



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

MARCO ANTONIO SANTOS GUIMARÃES DE FONTES

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE UMA
TERMOELÉTRICA NGCC DE OXI-COMBUSTÃO COM EXPORTAÇÃO DE CO₂**

Recife
2018

MARCO ANTONIO SANTOS GUIMARÃES DE FONTES

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE UMA
TERMOELÉTRICA NGCC DE OXI-COMBUSTÃO COM EXPORTAÇÃO DE CO₂**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Área de concentração: Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos

Orientador: Prof. Dr. Luiz Stragevitch

Recife
2018

Catálogo na fonte
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

F683s Fontes, Marco Antonio Santos Guimarães de.
 Simulação e análise de eficiência energética de uma termoeletrica NGCC de oxi-combustão com exportação de CO₂ / - 2018.
 117 folhas, il., tabs., abr., sigl. e símb.

 Orientador: Prof. Dr. Luiz Stragevitch.

 Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, 2018.
 Inclui Referências e Apêndices.

1. Engenharia Química. 2. Captura e armazenamento de CO₂. 3. Monitoramento de dados. 4. Oxi-combustão. 5. Termoeletrica. I. Stragevitch, Luiz (Orientador). II. Título.

UFPE

660.2 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-101

MARCO ANTONIO SANTOS GUIMARÃES DE FONTES

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE UMA
TERMOELÉTRICA NGCC DE OXI-COMBUSTÃO COM EXPORTAÇÃO DE CO₂**

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Química
da Universidade Federal de Pernambuco,
como requisito parcial para a obtenção do
título de Mestre em Engenharia Química.

Aprovada em: 19/11/2018

BANCA EXAMINADORA

Prof^o. Dr. Luiz Stragevitch (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. José Marcos Francisco da Silva (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. Mohand Benachour (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^o. Dr. Florival Rodrigues de Carvalho (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Aos meus filhos, Caíque e Cauã, que iluminam todos os meus dias.

AGRADECIMENTOS

Aos meus filhos, Caíque e Cauã, por serem a força motriz da minha vida e alegrarem os meus dias.

À minha esposa, Aline Souza, por todo amor, companheirismo, cumplicidade e suporte dado ao longo de todo esse processo.

À minha família, minha mãe Risélia Fontes, meu pai Antonio Fontes e meu irmão Antonio Roberto, por todas as cobranças, brincadeiras, incentivos e apoio fornecido.

Aos meus amigos mais próximos, por estarem sempre presentes em todos os momentos da minha vida.

Aos professores da universidade, que participaram ativamente da minha formação, transmitiram o conhecimento necessário e me auxiliaram em todo o processo, em especial ao meu orientador Luiz Stragevitch.

RESUMO

O crescimento da população mundial urbana associado ao novo estilo de vida adotado pela sociedade com o advento da quarta revolução industrial está criando um cenário de aumento de consumo de energia elétrica no mundo todo. Estas novas condições em que sociedade estará submetida num futuro próximo devem ser tratadas com atenção e medidas para preservar o meio-ambiente precisam ser implementadas o quanto antes para mitigar os impactos da geração de energia. As usinas termelétricas que utilizam o gás natural como sua fonte primária para geração de energia elétrica possuem um papel fundamental na matriz de energia elétrica, uma vez que o gás natural é o combustível fóssil com maior previsão de crescimento devido às novas reservas que estão sendo descobertas, tanto de gás natural convencional, quanto do não-convencional. As restrições ambientais cada vez mais severas requerem a modernização e adequação dos processos existentes, de modo que as indústrias serão obrigadas a reduzir as emissões atmosféricas e serem mais eficientes na sua operação. Neste contexto, as termelétricas que operam com o processo de oxi-combustão emergem como uma alternativa para a redução das emissões atmosféricas devido ao fato da facilidade de capturar o CO₂ ao término de seu processo. Foram realizadas simulações para duas configurações de termelétricas. No caso 1, foi simulada uma termelétrica a gás natural operando em ciclo combinado e oxi-combustão, onde foi verificado que a corrente oriunda da turbina a gás continha 65,9% de água e 33,9% de CO₂, os quais foram separados de forma simples utilizando um vaso de knock-out e gerando uma corrente de CO₂ com uma fração molar de 98,2%, classificando-o como adequado para o transporte e armazenamento segundo especificação europeia. No caso 2, foi simulada uma termelétrica a gás natural operando em ciclo combinado, porém utilizando ar para realizar a combustão. Como resultado da combustão, foi gerada uma corrente composta por N₂ (74,7%), H₂O (15,7%), CO₂ (8,1%) e O₂ (1,4%), que após passar pelo mesmo processo de separação gerou uma corrente gasosa contendo 9,5% de CO₂ e 87,7% de N₂, valor este que inviabiliza a compressão direta do CO₂. Além disso, a vazão de oxigênio no caso 1 é igual a 163,35 ton/h e a vazão de ar no caso 2 é igual a 845,9 ton/h, impactando diretamente no consumo de energia do

compressor, de modo que no caso 1 o consumo de energia no compressor foi cerca de 18% do total produzido na TG, enquanto que no caso 2 o consumo de energia foi cerca de 67% do total produzido na TG. Não obstante, a produção de potência líquida para o caso oxi-combustão foi 30% superior quando comparada com a simulação do caso que a combustão foi realizada com ar, evidenciando que o processo oxi-combustão é viável tanto do ponto de vista energético, quanto ambiental. Além disso, foi criado um sistema web para adquirir e disponibilizar os dados dos principais equipamentos para promover o monitoramento em tempo real.

Palavras-chave: Captura e armazenamento de CO₂. Monitoramento de dados. Oxi-combustão. Termelétrica.

ABSTRACT

The urban world population growth associated with the new lifestyle adopted by society advent of the fourth industrial revolution is creating a scenario of increased consumption of electric energy worldwide. These new conditions in which society will be subject in the near future must be treated with attention and actions to preserve the environment need to be implemented as soon as possible in order to mitigate the impacts energy production. Power plants that use natural gas as their primary source for power generation play a key role in the electric power matrix, since natural gas is the fossil fuel with the highest growth forecast due to new reserves being discovered, both conventional and non-conventional natural gas. Increasingly stringent environmental constraints require the modernization and adaptation of existing processes, so that industries will be forced to reduce atmospheric emissions and be more efficient in their operation. In this context, the power plants that operate with the oxy-combustion process emerge as an alternative to the reduction of the atmospheric emissions due to the fact of the capture of the CO₂ at the end of its process is very simple. Simulations were performed for two thermoelectric configurations. In case 1, a natural gas power plant operating in combined cycle and oxy-combustion was simulated. It was verified that material stream from the gas turbine contained 65.9% of water and 33.9% of CO₂, which were separated in a simple way using a knock-out drum, generating a CO₂ stream with a molar fraction of 98.2%, classifying it as suitable for transport and storage according to European specification. In case 2, a natural gas power plant operating in combined cycle was simulated, but using air to carry out the combustion. As a result of the combustion, a material stream composed of N₂ (74.7%), H₂O (15.7%), CO₂ (8.1%) and O₂ (1.4%) was generated. The same process separation used in case 1 was applied in case 2 and the gas stream contained 9.5% of CO₂ and 87.7% of N₂, making direct CO₂ compression impossible. In addition, the oxygen flow in case 1 equals 163.35 ton / h and the air flow in case 2 equals 845.9 ton / h, directly impacting in the compressor energy consumption. Then in case 1 the energy consumption in the compressor was about 18% of the total produced in the TG, while in case 2 the energy consumption was about 67% of the total produced in the TG. Nevertheless, the net power production for the oxy-combustion case was 30% higher when compared to the simulation of the case that the combustion was carried out with air, evidencing that the oxy-

combustion process is feasible both from the energetic and environmental point of view. In addition, a web system was created in order to acquire and make the data from the main equipment available to promote real-time monitoring.

Keywords: Carbon capture and storage. Data monitoring. Oxyfuel combustion. Power plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Distribuição da matriz energética mundial em 2016.....	24
Figura 2 –	Distribuição da matriz elétrica mundial em 2016.....	24
Figura 3 –	Distribuição da matriz energética brasileira em 2017.....	25
Figura 4 –	Comparação do uso de fontes renováveis e não-renováveis na matriz energética brasileira e mundial.....	26
Figura 5 –	Distribuição da matriz elétrica brasileira em 2017.....	27
Figura 6 –	Comparação do uso de fontes renováveis e não-renováveis na matriz elétrica brasileira e mundial.....	27
Figura 7 –	Modo de operação aberto de uma turbina a gás.....	32
Figura 8 –	Modo de operação fechado de uma turbina.....	34
Figura 9 –	Diagrama T-S do ciclo Brayton.....	34
Figura 10 –	Esquemático do ciclo Rankine.....	36
Figura 11 –	Diagrama T-S do ciclo Rankine.....	37
Figura 12 –	Usina Termelétrica NGCC.....	39
Figura 13 –	Esquemático do sistema de captura e sequestro de CO ₂	41
Figura 14 –	Opções de tecnologias para separação e captura do CO ₂ ..	43
Figura 15 –	Processo de captura de CO ₂ com amina.....	45
Figura 16 –	Processo detalhado da captura de CO ₂ com amina.....	45
Figura 17 –	Esquemático de um sistema pré-combustão para remoção de CO ₂	46
Figura 18 –	Representação de um processo de Oxi-combustão para uma termelétrica NGCC.....	48
Figura 19 –	Processos envolvidos nas rotas de transporte do CO ₂ por tubulação e transporte marítimo.....	53
Figura 20 –	Etapas do projeto.....	57
Figura 21 –	Caso 1 – Simulação da termelétrica oxi-combustão.....	60
Figura 22 –	Caso 2 – Simulação da termelétrica utilizando ar para combustão.....	61
Figura 23 –	Sistema da turbina a gás – caso 1.....	65

Figura 24 –	Sistema da turbina a gás – caso 2.....	65
Figura 25 –	Sistema de geração de vapor – Casos 1 e 2.....	67
Figura 26 –	Sistema da turbina a vapor – casos 1 e 2.....	69
Figura 27 –	Sistema de resfriamento – casos 1 e 2.....	70
Figura 28 –	Sistema de captura de CO ₂ da planta – casos 1 e 2.....	71
Figura 29 –	Comparativo entre as vazões de ar e oxigênio.....	82
Figura 30 –	Comparativo entre a produção e consumo de energia elétrica nos casos 1 (O ₂) e 2 (Ar).....	88
Figura 31 –	Funcionamento do sistema.....	89
Figura 32 –	Volumes de controle selecionados para monitoramento de dados.....	90
Figura 33 –	Tela inicial do sistema.....	91
Figura 34 –	Exemplo dos dados exibidos no sistema para a turbina a gás, o compressor de O ₂ e a torre de resfriamento.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Plantas de potência e seus respectivos ciclos termodinâmicos.....	30
Tabela 2 –	Emissões de CO ₂ de usinas movidas a energia fóssil: fontes pontuais de grande porte.....	42
Tabela 3 –	Vantagens e desvantagens das opções de captura de CO ₂ ..	52
Tabela 4 –	Especificação da corrente de CO ₂ para compressão.....	54
Tabela 5 –	Dados de entrada utilizados nas simulações.....	58
Tabela 6 –	Composição do gás natural que será utilizado na simulação.....	62
Tabela 7 –	Reações de combustão do metano, etano, propano e n-butano.....	64
Tabela 8 –	Parâmetros de processo das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 1.....	74
Tabela 9 –	Composição das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 1.....	74
Tabela 10 –	Dados das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 1.....	75
Tabela 11 –	Composição das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 1.....	75
Tabela 12 –	Dados das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 1.....	76
Tabela 13 –	Composição das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 1.....	76
Tabela 14 –	Dados das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 1.....	77
Tabela 15 –	Composição das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 1.....	78
Tabela 16 –	Dados das correntes de processo do sistema de captura do CO ₂ – caso 1.....	78
Tabela 17 –	Composição das correntes de processo do sistema de captura do CO ₂ – caso 1.....	79
Tabela 18 –	Correntes de energia da simulação – caso 1.....	80
Tabela 19 –	Parâmetros de processo das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 2.....	81
Tabela 20 –	Composição das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 2.....	81
Tabela 21 –	Dados das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 2.....	83
Tabela 22 –	Composição das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 2.....	83
Tabela 23 –	Dados das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 2.....	84

Tabela 24 –	Composição das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 2.....	84
Tabela 25 –	Dados das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 2.....	85
Tabela 26 –	Composição das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 2.....	85
Tabela 27 –	Dados das correntes de processo do sistema de captura do CO ₂ – caso 2.....	86
Tabela 28 –	Composição das correntes de processo do sistema de captura do CO ₂ – caso 2.....	86
Tabela 29 –	Correntes de energia da simulação – caso 2.....	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas técnicas
ABESCO	Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANL	Argonne National Laboratory
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis
ASU	Air Separation Unit
CCS	Carbon Capture and Storage
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPU	CO ₂ Processing Unit
CSS	Cascade Style Sheets
DEA	Dietanolamina
EE	Eficiência Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GNL	Gás Natural Liquefeito
GQCS	Gas Quality Control System
HP	High Pressure
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
IEA	International Energy Agency
IFRF	International Flame Research Foundation
IIoT	Industrial Internet of Things
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IP	Intermediate Pressure
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ITM	Ion Transport Membrane
LED	Light Emitting Diode
LP	Low Pressure
MEA	Monoetanolamina
MME	Ministério de Minas e Energia
MMA	Ministério do Meio Ambiente
NGCC	Natural Gas Combined Cycle
OC	Oxi-combustão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organizações das Nações Unidas
PCS	Poder Calorífico Superior
PR	Peng-Robinson
PSA	Pressure Swing Adsorption
SIN	Sistema Interligado Nacional
TG	Turbina a Gás
TSA	Temperature Swing Adsorption

TV	Turbina a Vapor
US DoE	United States Department of Energy

LISTA DE SÍMBOLOS

$\dot{m}$	Vazão mássica	ton/h
P	Pressão	kgf/cm ² -g
Q	Quantidade de calor	J
S	Entropia	J/K
T	Temperatura	°C
V	Volume	m ³
W	Trabalho	J
$\dot{W}$	Potência de eixo	MW

Subscrito

E_f	Entrada fria
E_q	Entrada quente
S_q	Saída quente
S_f	Saída fria

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	22
2.1	PANORAMA ENERGÉTICO.....	22
2.1.1	Matriz Energética e Elétrica Mundial.....	23
2.1.2	Matriz Energética e Elétrica Brasileira.....	25
2.2	GÁS NATURAL E USINAS TERMELÉTRICAS.....	28
2.2.1	Máquinas Térmicas e Ciclos de Potência.....	29
2.2.1.1	Turbinas a Gás e o Ciclo Brayton.....	31
2.2.1.2	Turbinas a Vapor e o Ciclo Rankine.....	35
2.2.1.3	Usina Termelétrica NGCC.....	38
2.3	SISTEMAS DE CAPTURA E SEQUESTRO DE CO ₂	39
2.3.1	Pós-Combustão.....	44
2.3.2	Pré-Combustão.....	46
2.3.3	Oxi-Combustão.....	46
2.3.3.1	Unidade de Separação de Ar.....	50
2.3.4	Comparação entre pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão.....	51
2.3.5	Transporte de CO₂.....	52
2.3.6	Armazenamento de CO₂.....	55
2.4	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	55
3	METODOLOGIA.....	57
3.1	LEVANTAMENTO DE DADOS.....	57
3.2	SIMULAÇÃO.....	58
3.2.1	Definição das propriedades da simulação.....	63
3.2.2	Turbina a gás.....	64
3.2.3	Sistema de geração de vapor.....	67
3.2.4	Turbina a vapor.....	68
3.2.5	Sistema de resfriamento.....	69
3.2.6	Captura do CO₂.....	71

3.3	EXTRAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DE INTERFACE DE DADOS.....	71
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	73
4.1	CASO 1 – OXI-COMBUSTÃO.....	73
4.1.1	Turbina a Gás – caso 1.....	73
4.1.2	Sistema de geração de vapor – caso 1.....	75
4.1.3	Turbina a vapor – caso 1.....	76
4.1.4	Sistema de resfriamento – caso 1.....	77
4.1.5	Captura do CO ₂ – caso 1.....	78
4.1.6	Avaliação das principais correntes de energia da planta – caso 1.....	79
4.2	CASO 2 – COMBUSTÃO COM AR.....	81
4.2.1	Turbina a Gás – Caso 2.....	81
4.2.2	Sistema de geração de vapor – Caso 2.....	82
4.2.3	Turbina a vapor – Caso 2.....	83
4.2.4	Sistema de resfriamento – Caso 2.....	84
4.2.5	Captura do CO ₂ – Caso 2.....	85
4.2.6	Avaliação das principais correntes de energia da planta – Caso 2.....	87
4.3	TELAS DE MONITORAMENTO DE DADOS.....	88
5	CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS.....	93
5.1	CONCLUSÃO.....	93
5.2	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS.....	94
	REFERÊNCIAS.....	95
	APÊNDICE A – CÓDIGO HTML.....	99
	APÊNDICE B – CÓDIGO JAVASCRIPT + JQUERY 3.3.1....	112
	APÊNDICE C – CÓDIGO CSS.....	116

1 INTRODUÇÃO

Um dos fatores considerados importantes na avaliação do desenvolvimento de um país é o acesso da população à energia. A mensuração desse acesso e consumo de energia é um dos fatores que indicam desenvolvimento econômico e social, seja a energia de forma térmica, elétrica ou mecânica. Dentre uma das principais fontes de energia, o gás natural tem tido um papel fundamental para diversos países, já tem uma parcela importante da matriz energética mundial e continua aumentando sua participação. Tratando-se do Brasil, a produção nacional de gás natural quase que triplicou no período compreendido entre os anos 2000 até 2016, indo de 13 bilhões de m³/ano para aproximadamente 38 bilhões de m³/ano (ANP, 2017a).

Esse crescimento da oferta de gás natural aliado ao aumento do consumo de energia elétrica previsto para os próximos anos tem impactado bastante nas políticas públicas, bem como no comportamento do ser humano. Além disso, a necessidade de estabilização da concentração atmosférica de CO₂ demanda tecnologias de captura desse gás de efeito estufa de suas fontes emissoras (MARTÍN-GAMBOA, 2018; ANEEL, 2008).

As emissões atmosféricas estão sendo cada vez mais alvo de críticas pelos órgãos internacionais, principalmente a ONU, que discute na sua cúpula sobre desenvolvimento sustentável e envolve vários países no debate de mensuração e redução de tais emissões (BAILERA et al, 2018). O Brasil está incluso nessa iniciativa e, em 2015, durante a cúpula de desenvolvimento sustentável, foi definido que a meta do Brasil para redução das emissões de gases seria de 37% até 2025 e 43% até 2030 (MMA, 2018).

Diante desse cenário, destacam-se como uma das principais fontes estacionárias para a geração de energia elétrica as chamadas usinas termoeletricas ou termelétricas, que podem utilizar combustíveis como gás natural, óleo combustível, carvão, etanol, entre outros, a fim de gerar energia e suprir a demanda da população, complementando as demais formas de geração de energia, como as hidrelétricas, parques eólicos, biomassa, fotovoltaica, etc.

Grande parte das usinas termelétricas utilizam o gás natural como fonte primária para geração de energia elétrica, realizando sua queima em turbinas a gás, que por sua vez geram a energia elétrica que é enviada para a rede de distribuição e é transportada até o consumidor final, seja a população direta, sejam as indústrias (ANP, 2017b).

Não só o Brasil, mas o mundo atualmente está necessitando de tecnologias novas que permitam tanto o aumento da geração de energia e da eficiência energética, quanto a redução dos gases de exaustão oriundos do processo das termelétricas, cuja tendência é o crescimento de emissões de CO₂ decorrente do desenvolvimento econômico mundial. Como alternativa para a redução das emissões em usinas termelétricas surge a opção da oxi-combustão (OC), a qual é caracterizada por uma queima utilizando-se de oxigênio puro e já é empregada em algumas plantas pelo mundo. O produto desse processo é a energia elétrica, água e uma corrente de CO₂ mais concentrada e apta a ser capturada mais facilmente, reduzindo as emissões de acordo com o destino dessa corrente (GALLETTI et al, 2013; GALLETTI et al, 2010; WALL et al, 2009).

No tocante à eficiência energética, esse é um tema que está sendo tratado com seriedade por vários órgãos governamentais, internacionais e nacionais, bem como por empresas da iniciativa privada, devido ao fato de existir uma preocupação com a escassez dos recursos naturais e degradação do planeta. No Brasil existem vários órgãos e empresas que fomentam e incentivam a aplicação de práticas de eficiência energética, como ANEEL, MME, EPE, INEE, ONS, CPFL, CELPE, Light, entre outros.

De modo geral, as atividades que são desempenhadas na sociedade atual necessitam de energia para serem realizadas. Tal energia é oriunda de várias fontes como eletricidade, combustíveis líquidos, combustíveis gasosos, energia dos ventos, energia das marés, etc., e são utilizadas em várias aplicações, desde iluminação até seu uso em plantas industriais. O grande desafio está em utilizar essas fontes de energia de forma satisfatória, alinhando-as com uma tecnologia eficiente e que possibilite maximizar a razão “Energia ou produto útil da aplicação”/“Energia fornecida”, o que nem sempre tem sido levado em consideração no desenvolvimento e implantação dos empreendimentos (INEE, 2017).

Assim, o objetivo geral desta dissertação de mestrado é avaliar tecnicamente uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado – NGCC (*Natural Gas Combined Cycle*) e operando com o processo de oxi-combustão (OC) para captura do CO₂, bem como compara-la com uma termelétrica a NGCC que utiliza ar atmosférico para combustão.

Ambos os casos apresentam características distintas devido ao processo de oxi-combustão gerar como produto uma corrente majoritariamente composta por CO₂ e água utilizando-se de uma queima estequiométrica, diferentemente da combustão com ar, a qual tem uma corrente de produto repleta de N₂ oriundo do ar e normalmente é utilizado excesso de ar para garantir a combustão completa no processo. Tais particularidades do processo foram avaliadas neste trabalho considerando um viés técnico voltado para a captura e sequestro do CO₂ e eficiência energética.

Além disso, diante da 4ª revolução industrial, a qual está promovendo uma mudança no comportamento da população e as interações estão sendo cada vez mais no âmbito digital, o acesso a dados e sua conversão em informação útil faz-se cada vez mais necessária. Tendo em vista isso, neste trabalho também foi criada uma interface web para visualização dos dados oriundos das simulações, com o objetivo de criar um sistema que pode ser acessado em dispositivos de comunicação em qualquer local, possibilitando a disseminação de informações importantes sobre características de operação de processos apenas com o uso de simulações.

Os objetivos específicos desta dissertação de mestrado são:

- Realizar a simulação de uma usina termelétrica NGCC/OC;
- Realizar a simulação de uma usina termelétrica NGCC utilizando ar para combustão;
- Comparar os resultados dos processos NGCC/OC e NGCC avaliando-se a viabilidade de separação do CO₂ e a eficiência energética.
- Desenvolver uma interface para extrair as informações do software de simulação de processos e disponibilizá-las para visualização.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste tópico é apresentada uma contextualização do panorama energético, tanto brasileiro, quanto mundial, bem como a fundamentação teórica relacionada com gás natural e usinas termelétricas, sistemas de captura e sequestro de CO₂, eficiência energética e monitoramento de dados.

2.1 PANORAMA ENERGÉTICO

A energia está em toda parte e transforma tudo. Ela ajuda o ser humano a sobreviver e possibilita uma vida mais completa, confortável e dinâmica. Ter acesso à energia elétrica não está somente vinculado ao uso de equipamentos eletrônicos para o bem-estar, o acesso à energia influi diretamente na educação, saúde, igualdade entre as pessoas, segurança, entre outros âmbitos da sociedade. Atualmente, ainda existem no mundo cerca de 1,3 bilhão de pessoas que não possuem acesso à energia elétrica. O número é alto, cerca de 18% da população mundial, a qual estima-se estar em 7,6 bilhões de pessoas (ONU, 2017).

Indivíduos e sociedades utilizam eletricidade, combustíveis para transporte e outras formas de energia com a finalidade de tornar a vida melhor. Economias em crescimento significam que mais pessoas poderão ter acesso às características de um estilo de vida de padrão mais elevado, como melhores moradias, ar condicionado, eletrodomésticos, veículos próprios e computadores. Além disso, a criação de nova demanda de energia ocorre pela migração constante das populações das zonas rurais para as áreas urbanas. Em 1950 cerca de 30% da população mundial vivia em áreas urbanas. Com o passar dos anos esse percentual tem aumentado e tende a continuar aumentando, de forma que a capacidade energética requerida para suprir as necessidades deve ser maior. Em 2018 a população mundial que habita áreas urbanas está em torno de 55% e estima-se que em 2050 cerca de 68% dos residentes estarão nos grandes centros urbanos. No Brasil a situação já é diferente, sendo a população urbana cerca de 87% e a rural cerca de 13% (ONU, 2018; IEA, 2016a).

Ao mesmo tempo, novas tecnologias para melhorar a eficiência dos processos de geração e distribuição de energia servirão para compensar o crescimento da demanda. Caso a tecnologia não evoluísse nesse período e o

planejamento das cidades não for eficaz, poderia haver um aumento desordenado na demanda de energia global de modo a inviabilizar o ecossistema. Entretanto, espera-se que uma grande parcela desse aumento seja evitada por avanços na eficiência energética, como, por exemplo, o uso de carros com tecnologia mais avançada, os quais terão maior economia de combustível e provavelmente entrarão no mercado.

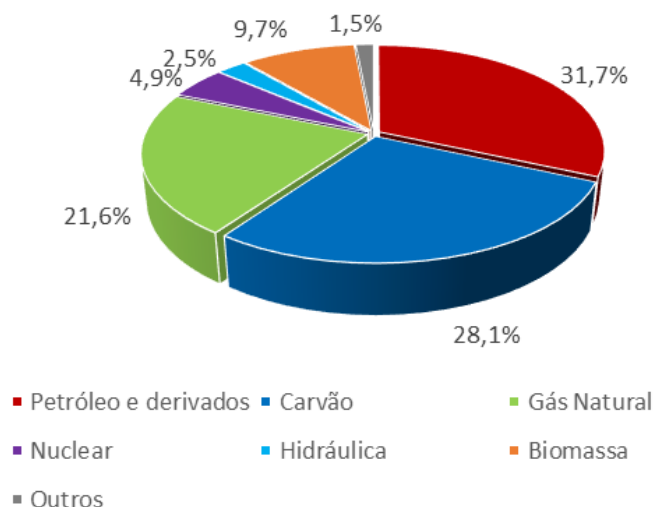
Segundo uma estimativa do *United Nations Department of Economic and Social Affairs*, a população do mundo se aproximará dos 9 bilhões de pessoas em 2045, e todos os seres humanos serão desafiados a não só satisfazer as necessidades básicas, mas também a melhorar os padrões de vida em todo o mundo. Tal desafio exigirá um esforço enorme por parte de todos e requererá um aumento no uso da energia em todo o mundo. É fato que o planeta não só mantém um vasto e diversificado leque de recursos energéticos, como também possui tecnologias cada vez mais avançadas que podem fornecer essa energia de forma segura e confiável (ONU, 2018).

2.1.1 Matriz Energética e Elétrica Mundial

A Matriz Energética representa o conjunto de fontes de energia disponíveis para transporte, alimentação e geração de energia elétrica. Já a Matriz Elétrica reúne exclusivamente as fontes disponíveis para geração de energia elétrica, de modo que a matriz elétrica está inserida e compõe a matriz energética.

No mundo, a realidade da matriz energética é que cerca de 85% são oriundas de fontes não-renováveis e este cenário permanecerá assim por muito tempo. A estrutura do consumo das fontes energéticas constitui um dos aspectos-chave para prever os desafios a serem enfrentados no futuro. A Figura 1 mostra a matriz energética mundial no ano de 2015 (EPE, 2018).

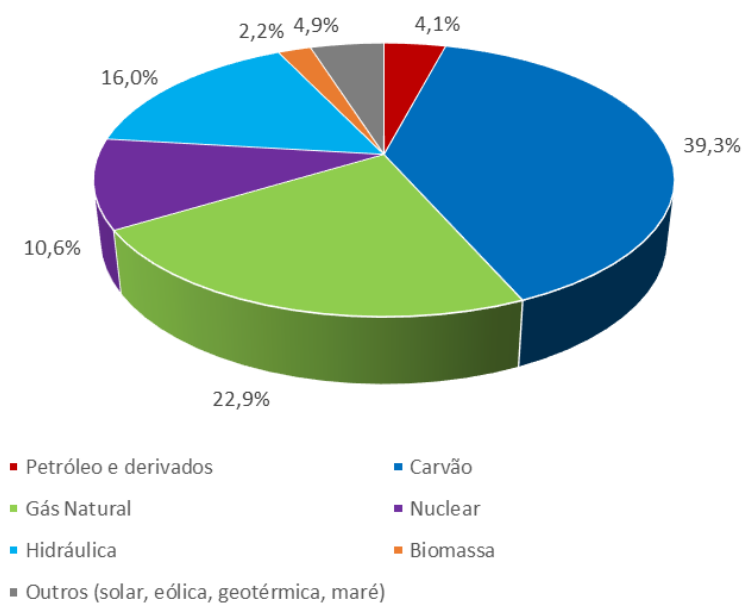
Figura 1 – Distribuição da matriz energética mundial em 2016.



Fonte: Adaptado de EPE, 2018.

A matriz elétrica mundial é composta principalmente por fontes não-renováveis como petróleo, gás natural e carvão, sendo este último a maior fonte primária para geração de energia elétrica, como pode ser visto na Figura 2.

Figura 2 – Distribuição da matriz elétrica mundial em 2016.

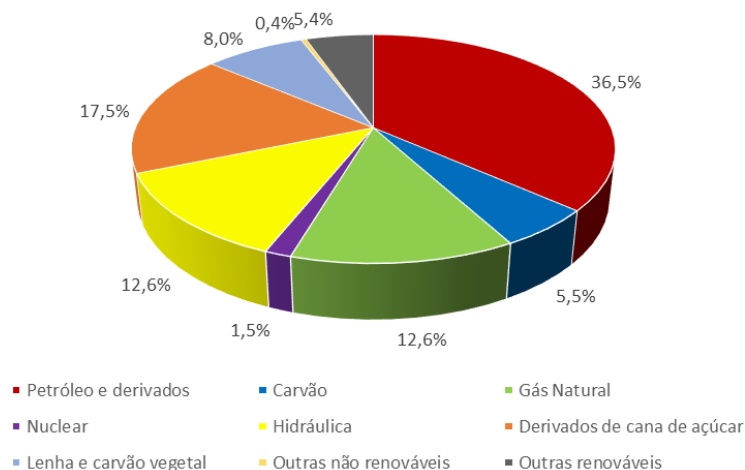


Fonte: Adaptado de EPE, 2018.

2.1.2 Matriz Energética e Elétrica Brasileira

O Brasil tem uma matriz energética bem diversificada devido aos seus recursos naturais existentes e, por isso, é muito diferente da matriz energética mundial. Apesar do uso de fontes não-renováveis ainda ser maior que o consumo de fontes renováveis, quando comparado ao mundo, o Brasil apresenta um uso bem maior das fontes renováveis, as quais totalizam cerca de 43,5%, conforme pode ser visto na Figura 3.

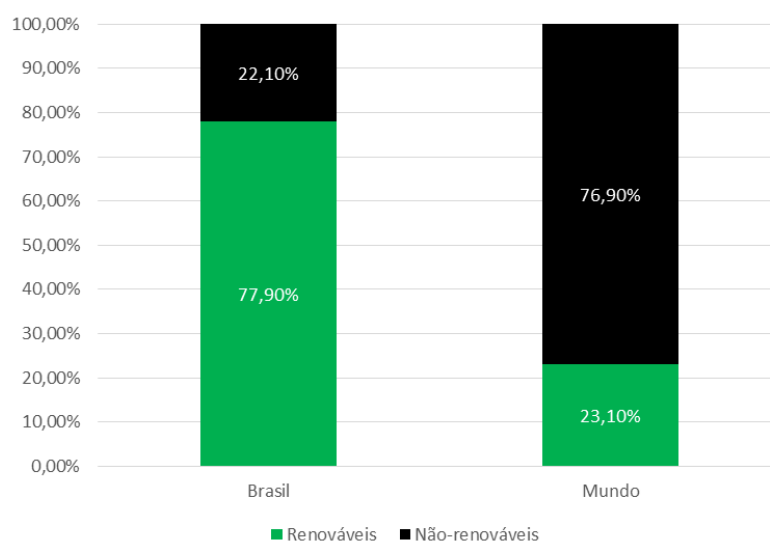
Figura 3 – Distribuição da matriz energética brasileira em 2017.



Fonte: Adaptado de EPE, 2018.

A Figura 4 mostra uma comparação do uso de fontes renováveis e não-renováveis no mundo e no Brasil.

Figura 4 – Comparação do uso de fontes renováveis e não-renováveis na matriz energética brasileira e mundial.

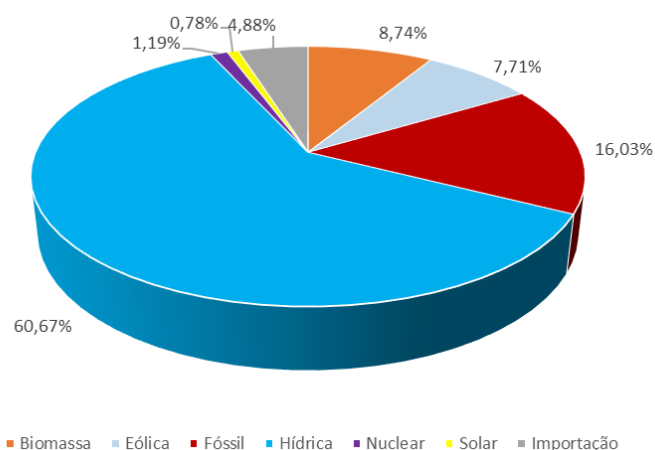


Fonte: FONTES, 2018.

Diante da Figura 3 e da Figura 4 percebe-se que a matriz energética brasileira é mais renovável que a matriz energética mundial. Isto é muito importante e impacta diretamente na emissão de gases do efeito estufa, que são emitidos majoritariamente por fontes não renováveis.

A matriz elétrica brasileira apresenta ainda um número bem maior no tocante ao uso de fontes renováveis focadas para geração de energia elétrica. A Figura 5 mostra a distribuição da matriz elétrica brasileira com base nos dados da ANEEL (ANEEL, 2018).

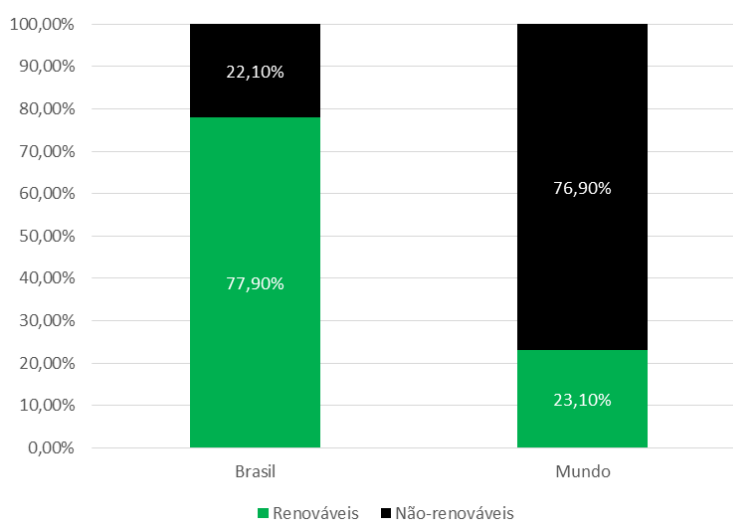
Figura 5 – Distribuição da matriz elétrica brasileira em 2017.



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018.

Fazendo a mesma comparação entre a matriz elétrica brasileira e a mundial, percebe-se uma discrepância enorme no que diz respeito ao uso de fontes renováveis, como pode ser visto na Figura 6.

Figura 6 – Comparação do uso de fontes renováveis e não-renováveis na matriz elétrica brasileira e mundial.



Fonte: FONTES, 2018.

2.2 GÁS NATURAL E USINAS TERMELÉTRICAS

O crescimento da produção de gás natural tem como impulsionadores os preços mais elevados da energia elétrica e do refinamento de duas tecnologias complementares de produção, fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. O avanço dessas tecnologias também está permitindo a extração de gás não-convencional, que é o gás preso em formações rochosas duras, como xisto, e que requerem métodos não convencionais para tornar a exploração rentável (WEBER, 2014).

Tendo em vista esse crescimento da oferta de gás natural, tanto convencional, quanto não-convencional, é necessário o desenvolvimento de novas tecnologias e a melhoria das existentes, de modo a promover uma maior eficiência de seu uso. Atualmente, não somente no Brasil, como no mundo, várias usinas termelétricas utilizam o gás natural como sua fonte primária para geração de energia elétrica, porém, tais usinas estão operando com uma eficiência energética muito baixa, acarretando numa subutilização de seu potencial e tornando o preço da energia elétrica ainda mais alto (CAINENG et al, 2018; FONTES et al, 2016).

As usinas termelétricas podem operar em ciclo simples ou combinado. As usinas que operam em ciclo simples e utilizam gás natural como fonte de energia primária geralmente apresentam dois tipos de configuração, variando o tipo de turbina que é o equipamento gerador da energia elétrica. A primeira configuração, a configuração em ciclo simples, contém uma turbina a gás e a segunda, a configuração em ciclo combinado, contém uma turbina a vapor associada a uma turbina a gás (MAHESHWARI, 2019; ANEEL, 1999).

Na primeira configuração de ciclo simples, a geração de energia pode ser realizada com o emprego de turbina a gás ou turbina a vapor. Para o caso exclusivo da turbina a gás, o gás natural é queimado na câmara de combustão, fornecendo a energia necessária para o seu acionamento e gerando potência, a qual é transformada em energia elétrica. Já para o caso do uso exclusivo da turbina a vapor, o gás natural é queimado em caldeiras para promover a geração do vapor, o qual é direcionado para a turbina a vapor, que por sua vez produz energia elétrica.

As usinas termelétricas que operam em ciclo combinado geram energia elétrica a partir da associação de turbinas a gás e turbinas a vapor. Nesta

configuração há uma integração energética maior, uma vez que após o gás natural ser queimado na câmara de combustão da turbina a gás e gerar potência, os gases de exaustão, ainda com a temperatura elevada, produzem vapor numa caldeira recuperadora de calor (HRSG – Heat Recovery Steam Generator), que por sua vez aciona uma turbina a vapor, gerando potência novamente.

2.2.1 Máquinas Térmicas e Ciclos de Potência

O conceito termodinâmico de máquinas térmicas e ciclos de potência é bem difundido e amplamente conhecido no meio de engenharia e ciências da natureza. Uma máquina térmica é um dispositivo que retira energia térmica de sua vizinhança e realiza trabalho útil, ou seja, transforma calor em trabalho (HALLIDAY, 2009).

Toda máquina térmica opera com um fluido de trabalho, o qual é responsável pela transferência da energia através de sua expansão no interior da máquina, acionando o sistema mecânico acoplado e realizando trabalho.

Conforme a existência da necessidade de a máquina operar de forma contínua para permanecer gerando trabalho, o sistema requer que o fluido de trabalho opere num ciclo, de modo que o fluido de trabalho deve ser submetido a uma série de processos termodinâmicos que se repetem em cada ciclo.

A geração de energia pode ser dada por vários tipos de plantas de potência, também conhecidas como usinas de energia. Tais usinas utilizam, a depender de sua configuração e matéria prima, tipos diferentes de fontes renováveis ou não renováveis, bem como podem operar ou não em ciclos, como pode ser visto na Tabela 1 (U.S. DoE, 2018).

Tabela 1 – Plantas de potência e seus respectivos ciclos termodinâmicos.

Tipo de planta de potência	Fonte Não Renovável	Fonte Renovável	Ciclo Termodinâmico
Planta alimentada a Carvão	X		Rankine
Planta alimentada a Gás Natural	X		Brayton
Energia Nuclear	X		Rankine
Derivados do Petróleo	X		Rankine
Biomassa		X	Rankine
Geotérmica		X	Rankine
Energia Solar		X	Rankine
Hidrelétrica		X	Não aplicável
Eólica		X	Não aplicável
Fotovoltaica Solar		X	Não aplicável
Células a combustível	X	X	Não aplicável
Correntes, Marés e Ondas		X	Não aplicável

Fonte: U.S. DoE, 2018

De acordo com a Tabela 1, percebe-se que 8 dos 12 tipos de plantas de potência listados podem utilizar fontes renováveis de energia, considerando que as células a combustível podem possuir sua matéria-prima oriunda de fontes renováveis ou não. Observando apenas este número de plantas de potência que utilizam fontes renováveis isoladamente, pode-se inferir que existe um direcionamento industrial cada vez maior para o desenvolvimento sustentável, entretanto essa hipótese não considera que a parcela de energia produzida por

essas fontes alternativas é bem menor que a produzida pelas plantas industriais que utilizam fontes não renováveis, seja por questões econômicas, seja por questões de viabilidade técnica e maturidade de tecnologias.

As cinco plantas de potência que usam fontes não renováveis representam as maiores contribuições de geração de energia no mundo, com destaque para o carvão, gás natural, petróleo e energia nuclear. Dessas quatro destacadas, três delas envolvem combustão e necessita de controle de emissões, as quais são carvão, gás natural e petróleo. Vale salientar também que a maioria dessas plantas de potência operam em ciclos termodinâmicos, sendo divididos principalmente em Ciclo Rankine e Ciclo Brayton.

A turbina a gás, um dos equipamentos principais utilizados em termelétricas para geração de energia, é um motor de combustão interna, embora esta denominação normalmente seja utilizada para motores de combustão interna alternativos, como os que são utilizados em automóveis, caminhões e ônibus, os quais são máquinas térmicas e operam em ciclos termodinâmicos como Otto, Diesel e Dual. A turbina a gás também é considerada uma máquina térmica e opera de acordo com o Ciclo Brayton, o qual será melhor detalhado adiante.

2.2.1.1 Turbinas a Gás e o Ciclo Brayton

O Ciclo Brayton é um ciclo termodinâmico de potência utilizado para representar os processos térmicos que ocorrem nas turbinas a gás. Tais equipamentos apresentam uma relação favorável entre potência de saída e peso que as tornam adequadas não somente para a finalidade de geração de energia elétrica em fontes fixas, mas também para aplicações em transportes, como propulsão de aeronaves e instalações de potências marítimas (SHAPIRO et al, 2013).

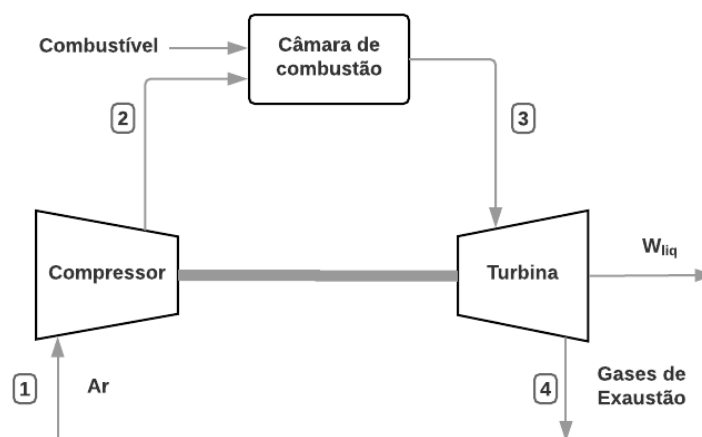
Hoje em dia a maioria das turbinas a gás destinadas à produção de energia elétrica utilizam gás natural como insumo e fonte primária de energia. Entretanto, de acordo com a configuração da unidade industrial, algumas turbinas a gás operam com outros tipos de combustíveis, como por exemplo óleo combustível, etanol, propano, gases provenientes de aterros, estações de tratamento de esgoto, resíduos animais, gás de síntese ($\text{CO} + \text{H}_2$), entre outros tipos de fluidos. Vale salientar que, dependendo do tipo de combustível e queimador que será utilizado na câmara de

combustão, é necessário realizar uma atomização do combustível com vapor de água previamente para evitar problemas nos queimadores.

No Brasil existem vários exemplos de termelétricas que podem operar com um ou mais desses fluidos mencionados acima como fonte primária de energia, como por exemplo a termelétrica Juiz de Fora da Petrobrás, que pode operar com gás natural e/ou etanol.

As plantas industriais que possuem na sua configuração turbinas a gás podem operar tanto em modo aberto, quanto em modo fechado. O modo de operação mais comum utilizado nas indústrias é o aberto, que pode ser visto na Figura 7.

Figura 7 – Modo de operação aberto de uma turbina a gás.



Fonte: FONTES, 2018.

Nesta configuração o ar, que é o fluido de trabalho do processo, é succionado para um compressor, onde ele é comprimido até uma pressão mais elevada e direcionado para a câmara de combustão. No processo ideal esta compressão é adiabática e, portanto, não há adição de calor.

Após o ar ser comprimido, o mesmo entra na câmara de combustão, onde ocorre a mistura com o combustível e a combustão propriamente dita, gerando os produtos da combustão a elevadas temperaturas, também chamados de gases de exaustão.

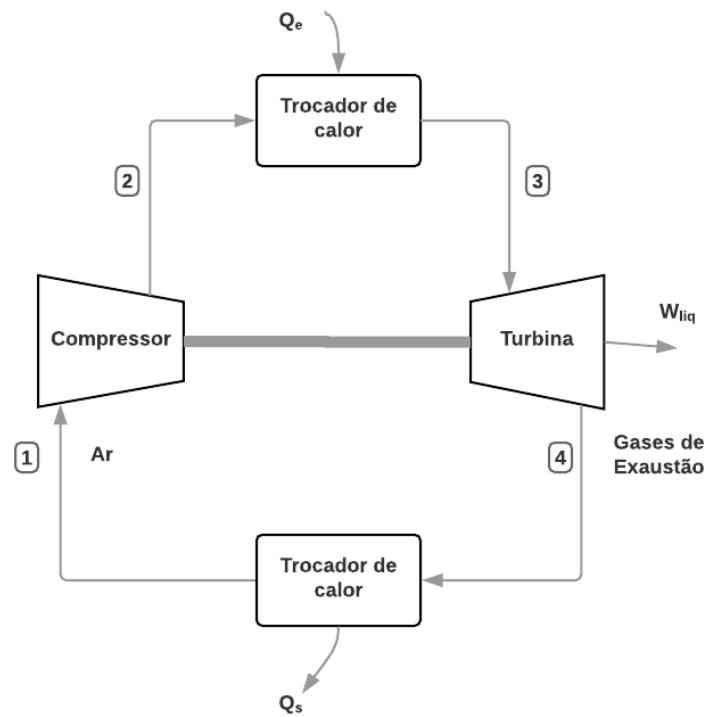
Os gases de exaustão, por sua vez, sofrem expansão na turbina e geram a energia elétrica, que é utilizada tanto para o acionamento do compressor, quanto para disponibilização na rede elétrica para uso. Após ser expandido e ter gerado energia, os dois destinos mais comuns para os gases de exausto são:

1. Descarte para a atmosfera;
2. Geração de vapor em caldeira recuperadora (HRSG).

Já no modo de operação fechado, o fluido de trabalho é recirculado dentro do processo, como pode ser visto na Figura 8 e Figura 9. Normalmente o fluido de trabalho mais utilizado nesse modo é o vapor, porém outros fluidos podem ser utilizados. O ciclo Brayton acontece em 4 etapas, as quais são:

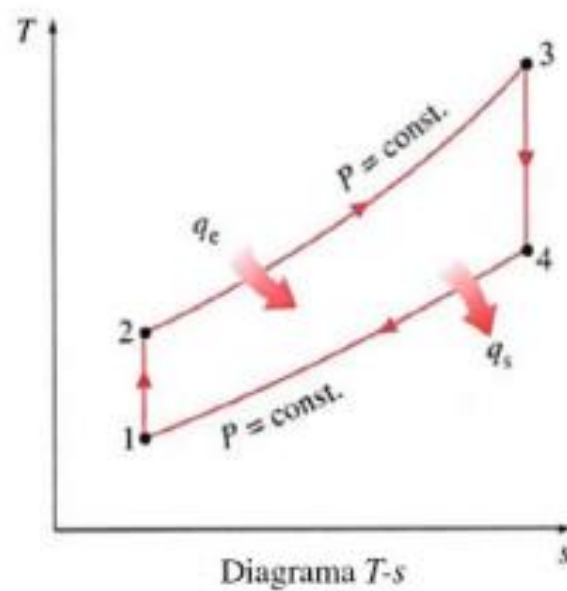
1. Etapa 1-2: Compressão isentrópica do fluido de trabalho;
2. Etapa 2-3: Fornecimento de calor a pressão constante;
3. Etapa 3-4: Expansão isentrópica na turbina;
4. Etapa 4-1: Descarte de calor a pressão constante.

Figura 8 – Modo de operação fechado de uma turbina.



Fonte: FONTES, 2018.

Figura 9 – Diagrama T-S do ciclo Brayton.



Fonte: SHAPIRO, 2013.

Neste modo de operação não há câmara de combustão para promover a queima do combustível como existe no modo aberto, de maneira que o fluido de trabalho é direcionado para trocadores de calor e recebe aportes de energia por transferência de calor de fontes externas, como, por exemplo, um reator nuclear (SHAPIRO et al, 2013).

Após ser aquecido, o fluido de trabalho é expandido da mesma forma que no ciclo aberto na turbina e gera potência, tanto para o acionamento do compressor, quanto para disponibilizar a energia na rede elétrica também. Os gases provenientes da saída da turbina, diferentemente do modo de operação em ciclo aberto, são enviados para outro trocador de calor, que por sua vez resfria o gás e o reenvia para o compressor, fechando o circuito do fluido de trabalho.

2.2.1.2 Turbinas a Vapor e o Ciclo Rankine

A turbina a vapor é um importante equipamento de todas as plantas de potência que são regidas pelo Ciclo Rankine, o qual representa o bloco básico e essencial para a produção de potência utilizando-se o vapor.

Cerca de 90% de toda a energia produzida no mundo é gerada por sistemas de potência a vapor que utilizam o Ciclo Rankine como ciclo termodinâmico regente. Tal número evidencia que as turbinas a vapor apresentam uma grande importância para a geração de energia elétrica mundialmente (WISER, 2000).

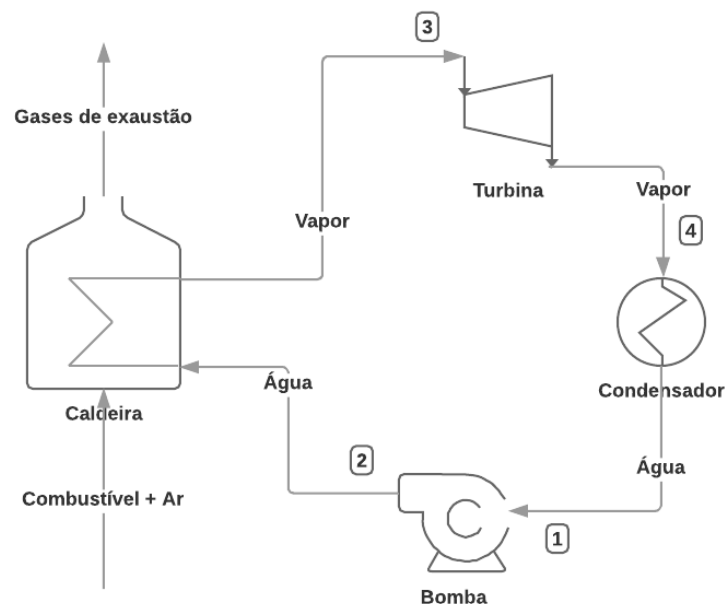
Independentemente da fonte de energia que é utilizada para a vaporização do fluido de trabalho (combustível fóssil, energia nuclear, energia solar ou geotérmica, por exemplo), bem como o tipo do fluido de trabalho, o vapor produzido é direcionado para a turbina a vapor, local onde se expande, havendo uma despressurização até uma baixa pressão e gerando trabalho de eixo na turbina. Tal eixo é conectado a um gerador elétrico, que por sua vez desenvolve potência e transforma a energia mecânica do trabalho de eixo em energia elétrica. Após liberar sua energia para a rotação o eixo, o vapor é condensado num condensador e retorna para o processo em forma de líquida (SHAPIRO et al, 2013).

Normalmente o fluido de trabalho mais utilizado no ciclo Rankine é vapor de água, porém é possível usar outros fluidos para gerar potência. Conforme pode ser

observado na Figura 10 e Figura 11, o ciclo Rankine é realizado em quatro etapas, as quais são:

1. Etapa 1-2: Compressão isentrópica da água para a caldeira;
2. Etapa 2-3: Vaporização isobárica da água na caldeira;
3. Etapa 3-4: Expansão isentrópica do vapor na turbina;
4. Etapa 4-1: Condensação isobárica do vapor no condensador.

Figura 10 – Esquemático do ciclo Rankine.



Fonte: FONTES, 2018.

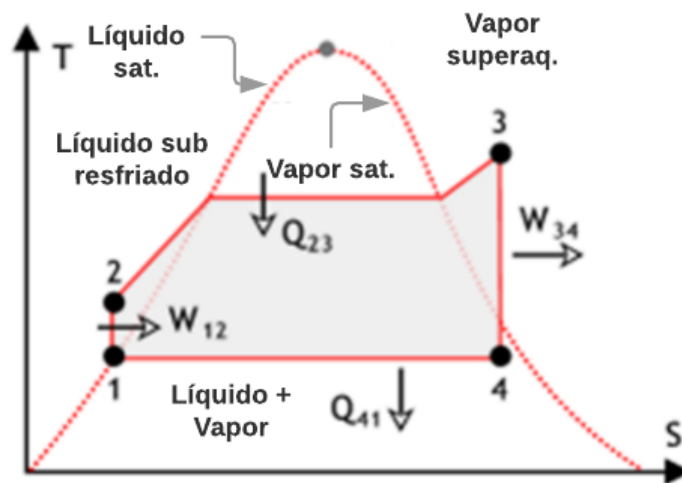
Na etapa 1-2, o fluido de trabalho entra na bomba como líquido saturado e tem sua pressão elevada até a pressão de operação da caldeira.

Na etapa 2-3, o fluido de trabalho é aquecido e evaporado até a condição de vapor que será aplicada no processo, podendo o vapor atingir os estados superaquecido ou saturado.

Na etapa 3-4, o vapor sofre uma expansão isentrópica na turbina, fazendo com que o eixo da turbina gire e acione o gerador elétrico acoplado, gerando potência e expandindo o vapor.

Na etapa 4-1, o vapor ou a mistura vapor-líquido exaurido da turbina entra no condensador, onde é refrigerado até sua condensação para retorno ao processo e consequentemente reiniciar o ciclo.

Figura 11 – Diagrama T-S do ciclo Rankine.



Fonte: SHAPIRO, 2013.

Como a busca por processos mais eficientes do ponto de vista energético são cada vez mais requeridos, algumas medidas podem ser aplicadas para aumentar o rendimento do ciclo Rankine, as quais são:

- Reduzir a pressão na saída da turbina
- Aumentar a pressão de operação da caldeira
- Superaquecer o vapor

Apesar de serem ações que possam aumentar a eficiência, todas as medidas apresentadas acima possuem algumas limitações. Primeiramente, a redução da pressão na saída da turbina pode gerar condensação do vapor, criando gotículas que podem destruir os internos da turbina. Já o aumento da pressão de operação da caldeira está atrelado ao aumento da temperatura, de modo que os esforços

térmicos e mecânicos também aumentam, podendo acarretar ruptura de bocais e tubulações, vibração excessiva, quebra de instrumentos, entre outros problemas. Por fim, o superaquecimento do vapor também está atrelado ao aumento da temperatura, podendo gerar os mesmos problemas do aumento da pressão na caldeira.

Algumas configurações e arranjos de equipamentos também podem ser empregados para promover o aumento da eficiência de uma planta de potência a vapor. Tais configurações podem envolver a inserção de alguns equipamentos, a integração energética de suas correntes de processo, bem como a extração do vapor para aquecimento direto. Esses arranjos alternativos são conhecidos como ciclos com regeneração, reaquecimento e extração de vapor. Ressaltando-se que essas configurações podem coexistir e aperfeiçoar ainda mais o processo.

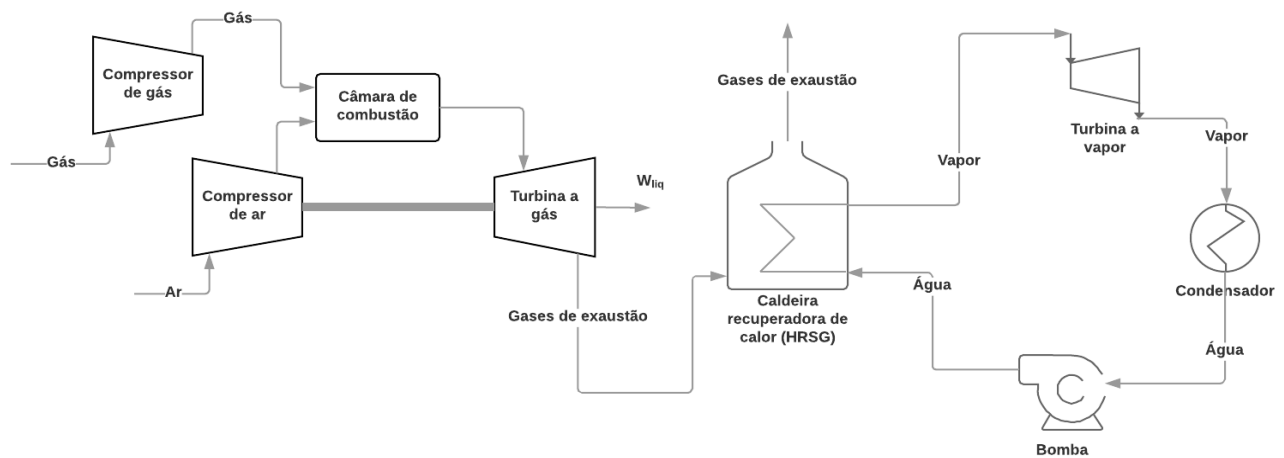
2.2.1.3 Usina Termelétrica NGCC

A usina termelétrica NGCC é uma planta que gera potência a partir da combustão do gás natural e que opera em ciclo combinado, isto é, opera com uma associação de uma turbina a gás e uma turbina a vapor com a finalidade de produzir eletricidade.

As termelétricas podem operar em ciclo simples ou combinado. Entretanto, o rendimento do ciclo simples é reduzido devido ao não reaproveitamento da energia oriunda dos gases de exaustão. Assim, a configuração da termelétrica em ciclo combinado é mais utilizada, pois provém um maior aproveitamento energético ao processo.

Neste tipo de usina termelétrica, que opera em ciclo combinado, acontece a união entre a turbina a gás, que opera de acordo com o Ciclo Brayton, e turbina a vapor, que opera de acordo com o Ciclo Rankine. Esta fusão entre as duas plantas de potência opera de acordo com o Ciclo Brayton-Rankine, que nada mais é que o reaproveitamento da energia dos gases de exaustão da turbina a gás para melhorar a eficiência e geração de energia elétrica da planta industrial. A Figura 12 mostra a configuração mais comum de uma termelétrica operada com gás natural e em ciclo combinado (IDRISSA, M. A. K., 2019).

Figura 12 – Usina Termelétrica NGCC.



Fonte: FONTES, 2018.

Pode-se identificar na Figura 12 os principais equipamentos típicos de uma termelétrica NGCC, os quais são:

- Turbina a gás;
- Compressor de ar;
- Compressor de gás;
- Caldeira recuperadora de calor (HRSG);
- Turbina a vapor;
- Condensador;
- Bomba de alimentação de água.

Este trabalho foi realizado considerando-se a turbina a gás operando em modo aberto, uma vez que a termelétrica é do tipo NGCC, de modo que deve ser integrada e requer geração de vapor na HRSG para uso em turbinas a vapor e a consequente geração de potência.

2.3 SISTEMAS DE CAPTURA E SEQUESTRO DE CO₂

O conceito de captura e armazenamento de carbono (CCS – Carbon Capture and Storage) está ligado ao conjunto de técnicas e tecnologias que permitem a captura de dióxido de carbono (CO₂) a partir da combustão ou processos industriais,

o transporte de CO₂ através de navios ou gasodutos, e seu armazenamento subterrâneo, o qual pode ser realizado em reservatórios de óleo e gás esgotados, em grandes cavernas, bem como em formações salinas profundas (IEA, 2017).

Atualmente o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias para geração de energia de modo sustentável está em crescimento e em alguns casos chega a ser até mandatório a existência de equipamentos, configurações de unidades industriais e características do processo que favoreçam a redução das emissões atmosféricas.

Diante das novas restrições ambientais que estão sendo determinadas para os países, as emissões de CO₂ na atmosfera estão cada vez mais sendo evitadas e novas rotas para que isso seja minimizado estão sendo estudadas.

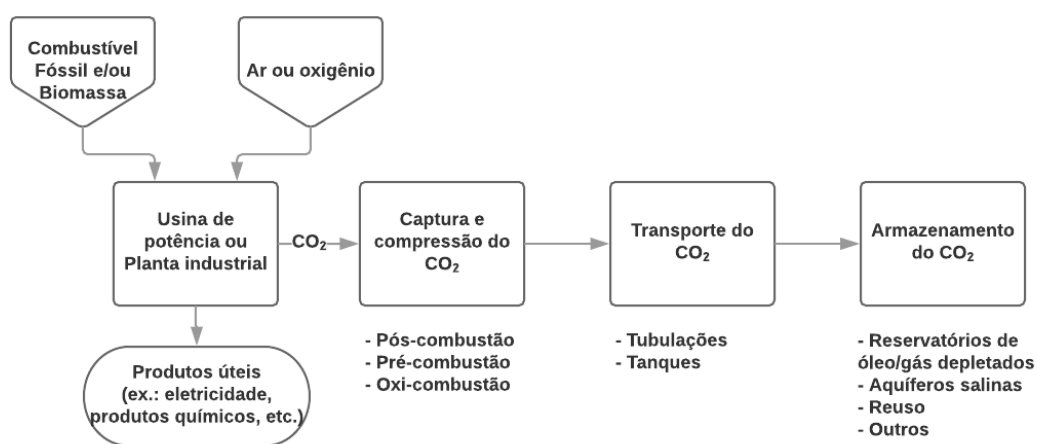
Algumas diretrizes internacionais se iniciaram há algum tempo, como o Protocolo de Kyoto (adotado em dezembro de 1997), o qual foi um tratado internacional que tinha como objetivo fazer com que os países desenvolvidos assumissem o compromisso de reduzir as emissões atmosféricas que agravam o efeito estufa, a fim de aliviar os impactos causados pelo aquecimento global. O protocolo foi um dos alicerces para o futuro Acordo de Paris (*Paris Agreement*), que teve seu início em 2015, principalmente pelo comprometimento internacional com a redução dos gases do efeito estufa e pelo estabelecimento de um mecanismo de cooperação que permitia a redução de cada país, ainda que alguns países como os EUA tenham se negado a cumprir o acordo (KURIYAMA, 2018; ÁLVAREZ, 2019).

Além disso, são realizados eventos constantemente para estabelecer metas e criar formas de desenvolvimento que não sejam prejudiciais ao planeta. Como exemplo dessas novas restrições ambientais que estão entrando em vigor atualmente, pode-se citar que em setembro de 2015, durante Cúpula da ONU sobre Desenvolvimento Sustentável, foi definido que a meta do Brasil para redução das emissões atmosféricas seria de 37% até 2025 e 43% até 2030, números bastante expressivos e que necessitam de políticas severas e tecnologias robustas para que sejam atingidos (MMA, 2018).

Por esses motivos, a tecnologia da Captura e Sequestro de Carbono é uma das rotas tecnológicas que tem se desenvolvido bastante e que podem auxiliar no

processo de redução das emissões atmosféricas. O processo completo pode ser visto no esquema da Figura 13.

Figura 13 – Esquemático do sistema de captura e sequestro de CO₂.



Fonte: Adaptado de RUBIN, 2012.

Os maiores volumes de CO₂ emitidos atualmente podem ser capturados a partir de indústrias de grande porte pontuais, como as indústrias de geração de energia, que correspondem a cerca de 40% das emissões totais de CO₂ gerados pelo homem. As grandes plantas de potência movidas a combustíveis fósseis correspondem por quase metade das emissões totais de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis. Além disso, vale salientar que entre 85% a 90% da energia elétrica gerada globalmente é oriunda de turbinas a vapor que utilizam combustíveis fósseis e biomassa como fonte de energia (RACKLEY, 2010).

Tal número expressivo mostra que o desenvolvimento de tecnologias de captura e sequestro de CO₂ no setor de geração de energia elétrica é importante e necessita de uma atenção especial, uma vez que o aumento da demanda por eletricidade previsto que acontecerá mundialmente influenciará diretamente no bem estar das pessoas e no meio ambiente, tanto em países emergentes que estão com um ritmo de desenvolvimento acelerado, quanto em países desenvolvidos que estão cada vez mais inseridos na quarta revolução industrial.

A Tabela 2 mostra as emissões de CO₂ provenientes de plantas de potência por fontes de grande porte.

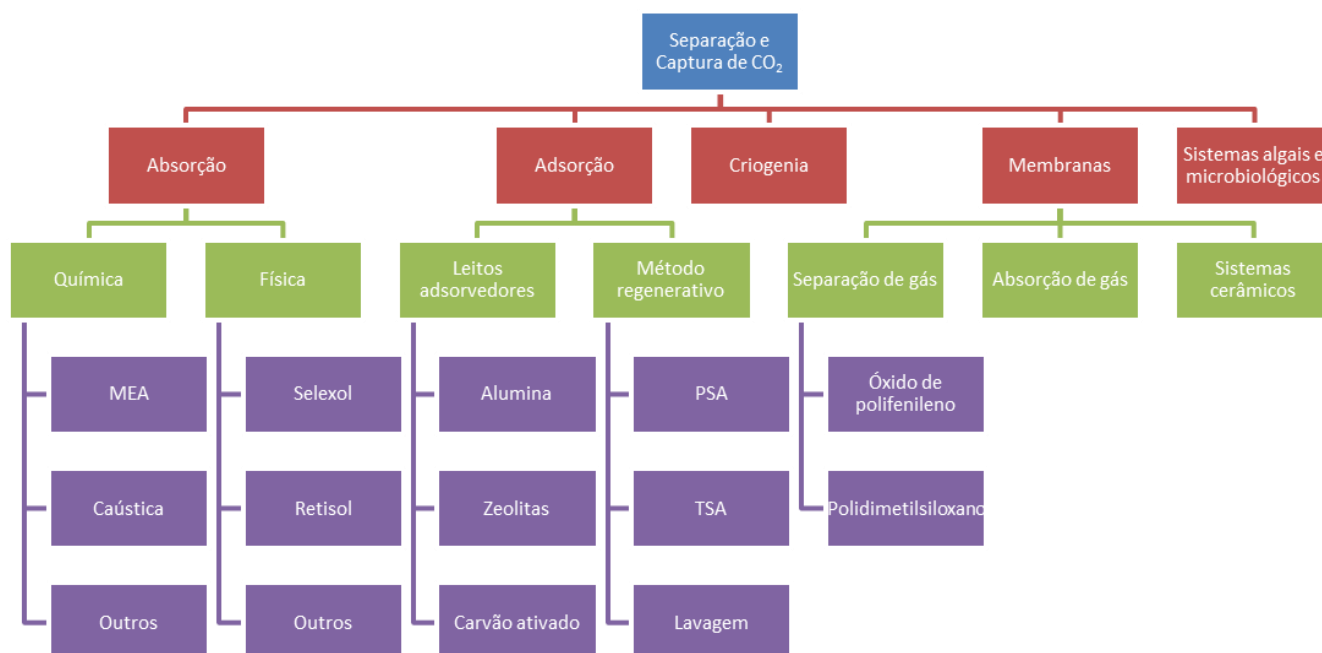
Tabela 2 – Emissões de CO₂ de usinas movidas a energia fóssil: fontes pontuais de grande porte.

Fonte primária de energia	Emissões por fonte (Mton de CO ₂ por ano)	Número de fontes de grande porte	Média anual de emissões por fonte (Mton de CO ₂ por ano)
Carvão	7984	2025	3,9
Gás natural	1511	1728	0,9
Óleo	980	1108	0,9

Fonte: RACKLEY, 2010.

Várias tecnologias estão sendo desenvolvidas para promover o sequestro de CO₂ de plantas industriais. Essas tecnologias promovem a captura do CO₂ de uma mistura de gases e algumas dessas tecnologias já estão disponíveis no mercado e sendo amplamente aplicadas em indústrias. Tais tecnologias podem ser vistas na Figura 14.

Figura 14 – Opções de tecnologias para separação e captura do CO₂.



Fonte: Adaptado de RUBIN, 2012.

A escolha do método para separação e captura do CO₂ depende fortemente da aplicação, mas, em todos os casos, o objetivo é produzir uma corrente de CO₂ puro que pode ser reutilizado, armazenado permanentemente ou sequestrado, o que é feito tipicamente numa formação geológica. O armazenamento do CO₂ requer pressões elevadas para realização da injeção do CO₂ nesses reservatórios. Assim, o CO₂ capturado é primeiramente comprimido até o estado supercrítico, tornando-se líquido, e depois é transportado por tubulações e direcionado para o seu reservatório (RUBIN et al., 2012).

Os métodos para captura do CO₂ são classificados basicamente como processos pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão, sendo este último o foco deste trabalho.

Para KANICHE et al (2010), os três métodos mencionados acima são os mais comuns e são utilizados de acordo com as seguintes finalidades:

- Pré-combustão: para capturar CO₂ em um gás de síntese após a conversão de CO em CO₂;

- Pós-combustão: para capturar CO_2 nos gases de escape, uma vez que o combustível foi completamente queimado com ar;
- Oxi-combustão: combustão na presença de oxigênio puro com reciclagem de gases de escape (portanto, composto principalmente de CO_2 e água) e purificação da corrente de CO_2 , para eliminar gases não condensados que não sejam vapor de água.

Os processos pós-combustão, pré-combustão e oxi-combustão serão melhor detalhados nos tópicos 2.3.1, 2.3.2 e 2.3.3, respectivamente.

2.3.1 Pós-Combustão

O processo de Pós-Combustão consiste no tratamento do gás de exausto proveniente da queima de combustíveis fósseis. Esses gases de combustão são praticamente compostos por N_2 , H_2O e CO_2 , além de existir impurezas oriundas da queima como SO_2 , NO_x e fuligem. Em alguns casos é necessário que haja a remoção dessas impurezas para viabilizar a separação do CO_2 de forma eficiente, havendo unidades para promover a remoção desses contaminantes.

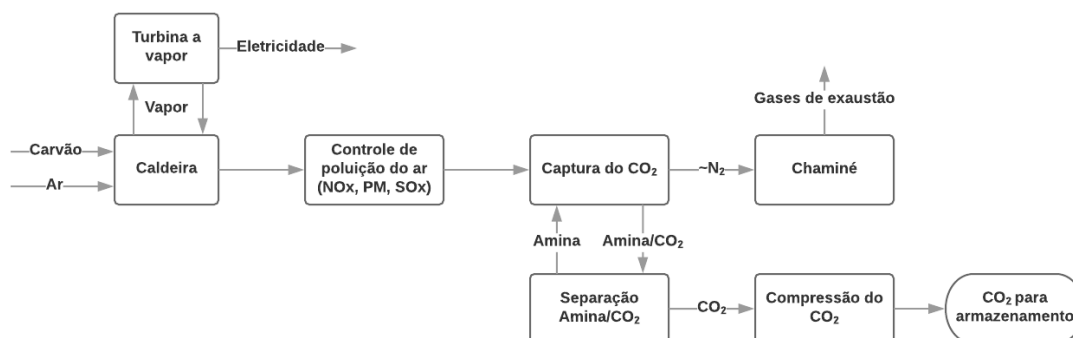
Segundo SUBRAMANIAN et al (2017), os métodos de separação e captura de CO_2 de pós-combustão são mais atrativos quando comparados com os outros métodos (pré-combustão e oxi-combustão) devido a sua flexibilidade para adaptação em plantas *brown field* (plantas existentes e em operação), além de existirem mais métodos disponíveis, bem consolidados e com vários graus de maturidade que podem suprir as necessidades das indústrias.

Dentre os principais agentes utilizados para absorver o CO_2 das correntes dos gases de exaustão, os seguintes podem ser destacados: piperazina, metildietanolamina / piperazina, amônia, líquidos iônicos e monoetanolamina (MEA) (HE e SANDOVAL, 2016).

Com a tecnologia atual, o método mais eficiente de captura do CO_2 desse gás de exaustão é a extração com MEA num *scrubber*, no qual a solução de MEA consegue capturar de 85 a 90% do CO_2 . A solução rica em CO_2 é enviada para uma torre *stripper* e então é fornecido calor, de modo que o CO_2 seja liberado na sua

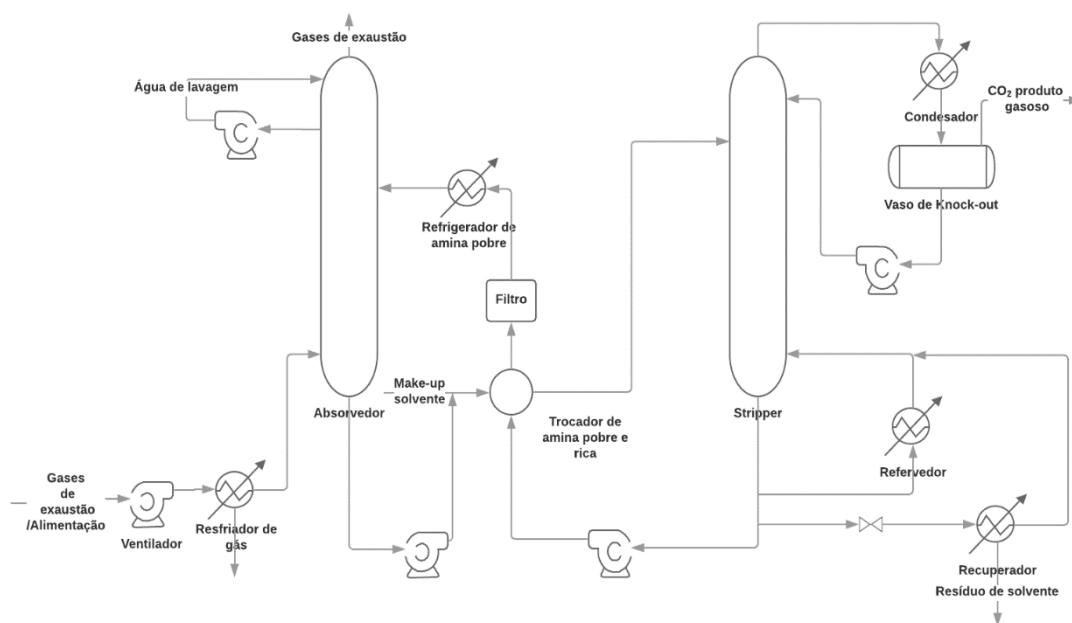
forma pura e o solvente seja regenerado. O processo descrito acima pode ser visto na Figura 15 e na Figura 16 (SUBRAMANIAN et al, 2017; RUBIN et al, 2012).

Figura 15 – Processo de captura de CO₂ com amina.



Fonte: Adaptado de SUBRAMANIAN, 2017.

Figura 16 – Processo detalhado da captura de CO₂ com amina.



Fonte: Adaptado de RUBIN, 2012.

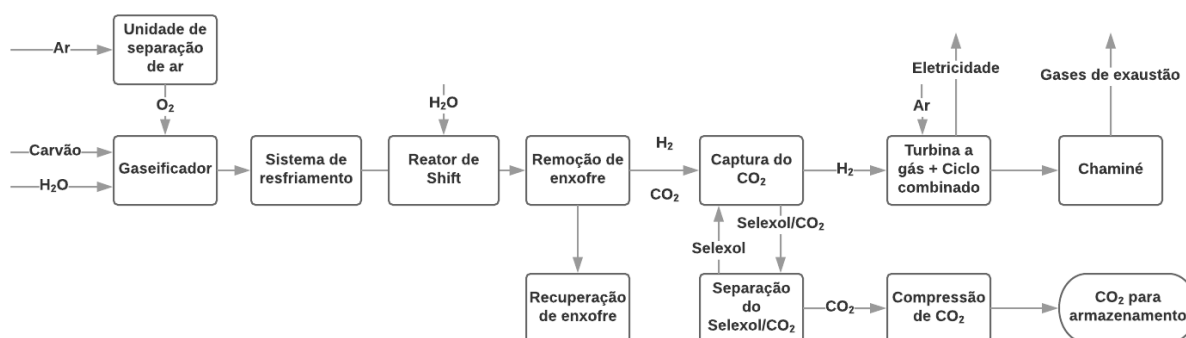
A Figura 16 mostra o processo de remoção de CO₂ nas unidades que tem sua captura pós-combustão com extração por amina. Como pode ser visto, a unidade de

separação de CO_2 com amina necessita de uma torre absorvedora, para retirar o gás carbônico da corrente de gás de exausto das turbinas, bem como de uma torre *stripper* para fazer a regeneração da amina e a liberação do CO_2 .

2.3.2 Pré-Combustão

Na pré-combustão, como o nome sugere, é feito um tratamento no combustível antes de direcioná-lo para a queima. O processo consiste na oxidação parcial do carvão, coque ou reforma a vapor do gás natural, gerando monóxido de carbono e hidrogênio, este último podendo ser queimado para gerar eletricidade. Após a oxidação parcial, o sistema é submetido a um *quench*, no qual as partículas geradas na combustão são removidas, e então o gás livre dessas impurezas é enviado para um reator de shift, no qual há a conversão de CO em CO_2 . A mistura resultante de CO_2 e H_2 é então separada utilizando o Selexol (Solvente comercial) que captura o CO_2 , e este, por sua vez, é comprimido e direcionado para o armazenamento. O processo descrito acima pode ser visualizado na Figura 17 (KANNICHE et al, 2010; RUBIN et al, 2012).

Figura 17 – Esquemático de um sistema pré-combustão para remoção de CO_2 .



Fonte: Adaptado de RUBIN, 2012.

2.3.3 Oxi-Combustão

O processo de oxi-combustão é um processo relativamente recente, apresenta maturidade inferior e aplicações menos difundidas quando comparado com os processos pré-combustão e pós-combustão. O conceito da oxi-combustão foi proposto inicialmente por Abraham et al (1982) com o objetivo de gerar uma corrente

de gases de exaustão rica em CO_2 para poder utilizá-la em recuperação terciária de petróleo para manter a pressão dos reservatórios e continuar a produção de óleo e gás.

Abraham fez seus testes utilizando uma corrente mista de O_2 e CO_2 para realizar a combustão de carvão numa usina termelétrica. Esse processo eliminava a necessidade de realizar uma dessulfurização nos gases provenientes da queima do carvão, bem como facilitava a recuperação do CO_2 dos gases de combustão, uma vez que não era necessário empregar métodos mais complexos para retirá-lo da corrente.

Após a concepção do processo ser instaurada por Abraham e devido ao interesse de realizar a captura do CO_2 oriundo da combustão, alguns órgãos e empresas como o ANL (Argonne National Laboratory), IFRF (International Flame Research Foundation), Air Liquide, entre outros iniciaram estudos técnico-econômicos e o desenvolvimento de plantas piloto para validar a viabilidade de implantação do método em escala industrial. Esses estudos impulsionaram o processo de oxi-combustão e hoje já é aplicado em escala industrial (WALL et al, 2009).

Os sistemas de oxi-combustão estão em desenvolvimento, mas já são aplicados comumente em algumas indústrias, como por exemplo as indústrias de vidro e metais. Tal método de combustão apresenta-se como uma alternativa para os sistemas Pós-combustão, uma vez que as exigências dos órgãos ambientais não se limitam somente ao descarte de CO_2 , mas também para compostos nitrogenados, fuligem, entre outros fatores. De acordo com STANGER et al (2015), desde a publicação do Relatório Especial sobre Captação e Armazenamento de CO_2 pelo IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) em 2005, a tecnologia de combustão por oxi-combustão progrediu significativamente e pode ser considerada com nível de maturidade capaz de competir com tecnologias pós-combustão e pré-combustão.

Hoje em dia, grande atenção é dada para a oxi-combustão, devido a possibilidade de acoplar tais tecnologias para captura e técnicas de armazenamento de CO_2 para reduzir a emissão de gases de efeito estufa. Neste tipo de combustão,

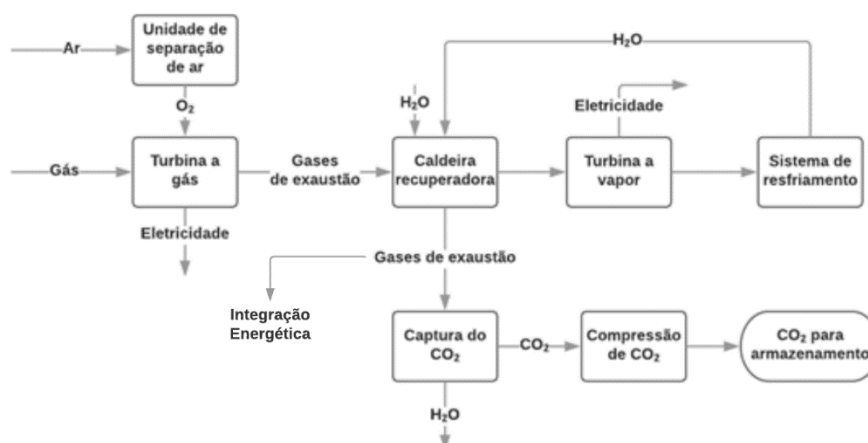
o oxigênio puro é usado como agente oxidante em substituição ao ar para promover a queima do combustível, atingindo temperaturas em torno de 3500°C (IPCC, 2005).

Como resultado, o gás proveniente deste tipo de combustão consiste basicamente em CO₂ e H₂O, com uma concentração de CO₂ já hábil para o sequestro, pois é realizada uma combustão completa com queima estequiométrica. Além disso, a combustão utilizando oxigênio puro impacta diretamente na redução da formação de compostos NO_x, uma vez que não há mais, ou há muito pouco nitrogênio na corrente do agente oxidante que realiza o processo de combustão (GALLETTI, C. et al, 2013; GALLETTI, C. et al, 2010; WALL, T. et al, 2009).

A água presente na corrente resultante é removida facilmente ao resfriar e comprimir este gás de exausto, gerando uma corrente de CO₂ quase pura, com concentração em torno de 80-98% (IPCC, 2005).

Um exemplo do processo de oxi-combustão descrito acima está representado na Figura 18.

Figura 18 – Representação de um processo de Oxi-combustão para uma termelétrica NGCC.



Fonte: FONTES, 2018.

Na Figura 18 o processo é ilustrado com a combustão do gás natural numa turbina a gás operando em ciclo combinado, conforme proposto neste trabalho.

Segundo STANGER et al (2015), de forma resumida, um sistema oxi-combustão pode conter as seguintes unidades:

- Unidade de separação de ar (ASU);
- Unidade de geração de energia elétrica e vapor;
- Unidade de processamento de gás de combustão - limpeza de gases de combustão ou sistema de controle de qualidade de gás (GQCS – *Gas Quality Control System*);
- Unidade de processamento de CO₂ (CPU – *CO₂ Processing Unit*)

A diferença básica deste sistema para o de pós-combustão é a existência da unidade de separação de ar para promover a queima com oxigênio puro, enquanto que na pós-combustão não existe a ASU. Além disso, é importante ressaltar que neste sistema o custo da remoção do CO₂ é bem menor que no sistema de pós-combustão, pois não são necessários os equipamentos onerosos para promover tal remoção do CO₂. Por outro lado, o oxigênio produzido para a queima deve ter pureza entre 95% e 99%, o que influencia bastante no custo da planta para produzir o mesmo na ASU, custo este que fica em torno de 190kWh/t_{O2} ou 685kJ/kg_{O2} (BAILERA et al, 2017; HU et al, 2013).

Em alguns casos, o sistema pode conter mais uma unidade de purificação do gás de exaustão, com as seguintes finalidades:

- Reduzir a concentração de contaminantes;
- Atender às normas ambientais;
- Evitar a concentração de algum contaminante no reciclo;
- Atender às especificações de pureza do transporte do CO₂ em tubulações.

De acordo com WALL et al (2009), algumas das principais diferenças entre a combustão com ar e a oxi-combustão estão relacionadas com a distinção entre as propriedades do CO₂ e do N₂, os quais são os principais gases que existem junto com o oxigênio, e influenciam na transferência de calor e na cinética da reação de combustão. O CO₂ é mais denso por apresentar a massa molecular maior que o N₂, de modo que consequentemente o gás de exausto seja mais denso. Além disso, o

CO₂ apresenta capacidade calorífica maior que o N₂, de modo que aumenta a velocidade da transferência de calor. Outras diferenças importantes que também valem ser ressaltadas são:

- Redução das emissões de NO_x e SO_x na oxi-combustão;
- Temperatura da chama reduzida na combustão com ar;
- Tempo de ignição menor na oxi-combustão.

Uma vez que a unidade de separação de ar é de crucial importância para a operação de uma planta com processo de oxi-combustão, o processo da ASU será detalhado no item 2.3.3.1.

2.3.3.1 Unidade de Separação de Ar

A separação de ar já é um processo integral e aderente a muitos processos de fabricação e plantas industriais. Normalmente as plantas de separação de gases produzem nitrogênio, oxigênio e argônio usando apenas ar atmosférico e energia elétrica como matérias primas. Dentre os possíveis produtos de uma unidade de separação de ar citados acima, o oxigênio e o nitrogênio são os mais utilizados na indústria atualmente (TAFONE, 2018; SMITH, 2001).

Cada um desses gases pode ser aplicado em diversos nichos de mercado. Os maiores mercados para oxigênio estão na produção primária de metais, produtos químicos, agricultura, construção, energia, comidas e bebidas, vidro, produção e processamento de metais, gaseificação, refinarias de petróleo e para soldagem. O uso de oxigênio de forma medicinal também representa um mercado crescente devido ao aumento da ocorrência de doenças respiratórias na população, porém a sua principal aplicação é a combustão.

A separação do ar nos seus componentes é um processo que tem um intenso consumo de energia. As empresas que desenvolvem processos de separação do ar têm reduzido bastante a quantidade de energia necessária para executar este processo, viabilizando a comercialização desses produtos no mercado. A redução no consumo de energia e consequentemente redução nos custos de produção tem sido alcançados devido aos avanços na concepção e operação do processo, nas abordagens e técnicas de fabricação, melhorias na gestão da cadeia de

suprimentos, substituição de equipamentos antigos por novos equipamentos mais eficientes, ações de controle regulatório e avançado, bem como as integrações mássica e energética que são cada vez mais realizadas nas plantas industriais, promovendo um aproveitamento maior da energia e insumos do processo (JIN, 2018).

Alguns processos já consagrados na indústria e outros emergentes podem ser aplicados para realizar a separação do ar. Os mais comuns são:

- Destilação criogênica
- Adsorção em leitos especiais – PSA (*Pressure Swing Adsorption*)
- Processos de absorção
- Separação por membranas poliméricas
- Separação por membranas de transporte de íons (ITM – *Ion Transport membrane*)

Dentre os métodos citados acima para promover a separação do ar, a maioria tem como objetivo principal a produção de oxigênio e nitrogênio, e a sua escolha depende das vazões, estado físico e especificação do produto final.

Quando o processo apresenta vazões baixas e estado gasoso do produto final, pode ser usado um processo de adsorção em leitos especiais – PSA. Já quando o processo requer produtos líquidos, vazões maiores de produtos gasosos, produtos de elevada pureza ou quando é necessária a recuperação de argônio, os processos criogênicos são mais indicados (JIN et al, 2018; VINSON, 2006).

Além dos processos por criogenia e adsorção, outros processos de separação de ar como separação por membrana também estão disponíveis no mercado. Entretanto, eles têm uma penetração bem menor e não são utilizados com a mesma frequência que as outras duas abordagens.

2.3.4 Comparação entre pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão

Todos os três métodos apresentam vantagens e desvantagens quando comparados entre si e sua escolha depende do custo, disponibilidade tecnológica e das restrições político-ambientais a que estão submetidas as plantas industriais.

Segundo RACKLEY (2010), algumas vantagens e desvantagens das opções de captura de CO₂ são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Vantagens e desvantagens das opções de captura de CO₂.

Opção de captura	Vantagem	Desvantagem
Pré-combustão	Baixa exigência de energia para captura e compressão do CO ₂	Problemas de temperatura e eficiência associados com o combustível rico em hidrogênio na turbina a gás
Pós-combustão	Tecnologia plenamente desenvolvida e implantada comercialmente em outros setores industriais	Exigência de elevadas quantidades de energia para regeneração de solvente
	Oportunidade de modernização de uma instalação existente	Custo alto de capital e operação para o corrente sistema de absorção
Oxi-combustão	Tecnologias maduras de separação de ar disponíveis	Significativo impacto na instalação torna a modernização menos atraente

Fonte: RACKLEY, 2010.

É imprescindível levar em consideração todos os pontos técnicos e econômicos ao escolher como operará a planta industrial. Entretanto, espera-se que futuramente as restrições ambientais sejam tão severas em prol da preservação do meio-ambiente e redução de emissões de CO₂, de modo que a opção de sequestro e captura por oxi-combustão possa se tornar um método mais atraente devido ao sequestro do CO₂ ser realizado apenas pela retirada da água proveniente da combustão, facilitando a separação e posterior compressão do gás.

2.3.5 Transporte de CO₂

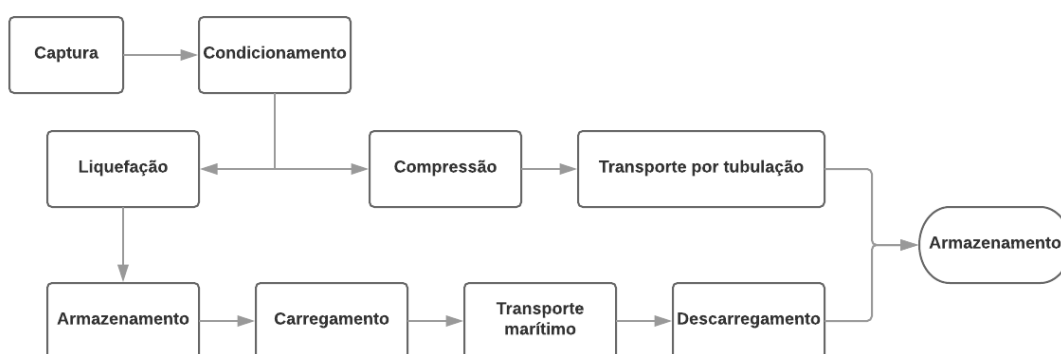
As tecnologias utilizadas para promover o transporte de CO₂ já estão bem estabelecidas e são empregadas mundialmente, seja para o transporte no estado gasoso, seja no estado líquido. O transporte de CO₂ pode ser feito por tubulações,

caminhões, trens e navios, destacando-se entre esses o transporte feito por tubulações, que é o método mais comum de transportar as grandes quantidades de CO₂ oriundas das plantas industriais que fazem uso de técnicas de captura de CO₂ (IPCC, 2005).

Para o transporte de CO₂ produzido em larga escala podem ser utilizados ou tubulações, ou navios. Já para produção de CO₂ em pequena escala, o transporte por caminhões ou trens pode ser utilizado.

Assim como acontece com o mercado atual de gás natural, que possui grandes quantidades sendo transportadas na forma gasosa e líquida, no futuro, quando os projetos de captura de CO₂ estiverem bem disseminados e implementados nas indústrias, será crucial para a distribuição do CO₂ produzido nas plantas tanto o transporte por tubulação, quanto o transporte marítimo, sendo este último realizado de forma similar ao transporte de GNL (Gás Natural Liquefeito). A Figura 19 ilustra os processos envolvidos nas rotas de transporte do CO₂ por tubulação e transporte marítimo.

Figura 19 – Processos envolvidos nas rotas de transporte do CO₂ por tubulação e transporte marítimo.



Fonte: Adaptado de IPCC, 2005.

Embora o transporte de CO₂ em tubulações seja possível na fase de vapor, normalmente as tubulações são dimensionadas considerando um projeto para transportar uma fase densa operando acima da pressão crítica de CO₂ que é igual a 7,38 MPa. A vantagem de dimensionar as tubulações para o transporte do fluido

com essas características está relacionada com a redução tanto da tubulação, quanto da perda de carga que está associada a ela. É importante salientar que as propriedades do CO₂ variam de acordo com a temperatura e pressão, principalmente próximo ao ponto crítico e em pressões menores que 9 MPa e temperaturas maiores que 25°C, onde tanto a densidade quanto a compressibilidade apresentam variação considerável (RACKLEY, 2010).

É importante ter uma corrente de CO₂ bem especificada e que a concentração de água nela não ultrapasse os limites de solubilidade, a fim de evitar que ocorra reação entre o CO₂ e a água, originando ácido carbônico (H₂CO₃), que é corrosivo para as tubulações de aço carbono.

Segundo um estudo realizado no EU DYNAMIS PROJECT (2007), a especificação recomendada para o transporte em tubulações e armazenamento do CO₂ é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 – Especificação da corrente de CO₂ para compressão.

Componente	Limite de concentração	Observação
CO ₂	>95%	Maximizar a eficiência do transporte na tubulação
H ₂ O	500 ppm	Prevenção de água livre para evitar formação de hidratos e corrosão
H ₂ S	200 ppm	Saúde e Segurança
CO	2000 ppm	Saúde e Segurança
SO _x	100 ppm	Saúde e Segurança
NO _x	100 ppm	Saúde e Segurança
O ₂	Aquíferos:<4% em volume EOR: 100 – 1000 ppm	-
CH ₄	Aquíferos:<4% em volume EOR:<2%	-
N ₂ + Ar + H ₂	<4% em volume total	-

Fonte: EU DYNAMIS PROJECT, 2007.

O escopo deste trabalho abrange até a separação do CO₂, adequando-o às especificações permitidas para transporte, tendo como limite de bateria o processo de separação do CO₂ e da água.

2.3.6 Armazenamento de CO₂

O armazenamento é a etapa final do processo completo de captura e sequestro de CO₂. Este armazenamento do CO₂ pode ser realizado em formações geológicas, oceanos, ecossistemas terrestres e até em processos alternativos industriais e processos de crescimento de algas, sendo o armazenamento em formações geológicas dentre estes mencionados o mais aplicado comercialmente.

A injeção de CO₂ em formações geológicas é realizada em formações que contenham rochas porosas permeáveis, como reservatórios de petróleo e gás, aquíferos salinos e camadas de carvão. Até o presente momento este é o único método de armazenamento de CO₂ que é aplicado em escala comercial, pois apresenta tecnologias mais maduras que as demais.

2.4 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O conceito de Eficiência Energética (EE) está intimamente ligado com a melhoria no uso das fontes de energia, geralmente aplicado na produção de um determinado ativo utilizando-se do mínimo possível de energia, reduzindo as emissões, a dependência energética, bem como aumentando a segurança de abastecimento de energia e a criação de empregos (MALINAUSKAITE et al, 2019). A utilização consciente, eficaz e eficiente da energia, também chamada de eficiência energética, consiste em usar de modo apropriado a energia para se obter um determinado resultado. Por definição, a eficiência energética consiste na razão “Energia ou produto útil da aplicação” / “Energia fornecida”. A eficiência no uso da energia é um importante agente no atendimento da demanda energética, contribuindo para a segurança energética, para a modicidade tarifária, para a competitividade da economia e para a redução das emissões de gases de efeito estufa, reduzindo os impactos ambientais, econômicos, sociais e culturais (EPE, 2016).

Devido ao crescente uso de outras fontes de energias alternativas e sua concorrência com as fontes de energia de origem fóssil, é provável que os combustíveis fósseis percam participação no mercado e que haja uma flutuação nos seus preços de acordo com os modelos de negócio que serão adotados e as tecnologias que estarão disponíveis a longo prazo. Diante dessa perspectiva, a preocupação com a questão das mudanças climáticas decorrentes do aquecimento global do planeta, aquecimento este atribuído, em grande medida, à produção e ao consumo de energia, o debate e a aplicação dos conceitos de eficiência energética emergem como um forte ponto de convergência na discussão.

As principais aplicações do conceito de eficiência energética hoje estão mais ligadas à troca de equipamentos, como por exemplo, substituição de dispositivos de iluminação incandescentes por LED, substituição de motores tradicionais por motores de alto rendimento, substituição de sistemas de ar condicionado antigos por novos com inversores de frequência embutidos, etc.

Todavia, pela amplitude do conceito, é possível aplicá-lo em diversos âmbitos industriais, levando-se em consideração desde a planta como um todo, os principais sistemas e os equipamentos, avaliando-os de um ponto de vista não convencional.

A busca por excelência operacional é chave na intensa batalha em busca de diferenciação técnica e comercial, a fim de gerar ativos e produtos de forma mais eficiente e rentável. Para tanto, os empreendimentos atuais devem considerar cada vez mais as características emergentes da automação industrial, com destaque para o conceito da indústria 4.0 (também chamada de quarta revolução industrial, Smart Factory, entre outros) e, que está diretamente relacionado com o conceito de IIoT (Industrial Internet of Things), Big Data, Analytics, etc.

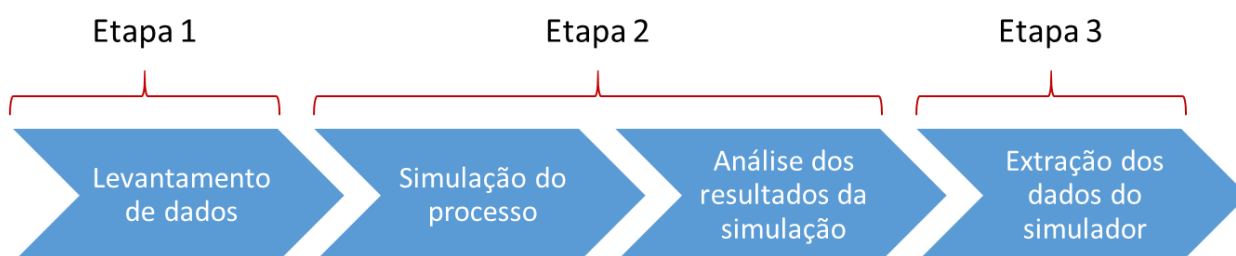
Nesse contexto, o monitoramento de dados em tempo real é um aliado que pode ajudar na construção e consolidação da modernização do parque industrial mundial, possibilitando a detecção de desvios e tomada de ações mais ágeis e balizadas nas unidades industriais.

3 METODOLOGIA

Para elaboração do presente trabalho, foram analisados dois casos com simulações em estado estacionário, no software Aspen HYSYS®, considerando condições distintas de combustão, sendo uma termelétrica oxi-combustão e outra pós-combustão. Assim, a fim de verificar a viabilidade da tecnologia proposta, foi realizada uma análise de eficiência energética comparando-se a energia produzida e a separação do CO₂ para uma mesma configuração de equipamentos da unidade industrial.

O trabalho foi dividido nas três seguintes etapas, conforme Figura 20, e será descrito abaixo de acordo com cada uma delas.

Figura 20 – Etapas do projeto.



Fonte: FONTES, 2018.

3.1 LEVANTAMENTO DE DADOS

A primeira etapa do trabalho consistiu no levantamento de dados para identificação de condições reais de processo para realizar as simulações do projeto de uma termelétrica NGCC/OC e uma termelétrica NGCC.

Somente após todos os dados terem sido levantados foi possível dar início à simulação. A Tabela 5 mostra as informações que foram utilizadas nas simulações.

Tabela 5 – Dados de entrada utilizados nas simulações.

Informação	Valor	Unidade	Caso aplicável
Composição do gás natural	Metano: 89,44% Etano: 6,7% Propano: 2,26% C ₄ +: 0,46% CO ₂ : 0,34% N ₂ : 0,8%	% mássica	Caso 1 e Caso 2
Pressão do O ₂	1,78	kg/cm ² -g	Caso 1
Temperatura do O ₂	-172,3	°C	Caso 1
Pressão do ar	0	kg/cm ² -g	Caso 2
Temperatura do ar	25	°C	Caso 2
Excesso de ar	20%	% mássica	Caso 2
Vazão do gás natural	41,67	ton/h	Caso 1 e Caso 2
Pressão do gás natural	25	kg/cm ² -g	Caso 1 e Caso 2
Temperatura do gás natural	20	°C	Caso 1 e Caso 2
Pressão do vapor de alta na turbina a vapor	50	kg/cm ² -g	Caso 1 e Caso 2
Pressão do vapor de média na turbina a vapor	15	kg/cm ² -g	Caso 1 e Caso 2
Pressão do vapor de baixa na turbina a vapor	3	kg/cm ² -g	Caso 1 e Caso 2
Vazão de água de alimentação da HRSG	450	ton/h	Caso 1 e Caso 2
Pressão da água de alimentação da HRSG	56	kg/cm ² -g	Caso 1 e Caso 2
Temperatura da água de alimentação da HRSG	20	°C	Caso 1 e Caso 2
Pressão do condensador	-0,9	kg/cm ² -g	Caso 1 e Caso 2
Temperatura da água de resfriamento da torre	30	°C	Caso 1 e Caso 2
Pressão do CO ₂ para exportação	3	kg/cm ² -g	Caso 1 e Caso 2

Fonte: FONTES, 2018.

3.2 SIMULAÇÃO

O Aspen HYSYS[®] é um software da AspenTech e constitui um dos simuladores de processos mais utilizados mundialmente. É uma ferramenta capaz de avaliar novas condições atribuídas a um determinado processo, assim como gerar estimativas de produção de um determinado ativo. Foi utilizada a versão 8.8 do Aspen HYSYS[®] para a modelagem da planta proposta neste trabalho.

A simulação do processo foi a etapa mais importante do trabalho. A partir dela todo o processo da termelétrica NGCC/OC e da termelétrica NGCC utilizando ar para combustão puderam ser avaliados. Além disso, a partir da simulação, os dados foram extraídos para verificação da eficiência energética e comparação entre os casos.

Foram realizadas duas simulações, onde em ambas existiam os principais equipamentos de uma termelétrica NGCC e foram consideradas as seguintes particularidades:

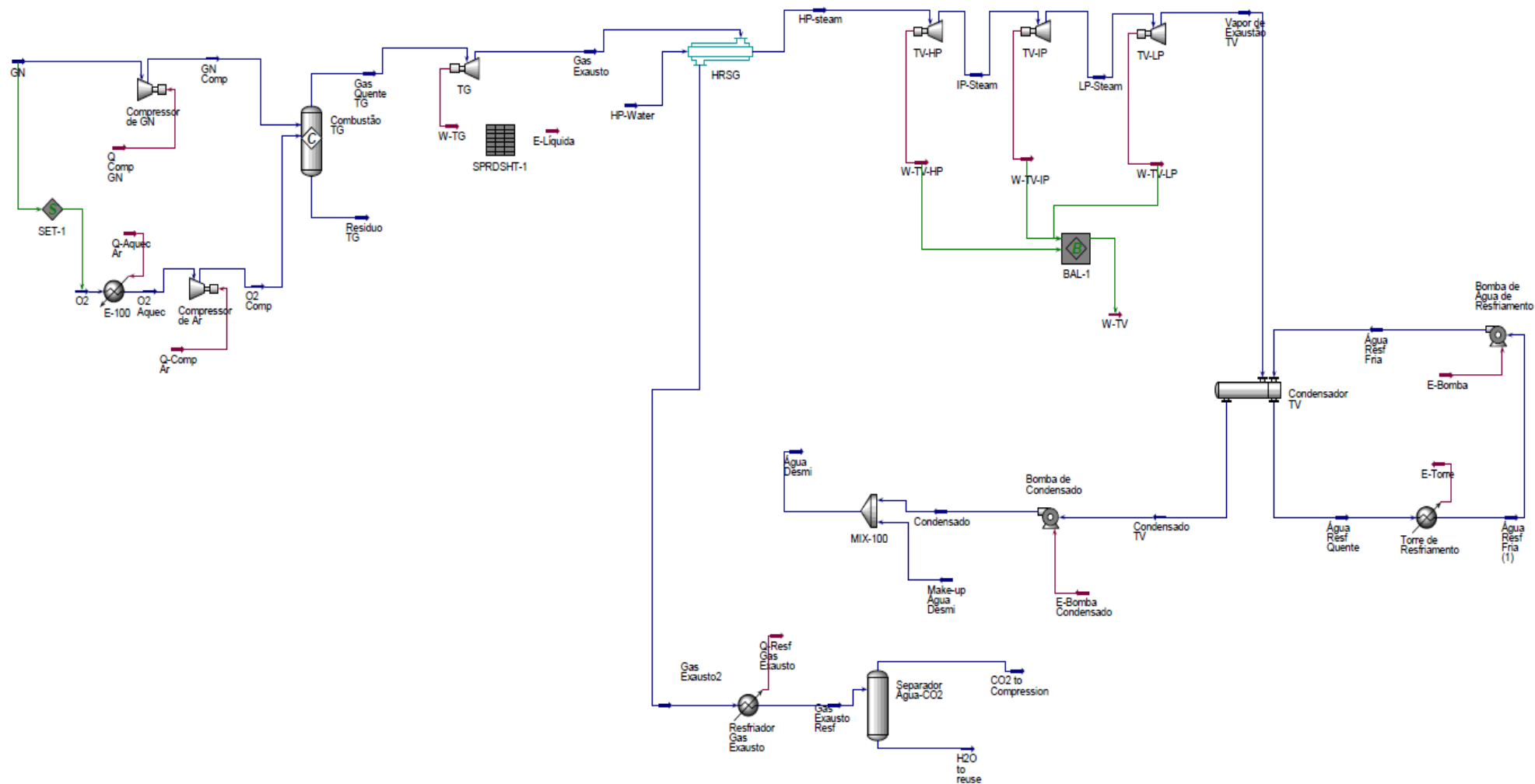
- Caso 1: Combustão com o O_2 proveniente da ASU;
- Caso 2: Combustão com ar.

No caso 1, os limites de bateria de entrada é a corrente de O_2 proveniente da ASU e a corrente de CO_2 para exportação para a estação de compressão é o outro limite de bateria. Já no caso 2, como não há ASU, os limites de bateria são a entrada de ar proveniente da atmosfera e a corrente de saída após o vaso separador de CO_2 .

A Figura 21 e a Figura 22 mostram respectivamente a configuração simulada nos casos 1 e 2.

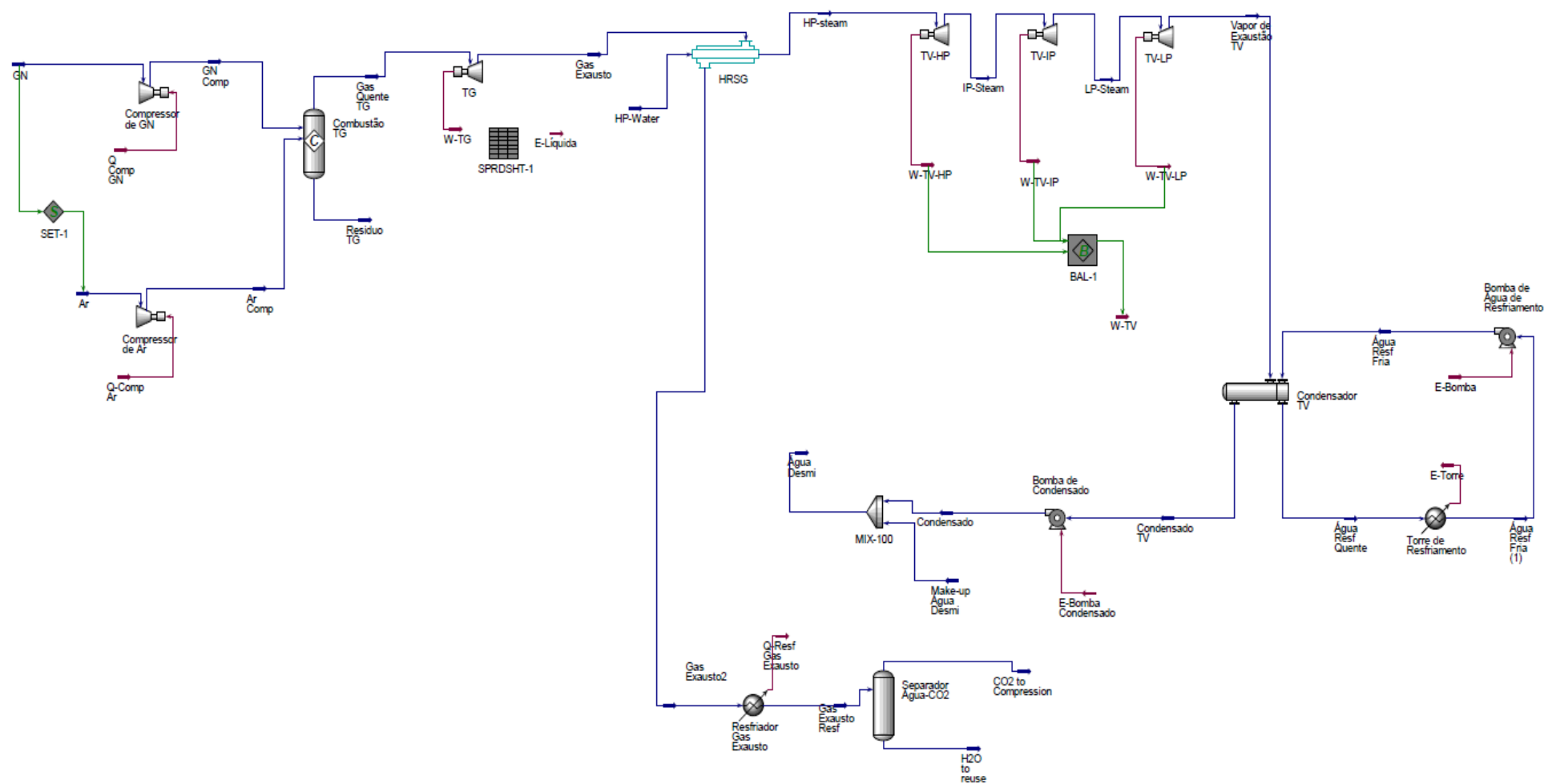
As simulações dos casos 1 e 2 apresentam diferença na disposição dos equipamentos apenas no sistema da turbina a gás, uma vez que no caso 2 não foi necessário aquecer o ar de combustão, por o mesmo já se apresentar em temperatura ambiente. Para os demais sistemas envolvidos no processo, a configuração dos equipamentos permanece a mesma, alterando apenas as condições e composições das correntes de processo.

Figura 21 – Caso 1 – Simulação da termelétrica oxi-combustão.



Fonte: FONTES, 2018.

Figura 22 – Caso 2 – Simulação da termelétrica utilizando ar para combustão.



Fonte: FONTES, 2018.

Como no processo de oxi-combustão a combustão é realizada com oxigênio puro, a vazão mássica de O_2 foi definida como a vazão estequiométrica proporcional à composição de cada componente do gás natural.

Já na queima com o ar é necessário inserir o excesso de ar para promover a combustão completa, de modo que o excesso de ar foi atribuído como 20% como parâmetro de garantia de não formação de CO (CERON, 2010).

Ambas as simulações foram realizadas em regime estacionário com o consumo de 1000 ton/d de gás natural a 20°C e 25 bar manométrica, com saída dos gases de exaustão provenientes da combustão com pressão manométrica equivalente a 3 bar. A densidade relativa ao ar utilizada foi 0,623 e o poder calorífico superior (PCS) foi 40,22 MJ/Nm³. Além disso, a composição do gás natural considerada na simulação está apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – Composição do gás natural que será utilizado na simulação.

Componente	%
Metano	89,44
Etano	6,7
Propano	2,26
C ₄ +	0,46
CO ₂	0,34
N ₂	0,8

Fonte: ANP, 2018.

Para realizar a simulação, a termelétrica foi dividida em cinco áreas, as quais foram:

- Turbina a gás
- Sistema de geração de vapor
- Turbina a vapor

- Sistema de refrigeração
- Captura do CO₂

Esta divisão de áreas foi escolhida, pois as usinas termelétricas são comumente assim classificadas na prática e, portanto, a mesma divisão é conveniente para a simulação.

3.2.1 Definição das propriedades da simulação

O primeiro passo da simulação é a definição dos componentes e reações que estão envolvidos no processo e serão simulados. Os componentes utilizados no processo foram:

- Metano
- Etano
- Propano
- n-Butano
- Oxigênio
- H₂O
- CO₂

Após a definição dos componentes, foi necessário incluir as reações no software, definindo a estequiometria e conversão delas. Foram definidas quatro reações de combustão completa dos seguintes componentes do gás natural: metano, etano, propano e n-butano. Os parâmetros de cada uma reação podem ser vistos na Tabela 7.

Tabela 7 – Reações de combustão do metano, etano, propano e n-butano.

Combustível	Reação de combustão	ΔH_R (25°C) (kJ/kgmol)	Conversão
Metano	$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	$-8,025 \cdot 10^5$	100%
Etano	$\text{C}_2\text{H}_6 + 3,5\text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	$-1,428 \cdot 10^6$	100%
Propano	$\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 \rightarrow 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	$-2,045 \cdot 10^6$	100%
n-butano	$\text{C}_4\text{H}_{10} + 6,5\text{O}_2 \rightarrow 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	$-2,658 \cdot 10^6$	100%

Fonte: Aspen Hysys versão 8.8, 2018.

Em seguida, foi determinado o modelo termodinâmico utilizado na simulação. O modelo termodinâmico escolhido foi a equação de estado de Peng-Robinson (PR), a qual é utilizada para substâncias apolares, além de ser comprovadamente eficaz e aplicável aos cálculos de todas as propriedades dos componentes do gás natural (VALIOLLAHI et al, 2016).

Somente após a definição de todas essas propriedades a simulação de fato foi iniciada, conforme divisão de áreas estabelecida acima, detalhada nos tópicos 3.2.2 a 3.2.6.

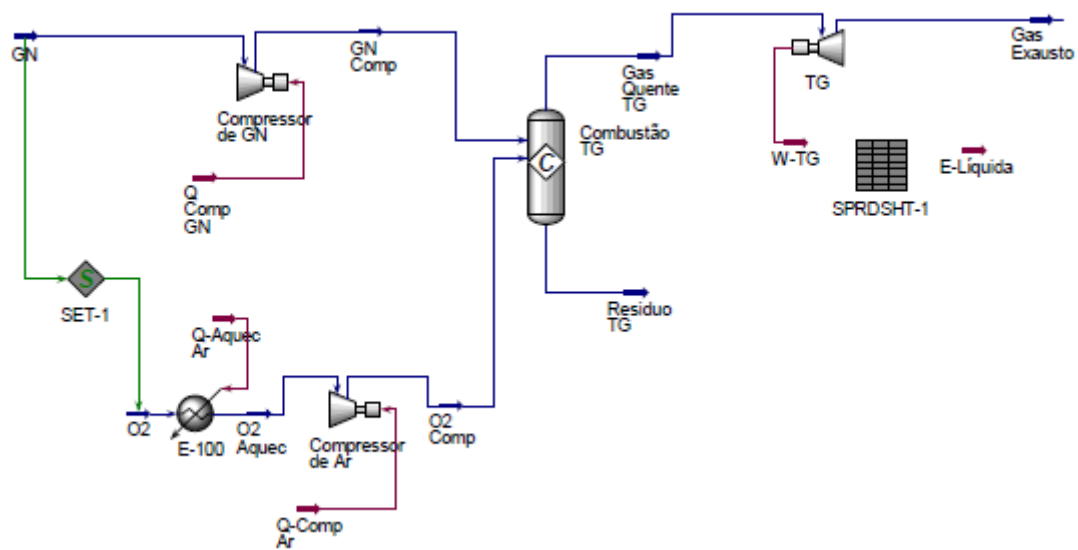
3.2.2 Turbina a gás

O processo de uma planta NGCC/OC inicia no sistema da turbina a gás, o qual promove a combustão do gás natural, seja com o oxigênio puro, seja com ar. Os principais equipamentos envolvidos no sistema são:

- Turbina a gás (TG);
- Compressor de gás natural;
- Compressor de O_2 / Ar;
- Aquecedor de O_2 (apenas para o caso 1).

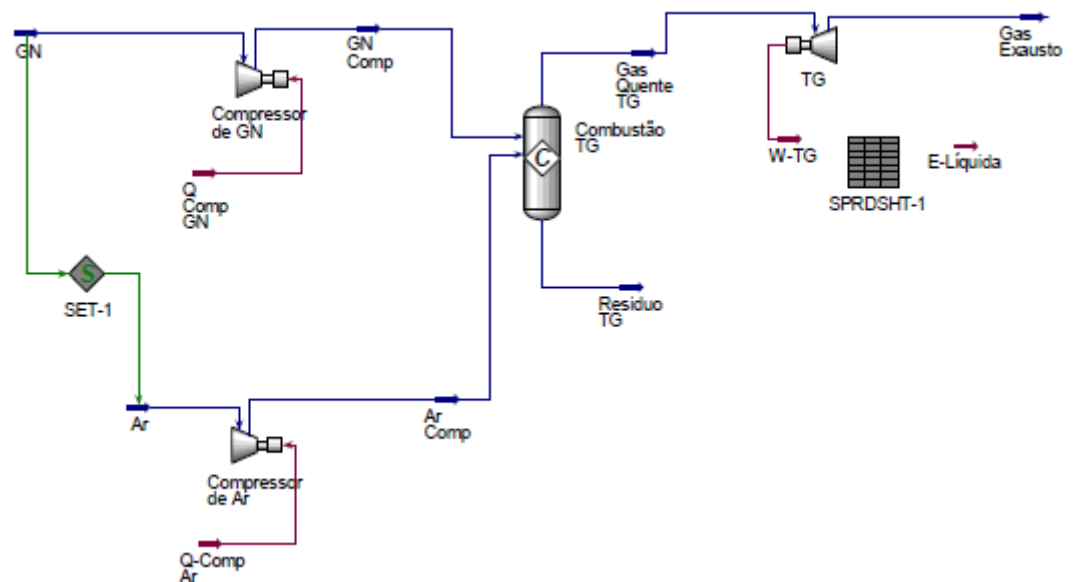
A Figura 23 e a Figura 24 mostram, respectivamente, o sistema da turbina a gás para os casos 1 e 2.

Figura 23 – Sistema da turbina a gás – caso 1.



Fonte: FONTES, 2018.

Figura 24 – Sistema da turbina a gás – caso 2.



Fonte: FONTES, 2018.

O compressor de gás natural é responsável pela compressão desse gás até a pressão em que será injetado na câmara de combustão da turbina a gás, que é igual a 40 kgf/cm²-g (41 bar).

Para o caso 1, o aquecedor de O_2 vaporiza o O_2 líquido utilizado na queima. Após ser vaporizado, o O_2 é comprimido até atingir a pressão do gás natural (40 kgf/cm²-g) e ambos são injetados na câmara de combustão da turbina a gás.

Já para o caso 2, não há a necessidade do aquecedor e o compressor de ar apenas eleva a pressão do ar atmosférico até atingir a pressão do gás natural (40 kgf/cm²-g) e ambos são injetados na câmara de combustão da turbina a gás.

A vazão de O_2 utilizada no processo oxi-combustão é proporcional estequiometricamente à vazão de gás natural, a qual foi estabelecida sendo 1000 ton/d (41,67 ton/h). A proporcionalidade da vazão de O_2 foi inserida no software via o controlador SET-1 (fator multiplicador de 3,92), no qual foi estabelecida a relação entre a composição e vazão do gás natural, os coeficientes estequiométricos do O_2 na reação e as massas molares do metano, etano, propano, butano e oxigênio. Como resultado, a vazão total de O_2 calculada foi de 163,35 ton/h.

Para o caso 2, no cálculo da vazão de ar é necessário incluir o nitrogênio, de modo que a vazão mássica de ar requerida é bem maior que a quantidade de oxigênio puro. Além disso, para promover a combustão completa com o ar, é necessário adicionar ar em excesso, o qual foi de 20% (CERON, 2010). Deste modo, a vazão de ar foi inserida no software de forma similar utilizando o controlador SET-1 (fator multiplicador de 20,31), resultando numa vazão total de ar igual a 845,9 ton/h.

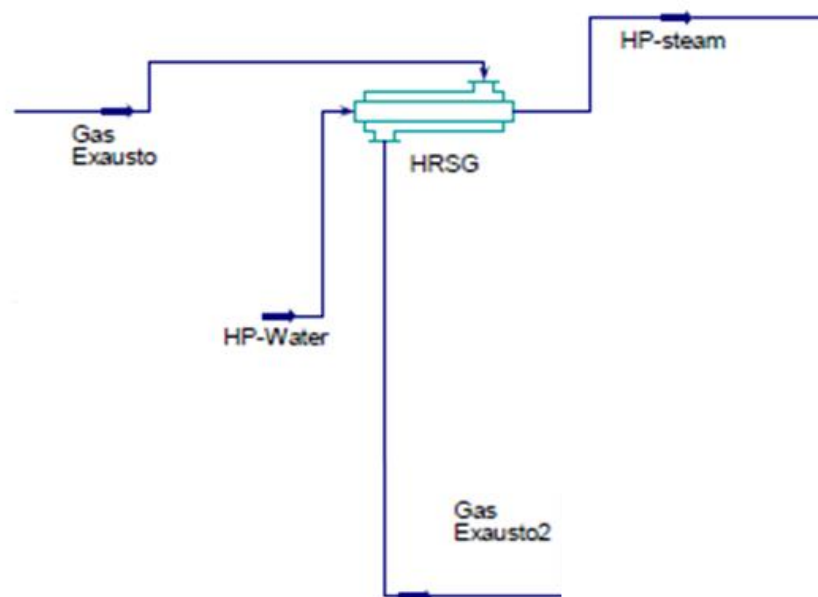
O balanço energético desse sistema foi realizado com o auxílio do bloco SPRDSHT-1, o qual é uma planilha interna do HYSYS em que foram contabilizadas as correntes de energia geradas e consumidas no sistema da TG.

O Aspen HYSYS, apesar de ser um software de simulação de processos renomado, não apresenta o bloco de simulação da turbina a gás, de modo que foi necessário segregar o processo de combustão e expansão da turbina em dois itens da simulação: Combustão TG, onde foi utilizado um reator para representar o local onde ocorrem as reações de combustão; e TG, onde foi utilizado um expensor responsável pela expansão dos gases e consequente geração de potência.

3.2.3 Sistema de geração de vapor

O sistema de geração de vapor foi a segunda etapa do processo simulado. Nele o vapor foi gerado numa caldeira recuperadora de calor, a qual recebe como fonte de energia os gases de exaustão da turbina a gás e a corrente de água desmineralizada, que por sua vez é convertida em vapor de água. A Figura 25 mostra o sistema de geração de vapor.

Figura 25 – Sistema de geração de vapor – Casos 1 e 2.



Fonte: FONTES, 2018.

O vapor de água gerado pode ser considerado como vapor de alta, vapor de média e vapor de baixa pressão, os quais seguem os seguintes critérios (BIZZO, 2003):

- Baixa pressão: até 10 kgf/cm²
- Média pressão: de 11 a 40 kgf/cm²
- Alta pressão: maior que 40 kgf/cm²

Este vapor pode ser gerado em qualquer nível de pressão desejado, porém é mais comum em termelétricas este vapor ser gerado em pressões elevadas para otimizar a geração de energia elétrica nas turbinas a vapor.

Na simulação o vapor foi gerado com pressão de 50 kgf/cm² e direcionado para a turbina a vapor.

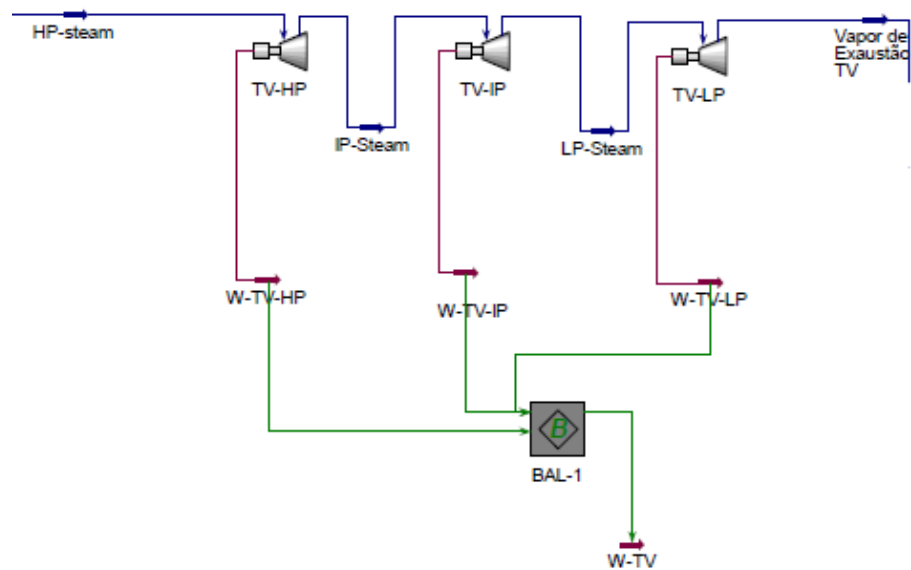
3.2.4 Turbina a vapor

A turbina a vapor foi o segundo ponto de geração de potência da planta. Nela o vapor gerado na caldeira é enviado para a câmara de alta pressão da turbina, onde há movimentação das pás da turbina e a consequente geração de potência elétrica, ao passo que expande o vapor até que chegue nas condições de saída.

Este equipamento normalmente é dividido em câmaras de pressão, nas quais entram vapor de alta, média e baixa pressão, sendo todos oriundos do mesmo vapor ou podendo ser produzidos em pressões diferentes na mesma caldeira recuperadora. No trabalho considerou-se apenas a geração do vapor de alta. O vapor de alta sofre redução de pressão e se torna vapor de média, gerando potência na câmara de alta pressão. O vapor de média por sua vez também sofre redução de pressão e se torna vapor de baixa, gerando potência na câmara de média pressão. Por fim, o vapor de baixa também sofre redução de pressão até chegar nas condições de operação do condensador, se tornando vapor de exaustão e gerando potência na câmara de baixa pressão.

O Aspen HYSYS também não apresenta um bloco da turbina a vapor completo com todas as câmaras de pressão, de modo que foi necessário segregar as câmaras em três expansores: TV-HP, representando a turbina de alta pressão; TV-IP, representando a turbina de média pressão; e TV-LP, representando a turbina de baixa pressão. A Figura 26 mostra o sistema da turbina a vapor simulado.

Figura 26 – Sistema da turbina a vapor – casos 1 e 2.



Fonte: FONTES, 2018.

Como a geração de energia foi realizada por partes, utilizou-se o bloco BAL-1, responsável pelo somatório da energia gerada no sistema da turbina a vapor, W-TV.

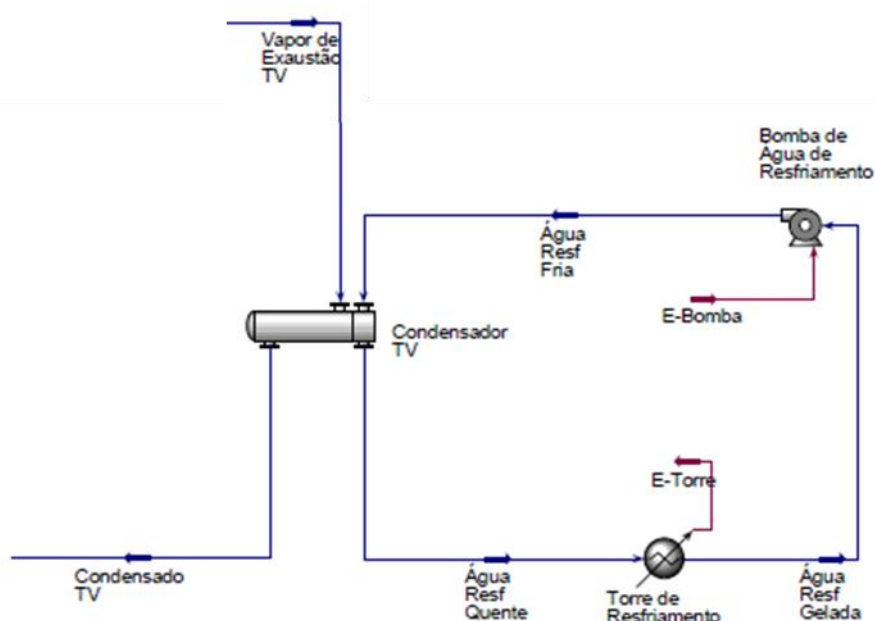
As pressões da turbina das correntes de saída da turbina foram escolhidas com base em valores reais de uma termelétrica, na qual as pressões manométricas de 50, 15, 3 e -0,9 kgf/cm² são factíveis (BIZZO, 2003). A pressão do vapor de exaustão foi negativa devido ao fato dos condensadores das turbinas a vapor operarem sob vácuo.

3.2.5 Sistema de resfriamento

O sistema de resfriamento é composto basicamente pelo condensador das turbinas a vapor e pela torre de resfriamento. Os principais equipamentos existentes nesse sistema são:

- Condensador da TV;
- Torre de resfriamento;
- Bomba de água de resfriamento.

Figura 27 – Sistema de resfriamento – casos 1 e 2.



Fonte: FONTES, 2018.

O condensador da TV é um trocador de calor que opera a vácuo, pois é necessário succionar o vapor oriundo da turbina. Nele ocorre a condensação do vapor com o auxílio da água gelada proveniente da torre de resfriamento. Normalmente esse vácuo é uma variável muito importante para o processo, pois interfere como está a operação da turbina e deve ser monitorada com redundância para garantir a confiabilidade da informação.

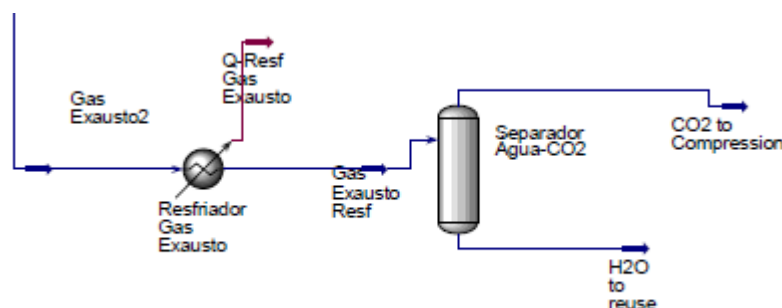
A torre de resfriamento é um equipamento que recebe a água quente proveniente do processo de toda a planta e resfria até a temperatura ideal para atender às necessidades do processo. Este equipamento é composto por uma grande bacia na qual a água é armazenada e várias células de ventiladores que ficam localizados na parte de cima do equipamento e são acionados conforme requisitado.

Além da torre de resfriamento e do condensador, é necessário que haja bombas para o deslocamento da água resfriada até o condensador.

3.2.6 Captura do CO₂

Corroborando com o objetivo principal da utilização do método de oxidação, a captura do CO₂ foi proposta de forma simples na simulação. O sistema foi composto apenas por um resfriador, responsável pela redução da temperatura dos gases de exaustão após terem gerado vapor na HRSG, e por um vaso de knock-out, o qual é responsável pela separação do CO₂ e da água. A Figura 28 mostra o sistema de captura de CO₂ simulado.

Figura 28 – Sistema de captura de CO₂ da planta – casos 1 e 2.



Fonte: FONTES, 2018.

A fim de promover a comparação entre os casos 1 e 2, o caso 2 foi simulado com a mesma configuração do caso 1, possibilitando a análise das correntes de saída do vaso de *knock-out* em ambos os casos.

3.3 EXTRAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DE INTERFACE DE DADOS

Nesta etapa do projeto foi realizada a extração e disponibilização dos dados de processo relevantes para cada equipamento a fim de promover o monitoramento dos dados dos principais equipamentos em tempo real. Para realização dessa atividade, os dados foram extraídos do Aspen HYSYS® via o módulo simulation workbook.

Após extrair os dados do simulador, a fim de criar uma plataforma para realizar o monitoramento dos dados de processo relevantes, foi desenvolvida uma interface de um sistema web para exibir os principais dados coletados do trabalho.

Os dados específicos para cada equipamento foram disponibilizados no sistema web, o qual foi desenvolvido utilizando-se JavaScript + JQuery 3.3.1 e HTML, utilizando CSS (*Cascade Style Sheets*) para definição do layout da aplicação.

É importante salientar que a linguagem de programação JavaScript é a mais utilizada em desenvolvimento de sistemas web e o JQuery é uma biblioteca de funções JavaScript que interage com o HTML e simplifica a comunicação com o navegador do cliente.

Sistemas web são aplicações que fazem uso de um site como interface principal entre o cliente e o usuário. Uma vez que estamos no decorrer da quarta revolução industrial e a conectividade é imperativa e cada vez mais abrangente na sociedade, optou-se por utilizar esse tipo de aplicação devido às seguintes características de um sistema web:

- Acessibilidade facilitada
- Instalação e manutenção simples
- Segurança da informação

Estes sistemas podem ser acessados de qualquer lugar e a qualquer momento, sendo necessário apenas uma conexão com a internet. Em seu desenvolvimento pode ser implementado o conceito de design responsivo, o qual permite o uso em dispositivos como smartphones e tablets. Além disso, a instalação e manutenção é facilitada uma vez que nos sistemas web existe um servidor host que comanda, de modo que as atualizações são realizadas direto nesse servidor e os usuários não precisam ficar atualizando o sistema localmente.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste tópico são apresentados e discutidos todos os resultados obtidos a partir da simulação da termelétrica NGCC/OC e NGCC utilizando ar para combustão, bem como é apresentada a interface web desenvolvida para monitoramento em tempo real dos dados.

4.1 CASO 1 – OXI-COMBUSTÃO

O caso 1 contempla a simulação da termelétrica NGCC/OC e foi o primeiro a ser estudado. Os resultados da simulação serão exibidos conforme a área da planta nos itens 4.1.1 a 4.1.6.

4.1.1 Turbina a Gás – caso 1

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 1 da turbina a gás podem ser vistos na Tabela 8 e

Tabela 9. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 8 – Parâmetros de processo das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 1.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
GN	41,67	20	25	1
GN Comp	41,67	62,04	40	1
Gas Quente TG	205,01	3185,78	40	1
Residuo TG	0	3185,78	40	0
O ₂	163,35	-172,3	1,78	0
O ₂ Aquec	163,35	25	1,78	1
O ₂ Comp	163,35	446,24	40	1
Gas Exausto	205,01	3002,18	3	1

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 9 – Composição das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 1.

Composição Molar								
Corrente	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
GN	0,946	0,038	0,009	0,001	0	0,005	0,001	0
GN Comp	0,946	0,038	0,009	0,001	0	0,005	0,001	0
Gas Quente TG	0	0	0	0	0,659	0,002	0,339	0,001
Residuo TG	0	0	0	0	0,659	0,002	0,339	0,001
O ₂	0	0	0	0	0	0	0	1
O ₂ Aquec	0	0	0	0	0	0	0	1
O ₂ Comp	0	0	0	0	0	0	0	1
Gas Exausto	0	0	0	0	0,659	0,002	0,339	0,001

Fonte: FONTES, 2018.

Analisando-se os dados da Tabela 8, percebe-se que houve, como era esperado, a conservação da massa das correntes de entrada (GN e O₂) com a corrente de saída (Gas quente TG/Gas Exausto), após a etapa de combustão. Além disso, avaliando-se as composições da

Tabela 9, pode-se observar que todo o combustível existente na corrente de gás natural foi consumido, confirmando que a combustão estequiométrica promove a combustão completa no processo oxi-combustão simulado neste trabalho.

Não obstante, conforme descrito no item 2.3.3, o processo oxi-combustão gera temperaturas mais elevadas, em torno de 3500°C. Assim, a temperatura da

corrente imediatamente após a combustão (Gas Quente TG) igual a 3185°C é condizente com a característica do processo (IPCC,2005).

Também é possível verificar que as correntes de exaustão são compostas principalmente por água (65,9%) e CO₂ (33,9%), conforme esperado. Este resultado viabiliza o processo de captura do CO₂ apenas com a condensação da água presente na corrente dos gases de exaustão da turbina a gás.

4.1.2 Sistema de geração de vapor – caso 1

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 1 do sistema de geração de vapor podem ser vistos na Tabela 10 e Tabela 11. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 10 – Dados das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 1.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
Gas Exausto	205,01	3002,18	3	1
HP-Water	450	20	56	0
HP-steam	450	861,84	50	1
Gas Exausto2	205,01	100	2,99	0,46

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 11 – Composição das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 1.

Composição Molar								
Corrente	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
Gas Exausto	0	0	0	0	0,659	0,002	0,339	0,001
HP-Water	0	0	0	0	1	0	0	0
HP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
Gas Exausto2	0	0	0	0	0,659	0,002	0,339	0,001

Fonte: FONTES, 2018.

Conforme visto na Tabela 10, a corrente do gás de exaustão que fornece energia para a caldeira recuperadora de calor apresenta a uma temperatura de 3002°C, conferindo-a um ótimo potencial de troca térmica e reaproveitamento de calor. Tal potencial é traduzido na produção 450 ton/h de vapor de alta pressão (50 kgf/cm²-g) com temperatura elevada (861 °C), que posteriormente será utilizado para geração de potência na turbina a vapor.

4.1.3 Turbina a vapor – caso 1

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 1 do sistema da turbina a vapor podem ser vistos na Tabela 12 e Tabela 13. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 12 – Dados das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 1.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
HP-steam	450	861,84	50	1
IP-steam	450	681,93	15	1
LP-steam	450	499,79	3	1
Vapor de Exaustão TV	450	186,78	-0,9	1

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 13 – Composição das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 1.

Corrente	Composição Molar							
	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
HP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
IP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
LP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
Vapor de Exaustão TV	0	0	0	0	1	0	0	0

Fonte: FONTES, 2018.

Para que as turbinas a vapor operem de forma correta, é necessário que não haja líquido no interior delas, uma vez que o líquido pode gerar danos à estrutura interna do equipamento e comprometer o funcionamento do mesmo. Conforme visto na Tabela 12, todas as correntes de vapor de envolvidas no processo de geração de potência contêm fração de vapor igual a 1, de modo a evitar tal problema.

O controle da variação da pressão ao longo dos estágios de expansão da turbina a vapor é de crucial importância para que a mesma produza a potência esperada. Nas termelétricas é comum adicionar medição redundante de pressão para garantir o funcionamento do sistema. Deste modo, determinar e fixar a pressão das correntes de vapor (50, 15, 3, -0,9 kgf/cm²-g) com valores limítrofes da definição de vapor de alta, média e baixa pressão foi uma estratégia para maximizar a geração de potência na turbina e fazer com que a simulação se mantivesse realista.

4.1.4 Sistema de resfriamento – caso 1

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 1 do sistema de resfriamento podem ser vistos na Tabela 14 e Tabela 15. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 14 – Dados das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 1.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
Vapor de Exaustão TV	450	186,78	-0,9	1
Condensado TV	450	51,31	-0,9	0
Água Resf Fria	23186,30	30,02	2,5	0
Água Resf Quente	23186,30	42	1,48	0
Água Resf Fria (1)	23186,30	30	0,08	0

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 15 – Composição das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 1.

Composição Molar								
Corrente	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
Vapor de Exaustão TV	0	0	0	0	1	0	0	0
Condensado TV	0	0	0	0	1	0	0	0
Água Resf Fria	0	0	0	0	1	0	0	0
Água Resf Quente	0	0	0	0	1	0	0	0
Água Resf Fria (1)	0	0	0	0	1	0	0	0

Fonte: FONTES, 2018.

Para resfriar o vapor de exaustão da turbina e condensá-lo, ou seja, a fração de vapor da corrente denominada “Condensado TV” atingir o valor de zero, foi necessário utilizar 23186,30 ton/h de água de resfriamento. Como essa água condensada pode retornar ao processo por meio de bombas para a gerar vapor, .

4.1.5 Captura do CO₂ – caso 1

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 1 do sistema de captura de CO₂ podem ser vistos na Tabela 16 e Tabela 17. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 16 – Dados das correntes de processo do sistema de captura do CO₂ – caso 1.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
Gas Exausto2	205,01	100	2,99	0,46
Gas Exausto Resf	205,01	30	2,99	0,34
CO2 to Compression	114,62	30	2,99	1
H2O to reuse	90,39	30	2,99	0

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 17 – Composição das correntes de processo do sistema de captura do CO₂ – caso 1.

Composição Molar								
Corrente	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
Gas Exausto2	0	0	0	0	0,659	0,002	0,339	0,001
Gas Exausto Resf	0	0	0	0	0,659	0,002	0,339	0,001
CO2 to Compression	0	0	0	0	0,011	0,005	0,982	0,002
H2O to reuse	0	0	0	0	0,998	2,11E-07	0,002	2,67E-08

Fonte: FONTES, 2018.

Diante do apresentado na Tabela 16 e na Tabela 17, nota-se 2 pontos importantes para o processo:

1. O fechamento do balanço de massa das correntes de CO₂ e H₂O na saída do processo, onde foram gerados 114,62 ton/h da corrente de CO₂ que é direcionada para compressão e 90,39 ton/h de água que pode ser reutilizada no processo;
2. Separação simples e eficiente desses componentes, que foram submetidos ao resfriamento na corrente dos gases de exaustão para facilitar a condensação.

Conforme esperado, após a separação foi obtida uma composição molar de CO₂ igual a 98,2% na corrente “CO2 to Compression” e a composição molar de H₂O igual a 99,8% na corrente “H2O to reuse”. Tais características obtidas da corrente de CO₂ tornam-na adequada com a especificação de >95% determinada pelo estudo realizado no EU DYNAMIS PROJECT (2007), referente às condições para o transporte em tubulações e armazenamento do CO₂, conforme apresentado na Tabela 4.

4.1.6 Avaliação das principais correntes de energia da planta – caso 1

A produção de energia elétrica é a atividade fim de uma usina termelétrica. Na termelétrica simulada, os pontos de geração de energia eram a turbina a gás e a turbina a vapor (somatório de todos os estágios). Entretanto, para o funcionamento da planta, é necessário utilizar parte da energia para a operação de alguns

equipamentos. A Tabela 18 mostra a quantidade de energia utilizada em cada corrente de energia da simulação do caso 1.

Tabela 18 – Correntes de energia da simulação – caso 1.

Corrente de Energia	Fluxo de energia	Tipo
<i>Unidade</i>	<i>MW</i>	-
Q Comp GN	1,00	Consumo
Q-Aquec Ar	17,13	Consumo
Q-Comp Ar	18,65	Consumo
W-TG	102,49	Geração
W-TV-HP	50,34	Geração
W-TV-IP	49,25	Geração
W-TV-LP	79,24	Geração
E-Torre	334,54	Consumo
E-Bomba	2,03	Consumo
E-Bomba Condensado	0,07	Consumo
Q-Resf Gas Exausto	19,92	Consumo
ASU	31,08	Consumo

Fonte: FONTES, 2018.

Analizando a Tabela 18, nota-se que o total gerado de energia no caso 1 é igual a 281,31 MW, sendo 102,49 MW proveniente da turbina a gás e 178,82 MW proveniente da turbina a vapor. É importante salientar que a torre de resfriamento, apesar de apresentar uma quantidade de energia elevada, a mesma tem essa troca de energia realizada entre o ambiente e o equipamento, de modo que essa energia é desprezível para o balanço energético da planta.

O consumo energético para manutenção da planta simulada no caso 1 é igual a 58,79 MW, porém, é necessário incluir o consumo de energia estimado da ASU. Em consonância com BAILERA et al (2017) e HU et al (2013), considerando o consumo de energia por massa de O₂ gerado na ASU igual a 685 kJ/kg_{O₂}, tem-se que para a vazão de 163,35 ton/h de O₂ um total de 31,08 MW deve ser consumido na ASU. Portanto, a potência líquida produzida no caso 1 é igual a 191,44 MW.

4.2 CASO 2 – COMBUSTÃO COM AR

O caso 2 contempla a simulação da termelétrica NGCC operando com ar de combustão em vez de oxigênio puro proveniente da ASU. Os resultados da simulação serão exibidos conforme a área da planta nos itens 4.2.1 a 4.2.6.

4.2.1 Turbina a Gás – Caso 2

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 2 da turbina a gás podem ser vistos na Tabela 19 e Tabela 20. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 19 – Parâmetros de processo das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 2.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
GN	41,67	20	25	1
GN Comp	41,67	62,04	40	1
Gas Quente TG	887,56	2214,86	40	1
Residuo TG	0	2214,86	40	0
Ar	845,90	25	0,00	1
Ar Comp	845,90	705,42	40	1
Gas Exausto	887,56	1550,04	3	1

Fonte: FONTES, 2018.

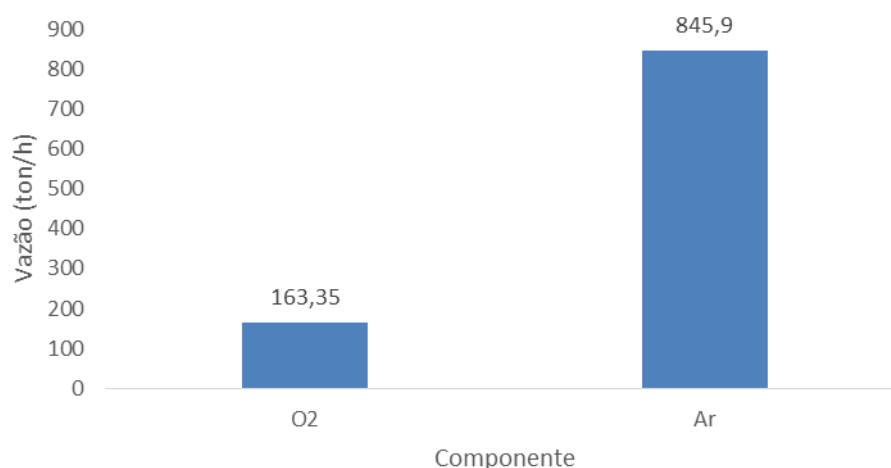
Tabela 20 – Composição das correntes materiais do sistema da turbina a gás – caso 2.

Composição Molar								
Corrente	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
GN	0,946	0,038	0,009	0,001	0	0,005	0,001	0
GN Comp	0,946	0,038	0,009	0,001	0	0,005	0,001	0
Gas Quente TG	0	0	0	0	0,157	0,747	0,081	0,014
Residuo TG	0	0	0	0	0,157	0,747	0,081	0,014
Ar	0	0	0	0	0	0,811	0	0,189
Ar Comp	0	0	0	0	0	0,811	0	0,189
Gas Exausto	0	0	0	0	0,157	0,747	0,081	0,014

Fonte: FONTES, 2018.

Em contraste à vazão de O_2 no caso 1, de acordo com os dados da Tabela 19 percebe-se que, ao utilizar ar para realizar a combustão, a vazão necessária de ar no caso 2 é bem maior que a vazão de O_2 puro, conforme pode ser visto na Figura 29.

Figura 29 – Comparativo entre as vazões de ar e oxigênio.



Fonte: FONTES, 2018.

Tal condição de vazão impacta diretamente na utilização do compressor de ar, o qual tem seu consumo de energia elevado. No caso 1, o consumo de energia no compressor é cerca de 18% do total produzido na TG, enquanto que no caso 2 o consumo de energia é cerca de 67% do total produzido na TG.

Além disso, diferentemente do caso 1, é possível verificar na Tabela 20 que as correntes de exaustão são compostas por N_2 (74,7%), H_2O (15,7%), CO_2 (8,1%) e O_2 (1,4%) devido à combustão ser feita com o ar, composição essa que influencia no processo de separação do CO_2 .

4.2.2 Sistema de geração de vapor – Caso 2

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 2 do sistema de geração de vapor podem ser vistos na Tabela 21 e Tabela 22. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 21 – Dados das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 2.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
Gas Exausto	887,56	1550,04	3	1
HP-Water	450	20	56	0
HP-steam	450	650,79	50	1
Gas Exausto2	887,56	100	2,99	1

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 22 – Composição das correntes de processo do sistema de geração de vapor – caso 2.

Composição Molar								
Corrente	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
Gas Exausto	0	0	0	0	0,157	0,747	0,081	0,014
HP-Water	0	0	0	0	1	0	0	0
HP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
Gas Exausto2	0	0	0	0	0,157	0,747	0,081	0,014

Fonte: FONTES, 2018.

É importante notar que a temperatura dos gases de exaustão da TG na combustão com o ar é 1550°C, valor bem menor que a temperatura do caso 1, reduzindo o potencial térmico quando comparado a uma vazão equivalente da combustão com oxigênio puro. Isto pode ser visto quando se compara a temperatura da corrente de vapor “HP-steam” em ambos os casos. No caso 1 a temperatura atingida é 861 °C, enquanto que no caso 2 a temperatura é 650 °C, de modo que há uma redução de cerca de 25% na temperatura de saída do vapor de alta pressão.

4.2.3 Turbina a vapor – Caso 2

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 2 do sistema da turbina a vapor podem ser vistos na Tabela 23 e Tabela 24.

Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 23 – Dados das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 2.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
HP-steam	450	650,79	50	1
IP-steam	450	493,68	15	1
LP-steam	450	338,72	3	1
Vapor de Exaustão TV	450	79,19	-0,9	1

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 24 – Composição das correntes de processo do sistema da turbina a vapor – caso 2.

Corrente	Composição Molar							
	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
HP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
IP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
LP-steam	0	0	0	0	1	0	0	0
Vapor de Exaustão TV	0	0	0	0	1	0	0	0

Fonte: FONTES, 2018.

Comparando-se os dados da Tabela 23 obtidos para o caso 2, observa-se que, para as mesmas condições de pressão, todos os níveis de vapor apresentam temperatura menor que no caso 1, de modo que a potência gerada na turbina a vapor para o caso 2 será menor que a potência gerada no caso 1.

4.2.4 Sistema de resfriamento – Caso 2

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 2 do sistema de resfriamento podem ser vistos na Tabela 14 e Tabela 15. Os valores destacados em azul representam os dados levantados e que foram inseridos no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 25 – Dados das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 2.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
Vapor de Exaustão TV	450	79,19	-0,9	1
Condensado TV	450	51,31	-0,9	0
Água Resf Fria	21393,27	30,02	2,5	0
Água Resf Quente	21393,27	42	1,48	0
Água Resf Fria (1)	21393,27	30	0,08	0

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 26 – Composição das correntes de processo do sistema de resfriamento – caso 2.

Corrente	Composição Molar							
	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
Vapor de Exaustão TV	0	0	0	0	1	0	0	0
Condensado TV	0	0	0	0	1	0	0	0
Água Resf Fria	0	0	0	0	1	0	0	0
Água Resf Quente	0	0	0	0	1	0	0	0
Água Resf Fria (1)	0	0	0	0	1	0	0	0

Fonte: FONTES, 2018.

Como o vapor de exaustão da TV no caso 2 possui uma temperatura menor que a temperatura do caso 1, também houve redução na quantidade de água de resfriamento utilizada, sendo utilizado cerca de 21393 ton/h, um total de 1793 ton/h de água de resfriamento a menos no caso 2.

4.2.5 Captura do CO₂ – Caso 2

Os dados e composições das correntes de processo utilizados na simulação do caso 2 do sistema de captura de CO₂ podem ser vistos na Tabela 27 e Tabela 28. Os valores destacados em azul representam os valores inseridos arbitrariamente no simulador para definição das propriedades desejadas no processo.

Tabela 27 – Dados das correntes de processo do sistema de captura do CO₂ – caso 2.

Corrente	Vazão mássica (ton/h)	Temperatura (°C)	Pressão (kg/cm ² -g)	Fração de Vapor
Gas Exausto2	887,56	100	2,99	1
Gas Exausto Resf	887,56	30	2,99	0,85
CO2 to Compression	802,44	30	2,99	1
H2O to reuse	85,12	30	2,99	0

Fonte: FONTES, 2018.

Tabela 28 – Composição das correntes de processo do sistema de captura do CO₂ – caso 2.

Corrente	Composição Molar							
	Metano	Etano	Propano	n-Butano	H ₂ O	N ₂	CO ₂	O ₂
Gas Exausto2	0	0	0	0	0,157	0,747	0,081	0,014
Gas Exausto Resf	0	0	0	0	0,157	0,747	0,081	0,014
CO2 to Compression	0	0	0	0	0,011	0,877	0,095	0,017
H2O to reuse	0	0	0	0	0,9998	4,00E-05	0,0002	2,20E-07

Fonte: FONTES, 2018.

Este sistema é o principal ponto de divergência entre os casos 1 e 2. Como pode ser visto na Tabela 28, a composição do gás de exaustão é composta majoritariamente por nitrogênio, de modo que, mesmo após o processo de separação da água, a corrente gasosa resultante contém 9,5% de CO₂ e 87,7% de N₂, valor este que inviabiliza a compressão direta do CO₂, pois esse componente precisa ser isolado e encontra-se fora da especificação de transporte em tubulações e armazenamento do CO₂ conforme o EU DYNAMIS PROJECT (2007).

Portanto, o mesmo processo de separação simplório utilizado no caso 1 não pode ser usado quando a combustão é realizada com ar, visto que o mesmo não é eficiente para o caso. Deste modo, para promover a captura do CO₂ no caso 2 é necessário utilizar um processo pós-combustão com amina.

4.2.6 Avaliação das principais correntes de energia da planta – Caso 2

A Tabela 29 mostra a quantidade de energia utilizada em cada corrente de energia da simulação do caso 2.

Tabela 29 – Correntes de energia da simulação – caso 2.

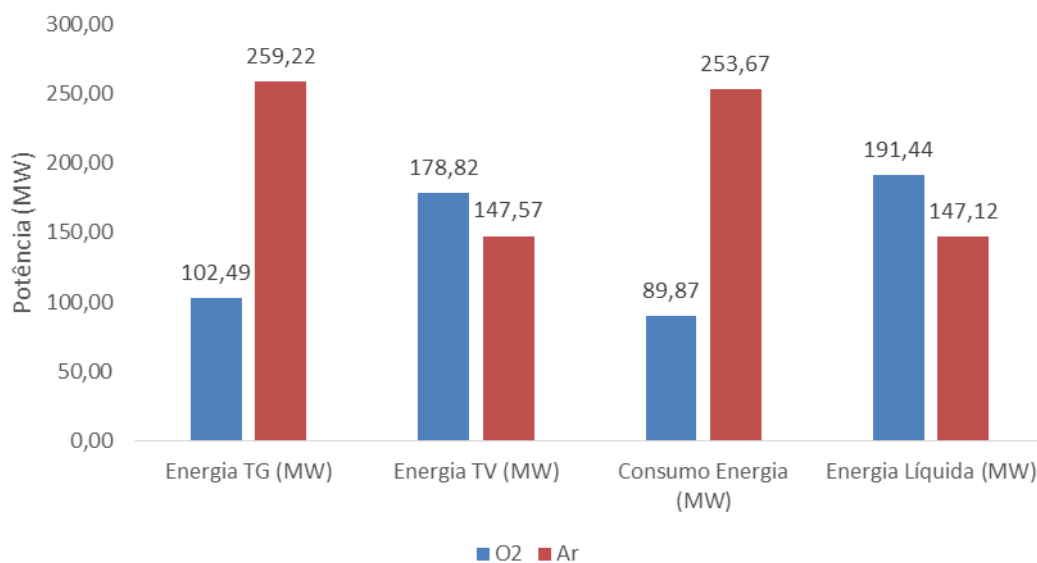
Corrente de Energia	Fluxo de energia	Tipo
<i>Unidade</i>	<i>MW</i>	-
Q Comp GN	1,00	Consumo
Q-Comp Ar	173,71	Consumo
W-TG	259,22	Geração
W-TV-HP	40,12	Geração
W-TV-IP	38,90	Geração
W-TV-LP	62,55	Geração
E-Torre	308,67	Consumo
E-Bomba	1,88	Consumo
E-Bomba Condensado	0,07	Consumo
Q-Resf Gas Exausto	77,02	Consumo

Fonte: FONTES, 2018.

Analisando a Tabela 29, nota-se que o total gerado de energia no caso 2 é igual a 400,79 MW, sendo 259,22 MW proveniente da turbina a gás e 141,57 MW proveniente da turbina a vapor. Da mesma forma que no caso 1, desprezou-se o consumo energético na torre de resfriamento.

O consumo energético para manutenção da planta simulada no caso 2 é igual a 253,67 MW. Comparando-se os casos 1 e 2, percebe-se que, apesar da produção de potência ter sido maior no caso 2, o consumo também foi maior devido ao uso intensivo do compressor de ar e do resfriamento dos gases de exaustão. Desta forma a potência líquida no caso 1 (191,44 MW) foi maior que a potência líquida no caso 2 (147,12 MW), conforme pode ser visto na Figura 30.

Figura 30 – Comparativo entre a produção e consumo de energia elétrica nos casos 1 (O₂) e 2 (Ar).



Fonte: FONTES, 2018.

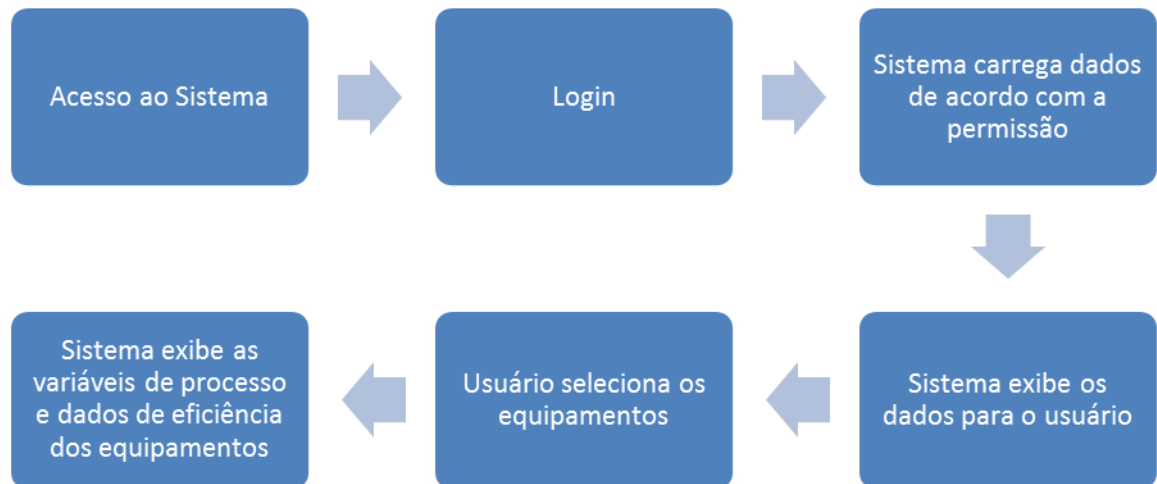
Vale salientar que o processo de separação do sistema pós-combustão não foi simulado e, portanto, o consumo energético dele não foi considerado. É importante notar também que a simulação do processo de separação do CO₂ foi realizada, em ambos os casos, com a configuração dos equipamentos similar a fim de mostrar que a separação do CO₂ no caso 1 ocorre de forma simples e eficiente quando comparado ao caso 2, onde o CO₂ não é isolado completamente devido à presença de N₂ e necessita de um processo pós-combustão para tal.

4.3 TELAS DE MONITORAMENTO DE DADOS

Com o intuito de criar uma plataforma para monitorar os dados de processo relevantes, foi desenvolvida uma interface de um sistema web para exibir os principais dados do trabalho.

O fluxograma da Figura 31 mostra como é o funcionamento do sistema desenvolvido.

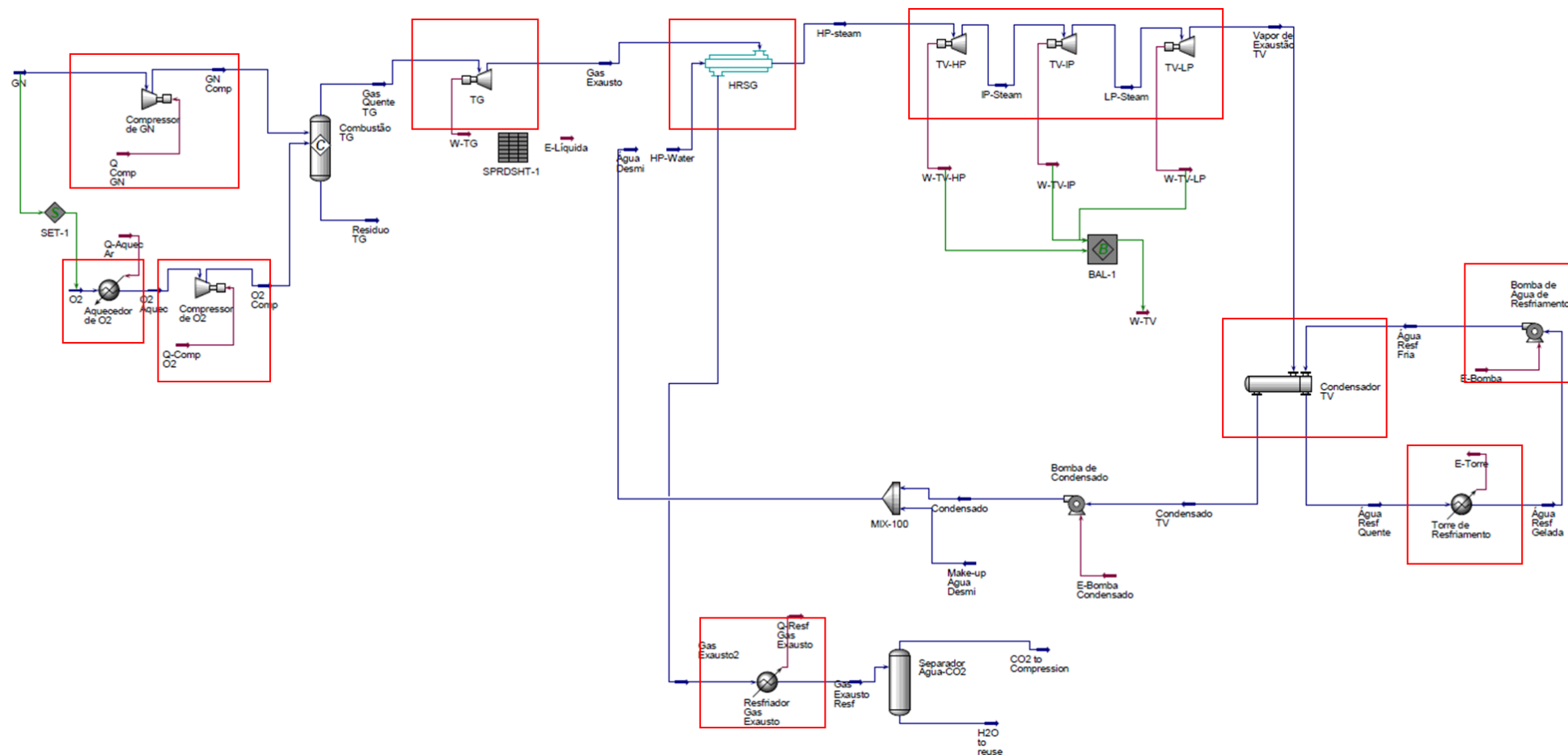
Figura 31 – Funcionamento do sistema.



Fonte: FONTES, 2018.

Para exibição dos dados, alguns volumes de controle foram definidos considerando a seleção dos principais equipamentos da planta, os quais podem ser vistos marcados em vermelho na Figura 32.

Figura 32 – Volumes de controle selecionados para monitoramento de dados.



Fonte: FONTES, 2018.

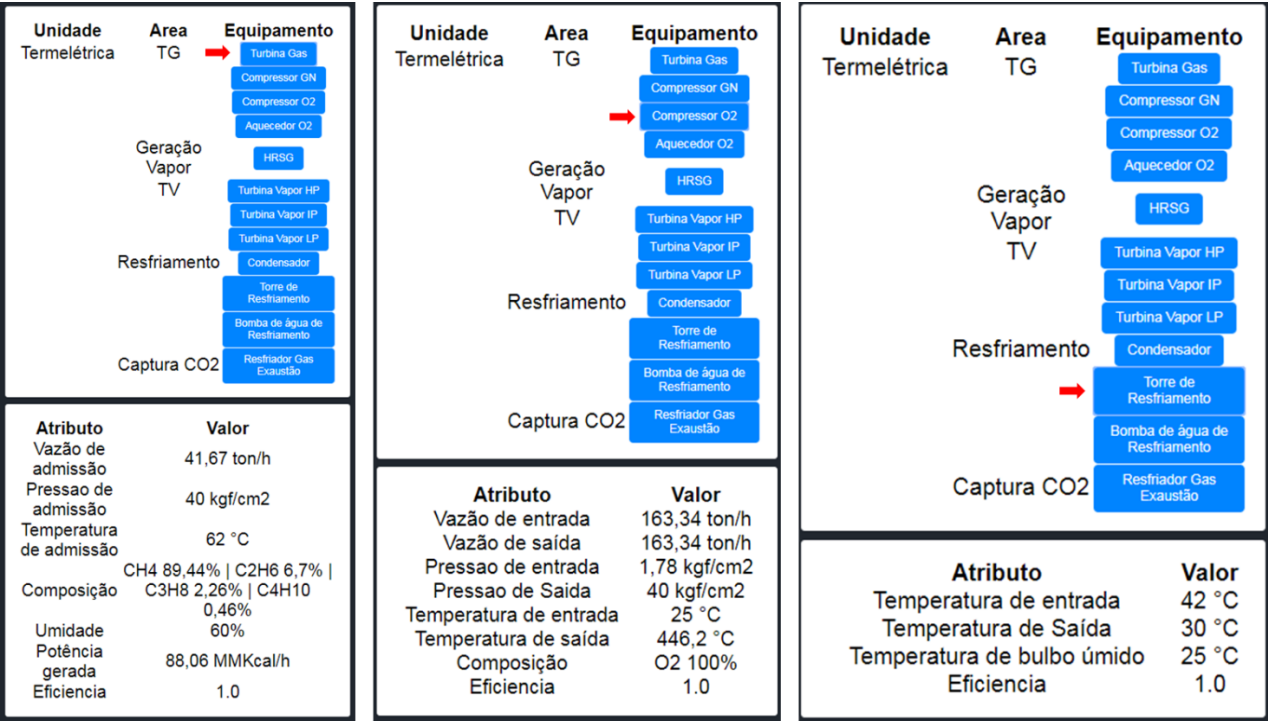
Os equipamentos selecionados tiveram seus dados disponibilizados no sistema desenvolvido e são interativos, de modo que ao clicar no botão do equipamento, os dados são exibidos na tela, como pode ser visto na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Figura 33 – Tela inicial do sistema.

Unidade	Area	Equipamento
Termelétrica	TG	Turbina Gas
		Compressor GN
		Compressor O2
		Aquecedor O2
	Geração Vapor	HRSG
		Turbina Vapor HP
		Turbina Vapor IP
		Turbina Vapor LP
	Resfriamento	Condensador
		Torre de Resfriamento
		Bomba de água de Resfriamento
	Captura CO2	Resfriador Gas Exhaustão

Fonte: FONTES, 2018.

Figura 34 – Exemplo dos dados exibidos no sistema para a turbina a gás, o compressor de O₂ e a torre de resfriamento.



Fonte: FONTES, 2018.

Os dados exibidos nas telas de monitoramento são provenientes da simulação e foram inseridos no sistema de forma manual.

O código fonte do sistema desenvolvido é apresentado nos Apêndices A, B e C.

5 CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS

Neste tópico são apresentadas as conclusões e as perspectivas de trabalhos futuros como sugestão de continuidade do estudo.

5.1 CONCLUSÃO

Diante do trabalho realizado, percebe-se que a termelétrica NGCC operando com o processo de oxi-combustão se apresenta como uma alternativa viável para a geração de energia elétrica associada à redução de emissões atmosféricas, uma vez que a corrente de exaustão é composta basicamente por água e CO_2 , sendo este último facilmente separado da água e produzido dentro das especificações aplicáveis para transporte e armazenamento ($>95\%$ de CO_2).

Tal processo de captura do CO_2 foi realizado de forma simples, havendo apenas o resfriamento da corrente de exaustão da HRSG, seguido do uso de um vaso de knock-out para eliminação da água, não havendo a necessidade de utilizar sistemas mais complexos como torres de MEA e DEA para realizar a captura do CO_2 .

Quando comparado com uma termelétrica NGCC que utiliza ar para combustão, a termelétrica NGCC/OC ainda apresentou um consumo interno de energia elétrica menor, de modo que a potência líquida produzida para o caso 1 foi igual a 191,44 MW, 30% maior que no caso 2, que foi igual a 147,12 MW. Além disso, o processo de captura do CO_2 nos mesmos moldes que ocorre no processo oxi-combustão não é viável para a termelétrica utilizando ar de combustão.

Vale salientar que integrações energéticas entre as correntes de processo e/ou geração de vapor adicional ainda podem ser estudadas e propostas a fim de melhorar ainda mais a eficiência da planta como um todo.

A extração dos dados do simulador através do módulo simulation workbook foi realizada com sucesso, viabilizando além das análises mais detalhadas da simulação, o desenvolvimento de um sistema web, onde todos os dados relevantes para monitoramento dos equipamentos foram disponibilizados numa plataforma que pode ser acessada de qualquer lugar e dispositivo.

5.2 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Uma proposta de trabalho futuro é a realização de uma integração direta entre o Aspen HYSYS e o sistema web, implementando um cálculo automático de eficiência energética para todos os equipamentos da planta industrial.

REFERÊNCIAS

- ABRAHAM, B.M., ASBURY, J.G., LYNCH, E.P., TEOTIA, A.P.S.; Coal-oxygen process provides CO/sub 2/ for enhanced recovery; **Oil & Gas Journal**; v. 80 (11); p. 68–70; 1982.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL; **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, Ed. 3, Brasília, DF, 2008.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL; **Matriz de Energia Elétrica**; Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>; Acesso em junho de 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL; **Valor Normativo para Energia Termoeletrica a Gás Natural: Consulta Pública N.º 002/99**; Rio de Janeiro, RJ, 1999.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS; **Gás Natural**; Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/gas-natural>; acesso em agosto de 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS; **Produção Nacional de Gás Natural (metros cúbicos)**, Rio de Janeiro, RJ, 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>; acesso em agosto de 2017.
- ÁLVAREZ, J.F.G., GRADO, J.G. DE; Study of combustion in CO₂-Capturing semi-closed Brayton cycle conditions; **Energy**; v. 166; p. 1276-1290; 2019.
- BAILERA, M., HANAK, D.P, LISBONA, P., ROMEO, L.M.; Techno-economic feasibility of power to gas – oxy-fuel boiler hybrid system under uncertainty; **International Journal of Hydrogen Energy**; 2018, DOI:10.1016/j.ijhydene.2018.09.131.
- BAILERA, M., KEZIBRI, N., ROMEO, M. L., ESPATOLERO, S., LISBONA, P., BOUALLOU, C.; Future applications of hydrogen production and CO₂ utilization for energy storage: Hybrid Power to Gas-Oxycombustion power plants; **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, Ed. 19, p. 13625-13632, 2017.
- BIZZO, W. A.; **GERAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO E UTILIZAÇÃO DE VAPOR**; Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP; cap. 4; 2003.
- CAINENG, Z., ZHI, Y., DONGBO, H., YUNSHENG, W., JIAN, L., AILIN, J., JIANJUN, C., QUN, Z., YILONG, L., JUN, L., SHEN, Y.; Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas; **Petroleum Exploration Development**, v. 45, n. 4, p. 604-618, 2018.
- CERON, L. P.; Controle do excesso de ar em processos de combustão; **Revista Meio Filtrante**; v. 44; p. 40-46; 2010.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 – Ano base 2016**; Rio de Janeiro, RJ; 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; **Matriz Energética e Elétrica**; Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>; Acesso em maio de 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE; **Nota técnica DEA 12/2016 – Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2015–2024)**; Rio de Janeiro, RJ, 2016.

EU DYNAMIS PROJECT; **Developing CO₂ quality recommendation for pipeline transportation**; Sixth Framework Programme, 2007.

FONTES, M. A. S. G., RAMOS, J. A., SIMIONI, T., RUCKER, C. P. R.; LOUREIRO, M. R. B., BARROS, A. G., FURLAN, L. T., PINTO, P. D. M. R., NOBREGA, G.; Diagnóstico da instrumentação para gestão da eficiência energética em unidades de gás e energia. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016, 2016, Rio de Janeiro, **Anais**, Rio de Janeiro: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016, 2016.

GALLETTI, C.; CORAGGIO, G.; TOGNOTTI, L.; Numerical investigation of oxy-natural-gas combustion in a semi-industrial furnace: Validation of CFD sub-models; **Fuel**; v. 109; p. 445–460, 2013.

GALLETTI, C.; MODESTI, A.; PELAGALLO, S.; BRUNETTI, I.; ROSSI, N.; TOGNOTTI, L.; Validation of oxy-combustion modelling via semi-industrial furnace tests. In: Proceedings of PTSE 2010; Ischia, Itália, 2010.

HALLIDAY, David; RESNICK, Robert; WALKER, Jearl; Fundamentos de física; Volume 2, Ed. 8; Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2009;

HE, Z.; SANDOVAL, L. A. R.; Dynamic modelling of a commercial-scale CO₂ capture plant integrated with a natural gas combined cycle (NGCC) power plant; **International Journal of Greenhouse Gas Control**; v. 55; p. 23-35, 2016.

HU, Y., LI, X., LI, H., YAN, J.; Peak and off-peak operations of the air separation unit in oxy-coal combustion power generation systems; **Applied Energy**; v. 112; p. 747-754; 2013.

IDRISSA, M. A. K., BOULAMA, G. K.; Advanced exergy analysis of a combined Brayton/Brayton power cycle; **Energy**; v. 166; p. 724-737; 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – INEE; **O que é eficiência energética?**; Disponível em: <http://www.inee.org.br/>; Acesso em Agosto de 2017.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC; **Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage**; Cambridge University Press; Cambridge; UK; 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; **Carbon Capture and Storage**; Disponível em: <https://www.iea.org/topics/ccs/>; Acesso em setembro de 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; **Key World Energy Statistics**; Paris, França, 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; **World energy outlook 2016**; Paris, França, 2016.

JIN, B., ZHAO, H., ZHENG, C., LIANG, Z.; Control optimization to achieve energy-efficient operation of the air separation unit in oxy-fuel combustion power plants; **Energy**; v. 152; p. 313-321; 2018.

JIN, B., ZHAO, H., ZHENG, C., LIANG, Z.; Control optimization to achieve energy-efficient operation of the air separation unit in oxy-fuel combustion power plants; **Energy**; v. 152; p. 313-321; 2018.

KANNICHE, M., GROS-BONNIVARD, R., JAUD, P., VALLE-MARCOS, J., AMANN, J., BOUALLOU, C.; Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture; **Applied Thermal Engineering**; v. 30; p. 53-62; 2010.

KURIYAMA, A., ABE, N.; Ex-post assessment of the Kyoto Protocol – quantification of CO₂ mitigation impact in both Annex B and non-Annex B countries; **Applied Energy**; v. 220; p. 286-295; 2018.

MAHESHWARI, M., SINGH, O.; Comparative evaluation of different combined cycle configurations having simple gas turbine, steam turbine and ammonia water turbine; **Energy**; v. 168; p. 1217-1236; 2019.

MALINAUSKAITE, J., JOUHARA, H., AHMAD, L., MILANI, M., MONTORSI, L., VENTURELLI, M.; Energy Efficiency in Industry: EU and national policies in Italy and the UK; **Energy**; v. 172; p. 255-269; 2019.

MARIO MARTÍN-GAMBOA, M., IRIBARREN, D., DUFOUR, J.; 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.

MEHRPOOYA, M., ZONOUZ, M. J.; Analysis of an integrated cryogenic air separation unit, oxy-combustion carbon dioxide power cycle and liquefied natural gas regasification process by exergoeconomic method; **Energy Conversion and Management**; v. 139; p. 245–259; 2017.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE – MMA; **Brasil reduzirá 43% das emissões até 2030**; Disponível em: <http://www.mma.gov.br/informma/item/12978-noticia-acom-2015-09-1163.html>; Acesso em setembro de 2018.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS – ONU; **Action 4 Energy**; Disponível em: <http://www.action4energy.org/pt/>; Acesso em Agosto de 2017.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS – ONU; **World Urbanization Prospects – 2018 revision**; Department of Economic and Social Affairs; New York; USA; 2018.

RACKLEY, S. A.; **Carbon capture and storage**; Butterworth-Heinemann, 2010.

RUBIN, E. S.; MANTRIPRAGADA, H.; MARKS, A.; VERSTEEG, P., KITCHIN, J.; The outlook for improved carbon capture technology; **Progress in Energy and Combustion Science**; v. 38; p. 630–671; 2012.

SHAPIRO, H. N., MORAN, M. J., BOETTNER, D. D., BAILEY, M. B.; **Princípios de Termodinâmica para Engenharia**, Ed. 7; Rio de Janeiro; LTC; 2013.

SMITH, A. R., KLOSEK, J.; A review of air separation technologies and their integration with energy conversion processes; **Fuel Processing Technology**; v. 70; p. 115–134; 2001.

STANGER, R., WALL, T., SPÖRL, R., PANERU, M., GRATHWOHL, S., WEIDMANN, M., SCHEFFKNECHT, G., MCDONALD, D., MYÖHÄNEND, K., RITVANEN, J., RAHALAD, S., TIMO HYPPÄNEN, T., MLETZKO, J., KATHER, A., SANTOS, S.; Oxyfuel combustion for CO₂ capture in power plants; **International Journal of Greenhouse Gas Control**; v. 40; p.55-125; 2015.

SUBRAMANIAN, A. S. R., JORDAL, K., ANANTHARAMAN, R., HAGEN, B. A. L., ROUSSANALY, S.; A comparison of post-combustion capture technologies for the NGCC; **Energy Procedia**; v. 114; p. 2631 – 2641, 2017.

TAFONE, A., MAGRO, F.; D., ROMAGNOLI, A.; Integrating an oxygen enriched waste to energy plant with cryogenic engines and Air Separation Unit: Technical, economic and environmental analysis; **Applied Energy**; v. 231; p. 423-432; 2018.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY; **Energy Sources**; Disponível em: <https://www.energy.gov/science-innovation/energy-sources>; Acesso em maio de 2018.

VALIOLLAHI, S., KAVIANPOUR, B., RAEISSI, S., MOSHFEGHIAN, M.; A new Peng-Robinson modification to enhance dew point estimations of natural gases; **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 34; p. 1137–1147; 2016.

VINSON, D. R.; Air Separation Control Technology; **Computers and Chemical Engineering**; v. 30; p. 1436–1446; 2006.

WALL, T.; LIU, Y.; SPERO, C.; ELLIOT, L.; KHARE, S.; RATHANAM, R.; ZEENATHAL, F.; MOGHTADERI, B.; BUHRE, B.; SHENG, C.; GUPTA, R.; YAMADA, T.; MAKINO, K.; YU, J.; An overview on oxyfuel coal combustion—State of the art research and technology development; **Chemical Engineering Research and Design**, v. 87; p. 1003–1016, 2009.

WEBER, J. G.; A decade of natural gas development: The makings of a resource curse?; **Resource and Energy Economics**; v. 37; p. 168–183; 2014.

WISER, WENDELL H.; **Energy resources: occurrence, production, conversion, use**; Ed. 1; LLC; 2000.

APÊNDICE A – CÓDIGO HTML

```

<table class="table-equipamentos" id="tabela_equipamentos">
  <tr>
    <th>Unidade</th>
    <th>Area</th>
    <th>Equipamento</th>
  </tr>
  <tr class="table-row">
    <td>Termelétrica</td>
    <td>TG</td>
    <td id="botao-turbina-gas"><button class="button">Turbina Gas</button></td>
  </tr>
  <tr>
    <td></td>
    <td></td>
    <td id="botao-compressor-gn"><button class="button">Compressor
GN</button></td>
  </tr>
  <tr>
    <td></td>
    <td></td>
    <td id="botao-compressor-o2"><button class="button">Compressor
O2</button></td>
  </tr>
  <tr>
    <td></td>
    <td></td>
    <td id="botao-aquecedor-o2"><button class="button">Aquecedor
O2</button></td>
  </tr>
  <tr>
    <td></td>
    <td>Geração Vapor</td>
    <td id="botao-hrsg"><button class="button">HRSG</button></td>
  </tr>

```

```

</tr>
<tr>
  <td></td>
  <td>TV</td>
  <td id="botao-TV-HP"><button class="button">Turbina Vapor HP</button></td>
</tr>
<tr>
  <td></td>
  <td></td>
  <td id="botao-TV-IP"><button class="button">Turbina Vapor IP</button></td>
</tr>
<tr>
  <td></td>
  <td></td>
  <td id="botao-TV-LP"><button class="button">Turbina Vapor LP</button></td>
</tr>
<tr>
  <td></td>
  <td>Resfriamento</td>
  <td id="botao-condensador"><button class="button">Condensador</button></td>
</tr>
<tr>
  <td></td>
  <td></td>
  <td id="botao-torre-resfriamento"><button class="button">Torre de
Resfriamento</button></td>
</tr>
<tr>
  <td></td>
  <td></td>
  <td id="botao-bomba-resfriamento"><button class="button">Bomba de água de
Resfriamento</button></td>
</tr>
<tr>
  <td></td>
  <td>Captura CO2</td>

```

```

    <td id="botao-resfriador"><button class="button">Resfriador Gas
Exaustão</button></td>
</tr>
</table>

```

```

<table id="valores-turbina-gas" class="table-style">
  <tr>
    <th>Atributo</th>
    <th>Valor</th>
  </tr>
  <tr>
    <td>Vazão de admissão</td>
    <td>41,67 ton/h</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Pressao de admissão</td>
    <td>40 kgf/cm2</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Temperatura de admissão</td>
    <td>62 °C</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Composição</td>
    <td>CH4 89,44% | C2H6 6,7% | C3H8 2,26% | C4H10 0,46%</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Umidade</td>
    <td>60%</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Potência gerada</td>
    <td>88,06 MMKcal/h</td>
  </tr>
  <tr>

```

```

    <td>Eficiencia</td>
    <td>1.0</td>
  </tr>
</table>

```

```

<table id="valores-compressor-gn" class="table-style">
  <tr>
    <th>Atributo</th>
    <th>Valor</th>
  </tr>
  <tr>
    <td>Vazão de entrada</td>
    <td>41,67 ton/h</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Vazão de saída</td>
    <td>41,67 ton/h</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Pressao de entrada</td>
    <td>25 kgf/cm2</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Pressao de Saida</td>
    <td>40 kgf/cm2</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Temperatura de entrada</td>
    <td>20 °C</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Temperatura de saída</td>
    <td>62 °C</td>
  </tr>
  <tr>

```

```

        <td>Composição</td>
        <td>CH4 89,44% | C2H6 6,7% | C3H8 2,26% | C4H10 0,46%</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Eficiencia</td>
        <td>1.0</td>
    </tr>
</table>

```

```

<table id="valores-compressor-o2" class="table-style" display=none>
    <tr>
        <th>Atributo</th>
        <th>Valor</th>
    </tr>
    <tr>
        <td>Vazão de entrada</td>
        <td>163,34 ton/h</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Vazão de saída</td>
        <td>163,34 ton/h</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Pressao de entrada</td>
        <td>1,78 kgf/cm2</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Pressao de Saida</td>
        <td>40 kgf/cm2</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de entrada</td>
        <td>25 °C</td>
    </tr>
    <tr>

```

```

        <td>Temperatura de saída</td>
        <td>446,2 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Composição</td>
        <td>O2 100%</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Eficiencia</td>
        <td>1.0</td>
    </tr>
</table>

```

```

<table id="valores-aquecedor-o2" class="table-style">
    <tr>
        <th>Atributo</th>
        <th>Valor</th>
    </tr>
    <tr>
        <td>Vazão de entrada</td>
        <td>163,34 ton/h</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de entrada</td>
        <td>-172,3 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de saída</td>
        <td>25 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Pressao de entrada</td>
        <td>1,78 kgf/cm2</td>
    </tr>
    <tr>

```

```

        <td>Pressao de Saida</td>
        <td>1,78 kgf/cm2</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Eficiencia</td>
        <td>1.0</td>
    </tr>
</table>

```

```

<table id="valores-hrsg" class="table-style">
    <tr>
        <th>Atributo</th>
        <th>Valor</th>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de entrada</td>
        <td>3002 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de Saída</td>
        <td>150 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura ambiente</td>
        <td>25 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Eficiencia</td>
        <td>1.0</td>
    </tr>
</table>

```

```

<table id="valores-TV-HP" class="table-style">
    <tr>
        <th>Atributo</th>

```

Valor
Vazão de entrada
300 ton/h
Pressao de entrada
50 kgf/cm2
Pressao de saída
15 kgf/cm2
Temperatura de entrada
1443 °C
Temperatura de saída
1208 °C
Eficiência
1.0

Atributo	Valor
Vazão de entrada	

<td>300 ton/h</td>
</tr>
<tr>
<td>Pressao de entrada</td>
<td>15 kgf/cm2</td>
</tr>
<tr>
<td>Pressao de saída</td>
<td>3 kgf/cm2</td>
</tr>
<tr>
<td>Temperatura de entrada</td>
<td>1208 °C</td>
</tr>
<tr>
<td>Temperatura de saída</td>
<td>957,6 °C</td>
</tr>
<tr>
<td>Eficiência</td>
<td>1.0</td>
</tr>

<tr>
<th>Atributo</th>
<th>Valor</th>
</tr>
<tr>
<td>Vazão de entrada</td>
<td>300 ton/h</td>
</tr>
<tr>
<td>Pressao de entrada</td>

3 kgf/cm ²

Pressao de saída
-0,9 kgf/cm ²

Temperatura de entrada
957,6 °C

Temperatura de saída
498,1 °C

Eficiência
1.0

Atributo	Valor
Temperatura de entrada corrente quente	498,1 °C
Temperatura de saída corrente quente	51,3 °C
Temperatura de entrada corrente fria	

```

        <td>30 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de saída corrente fria</td>
        <td>40 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Eficiencia</td>
        <td>1.0</td>
    </tr>
</table>

<table id="valores-torre-resfriamento" class="table-style">
    <tr>
        <th>Atributo</th>
        <th>Valor</th>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de entrada</td>
        <td>42 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de Saída</td>
        <td>30 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Temperatura de bulbo úmido</td>
        <td>25 °C</td>
    </tr>
    <tr>
        <td>Eficiencia</td>
        <td>1.0</td>
    </tr>
</table>

```

```

<table id="valores-bomba-resfriamento" class="table-style">
  <tr>
    <th>Atributo</th>
    <th>Valor</th>
  </tr>
  <tr>
    <td>Vazão</td>
    <td>19145,1 ton/h</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Pressao de entrada</td>
    <td>0,08 kgf/cm2</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Pressao de Saida</td>
    <td>1,48 kgf/cm2</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Eficiencia</td>
    <td>1.0</td>
  </tr>
</table>

```

```

<table id="valores-resfriador" class="table-style">
  <tr>
    <th>Atributo</th>
    <th>Valor</th>
  </tr>
  <tr>
    <td>Vazão de entrada</td>
    <td>205 ton/h</td>
  </tr>
  <tr>
    <td>Temperatura de entrada</td>
    <td>150 °C</td>
  </tr>

```

```
</tr>
<tr>
  <td>Temperatura de saída</td>
  <td>30 °C</td>
</tr>
<tr>
  <td>Pressao de entrada</td>
  <td>2,99 kgf/cm2</td>
</tr>
<tr>
  <td>Pressao de Saida</td>
  <td>2,99 kgf/cm2</td>
</tr>
<tr>
  <td>Eficiencia</td>
  <td>1.0</td>
</tr>
</table>
```

APÊNDICE B – CÓDIGO JAVASCRIPT + JQUERY 3.3.1

```
// find elements
var banner = $("#tabela_equipamentos")

var valores_turbina_gas = $("#valores-turbina-gas")
var botao_turbina_gas = $("#botao-turbina-gas")

var valores_compressor_gn = $("#valores-compressor-gn")
var botao_compressor_gn = $("#botao-compressor-gn")

var valores_compressor_o2 = $("#valores-compressor-o2")
var botao_compressor_o2 = $("#botao-compressor-o2")

var valores_aquecedor_o2 = $("#valores-aquecedor-o2")
var botao_aquecedor_o2 = $("#botao-aquecedor-o2")

var valores_hrsg = $("#valores-hrsg")
var botao_hrsg = $("#botao-hrsg")

var valores_TV_HP = $("#valores-TV-HP")
var botao_TV_HP = $("#botao-TV-HP")

var valores_TV_IP = $("#valores-TV-IP")
var botao_TV_IP = $("#botao-TV-IP")

var valores_TV_LP = $("#valores-TV-LP")
var botao_TV_LP = $("#botao-TV-LP")

var valores_condensador = $("#valores-condensador")
var botao_condensador = $("#botao-condensador")

var valores_torre_resfriamento = $("#valores-torre-resfriamento")
var botao_torre_resfriamento = $("#botao-torre-resfriamento")
```

```
var valores_bomba_resfriamento = $("#valores-bomba-resfriamento")
var botao_bomba_resfriamento = $("#botao-bomba-resfriamento")
```

```
var valores_resfriador = $("#valores-resfriador")
var botao_resfriador = $("#botao-resfriador")
```

```
var todas_as_tables_de_valores = [
  valores_turbina_gas,
  valores_compressor_gn,
  valores_compressor_o2,
  valores_aquecedor_o2,
  valores_hrsg,
  valores_TV_HP,
  valores_TV_IP,
  valores_TV_LP,
  valores_condensador,
  valores_torre_resfriamento,
  valores_bomba_resfriamento,
  valores_resfriador,
];
```

```
function esconde_todas_as_tabelas_de_valores() {
  todas_as_tables_de_valores.forEach(table_de_valor => {
    table_de_valor.hide();
  });
}
```

```
// handle click and add class
botao_turbina_gas.on("click", function(){
  esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
  valores_turbina_gas.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_compressor_gn.on("click", function(){
```

```
        esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
        valores_compressor_gn.show();
    })
```

```
// handle click and add class
botao_compressor_o2.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_compressor_o2.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_aquecedor_o2.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_aquecedor_o2.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_hrsg.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_hrsg.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_TV_HP.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_TV_HP.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_TV_IP.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_TV_IP.show();
})
```

```
// handle click and add class
```

```
botao_TV_LP.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_TV_LP.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_condensador.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_condensador.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_torre_resfriamento.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_torre_resfriamento.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_bomba_resfriamento.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_bomba_resfriamento.show();
})
```

```
// handle click and add class
botao_resfriador.on("click", function(){
    esconde_todas_as_tabelas_de_valores();
    valores_resfriador.show();
})
```

APÊNDICE C – CÓDIGO CSS

```
body {  
  background: #20262E;  
  padding: 20px;  
  font-family: Helvetica;  
}
```

```
#banner-message {  
  background: #fff;  
  border-radius: 4px;  
  padding: 20px;  
  font-size: 25px;  
  text-align: center;  
  transition: all 0.2s;  
  margin: 0 auto;  
  width: 300px;  
}
```

```
.table-equipamentos,  
.table-style {  
  display: none;  
  background: #fff;  
  border-radius: 4px;  
  padding: 20px;  
  font-size: 25px;  
  text-align: center;  
  transition: all 0.2s;  
  margin: 0 auto;  
  width: 500px;  
  margin-bottom: 10px;  
}
```

```
.table-equipamentos {  
  display: table;
```

```
}
```

```
.table-row {  
  border: 1px;  
}
```

```
.button {  
  background: #0084ff;  
  border: none;  
  border-radius: 5px;  
  padding: 8px 14px;  
  font-size: 15px;  
  color: #fff;  
}
```

```
#banner-message.alt {  
  background: #0084ff;  
  color: #fff;  
  margin-top: 40px;  
  width: 200px;  
}
```

```
#banner-message.alt button {  
  background: #fff;  
  color: #000;  
}
```