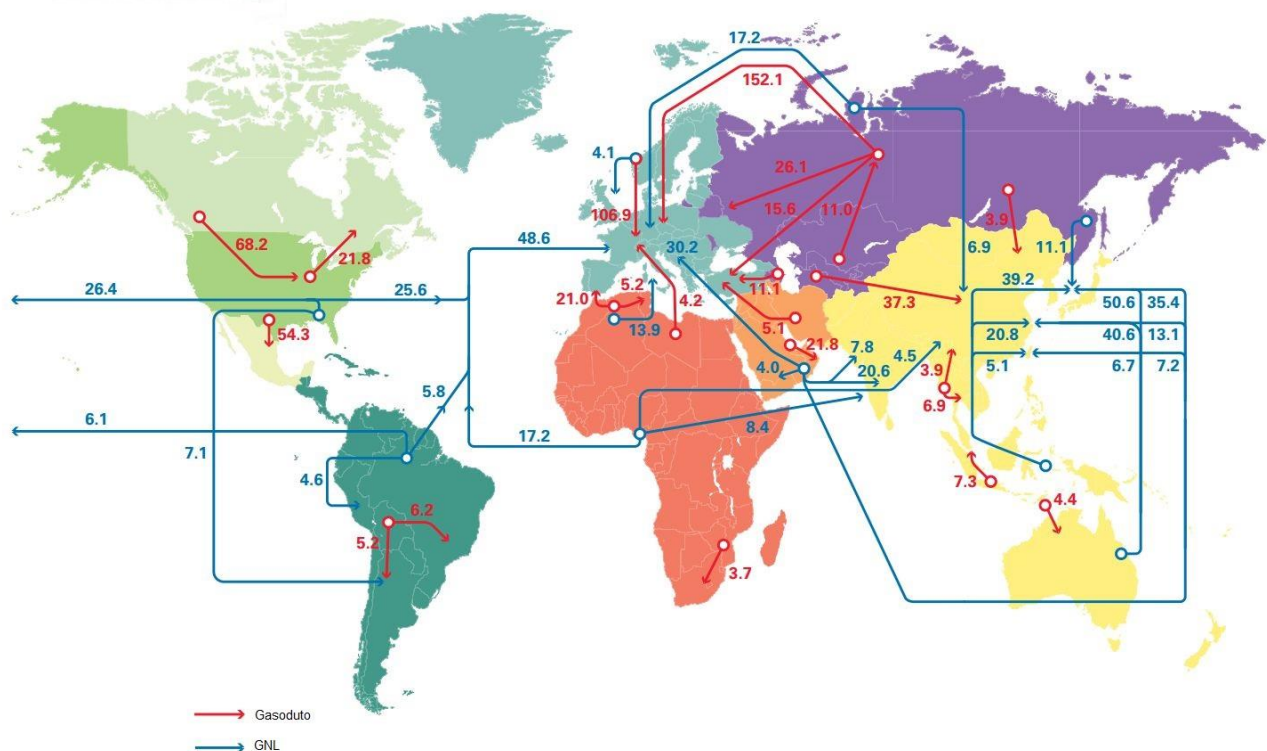


Figura 4 - Principais movimentos comerciais em 2020 de GNL e gás natural no mundo (bilhões de metros cúbicos)
Fonte: BP (2021)

A oferta de GNL aumentou em 2020, apesar de todo cenário de pandemia que o mundo viveu, revelando a importância e o espaço que esse mercado tem atingido, se tornando estratégico no planejamento do balanço energético dos países. Em 2020 o comércio global de gás natural liquefeito alcançou um volume de 356,1 Mt, um aumento de 1,4 Mt (0,4 %) em relação a 2019. Apesar de todo o cenário adverso, isso marcou o sétimo ano de crescimento consecutivo no comércio global de GNL, mostrando resiliência, flexibilidade e confiabilidade do setor de gás natural (IGU, 2021a).

Austrália, Qatar, Estados Unidos, Rússia, Malásia e Nigéria foram os principais exportadores de GNL em 2020, com destaque para Austrália e Catar que, juntos, representam 44 % do mercado de exportações, sendo que a Austrália tomou do Catar, em 2020, o posto de maior exportador de GNL. Vale destacar também os Estados Unidos por ter sido o único país que aumentou o volume de exportações acima das 10 Mt (foram 11 Mt). Outro aspecto importante e já consolidado ao longo dos anos, evidenciado pela Tabela 2, revela a Ásia-Pacífico e a Ásia como as regiões responsáveis pela maior parte dos volumes importados em 2020, juntas respondendo por mais de 70% das importações globais de GNL.

Tabela 2 - Comércio de GNL entre Regiões (Mt)

Região Exportadora	Ásia-Pacífico	Oriente Médio	África	América do Norte	Rússia	América Latina	Europa	Reexportação Recebida	Reexportação Carregada	Total
Região Importadora										
Ásia-Pacífico	84,3	33,9	3,7	12,7	10,7	2,7	-	0,3	1,3	147,1
Ásia	46,4	33,1	12,0	6,6	5,8	1,8	-	1,6	-	107,3
Europa	-	21,9	22,4	18,5	12,6	4,0	3,0	0,2	1,1	81,6
América Latina	0,1	0,6	0,7	5,2	0,1	2,2	0,1	0,1	0,2	8,8
América do Norte	0,3	-	0,4	0,8	-	2,6	0,1	0,2	-	4,3
Oriente Médio	-	3,1	1,7	1,0	0,4	0,7	-	0,1	-	6,9
África	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	131,2	92,6	40,8	44,8	29,6	14,0	3,2	2,6	2,6	356,1

Fonte: Adaptado de GIIGNL (2021)

A infraestrutura de GNL se desenvolveu, mesmo com cenário adverso de pandemia em 2020. O GNL continua a ser usado para aumentar a segurança do fornecimento de gás, mesmo em mercados com amplas conexões de gasodutos. Importadores europeus como França, Itália e Turquia usam o GNL para diversificar suas importações e manter o acesso ao gás no caso de fluxos indisponíveis de gasodutos. Os países com alta penetração de renováveis em suas matrizes energéticas também consideram o gás, muitas vezes fornecido como GNL, como uma fonte de geração de energia de *backup* confiável para complementar as energias renováveis. Este é particularmente o caso do Brasil.

A capacidade nominal de liquefação alcançou uma capacidade de 452,9 Mtpa (milhões de toneladas por ano) em 2020, um aumento de 5% em relação a 2019, o que representa um aumento de pouco mais de 20 Mtpa. Austrália, Catar e Estados Unidos, representam, respectivamente, os maiores mercados exportadores de GNL e juntos, correspondem a mais da metade da capacidade de liquefação global. Além dos atuais terminais de liquefação em operação havia, em fevereiro de 2021, 137,3 Mtpa

de capacidade de liquefação em construção ou aprovados para desenvolvimento, o que corrobora o investimento dos países no aumento da infraestrutura de gás natural (IGU, 2021a).

De forma semelhante ao crescimento da capacidade de liquefação, o mercado de GNL também está experimentando um crescimento na capacidade de regaseificação, que alcançou 850,1 Mtpa em fevereiro de 2021, sendo Japão, Coreia do Sul e China os países com as maiores capacidades de regaseificação. Juntos respondem por cerca de 50 % da capacidade global. Devido ao requisito de atender à demanda sazonal de pico e garantir a segurança do abastecimento, a capacidade dos terminais de regaseificação excede em muito a capacidade de liquefação. Os níveis médios de utilização de regaseificação nos mercados globais de GNL em 2020 ficaram em 43 % (mesmo valor de 2019), isso mostra que a demanda de gás natural cresceu proporcionalmente à expansão da capacidade de regaseificação em 2020 (IGU, 2021a).

Nos Estados Unidos o cenário é de que o gás natural continuará como uma fonte dominante na geração de energia elétrica (BNEF, 2020a), incentivado pelos baixos preços do combustível (IGU, 2020). Segundo EIA (2021a) e EIA (2021b) o gás natural possui um papel de destaque na geração de energia elétrica tendo grande representatividade na matriz, com uma participação em torno de 40% na geração de eletricidade (MWh) na matriz dos Estados Unidos, como pode ser visto na Figura 5. Na Figura 6 essa importância é verificada ao observar que na semana de 21/07/2021 a 27/07/2021 o gás natural foi o combustível mais presente na matriz elétrica, sendo fundamental para garantia energética nos momentos em que a geração eólica diminui a sua contribuição.

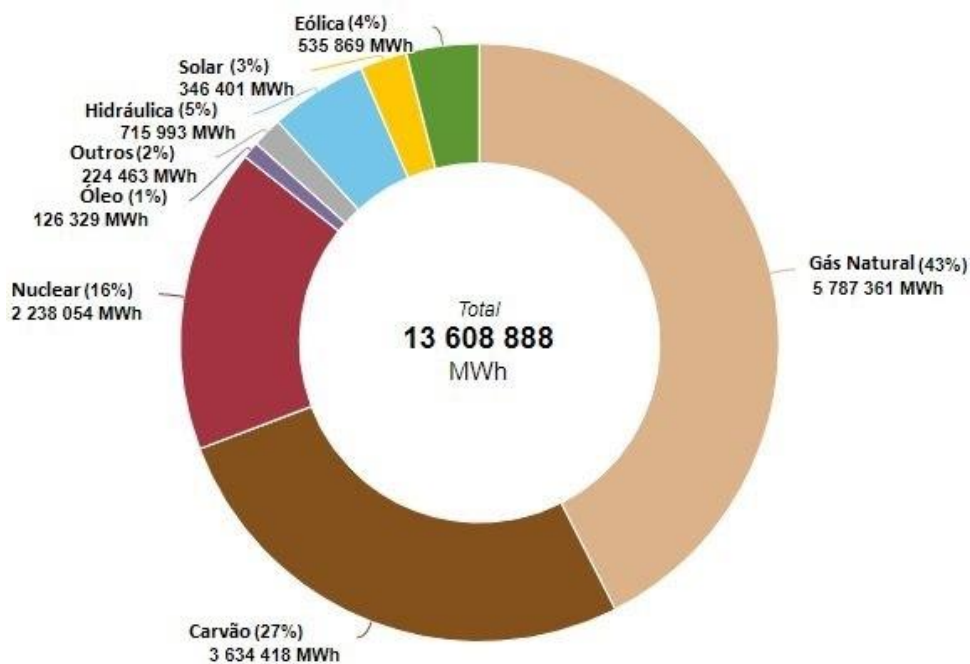


Figura 5 - Geração de Eletricidade nos Estados Unidos (27/07/2021)

Fonte: EIA (2021a)

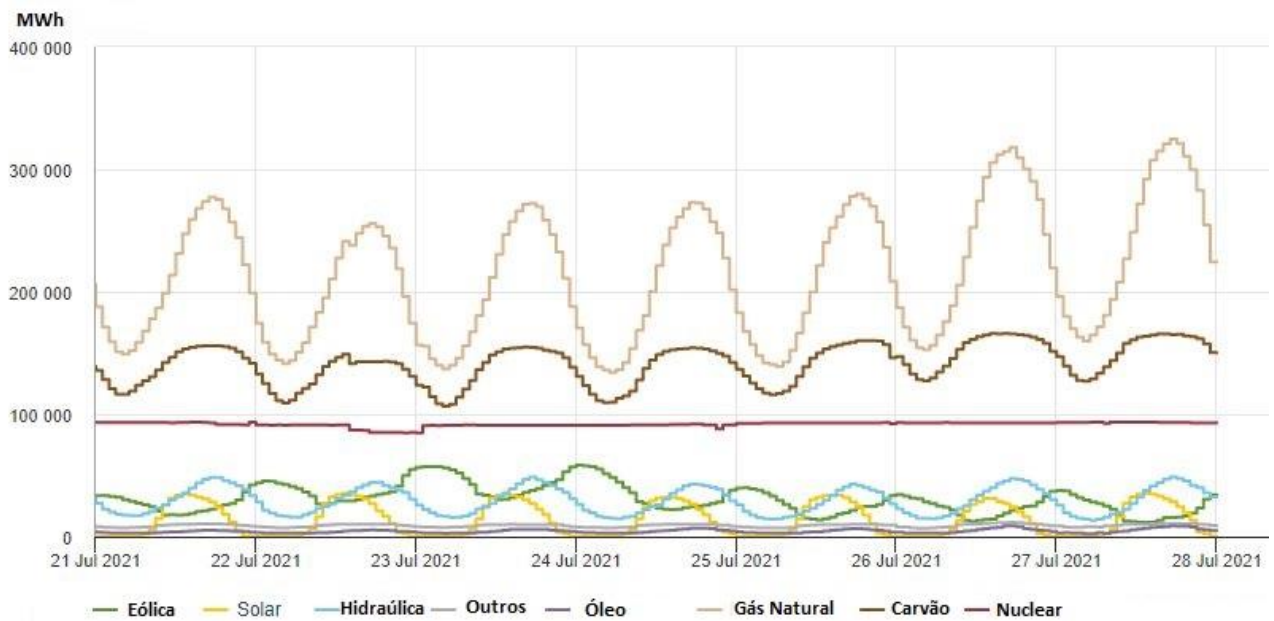


Figura 6 - Geração de Eletricidade nos Estados Unidos (21/07/2021 a 27/07/2021)
Fonte EIA (2021b)

Nos relatórios diários da EIA verifica-se que em algumas regiões, como Califórnia, Florida, New England e Texas, o percentual de geração de energia elétrica tendo como fonte o gás natural chega a passar dos 50 % (EIA, 2021c; EIA, 2021d; EIA, 2021e; EIA, 2021f), como observado, respectivamente, nas Figuras de 7 a 10.

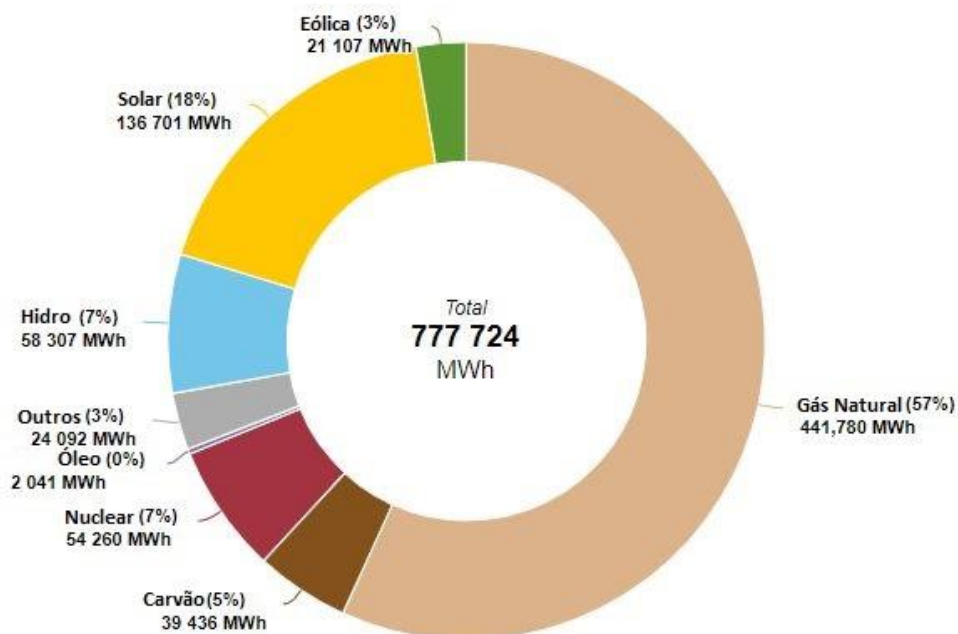


Figura 7 - Geração de Eletricidade na Região da Califórnia (EUA) em 27/07/2021
Fonte: EIA (2021c)

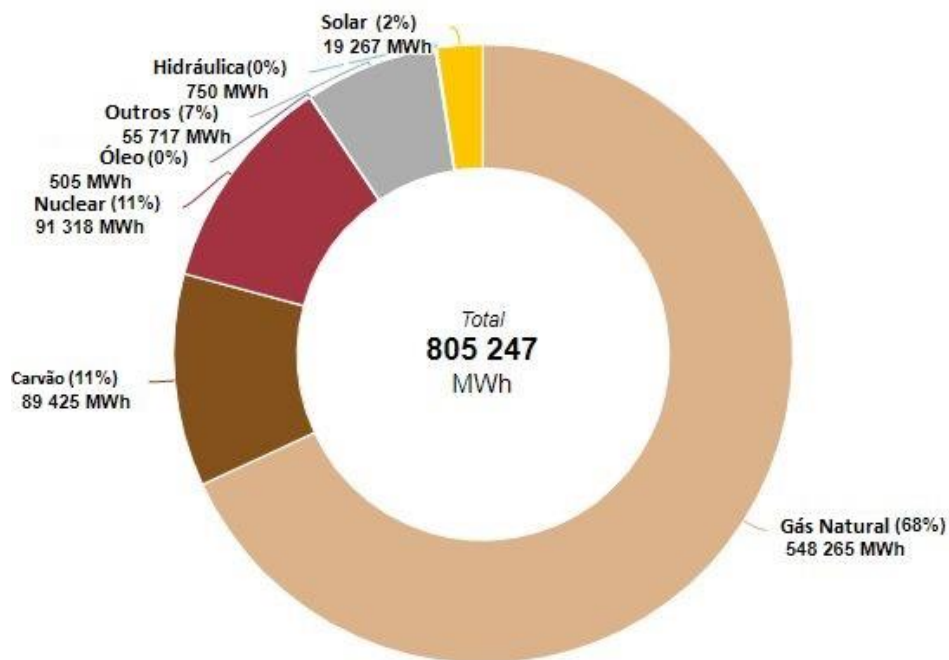


Figura 8 - Geração de Eletricidade na Região da Florida (EUA) em 27/07/2021
Fonte: EIA (2021d)

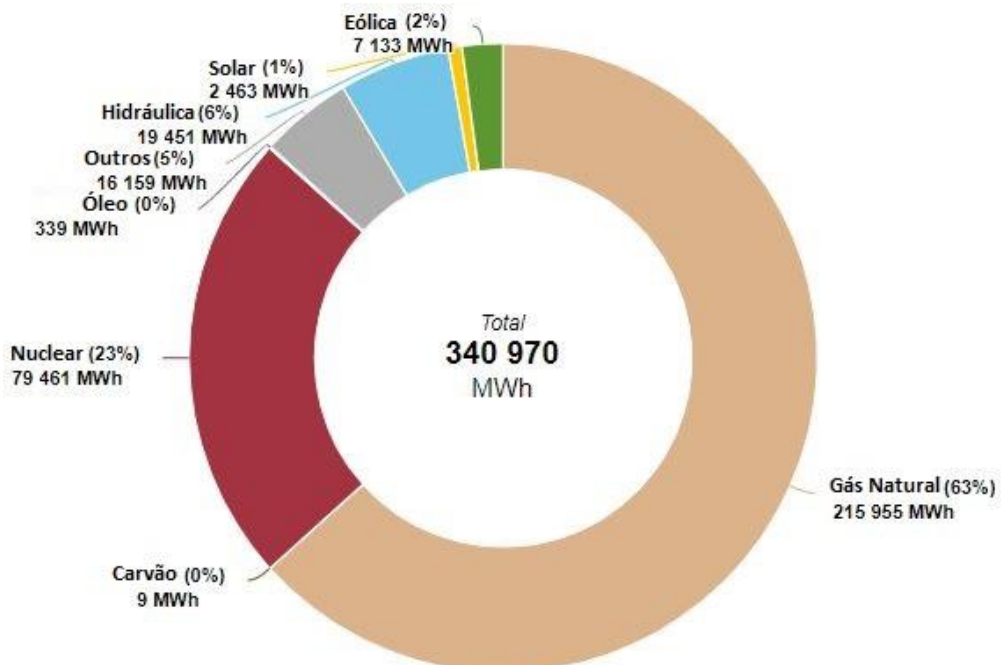


Figura 9 - Geração de Eletricidade na Região de New England (EUA) em 27/07/2021
Fonte: EIA (2021e)

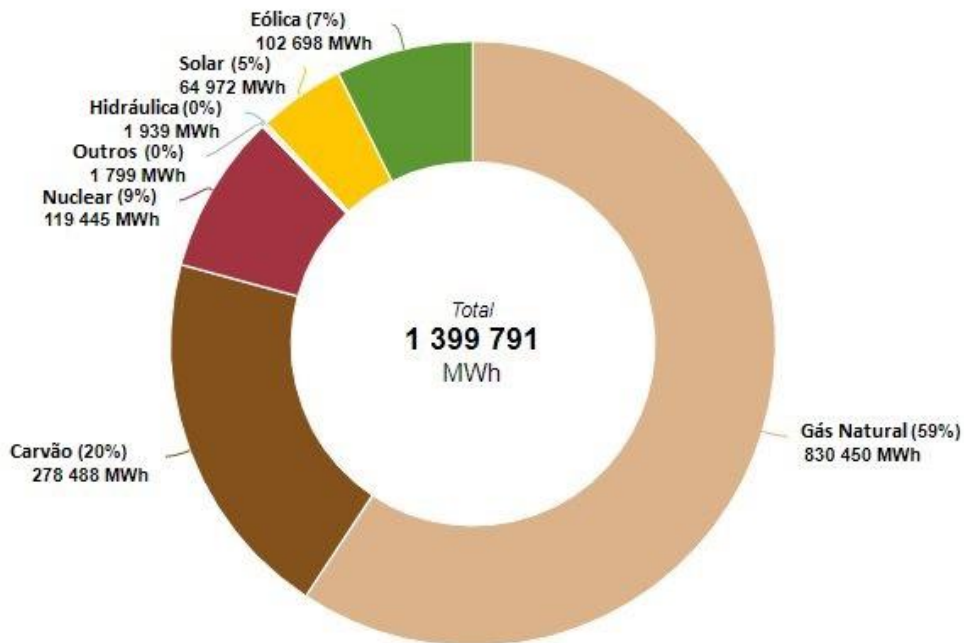


Figura 10 - Geração de Eletricidade na Região do Texas (EUA) em 27/07/2021
Fonte: EIA (2021f)

O carvão, hoje, representa a segunda maior fonte de combustível para geração de energia elétrica nos Estados Unidos, cerca de 22 % na capacidade instalada (APPA, 2019) e 19 % na geração de energia (EIA, 2021g), porém há uma tendência de queda em sua utilização. Relatório da APPA (2019) revela que a maior parte da capacidade instalada das centrais a carvão dos Estados Unidos são antigas, com mais de 40 anos de operação (Figura 11), e embora o país também tenha centrais a gás natural antigas, a maioria delas têm menos de 25 anos, e no ano de 2018 cerca de dois terços da nova capacidade de geração de energia elétrica dos Estados Unidos foi proveniente do gás natural. Considerando novos projetos de centrais de geração de energia elétrica em construção, as centrais a gás natural representam quase 50 % dos projetos de nova capacidade instalada.

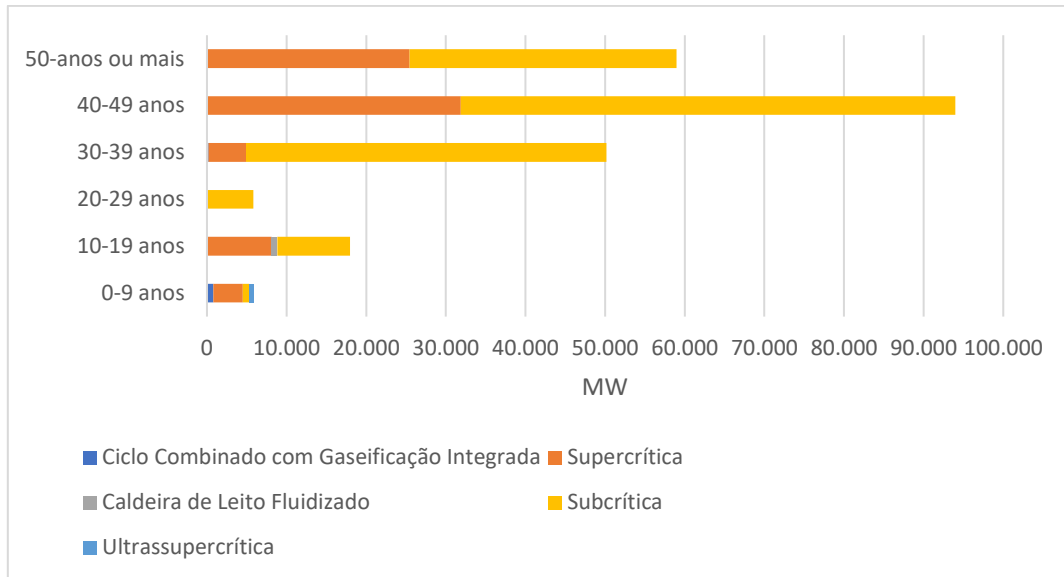


Figura 11 - Potência de centrais a carvão operando nos EUA (07/2021) por idade e tipo de tecnologia
 Fonte: Adaptado de Global Energy Monitor (2021b)

No parque termoeletrico a carvão dos Estados Unidos prevalecem as antigas centrais subcríticas e as centrais supercríticas pioneiras na instalação da tecnologia. Na Figura 11 observa-se que a maioria das centrais a carvão em operação nos Estados Unidos são da tecnologia subcrítica com cerca de 67 % da capacidade instalada e a tecnologia supercrítica representa por volta de 30 %. As centrais mais novas (0 a 9 anos) apresentam como característica uma participação maior das tecnologias de alta eficiência, porém pouca expressiva ao se considerar números absolutos. Da capacidade de geração de energia elétrica adicionada nos Estados Unidos de 2008 a 2018 as centrais a carvão representaram apenas 7,24 % do total, sendo que nenhuma capacidade de carvão foi adicionada desde 2015. Além disso, da capacidade instalada retirada de operação de 2008 a 2018 as centrais a carvão representaram quase metade (48 %) e da capacidade instalada prevista para ser descomissionada nos Estados Unidos até 2023, cerca de 53 % representam as centrais a carvão, sendo que não há previsão de uma reposição proporcional de centrais a carvão (APPA, 2019; EIA, 2021g). Segundo EIA (2019) as centrais a carvão que foram retiradas de operação de 2010 a 2018 têm como características mais de 50 anos de operação (em média) e as que foram retiradas em 2018 são de uma capacidade instalada maior (média de 350 MW), em comparação as que foram retiradas de operação em 2015 (média de 129 MW). Segundo a mesma agência (EIA, 2019), as centrais a carvão perderam espaço na matriz dos Estados Unidos por conta do aumento da concorrência do gás natural e das energias renováveis. A Oil Price (2021) corrobora essa queda das centrais a carvão na capacidade de geração de eletricidade na matriz elétrica dos Estados Unidos, à medida que diminuíram os custos do gás natural, houve um aumento de sua produção, e conseqüentemente um aumento na participação de centrais

movidas a gás natural, simultaneamente, com a queda dos custos de sistemas eólicos e solares, os projetos novos de energia renovável se tornaram mais competitivos.

Em contrapartida, o gás natural ganha cada vez mais espaço na matriz dos Estados Unidos, na qual se vê uma retirada das centrais mais antigas e uma reposição por centrais mais novas (APPA, 2019). Entre 2008 e 2018 em torno de 35 % da capacidade instalada retirada de operação nos Estados Unidos eram centrais a gás natural, o que representa 56 GW, sendo que a maioria dessas centrais tinham mais de 40 anos de operação e até 2023 tem-se a previsão de se retirar de operação mais 12 GW de capacidade instalada. No entanto, nesse mesmo período de 2008 a 2018 a capacidade instalada de centrais a gás aumentou 114 GW, o que representa 44 % de toda capacidade adicional do país. Complementarmente há 17 GW de centrais a gás natural em construção e mais 21 GW que não iniciaram a construção, mas que já receberam as licenças para iniciarem seus empreendimentos.

O setor elétrico da China é baseado fortemente em termoeletricas (Tabela 3) possuindo em 2021 uma capacidade instalada de 1.296 GW e uma participação de 67,4 % na geração de eletricidade (CHINA ENERGY PORTAL, 2022), sendo o carvão o principal combustível que alimenta essas centrais com uma participação na geração de energia elétrica de mais de 60 % (IEA, 2020b).

Tabela 3 - Geração de Eletricidade e Capacidade Instalada da China em 2021 por Fonte

Fonte	Geração (TWh)	% de Geração	Capacidade Adicional (GW)	Capacidade Instalada (GW)
Hidráulica	1.340,1	16,0%	20,64	390,92
Térmica	5.646,3	67,4%	50,54	1.296,78
Nuclear	407,5	4,9%	3,37	53,26
Eólica	655,6	7,8%	46,83	328,48
Solar	327,0	3,9%	53,00	306,06
Outros	0,3	--	0,53	1,42
Total	8.376,8	100,0%	174,91	2.376,92

Fonte: Adaptado de China Energy Portal (2022)

Diferentemente dos Estados Unidos, a China tem expandido e modernizado seu parque termoeletrico a carvão com uma política de abandonar centrais antigas de baixa eficiência e baixa

capacidade. Mais de 75 % de todas as centrais a carvão em operação hoje na China foram construídas após o ano de 2000 (BMW, 2021) e na Figura 12 observa-se que na última década as centrais de alta eficiência (supercrítica e ultrassupercrítica) têm tido papel de destaque no parque termoeletrico chinês. Hoje, há uma maior capacidade instalada de centrais subcríticas, entretanto, esse cenário vem se alterando, da capacidade de 92,88 GW de centrais térmicas a carvão que se encontram em construção atualmente na China, 2 % são subcríticas, 17 % são supercríticas e 81 % são ultrassupercríticas (GLOBAL ENERGY MONITOR, 2021a).

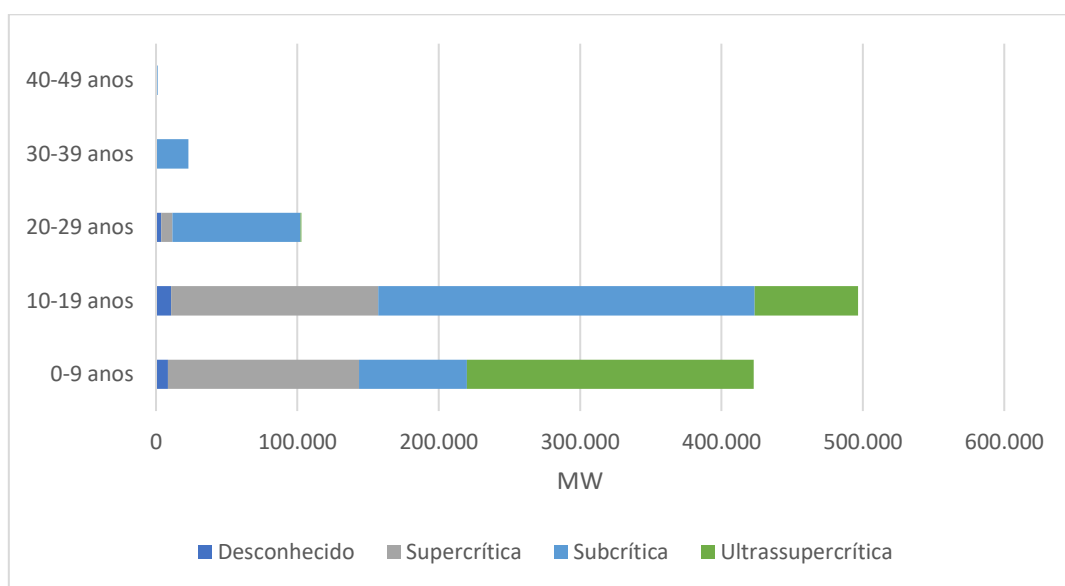


Figura 12 - Potência de centrais a carvão operando na China (08/2021) por idade e tipo de tecnologia
Fonte: Adaptado de Global Energy Monitor (2021c)

Apesar dos esforços da China em promover uma contínua melhoria na estrutura do seu parque térmico a carvão, as emissões de carbono continuam a aumentar. Em 2020, de acordo com Myllyvirta (2021) as emissões de dióxido de carbono (CO₂) aumentaram 1,5% em relação a 2019. O aumento do consumo de energia, principalmente do carvão, é responsável por grande parte desse aumento, e preocupações com a segurança energética aceleram os picos de emissões de carbono.

Entretanto, uma política ambiental buscando melhorar a qualidade do ar tem apoiado o aumento do consumo de gás na China onde há perspectivas de aumento do uso do gás natural no setor de energia elétrica, porém isso dependerá das decisões políticas adotadas pelo governo. Em 2019 a demanda de gás na China cresceu 8,6% (IGU, 2020), e em 2020 a produção e importação de gás natural também cresceram, em que verificou-se um aumento, respectivamente, de 10% e 5,3 % em

relação ao ano anterior. A China tem como meta que o gás natural seja responsável por cerca de 14 % do consumo de energia primária, em 2020 correspondeu por 8,6 % (BMW, 2021).

Dentro desse contexto, o investimento em políticas centrais e regionais tem concentrado esforços para desenvolver uma rede nacional abrangente de gasodutos no país, como um elemento de segurança energética através de investimento em uma maior malha de gasodutos, adicionado ao armazenamento de gás e fornecimento para a parte norte da China. O país, hoje, possui cerca de 87.000 km de gasodutos, com um planejamento de alcançar 250.000 km em 2025 (BMW, 2021).

A fim de abrir um novo caminho para as importações de gás natural proveniente da Rússia foi inaugurado o gasoduto Rússia-China Power of Siberia, colocado em operação em 2 de dezembro de 2019. O custo do Power of Siberia foi de aproximadamente 55 bilhões de dólares, que foram investidos na construção de instalações de produção e transporte. O gasoduto possui uma capacidade de transportar 38 bilhões de metros cúbicos (bcm) por ano (GAZPROM, 2021), e permitirá um abastecimento de energia firme e também uma menor dependência chinesa no consumo de carvão e óleo. A primeira etapa do empreendimento (já inaugurada), corresponde a 2.200 km do campo de gás de Chayandinskoye até Blagoveshchensk (fronteira com a China). A segunda etapa, que está com início de operação em 2022, inclui a construção de uma seção que se estende por 800 km do campo de Kovyktinskoye ao campo de Chayandinskoye.

De forma semelhante à China, a Índia é um país que tem uma forte base em termoelétricas (Tabela 4), possuindo uma capacidade instalada de 236 GW, o que representa 60 % da matriz elétrica do país, sendo que o carvão é o combustível predominante com uma participação de 53,2 % na matriz. Gás natural e óleo combustível contribuem, respectivamente, com 6,3 % e 0,1 %. Na geração de energia elétrica o carvão, sozinho, tem uma participação na casa dos 70 % (IEA, 2020b).

Tabela 4 - Capacidade Instalada da Índia em 2021 por Fonte

Fonte	Capacidade Instalada (GW)	% da Capacidade Instalada
Hidráulica	46,52	11,8
Térmica	235,93	59,6
Nuclear	6,78	1,7
Eólica	40,13	10,1
Solar	50,78	12,8
Outros	15,47	3,9
Total	395,61	100

Fonte: Adaptado National Power Portal (2022)

O parque termoelétrico a carvão indiano conta com centrais novas, sendo que mais de 50 % das centrais têm menos de 10 anos de operação (GLOBAL ENERGY MONITOR, 2021d), conforme observado na Figura 13. Entretanto, a capacidade instalada das centrais a carvão na Índia continua sendo majoritariamente de centrais subcríticas, quase 70 % de todo parque termoelétrico a carvão. Isso pode ser explicado pelo fato de a Índia utilizar bastante o seu carvão doméstico que contém muitas cinzas e umidade e, portanto, de má qualidade, não sendo ideal utilizá-lo em centrais de alto desempenho (supercríticas e ultrassupercríticas). Porém essa realidade tem perspectiva de mudança, as centrais supercríticas representam um bom número, quase 30 % da capacidade instalada indiana e das novas centrais em construção, 93 % são supercríticas. As centrais ultrassupercríticas não chegam a 1 % de participação das centrais em operação.

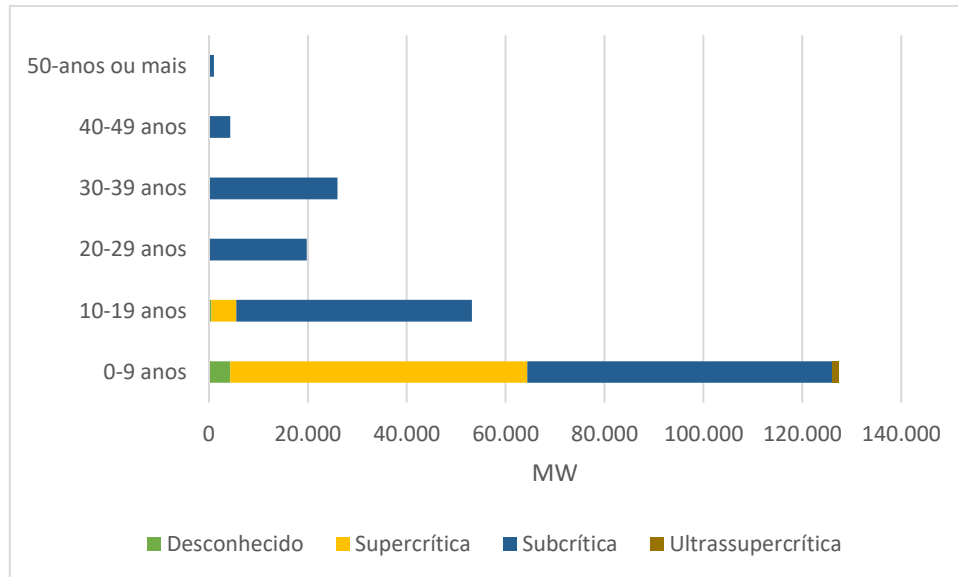


Figura 13 - Potência de centrais a carvão operando na Índia (11/2021) por idade e tipo de tecnologia
 Fonte: Adaptado de Global Energy Monitor (2021d)

Nesse contexto, o gás natural surge como uma alternativa para a descarbonização da matriz indiana. O país vive uma expectativa do aumento do uso do gás natural no setor de energia elétrica, no entanto, para bancar esse aumento a Índia necessita de uma combinação de políticas governamentais atrativas e melhoria na sua infraestrutura (IEA, 2020d). As importações de GNL da Índia em 2020 aumentaram em 15 %, em função da inauguração do terminal de GNL Mundra (IEA, 2021b).

O religamento de algumas centrais nucleares japonesas, após os eventos de Fukushima em 2011 em que foi determinado o desligamento de todos os reatores nucleares, propiciou ao país uma redução de 6,8 % no consumo de gás natural em 2019. O aumento na geração de energia nuclear também reduziu o consumo anual de gás natural na Coreia do Sul em 1,8 % (IGU, 2020). Entretanto, na Coreia do Sul há uma política governamental de incentivo à mudança do uso do carvão para o gás natural visando alcançar melhor qualidade do ar e redução das emissões. Isso é um grande desafio para o país, visto que a geração de energia a carvão é, historicamente, mais econômica que com o gás natural. Como parte dessa política ambiental, o governo coreano reduziu em 2019 o imposto sobre o GNL e em contrapartida, aumentou do carvão, dando mais competitividade do gás sobre o carvão (IGU, 2020).

Atualmente na Alemanha as fontes renováveis (solar e eólica) e o gás natural atendem uma parte considerável da demanda de energia do país. Entretanto é importante destacar que após o acidente nuclear em Fukushima, no Japão, a Alemanha passou a enxergar a energia nuclear como um risco

desnecessário, muito cara e não vê como resolvida a questão dos resíduos nucleares, pois ela entende que as gerações futuras que terão que lidar com esses resíduos não serão beneficiadas com a energia nuclear produzida hoje (MORRIS e PEHNT, 2012). De acordo com a NEA/OECD (2017) a previsão é de que até 2030 todas as centrais nucleares alemãs sejam desativadas. Com essa decisão o país terá um impacto significativo na sua matriz elétrica, uma vez que a energia nuclear serve como energia de base tendo, em média, uma participação de quase 8 GW diários de energia firme, como pode ser observado na Figura 14. Porém, a partir de 31 de dezembro de 2021 foram retirados do sistema alemão, em torno de 4 GW pelo descomissionamento de centrais nucleares.

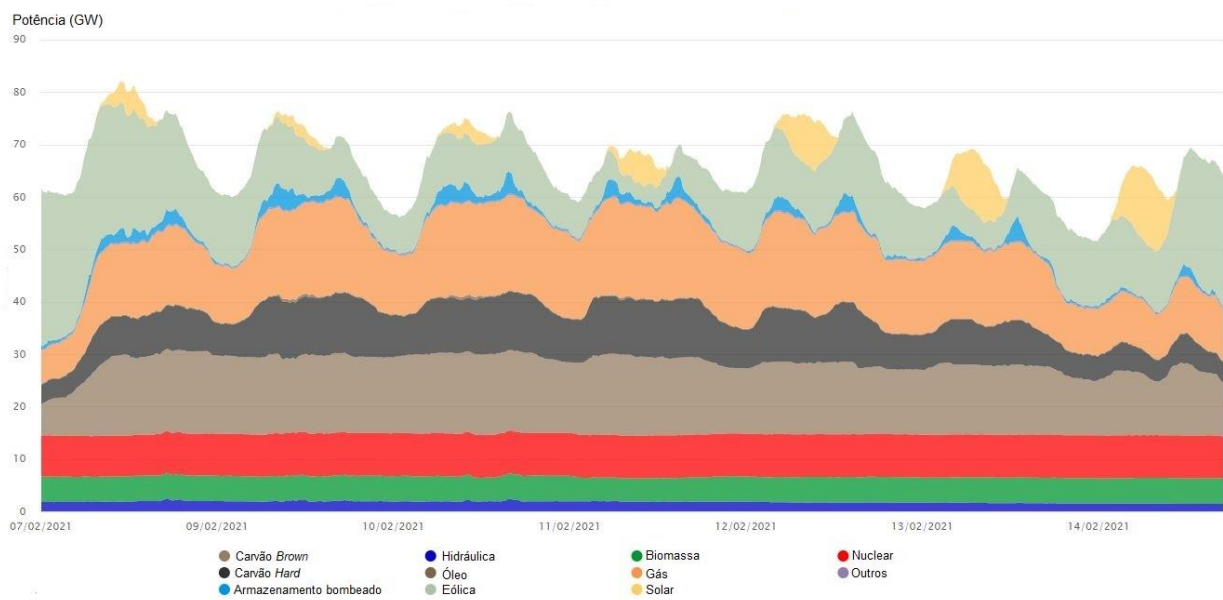


Figura 14 - Potência gerada na Alemanha (08/02/2021 a 14/02/2021)
Fonte: Fraunhofer (2021)

Por mais que eólica e solar tenham o seu peso, há a necessidade de fontes que entrem rapidamente em operação (com baixa inércia térmica), como as centrais a gás natural. As centrais térmicas a gás natural podem ser utilizadas para a modulação do sistema elétrico a fim de atender às demandas de pico ou às intermitências das fontes renováveis, sendo estratégicas no sentido de oferecerem segurança energética à medida que se aumenta a participação de renováveis na matriz. O gás pode ser estocado em cavernas ou reservatórios, e utilizado quanto necessário, complementando a geração eólica e solar, ou outras fontes, seja através de turbinas a gás de ciclo simples ou ciclos combinados, e com a característica de uma entrada em operação rápida.

Com o descomissionamento de centrais nucleares, como também o desinvestimento nas centrais a carvão (GLOBAL ENERGY MONITOR, 2021a), surge a necessidade de preenchimento dessa lacuna a fim de garantir a segurança energética de abastecimento. Para suprir essa geração constante será necessário colocar na rede uma fonte de energia firme, e é nesse cenário que o gás natural surge com uma opção interessante. Havia a previsão de entrada em operação do gasoduto Nord Stream 2 (NORD STREAM 2, 2021), em que a expectativa era de aumento na oferta de gás natural proveniente da Rússia e, conseqüentemente, um ambiente propício para que centrais térmicas a gás natural de alta eficiência tivessem um crescimento na matriz elétrica alemã. Entretanto, cenários geopolíticos adversos, como a invasão da Ucrânia pela Rússia, suspendeu a fase de autorização da operação do empreendimento que estava em andamento.

O Brasil é um país que tem uma matriz elétrica majoritariamente renovável, mais de 80 % (ANEEL, 2021a), com pouco carvão em seu setor elétrico, algo que chega a ser um desafio para os demais países, até mesmo os mais desenvolvidos, e por isso abre-se a oportunidade para o crescimento do gás natural na matriz elétrica, que hoje corresponde a cerca de 9 % (ANEEL, 2021a).

A energia eólica tem crescido muito no Brasil (ANEEL, 2021b), o país está no ranking dos 10 maiores produtores de energia eólica (GWEC, 2021), a energia solar tem um campo muito grande para crescer e a energia hidráulica é a fonte de maior percentual na matriz brasileira. Devido à grande capacidade instalada em usinas hidrelétricas, e com boa parte constituídas de usinas com reservatório, a operação complementar entre as fontes torna-se muito mais viável, com as usinas hidrelétricas cumprindo o papel de armazenamento de energia.

No ano de 2021 o Brasil passou por uma grave crise hídrica, situação que mostrou a importância de equilibrar a matriz elétrica. Nesse cenário a segurança energética foi garantida principalmente pelas centrais a gás natural, com a geração sendo complementada pelas centrais a carvão, diesel e óleo combustível. No início do segundo semestre de 2021, a safra dos ventos na região nordeste, principalmente, complementando com a geração solar, permitiu a geração de energia no período crítico de escassez hídrica.

Pelo fato de a matriz elétrica brasileira já ser majoritariamente renovável, isso abre a possibilidade de o país aumentar a sua margem de inserção de gás natural para geração de energia elétrica, e mesmo assim não comprometer as responsabilidades climáticas em relação à diminuição de emissão de gases poluentes. Isso é possível visto que, no caso do Brasil, o uso de energia não é o maior vilão nas emissões de gases poluentes, e sim o uso da terra como observado na Figura 15. A ação primordial que o Brasil deve tomar para diminuir as emissões de gases poluentes é de fazer valer

a lei e diminuir o nível de desmatamento ilegal, visto que, historicamente, é o principal contribuidor para as emissões lançadas na atmosfera. O setor de energia representa apenas o 3º setor que mais contribui para emissões de gases de efeito estufa, sendo que dentro do setor de energia a atividade mais emissora é a de transportes, como pode ser observado na Figura 16.

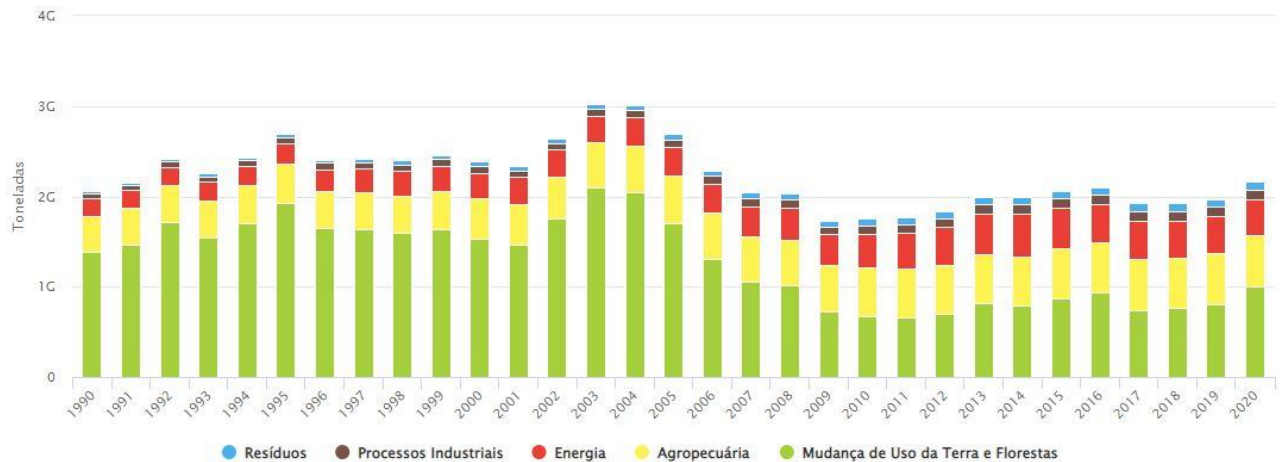


Figura 15 - Emissões de gases do efeito estufa no Brasil por setores
Fonte: SEEG (2021)

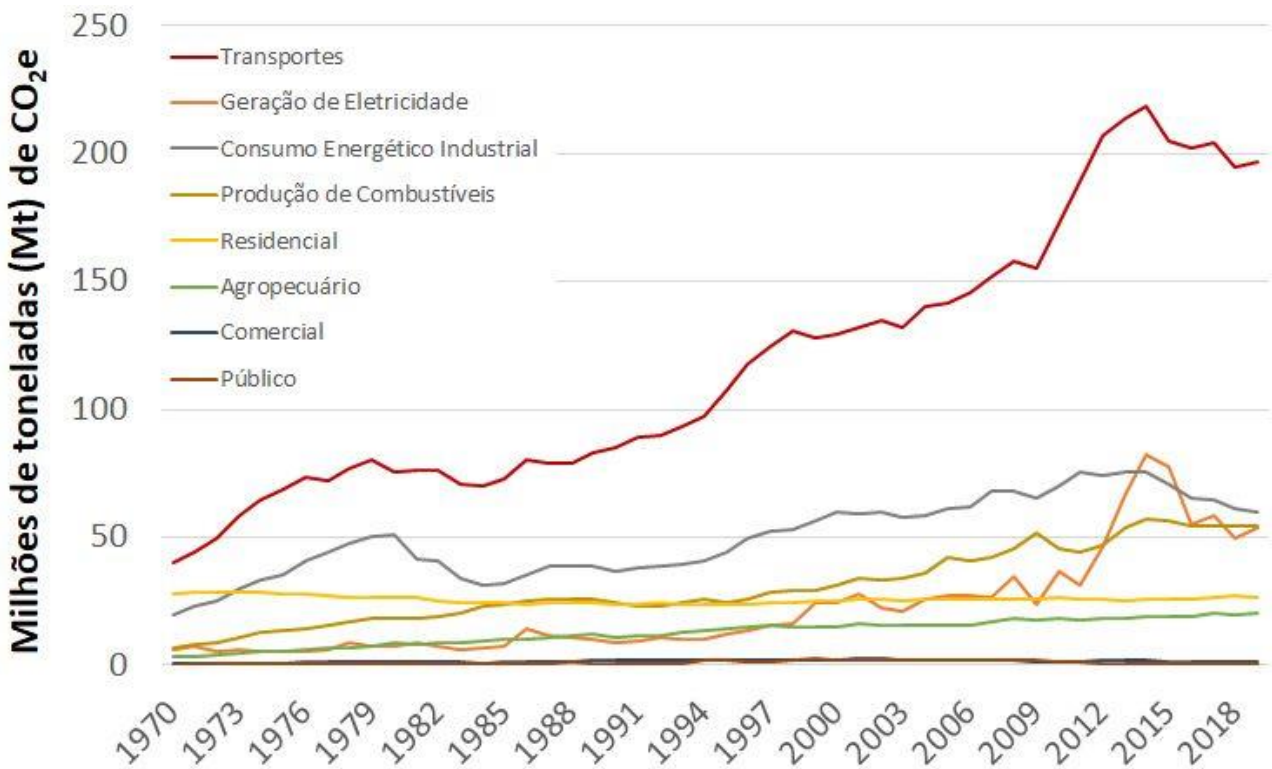


Figura 16 - Emissões de gases de efeito estufa nas atividades do setor de energia
Fonte: IEMA (2020)

Existe uma expectativa no aumento da produção e oferta de gás natural no Brasil, hoje atendida por importação da Bolívia por gasoduto, produção em campos nacionais, e a complementação via importação de GNL por navios metaneiros. Além do mais, há a previsão que em 2022 seja concluída uma unidade de processamento de gás natural com capacidade para processar 21 milhões de m³/dia (PETROBRAS, 2021b). Há também uma previsão de aumento da oferta de GNL, que no país é utilizado como uma forma de atender a demandas flexíveis e variáveis (EPE, 2019), principalmente no período de secas quando as hidroelétricas têm um menor fator de capacidade. Recentemente foram inaugurados no país dois terminais flutuantes de regaseificação de GNL e houve o aumento da capacidade do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara de 20 para 30 milhões de m³/dia.

No contexto regulatório o país passa por um momento de abertura do mercado de gás natural, a partir de reformas na legislação a fim de aperfeiçoar os sinais econômicos, atrair mais agentes e propiciar um ambiente competitivo e seguro para investimentos. Portanto, o gás natural terá um importante papel na matriz energética brasileira, em um cenário de transição energética, sendo necessário além das reservas, também um ambiente favorável para a sua exploração, produção e desenvolvimento.

O Brasil é um país que, olhando do ponto de vista geológico, ainda tem potencial de se encontrar novas reservas de óleo e gás, tanto em terra quanto em mar, e propicia condições para os mais diversos perfis de empresas, tanto de pequeno porte quanto de grande porte, tanto para bacias maduras quanto para novas bacias. Fora as reservas que já são provadas e as que são possíveis, o Brasil possui bacias que foram muito pouca exploradas e que também poderiam conter gás natural. Há possibilidade de ocorrência de gás natural nas bacias de nova fronteira, nas bacias terrestres, nas bacias de mar (ANP, 2021), ou seja, para aproveitar essas riquezas a fim de que seja transformado em desenvolvimento para a sociedade, isso precisa ser feito com responsabilidade socioambiental.

Portanto, do ponto de vista de exploração e produção o gás natural tem condições de assumir uma parcela complementar na matriz energética e elétrica brasileira. Faz-se necessário uma infraestrutura para poder escoar, comercializar e mobilizar o gás natural. Portanto, os desafios e a possibilidade de uso do gás natural como fonte complementar no Brasil, estão relacionados com o desenvolvimento desse mercado, da infraestrutura envolvida e das condições de comercialização.

3. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O GÁS NATURAL

A transição energética é uma realidade mundial, mas ela não será realizada de uma forma brusca, e sim de uma forma gradual. Nesse sentido, os combustíveis fósseis ainda possuem uma grande importância, visto que o mundo já passou por diversas transformações em sua matriz energética. A biomassa foi muito utilizada na antiguidade (queima de esterco de animais e lenha), posteriormente observou-se a entrada do carvão na matriz energética mundial e que subsidiou a revolução industrial e em seguida o petróleo assumiu uma posição de protagonismo. Essas transições energéticas ao longo do desenvolvimento mundial são naturais. Nessa nova realidade, a indústria precisa se adaptar e enxergar oportunidades. Grandes e importantes empresas do setor de óleo e gás estão se reposicionando no sentido de serem empresas de energia e não somente empresas de exploração e produção de óleo e gás, apesar de este continuar sendo o principal negócio (ENGIE, 2020).

O gás natural descarbonizar menos que outras fontes, como o biogás e o etanol é uma verdade (MINGUEZ *et al.*, 2013; CASAS-LEDÓN, *et al.*, 2017), porém deixar de utilizar a disponibilidade que se tem de gás natural, toda a sua infraestrutura e escala necessária para atender o mercado consumidor, também é uma perda. Até que se faça de fato a transição para fontes renováveis, que não será imediata, a participação do gás natural é fundamental.

Uma grande vantagem na cadeia de gás natural é a possibilidade de sinergia com as fontes renováveis, permitindo uma integração de forma a reduzir a intensidade de carbono aproveitando toda a estrutura já montada do gás natural (AMERI e MOHAMMADZADEH, 2018; CAVALCANTI, 2017a; CORONA e SAN MIGUEL, 2015; EPBR, 2020; ZHOU *et al.*, 2021). Fomentar o uso do gás natural e a integração dele com as fontes renováveis é um caminho para essa transição energética.

Outra possibilidade que ganha espaço é com o aproveitamento da entrada de veículos elétricos no mercado. Estudos de análise de ciclo de vida de veículos com motores de combustão interna, veículos híbridos e veículos elétricos a bateria, chegaram à conclusão de que em países que possuem a matriz energética predominantemente a carvão, o veículo híbrido é o que apresenta o menor impacto ambiental (WOLFRAM e WIEDMANN, 2017; HA, 2019). Agora, à medida que a matriz vai se tornando mais limpa, o carro elétrico a bateria se torna mais vantajoso, apresentando menores danos ambientais (LAJUNEN e LIPMAN, 2016; PETRAUSKIENĖ *et al.*, 2021), nesse cenário, o gás natural pode contribuir para uma transição mais suave.

É evidente que o setor de energia passa por uma mudança em direção a tecnologias de baixo carbono, impulsionado por políticas que buscam mitigar as mudanças climáticas e melhorar a qualidade do ar, alcançando competitividade nos custos em muitos mercados, sendo favorável não apenas no setor de geração de energia elétrica, mas também na eletrificação de transportes e para aquecimento de edifícios.

Entretanto, segundo o IGU (2020) existem limites práticos em que a energia renovável e a eletrificação podem alcançar, como os setores de aviação, transporte marítimo e transporte rodoviário de longa distância, pois exigem que a energia seja armazenada em altas densidades que não são adequadas para baterias, mesmo no setor de geração de energia elétrica, em que o papel dos combustíveis para fornecer armazenamento de longa duração e geração de eletricidade despachável provavelmente permanecerá. Nesse contexto, o hidrogênio pode contribuir para os mercados que consomem muita energia e são difíceis de descarbonizar: produção de aço, produtos químicos, transporte de longa distância, navegação e aviação (EPBR, 2021a).

O desenvolvimento de gases descarbonizados (chamados de gases verdes), como o biometano e o hidrogênio junto com tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS – *Carbon Capture Utilization and Storage*) é um passo adiante que será importante para diminuir a intensidade de CO₂ e alcançar as metas climáticas de longo prazo. Isso pode permitir que a indústria de gás natural continue a evoluir e propiciar um crescimento com baixo teor de carbono. A infraestrutura de gás natural existente pode ser reaproveitada para o transporte ou armazenamento de biometano, hidrogênio ou dióxido de carbono. Modificar os gasodutos existentes para transportar hidrogênio, por exemplo, pode ser até 90 % mais barato do que construir novas redes dedicadas a essas moléculas (IGU, 2020).

Há um reconhecimento da importância dos gases de baixo carbono como principais atores da descarbonização, estes incluem o biogás e o biometano. O biogás é uma mistura de gases, predominantemente metano e dióxido de carbono, produzido pela digestão anaeróbia de biomassa (resíduos agrícolas, esterco, resíduos urbanos). Esse processo faz uso do metano que, de outra forma, seria liberado na atmosfera e, portanto, tendo um valor de compensação de gases de efeito estufa (ANP, 2022).

O biometano, também chamado de gás natural renovável, é oriundo do processamento do biogás, e possui qualidade comparável ao gás natural, podendo ser utilizado, portanto, como um suplemento/substituto direto do gás natural na infraestrutura e equipamentos existentes. Como

combustível automotivo o biometano tem comportamento semelhante ao gás natural veicular (ANP, 2022).

Em termos de infraestrutura o biometano tem a vantagem de poder ser misturado com o gás natural nas redes existentes, sem exigir grandes alterações de uso final. Pode haver pequenas diferenças de qualidade entre o gás natural e o biometano, o que pode exigir ajustes nos sistemas de medição, porém isso é de fácil resolução. Atualmente, o biogás e biometano têm um maior número de plantas e maiores volumes de produção do que o hidrogênio de baixo carbono. Alemanha, Dinamarca, China, Holanda e Reino Unido são os maiores produtores de biometano. A Dinamarca, por exemplo, tem a ambição de atingir 100 % de biometano em sua rede de gás até 2040 (IGU, 2021b).

O Brasil é um país que conta com um grande potencial de biogás e biometano, no entanto, esse potencial ainda é pouco explorado. O Brasil conta, hoje, com mais 600 plantas de biogás (ABIOGÁS, 2021) e, segundo IGU (2021b) o país pretende alcançar até 2030 a produção de 30.000 m³/dia de biogás e biometano.

A Associação Brasileira do Biogás e do Biometano (ABIOGÁS), por meio da Proposta de Programa Nacional do Biogás e do Biometano (2018), aponta que as principais potencialidades para o biogás e o biometano como fontes energéticas no Brasil se refletem:

- Na disponibilidade em larga escala de biomassa e resíduos orgânicos, com capacidade de estocagem;
- Nos ganhos socioambientais em função das reduções dos gases de efeito estufa. Substituição de combustíveis mais poluentes, como o óleo diesel, com potencial de redução significativo das emissões destes combustíveis. Além de poder ser uma rota de produção de hidrogênio;
- Na geração de energia de base, podendo atuar de modo flexível ao atendimento em horários de pico e como complemento para outras fontes de energia;
- Na intercambialidade com o gás natural, que no caso do biometano (que possui especificação equivalente ao gás natural) pode ser injetado em gasodutos misturados ao gás natural e pode ser comercializado em postos para combustível veicular, além de ser usado para a geração térmica e elétrica.

O hidrogênio é um elemento abundante, mas não é encontrado quimicamente livre na natureza. Hoje, o hidrogênio é produzido principalmente a partir de combustíveis fósseis (IGU, 2020), por um processo chamado de reforma do gás natural e pela gaseificação do carvão, sendo utilizado

principalmente no refino de petróleo, a fim de remover impurezas no óleo bruto e reduzir o teor de enxofre, e como matéria-prima para produzir amônia e metanol. A produção de hidrogênio, hoje, é uma fonte significativa de emissões, segundo a IEA (2019b) estima-se que a produção de hidrogênio libere no mundo todo cerca de 830 Mt-CO₂ por ano.

Entretanto, o hidrogênio pode ser produzido sem emissões por meio da eletrólise da água (hidrogênio verde) ou com baixas emissões usando tecnologia de CCUS para reduzir as emissões do processo baseado em combustíveis fósseis (hidrogênio azul). Com o uso dessas tecnologias a produção de hidrogênio pode ser expandida para fornecer gás descarbonizado à economia global. A nomenclatura do hidrogênio por cores está relacionada com o seu processo de produção e a fonte de energia que é utilizada (Figura 17 e Tabela 5).

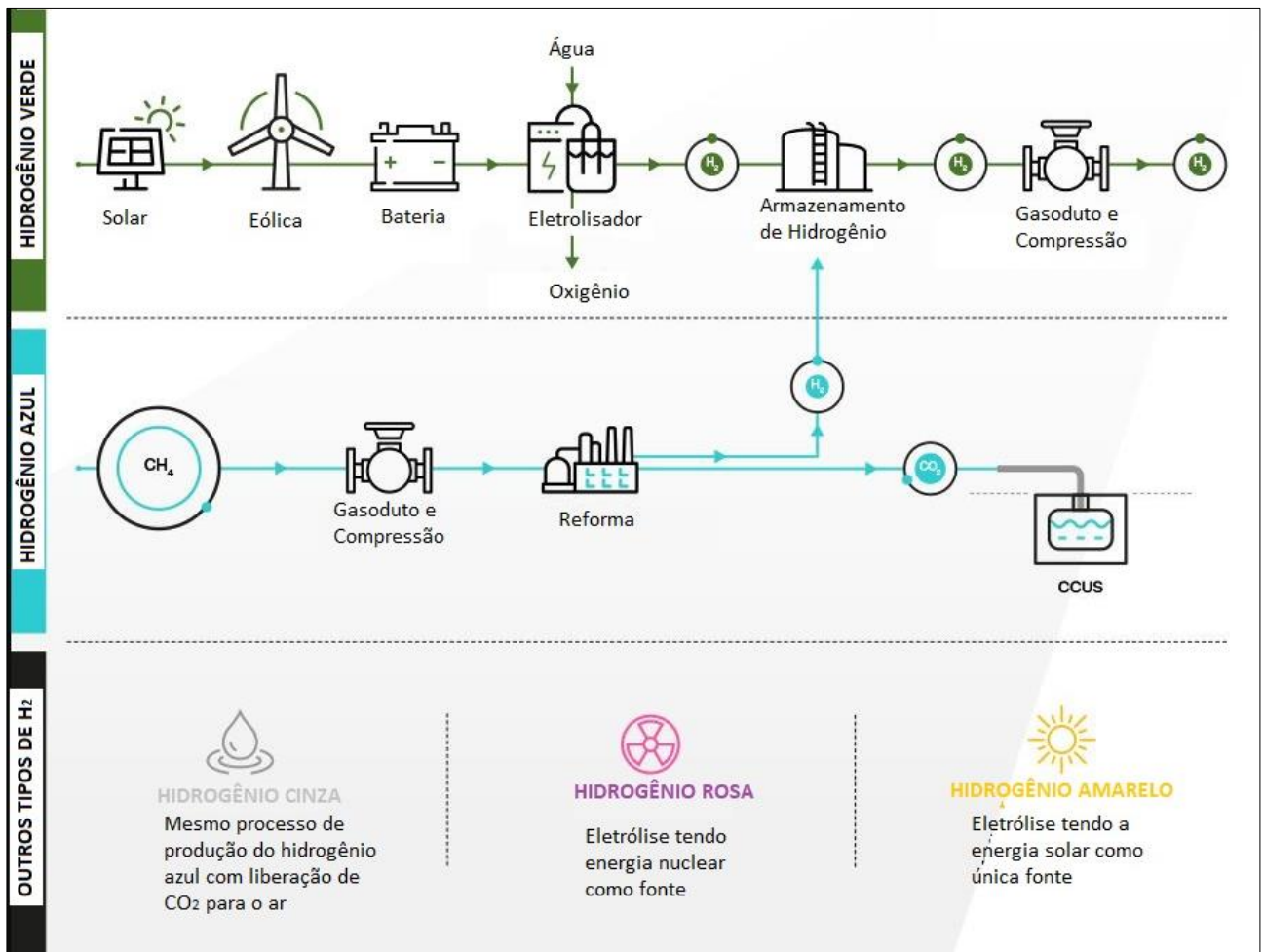


Figura 17 - Cores de Classificação do Hidrogênio
Fonte: Adaptado de Petrofac (2021)

Tabela 5 - Tipos de Hidrogênio

Tipo	Cor	Descrição
Hidrogênio Renovável	Verde Amarelo Rosa	Hidrogênio produzido com emissão zero de carbono a partir de fontes de energia renováveis como eólica, solar ou hídrica, por meio da eletrólise da água. O hidrogênio renovável também pode ser produzido a partir da biomassa por meio de um processo de gaseificação. O hidrogênio renovável é frequentemente referido como hidrogênio “verde”. Embora a fonte não seja definida como renovável, o hidrogênio também pode ser produzido sem emissões de carbono de fontes de energia nuclear (“rosa”). O hidrogênio “amarelo” é aquele em que se tem a energia solar como única fonte para a eletrólise da água.
Hidrogênio de Baixo Carbono	Azul	Hidrogênio produzido a partir de combustível fóssil com CCUS. O hidrogênio também pode ser produzido a partir de combustíveis fósseis por meio de uma técnica chamada craqueamento do metano, que produz resíduo de carbono sólido como subproduto, em vez de CO ₂ gasoso.
Hidrogênio Fóssil	Marrom Preto Cinza	Hidrogênio produzido partir de combustíveis fósseis como carvão, petróleo e gás natural com liberação de dióxido de carbono e outros gases residuais para a atmosfera.

Fonte: IGU (2020); Petrofac (2021)

O hidrogênio não emite poluição de carbono quando queimado e o seu uso é amplo, podendo desempenhar um papel fundamental na descarbonização de muitos setores que têm dificuldades em serem eletrificados de maneira fácil e econômica. O hidrogênio poder ser usado como combustível para geração de energia de pico, combustível para veículos pesados que os modelos elétricos a bateria não atendam, combustível para aviação e navegação e calor de alta temperatura para a indústria pesada e aquecimento de espaço e água para edifícios, além de ser usado como matéria-prima para produzir produtos químicos e realizar as reações químicas necessárias para fabricar materiais básicos como aço, amônia e metanol (IGU, 2020).

Por consequência, o uso do hidrogênio traz ganhos como por exemplo:

- **Segurança energética:** o hidrogênio pode ser produzido a partir de outras fontes, permitindo aos países diversificar o fornecimento. O hidrogênio também pode ser armazenado para atuar como reserva estratégica, ser gerado em locais remotos e fora da rede e transportado e enviado entre as regiões;
- **Sinergia com indústrias já existentes:** sendo uma transportadora de energia baseada em moléculas, a produção, armazenamento, transmissão, manuseio e consumo de hidrogênio tem muitas semelhanças com a indústria de óleo e gás. A fabricação de equipamentos de hidrogênio também se sobrepõe a muitos setores existentes de produtos químicos, manufatura, engenharia e tecnologia. Isso torna a transição de habilidades, empregos, infraestrutura, ativos e modelos de negócios de empresas e países mais fácil e atraente. Também pode ajudar a reformular a narrativa sobre a política de mudanças climáticas, de uma ameaça à oportunidade;
- **Caminho de transição viável e incremental:** a infraestrutura baseada em gás natural, como dutos, aquecedores, turbinas e siderúrgicas, tem potencial para conversão futura em hidrogênio. Isso estende o uso de muitos ativos grandes, evitando os custos de substituição completa, descomissionamento e baixas. Também oferece aos usuários industriais existentes de carvão ou petróleo uma abordagem incremental para as reduções de emissão de carbono - primeiro mude para sistemas baseados em gás e depois converta-os em hidrogênio;
- **Ligação de setores e integração com renováveis:** o hidrogênio pode ser usado como um armazenamento flexível de energia renovável em longas escalas de tempo, ajudando a resolver um dos problemas mais desafiadores de um sistema de energia renovável. As enormes quantidades de capacidade eólica e solar necessárias para produzir hidrogênio nas escalas previstas também podem aumentar a confiabilidade do sistema de energia, agindo como uma fonte de fornecimento oscilante adicional que pode ser desviada para a rede elétrica quando outra geração é baixa. A eletricidade que poderia ser reduzida também pode ser convertida em hidrogênio quando a geração renovável é alta;

Atualmente, o hidrogênio desempenha um papel insignificante no setor de energia, responsável, segundo relatório da IEA (2019b), por menos de 0,2 % da geração de eletricidade. Porém enxerga-se um potencial para demanda futura de hidrogênio no setor de energia. Grandes empresas já têm em seu plano estratégico abrir o portfólio para projetos de produção de hidrogênio. A Eletrobras, por meio do CEPTEL (braço tecnológico da empresa), e a Siemens assinaram um memorando que

estabelece a execução conjunta de estudos para obter o domínio do ciclo tecnológico completo do hidrogênio verde no Brasil, da produção ao consumo. As empresas visam a implantação de uma planta de produção de hidrogênio em escala comercial que produzirá hidrogênio com pegada zero de carbono pelo processo de eletrólise (CEPEL, 2021).

A Shell, em conjunto com um grupo de empresas (BP, Siemens Energy, Toyota Motor Europe, Anglo American, Bank of America, Cummins, Fortescue Metals Group, Hydrogen Council, ITM Power, Linde, Macquarie e 8 Rivers Capital), montou uma equipe de trabalho a fim de acelerar a implementação de projetos de hidrogênio verde em larga escala (ENGIE, 2021).

Chevron e Catterpillar também deram um importante passo para o avanço de uma economia de hidrogênio comercialmente viável ao anunciarem um acordo de colaboração que visa desenvolver projetos que estudem a utilização do hidrogênio como alternativa comercial aos combustíveis tradicionais utilizados nos transportes ferroviários e embarcações marítimas (EPBR, 2021b).

Doze grandes empresas do setor de óleo e gás, por meio da OGCI - *Oil and Gas Climate Initiative* (consórcio de empresas que representam cerca de 30 % da produção global de óleo e gás), visam acelerar a resposta da indústria às mudanças climáticas e através de ações individuais e coletivas firmaram o compromisso de acelerar a transição energética e redução dos gases de efeito estufa a fim de alcançar a neutralidade de carbono por meio de soluções inovadoras e em grande escala, como aplicações de medidas de eficiência energética, compartilhamento de melhores práticas, eletrificação, soluções de hidrogênio e de captura, armazenamento e utilização de carbono (CCUS), detecção e eliminação de vazamento de metano, bioenergia, biocombustíveis e combustíveis sintéticos (OGCI, 2021).

O hidrogênio é um combustível promissor, com as metas cada vez mais ambiciosas de redução das emissões de gases poluentes para mitigar as mudanças climáticas, porém a sua produção também requer desafios, sendo um deles a questão de infraestrutura.

O investimento inicial de estabelecer grandes redes de transporte de hidrogênio pode ser reduzido com o reaproveitamento da infraestrutura de gás natural. Melhorias serão necessários na rede de dutos fabricadas de aço e, portanto, suscetível à fragilização por hidrogênio, mas os sistemas feitos com ligas compatíveis com hidrogênio enfrentarão obstáculos menores. Portanto mostra-se importante que novos sistemas de gás natural sejam compatíveis com uma infraestrutura que futuramente possa escoar hidrogênio também.

Outra questão tem a ver com o uso competitivo de áreas de terra. Um maior implemento de energias eólica e solar demandam uma maior área terrestre em empreendimentos *on-shore*, o que pode ficar limitado devido à necessidade de proteger e restaurar os ecossistemas naturais para evitar perdas de biodiversidade. O transporte de hidrogênio por longas distâncias deve, provavelmente, ser uma necessidade no longo prazo, uma vez que as restrições locais de uso da terra ou recursos renováveis podem impedir que países, individualmente, atendam às suas necessidades de hidrogênio e de energia renovável mais ampla usando apenas recursos domésticos. Um cenário como esse deve impulsionar o crescimento de eólica e solar *off-shore*.

Levando em consideração os usos competitivos da terra como um elemento potencial técnico para geração de eletricidade renovável em terras já impactadas pelo ser humano, observa-se na Figura 18 que alguns países não teriam capacidade, em 2050, de gerar a energia renovável necessária, incluindo grandes poluentes e, portanto, grandes contribuintes de emissão de gases de efeito estufa como China, Japão, Alemanha e Coreia do Sul. Em contrapartida, outros países podem ter um excedente de potencial de geração renovável e, portanto, ter capacidade para exportar eletricidade produzida por fontes renováveis. Na Figura 18 os países representados de verde são aqueles que têm recursos solares e eólicos estimados suficientes para gerar 50 % da eletricidade e 100 % do hidrogênio até 2050. Os países representados de vermelho apresentam recursos insuficientes, já as setas representam fluxos ilustrativos de comércio de hidrogênio ou eletricidade para fornecer energia renovável de locais de superávit para déficit.

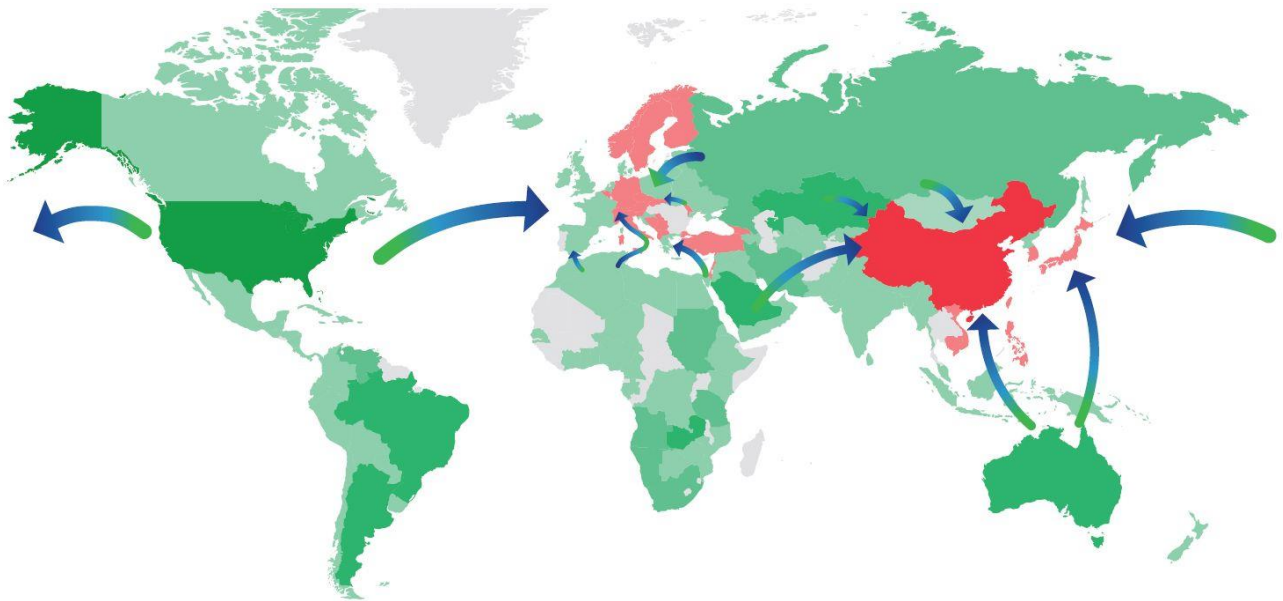


Figura 18 - Estimativa indicativa da capacidade dos principais países de gerar 50 % da eletricidade e 100 % do hidrogênio a partir das fontes eólica e fotovoltaica em um cenário de limitar o aquecimento global abaixo de 1,5 °C, 2050

Fonte: Adaptado de BNEF (2020c)

Levando em consideração a proximidade, os países do norte da África e a Rússia podem ser identificados como potenciais exportadores para o mercado europeu. Enquanto a Austrália, o Cazaquistão e a Rússia poderiam ajudar no abastecimento da China, Japão, Coreia do Sul e outros países do sudeste asiático. Alguns desses fluxos de energia são semelhantes às rotas comerciais estabelecidas atualmente para as exportações de combustíveis fósseis.

Uma barreira para o desenvolvimento do hidrogênio se dá pela falta de políticas públicas, regulação do mercado e menor investimento em pesquisa e desenvolvimento, uma vez que é necessário criar capital humano para ter-se a capacidade de desenvolver projetos de hidrogênio verde.

O mercado de hidrogênio no Brasil, por exemplo, ainda dependente de uma regulação específica e apropriada para poder progredir, a fim de proporcionar oportunidades de alavancar marcos normativos e regulatórios no país, estabelecendo um ambiente de negócios competitivo e atraente para investidores (BRASIL ENERGIA, 2021). Para isso faz-se necessário uma sinergia entre os diversos agentes a fim de discutir, fomentar e planejar iniciativas com atenção em regulação, códigos e padrões: empresas, a academia, agências e instituições de governo.

Vale destacar que as maiores oportunidades para geração de hidrogênio estão em países que contam com matrizes elétricas predominantemente renováveis, como o Brasil. Além do mais, o Brasil conta com a possibilidade de produção de hidrogênio marrom ou azul por meio do gás natural oriundo dos seus campos de petróleo, principalmente do pré-sal. O país, aliás, divulgou recentemente proposta de diretrizes para a Política Nacional do Hidrogênio, o que ajudará a fomentar esse mercado e estão estruturadas em seis eixos: fortalecimento das bases científico-tecnológicas, a capacitação de recursos humanos, o planejamento energético, o arcabouço legal e regulatório-normativo, a abertura e crescimento do mercado e competitividade e a cooperação internacional (ENGIE, 2021; MME, 2021).

Para que o hidrogênio atinja seu potencial, não apenas uma ação política forte será necessária para aumentar a escala, mas também haverá uma necessidade significativa de investimento em infraestrutura. Redes de hidrogênio em grande escala serão necessárias para conectar os recursos de produção e armazenamento de alta qualidade aos usuários, o que pode ajudar a reduzir os custos de abastecimento, aumentar a segurança, permitir mercados competitivos e facilitar o comércio internacional.

A indústria de óleo e gás também têm a visão de que o gás natural terá cada vez mais relevância em suas atividades, à medida em que o setor de energia siga sua transição para combustíveis de baixo carbono. O aumento da oferta de GNL e do número de terminais de regaseificação tendem a acelerar o processo de “comoditização” do gás natural e a melhorar a sua competitividade frente ao carvão.

Dentre os principais riscos para a afirmação do gás natural como combustível de transição, destacam-se a possibilidade de que ele deixe de ser reconhecido como um combustível fóssil “mais limpo” devido às falhas da indústria em controlar as emissões de metano, o aumento dos custos do gás natural frente aos demais combustíveis e a possibilidade de introdução, pelos governos, de políticas que penalizem o gás natural.

A transição energética traz um impacto para a cadeia de óleo e gás, mas paralelamente também traz oportunidades, uma vez que ela é a grande fornecedora de energia do mundo e possivelmente as empresas que atuam nesse ramo serão as financiadoras e agentes ativos na transição energética (IEA, 2020e). Todo esse contexto trata-se de um planejamento de longo prazo, de um processo contínuo para que o impacto seja mínimo e para que as empresas possam se estruturar e se adaptar nesse movimento, o que já pode ser percebido. Empresas do setor já fazem investimentos em energias renováveis (EQUINOR, 2021), empresas que já se encontram em transição energética. O petróleo não irá acabar em um curto espaço de tempo, a demanda é que irá reduzir, e a velocidade desse processo que é incerta.

4. MODELAGEM

O termo exergia foi introduzido primeiramente por Rant (1956), cujas obras deram início para o desenvolvimento do campo de Técnicas termodinâmicas. Rant utilizou a palavra “exergie” (exergia=trabalho que pode ser extraído) e publicou um artigo que propôs o uso da palavra exergia, apresentando seus fundamentos e a maneira como se estruturara esta palavra, que ganhou a maioria das aceitações.

A exergia de um sistema, segundo Dincer e Rosen (2020), é definida como o trabalho de eixo máximo disponível que pode ser realizado pela composição do sistema e um ambiente de referência especificado. A análise de exergia é baseada na Segunda Lei da Termodinâmica e permite complementar a análise energética, que é baseada na Primeira Lei da Termodinâmica. A análise exérgica é útil para identificar as causas, locais e a grandeza das ineficiências dos processos. A exergia associada a uma quantidade de energia é uma avaliação qualitativa.

A eficiência exérgica fornece uma compreensão mais precisa do desempenho de um sistema do que a eficiência energética, pois distingue a qualidade da energia. A eficiência exérgica pondera, principalmente, as irreversibilidades internas do sistema. Os resultados das análises exérgicas de processos e sistemas têm implicações nas decisões de aplicação e direções de pesquisa e desenvolvimento, com maior prioridade para os processos com maiores perdas de exergia e, conseqüentemente, com maiores margens de melhoria. Entretanto também é importante considerar aqueles processos com baixas perdas de exergia, uma vez que maneiras simples e econômicas de aumentar a eficiência reduzindo pequenas perdas de exergia devem certamente serem avaliados quando identificados.

De maneira geral, as decisões de pesquisa e desenvolvimento não devem se basear exclusivamente nos resultados da análise de exergia, ainda que esses resultados forneçam informações úteis para tomada de decisão, outros fatores como aspectos ambientais, econômicos, segurança, sociais e geopolíticos também são importantes e devem ser levados em consideração.

Conforme Pelvan e Ozilgen (2017) e Zisopoulos *et al.* (2015), a análise exérgica tornou-se cada vez mais utilizada para analisar os sistemas de geração de potência do ponto de vista termodinâmico, ambiental e econômico, como exemplo, ao analisar a Figura 19, observa-se a associação direta entre sustentabilidade (aspectos ambientais) de um sistema com sua eficiência exérgica.

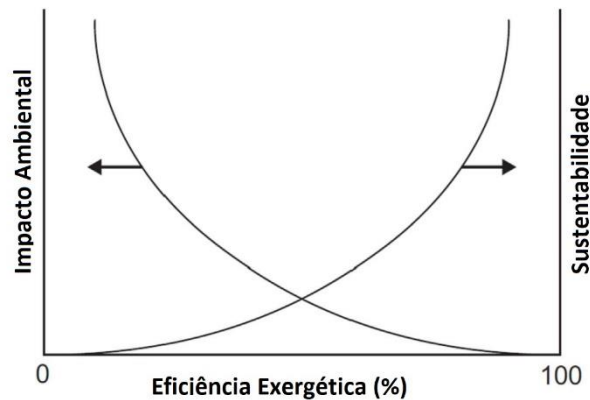


Figura 19 - Relação entre impacto ambiental/sustentabilidade de um sistema e eficiência exergética
Fonte: Dincer e Rosen (2005)

A questão ambiental deve ser levada em consideração em qualquer projeto de implantação de sistemas de geração de potência. O impacto ambiental das atividades humanas tem crescido, e o controle desse impacto ambiental, seja por combustíveis e tecnologias mais amigáveis ao meio ambiente ou pela eficiência energética, tem recebido atenção nas últimas décadas.

A mudança climática global refere-se à contribuição de maiores concentração de poluentes globalmente significativos, como o CO₂. Segundo Dincer e Rosen (2020), as emissões de CO₂ são responsáveis por cerca de 50 % do efeito estufa antropogênico. Em vista disso, o estudo das emissões de CO₂ é importante para que se veja o ganho ambiental que se obtém na troca de tecnologia, ou seja, menores emissões atmosféricas. Tecnologias mais eficientes são capazes de gerar energia com uma menor queima de combustível e, conseqüentemente, menores emissões de gases poluentes para a atmosfera.

Além dos aspectos exergéticos e ambientais, faz-se necessários avaliar as questões econômicas. Segundo Dincer e Rosen (2020), a maioria dos esforços para controlar as mudanças climáticas globais deve considerar os custos da redução das emissões de carbono. Sistemas de geração de potência eficientes e econômicos são interessantes, uma vez que é importante compreender os mecanismos que degradam os recursos e desenvolver abordagens para melhorar os sistemas e reduzir o impacto ambiental.

O custo de eletricidade varia consideravelmente de acordo com vários fatores, incluindo a capacidade do sistema, o custo de capital, consumo de combustível e custos fixos e variáveis de operação e manutenção. A análise econômica permite observar aquelas variáveis mais sensíveis no custo de eletricidade e analisar aquelas tecnologias que apresentam o custo competitivo no mercado e dessa forma, justificar a escolha de alguns países por determinada tecnologia.

No presente trabalho, as análises exergética, ambiental e econômica são aplicadas em três diferentes centrais termelétricas a carvão de diferentes tecnologias em seu projeto (subcrítica, supercrítica e ultrassupercrítica), e uma central de ciclo combinado a gás natural. As principais características dessas centrais são apresentadas nas Tabelas 6 e 7 e o detalhamento delas pode ser visto no Capítulo 5.

Tabela 6 - Parâmetro das centrais a carvão

Parâmetro	Subcrítica^(a)	Supercrítica^(b)	Ultrassupercrítica^(c)
Pressão do vapor principal (MPa)	16,89	25,1	26,25
Temperatura do vapor principal (°C)	538	540	600
Potência elétrica líquida (MW) ^(d)	534,36	666,32	995,88
Consumo de combustível (kg/s)	42,75	52,93	68,8
Eficiência exergética (%) ^(d)	37,05	37,32	42,91
Eletricidade anual (TWh) ^(d)	3.847,38	4.797,53	7.170,35
Horas de operação (h)	7.200	7.200	7.200

Fonte: ROSEN (2001)^(a), ADIBHATLA e KAUSHIK (2014)^(b), XU et al. (2015)^(c), Dados processados pelo autor^(d)

Tabela 7 - Parâmetros da central de ciclo combinado

Parâmetro	Central de ciclo combinado
Potência do ciclo da turbina a gás (MW) ^(a)	419,35
Potência do ciclo a vapor (MW) ^(a)	212,86
Potência líquida da central (MW) ^(a)	630,18
Temperatura de exaustão (°C)	656,6
Consumo de combustível (m ³ /s) ^(a)	28,13
Eficiência exergética (%) ^(a)	57,95
Eletricidade anual (TWh) ^(a)	4.537,33
Horas de operação (h)	7.200

Fonte: Tokyo Electric Power Services (2016), Dados processados pelo autor^(a)

Nas Tabelas 8 e 9 estão apresentadas, respectivamente, as composições dos combustíveis (carvão mineral e gás natural) de algumas regiões do mundo. O carvão selecionado como referência para o presente estudo é o de origem australiana, de um campo de mineração localizado no estado de Queensland. A Austrália está na lista dos maiores exportadores de carvão do mundo e o combustível em questão trata-se de um carvão de boa qualidade, comumente utilizado em centrais de alta eficiência. O carvão colombiano também é bem aceito no comércio mundial e a Índia, país que tem sua energia baseada no carvão, utiliza bastante do seu carvão doméstico (IEA, 2020a; IEA, 2020b; BP, 2021). Agora, o gás natural utilizado como referência nesse trabalho é de um campo do Catar, país com uma das maiores reservas do mundo e um dos maiores exportadores mundiais de GNL (IGU, 2021a). O Catar conta com uma capacidade de liquefação de 77 Mtpa e 100 % de fator de utilização de suas plantas de liquefação. Austrália e Omã também têm destaque no comércio mundial de gás natural, principalmente de GNL, estando localizados nas principais regiões exportadoras de GNL (Ásia Pacífico e Oriente Médio).

Tabela 8 - Composição e poder calorífico inferior do carvão mineral

Origem	Austrália	Colômbia	Índia
Componente	% Massa	% Massa	% Massa
Carbono	77,91	75,91	59,79
Hidrogênio	5,29	5,20	3,23
Enxofre	0,64	0,63	0,74
Oxigênio	6,63	12,14	7,28
Nitrogênio	2,12	1,70	1,32
Umidade	1,35	3,89	13,93
Cinzas	6,06	0,53	13,71
PCI (kJ/kg) ^(a)	31.988	30.297	22.908

Fonte: USGS (2015), Dados processados pelo autor^(a)

Tabela 9 - Composição e poder calorífico inferior do gás natural

Origem	Catar	Austrália	Oman
Componente	% Molar	% Molar	% Molar
Metano	89,9	89,3	87,7
Etano	6,0	7,1	7,5
Propano	2,2	2,5	3,0
Butano	1,5	1,0	1,6
Nitrogênio	0,4	0,1	0,2
PCI (kJ/m ³) ^(a)	37.170	37.328	38.119

Fonte: DOE (2005), Dados processados pelo autor^(a)

Nos subtópicos a seguir são mostrados os métodos utilizados para as análises exergética, ambiental e econômica das centrais de geração de potência do presente estudo.

4.1. Análise Exergética

Tsatsaronis (1993) descreve exergia como sendo o trabalho máximo que pode ser obtido de uma dada forma de energia usando os parâmetros ambientais como o estado de referência, sendo que o objetivo da análise exergética é, segundo Tsatsaronis (1985), identificar a localização e magnitude das verdadeiras ineficiências termodinâmicas.

Como reportado por Szargut *et al.* (1988) a exergia total de um sistema, desconsiderando os efeitos nucleares, magnéticos, elétricos e de tensão superficial, é dividida em quatro partes: física, química, cinética e potencial. Entretanto, Kotas (1985) afirma que para um sistema térmico os efeitos das energias cinética e potencial são desprezíveis. Em vista disso, neste trabalho serão considerados apenas os valores referentes às exergias física e química.

Outras considerações foram adotadas para o desenvolvimento desse trabalho:

- O ambiente de referência como sendo $P_0=1,01$ bar e $T_0=298,15$ K, de acordo com Szargut *et al.* (1988);
- Volume de controle opera em regime permanente.

Para determinar a exergia dos diferentes fluxos do ciclo termodinâmico deve-se definir a fronteira do sistema considerado, os componentes envolvidos, especificar as propriedades termodinâmicas do ciclo e, dessa forma, a exergia dos fluxos é quantificada.

Apesar de a análise exergética ser um método bastante difundido na academia, ele por si só não fornece um critério de tomada de decisão abrangente, uma vez que não incorpora aspectos ambientais e econômicos. Isso significa que a tomada de decisão analisando um só aspecto pode levar a uma decisão enganosa, uma vez que um sistema pode ser avaliado quanto aos aspectos econômicos, entretanto tais resultados podem não atender às metas ambientais e vice-versa.

O cálculo de exergia pode ser avaliada para os diferentes fluxos de uma central de geração de potência pelas equações a seguir descritas por Kotas (1985), Szargut *et al.* (1988), Moran *et al.* (2018) e Dincer e Rosen (2020).

4.1.1. Cálculo da Exergia da Água e Fluidos Térmicos

Visto que a água e demais fluidos térmicos que são utilizados nos processos das centrais de geração de potência do presente trabalho apresentam composição química constante e operam em circuitos fechados, o fluxo de exergia é determinada pelo componente da exergia física, e pode ser expresso pela Equação 1:

$$B_{ph} = \dot{m}[(h - h_0) - T_0(s - s_0)] \quad (1)$$

A exergia física será utilizada para a realização dos balanços exergéticos dos distintos equipamentos ou subsistemas das centrais.

4.1.2. Cálculo da Exergia de um Fluxo de Calor

A exergia de um fluxo associado à transferência de calor que se transfere de uma temperatura mais alta (T), a outra mais baixa (T_0), é expressa pelo produto entre a taxa de transferência de calor (\dot{Q}) pelo fator de Carnot, apresentado pela Equação 2

$$B_Q = \dot{Q} \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \quad (2)$$

4.1.3. Cálculo da Exergia de um Fluxo de Trabalho

A exergia do fluxo de trabalho é a taxa de trabalho útil, apresentada pela Equação 3:

$$B_W = \dot{W} \quad (3)$$

4.1.4. Cálculo da Exergia do Combustível

Segundo Valero e Lozano (1994), a componente física da exergia dos combustíveis sólidos (carvão mineral) que serão queimados nas centrais pode ser desconsiderada frente à componente química. Para o cálculo da taxa exergética química de combustíveis sólidos, Zaleta *et al.* (2007) emprega uma relação utilizando o PCI e a composição química elementar do combustível. Na Equação 4, H representa a composição de hidrogênio, C de carbono, S de enxofre, O de oxigênio e N de nitrogênio.

$$B_{comb} = \dot{m} \cdot PCI \left[1,0438 + 0,0013 \left(\frac{H}{C} \right) + 0,1083 \left(\frac{O}{C} \right) + 0,0549 \left(\frac{N}{C} \right) \right] + 6,74S \quad (4)$$

Para combustíveis gasosos o cálculo da taxa de exergia é dada pela Equação 5:

$$B_{ch} = \dot{m} \cdot PCI \cdot \varphi \quad (5)$$

no qual valores típicos de φ para alguns combustíveis gasosos podem ser vistas em Kotas (1985).

4.1.5. Cálculo da Exergia do Ar e dos Gases de Combustão

O cálculo da taxa de exergia do ar e dos gases de combustão é dado pela soma das exergias física e química, conforme a Equação 6:

$$B_g = \dot{m} \left\{ \sum_i y_i [(h - h_0) - T_0(s - s_0)] + \sum_i y_i b_{ch}^0 + RT_0 \sum_i y_i \ln(y_i) \right\} \quad (6)$$

no qual y_i é a fração molar do elemento da mistura gasosa, R é a constante universal dos gases perfeitos e b_{ch}^0 se refere à exergia química padrão do elemento, tendo seus valores tabelados em Kotas (1985).

As variações de entalpia e entropia são calculadas através de uma expressão polinomial escritas pelas Equações 7 e 8, e são em função da temperatura.

$$h - h_0 = \int_{T_0}^T c_p dT = \int_{T_0}^T (A + BT + CT^2 + DT^3) dT \quad (7)$$

$$s - s_0 = \int_{T_0}^T \frac{c_p}{T} dT = \int_{T_0}^T \frac{(A + BT + CT^2 + DT^3)}{T} dT \quad (8)$$

os coeficientes A , B , C , e D são constantes específicas para cada elemento da mistura gasosa que podem ser obtidas em Sandler (2017).

Para o CO_2 , o cálculo das variações de entalpia e entropia serão utilizadas as expressões polinomiais apresentadas por Sandler (2017) escritas pelas Equações 9 e 10:

$$h - h_0 = \int_{T_0}^T \left(75,464 - 1,872 \cdot 10^{-4}T - \frac{661,42}{\sqrt{T}} \right) dT \quad (9)$$

$$s - s_0 = \int_{T_0}^T \frac{\left(75,464 - 1,872 \cdot 10^{-4}T - \frac{661,42}{\sqrt{T}} \right)}{T} dT \quad (10)$$

4.1.6. Irreversibilidades e Eficiência Exergética

Após definidos os fluxos exergéticos são feitos os cálculos das irreversibilidades. As irreversibilidades estão presentes nos processos reais e estão associadas a fatores como atrito, histerese, mistura de substâncias ou fluidos, turbulência, troca de calor com diferença finita de temperatura, reações químicas espontâneas, efeito Joule, deformações inelásticas e outros.

A irreversibilidade de um equipamento ou sistema pode ser avaliada pela Equação 11, e é baseada na diferença do fluxo exergético entre o somatório dos insumos (F), o somatório dos produtos (P) e o somatório das Perdas (L).

$$I_i = \sum F - \sum P - \sum L \quad (11)$$

Os insumos estão relacionados ao fluxo exergético total que chega a um equipamento, como a exergia do combustível usado para queima. Os produtos são os fluxos exergéticos que deixam os equipamentos e serão utilizados em processos subsequentes na central ou resultados produzidos pela central, como a taxa de trabalho útil. No que diz respeito às perdas, estas estão associadas a fluxos cuja energia não será aproveitada em processos posteriores.

Caso se conheça a vazão mássica e as temperaturas de entrada e saída da água de resfriamento, segundo Ansari *et al.* (2010) e Pandey e Gogoi (2013) a irreversibilidade no condensador pode ser calculada conforme apresentada pela Equação 12.

$$I = T_0 \left\{ \left[\dot{m}_{resf} c_{p_{resf}} \ln \left(\frac{T_s}{T_e} \right) \right] - \dot{m}_e (s_e - s_s) \right\} \quad (12)$$

Segundo Li e Liu (2012), caso não se tenha conhecimento da vazão mássica e as temperaturas de entrada e saída da água de resfriamento, a irreversibilidade pode ser calculada pela Equação 13.

$$I = \sum_i [(m_e h_e - m_s h_s) - T_0 (m_e s_e - m_s s_s)] \quad (13)$$

A irreversibilidade de um equipamento em relação ao conjunto de toda central de geração de potência permite identificar onde estão localizadas as maiores irreversibilidades da central. O cálculo do percentual de destruição exergética para cada equipamento é determinado pela Equação 14.

$$\delta_i = \frac{I_i}{\sum I_i} \quad (14)$$

Para definir a eficiência exergética de cada equipamento é necessário, segundo Bejan, Tsatsaronis e Moran (1995), identificar os insumos e produtos associados. Os insumos representam os recursos gastos para gerar o produto, e o produto representa o resultado desejado produzido pelo sistema. A Equação 15 apresenta a definição do cálculo de eficiência exergética e a partir da Tabela 10 são mostrados os cálculos das irreversibilidades e eficiências exergéticas dos equipamentos das centrais.

$$\psi = \frac{P}{F} \quad (15)$$

Tabela 10 - Cálculo das irreversibilidades e eficiências exergéticas dos equipamentos

Equipamento	Irreversibilidade	Eficiência Exergética
Caldeira/Gerador de Vapor de Recuperação de Calor	$I = B_{comb} - \sum (B_s - B_e)$	$\psi = \frac{\sum (B_s - B_e)}{B_{comb}}$
Câmara de Combustão	$I = \sum_{i=1}^n B_{e,i} - B_s$	$\psi = \frac{B_s}{\sum_{i=1}^n B_{e,i}}$
Turbina a gás e a vapor	$I = B_e - \sum_{i=1}^n B_{s,i} - B_w$	$\psi = \frac{B_w}{B_e - \sum_{i=1}^n B_{s,i}}$
Aquecedores	$I = B_{e,h} + B_{e,c} - B_{s,h} - B_{s,c}$	$\psi = \frac{B_{s,c} - B_{e,c}}{B_{e,h} - B_{s,h}}$
Desaerador	$I = \sum_{i=1}^n B_{e,i} - B_s$	$\psi = \frac{B_s}{\sum_{i=1}^n B_{e,i}}$
Bomba e Compressor	$I = B_w - (B_s - B_e)$	$\psi = \frac{(B_s - B_e)}{B_w}$

A eficiência exergética da central é dada pela Equação 16, que de acordo com Dincer e Rosen (2020) é apresentada como sendo a razão da exergia do fluxo de trabalho pela exergia do calor fornecido ao ciclo, que no presente trabalho refere-se a exergia do combustível (carvão ou gás natural).

$$\psi_c = \frac{B_w}{B_{comb}} \quad (16)$$

4.2. Análise Ambiental

Com base na composição do carvão mineral australiano, apresentado na Tabela 8, e dos parâmetros específicos de cada central é possível obter a estimativa de emissão específica de CO₂ (α_{CO_2}) em kg/s e do fator de emissão de CO₂ (e_{CO_2}) em kg/kWh para cada uma das centrais térmicas a carvão analisadas, conforme as Equações 17 e 18.

$$\alpha_{CO_2} = \frac{Y_C \cdot \dot{m}_f \cdot M_{CO_2}}{100 \cdot M_C} \quad (17)$$

$$e_{CO_2} = \frac{\alpha_{CO_2} \cdot 3600}{\dot{W}_{net}} \quad (18)$$

sendo que Y_C representa a porcentagem em peso de carbono presente na composição química do carvão mineral, \dot{m}_f (kg/s) representa o fluxo mássico de combustível, M_{CO_2} (kg/kmol) e M_C (kg/kmol) representam, respectivamente, o peso molecular do dióxido de carbono e do carbono, \dot{W}_{net} representa a potência líquida da central.

Para a central de ciclo combinado a gás natural a emissão específica de CO_2 , em kg/s, é dada pela Equação 19, no qual v_{CO_2} (kmol/s) representa a vazão molar do dióxido de carbono dos gases de combustão da turbina a gás.

$$\alpha_{CO_2} = v_{CO_2} \cdot M_{CO_2} \quad (19)$$

Os dados da composição do combustível são apresentados na Tabela 9. O fator de emissão de CO_2 da central de ciclo combinado, em kg/kWh, é calculado pela Equação 18, forma similar às centrais a carvão.

4.3. Análise Econômica

Como complemento do estudo desse trabalho, nesse tópico são apresentados os parâmetros dos custos das centrais consideradas. O custo de eletricidade anualizado – CEA (USD/MWh), calculado pela Equação 20, é uma composição que está associada aos custos de capital - C_C (USD/MW), custos de operação e manutenção anuais fixos - $C_{O\&M(fixos)}$ (USD/MW) e variáveis - $C_{O\&M(variáveis)}$ (USD/MWh), custos de combustível anual - C_{fuel} (USD), horas anuais de operação da central – HO (h) e a potência elétrica – PE (MW). O FRC se refere ao fator de recuperação de capital e pode ser calculado pela Equação 21.

$$CEA = \frac{C_C * FRC + C_{O\&M(fixos)}}{HO} + \frac{C_{fuel}}{HO * PE} + C_{O\&M(variáveis)} \quad (20)$$

$$FRC = \frac{[i(1+i)^n]}{[(1+i)^n - 1]} \quad (21)$$

no qual i (taxa de juros) e n (vida útil dos equipamentos) são definidos, respectivamente em 10 % e 25 anos (XU *et al.*, 2015; ADIBHATLA e KAUSHIK, 2017). A Tabela 11 resume os custos considerados das diferentes tecnologias.

Tabela 11 - Custos de capital e de O&M das centrais

Tecnologia	Custo de Capital (USD/kW)	O&M Fixos (USD/kW)	O&M Variáveis (USD/kWh)
Central Subcrítica	2.000	32,65	0,004
Central Supercrítica	2.618	39,70	0,0044
Central Ultrassupercrítica	3.676	40,58	0,0045
Central de Ciclo Combinado	958	12,20	0,0019

Fonte: EIA (2020b); EPE (2021); RUBIN *et al.* (2015); NREL (2020); LOCKWOOD (2013)

Os valores de horas de operação e potência elétrica foram retirados das Tabelas 6 e 7. O custo do combustível foi retirado do World Bank (2021b), como apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Preço dos combustíveis em janeiro, maio e setembro de 2021

Período	Carvão - Austrália (USD/t)	Gás Natural – Henry Hub (USD/MMBtu)	Gás Natural – Europa (USD/MMBtu)	GNL - Japão (USD/MMBtu)
Janeiro/2021	86,83	2,67	7,27	9,00
Mairo/2021	107,04	2,89	8,91	8,92
Setembro/2021	185,7	5,11	22,84	13,87

Fonte: WORLD BANK (2021b)

5. ESTUDOS DE CASO

O presente capítulo apresenta as diferentes tecnologias de centrais termoelétricas do presente estudo: três centrais a carvão mineral (subcrítica, supercrítica e ultrasupercrítica) e uma central de ciclo combinado a gás natural. A análise possibilita mensurar os indicadores exergéticos, ambientais e econômicos.

Os diagramas dessas centrais são ilustrados nos subtópicos a seguir e as propriedades termodinâmicas foram obtidas com a utilização do software computacional *Steam Table*. A tabulação e processamento dos dados foram feitos no *Microsoft Excel*.

5.1. Central Termoelétrica Subcrítica

A central a carvão subcrítica selecionada para análise nesse trabalho é composta por um conjunto de turbinas de alta pressão, pressão intermediária e de baixa pressão. A central opera com um estágio de reaquecimento de vapor antes da entrada na turbina de pressão intermediária, a partir de uma linha de extração da turbina de alta pressão. Além do reaquecimento possui sistema regenerativo composto por 7 extrações de vapor na linha das turbinas.

No diagrama da central subcrítica é possível verificar os principais componentes: Caldeira, Turbina de Alta Pressão, Turbina de Pressão Intermediária, Turbina de Baixa Pressão, Condensador, Bomba de Extração de Condensado, Conjunto de Aquecedores de Baixa pressão, Desaerador, Bomba de Alimentação da Caldeira e Conjunto de Aquecedores de Alta pressão.

A caldeira (A) produz 453,59 kg/s de vapor a uma pressão de 162 bar e temperatura de 538 °C que passam por uma turbina de alta pressão (B). Uma parte do vapor é direcionada aos aquecedores de alta pressão (K) e o vapor remanescente retorna à caldeira para o estágio de reaquecimento com uma vazão de 410,75 kg/s e pressão de 36,5 bar e temperatura de 323,36 °C. Posteriormente o vapor reaquecido segue para a turbina de pressão intermediária (C), no qual uma parte do vapor é extraído para os aquecedores de alta pressão e desaerador (I), o vapor remanescente segue para a turbina de baixa pressão (D). O vapor expandido na turbina de baixa pressão é enviado para os aquecedores de baixa pressão (H) e para o condensador (F). A temperatura e a pressão do vapor condensado são aumentadas para 228,24 °C e 162 bar, antes de entrar na caldeira, em uma série de bombas (G e J) e trocadores de calor. Os quatro aquecedores de baixa pressão estão representados por um único trocador de calor. Os dois aquecedores de alta pressão também estão representados por outro trocador

de calor. O diagrama da central subcrítica é ilustrado na Figura 20 e as suas propriedades termodinâmicas são apresentadas na Tabela 13.

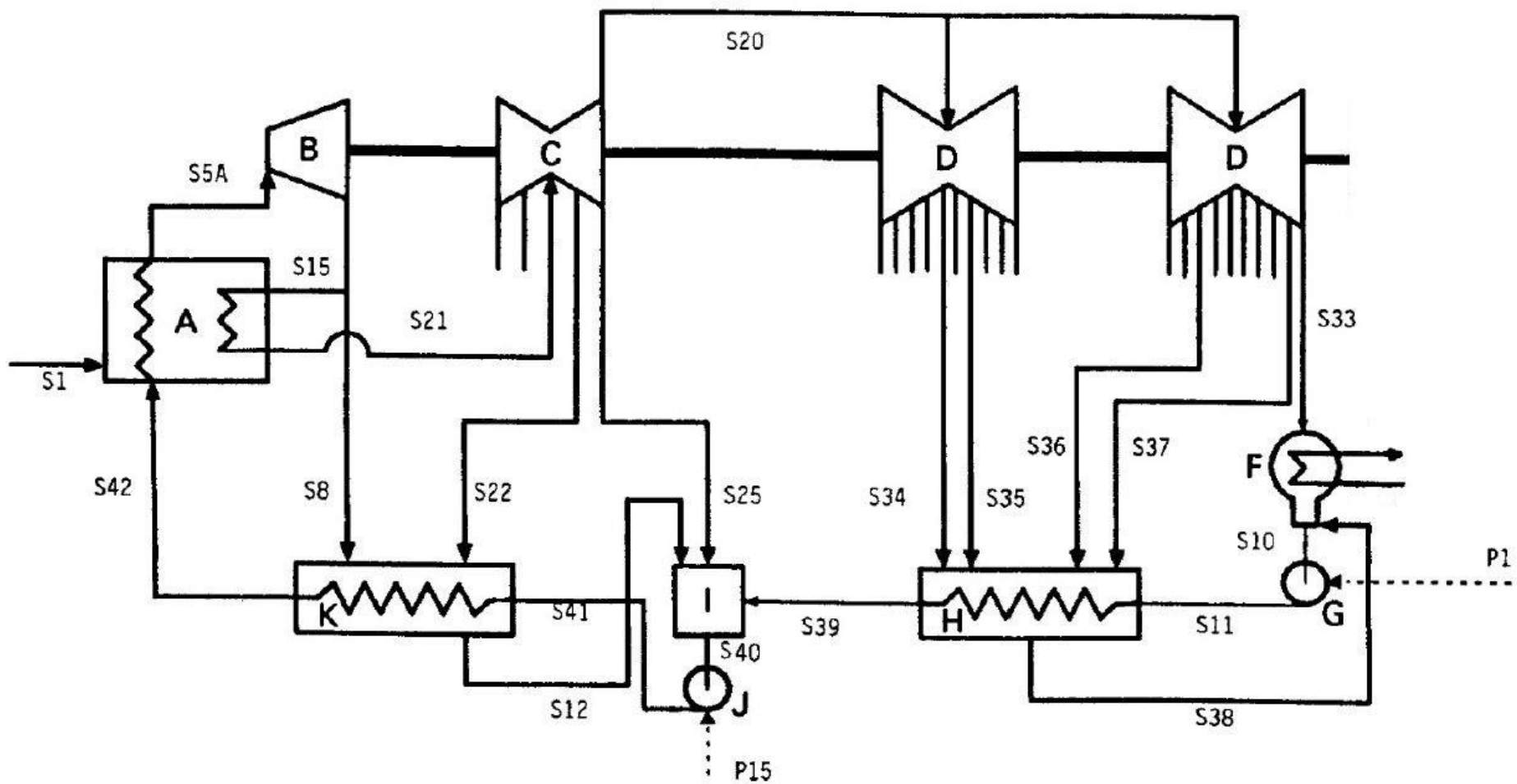


Figura 20 - Diagrama esquemático da central subcrítica
 Fonte: Rosen (2001)

Tabela 13 - Dados termodinâmicos da central subcrítica

Fluxo	Fluxo Mássico (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kgK)
S1	42,75	-----	-----	-----	-----
S5A	453,59	538,00	162,00	3.402,6	6,4335
S8	42,84	323,36	36,50	3.036,2	6,5294
S10	367,85	35,63	0,045	130,0	0,4507
S11	367,85	35,73	10,00	150,5	0,5144
S12	58,82	188,33	12,10	800,1	2,2196
S15	410,75	323,36	36,50	3.036,4	6,5296
S20	367,85	360,50	10,30	3.180,2	7,3242
S21	410,75	538,00	36,50	3.534,8	7,2454
S22	15,98	423,23	17,20	3.303,5	7,2775
S25	26,92	360,50	10,30	3.180,2	7,3242
S33	309,62	35,63	0,045	2.397,3	7,7940
S34	10,47	253,22	3,79	2.971,8	7,4185
S35	23,88	209,93	2,41	2.888,7	7,4601
S36	12,72	108,32	0,689	2.696,6	7,5859
S37	11,16	60,47	0,345	2.631,0	7,7215
S38	58,23	55,56	0,133	215,6	0,7232
S39	367,85	124,86	10,00	524,9	1,5790
S40	453,59	165,86	10,00	701,2	2,0004
S41	453,59	169,28	162,00	724,7	2,0156
S42	453,59	228,24	162,00	985,4	2,5685

Fonte: Rosen (2001)

5.2. Central Termoelétrica Supercrítica

A central a carvão supercrítica selecionada para análise nesse trabalho é composta por um conjunto de turbinas de alta pressão, pressão intermediária e de baixa pressão. A central opera com um estágio de reaquecimento de vapor antes da entrada na turbina de pressão intermediária, a partir de uma linha de extração da turbina de alta pressão. Além do reaquecimento possui sistema regenerativo composto por 8 extrações de vapor na linha das turbinas.

No diagrama da central supercrítica é possível verificar os principais componentes: Caldeira, Turbina de Alta Pressão, Turbina de Pressão Intermediária, Turbina de Baixa Pressão, Condensador, Bomba de Extração de Condensado, Conjunto de Aquecedores de Baixa pressão, Desaerador, Bomba de Alimentação da Caldeira e Conjunto de Aquecedores de Alta pressão.

Água no estado de líquido comprimido entra na caldeira supercrítica (294,8 bar) e passa através dos estágios dentro da caldeira a fim de alcançar o superaquecimento do fluido por intensa troca de calor com os gases em alta temperatura provenientes da combustão do carvão. O fluxo a alta temperatura e pressão deixa a caldeira (248,5 bar/ 539,95 °C) e alimenta a turbina de alta pressão, duas extrações dessa turbina são direcionadas aos aquecedores de alta pressão e o vapor remanescente retorna à caldeira para o estágio de reaquecimento a fim de melhorar as condições do vapor que deixa o estágio superaquecido (42,36 bar / 565,05 °C) e alimenta a turbina de pressão intermediária (nessa turbina uma das extrações é direcionada para um dos aquecedores de alta pressão, duas para dois aquecedores de baixa pressão e uma para o desaerador). O vapor remanescente que deixa a turbina de pressão intermediária é levado à turbina de baixa pressão para acontecer os estágios finais de expansão. Na turbina de baixa pressão duas extrações são direcionadas aos aquecedores de baixa pressão e o vapor remanescente chega ao condensador para ser resfriado e chegar à condição de líquido. O condensador capta água de uma fonte externa que troca calor na unidade de resfriamento do fluido de trabalho e retorna à fonte de captação com uma parcela do calor proveniente do sistema. O fluido de trabalho que sai do condensador é então bombeado através da linha de pré-aquecedores de água de alimentação para que ocorra a troca de calor com o vapor das extrações para que o fluido retorne à caldeira com ganho de temperatura, permitindo assim um ganho de eficiência na planta. O diagrama da central supercrítica é ilustrado na Figura 21 e as suas propriedades termodinâmicas são apresentadas na Tabela 14.

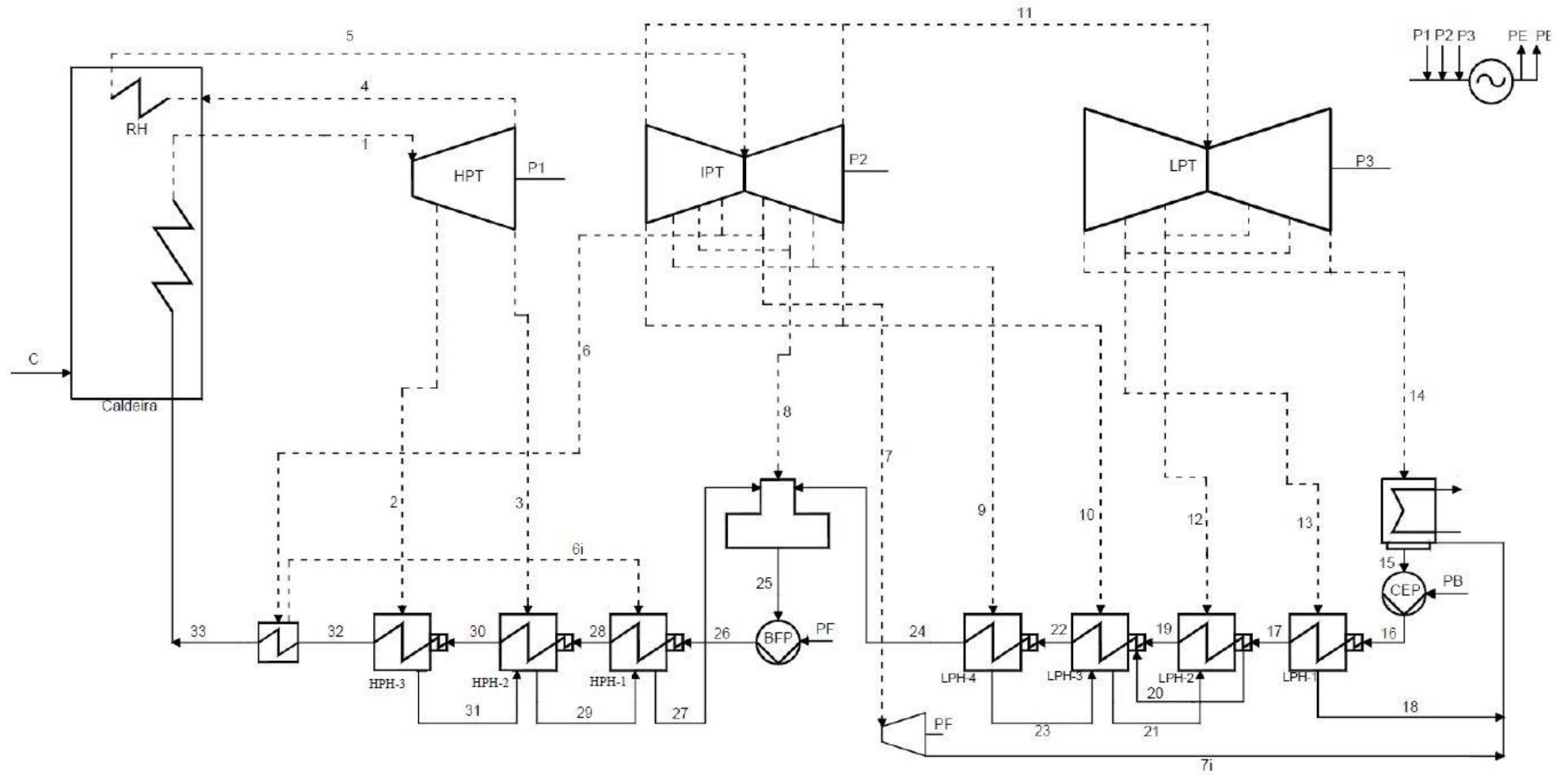


Figura 21 - Diagrama esquemático da central supercrítica
Fonte: Adaptado de ADIBHATLA e KAUSHIK (2014)

Tabela 14 - Dados termodinâmicos da central supercrítica

Fluxo	Fluxo Mássico (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kgK)
C	52,93	-----	-----	-----	-----
1	562,20	539,95	248,500	3.306,4	6,1449
2	43,39	352,45	71,020	3.023,5	6,2352
3	51,81	298,75	47,070	2.932,7	6,2470
4	467,00	298,75	47,070	2.932,7	6,2470
5	467,00	565,05	42,360	3.590,7	7,2462
6	21,96	470,35	22,400	3.399,4	7,2914
6i	21,96	215,55	21,280	2.798,5	6,3139
7	27,22	468,85	19,710	3.399,4	7,3492
7i	27,22	-	-	2.552,6	7,6221
8	12,90	381,85	12,080	3.222,5	7,3175
9	22,39	301,35	6,129	3.064,8	7,3687
10	31,63	214,55	3,069	2.895,1	7,3633
11	350,90	214,45	3,020	2.895,2	7,3706
12	13,10	87,75	0,6443	2.656,5	7,5115
13	9,60	66,95	0,2726	2.621,7	7,8025
14	328,20	46,41	0,103	2.394,5	7,5420
15	365,02	46,36	0,103	194,0	0,6561
16	365,02	46,95	31,120	199,2	0,6625
17	365,02	62,75	21,770	264,4	0,8642
18	9,60	65,75	0,2589	275,2	0,9026
19	365,02	83,05	21,290	349,4	1,1099

20	67,12	86,45	0,6119	362,0	1,1512
21	54,02	93,95	2,913	393,7	1,2379
22	432,14	129,55	18,800	545,5	1,6280
23	22,39	139,55	6,129	587,3	1,7341
24	432,14	159,75	16,320	675,0	1,9388
25	562,20	184,10	11,120	781,3	2,1789
26	562,20	190,05	305,700	822,3	2,1961
27	562,20	213,55	305,700	924,8	2,4120
28	117,16	215,55	21,280	923,2	2,4764
29	95,20	257,05	44,720	1.120,3	2,8579
30	562,20	255,05	300,200	1.111,7	2,7816
31	43,39	283,35	67,470	1.254,5	3,0993
32	562,20	283,55	294,800	1.247,0	3,0322
33	562,20	286,35	294,800	1.260,7	3,0568

5.3. Central Termoeletrica Ultrassupercritica

A central a carvão ultrassupercritica selecionada para análise nesse trabalho é composta por um conjunto de turbinas de alta pressão, pressão intermediária e de baixa pressão. A central opera com um estágio de reaquecimento de vapor antes da entrada na turbina de pressão intermediária, a partir de uma linha de extração da turbina de alta pressão. Além do reaquecimento possui sistema regenerativo composto por 8 extrações de vapor na linha das turbinas.

No diagrama da central ultrassupercritica é possível verificar os principais componentes: Caldeira, Turbina de Alta Pressão, Turbina de Pressão Intermediária, Turbina de Baixa Pressão, Condensador, Bomba de Extração de Condensado, Conjunto de Aquecedores de Baixa pressão, Desaerador, Bomba de Alimentação da Caldeira e Conjunto de Aquecedores de Alta pressão. O diagrama da central ultrassupercritica é ilustrado na Figura 22 e as suas propriedades termodinâmicas são apresentadas na Tabela 15.

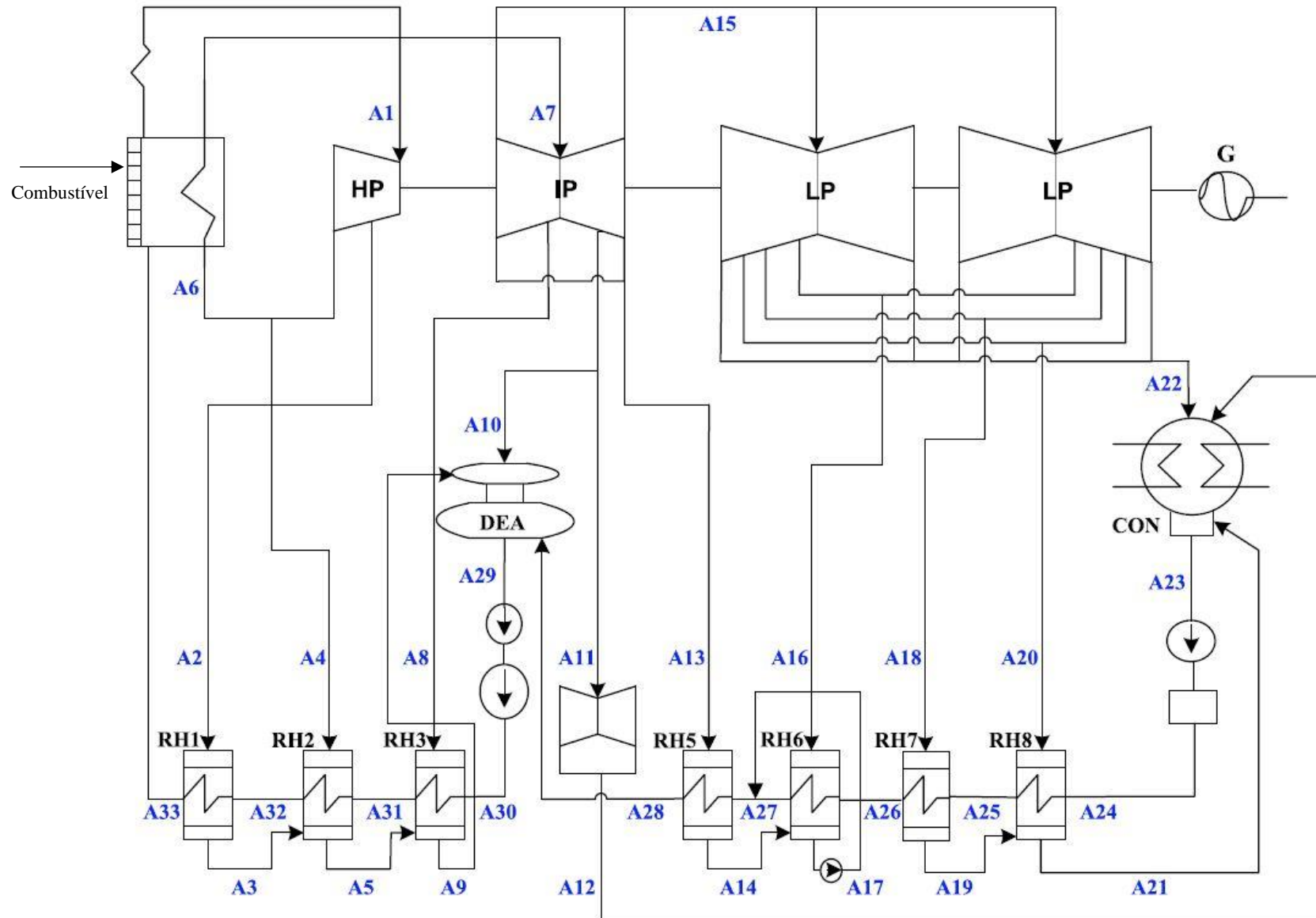


Figura 22 - Diagrama esquemático da central ultrassupercrítica

Fonte: Xu *et al.* (2015)

Água no estado de líquido comprimido entra na caldeira ultrassupercrítica (328 bar) e passa pelos estágios da caldeira a fim de alcançar o superaquecimento do fluido. O fluxo a alta temperatura e pressão deixa a caldeira (262,5 bar/ 600 °C) e alimenta a turbina de alta pressão, duas extrações dessa turbina são direcionadas aos aquecedores de alta pressão e o vapor remanescente retorna à caldeira para o estágio de reaquecimento a fim de melhorar as condições do vapor que deixa o estágio superaquecido (50 bar / 600 °C) e alimenta a turbina de pressão intermediária (nessa turbina uma das extrações é direcionada para um dos aquecedores de alta pressão, outra para um dos aquecedores de baixa pressão e outra para o desaerador). O vapor remanescente que deixa a turbina de pressão intermediária é levado à turbina de baixa pressão para acontecer os estágios finais de expansão. Na turbina de baixa pressão três extrações são direcionadas aos aquecedores de baixa pressão e o vapor remanescente chega ao condensador para ser resfriado e chegar à condição de líquido. O condensador capta água de uma fonte externa que troca calor na unidade de resfriamento do fluido de trabalho e retorna à fonte de captação com uma parcela do calor proveniente do sistema. O fluido de trabalho que sai do condensador é então bombeado através da linha de pré-aquecedores de água de alimentação para que ocorra a troca de calor com o vapor das extrações para que o fluido retorne à caldeira com ganho de temperatura, permitindo assim um ganho de eficiência na planta.

Tabela 15 - Dados termodinâmicos da central ultrassupercrítica

Fluxo	Fluxo Mássico (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kgK)
C	68,8	-----	-----	-----	-----
A1	752,02	600,00	262,500	3.478,3	6,3275
A2	39,98	394,60	74,640	3.137,4	6,3916
A3	39,98	274,00	72,590	1.205,1	3,0086
A4	75,80	353,60	55,550	3.067,2	6,4045
A5	115,78	225,90	53,880	971,7	2,5670
A6	636,24	353,60	55,550	3.067,2	6,4045
A7	636,24	600,00	50,000	3.664,5	7,2578
A8	31,28	482,80	23,640	3.425,3	7,3016
A9	147,06	198,50	22,930	845,9	2,3152
A10	28,20	381,20	11,650	3.221,8	7,3330
A11	42,46	381,20	11,650	3.221,8	7,3330
A12	42,46	38,30	0,070	2.421,8	7,8105
A13	30,74	291,10	5,880	3.044,1	7,3512
A14	30,74	133,20	5,580	560,2	1,6678
A15	503,56	291,10	5,880	3.044,1	7,3512
A16	35,40	195,90	2,410	2.860,1	7,4000
A17'	66,14	126,23	2,410	530,2	1,5944
A17	66,14	126,40	12,880	531,7	1,5952
A18	21,17	87,50	0,640	2.644,7	7,4806
A19	21,17	87,50	0,640	366,4	1,1635
A20	20,96	64,80	0,250	2.517,1	7,5370

A21	42,13	38,60	0,250	161,6	0,5534
A22	426,13	35,40	0,058	2.341,2	7,6178
A23	510,63	35,40	0,058	148,2	0,5103
A24	510,63	37,90	12,880	159,8	0,5435
A25	510,63	60,80	12,880	255,5	0,8403
A26	510,63	83,30	12,880	349,7	1,1134
A26'	510,63	122,90	12,880	516,8	1,5578
A27	576,770	123,30	12,880	518,5	1,5621
A28	576,770	153,30	12,880	646,9	1,8742
A29	752,02	183,70	10,920	779,5	2,1751
A30	752,02	190,30	330,020	824,7	2,1953
A31	752,02	219,40	329,020	951,6	2,4612
A32	752,02	268,60	328,020	1.175,2	2,8940
A33	752,02	290,00	328,020	1.277,9	3,0798

5.4. Central de Ciclo Combinado

A central a gás natural de ciclo combinado selecionada para análise nesse trabalho é composta por uma unidade de um turbogerador a gás, uma unidade geradora de vapor de recuperação de calor e um conjunto de turbinas de alta pressão, pressão intermediária e de baixa pressão.

No diagrama da central de ciclo combinado é possível verificar os principais componentes: Turbogenerador a Gás, Gerador de Vapor de Recuperação de Calor, Turbina de Alta Pressão, Turbina de Pressão Intermediária, Turbina de Baixa Pressão, Condensador e Bomba de Alimentação do Gerador de Vapor de Recuperação de Calor.

O ciclo da turbina a gás consiste na compressão do ar no compressor e segue para a câmara de combustão. Após a combustão os produtos dela entram na turbina gás, local onde ocorre a expansão. Os gases da combustão passam pelo sistema de gerador de vapor de recuperação de calor (equipamento que liga o ciclo a gás ao ciclo a vapor) e transferem calor para a água de alimentação

para geração de vapor. O ciclo de vapor consiste em um conjunto de turbinas de alta, média e baixa pressão, um condensador e uma bomba. O diagrama da central de ciclo combinado é ilustrado na Figura 23 e as suas propriedades termodinâmicas são apresentadas na Tabela 16.

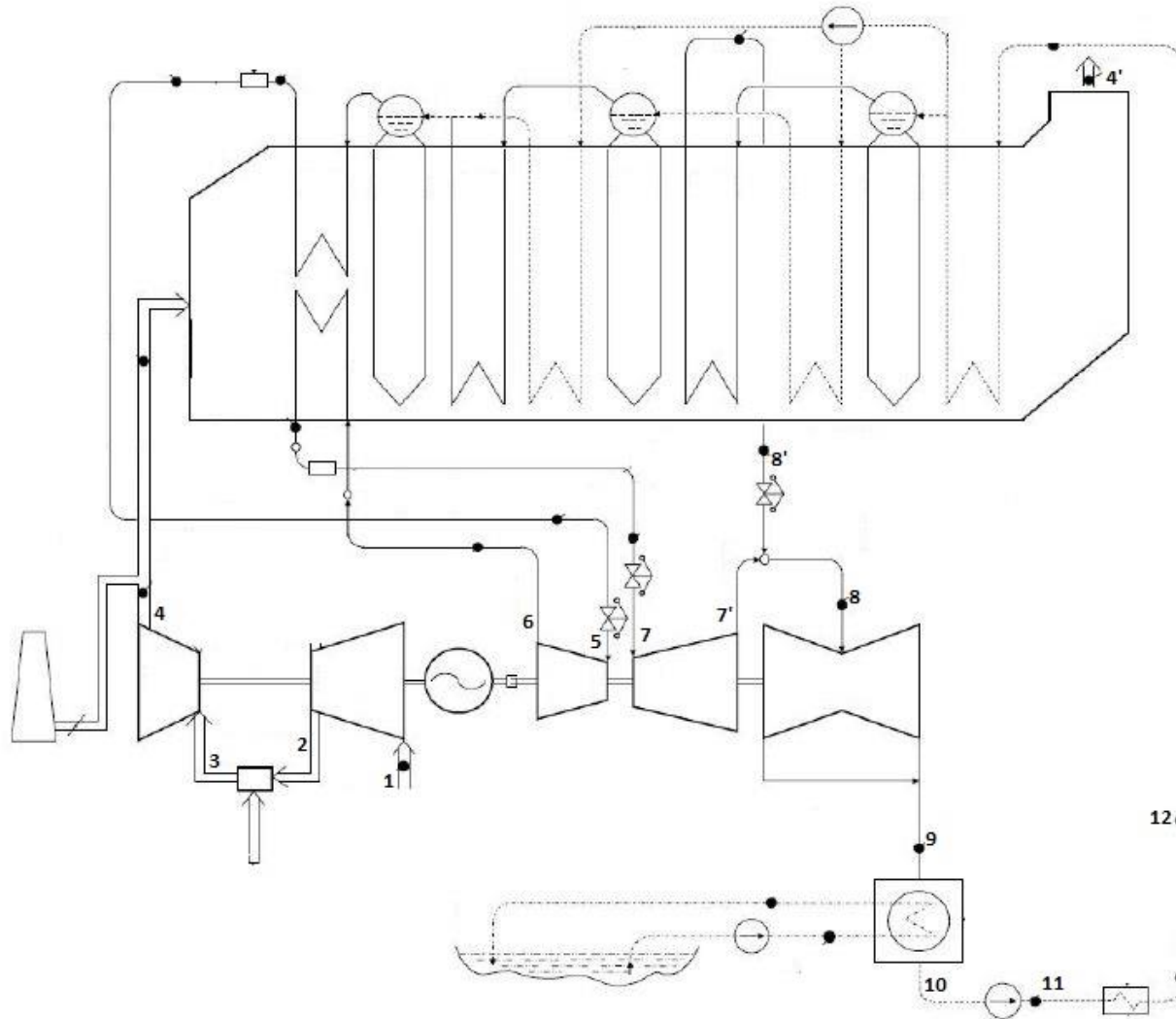


Figura 23 - Diagrama esquemático da central de ciclo combinado
 Fonte: Tokyo Electric Power Services (2016)

Tabela 16 - Dados termodinâmicos da central de ciclo combinado

Fluxo	Tipo de Fluxo	Fluxo Mássico (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kgK)
1	Ar	805,9	32,00	1,01	*	*
2	Ar	805,9	400,00	16,31	*	*
3	Gás de Combustão	831,7	1.349,85	16,31	*	*
4	Gás de Combustão	831,7	656,60	1,05	*	*
4'	Gás de Combustão	831,7	120,00	1,01	*	*
5	Vapor	128,9	600,00	157,00	3.573,7	6,6499
6	Vapor	128,9	368,80	31,50	3.158,4	6,7904
7	Vapor	128,9	600,00	29,40	3.681,5	7,5177
7'	Vapor	128,9	345,00	4,80	3.158,1	7,6369
8'	Vapor	30,0	236,80	4,90	2.933,8	7,2285
8	Vapor	158,2	345,00	4,80	3.158,1	7,6369
9	Vapor Úmido	158,2	41,80	0,08	2.577,6	8,2312
10	Água	158,2	39,80	0,08	166,6	0,5695
11	Água	158,2	42,70	7,80	179,4	0,6077
12	Água	158,2	104,60	7,80	439,0	1,3580

*Propriedades detalhadas no Apêndice A

6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

6.1. Análise Exergética

O fluxo exergético (B) foi obtido mediante as Equações da seção 4.1 de acordo com o fluxo característico. Para realizar as análises, a definição da estrutura lógica do sistema é necessária. Na Tabela 17 está definido os produtos “P” e insumos “F” para cada equipamento da central subcrítica.

Tabela 17 - Estrutura lógica da central subcrítica elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento

Equipamento	F	P
Caldeira	S1 (Combustível)	(S5A-S42) + (S21-S15)
Turbina de alta pressão	S5A-S8-S15	Potência
Turbina de pressão intermediária	S21-S20-S22-S25	Potência
Turbina de baixa pressão	S20-S33-S34-S35-S36-S37	Potência
Condensador	S33+S38-S10	Equipamento dissipativo
Bomba de condensado	P1	S11-S10
Aquecedores de baixa pressão	S34+S35+S36+S37-S38	S39-S11
Desaerador	S12+S25+S39	S40
Bomba de alimentação da caldeira	P15	S41-S40
Aquecedores de alta pressão	S8+S22-S12	S42-S41

Os resultados da análise exergética realizada para a central subcrítica, com base na estrutura lógica da Tabela 17, são identificados na Tabela 18 no qual são verificados valores dos insumos, produtos, irreversibilidades, eficiências exergética e percentual de destruição exergética para cada um dos equipamentos da central.

Tabela 18 - Resultados da análise exergética da central subcrítica

Equipamento	Insumos [MW]	Produtos [MW]	I [MW]	ψ [%]	δ [%]
Caldeira	1.442,25	690,78	751,47	47,9	85,42
Turbina de alta pressão	179,11	166,11	12,99	92,75	1,48
Turbina de pressão intermediária	153,11	143,68	9,43	93,84	1,07
Turbina de baixa pressão	310,77	263,82	46,95	84,89	5,34
Condensador	---	---	24,19	---	2,75
Bomba de condensado	0,48	0,37	0,11	77,07	0,01
Aquecedores de baixa pressão	33,03	20,96	12,06	63,47	1,37
Desaerador	56,92	49,58	7,34	87,10	0,83
Bomba de alimentação da caldeira	10,66	8,60	2,06	80,72	0,23
Aquecedores de alta pressão	56,65	43,48	13,17	76,74	1,50
Total	-	-	879,77	-	100,00
CENTRAL	1.442,25	534,36	-	37,05	-

Para a central supercrítica a definição dos produtos “P” e insumos “F” de cada equipamento estão definidos na Tabela 19.

Tabela 19 - Estrutura lógica da central supercrítica elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento

Equipamento	F	P
Caldeira	Combustível	(1-33) + (5-4)
Turbina de alta pressão	1-2-3-4	P1
Turbina de pressão intermediária	5-6-7-8-9-10-11	P2
Turbina de baixa pressão	11-12-13-14	P3
Condensador	14+18+7i-15	Equipamento dissipativo
Bomba de condensado	PB	16-15
Aquecedor de baixa pressão 1	13-18	17-16
Aquecedor de baixa pressão 2	12+21-20	19-17
Aquecedor de baixa pressão 3	10+23-21	22-19
Aquecedor de baixa pressão 4	9-23	24-22
Desaerador	8+24+27	25
Bomba de alimentação da caldeira	PF	26-25
Turbina de acionamento da bomba	7-7i	PF
Aquecedor de alta pressão 1	6i+29-27	28-26
Aquecedor de alta pressão 2	3+31-29	30-28
Aquecedor de alta pressão 3	2-31	32-30
Aquecedor auxiliar	6-6i	33-32

Os resultados da análise exérgica realizada para a central supercrítica, com base na estrutura lógica da Tabela 19, são identificados na Tabela 20 no qual são verificados valores dos insumos, produtos, irreversibilidades, eficiências exérgica e percentual de destruição exérgica para cada um dos equipamentos da central.

Tabela 20 - Resultados da análise exergetica da central supercritica

Equipamento	Insumos [MW]	Produtos [MW]	I [MW]	ψ [%]	δ [%]
Caldeira	1.785,43	800,63	984,81	44,84	88,00
Turbina de alta pressão	223,12	206,15	16,96	92,40	1,52
Turbina de pressão intermediária	308,33	291,99	16,34	94,70	1,46
Turbina de baixa pressão	188,64	170,08	18,56	90,16	1,66
Condensador	---	---	56,14	---	5,02
Bomba de condensado	1,90	1,20	0,70	63,30	0,06
Aquecedor de baixa pressão 1	2,78	1,85	0,93	66,55	0,08
Aquecedor de baixa pressão 2	5,53	4,29	1,25	77,49	0,11
Aquecedor de baixa pressão 3	22,38	17,97	4,41	80,31	0,39
Aquecedor de baixa pressão 4	17,86	15,92	1,94	89,14	0,17
Desaerador	79,52	76,56	2,96	96,28	0,26
Bomba de alimentação da caldeira	23,05	20,17	2,88	87,49	0,26
Turbina de acionamento da bomba	25,26	23,05	2,21	91,23	0,20
Aquecedor de alta pressão 1	23,99	21,44	2,56	89,35	0,23
Aquecedor de alta pressão 2	44,25	43,12	1,12	97,46	0,10
Aquecedor de alta pressão 3	36,19	34,06	2,13	94,11	0,19
Aquecedor auxiliar	6,80	3,58	3,22	52,66	0,29
Total	-	-	1.119,11	-	100,00
CENTRAL	1.785,43	666,32	-	37,32	-

Para a central ultrassupercrítica a definição dos produtos “P” e insumos “F” de cada equipamento estão definidos na Tabela 21.

Tabela 21 - Estrutura lógica da central ultrassupercrítica elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento

Equipamento	F	P
Caldeira	Combustível	(A1-A33) + (A7-A6)
Turbina de alta pressão	A1-A2-A4-A6	Potência
Turbina de pressão intermediária	A7-A8-A10-A11-A13-A15	Potência
Turbina de baixa pressão	A15-A16-A18-A20-A22	Potência
Condensador	A22+A21+A12-A23	Equipamento dissipativo
Bomba de condensado	Potência de acionamento	A24-A23
Aquecedor 8 (baixa pressão)	A19+A20-A21	A25-A24
Aquecedor 7 (baixa pressão)	A18-A19	A26-A25
Aquecedor 6 (baixa pressão)	A14+A16-A17'	A26'-A26
Aquecedor 5 (baixa pressão)	A13-A14	A28-A27
Turbina Auxiliar	A11-A12	Potência de acionamento (Bomba de alimentação da caldeira)
Desaerador	A9+A10+A28	A29
Bomba de alimentação da caldeira	Potência de acionamento	A30-A29
Aquecedor 3 (alta pressão)	A5+A8-A9	A31-A30
Aquecedor 2 (alta pressão)	A3+A4-A5	A32-A31
Aquecedor 1 (alta pressão)	A2-A3	A33-A32

Os resultados da análise exergética realizada para a central ultrassupercrítica, com base na estrutura lógica da Tabela 21, são identificados na Tabela 22 no qual são verificados valores dos insumos, produtos, irreversibilidades, eficiências exergética e percentual de destruição exergética para cada um dos equipamentos da central.

Tabela 22 - Resultados da análise exergetica da central ultrasupercritica

Equipamento	Insumos [MW]	Produtos [MW]	I [MW]	ψ [%]	δ [%]
Caldeira	2.321,01	1.144,72	1.176,29	49,32	88,76
Turbina de alta pressão	323,46	306,35	17,11	94,71	1,29
Turbina de pressão intermediária	387,11	370,24	16,87	95,64	1,27
Turbina de baixa pressão	361,82	325,24	36,58	89,89	2,76
Condensador	---	---	35,63	---	2,69
Bomba de condensado	5,92	0,87	5,05	14,67	0,38
Aquecedor 8 (baixa pressão)	6,21	3,68	2,53	59,24	0,19
Aquecedor 7 (baixa pressão)	8,36	6,52	1,84	78,04	0,14
Aquecedor 6 (baixa pressão)	21,45	17,67	3,78	82,36	0,29
Aquecedor 5 (baixa pressão)	24,27	20,39	3,88	84,02	0,29
Turbina Auxiliar	40,01	33,99	6,04	84,95	0,46
Desaerador	106,30	101,91	4,39	95,87	0,33
Bomba de alimentação da caldeira	33,99	29,46	4,53	86,68	0,34
Aquecedor 3 (alta pressão)	40,05	35,81	4,24	89,41	0,32
Aquecedor 2 (alta pressão)	76,18	71,11	5,07	93,35	0,38
Aquecedor 1 (alta pressão)	36,93	35,57	1,35	96,33	0,10
Total	-	-	1.325,21	-	100,00
CENTRAL	2.321,01	995,88	-	42,91	-

Para a central de ciclo combinado a definição dos produtos “P” e insumos “F” de cada equipamento estão definidos na Tabela 23.

Tabela 23 - Estrutura lógica da central de ciclo combinado elaborada a partir da relação de fluxos exergéticos de insumos e produtos para cada equipamento

Equipamento	F	P
Compressor	Potência de acionamento	2-1
Câmara de Combustão	2 + Combustível	3
Turbina a Gás	3-4	Potência
Gerador de Vapor de Recuperação de Calor	4+6+12	5+7+8'
Turbina de alta pressão	5-6	Potência
Turbina de pressão intermediária	7-7'	Potência
Turbina de baixa pressão	8-9	Potência
Condensador	9-10	Equipamento dissipativo
Bomba de alimentação da caldeira	Potência de acionamento	11-10

Os resultados da análise exérgica realizada para a central de ciclo combinado, com base na estrutura lógica da Tabela 23, são identificados na Tabela 24 no qual são verificados valores dos insumos, produtos, irreversibilidades, eficiências exérgica e percentual de destruição exérgica para cada um dos equipamentos da central.

Tabela 24 - Resultados da análise exergetica da central de ciclo combinado

Equipamento	Insumos [MW]	Produtos [MW]	I [MW]	ψ [%]	δ [%]
Compressor	307,93	265,13	42,80	86,10	5,51
Câmara de Combustão	1.355,94	868,59	487,34	64,06	62,75
Turbina a Gás	559,76	419,35	140,41	74,92	18,08
Gerador de Vapor de Recuperação de Calor	461,73	415,51	46,22	85,03	5,95
Turbina de alta pressão	58,95	53,55	5,40	90,84	0,70
Turbina de pressão intermediária	72,07	67,49	4,58	93,64	0,59
Turbina de baixa pressão	119,84	91,82	28,03	76,61	3,61
Condensador	--	--	20,03	--	2,58
Bomba de alimentação da caldeira	2,02	0,22	1,80	11,02	0,23
Total	-	-	776,61	-	100,00
CENTRAL	1.045,72	630,18	-	57,95	-

A eficiência exergetica global das centrais ultrassupercritica e supercritica apresentaram eficiência exergetica global superior à central subcritica, o que representa um menor consumo de combustível e menores taxas de emissões de CO₂. Verificou-se um ganho de aproximadamente de 5,86 % na eficiência exergetica global da central a carvão ultrassupercritica em comparação com a central subcritica, e um ganho de 5,59 % na eficiência exergetica global da central a carvão ultrassupercritica em comparação com a central supercritica. A central de ciclo combinado apresentou uma eficiência exergetica de 15,04 pontos percentuais a mais que a central ultrassupercritica.

Os valores de irreversibilidades atingidos pelos equipamentos das centrais analisadas computaram um total de 879,77 MW para a central subcritica, 1.119,11 MW para a central supercritica, 1.325,21 MW para a central ultrassupercritica e 776,61 MW para a central de ciclo combinado. Como já era esperado, a caldeira se mostrou como a principal fonte de irreversibilidades para as centrais a carvão,

sendo responsável por 751,47 MW (85,42 %), 984,81 MW (88 %) e 1.176,29 MW (88,76 %) da destruição de exergia nas centrais subcrítica, supercrítica e ultrasupercrítica, respectivamente. Para a central de ciclo combinado a câmara de combustão foi o equipamento com as maiores fontes de irreversibilidades, 487,34 MW (62,75 %). A maior destruição exérgica é identificada nesses equipamentos devido a destruição da exergia química do combustível (CAVALCANTI, 2017b; CAVALCANTI *et al.*, 2019). Isso é justificado pela grande irreversibilidade no processo de combustão e transformação de energia química do combustível em energia térmica. A porcentagem de irreversibilidade gerada deixa claro a maior ineficiência desses equipamentos.

Conforme a Figura 24, os demais equipamentos das centrais a carvão apresentaram baixa importância para a destruição exérgica. Na central de ciclo combinado, além da câmara de combustão, a turbina a gás também apresenta valores significativos.

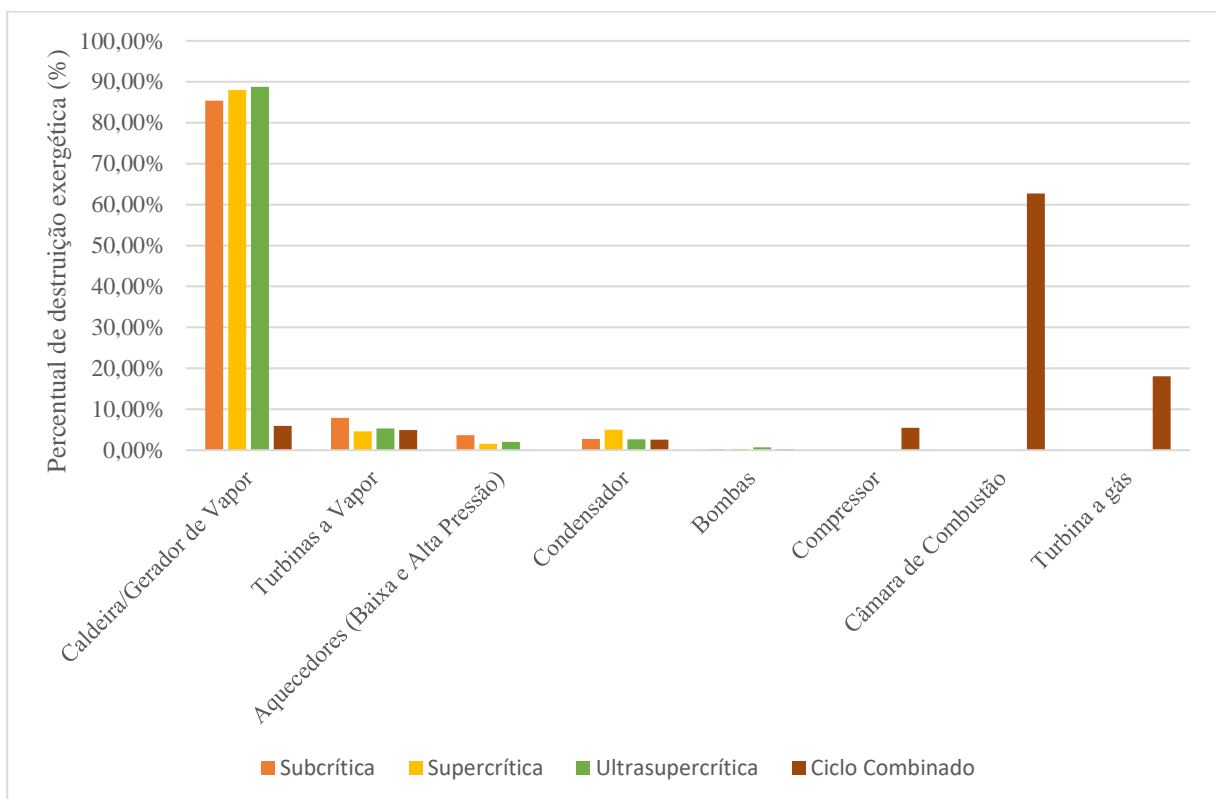


Figura 24 - Percentual de cada equipamento na destruição exérgica total das centrais

Observa-se que apesar do aumento no percentual de destruição de exergia na caldeira da central ultrasupercrítica, a sua eficiência exérgica é de 49,32 %, o maior entre as três centrais a carvão analisadas, sendo também a central de maior capacidade de geração de potência. Caldeiras

ultrassupercríticas possuem aspectos construtivos que propiciam melhores condições de transferência de calor entre os gases de combustão e o fluido de trabalho, melhorando a sua eficiência exergética.

O que justifica o aumento do percentual da participação da caldeira nas irreversibilidades é a redução de destruição exergética que o uso do vapor supercrítico e ultrassupercrítico proporcionam aos equipamentos subsequentes. No conjunto de turbinas, por exemplo, o percentual de destruição exergética na central subcrítica é de 7,88 %. Já nas centrais supercríticas e ultrassupercríticas os percentuais de destruição exergética do conjunto de turbinas são de, respectivamente, 4,63 % e 5,32%.

A redução das irreversibilidades no conjunto de turbinas é consequência do acréscimo da eficiência exergética desse subsistema. A eficiência exergética dos equipamentos que compõem as centrais analisadas pode ser verificada na Figura 25.

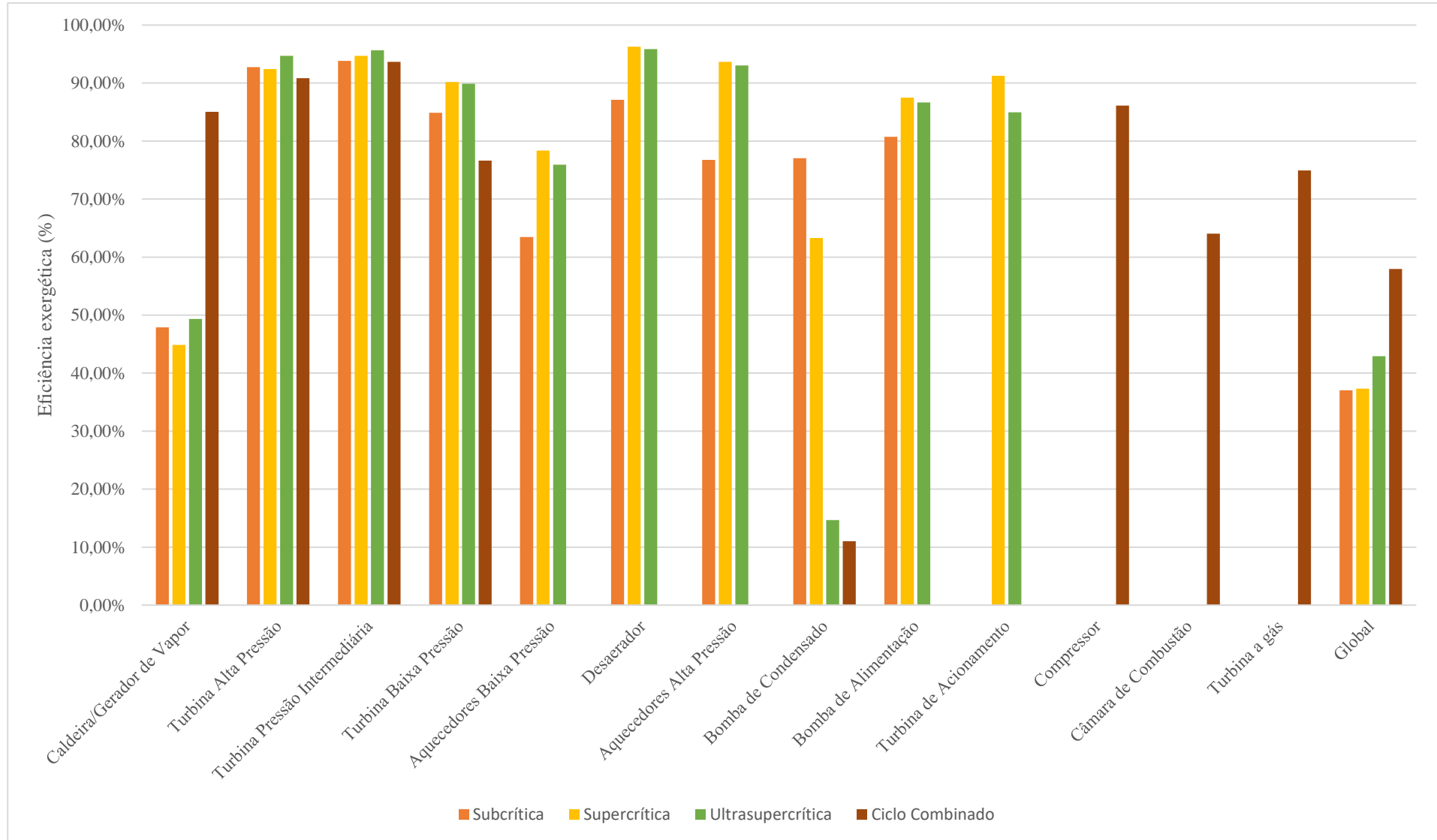


Figura 25 - Eficiência exergráfica dos equipamentos das centrais analisadas

A eficiência exergética média do subsistema das turbinas é 90,49 % no subcrítico, 92,42 % para o supercrítico, e 93,41 % para o caso ultracrítico, revelando o relevante ganho de eficiência das turbinas à medida que se melhoram as condições do vapor que alimenta as turbinas, com alta pressão e temperatura.

Para o subsistema dos aquecedores de água de alimentação (baixa pressão, desaerador e alta pressão) observa-se, de modo geral, um incremento da eficiência exergética dos equipamentos no sentido do fluxo da linha dos aquecedores de baixa pressão para os aquecedores de alta pressão, apresentando comportamento semelhante nas três centrais analisadas. Complementarmente, a eficiência exergética de cada subsistema de aquecedores de água apresentou um aumento para as tecnologias supercrítica e ultracrítica com relação a subcrítica, como pode ser visto na Figura 25.

Com relação à central de ciclo combinado, a eficiência exergética global foi de 57,95 %. O gerador de vapor de recuperação de calor, que funciona como equipamento de interface entre o ciclo termodinâmico *Brayton* e o ciclo termodinâmico *Rankine*, apresentou rendimento de 85,03 % e irreversibilidade de 46,22 MW. Esse valor é baixo tendo em vista a não ocorrência, nesse caso do presente trabalho, de um processo de combustão em seu interior, apenas troca de calor entre fluidos dos dois ciclos termodinâmicos. Há centrais em que há queima suplementar de combustível, muito utilizado quando se tem o objetivo de garantir a disponibilidade de fornecimento de vapor para algum processo industrial, ou para assegurar a geração de potência da central por meio do aumento da geração de potência nas turbinas a vapor em casos de cargas parciais ou queda em uma das turbinas a gás.

Os valores de eficiência exergética e percentual de destruição exergética obtidos para os equipamentos das centrais analisadas são condizentes aos valores apresentados em outras análises exergéticas, como pode ser observado nas Tabelas 25 e 26.

Tabela 25 - Comparação dos resultados da análise exergética e os presentes na literatura de centrais a carvão

Equipamentos	Wang <i>et al.</i> (2012b) Ultrasupercrítica		Presente Trabalho Ultrasupercrítica		Wang <i>et al.</i> (2012a) Supercrítica		Presente Trabalho Supercrítica		Acir <i>et al.</i> (2012) Subcrítica		Presente Trabalho Subcrítica	
	ψ [%]	δ [%]	ψ [%]	δ [%]	ψ [%]	δ [%]	ψ [%]	δ [%]	ψ [%]	δ [%]	ψ [%]	δ [%]
Caldeira	--	86,92	49,32	88,76	52,70	87,42	44,84	88,00	41,95	87,80	47,90	85,42
Turbina de Alta Pressão	94,94	1,54	94,71	1,29	93,70	1,78	92,40	1,52	83,40	8,59	92,75	1,48
Turbina de Pressão Intermediária	95,66	1,54	95,64	1,27	96,35	0,85	94,70	1,46			93,84	1,07
Turbina de Baixa Pressão	89,46	3,43	89,89	2,76	88,98	3,71	90,16	1,66			84,89	5,34
Condensador	---	3,11	---	2,69	---	3,24	---	5,02	---	0,87	---	2,75
Bomba de Condensado	81,82	0,02	14,67	0,38	80,50	0,02	63,30	0,06	58,69	0,57	77,07	0,01
Bomba de Alimentação da Caldeira	85,86	0,43	86,68	0,34	89,4	0,27	87,49	0,26			80,72	0,23
Conjunto de Aquecedores de Baixa Pressão	72,03	1,05	75,91	0,91	78,65	0,86	78,37	0,76	84,04	0,63	63,47	1,37
Desaerador	89,56	0,25	95,87	0,33	86,7	0,38	96,28	0,26	93,57	0,29	87,10	0,83
Conjunto de Aquecedores de Alta Pressão	93,35	1,04	93,03	0,80	92,93	0,84	93,64	0,52	92,92	1,26	76,74	1,50
Turbina de Acionamento da Bomba	81,8	0,68	84,95	0,46	80,9	0,61	91,23	0,20	-	-	-	-
Total	42,31	100,00	42,91	100,00	40,3	100,00	37,32	100,00	33,48	100,00	37,05	100,00

Tabela 26 - Comparação dos resultados da análise exergética e os presentes na literatura de centrais de ciclo combinado

Equipamentos	Petraopoulos et al. (2012) Ciclo Combinado		Presente Trabalho Ciclo Combinado	
	ψ [%]	δ [%]	ψ [%]	δ [%]
Compressor	95,31	3,90	86,10	5,51
Câmara de Combustão	69,73	75,69	64,06	62,75
Turbina a Gás	97,08	5,51	74,92	18,08
Gerador de Vapor de Recuperação de Calor	82,41	7,55	85,03	5,95
Turbina de alta pressão	94,67	0,57	90,84	0,70
Turbina de pressão intermediária	95,60	0,56	93,64	0,59
Turbina de baixa pressão	87,74	2,98	76,61	3,61
Condensador	--	3,17	--	2,58
Bombas	84,75	0,04	11,02	0,23
Motores	87,08	0,02	-	-
Total	56,47	100,00	57,95	100,00

6.2. Análise Ambiental

No cálculo de emissões de poluentes foram consideradas apenas as emissões do dióxido de carbono (CO_2) por ser o poluente que possui a maior contribuição relativa dos gases de efeito estufa (IPCC, 2007). O modelo ambiental previu uma emissão específica de CO_2 (kg/s) e um fator de emissão de CO_2 (kg/kWh). As emissões específicas e os fatores de emissão de cada central, conforme equações 17, 18 e 19, estão listados na Tabela 27.

Tabela 27 - Emissões de CO_2 por central de geração de potência

Parâmetros	Central Subcrítica	Central Supercrítica	Central Ultrassupercrítica	Central de Ciclo Combinado
Potência líquida [MW]	534,36	666,32	995,88	630,18
α_{CO_2} [kg/s]	122,06	151,10	196,43	58,94
e_{CO_2} [kg/kWh]	0,822	0,816	0,710	0,337

Observa-se que o maior fator de emissão é gerado pela central subcrítica que produz 0,822 kg de CO₂/kWh de eletricidade gerada. Dentre as centrais a carvão, a central ultrassupercrítica foi a que apresentou o menor fator de emissão, sendo inferior 13 % em relação à central supercrítica e 13,7 % em relação à central subcrítica. A central supercrítica apresentou valor de fator de emissão 0,7 % inferior em relação à central subcrítica. A central de ciclo combinado apresenta fator de emissão inferior às três centrais a carvão, com um valor 59,1 % inferior em relação à central subcrítica, 58,8 % inferior em relação à central supercrítica e 52,6 % inferior em relação à central ultrassupercrítica.

Pegando como base apenas as centrais a carvão, verifica-se que a emissão de poluentes tem relação com a eficiência delas. A central ultrassupercrítica, que apresenta uma eficiência de 42,91 % possui o menor fator de emissão de CO₂, já a central subcrítica, com uma eficiência de 37,05 %, detém o maior fator de emissão entre as centrais analisadas.

Respeitando os dados operacionais de cada estudo de caso, sabe-se que a central ultrassupercrítica é a de maior porte e, portanto, exige maior fluxo de combustível e, conseqüentemente, possui uma emissão específica maior, como mostrado na Tabela 27. Porém, quanto maior a eficiência de uma central, menor o consumo específico de combustível. A central subcrítica apresenta um consumo específico de combustível em torno de 288,03 kg/MWh, a central supercrítica 285,94 kg/MWh e a central ultrassupercrítica 248,71 kg/MWh, apresentando o menor consumo específico. Em vista disso é preciso analisar as centrais pelo fator de emissão.

A fim de realizar uma comparação de emissões entre as centrais, os valores referentes a cada uma das centrais de potência foram referidos a uma mesma base de 1.000 MW de geração líquida de potência elétrica, permitindo estimar o total de emissão de CO₂ anual para cada uma das tecnologias a partir do fator de emissão apresentado na Tabela 27. Uma central de ciclo combinado a gás natural com uma capacidade instalada de 1000 MW, com 7200 h de operação e fator de emissão mostrado na Tabela 27, emite anualmente para a atmosfera cerca de 2,4 Mt de CO₂. Comparativamente nas mesmas condições, as centrais a carvão subcríticas, supercríticas e ultrassupercríticas emitiriam, respectivamente, 144 %, 142 % e 111 % mais dióxido de carbono, para uma mesma capacidade instalada de ciclo combinado a gás natural. Em valores absolutos, ao se trocar uma capacidade instalada de uma central a carvão subcrítica, supercrítica ou ultrassupercrítica por uma de ciclo combinado a gás natural, estima-se serem evitadas, respectivamente, 3,5 Mt, 3,45 Mt e 2,69 Mt de CO₂ anualmente. A Tabela 28 detalha a emissão de CO₂ das centrais do presente estudo tendo como referência uma capacidade instalada de 1000 MW e a Tabela 29 mostra as emissões de CO₂ que seriam evitadas ao trocar a tecnologia subcrítica.

Tabela 28 - Emissões de CO₂ considerando uma capacidade instalada de 1000 MW (t/ano)

Horas de Operação (h)	Central Subcrítica	Central Supercrítica	Central Ultrassupercrítica	Central de Ciclo Combinado
7.200	5.920.593	5.877.819	5.112.428	2.424.165
5.760	4.736.474	4.702.256	4.089.942	1.939.332
4.320	3.552.356	3.526.692	3.067.457	1.454.499
3.600	2.960.297	2.938.910	2.556.214	1.212.083

Tabela 29 - Emissões evitadas de CO₂ considerando a troca de tecnologia subcrítica em uma capacidade instalada de 1000 MW (t/ano)

Horas de Operação (h)	Central Subcrítica	Central Supercrítica	Central Ultrassupercrítica	Central de Ciclo Combinado
7.200	0 (referência)	42.773	808.165	3.496.428
5.760	0 (referência)	34.218	646.532	2.797.142
4.320	0 (referência)	25.664	484.899	2.097.857
3.600	0 (referência)	21.387	404.082	1.748.214

Os dados obtidos referem-se a fatores de emissão considerando os combustíveis de referência mencionados na seção 4. A partir da Figura 26 é possível observar o comportamento das respectivas centrais operando com diferentes combustíveis e como o desempenho ambiental é afetado com essa mudança. Carvões de alta qualidade contribuem para menores níveis de emissão de poluentes.

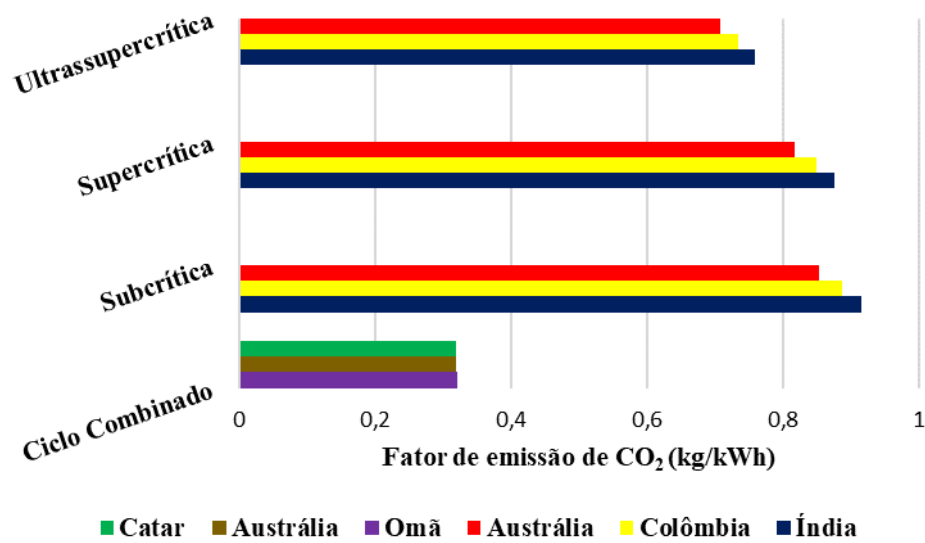


Figura 26 - Influência do combustível no fator e emissão das centrais

O carvão australiano é de alta qualidade (alto percentual de carbono e baixos percentuais de cinzas e umidade) e o carvão indiano, dos combustíveis apresentados, é o que apresenta uma qualidade inferior, pois possui um menor teor de carbono e maiores teores de cinzas e umidade e, conseqüentemente, menor PCI (Poder Calorífico Inferior). Observa-se que com a troca do carvão australiano pelo colombiano houve um aumento nos fatores de emissão de CO₂ que chegou a 2,5 % na central ultrassupercrítica e 2,9 % nas centrais supercrítica e subcrítica. A mudança do carvão australiano pelo indiano significou um aumento nos fatores de emissão de CO₂ de 6,7 % na central ultrassupercrítica, 7,2 % nas centrais supercrítica e subcrítica. A central de ciclo combinado é menos sensível à mudança do gás natural, visto que é um combustível especificado, majoritariamente composto por metano. Percebe-se que os fatores de emissão de CO₂ na central de ciclo combinado mantiveram-se no patamar semelhante mesmo com a substituição do combustível.

Há no mundo muitas centrais a carvão com eficiências muito baixas, e é importante destacar o ganho ambiental que as centrais a carvão de alta eficiência têm em relação a centrais antigas e de tecnologia subcrítica.

Um exemplo disso são algumas centrais a carvão brasileiras que têm eficiências abaixo de 30 % (MME, 2021). Assim como no Brasil, há outras centrais a carvão de baixa eficiência e que queimam carvão de baixa qualidade. Para exemplificar em números o que isto significa: tomado como exemplo uma central a carvão de capacidade instalada de 1.000 MW, 28 % de eficiência e 7.200 h anuais de operação, seria necessário queimar nesse ciclo em torno de 111,65 kg/s de combustível, considerando no cálculo o carvão australiano. Isso representa 8,3 Mt/ano de emissão de CO₂ e um fator de emissão

de 1,15 kg/kWh. Para efeito comparativo, nessas condições de operação, uma central ultrassupercrítica emitiria, conforme Tabela 28, 5,1 Mt/ano de CO₂ (38,6 % menor), apresentando um fator de emissão, conforme Tabela 27, de 0,710 (38,3 % menor).

Pode ser que para países que possuem grandes reservas internas de carvão, não seja interessante economicamente substituir a sua matriz elétrica para o gás natural em um curto prazo. Para esses casos, investir em centrais a carvão de tecnologias de alta eficiência já apresenta um grande ganho ambiental.

6.3. Análise Econômica

A análise econômica foi realizada com base na seção 4.3, que revela o custo de eletricidade anualizado para as diferentes tecnologias de geração de potência. A partir da Tabela 30 é possível avaliar os valores calculados no estudo conforme Equação 20.

Tabela 30 - Custo de eletricidade anualizado de diferentes centrais de geração de potência

Central	CEA [USD/MWh] Janeiro/2021	CEA [USD/MWh] Maio/2021	CEA [USD/MWh] Setembro/2021
Subcrítica	62,18	68,00	90,66
Supercrítica	74,80	80,58	103,07
Ultrassupercrítica	87,98	93,00	112,57
Ciclo combinado (Henry Hub)	33,34	34,59	47,16
Ciclo combinado (Europa)	59,39	68,67	147,55
Ciclo combinado (Japão)	69,18	68,73	96,76

Os preços dos combustíveis apresentaram uma variabilidade grande no ano de 2021 o que, evidentemente, foi refletido no custo da eletricidade. Observa-se que as centrais de ciclo combinado, que utilizam gás natural como combustível, sofrem grande influência do custo do combustível dependendo do mercado. Entretanto, percebe-se que as centrais de ciclo combinado continuam

competitivas em relação as de carvão, até mesmo para o mercado japonês que com a subida dos combustíveis apresentou valor competitivo inclusive em comparação com as centrais subcríticas.

O mercado dos Estados Unidos é o que apresenta um preço atrativo, o que justifica o alto uso do gás natural pelo país. Em contrapartida, o mercado europeu viu os preços do gás natural crescerem consideravelmente desde o início do segundo semestre de 2021, o que onerou muito o custo da eletricidade. O valor do gás natural nesses patamares para os países europeus faz com que eles tornem a considerar queimar carvão para a geração de eletricidade, mesmo que isso signifique uma perda ambiental.

Observou-se que o menor custo de eletricidade não acompanhou um menor impacto de emissões de CO₂. A tecnologia subcrítica foi que apresentou o menor custo de eletricidade anualizado, porém revelou o maior fator de emissão de CO₂, não apresentando um ganho ambiental, resultado semelhante encontrado no trabalho de Petrakopoulou *et al.* (2011). As centrais que utilizam tecnologia supercrítica e ultracriticada, que apresentam menores fatores de emissão em relação a subcrítica, tiveram um custo de eletricidade anualizado superior ao do ciclo combinado na maioria dos cenários demonstrados.

As centrais supercríticas e ultracriticadas são tecnologias que apresentam maiores eficiências térmicas que as centrais subcríticas, além de utilizarem materiais mais nobres na caldeira por trabalharem em pressões e temperaturas mais elevadas. A melhoria das condições de vapor permite a incorporação de sistemas de captura e armazenamento de carbono (CCS), uma vez que esses sistemas são intensivos no uso de energia e apresentam maiores custos, é essencial que tal tecnologia seja implantada em centrais de alta eficiência (Burnard *et al.*, 2014; Fan *et al.*, 2018).

A crise energética europeia no final de 2021, acentuado pelo conflito Rússia-Ucrânia a partir de 24 de fevereiro de 2022, deixa perceptível que segurança energética e a transição energética não são dois caminhos opostos quando se pensa na matriz energética de um país. Esses últimos acontecimentos demonstram que um trânsito vertiginoso de uma economia fortemente baseada em hidrocarbonetos para uma economia fortemente baseada por energéticos renováveis não ocorrerá de forma abrupta. A transição energética e a segurança energética irão caminhar juntas, pois é importante que se tenha a garantia de abastecimento, e para isso é fundamental que seja utilizada todas as fontes que se tem disponível.

Utilizar as diversas formas de energia disponíveis no mercado é importante para atenuar os impactos dos acontecimentos geopolíticos e o momento atual fortalece a tese que não é estratégico

uma economia dependente de um único fornecedor de energia, sendo mais interessante ter vários fornecedores ou uma matriz energética interna diversificada.

Uma análise de sensibilidade foi realizada a fim de examinar o efeito da variação de operação das centrais e o preço dos combustíveis no custo de eletricidade (Tabela 31). Em visto disso, o comportamento do custo da eletricidade com a flutuação dessas variáveis é observado nas Figuras 27 a 32.

Tabela 31 - Histórico de preço dos combustíveis

Período	Carvão - Austrália (USD/t)	Gás Natural – Henry Hub (USD/MMBtu)	Gás Natural – Europa (USD/MMBtu)	GNL - Japão (USD/MMBtu)
2018	107,02	3,16	7,68	10,67
2019	77,89	2,57	4,80	10,56
2020	60,79	2,01	3,24	8,31
2021	138,05	3,85	16,12	10,45

Fonte: WORLD BANK (2021b)

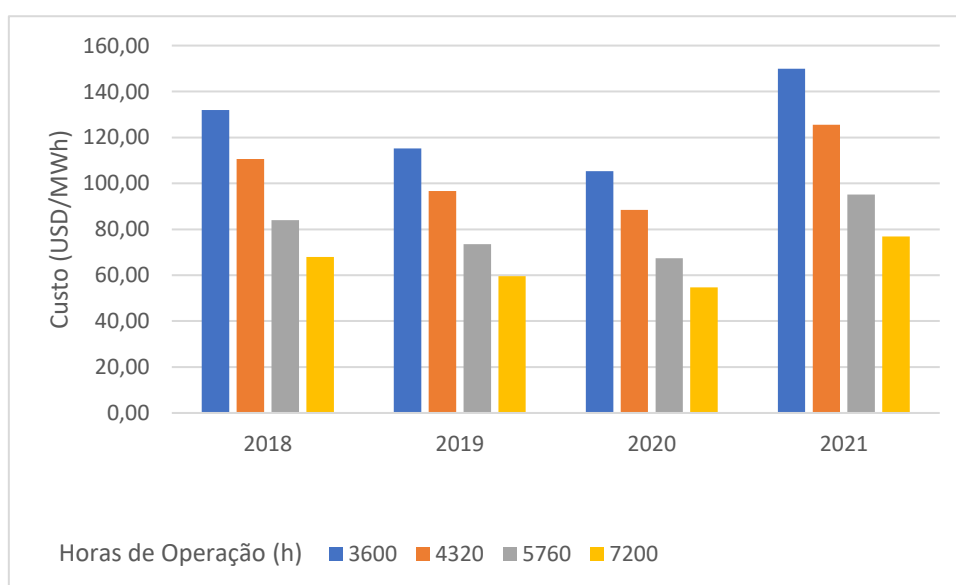


Figura 27 - Variação do custo de eletricidade da central subcrítica

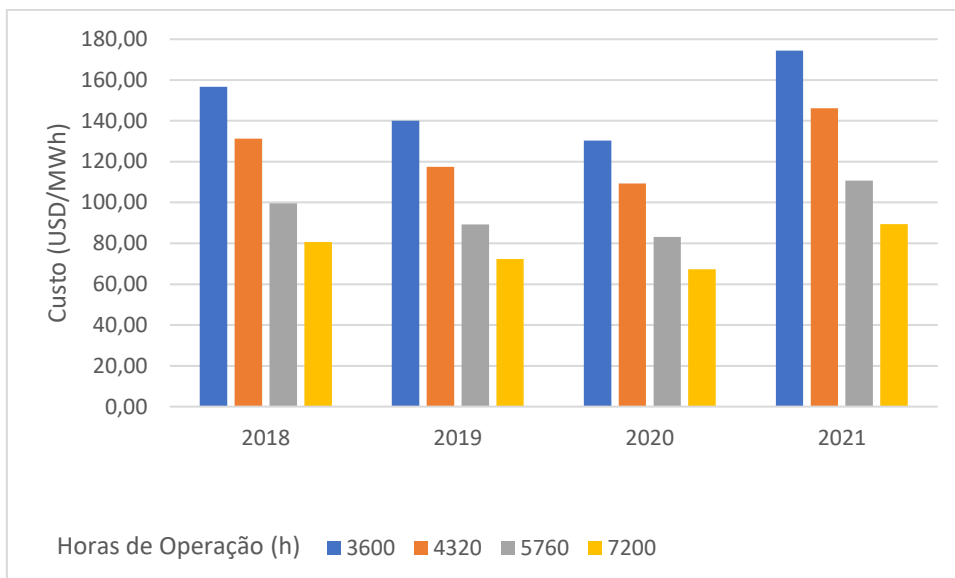


Figura 28 - Variação do custo de eletricidade da central supercrítica

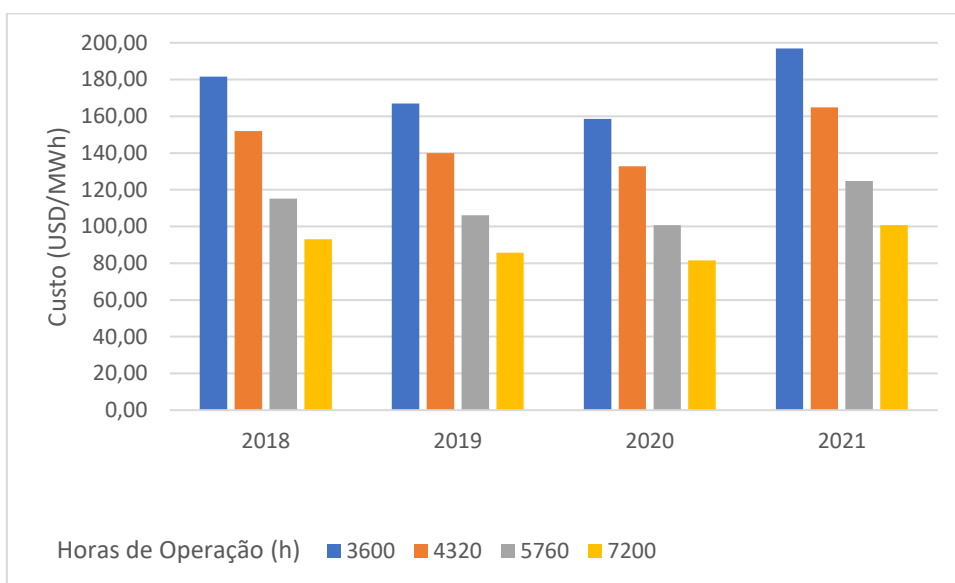


Figura 29 - Variação do custo de eletricidade da central ultrasupercrítica

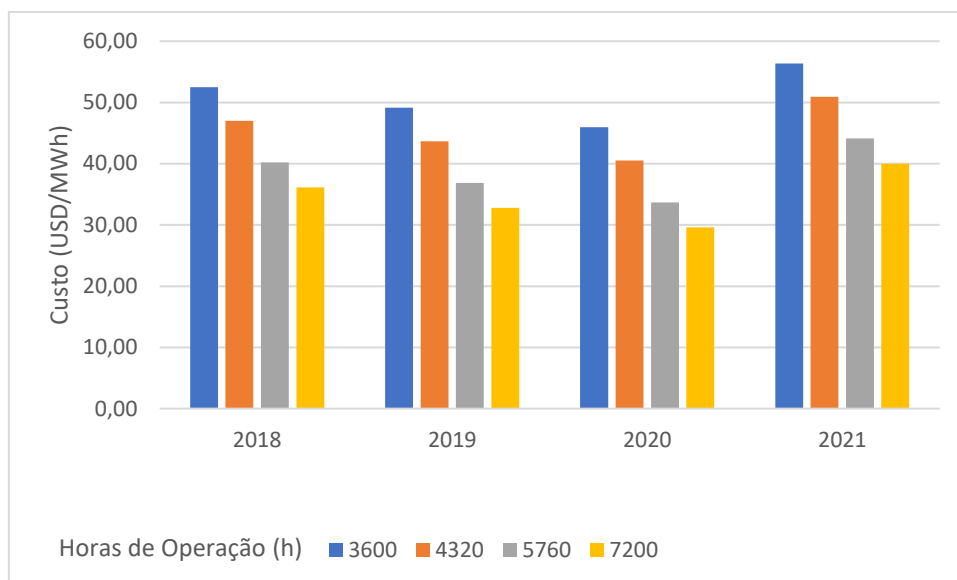


Figura 30 - Variação do custo de eletricidade da central de ciclo combinado - combustível Henry Hub

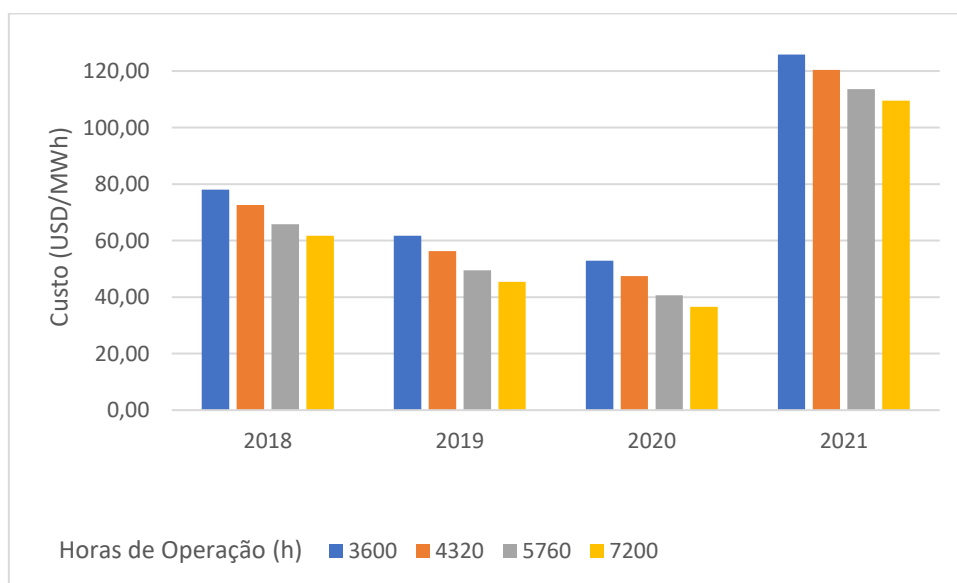


Figura 31 - Variação do custo de eletricidade da central de ciclo combinado - combustível para a Europa

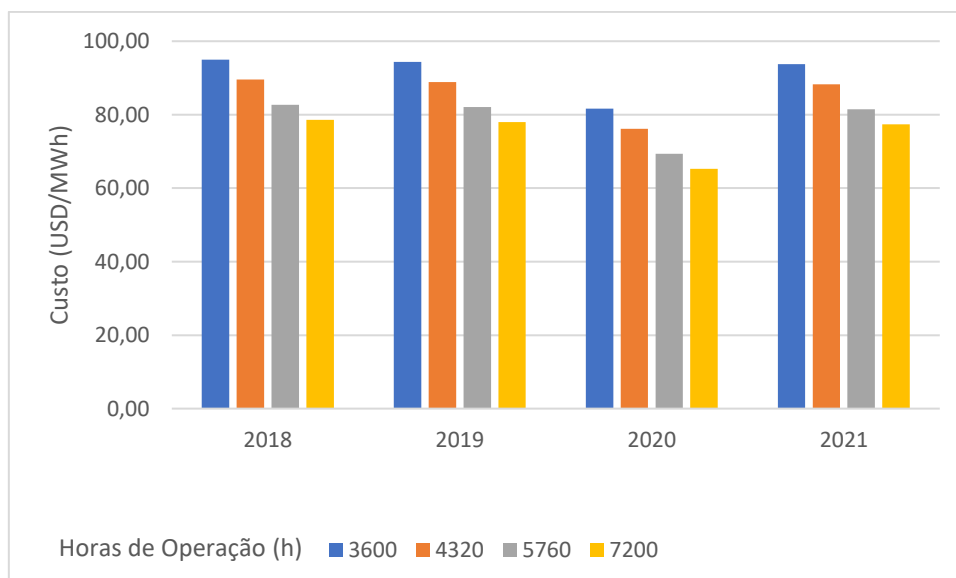


Figura 32 - Variação do custo de eletricidade da central de ciclo combinado - combustível para o Japão

Observando as Figuras 27 a 32 percebe-se, pelo comportamento dos gráficos, a forte influência e a importância de altas horas de operação das centrais no custo de eletricidade. Um alto fator de capacidade contribui para um menor custo por cada MWh gerado.

As centrais a carvão apresentaram um comportamento mais sensível ao efeito das horas de operação, o que faz com que as centrais de ciclo combinado a gás natural apresentem vantagem tanto se forem utilizadas como base quanto se forem utilizadas para modulação da carga, inclusive para maiores preços de gás natural.

Centrais a gás natural possuem a vantagem de poderem partir rapidamente, sendo interessantes para casos de aumento da demanda da carga em períodos específicos. Outro ponto de destaque do gás natural é a possibilidade de mudanças rápidas que podem ser feitas, visto que se tem o domínio da tecnologia. O Egito, por exemplo, construiu grandes centrais de ciclo combinado a gás natural em um curto espaço de tempo (27,5 meses), como as centrais de El Burullus, New Capital e Beni Suef, em que cada uma delas possuem 4,8 GW de capacidade instalada (POWER TECHNOLOGY, 2021a; POWER TECHNOLOGY, 2021b; POWER TECHNOLOGY, 2021c).

Países que têm suas matrizes fortemente baseadas no carvão, no curto prazo, dificilmente reduzirão a sua dependência deste combustível. A China tem expandido e modernizado seu parque termelétrico a carvão com uma política de abandonar centrais antigas de baixa eficiência e baixa capacidade, entretanto não tem sido suficiente para diminuir as emissões de CO₂. Em vista disso, o

incentivo do uso do gás natural no setor de energia elétrica é uma alternativa para uma política ambiental mais amigável, porém isso depende de decisões das políticas adotadas pelo governo.

Os baixos preços do gás natural nos Estados Unidos continuarão favoráveis para que a grande representatividade do combustível na matriz elétrica permaneça, sendo fundamental para a garantia energética nos momentos em que a geração eólica e solar diminui a sua contribuição. Diferentemente da China, os Estados Unidos não têm investido em centrais a carvão e os baixos preços do gás natural têm inviabilizado inclusive o crescimento das centrais nucleares. Os Estados Unidos aliás, têm exportado GNL em ritmo recorde (OIL PRICE, 2022), em meio às tensões geopolíticas na Europa e o aumento dos preços do gás natural no continente.

A Europa, que é dependente do gás natural estrangeiro, fica refém da volatilidade do preço do gás natural, e esse custo é que pode inviabilizar a expansão do combustível no continente, visto que é estrategicamente importante para a Europa ter seus estoques abastecidos. A questão do custo é tão determinante, pois apesar das ambiciosas metas de descarbonização e maior entrada das fontes renováveis, a Europa pode se ver obrigada a reduzir metas de substituição energética para suprir a sua demanda de energia, principalmente num cenário de preços elevados do gás natural. O gasoduto recém-construído Nord Stream 2 que liga Rússia a Alemanha significa um aumento na oferta de gás natural, mas também uma maior dependência energética em relação aos russos. Aspectos geopolíticos serão cruciais para o desenvolvimento de um mercado de gás natural mais maduro na Europa.

O gás natural é estratégico, por exemplo, para o Brasil, um país que tem uma matriz fortemente baseada em renováveis (puxado principalmente pela fonte hidráulica). O país passou por uma grave crise hídrica em 2021, inviabilizando uma maior utilização das hidrelétricas e, nesse cenário o gás natural, por meio das termoeletricas, garantiu a segurança energética do país, sendo a geração complementada com centrais a carvão, óleo diesel e óleo combustível.

Logo, fatores determinantes para o gás ser esse combustível de transição energética é a garantia de infraestrutura e o preço do combustível. A infraestrutura é essencial para o aumento da oferta e garantia de escoamento do combustível e, conseqüentemente, o consumo. E o preço é importante principalmente para aqueles países que dependem de importação, pois um valor elevado do gás natural no mercado pode inviabilizar a sua utilização nesses países.

7. CONCLUSÃO

A presente tese realizou as análises exergética, ambiental e econômica para 4 centrais termoelétricas de diferentes tecnologias: 3 centrais a carvão (subcrítica, supercrítica e ultrassupercrítica) e 1 central de ciclo combinado a gás natural. O presente trabalho considerou, na análise ambiental, a emissão de CO₂ das quatro centrais de geração de potência. Na análise econômica o presente trabalho calculou o custo de energia anualizado dessas mesmas centrais.

A eficiência exergética das centrais estudadas apresentou uma diferença relevante, sendo 37,05 % para a central subcrítica, 37,32 % para central supercrítica, 42,91 % para a central ultrassupercrítica e 57,95 % para a central de ciclo combinado. O balanço de exergia confirmou que a destruição máxima de exergia está associada aos processos de combustão e transferência de calor, como já revelado em outros estudos similares. Assim, as modificações de projeto/processos devem ser focadas na caldeira/combustor. As centrais supercríticas e ultrassupercríticas apresentaram eficiência exergética superior ao da central subcrítica, representando um menor consumo de combustível e menor geração de CO₂. Essa maior eficiência exergética é devido a condições de temperatura e pressão do vapor mais elevados, condição que também levou a uma significativa diminuição na destruição exergética do subsistema no conjunto de turbinas. No que tange o subsistema de aquecedores da água de alimentação observou-se, nas três centrais a carvão, um aumento da eficiência exergética dos equipamentos no sentido do fluxo.

Os resultados ambientais atestaram que as centrais a carvão, mesmo as mais eficientes, emitem mais que o dobro de CO₂ que uma central de ciclo combinado a gás natural. A central de ciclo combinado é que apresentou um fator de emissão de CO₂ 59,1 % menor em relação à central subcrítica, 58,8 % menor em relação à central supercrítica e 52,6 % menor em relação à central ultrassupercrítica.

Os resultados ambientais mostraram também que a tecnologia utilizada pela central a carvão representa uma redução no consumo específico de combustível. As centrais subcrítica, supercrítica e ultrassupercrítica apresentaram um consumo específico de, respectivamente, 288,03 kg/MWh, 285,94 kg/MWh e 248,71 kg/MWh. Essa redução no consumo de combustível é um indicador relevante nas emissões emitidas.

Os níveis de emissões de CO₂ são sensíveis a parâmetros como as propriedades do combustível. O carvão base utilizado no presente estudo foi o carvão de origem australiana, um carvão de alta

qualidade que apresenta um alto percentual de carbono e baixos percentuais de cinzas e umidade. O carvão indiano que, dos combustíveis apresentados, possui o menor teor de carbono e maiores teores de cinzas e umidade e, conseqüentemente menor PCI, foi o combustível utilizado que apresentou maior impacto ambiental. A troca de combustível nas centrais de ciclo combinado não apresentou um efeito significativo no fator de emissão, visto que o gás natural é um combustível especificado e ele apresenta composições similares em diferentes regiões de origem.

No estudo econômico realizado, o valor do custo de eletricidade anualizado (USD/MWh) da central de ciclo combinado se mostrou competitivo na maioria dos casos. O gás natural apresenta uma particularidade de que há uma grande variação do preço do combustível dependendo da região. Assim, os preços praticados no mercado de gás natural serão muito importantes para definir a médio e longo prazo a troca de tecnologia, isto é, a justificativa do investimento em centrais a gás natural de ciclo combinado, com alto impacto na redução de emissão de gases de efeito estufa – GEE, em vez de novas centrais a carvão de maior eficiência.

Outro fator importante observado é em relação ao custo de eletricidade com as horas de operação das centrais. Em um cenário em que se vê o crescimento das energias renováveis e que se almeja utilizar as termoeletricas apenas para modulação do sistema elétrico, como é feito no Brasil, as centrais de ciclo combinado se revelaram menos sensíveis, em termos de custos, a uma menor quantidade de horas de operação, e, portanto, mais competitivas.

A transição energética é uma realidade, no entanto, ela não será realizada de forma abrupta, mas sim de forma gradativa, pois, apesar da ambiciosa meta de zero carbono para 2050, o mundo ainda demanda combustíveis fósseis. Portanto, cada país buscará, dentro do seu contexto interno, formas para mitigar as emissões de gases poluentes. O gás natural pode ser considerado como um energético de transição e entra na balança pelo fato de ser menos poluente que outros combustíveis fósseis, ter uma disponibilidade em diversas regiões do globo terrestre e infraestrutura, que são fundamentais para atender o mercado consumidor.

Ainda há no mundo uma grande capacidade instalada de centrais a carvão subcríticas, e a substituição dessa tecnologia por centrais de ciclo combinado de alta eficiência significaria uma quantidade de emissões de CO₂ evitadas substancial. Até mesmo a troca por tecnologias supercríticas e ultrasupercríticas já representaria um grande ganho ambiental.

Entretanto há de se respeitar a realidade de cada nação e não há somente questões ambientais envolvidas, mas também econômicas. As conseqüências da crise energética vivido pela Europa desde o final de 2021, e acentuado pelo conflito Rússia-Ucrânia a partir de fevereiro de 2022, revelam que

segurança energética e transição energética não são caminhos opostos e evidência a importância de se ter fontes de energia em sua matriz de forma mais distribuída e a não dependência de um fornecedor único.

Em um cenário de grande volatilidade do preço do gás natural no mercado internacional evidenciado pela alta do combustível e os recentes conflitos com a Rússia podem levar a Europa a acelerar a transição energética para as fontes renováveis, que anteriormente era baseada em questões ambientais e atualmente passa a ser uma estratégia para garantir segurança energética. Entretanto, o continente consegue buscar alternativas para o petróleo russo, porém em relação ao gás natural uma parte da Europa ainda apresenta grande dependência, e essa substituição não será rápida em um curto espaço de tempo, aliás, no curto prazo, pode-se ver até mesmo um maior consumo de carvão por parte de alguns países europeus.

É importante destacar que a Europa deve seguir o caminho de diminuir a dependência do gás natural russo, não a dependência completa do combustível. Para isso a estratégia de se prospectar novos fornecedores no mercado revela ser mais razoável, pois o gás natural ainda será estratégico para situações de intermitência da energia renovável e por ter como característica uma fonte de resposta rápida, sendo colocada em operação para fornecimento de energia para a rede. Essa diversificação no abastecimento de combustível pode ser via GNL, biogás e acelerar o mercado de hidrogênio.

Em países com grandes reservas de carvão ou com fácil acesso ao mercado internacional desse combustível, a alta do preço de gás natural pode inviabilizar uma maior utilização de centrais de ciclo combinado. China e Índia são países com matrizes elétricas fortemente dependentes do carvão, e em momentos de alta no combustível (gás natural), eles irão fazer uso de suas reservas nacional e de suas centrais térmicas a carvão. Nesse caso a variável do custo irá se sobrepor às questões ambientais. A alternativa que pode ser feita nesses casos é a substituição de centrais subcríticas de seus parques elétricos para centrais a carvão de alta eficiência (supercrítica e ultrassupercrítica). A China provavelmente poderá aliás, a longo prazo, se beneficiar da compra de óleo e gás russos que deixarem de serem fornecidos para a Europa. O país conta com um grande gasoduto denominado Power of Siberia que garantirá, quando for concluído sua 2ª etapa, um suprimento de 38 bilhões de metros cúbicos por ano.

Em locais onde as energias renováveis já são majoritárias nas matrizes elétricas dos países o uso do gás natural também é estratégico. O Brasil, por exemplo, país que conta com uma capacidade instalada predominantemente em hidrelétricas passou recentemente por uma crise hídrica, e as

termoelétricas a gás natural que garantiram a segurança energética do país, que caso contrário teria que queimar óleo combustível em quantidades mais elevadas e que é muito mais poluente. Países que possuem a matriz com essas características, a longo prazo têm a possibilidade de produzir hidrogênio verde a partir de fontes renováveis, utilizar o biogás e biometano a fim de aproveitar a infraestrutura do gás natural e deixando esses energéticos mais competitivos no mercado.

Nos Estados Unidos o gás natural já é amplamente utilizado devido aos baixos preços do combustível, e ocorre um movimento de desligamento de centrais antigas a carvão e não há proporcionalmente uma expansão de nova capacidade com carvão. Com o preço de gás natural atrativo o combustível deve continuar predominante na matriz elétrica e o investimento em fontes renováveis devem ter um avanço a cada ano.

A indústria do gás natural continua crescendo. O investimento em novas tecnologias tem dado uma maior dinâmica ao setor e reduzindo as fronteiras. As metas de redução de emissões seguem motivando alguns países a substituírem combustíveis mais poluentes pelo gás natural. Entretanto, conseguir diminuir a grande volatilidade dos custos é um grande desafio e determinante para uma entrada maior na matriz dos países (principalmente daqueles que têm historicamente o carvão como combustível de base). Assegurar essa competitividade dos custos e a implantação de infraestrutura dos mercados serão essenciais para o crescimento. A mudança da matriz energética e elétrica ainda será um longo processo e cheia de interesses geopolíticos envolvidos.

SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Estudos futuros poderão auxiliar em um melhor entendimento dos sistemas de geração de potência:

- Realizar as análises exérgica, ambiental e econômica em sistemas integrados: solar-ciclo combinado;
- Realizar a análise comparativa com outros combustíveis da transição energética: hidrogênio, biometano.

8. REFERÊNCIAS

ABIOGÁS, Associação Brasileira do Biogás e do Biometano. **Panorama do Biogás no Brasil 2020**. Nota técnica nº 001/2021, Foz do Iguaçu, 2021.

ABIOGÁS, Associação Brasileira do Biogás e do Biometano. **PNBB – Proposta de Programa Nacional do Biogás e do Biometano**. São Paulo, 2018.

ACIR, A.; BILGINSOY, A. K.; COŞKUN, H. Investigation of varying dead state temperatures on energy and exergy efficiencies in thermal power plant. **Journal of the energy institute**, v. 85, n. 1, p. 14-21, 2012.

ADIBHATLA, Sairam; KAUSHIK, S. C. Energy and exergy analysis of a super critical thermal power plant at various load conditions under constant and pure sliding pressure operation. **Applied thermal engineering**, v. 73, n. 1, p. 51-65, 2014.

ADIBHATLA, Sairam; KAUSHIK, S. C. Energy, exergy, economic and environmental (4E) analyses of a conceptual solar aided coal fired 500 MWe thermal power plant with thermal energy storage option. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 21, p. 89-99, 2017.

AGÊNCIA BRASIL. **Petrobras atinge recorde de importação de gás natural liquefeito em 2021**. 12 de jan. 2022. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-01/petrobras-bate-recorde-de-importacao-de-gas-natural-liquefeito-em-2021>. Acesso em: 20 de mar. 2022.

AMERI, Mohammad; MOHAMMADZADEH, Mohammad. Thermodynamic, thermoeconomic and life cycle assessment of a novel integrated solar combined cycle (ISCC) power plant. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 27, p. 192-205, 2018.

AMPONSAH, Nana Yaw *et al.* Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 461-475, 2014.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA**. 01 de dez. 2021a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 01 de dez. 2021.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Usinas eólicas correspondem a 83% do acréscimo de potência no primeiro semestre de 2021**. 05 de jul. 2021b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/usinas-eolicas-correspondem-a-83-do-acrescimo-de-potencia-no-primeiro-semester-de-2021/656877?inheritRedirect=false&redirect=http%3F%3Fwww.aneel.gov.br%3Fsala-de-imprensa-exibicao-2%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3. Acesso em: 01 de dez. 2021.

ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Relatório anual de exploração 2020**. Superintendência de Exploração – SEP. 05 de jul. 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao/copy_of_raexp2020.pdf. Acesso em: 20 de dez. 2021.

ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Biometano**. 07 de abr. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/biometano>. Acesso em: 10 de abr. 2022.

ANSARI, Kambiz; SAYYAADI, Hoseyn; AMIDPOUR, Majid. Thermoeconomic optimization of a hybrid pressurized water reactor (PWR) power plant coupled to a multi effect distillation desalination system with thermo-vapor compressor (MED-TVC). **Energy**, v. 35, n. 5, p. 1981-1996, 2010.

APPA, American Public Power Association. **America's Electricity Generation Capacity: 2019 Update**. Arlington, Virginia. Fevereiro, 2019.

BEJAN, Adrian; TSATSARONIS, George; MORAN, Michael J. **Thermal design and optimization**. John Wiley & Sons, 1995.

BMWi, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. **China Energy Transition Status Report 2021**. Junho 2021.

BNEF – BloombergNEF. **New Energy Outlook 2020**. Outubro, 2020a.

BNEF – BloombergNEF. **New Energy Outlook 2020**. 2020b. Disponível em: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>. Acesso em: 11 de fev. 2021.

BNEF – BloombergNEF. **Hydrogen Economy Outlook: Key messages**. Março, 2020c.

BP, British Petroleum. **BP Energy Outlook: 2019 Edition**. 2019.

BP, British Petroleum. **BP Energy Outlook 2020**. London, 2020.

BP, British Petroleum, **BP Statistical Review of World Energy 2021**. 70ª Edição. 2021.

BRASIL ENERGIA. **Engie filia-se a Associação Brasileira de Hidrogênio**. 03 de ago. de 2021.

Disponível em: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/engie-filia-se-a-associacao-brasileira-de-hidrogenio/>. Acesso em: 09 de set. de 2021.

BURNARD, Keith *et al.* **Emissions reduction through upgrade of coal-fired power plants**.

International Energy Agency, France, 2014.

CASAS-LEDÓN, Yannay; SPAUDO, Freddy; ARTEAGA-PÉREZ, Luis E. ExergoenvIRONMENTAL analysis of a waste-based Integrated Combined Cycle (WICC) for heat and power production. **Journal of Cleaner Production**, v. 164, p. 187-197, 2017.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Eletrobras, Cepel e Siemens Energy assinam memorando sobre hidrogênio verde**. 08 de abr. de 2021. Disponível em: http://www.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/eletrobras-cepel-e-siemens-energy-assinam-memorando-sobre-hidrogenio-verde.htm. Acesso em: 15 de set. 2021.

CORONA, B.; SAN MIGUEL, G. Environmental analysis of a Concentrated Solar Power (CSP) plant hybridised with different fossil and renewable fuels. **Fuel**, v. 145, p. 63-69, 2015.

CAVALCANTI, Eduardo José Cidade. **Análise Exergoeconômica e Exergoambiental**. Editora Blucher. São Paulo, 2016.

CAVALCANTI, Eduardo José Cidade. Exergoeconomic and exergoenvIRONMENTAL analyses of an integrated solar combined cycle system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 507-519, 2017a.

CAVALCANTI, Eduardo José Cidade. Exergoeconomic results of cogeneration system with a gas turbine and absorption cooling system. **International Journal of Exergy**, v. 24, n. 2-4, p. 107-132, 2017b.

CAVALCANTI, Eduardo JC; CARVALHO, Monica; AZEVEDO, Jonathan LB. ExergoenvIRONMENTAL results of a eucalyptus biomass-fired power plant. **Energy**, v. 189, p. 116188, 2019.

CHINA ENERGY PORTAL. **Tracking China's transition to sustainable energy | Powered by crowdsourced translation.** 27 de jan. de 2022. Disponível em: <https://chinaenergyportal.org/en/2021-electricity-other-energy-statistics-preliminary/>. Acesso em: 19 de mar. 2021.

DINCER, Ibrahim; ROSEN, Marc A. Thermodynamic aspects of renewables and sustainable development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 9, n. 2, p. 169-189, 2005.

DINCER, Ibrahim; ROSEN, Marc A. **Exergy: Energy, environment and sustainable development.** Elsevier, 2020.

DOE, U. S. Department of Energy. **Liquefied natural gas: Understanding the basic facts.** 2005.

EIA – United States Energy Information Administration. **TODAY IN ENERGY: More U.S. coal-fired power plants are decommissioning as retirements continue.** 26 de jul. de 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40212>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

EIA – United States Energy Information Administration. **International Energy Outlook 2020.** Outubro, 2020a.

EIA, U.S. Energy Information Administration. (2020). **Capital Cost Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies.** Washington, DC., 2020b.

EIA – United States Energy Information Administration. **Hourly Electric Grid Monitor: U.S. Daily Generation Mix.** 27 de jul. de 2021a. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/daily_generation_mix/US48/US48. Acesso em: 28 de jul. 2021.

EIA – United States Energy Information Administration. **Hourly Electric Grid Monitor: U.S. Electricity Overview.** 27 de jul. de 2021b. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/electric_overview/US48/US48. Acesso em: 28 de jul. 2021.

EIA – United States Energy Information Administration. **Hourly Electric Grid Monitor: California (CAL) Daily Generation Mix.** 27 de jul. de 2021c. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/daily_generation_mix/regional/REG-CAL. Acesso em: 28 de jul. 2021.

EIA – United States Energy Information Administration. **Hourly Electric Grid Monitor: Florida (FLA) Daily Generation Mix.** 27 de jul. de 2021d. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/daily_generation_mix/regional/REG-FLA. Acesso em: 28 de jul. 2021.

EIA – United States Energy Information Administration. **Hourly Electric Grid Monitor: New England (NE) Daily Generation Mix.** 27 de jul. de 2021e. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/daily_generation_mix/regional/REG-NE. Acesso em: 28 de jul. 2021.

EIA – United States Energy Information Administration. **Hourly Electric Grid Monitor: Texas (TEX) Daily Generation Mix.** 27 de jul. de 2021f. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/daily_generation_mix/regional/REG-TEX. Acesso em: 28 de jul. 2021.

EIA – United States Energy Information Administration. **Annual Energy Outlook 2021: With Projections to 2050.** Fevereiro, 2021g.

EIA – United States Energy Information Administration. **Hourly Electric Grid Monitor: U.S. Electricity Overview.** 27 de fev. de 2022. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/gridmonitor/dashboard/daily_generation_mix/US48/US48. Acesso em: 27 de jul. 2022.

ENGIE. Empresas de petróleo e gás miram energia renovável. 21 de abr. de 2020. Disponível em: <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/empresas-de-petroleo-e-gas-miram-energia-renovavel/>. Acesso em: 07 de mar. 2022.

ENGIE. **Grupo de empresas cria força-tarefa para tornar o hidrogênio viável em larga escala.** 23 de jul. de 2021. Disponível em: <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/grupo-de-empresas-cria-forca-tarefa-para-tornar-o-hidrogenio-viavel-em-larga-escala/>. Acesso em: 15 de set. 2021.

EPBR. **Integração entre eólicas e produção de petróleo e gás offshore pode se tornar realidade no Brasil.** 02 de dez. de 2020. Disponível em: <https://epbr.com.br/integracao-entre-eolicas-e-producao-de-petroleo-e-gas-offshore-pode-se-tornar-realidade-no-brasil/>. Acesso em: 11 de set. 2021.

EPBR. **Hidrogênio verde pode ficar competitivo até 2030, com renováveis mais em conta.** 07 de jan. de 2021a. Disponível em: <https://epbr.com.br/hidrogenio-verde-pode-ficar-competitivo-ate-2030-com-renovaveis-mais-em-conta/>. Acesso em: 15 de set. 2021.

EPBR. **Chevron e Catterpillar estudam utilização de hidrogênio em navios e trens.** 09 de set. de 2021b. Disponível em: <https://epbr.com.br/chevron-e-catterpillar-estudam-utilizacao-de-hidrogenio-em-navios-e-trens/>. Acesso em: 15 de set. 2021.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informe: Mercado Internacional de GNL 2018/2019.** MME – Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão.** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. MME/EPE, 2021.

EQUINOR. **Presenting strategy to accelerate Equinor's transition.** 15 de jun. 2021. Disponível em: <https://www.equinor.com/en/news/20210615-cmd-2021.html>. Acesso em: 13 de set. 2021.

EXXONMOBIL. **The Outlook for Energy: A Perspective to 2040.** Irving, Texas. 2019.

FAN, H. *et al.* China's R&D of advanced ultra-supercritical coal-fired power Generation for addressing climate change. **Thermal Science and Engineering Progress**, v.5. p.364-371, 2018.

FRAUNHOFER ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. **Electricity Production|Energy-Charts.** 2021. Disponível em: <https://energycharts.info/charts/power/chart.htm?l=en&c=DE&week=06>. Acesso em: 16 de fev. 2021.

GANJEHKAVIRI, A. *et al.* Modelling and optimization of combined cycle power plant based on exergoeconomic and environmental analyses. **Applied Thermal Engineering**, v. 67, n. 1-2, p. 566-578, 2014.

GAZPROM – PUBLIC JOINT STOCK COMPANY GAZPROM. **Projects: Gas Pipeline: Power of Siberia – The largest gas transmission system in Russia's East.** 2021. Disponível em: <https://www.gazprom.com/projects/power-of-siberia/>. Acesso em: 24 de fev. 2021.

GIIGNL – International Group of Liquefied Natural Gas Importers. **The LNG Industry – GIIGNL Annual Report.** 3ª Edição, 2021.

GLOBAL ENERGY MONITOR. **Global Coal Plant Tracker – Summary Data – Coal Plants by Combustion Technology**. Julho de 2021a. Disponível em: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/summary-data/>. Acesso em: 12 de jul. 2021.

GLOBAL ENERGY MONITOR. **Global Coal Plant Tracker – Launch Dashboard**. Julho de 2021b. Disponível em: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/>. Acesso em: 27 de jul. 2021.

GLOBAL ENERGY MONITOR. **Global Coal Plant Tracker – Launch Dashboard**. Agosto de 2021c. Disponível em: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/>. Acesso em: 09 de ago. 2021.

GLOBAL ENERGY MONITOR. **Global Coal Plant Tracker – Launch Dashboard**. Novembro de 2021d. Disponível em: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/>. Acesso em: 29 de nov. 2021.

GWEC, Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2021**. 2021

HA, Ningning. Comparative environmental impacts of Internal Combustion Engine Vehicles with Hybrid Vehicles and Electric Vehicles in China—Based on Life Cycle Assessment. In: **E3S Web of Conferences**. EDP Sciences, 2019. p. 02010.

HONDO, Hiroki. Life cycle GHG emission analysis of power Generation systems: Japanese case. **Energy**, v. 30, n. 11-12, p. 2042-2056, 2005.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2019**. Novembro, 2019a.

IEA, International Energy Agency. **The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities**. Junho, 2019b.

IEA, International Energy Agency. **Key World Energy Statistics 2020**. Agosto, 2020a.

IEA, International Energy Agency. **Key World Energy Statistics 2020: Report extract transformation**. 2020b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020/transformation#abstract>. Acesso em: 18 de mai. 2021.

IEA, International Energy Agency. **SDG7: Data and Projections: Access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all – Acces to electricity**. Outubro 2020c.

Disponível em: <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity>. Acesso em 11 de set. 2021.

IEA, International Energy Agency. **GAS 2020 – Analysing the impact of the Covid-19 pandemic on global natural gas markets**. Junho 2020d. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/gas-2020/2021-2025-rebound-and-beyond>. Acesso em 16 de abr. 2021.

IEA, International Energy Agency. **The Oil and Gas Industry in Energy Transitions: World Energy Outlook special report**. 2020e. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>. Acesso em: 13 de set. 2021.

IEA, International Energy Agency. **Japan 2021 – Energy Policy Review**. Maio 2021a. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/3470b395-cfdd-44a9-9184-0537cf069c3d/Japan2021_EnergyPolicyReview.pdf. Acesso em 01 de jun. 2021.

IEA, International Energy Agency. **Gas Market Report, Q2-2021 – Including Global Gas Review 2020**. Abril 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2021/global-gas-review-2020#abstract>. Acesso em: 16 de abr. 2021.

IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente. **As emissões brasileiras de gases de efeito estufa nos setores de Energia e de Processos Industriais em 2019**. Dezembro de 2020. Disponível em: <https://energiaambiente.org.br/as-emissoes-brasileiras-de-gases-de-efeito-estufa-nos-setores-de-energia-e-de-processos-industriais-em-2019-20201201>. Acesso em: 20 de dez. 2021.

IGU, International Gas Union. **Global Gas Report**. 2020.

IGU, International Gas Union. **2021 World LNG Report**. 2021a.

IGU, International Gas Union. **Global Renewable and Low-Carbon Gas Report**. 2021 Edition. 2021b.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change 2007: The Physical Science Basis**. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 996 p., 2007.

KOTAS, T. J. **The exergy method of thermal plant analysis**. London: Butterworths, 296 p., 1985.

LAJUNEN, Antti; LIPMAN, Timothy. Lifecycle cost assessment and carbon dioxide emissions of diesel, natural gas, hybrid electric, fuel cell hybrid and electric transit buses. **Energy**, v. 106, p. 329-342, 2016.

LI, Yong; LIU, Lei. Exergy analysis of 300MW coal-fired power plant. **Energy Procedia**, v. 17, p. 926-932, 2012.

LOCKWOOD, Toby. **Techno-economic analysis of PC versus CFB combustion technology**. IEA Clean Coal Centre, Report CCC/226, London, UK, 2013.

LOMBARDI, Lidia. Life cycle assessment comparison of technical solutions for CO₂ emissions reduction in power Generation. **Energy conversion and management**, v. 44, n.1, p. 93-108, 2003.

MALEK, ABM Abdul *et al.* Techno-economic analysis and environmental impact assessment of a 10 MW biomass-based power plant in Malaysia. **Journal of cleaner production**, v. 141, p. 502-513, 2017.

MARTÍN-GAMBOA, Mario; IRIBARREN, Diego; DUFOUR, Javier. Environmental impact efficiency of natural gas combined cycle power plants: a combined life cycle assessment and dynamic data envelopment analysis approach. **Science of the Total Environment**, v. 615, p. 29-37, 2018.

MEMON, Abdul Ghafoor *et al.* Parametric based thermo-environmental and exergoeconomic analyses of a combined cycle power plant with regression analysis and optimization. **Energy conversion and management**, v. 92, p. 19-35, 2015.

MINGUEZ, Maria *et al.* Analysis of energetic and exergetic efficiency, and environmental benefits of biomass integrated gasification combined cycle technology. **Waste management & research**, v. 31, n. 4, p. 401-412, 2013.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Detalhamento do programa para uso sustentável do carvão mineral nacional**. Agosto, 2021.

MME, Ministério de Minas e Energia. **PNH₂ - Programa Nacional do Hidrogênio: Proposta de Diretrizes**. Julho, 2021.

MORAN, Michael J; SHAPIRO, Howard N; BOETTNER, Daisie D.; BAILEY, Margaret B. **Princípios de termodinâmica para Engenharia**. 8^a ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

MORRIS, C; PEHNT, M. **Energy transition: the German Energiewende**. Heinrich Böll Stiftung, Berlin, 2012.

MYLLYVIRTA, Lauri. **Analysis: China's CO₂ emissions surged 4 % in second Half of 2020**. Carbon Brief, 1 de Março de 2021. Disponível em: <https://www.carbonbrief.org/analysis-chinas-co2-emissions-surged-4-in-second-half-of-2020>. Acesso em: 22 de ago. 2021.

NEA/OECD, Nuclear Energy Agency/Organisation for Economic Co-operation and Development. **Données sur l'énergie nucléaire 2016**. Boulogne-Billancourt. 2017.

NORD STREAM 2. **CUTTING-EDGE OFFSHORE CONSTRUCTION: Nord Stream 2 - A deep dive into building essential European infrastructure**. 2021. Disponível em: <https://stories.nordstream2.com/pipeline-construction/#/chapter/1/page/1>. Acesso em: 16 de fev. 2021.

NPP, National Power Portal. **INSTALLED CAPACITY**. 15 de mar. 2022. Disponível em: <https://npp.gov.in/dashBoard/cp-map-dashboard>. <https://stories.nordstream2.com/pipeline-construction/-/chapter/1/page/1> Acesso em: 19 de mar. 2022.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. **Annual Technology Baseline**. 2020. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=ei>. Acesso em: 22 de mai. 2021.

ODEH, Naser A.; COCKERILL, Timothy T. Life cycle analysis of UK coal fired power plants. **Energy conversion and management**, v. 49, n. 2, p. 212-220, 2008.

OGCI, Oil and Gas Climate Initiative. **OGCI Strategy**. Setembro de 2021. Disponível em: <https://www.ogci.com/strategy/>. Acesso em: 22 de set. 2021.

OIL PRICE. **80 % of U.S. Coal Plants are Uneconomic as Renewables Costs Drop**. 05 de mai. de 2021. Disponível em: <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/80-Of-US-Coal-Plants-Are-Uneconomic-As-Renewables-Costs-Drop.html>. Acesso em: 28 de jul. 2021.

OIL PRICE. U.S. Exports LNG At A Record Pace. 14 de fev. de 2022. Disponível em: <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/US-Exports-LNG-At-A-Record-Pace.html>. Acesso em: 22 de fev. 2022.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **RESULTADOS DA OPERAÇÃO – HISTÓRICO DA OPERAÇÃO: GERAÇÃO DE ENERGIA**. 2021. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 17 de out. 2021.

PACCA, Sergio; HORVATH, Arpad. Greenhouse gas emissions from Building and operating electric power plants in the Upper Colorado River Basin. **Environmental Science & Technology**, v. 36, n. 14, p. 3194-3200, 2002.

PANDEY, M.; GOGOI, T. K. Energy and exergy analysis of a reheat regenerative vapor power cycle. **International journal of emerging technology and advanced engineering**, v. 3, n. 3, p. 427-434, 2013.

PARTRIDGE, Ian. Cost comparisons for wind and thermal power generation. **Energy Policy**, v. 112, p. 272-279, 2018.

PELVAN, Ebru; ÖZILGEN, Mustafa. Assessment of energy and exergy efficiencies and renewability of black tea, instant tea and ice tea production and waste valorization processes. **Sustainable Production and Consumption**, v. 12, p. 59-77, 2017.

PETRAKOPOULOU, Fontina *et al.* Exergoeconomic and exergoenvironmental evaluation of power plants including CO₂ capture. **Chemical engineering research and design**, v. 89, n. 9, p. 1461-1469, 2011.

PETRAKOPOULOU, Fontina *et al.* Conventional and advanced exergetic analyses applied to a combined cycle power plant. **Energy**, v. 41, n. 1, p. 146-152, 2012.

PETRAUSKIENĖ, Kamilė *et al.* Comparative environmental life cycle and cost assessment of electric, hybrid, and conventional vehicles in Lithuania. **Sustainability**, v. 13, n. 2, p. 957, 2021.

PETROBRAS. **O Setor Elétrico e o Gerador Termelétrico**. Workshop Setor Elétrico, 17 de jun. 2021a.

PETROBRAS. **Polo GasLub Itaboraí**. 2021b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossasatividades/principais-operacoes/refinarias/polo-gaslub-itaborai.htm>. Acesso em: 9 de fev. 2021.

PETROFAC. **The difference between green hydrogen and blue hydrogen**. 2021. Disponível em: <https://www.petrofac.com/media/stories-and-opinion/the-difference-between-green-hydrogen-and-blue-hydrogen/>. Acesso em: 13 de set. 2021.

POWER TECHNOLOGY. **El Burullus Power Plant**. 2021a. Disponível em: <https://www.power-technology.com/projects/el-burullus-power-plant/>. Acesso em: 15 de out. 2021.

POWER TECHNOLOGY. **New Capital Power Plant**. 2021b. Disponível em: <https://www.power-technology.com/projects/new-capital-power-plant/>. Acesso em: 15 de out. 2021.

POWER TECHNOLOGY. **Beni Suef Combined-Cycle Power Plant**. 2021c. Disponível em: <https://www.power-technology.com/projects/beni-suef-combined-cycle-power-plant/>. Acesso em: 15 de out. 2021.

RANT, Z. Exergy, a new word for technical available work. **Forsch. Ing. Wis**, v. 22, n. 1, p. 36-37, 1956.

RESTREPO, Álvaro *et al.* Exergetic and environmental analysis of a pulverized coal power plant. **Energy**, v.45, n.1, p.195-202, 2012.

RESTREPO, Álvaro; BAZZO, Edson. Co-firing: An exergoenvironmental analysis applied to power plants modified for burning coal and rice straw. **Renewable Energy**, v. 91, p. 107-119, 2016.

ROCHA, Danilo H. D.; SILVA, Rogério J. Exergoenvironmental analysis of a ultra-supercritical coal-fired power plant. **Journal of cleaner production**, v. 231, p. 671-682, 2019.

ROSEN, Marc A. Energy-and exergy-based comparison of coal-fired and nuclear steam power plants. **Exergy, An International Journal**, v. 1, n. 3, p. 180-192, 2001.

RUBIN, Edward S.; DAVISON, John E.; HERZOG, Howard J. The cost of CO₂ capture and storage. **International Journal of Greenhouse gas control**, v. 40, p. 378-400, 2015.

SANDLER, Stanley I. **Chemical, biochemical, and engineering thermodynamics**. John Wiley & Sons, 2017.

SEEG, Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa. **Emissões Totais**. 2021. Disponível em: https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission#. Acesso em: 20 de dez. 2021.

SHAMOUSHAKI, Moein; EHYAEI, Mehdi Ali. Exergy, economic and environmental (3E) analysis of a gas turbine power plant and optimization by MOPSO algorithm. **Thermal Science**, v. 22, n. 6 Part A, p. 2641-2651, 2018.

SZARGUT, Jan; MORRIS, David R.; STEWARD, Frank R. **Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical processes**. New York: Hemisphere, 332 p. 1988.

TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES Co. **Study on Economic Partnership Projects in Developing Countries in FY2015 – Study on Gas-Fired Combined Cycle Power Plant Project in Malaysia.** The Ministry of Economy, Trade and Industry. February 2016.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica.** Rio de Janeiro: EPE, v. 1, n. 1, p. 10, 2016a.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear.** Rio de Janeiro: EPE, p. 25, 2016b.

TSATSARONIS, Georgios; WINHOLD, Michael. Exergoeconomic analysis and evaluation of energy-conversion plants—I. A new general methodology. **Energy**, v. 10, n. 1, p. 69-80, 1985.

TSATSARONIS, George. Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems. **Progress in energy and combustion science**, v. 19, n. 3, p. 227-257, 1993.

UDOP – União Nacional da Bioenergia. **Energia: Frio congela parques de energia eólica do Texas.** 15 de fev. de 2021. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2021/02/16/frio-congela-parques-de-energia-eolica-do-texas.html>. Acesso em: 21 de jun. de 2021.

USGS, U. S. Geological Survey. **World Coal Quality Inventory.** 2015. Disponível em: <https://www.usgs.gov/>.

VALERO, A.; LOZANO, M. A. **Curso de termoeconomia.** Apostila, UNICAMP, Campinas, 1994.

WANG, Ligang *et al.* Advanced thermodynamic analysis and evaluation of a supercritical power plant. **Energies**, v. 5, n. 6, p. 1850-1863, 2012a.

WANG, Ligang *et al.* Exergoeconomic evaluation of a modern ultra-supercritical power plant. **Energies**, v. 5, n. 9, p. 3381-3397, 2012b.

WANG, Chaoyang *et al.* Thermodynamic analysis on the transient cycling of coal-fired power plants: Simulation study of a 660 MW supercritical unit. **Energy**, v. 122, p. 505-527, 2017.

WOLFRAM, Paul; WIEDMANN, Thomas. Electrifying Australian transport: Hybrid life cycle analysis of a transition to electric light-duty vehicles and renewable electricity. **Applied Energy**, v. 206, p. 531-540, 2017.

WORLD BANK. **Report: Universal Access to Sustainable Energy Will Remain Elusive Without Addressing Inequalities.** 07 de jun. 2021a. Disponível em:

<https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2021/06/07/report-universal-access-to-sustainable-energy-will-remain-elusive-without-addressing-inequalities>. Acesso em: 11 de set. de 2021.

WORLD BANK. **Commodity Markets: Publications and data. Commodity prices**. 2021b. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>. Acesso em: 6 de Abr. de 2021.

Xi'an Thermal Power Research Institute. **(Ultra) supercritical coal-fired power generation technology**. Beijing: China Electric Power Press, 2008.

XU, Gang *et al.* A new proposed approach for future large-scale de-carbonization coal-fired power plants. **Applied Thermal Engineering**, v. 87, p. 316-327, 2015.

ZALETA, A.A.; CORREAS, U.L.; KUBIAK, S.J.; SIERRA, E.F.Z. Concept on thermodynamic evaluation of steam turbines. **Applied Thermal Engineering**, v. 27, p. 457–466, 2007.

ZHOU, Jianli *et al.* Modeling and configuration optimization of the natural gas-wind-photovoltaic-hydrogen integrated energy system: A novel deviation satisfaction strategy. **Energy Conversion and Management**, v. 243, p. 114340, 2021.

ZISOPOULOS, Filippos K. et al. Exergetic comparison of food waste valorization in industrial bread production. **Energy**, v. 82, p. 640-649, 2015.

APÊNDICE A

Propriedades termodinâmicas do ar e gases de combustão do ciclo combinado a gás natural

Fluxo	Tipo de Fluxo	Temperatura (°C)	Pressão	h-h₀	s-s₀
1	Ar - Nitrogênio	32	1,01	498,26	1,6805
	Ar - Oxigênio	32	1,01	503,70	1,6988
2	Ar - Nitrogênio	400	16,31	11.448,45	25,1437
	Ar - Oxigênio	400	16,31	12.012,49	26,2656
3	Gás de combustão – CO ₂	1349,85	16,31	69.662,43	85,1194
	Gás de combustão – H ₂ O	1349,85	16,31	54.184,14	66,6363
	Gás de combustão – N ₂	1349,85	16,31	43.031,03	54,0831
	Gás de combustão – O ₂	1349,85	16,31	45.504,96	57,0381
4	Gás de combustão – CO ₂	656,6	1,05	30.469,44	53,7547
	Gás de combustão – H ₂ O	656,6	1,05	23.503,47	42,1786
	Gás de combustão – N ₂	656,6	1,05	19.491,11	35,2530
	Gás de combustão – O ₂	656,6	1,05	20.658,46	37,1331
4'	Gás de combustão – CO ₂	120	1,01	4.148,39	12,2337
	Gás de combustão – H ₂ O	120	1,01	3.570,90	10,5628
	Gás de combustão – N ₂	120	1,01	3.067,94	9,0783
	Gás de combustão – O ₂	120	1,01	3.138,77	9,2812