

FUNDAÇÃO OSWALDO ARANHA
CENTRO UNIVERSITÁRIO DE VOLTA REDONDA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

LARISSA BARBOSA DA SILVA
LUIS FELIPE SANTOS DA SILVA

ESTUDO COMPARATIVO APLICADO A USINAS TÉRMICAS A GÁS
NATURAL OPERANDO EM CICLO SIMPLES E COMBINADO

VOLTA REDONDA

2018

FUNDAÇÃO OSWALDO ARANHA
CENTRO UNIVERSITÁRIO DE VOLTA REDONDA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO COMPARATIVO APLICADO A USINAS TÉRMICAS A GÁS
NATURAL OPERANDO EM CICLO SIMPLES E COMBINADO**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Mecânica do UniFOA como requisito à obtenção do título de bacharel em Engenharia Mecânica.

Alunos:

Larissa Barbosa da Silva

Luis Felipe Santos da Silva

Orientador:

Prof. D.Sc. Alexandre Fernandes Habibe

VOLTA REDONDA

2018

FOLHA DE APROVAÇÃO

Larissa Barbosa da Silva

Luis Felipe Santos da Silva

ESTUDO COMPARATIVO APLICADO A USINAS TÉRMICAS A GÁS OPERANDO EM CICLO SIMPLES E COMBINADO

Orientador:

Prof. D.Sc. Alexandre Fernandes Habibe

Banca Examinadora:

Prof. D. Sc. Alexandre Fernandes Habibe

Prof. D. Sc. Alexandre Alvarenga Palmeira

Prof. Esp. Antônio de Pádua Sobreira Leal

Dedicamos este trabalho aos nossos pais,
amigos e professores.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Deus e a todos que de alguma forma nos ajudaram, orientaram e conduziram durante a elaboração deste trabalho.

RESUMO

Neste trabalho é apresentado um estudo comparativo aplicado em usinas térmicas que operam em ciclo simples e combinado, tendo como combustível gás natural. Uma turbina a gás funcionando em ciclo simples consiste de um compressor, câmara de combustão e uma turbina. O compressor absorve o ar ambiente e aumenta sua pressão. O calor é adicionado ao ar na câmara de combustão queimando o combustível e elevando sua temperatura. Os gases aquecidos que saem da câmara de combustão são então passados para a turbina, onde se expandem fazendo trabalho mecânico. A economia da geração de energia por turbinas a gás está se mostrando mais atraente, devido ao baixo custo de capital e alta confiabilidade e flexibilidade na operação, início rápido e capacidade de usar ampla variedade de combustíveis. A aplicação primária da usina de turbina a gás é fornecer carga de pico.

No entanto, verificou-se uma quantidade considerável de energia térmica desperdiçada com a exaustão da turbina a gás. Visando um mínimo de desperdício de energia, a melhor abordagem é o uso de ciclos combinados. O escape da turbina a gás que tem alto teor de oxigênio é usado como o gás de entrada para o gerador de vapor onde a combustão adicional ocorre. Os ciclos combinados exibem maior eficiência. As maiores desvantagens incluem a complexidade da usina, diferentes requisitos de combustível e possível perda de flexibilidade e confiabilidade. O sistema é eficiente e o custo para produzir energia por MW é menor.

Verificou-se a eficiência de cada ciclo, o consumo de combustível, e também a análise econômica e financeira com a finalidade de levantar dados para uma melhor análise de investimento. Desta forma, examinaram-se dados de investimento referentes ao custo de instalação, manutenção e amortização. Por meio da análise de investimento foi possível determinar o valor presente líquido e a taxa interna de retorno de acordo com o preço de venda praticado da energia elétrica para cada um dos casos.

Palavras-chave: Termelétricas, Ciclo Simples, Ciclo Combinado.

ABSTRACT

This work presents a comparative study applied in thermal plants that operate in a single and combined cycle, having as fuel natural gas. A simple cycle gas turbine consists of a compressor, combustion chamber and a turbine. The compressor absorbs ambient air and increases its pressure. Heat is added to the air in the combustion chamber by burning the fuel and raising its temperature. The heated gases exiting the combustion chamber are then passed to the turbine, where they expand by performing mechanical work. The economy of gas turbine power generation is proving more attractive due to the low capital cost and high reliability and flexibility in operation, rapid start-up and the ability to use a wide variety of fuels. The primary application of the gas turbine plant is to provide peak load.

However, a considerable amount of thermal energy was wasted with the exhaustion of the gas turbine. Aiming at a minimum of waste of energy, the best approach is the use of combined cycles. Gas turbine exhaust that has high oxygen content is used as the inlet gas for the steam generator where further combustion occurs. Combined cycles exhibit higher efficiency. The biggest disadvantages include plant complexity, different fuel requirements and possible loss of flexibility and reliability. The system is efficient and the cost of producing energy per MW is lower.

The efficiency of each cycle, the fuel consumption, as well as the economic and financial analysis were verified in order to collect data for a better investment analysis. In this way, investment data regarding the cost of installation, maintenance and amortization were examined. Through the investment analysis it was possible to determine the net present value and the internal rate of return according to the sale price of electric energy for each of the cases.

Key-words: Thermoelectric, Single Cycle, Combined Cycle

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
2.1 Sistemas de Geração de Energia.....	15
2.2 Usinas Térmicas.....	20
2.3 Ciclo Simples.....	26
2.4 Ciclo Combinado.....	28
2.5 Principais Componentes das Usinas Térmicas a Gás Natural.....	32
2.5.1 Caldeiras de Recuperação de Calor.....	32
2.5.2 Turbinas a Vapor.....	37
2.5.3 Turbinas a Gás.....	43
2.5.5 Equipamentos Auxiliares	50
3 METODOLOGIA	55
3.1 Seleção da Situação Problema	55
3.2 Levantamento de Dados.....	56
3.3 Delimitação de Estudo.....	56
3.4 Estabelecimento do Modelo Físico	56
3.5 Especificação dos casos a serem analisados.....	58
4 ESTUDO DE CASO	59
4.1 Fundamentação Teórica para Análise Econômica.....	59
4.2 Estimativas Econômicas e Financeiras	60
5 RESULTADOS DO ESTUDO ECONÔMICO	67
6 CONCLUSÃO	71
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
APÊNDICE A	76
APÊNDICE B	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Esquema de conversão de energia em usinas térmicas. Colossi, 2012.	20
Figura 2.2 - Ciclo Otto. Manual Técnico – Motores de Combustão Interna (MAHLE)	22
Figura 2.3 - Ciclo Diesel. Manual Técnico – Motores de Combustão Interna (MAHLE)	23
Figura 2.4 – Ciclo Rankine. Adaptado de Odnawialne-Firmy.....	24
Figura 2.5 – Diagrama do Ciclo Brayton. Adaptado de Wikiwand.....	25
Figura 2.6 – Representação esquemática de um ciclo aberto. Branco, 2005.....	26
Figura 2.7 – Ciclo de turbina a gás regenerativo. Çengel e Boles, 2006.....	27
Figura 2.8 – Ciclo de turbina a gás com intercooler e trocador de calor regenerativo. Adaptado de Arrieta, Nascimento e Mazurenko, 2004.....	27
Figura 2.9 – Ciclo aberto de turbina a gás com injeção de vapor. Adaptado de Arrieta, Nascimento e Mazurenko, 2004.....	28
Figura 2.10 – Representação esquemática do ciclo combinado. Çengel e Boles, 2006.....	29
Figura 2.11 – Central termelétrica de ciclo combinado em série. Filho, 2010.....	30
Figura 2.12 – Central termelétrica de ciclo combinado em paralelo. Filho, 2010.....	30
Figura 2.13 – Central termelétrica de ciclo combinado em série/paralelo. Filho, 2010.....	31
Figura 2.14 – Central termelétrica de ciclo combinado com múltiplos eixos. Filho, 2010.....	31
Figura 2.15 – Central termelétrica de ciclo combinado mono eixo. Filho, 2010.....	32
Figura 2.16 – Caldeira de recuperação de calor de tambor horizontal. GE Power Systems.....	32

Figura 2.17 – Caldeira de recuperação de calor horizontal e vertical. GE Power Systems.....	34
Figura 2.18 – Caldeira de recuperação de calor de circulação natural. GE Power Systems.....	34
Figura 2.19 – Caldeira de recuperação de calor com três níveis de pressão e queima suplementar. Alstom.....	35
Figura 2.20 – Principais seções da caldeira de recuperação de calor. Adaptado de CB Energy Recovery.....	36
Figura 2.21 – Turbina a vapor Siemens SST - 6000. Siemens.....	38
Figura 2.22 – Estágio de ação e estágio de reação. Adaptado de Slideshare	39
Figura 2.23 – Turbina de Contrapressão. Slideshare.....	40
Figura 2.24 – Turbina de condensação. Slideshare.....	41
Figura 2.25 – Principais componentes das turbina a vapor. Branco, 2005.....	43
Figura 2.26 – Turbina a gás 9HA General Electric. GE Power Systems.....	43
Figura 2.27 – Ciclo aberto das turbinas a gás. Emaze.....	45
Figura 2.28 – Ciclo fechado das turbinas a gás. Emaze.....	45
Figura 2.29 – Turbina a gás aeroderivativa Avon 200. Rolls Royce.....	46
Figura 2.30 - Turbina a gás heavy duty GE LM 6000. GE Power Systems.....	46
Figura 2.31 – Principais seções da turbina a gás SGT5 - 4005. Siemens.....	47
Figura 2.32 – Compressor axial. Stuchi, 2015.....	48
Figura 2.33 – Câmara de combustão em corte. Filho, 2010.....	49
Figura 2.34 – Gerador SGen – 3000W. Siemens.....	50
Figura 2.35 – Esquema construtivo de um condensador. Adaptado de Lora e Andrade, 2004.....	51
Figura 2.36 – Corte transversal de um condensador. Adaptado de Lora e Andrade, 2004.....	51

Figura 2.37 – Representação esquemática de um desaerador. Stuchi, 2015.....	53
Figura 2.38 – Torre de resfriamento evaporativo de fluxo cruzado. Cooling Tech....	54
Figura 3.1 – Fluxograma indicando as etapas da metodologia. Os autores.....	55
Figura 3.2 – Diagrama de uma planta termelétrica em ciclo simples. Branco, 2005.....	57
Figura 3.3 - Diagrama de uma planta termelétrica em ciclo combinado (2+1). Branco, 2005.....	57
Figura 4.1 – Custo do investimento total em cada caso. Os autores.....	66
Figura 5.1 – Fluxo de caixa para diferentes valores de venda de energia elétrica para o caso 1. Os autores.....	68
Figura 5.2 – Fluxo de caixa para diferentes valores de venda de energia elétrica para o caso 2. Os autores.....	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Custo dos componentes da planta em ciclo simples. Os autores.....	69
Tabela 4.2 - Custo dos componentes da planta operando em ciclo combinado. Os autores.....	63
Tabela 4.3 – Distribuição de custos (diretos e indiretos). Os autores.....	64
Tabela 4.4 – Custo de amortização para o caso 1 (Ciclo a gás). Os autores.....	65
Tabela 4.5 – Custo de amortização para o caso 2 (Ciclo combinado). Os autores...	65
Tabela 5.1 – Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, de acordo com preço de venda da energia elétrica para o caso 1. Os autores.....	68
Tabela 5.2 – Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, de acordo com preço de venda da energia elétrica para o caso 2. Os autores.....	69

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional de Petróleo

CTI – Custo Total Investido

EJ – Exa Joules

EUA – Estados Unidos da América

GW – Giga Watt

IEA - Agência Internacional de Energia

MW – Mega Watt

TWh – Tera Watt Hora

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

VPL – Valor Presente Líquido

1. INTRODUÇÃO

Nas usinas termelétricas, a geração de energia se inicia na queima de combustíveis, tais como, gás natural, carvão, biomassa e óleo. Dentre estes combustíveis, destaca-se a utilização do gás natural devido a crescente implantação do ciclo combinado Brayton-Rankine. Neste processo o gás natural é misturado com ar comprimido para que se obtenha combustão. A combustão resulta na emissão de gases a altas temperaturas que movimentarão as turbinas, que, por fim, acionam os geradores de eletricidade.

As termelétricas podem operar em ciclo simples ou ciclo combinado. Nas usinas de ciclo aberto ou simples as turbinas a gás operam isoladamente. Porém, neste tipo de usina a eficiência térmica é baixa porque os gases de exaustão são rejeitados para a atmosfera enquanto ainda estão a altas temperaturas. Por outro lado, as usinas a gás natural operando em ciclo combinado utilizam uma associação de turbinas a gás e a vapor em uma mesma planta. Os gases de exaustão provenientes da turbina a gás passam por uma caldeira de recuperação onde gera-se vapor para acionar da turbina a vapor. O ciclo combinado exige maiores investimentos, quando comparado ao ciclo simples, em contrapartida, haverá um aumento na eficiência do ciclo.

As usinas térmicas apresentam uma alternativa na complementação às usinas hidrelétricas nos horários de pico de demanda, nos períodos de seca ou para que se mantenham estáveis os níveis dos reservatórios de água. Por este motivo é de grande interesse a análise dos aspectos econômicos e financeiros relacionados à implantação do ciclo combinado Brayton-Rankine. A escolha pelo gás natural justifica-se pela procura de fontes de combustíveis alternativas que apresentem menor emissão de gases que favorecem o efeito estufa.

A matriz energética brasileira dispõe de diferentes fontes de energia, entre as quais, as usinas hidrelétricas representam cerca de 70% da capacidade instalada. As usinas térmicas aparecem em segundo lugar, com cerca de 25% da capacidade instalada. Embora o custo de geração seja mais elevado que nas hidrelétricas, no atual contexto elas tem sua importância, pois agregam mais energia ao sistema e o tornam mais confiável.

O objetivo deste trabalho é comparar dois modelos de usinas térmicas que utilizam como combustível a gás natural, as usinas de ciclo simples e as de ciclo combinado. Para tal, a análise de viabilidade será do ponto de vista econômico, utilizando-se os indicadores financeiros VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno) para uma melhor análise de investimento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistemas de Geração de Energia

Energia Hidráulica

A água recobre 2/3 da superfície do planeta terra sendo o recurso natural mais abundante, sobre a forma de oceano, lagos, rios e calotas polares, com um volume aproximado de 1,36 bilhões de quilômetros cúbicos. (ANEEL, 2008)

Em um sistema de geração de energia hidráulica é obtida pelo aproveitamento da energia cinética. A energia cinética é proveniente da diferença de altura que promove a rotação das pás do rotor da turbina que por sua vez está interligado a um gerador. (eCycle, 2018)

Antes de se transformar em energia elétrica, a energia é transformada em energia cinética. O dispositivo que faz essa conversão é uma turbina. A turbina é composta basicamente por uma roda com pás, que gira quando é atingida pela água. O último componente dessa cadeia de conversões é o gerador, que transforma o movimento circular da turbina em energia elétrica

Os maiores países produtores de energia hidrelétrica são: China, Brasil, Canadá, EUA e Rússia. Em 2012, esses países foram responsáveis por quase 56,8% da produção mundial de energia hidrelétrica (IEA - Agência Internacional de Energia). Quase 50% da energia hidrelétrica atual instalada no Brasil é na bacia do rio Paraná. (Itaipu Binacional, 2018)

Energia Eólica

A maior parte da energia eólica moderna é gerada na forma de eletricidade, convertendo a rotação das pás da turbina em corrente elétrica por meio de um gerador elétrico. Em moinhos de vento (uma tecnologia muito mais antiga), a energia eólica é usada para transformar máquinas mecânicas em trabalhos físicos, como triturar grãos ou bombear água.

As turbinas eólicas transformam a energia cinética do vento em energia mecânica. Um gerador pode converter energia mecânica em eletricidade. A energia mecânica também pode ser utilizada diretamente para tarefas específicas, como bombear água.

Para a implementação em grande escala da energia eólica incluem requisitos de localização, como disponibilidade de vento, preocupações estéticas e ambientais e disponibilidade de terra. Parques eólicos são mais rentáveis em áreas com fortes ventos consistentes.

Continuam a crescer o número de instalações eólicas em todo o mundo. Segundo o Global Wind Energy Council, no ano de 2014 haviam mais de 360.000 MW de capacidade instalada no mundo. Os principais países incluem: China, Estados Unidos e Alemanha.

Energia Solar

A grande magnitude da energia solar disponível faz com que seja uma fonte de eletricidade altamente atraente. O Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, em sua avaliação mundial de energia de 2000, apresentou que o potencial de energia solar anual era de 1.575 a 49.837 exajoules (EJ). Isso é várias vezes maior que o consumo mundial total de energia, que foi de 559,8 EJ, em 2012. (Key World Energy Statistics, 2014)

A energia solar captura a luz radiante e o calor do sol convertendo-os em energia limpa para alimentar casas, empresas e maquinários. Esta fonte de energia renovável foi usada pela primeira vez comercialmente há mais de 100 anos e cresce rapidamente à medida que as pessoas buscam fontes de energia que sejam sustentáveis e ambientalmente corretas.

Atualmente, existem dois tipos principais de tecnologia de energia solar:

- Fotovoltaico solar: Esta tecnologia converte a luz solar diretamente em eletricidade usando células fotovoltaicas (PV). As células fotovoltaicas solares são combinadas em painéis. Eles podem ser colocados em telhados, integrados em projetos de

construção e veículos, ou instalados pelos milhares de campos para criar usinas de energia solar em larga escala.

- Térmica solar: Essa tecnologia converte a luz do sol em energia térmica (ou calor), que no passado foi usada principalmente para aquecimento de ambientes ou para aquecer a água (como em um sistema de água quente solar).

Os sistemas de geração de energia solar térmica (eletricidade) coletam e concentram a luz solar para produzir o calor de alta temperatura necessário para gerar eletricidade. Todos os sistemas de energia solar térmica têm coletores de energia solar com dois componentes principais: *refletores* (espelhos) que capturam e focalizam a luz solar em um *receptor*.

Em 2016, a potência instalada solar no mundo era de 301 GW, sendo 7 GW de CSP e 294 GW de FV. O fator de capacidade de geração foi de um total de 333 TWh, o que corresponde a 14,4% (Minas e Energia, 2017).

Energia Nuclear

A energia nuclear é uma maneira limpa e eficiente de ferver água para produzir vapor que move as turbinas para que produzam eletricidade. Com exceção do reator em si, as usinas nucleares funcionam como a maioria das usinas a carvão ou a gás.

Usinas nucleares aquecem a água para produzir vapor. O vapor é usado para girar grandes turbinas que geram eletricidade. Usinas nucleares usam o calor produzido durante a fissão nuclear para aquecer a água.

Ao final de 2015, haviam em operação 441 reatores nucleares no mundo, com 402,9 GW de potência nominal, o que corresponde a 6,5% da potência mundial de geração elétrica. (Ministério de Minas e Energia, 2016)

Biomassa

A biomassa é matéria orgânica, como folhas, caules, madeira ou casca, que é usada para gerar eletricidade. Todas as plantas produzem coletivamente biomassa que pode ser convertida em energia utilizável. A biomassa é um recurso valioso como combustível porque é produzida a partir de fontes que se renovam.

A energia proveniente da biomassa possui o maior potencial de geração entre as fontes renováveis em todo o mundo. A biomassa vem de atividades humanas e naturais. Subprodutos da maioria das indústrias, incluindo madeira, agricultura, resíduos florestais que ocorrem naturalmente, resíduos domésticos e aterros, são fontes viáveis de materiais de energia de biomassa.

Em usinas de biomassa, resíduos de madeira ou outros resíduos são queimados para produzir vapor que aciona uma turbina para produzir eletricidade, ou que fornece calor para indústrias e residências. Felizmente, as novas tecnologias - incluindo controle de poluição e engenharia de combustão - avançaram ao ponto de as emissões de queima de biomassa em instalações industriais serem geralmente inferiores às emissões produzidas quando se usam combustíveis fósseis.

Em 2016 foram gerados um total de 54 TWh de energia por biomassa, o bagaço e a palha da cana foram responsáveis por contribuírem com 36 TWh. (Minas e Energia, 2017)

Petróleo

O petróleo é um líquido natural encontrado abaixo da superfície da Terra que pode ser refinado em combustível. O petróleo é um combustível fóssil, o que quer dizer que ele foi criado pela decomposição da matéria orgânica ao longo de um período de milhões de anos. É formado em rochas sedimentares sob intenso calor e pressão.

O petróleo é usado como combustível para alimentar veículos, unidades de aquecimento e máquinas de todos os tipos, além de ser convertido em plásticos e outros materiais. Por causa da dependência mundial do petróleo, a indústria do

petróleo é extremamente poderosa e é uma grande influência na política mundial e na economia global.

A dificuldade do Brasil é acessar suas reservas. Mais de 90% das reservas de petróleo do Brasil ficam no mar, de acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), e a maioria delas é classificada como águas profundas.

O Brasil produziu uma média de 2,61 milhões de barris por dia em 2016, um aumento de 3,2% em relação a 2015. Com 12,6 bilhões de barris de reservas comprovadas de petróleo no final de 2016 - a segunda maior reserva de petróleo da América do Sul depois da Venezuela (Minas e Energia, 2017).

Carvão Mineral

Formado no subsolo por milhares de anos de calor e pressão, o carvão é uma rocha negra rica em carbono que libera energia quando queimada. Nos Estados Unidos, cerca de 30% de toda a eletricidade vem do carvão. O restante provém do gás natural, da energia nuclear e fontes renováveis, tais como a eólica e a solar. (Ministério de Minas e Energia, 2016)

Segundo dados da ANEEL, 40% da eletricidade gerada no mundo é proveniente do carvão e, em 2016, mais de 7.200 milhões de toneladas foram produzidas globalmente.

De acordo com o relatório da *World International Energy Statistics* da Agência Internacional de Energia (IEA), as 5 maiores nações produtoras de carvão, são; China, Índia, Estados Unidos, Indonésia e Austrália. Que produziram 5585 milhões de toneladas no ano de 2016.

Gás Natural

O gás natural ocorre nas profundezas da superfície da terra. O gás natural consiste principalmente de metano, um composto com um átomo de carbono associado a quatro átomos de hidrogênio. O gás natural também contém pequenas quantidades de líquidos de gás de hidrocarbonetos e gases não hidrocarbonetos.

Segundo a ANP, as reservas mundiais comprovadas de gás natural somam 186,6 trilhões de m³.

Existem dois tipos de usinas a gás natural: usinas de gás de ciclo simples e usinas de gás de ciclo combinado. O primeiro consiste de uma turbina a gás conectada a um gerador e a última consiste de uma usina de ciclo simples, combinada a um motor de combustão externa do ciclo Rankine.

O ciclo simples é menos eficiente que o ciclo combinado. No entanto, plantas de ciclo simples são capazes de despachar mais rápido do que usinas termoeletricas a carvão ou usinas nucleares. Isso significa que eles podem ser ligados ou desligados mais rapidamente para atender às necessidades de eletricidade da sociedade. Usinas de ciclo combinado são mais eficientes porque fazem uso dos gases de exaustão quentes que seriam dissipados do sistema. Estes gases de escape são utilizados para ferver água em vapor - que pode então girar outra turbina e gerar mais eletricidade.

2.2 Usinas Térmicas

O processo de conversão da energia térmica em energia elétrica pode, de maneira geral, ser descrito conforme a Figura 2.1.

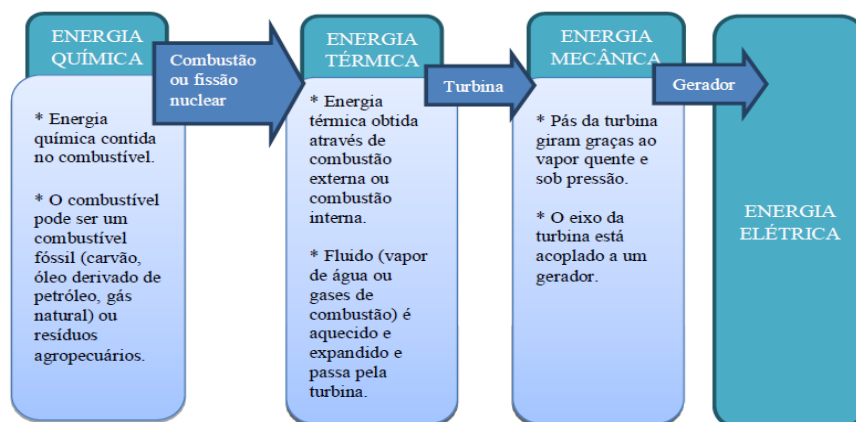


Figura 2.1 – Esquema de conversão de energia em usinas térmicas. Fonte: Colossi, 2012

A energia química presente nos combustíveis é transformada, por fissão nuclear (usinas nucleares) ou por combustão (usinas termoelétricas) em energia térmica. O combustível utilizado nas usinas termoelétricas pode ser de origem fóssil ou de remanescente agropecuários (LEÃO, s.d.).

Há duas maneiras diferentes de se obter energia em usinas térmicas:

- Combustão Externa: Não há contato entre o fluido de trabalho e o combustível. O fluido, que usualmente é a água, e aquecido pelas serpentinas que estão localizadas no interior de uma caldeira, esse processo faz que o fluido se expande tornando-se vapor, que direcionado para a turbina fazendo o rotor girar.
- Combustão Interna: Nas máquinas operam a combustão interna, os gases quentes gerados pela combustão resultam no próprio fluido de trabalho. Para girar as turbinas é utilizado os próprios gases gerados na combustão (turbinas a gás e motores alternativos).

Dentro dos ciclos termodinâmicos principais empregados em uma usina termelétrica podem-se destacar o Ciclo Otto, Ciclo Diesel, Ciclo Rankine e Ciclo Brayton.

Ciclo Otto

O ciclo Otto pode ser dividido em quatro tempos:

- Curso de admissão - O pistão se move do ponto morto superior para o ponto morto inferior e o ciclo passa pelos pontos $0 \rightarrow 1$. Nesse curso, a válvula de admissão é aberta enquanto o pistão puxa uma mistura ar-combustível para o cilindro produzindo pressão de vácuo no cilindro através de seu movimento descendente.
- Curso de compressão - O pistão se move do ponto morto inferior para o ponto morto superior e o ciclo passa pelos pontos $1 \rightarrow 2$. Neste curso, ambas as válvulas de admissão e escape são fechadas, portanto a mistura ar-combustível é comprimida. No final deste curso, a mistura ar-combustível é inflamada por uma faísca, o que causa um aumento adicional na pressão e temperatura na câmara.

- Combustão - O pistão se move do ponto morto superior para o ponto morto inferior e o ciclo passa pelos pontos 2 → 3 → 4. Nesse curso, as válvulas de admissão e escape são fechadas. No início do golpe de força, uma faísca inflama a mistura ar-combustível na câmara de combustão, que por sua vez, causa uma combustão muito rápida. Nesse curso, o pistão é acionado em direção ao virabrequim, o volume aumenta e a pressão diminui à medida que o trabalho é feito pelo gás no pistão.
- Curso de exaustão. O pistão se move do ponto morto inferior para o ponto morto superior e o ciclo passa pelos pontos 4 → 1 → 0. Nesse curso, a válvula de escape é aberta enquanto o pistão retira os gases de exaustão da câmara.

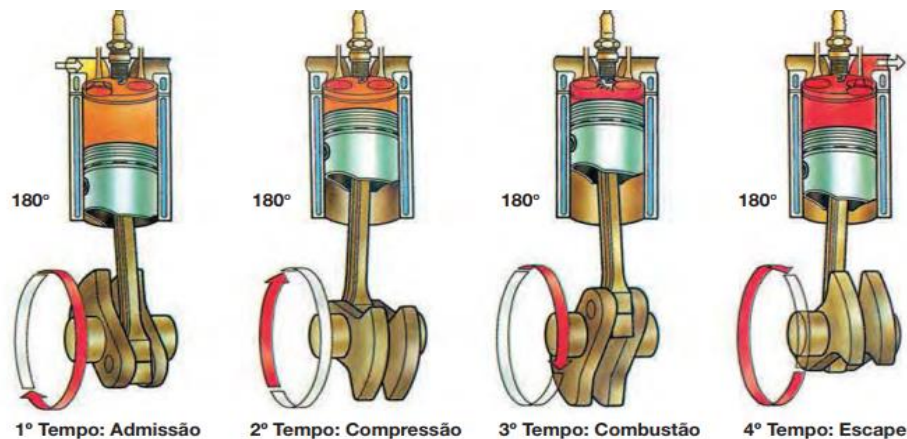


Figura 2.2 - Ciclo Otto. Fonte: Manual Técnico – Motores de Combustão Interna (MAHLE)

Juntamente com o ciclo Diesel, o ciclo Otto é o mais empregado em máquinas a combustão interna.

Ciclo Diesel

O ciclo Diesel funciona em quatro tempos:

- Admissão: O pistão desce do ponto morto superior para ponto morto inferior, a válvula de admissão se encontra aberta permitindo a entrada de apenas ar para dentro da câmara de combustão.
- Compressão: No final do tempo de admissão, a válvula de admissão é fechada e o pistão desloca-se do ponto morto inferior para o ponto morto superior comprimindo o ar.

- Ignição: Pouco antes de o pistão atingir o ponto morto superior é iniciada a injeção de combustível no cilindro. Devido a compressão, a temperatura no interior do cilindro é elevada gerando a ignição na mistura ar combustível.
- Exaustão: Após a combustão, a válvula de escape é aberta permitindo que os gases gerados pela queima do combustível sejam liberados.

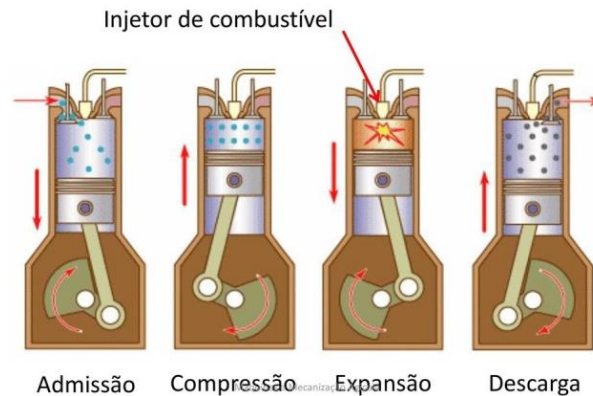


Figura 2.3 - Ciclo Diesel. Fonte: Manual Técnico – Motores de Combustão Interna (MAHLE)

Ciclo Rankine

O ciclo de Rankine é o processo amplamente utilizado por usinas de energia, como usinas termoelétricas a carvão ou reatores nucleares. Neste mecanismo, um combustível é usado para produzir calor dentro de uma caldeira, convertendo a água em vapor, que então se expande através de uma turbina, produzindo um trabalho útil.

O sistema de ciclo Rankine consiste de uma bomba, caldeira, turbina e condensador. A bomba fornece água líquida para a caldeira. A caldeira aquecida pelo calor solar converte a água em vapor superaquecido. Este vapor é usado para operar a turbina que alimenta o gerador. O vapor deixa a turbina e é resfriado para o estado líquido no condensador. Então o líquido é pressurizado pela bomba e volta para a caldeira. E o ciclo continua. Esquemáticamente, este processo é representado na Figura 2.4.

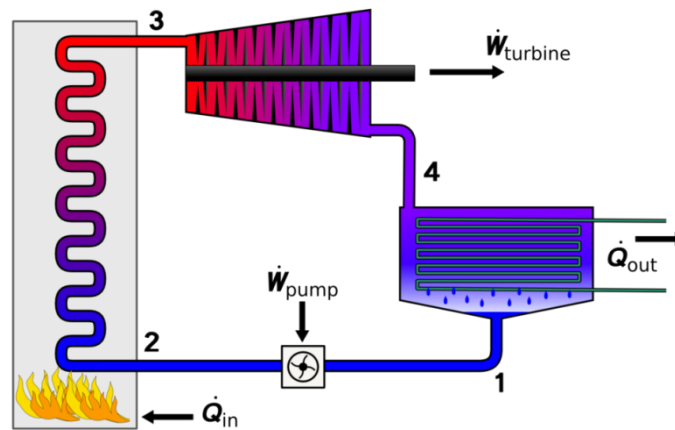


Figura 2.4 - Ciclo Rankine Fonte: Adaptado de Odnawialne-Firmy

Existem quatro processos no ciclo Rankine

- Processo 1–2 : O fluido de trabalho é bombeado de baixa para alta pressão. Como o fluido é um líquido neste estágio, a bomba requer pouca energia de entrada.
- Processo 2–3 : O líquido de alta pressão entra em uma caldeira, onde é aquecido a uma pressão constante por uma fonte de calor externa para se tornar um vapor saturado seco.
- Processo 3–4 : O vapor saturado seco se expande através de uma turbina , gerando energia. Isso diminui a temperatura e a pressão do vapor e pode ocorrer alguma condensação.
- Processo 4–1 : O vapor úmido então entra em um condensador , onde é condensado a uma pressão constante para se tornar um líquido saturado .

O que diferencia o ciclo de potência de vapor real entre o ciclo Rankine ideal são as irreversibilidades nos componentes inerentes causados pelo atrito do fluido e pela perda de calor para os arredores; o atrito do fluido provoca quedas de pressão na caldeira, no condensador e na tubulação entre os componentes e, como resultado, o vapor deixa a caldeira a uma pressão mais baixa; a perda de calor reduz a produção líquida de trabalho (LEÃO, s.d.).

Ciclo Brayton

O ciclo Brayton é um ciclo termodinâmico usado em alguns motores térmicos. Notavelmente, é usado para motores de turbina a gás e alguns motores a jato. O ciclo consiste em comprimir o ar ambiente, misturar o ar com o combustível, depois acender a mistura, que se expande, fazendo o trabalho.

O ciclo Brayton representa a operação de um motor de turbina a gás, é constituído basicamente por quatro etapas, sendo elas:

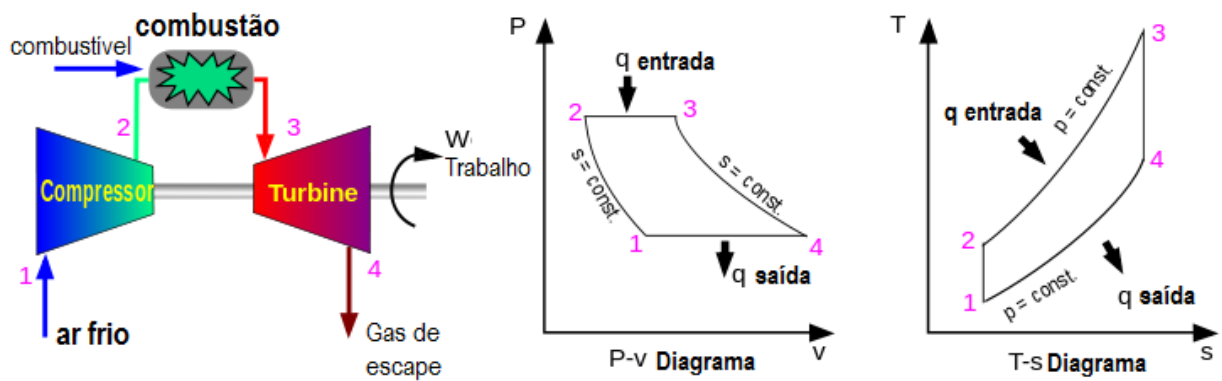


Figura 2.5 - Diagrama do Ciclo Brayton. Fonte: Adaptado de Wikiwand

1 - 2 Compressão adiabática, quase estática (ou reversível) na entrada e no compressor.

2 - 3 Combustão de combustível sob pressão constante (idealizada como adição de calor a pressão constante).

3 - 4 Expansão adiabática, quase estática (ou reversível) na turbina e bocal de exaustão, com a qual pode-se

1. tirar algum trabalho do ar e usá-lo para acionar o compressor, e
2. tirar o restante do trabalho e usá-lo para acelerar o fluido para propulsão a jato ou para ligar um gerador para geração de energia elétrica.

4 – 1 Resfriar o ar a pressão constante de volta à sua condição inicial.

No ciclo Brayton ocorre simultaneamente os processos de compressão, transferência de calor, expansão e exaustão, mas, em locais diferentes, já nos ciclos de motores alternativos o processo ocorre no mesmo lugar de forma sequenciada, em tempos diferentes (LEÃO, s.d.).

2.3 Ciclo Simples

No ciclo simples, o compressor absorve o ar ambiente e aumenta sua pressão. O calor é adicionado ao ar na câmara de combustão queimando o combustível e elevando sua temperatura. Os gases aquecidos que saem da câmara de combustão são então passados para a turbina, onde se expandem fornecendo potência a mesma e ao compressor. A figura 2.6 mostra uma representação esquemática do ciclo aberto.

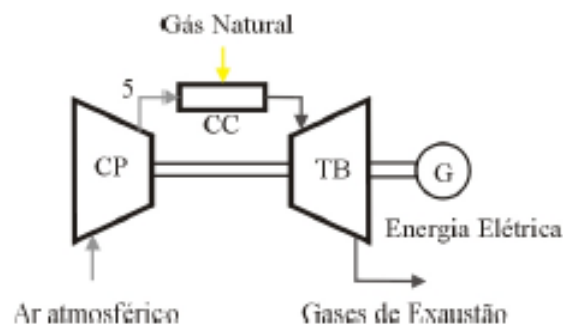


Figura 2.6 – Representação esquemática de um ciclo aberto. Fonte: Branco, 2005.

As centrais termelétricas de turbina a gás de ciclo simples tem como único produto final a eletricidade. Estas caracterizam-se por uma partida rápida, tornando-as ideais para atendimento da demanda em horários de pico. (LORA, 2004).

Ciclo Brayton com Regeneração

O ciclo das turbina a gás com trocador de calor também pode ser denominado ciclo regenerativo. O calor rejeitado pelos gases de exaustão aquece o ar na saída do compressor. Na câmara de combustão, o pré-aquecimento do ar resulta em um consumo de combustível menor. Conseqüentemente, a eficiência térmica do ciclo aumenta, porém, devido à queda de pressão no trocador, a potência útil pode

diminuir em 10%. A figura 2.7 representa este processo. (ARRIETA; NASCIMENTO; MAZURENKO, 2004)

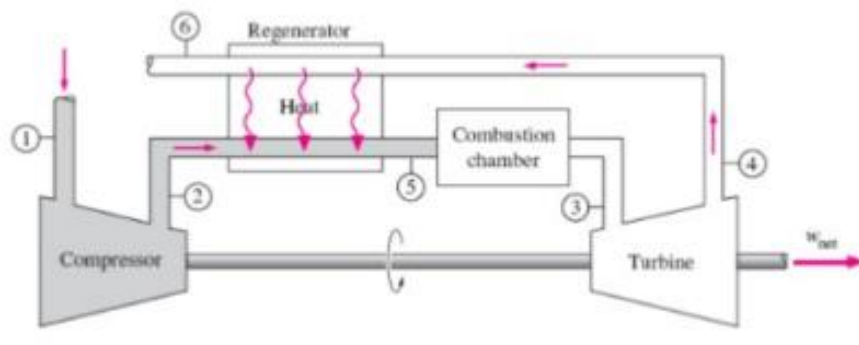


Figura 2.7 – Ciclo de turbina a gás regenerativo. Fonte: Çengel e Boles, 2006.

Ciclo Brayton com Resfriamento e Recuperação de Calor

A utilização do intercooler, associado ao trocador de calor regenerativo, tem a função de aumentar a eficiência térmica do ciclo. O intercooler diminui o trabalho de compressão, ocasionando um aumento no trabalho específico útil do ciclo. A figura 2.8 representa um ciclo de turbina a gás com intercooler e trocador de calor regenerativo. (ARRIETA; NASCIMENTO; MAZURENKO; 2004)

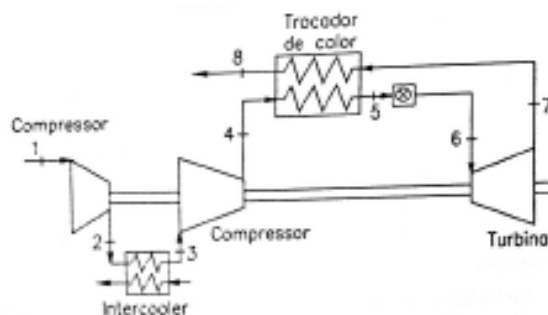


Figura 2.8 – Ciclo de turbina a gás com intercooler e trocador de calor regenerativo. Fonte: Adaptado de Arrieta, Nascimento e Mazurenko, 2004.

Para Arrieta, Nascimento e Mazurenko (2004), o trocador de permite a recuperação uma parte do calor que seria rejeitado para a atmosfera, pré-aquecendo o ar na saída do compressor. Deste modo, o combustível usado será reduzido, traduzindo-se em aumento de eficiência.

A utilização de intercooler aumenta o custo do investimento da turbina a gás. Uma forma mais simples de se aumentar a potência útil do ciclo é instalar um sistema de injeção de vapor e água entre os dois compressores.

Ciclo Brayton com Injeção de Vapor e Água

De acordo com Arrieta, Nascimento e Mazurenko (2004), no ciclo Brayton com injeção de água e vapor, representado na figura 2.9, o vapor de água injetado na saída do compressor, aumenta a vazão em massa através do expensor da turbina, resultando no aumento do trabalho produzido. A injeção de vapor proporciona um ganho significativo na potência específica e um ganho razoável na eficiência térmica global.

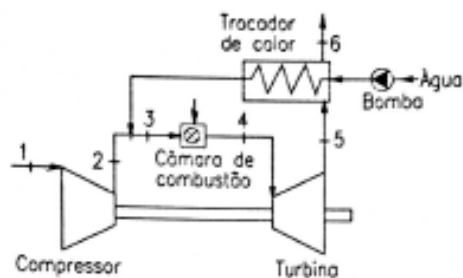


Figura 2.9 – Ciclo aberto de turbina a gás com injeção de vapor. Fonte: Adaptado de Arrieta, Nascimento e Mazurenko, 2004.

2.4 Ciclo Combinado

A geração de energia elétrica utilizando ciclo combinado gás/vapor começou a ser considerada por volta dos anos 1950 e 1960. Neste período, os ciclos a vapor eram os mais empregados para a geração de potência e os estudos para seu aprimoramento eram intensos. Ainda no mesmo período, os fundamentos termodinâmicos e vantagens apresentados pela implantação de ciclos combinados, sobretudo em termos de eficiência, eram conhecidos, embora as dificuldades tecnológicas impedissem o seu desenvolvimento. (FILHO, 2010)

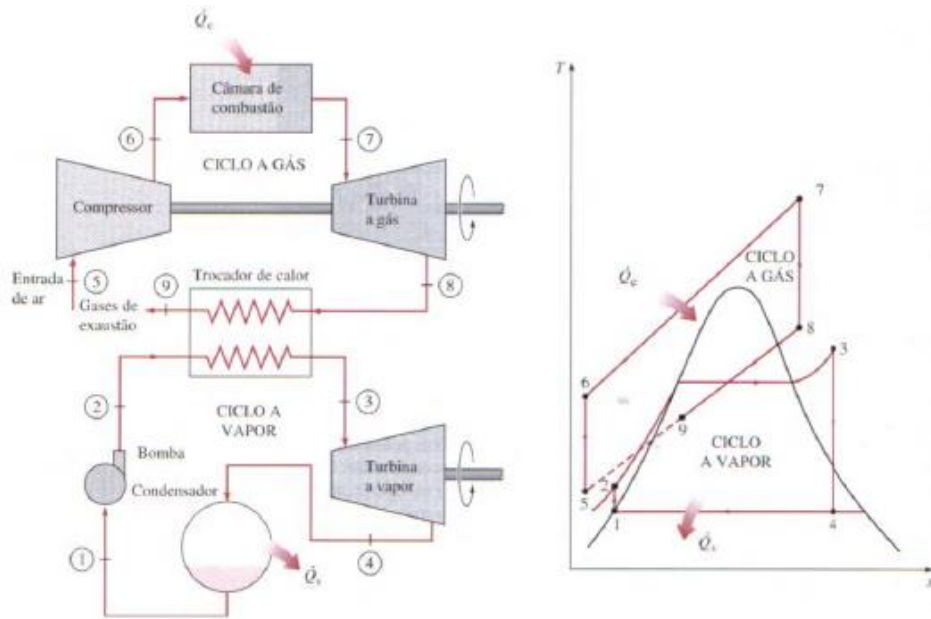


Figura 2.10 – Representação esquemática do ciclo combinado. Fonte: Çengel e Boles, 2006.

Uma usina a ciclo combinado, representada na figura 2.10, emprega uma associação de turbinas a gás e a vapor onde ambas utilizam a queima de um mesmo combustível para gerar energia. Para tal, o calor dos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado para produzir o vapor necessário ao funcionamento da turbina a vapor.

A construção em módulos é uma característica importante do ciclo combinado porque permite que as turbinas a gás, que são instaladas primeiro, iniciem a produção de energia elétrica antes do final da construção. Em seguida, serão instaladas a turbina a vapor e as caldeiras de recuperação.

Nas últimas décadas, avanços significativos no projeto usinas de ciclo combinado tornam esta opção a mais eficiente entre as que utilizam combustíveis fósseis. Um dos principais equipamentos deste tipo de usina é o gerador de vapor. Este equipamento recupera parte do calor dos gases de exaustão sem que seja necessária a queima adicional de um combustível. O ciclo a gás é interligado ao ciclo a vapor por meio de um trocador de calor chamado de caldeira de recuperação. Na caldeira de recuperação o calor proveniente dos gases de exaustão é transferido para um circuito água-vapor.

De acordo com Filho (2010), baseado na disposição das turbinas, as centrais de ciclos combinados para a geração de eletricidade podem ser ciclo combinado em série, em paralelo e em série/paralelo.

As centrais de ciclo combinado em série, representada na figura 2.11, conectam um ciclo a gás a um ciclo a vapor por meio da utilização de uma caldeira de recuperação. Os gases de escape da turbina a gás são aproveitados para gerar vapor em 2 (dois) níveis de pressão. Uma particularidade desta configuração é a vazão volumétrica de vapor dos últimos estágios da turbina a vapor que pode ser até 70% maior se comparada ao estágio de alta pressão. Tanto pelo fornecimento de vapor adotando-se uma pressão intermediária, como pela ausência de retiradas de vapor para regeneração no circuito da água de alimentação.

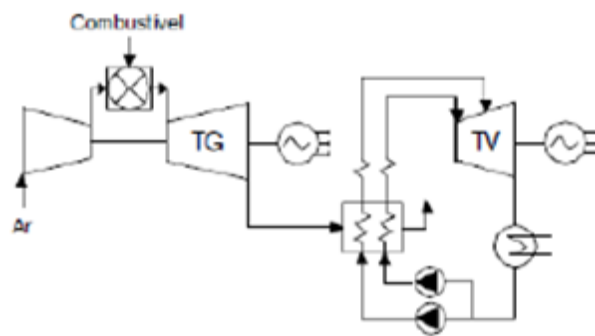


Figura 2.11 – Central termelétrica de ciclo combinado em série. Fonte: Filho, 2010.

Nas centrais de ciclo combinado em paralelo, representada na figura 2.12, a queima de um único combustível gera calor para os dois ciclos. Os gases da combustão transferem o calor diretamente às paredes de água existentes na fornalha. Em seguida, os gases se expandem na turbina a gás. A maior dificuldade nesta disposição é a utilização de somente um combustível de alta qualidade, para garantir um funcionamento estável e prolongado.

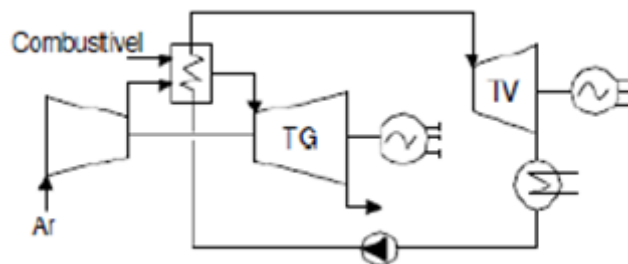


Figura 2.12 – Central termelétrica de ciclo combinado em paralelo. Fonte: Filho, 2010.

As centrais de ciclo combinado em série/paralelo funcionam da mesma forma que as usinas em série, porém empregam a queima adicional de combustível na caldeira de recuperação. (FILHO, 2010)

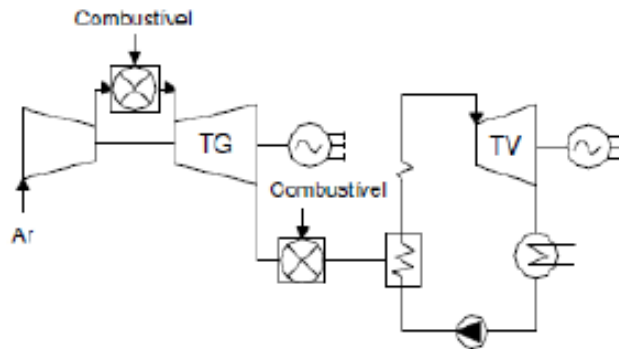


Figura 2.13 – Central termelétrica de ciclo combinado em série/paralelo. Fonte: Filho, 2010.

Outra forma de classificar as centrais termelétricas de ciclo combinado é feita baseada no acoplamento das máquinas. A partir deste princípio, conforme Filho (2012), as centrais termelétricas a ciclo combinado podem ser de múltiplos eixos ou mono eixo. O ciclo combinado em série paralelo é representado na figura 2.13.

Nas centrais de múltiplos eixos, conforme ilustrado na figura 2.14, as turbinas encontram-se em eixos diferentes, conectadas a geradores elétricos distintos. A maior vantagem é a facilidade de operação permitida durante a construção da central, já que possibilita a geração de energia elétrica na instalação da turbina a gás enquanto se realiza a instalação do ciclo a vapor. Nesse caso, para que a turbina a gás opere em ciclo simples, será necessário um dispositivo *by-pass* nos gases de exaustão. Este dispositivo permite um maior controle no aquecimento da caldeira no momento da partida e uma geração de vapor mais eficiente.

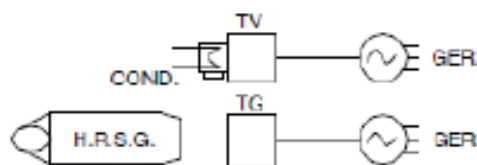


Figura 2.14 – Central termelétrica de ciclo combinado com múltiplos eixos. Fonte: Filho, 2010.

Nas centrais termelétricas mono eixo, as turbinas a gás e a vapor estão acopladas em um único eixo e gerador elétrico. A ligação entre as turbinas é

realizada por meio embreagens que sincronizam a velocidade de rotação das turbinas. As vantagens desta configuração são a simplificação no controle das operações, a alta disponibilidade e confiabilidade, e a maior eficiência. Esta configuração é demonstrada na figura 2.15.



Figura 2.15 – Central termelétrica de ciclo combinado mono eixo. Fonte: Filho, 2010.

2.5 Principais Componentes das Usinas Térmicas a Gás Natural

2.5.1 Caldeiras de Recuperação de Calor

A principal finalidade de uma caldeira de recuperação de calor é retirar energia do calor rejeitado pela turbina a gás, ou de outro processo de combustão, para produção de vapor. (PINTO; BRAGA, 2012)



Figura 2.16 – Caldeira de recuperação de calor de tambor horizontal. Fonte: GE Power Systems.

No passado, este tipo de caldeira trabalhava em conjunto com turbinas a gás de pequeno porte, que não geravam grande potencial de energia térmica. Porém, a evolução das turbinas a gás possibilitou o aumento da temperatura de exaustão e também a melhor eficiência da queima diminuiu consideravelmente a quantidade de oxigênio existente na saída do equipamento (GANAPATHY, 2003 apud PINTO;

BRAGA, 2012). Para operar de forma mais eficiente em conjunto com as avançadas turbinas a gás, novas caldeiras de recuperação capazes de atuar a altas temperaturas e pressões tiveram de ser desenvolvidas. Hoje em dia, os projetos de caldeiras de recuperação de calor evoluíram para sistemas de dois ou três níveis de pressão acrescentando recuperadores de modo a elevar ainda mais a eficiência do ciclo a vapor. (PINTO; BRAGA, 2012)

Classificação das Caldeiras de Recuperação de Calor

Segundo a disposição das superfícies de troca de calor, para Lora; Arrieta; Bessa; Aradas (2004) uma caldeira de recuperação de calor pode ser horizontal ou vertical. A caldeira de recuperação horizontal, ilustrada na figura 2.16, tem as superfícies de transferência de calor dispostas ao longo do plano horizontal. Isto permite a não utilização de reforço estrutural nestas áreas. A caldeira de recuperação pode ter até quatro módulos montados numa mesma estrutura: um módulo de alta pressão, dois de pressões intermediárias e um de baixa pressão. O módulo de alta pressão é empregado para a geração de potência. Os módulos de pressões intermediárias podem ser empregados para a geração de potência, como fonte de vapor pra injeção na câmara de combustão das turbinas a gás, a fim de controlar a formação de NO_x , assim como para o fornecimento de calor de processo. O módulo de baixa pressão é comumente usado para desaeração, aquecimento da água de alimentação ou serviços auxiliares. Já as caldeiras de recuperação verticais, tem a superfície de transferência de calor dispostas ao longo do plano vertical. Uma vantagem da disposição vertical é que a caldeira ocupa uma menor área no plano horizontal. Como desvantagem, considera-se a necessidade de reforço estrutural, tornando maior o investimento. Uma caldeira de recuperação de calor vertical é representada na figura 2.17.



Figura 2.17 – Caldeira de recuperação de calor vertical. Fonte: GE Power Systems.

Baseado na forma que a água circula no interior dos tubos, para Lora; Arrieta; Bessa; Aradas (2004) as caldeiras de recuperação são classificadas como de circulação natural ou passe único. Nas de circulação natural, representada na figura 2.18, a força motriz gerada pela diferença de densidade entre a fase líquida e a fase gasosa estabelece a circulação. Logo, não há necessidade de bomba para garantir a circulação. Entretanto, a geração de vapor em estado supercrítico não é possível. Nas caldeiras de recuperação de passe único é a diferença de pressão gerada através de acionamento mecânico que estabelece a circulação, permitindo assim a geração de vapor a parâmetros supercríticos e melhorando a eficiência global da central. Como desvantagem pode-se afirmar a imposição de uma bomba para garantir a circulação, que, sendo um equipamento adicional, aumenta os custos associados ao investimento, operação e manutenção. Os componentes terão que suportar cargas maiores devido à maior pressão de operação com parâmetros supercríticos.

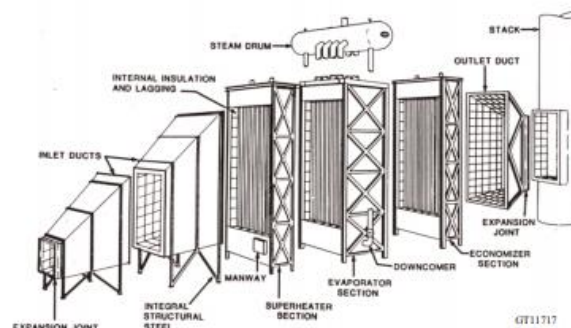


Figura 2.18 – Caldeira de recuperação de calor de circulação natural. Fonte: GE Power Systems

Segundo o modo de recuperação, para Lora; Arrieta; Bessa; Aradas (2004) o sistema pode ser com ou sem queima suplementar de combustível. Nas caldeiras de

recuperação que utilizam queima suplementar observa-se uma redução da eficiência da instalação de ciclo combinado, no entanto, a queima suplementar é implementada procurando aumentar a potência disponível na instalação de turbina a vapor da central de ciclo combinado.

Segundo os níveis de pressão, para Lora; Arrieta; Bessa; Aradas (2004) uma caldeira de recuperação pode ter um, dois ou três níveis de pressão. A utilização de dois ou três níveis de pressão reduz as irreversibilidades associadas à troca de calor gás/vapor, pois diminui a diferença de temperaturas entre os fluidos. Além do mais, deve-se considerar a possibilidade de que a planta necessite de vapor a diferentes níveis de pressão. A figura 2.19 ilustra uma caldeira de recuperação de calor com três níveis de pressão e queima suplementar.



Figura 2.19 – Caldeira de recuperação de calor com três níveis de pressão e queima suplementar. Fonte: Alstom.

Nos projetos com diferentes níveis de pressão, consegue-se maior versatilidade, bem como um acréscimo de eficiência. Nas centrais termelétricas em ciclo combinado, por meio da escolha correta dos níveis de pressão, a eficiência e a potência produzida na instalação podem ser otimizadas. Neste caso, os vários níveis de pressão são empregados no reaquecimento do vapor intermediário da turbina a vapor ou no desaerador. (LORA & NASCIMENTO, 2004 apud BRANCO, 2005)

Principais Seções de uma Caldeira de Recuperação

A estrutura de uma caldeira de recuperação é composta pelos seguintes equipamentos: economizador, evaporador e superaquecedor. Estes são ligados em

série e utilizam o calor dos gases rejeitados pela turbina a gás. O economizador aumenta a temperatura da água, o evaporador fornece calor suficiente para a evaporação da mesma, e, o superaquecedor eleva o vapor até a condição requerida. Se os gases de exaustão estão na ordem de 900°C o mecanismo de transferência de calor será a radiação. Por outro lado, se a temperatura estiver entre 400° e 600° C deve-se utilizar a convecção. As principais seções de uma caldeira de recuperação são ilustradas na figura 2.20. (BALESTIERI, 2002)

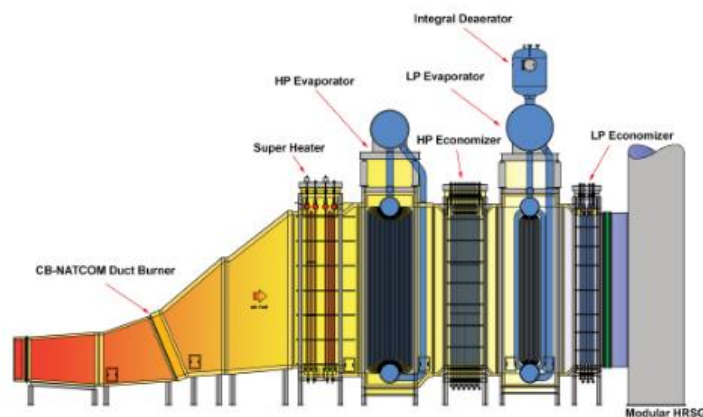


Figura 2.20 – Principais seções da caldeira de recuperação de calor. Fonte: Adaptado de CB Energy Recovery.

De acordo com Branco (2005) o evaporador é um trocador de calor cujas finalidades são o aquecimento e vaporização da água até a condição de vapor saturado.

Os economizadores elevam a temperatura da água de alimentação. São do tipo evaporativo quando há evaporação de uma parte da água de alimentação, quando não, são chamados de não evaporativos. Considerando a energia útil transferida no gerador de vapor, aos economizadores corresponde de 10 a 20% dessa energia. (LORA; ARRIETA; BESSA; ARADAS, 2004)

Os superaquecedores são trocadores de calor que superaquecem o vapor saturado. Constituem uma das mais importantes superfícies de troca de calor, do ponto de vista da confiabilidade da caldeira, pois nelas o metal é submetido a condições limites de temperatura. (LORA; ARRIETA; BESSA; ARADAS, 2004)

Há três tipos de caldeira de recuperação, a convencional sem queima suplementar, com fornalha suplementar e a de queima completa (BALESTIERI,

2002). As caldeiras de recuperação com queima suplementar usam gases de exaustão da turbina a gás, pois devido ao excesso de ar, algo por volta de 10%, resta oxigênio para queima. As caldeiras de recuperação com queima completa, além dos gases de exaustão, ainda utilizam ar que será introduzido para que a estequiometria da combustão seja completa. A queima completa aumenta expressivamente o vapor gerado, o que é conveniente para instalações com grande demanda de vapor. (TAKAHASHI, 2011)

2.5.2 Turbinas a Vapor

A turbina a vapor converte a energia térmica contida no vapor em energia cinética por meio da expansão através dos bocais. A energia cinética se transforma em energia mecânica de rotação pelo efeito do vapor nas pás rotativas. Historicamente, a *aeolipyle* proposta por Hero de Alexandria, em meados de 150 a.C., ou a máquina a vapor parecida, projetada por William Avery (1831), não são aceitas como as primeiras turbinas a vapor por não possuírem pás, uma parte obrigatória das turbinas. (LEYZEROVICH, 1997 apud MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004)

Diversos engenheiros estão associados ao desenvolvimento das turbinas a vapor, mas foi George Westinghouse quem projetou a primeira turbina a vapor para uso comercial, com capacidade de 400 kW, para acionar um gerador elétrico. Outro pesquisador que vale ser destacado é Aurel Stodola, da Eslováquia, que estipulou na prática os fundamentos teóricos das turbo máquinas bem como seu controle automático. (STUCHI, 2015)

Desde os primórdios da utilização de turbinas a vapor na geração de energia elétrica, estas aumentaram de forma significativa sua capacidade e eficiência tornando-se mais complexas e sofisticadas. (MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004)

Nos últimos 85 anos, os desenvolvimentos técnicos contínuos das turbinas a vapor tornaram este o principal equipamento das centrais de geração de energia. Objetivando o aumento na eficiência térmica, em meados de 1930, introduziu-se o reaquecimento de vapor na expansão, tornando comum sua aplicação no século XX.

A necessidade da economia em escala e o aumento da eficiência térmica levaram ao aumento da temperatura e pressão de operação, bem como ao aumento de potência. Em 1920, as potências instaladas ainda não alcançavam 30 MW. Nesta época, houve também um incremento significativo em pressão e temperatura de vapor, passando de um máximo 1,4 MPa a 290° C, para cerca de 16 MPa a 540° C. (MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004) Uma turbina a vapor moderna, modelo SST-6000 Siemens, é apresentada na figura 2.21.



Figura 2.21 – Turbina a vapor Siemens SST-6000. Fonte: Siemens.

Classificação das Turbinas a Vapor

Para Mazurenko e Teixeira (2004), as turbinas a vapor podem ser agrupadas segundo diferentes critérios.

De acordo com a aplicação, as turbinas a vapor podem ser:

- para acionamento elétrico: são utilizadas no acionamento de geradores elétricos. Em geral, trabalham com velocidade síncrona de 1800 ou 3600 rpm e com potências que vão de 16 a 1.300 MW.
- para acionamento mecânico: são utilizadas no acionamento de outros equipamentos e na propulsão de navios. Geralmente, operam de 900 e 10.000 rpm e potências que vão desde 500 KW a 10 MW.

Existem duas formas básicas de utilizar a energia cinética contida no vapor para se conseguir trabalho mecânico, conforme a figura 2.22. A primeira forma utiliza o princípio da ação, quando a saída de vapor é fixa e o jato de vapor dirige-se a um anteparo móvel, a força ativa do jato desloca o anteparo em sua direção. A

velocidade do fluxo de vapor é alterada pelo anteparo circular. A segunda maneira de utilizar a energia cinética do vapor baseia-se no princípio da reação. Quando a saída de vapor é móvel a força de reação atuante fará com que a mesma se desloque na direção oposta do fluxo de vapor. Nestes dois casos, a energia contida no vapor foi convertida em energia cinética e a energia cinética foi, posteriormente, convertida em trabalho. (FILHO, 2010)

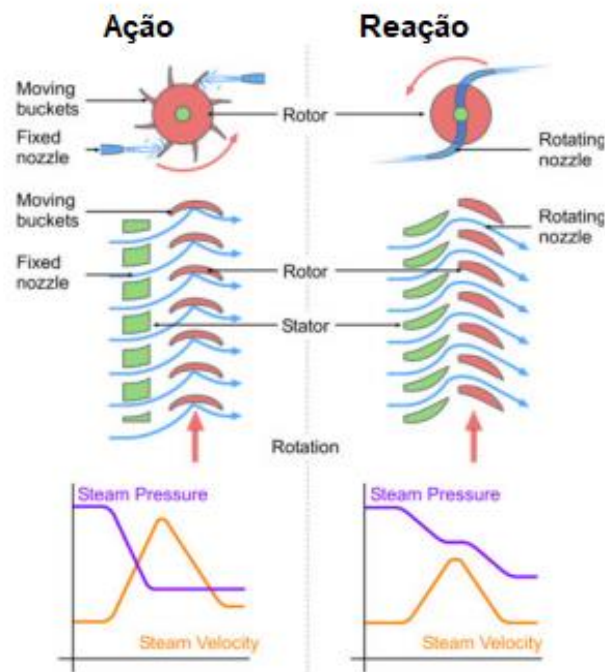


Figura 2.22 – Estágio de ação e estágio de reação. Fonte: Adaptado de Slideshare.

De acordo com Mazurenko e Teixeira (2004), baseado nos dois princípios de funcionamento citados anteriormente, pode-se também classificar as turbinas a vapor considerando os arranjos dos estágios. O estágio de ação compõe-se de um grupo de bocais distribuidores seguido de palhetas móveis e fixas enfileiradas e dispostas sucessivamente. As palhetas móveis convertem a energia cinética contida no vapor em trabalho mecânico. Já as palhetas fixas, redirecionam o fluxo de vapor.

O estágio de reação é composto por um conjunto enfileirado de palhetas móveis e fixas. A primeira converte a energia no vapor em trabalho mecânico. A segunda além de redirecionar o fluxo, forma um bocal convergente-divergente no espaço entre elas possibilitando a conversão de parte da energia térmica em energia cinética e o aumento da velocidade do fluxo para a palheta móvel subsequente. (MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004)

De acordo com Branco (2005), as turbinas a vapor apresentam variedade de modelos de modo a oferecer soluções para problemas específicos. Estas podem ser classificadas pela forma que o vapor deixa a turbina como:

- turbinas de contrapressão: o vapor deixará a turbina com níveis de pressão iguais ou superiores a pressão atmosférica, na ordem de 0,2 a 1,0 MPa.
- turbinas de condensação e extração: o vapor a alta pressão é recebido de forma que permita a extração de vapor de processo com pressão pré-estabelecida em um ou mais pontos entre a admissão e a exaustão. O restante do vapor expande-se até a pressão do condensador, com valores entre 0,005 e 0,01 Mpa. (HOLLAUF, 1982 apud BRANCO, 2005)
- turbinas de condensação: todo o fluxo sairá da turbina na pressão de condensação, inferior à atmosférica.

A turbina de contrapressão, ilustrada na figura 2.23, possibilita o atendimento a demandas de calor nos níveis de temperatura que ultrapassam 100°C. Geralmente, são menores que unidades de condensação equivalentes e operam com velocidade de rotação maior devido às condições de eficiência. (MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004)

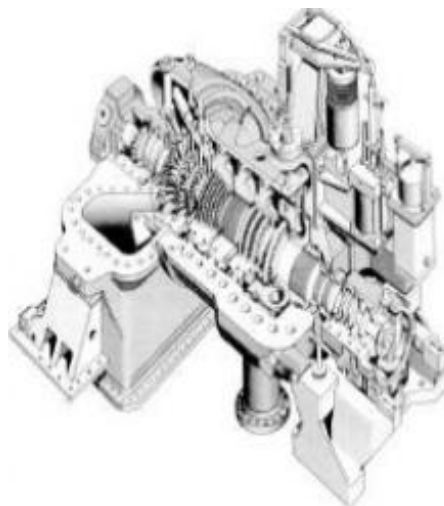


Figura 2.23 – Turbina de Contrapressão. Fonte: Slideshare.

A turbina de condensação e extração é empregada quando é preciso mais energia elétrica do que se gerou com o calor de processo. O vapor de processo excedente expande-se até a atingir pressão negativa (vácuo), resultando num salto

térmico maior. Apesar de a turbina de contrapressão ser mais eficiente, em diversos casos a turbina de condensação com extração apresenta a vantagem da compensação de oscilações no consumo de energia elétrica e vapor resultante do processo. (MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004)

Nas turbinas de condensação, representadas na figura 2.24, o fluxo de vapor é descarregado no condensador com pressão menor que a atmosférica para que se aumente a eficiência térmica do ciclo mediante aumento máximo da queda de entalpia. As turbinas de condensação são fisicamente maiores que as de contrapressão, porém são mais potentes. O rendimento total é menor que o de uma instalação de contrapressão porque uma parte da energia do vapor se perde através da água de refrigeração utilizada na condensação. (MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004)

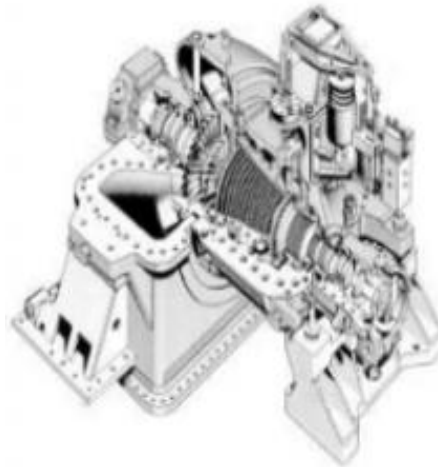


Figura 2.24 – Turbina de condensação. Fonte: Slideshare.

Conforme a direção do fluxo as turbinas a vapor podem se distinguir em axiais ou radiais. Nas turbinas modernas a direção de fluxo mais comum é a axial, com o escoamento através das palhetas paralelo ao seu eixo. A turbina de fluxo radial escoam os fluidos na direção radial ao eixo. São radiais centrífugas quando o vapor passa do centro para a extremidade e, radiais centrípetas quando escoam da extremidade para o centro. (MAZURENKO; TEIXEIRA, 2004)

Ainda de acordo com Mazurenko e Teixeira (2004), as turbinas axiais classificam-se em fluxo simples, duplo ou reverso. Nas de fluxo simples o escoamento do fluxo principal ocorre na mesma direção da entrada a saída no último estágio. As turbinas de fluxo duplo se distinguem pelo fluxo principal no centro do cilindro dividir-se em duas direções axiais opostas, em relação ao rotor. Nas

turbinas de fluxo reverso existem duas carcaças, uma interna e outra externa. O fluxo de vapor flui em uma direção, em um grupo de estágios, para em seguida ser conduzido para um segundo grupo de estágios, na direção axial oposta.

Principais Componentes das Turbinas a Vapor

Em seus estudos, Martinelli Jr (2002) descreve que uma turbina a vapor com os seguintes componentes básicos:

- Estator: transforma a energia potencial do vapor em energia cinética por meio dos distribuidores.
- Rotor: transforma a energia do movimento contida no vapor em trabalho mecânico por meio dos receptores fixos.
- Expansor: orienta o fluxo de vapor nas palhetas móveis.
- Palhetas: As fixas são presas ao rotor para orientar o vapor até as palhetas móveis. As móveis são fixadas ao estator a fim de receber a carga do vapor vindo dos expansores para movimentação do rotor.
- Diafragmas: constituem-se de dois semicírculos que separam os diferentes estágios da turbina de ação múltiplos estágios. Os diafragmas são fixados ao estator, servem de suporte aos expansores e cobrem o eixo sem tocá-lo.
- Selo mecânico: diminui perdas de vapor entre o rotor e as partes fixas do diafragma.
- Carcaça: suporta os diafragmas, válvulas, palhetas fixas, mancais, etc.

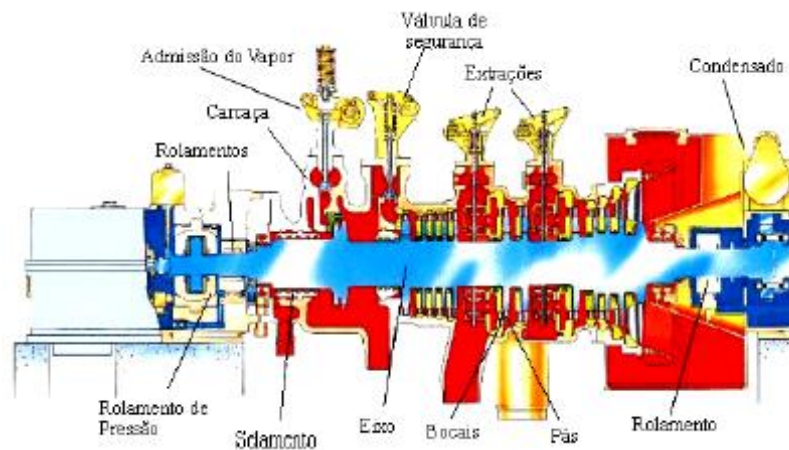


Figura 2.25 – Principais componentes das turbinas a vapor. Fonte: Branco, 2005.

A figura 2.25 apresenta os principais componentes das turbinas a vapor. Além dos componentes apresentados anteriormente, na montagem de turbinas a vapor utilizam-se válvulas que direcionam o vapor de modo a maximizar a conversão de entalpia em energia mecânica. (DUTRA, 2006 apud FILHO, 2010)

2.5.3 Turbinas a Gás

Os ciclos a vapor, quando comparados às turbinas a gás, eram mais fáceis de projetar, além de sua construção e operação mais simples. Por este motivo o desenvolvimento das turbinas a gás foi retardado. As perdas na compressão da turbina a gás eram maiores e impediam que se conseguisse trabalho útil. (NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004) Na figura 2.26 é representada uma turbina a gás de alta eficiência modelo 9HA do fabricante General Electric.

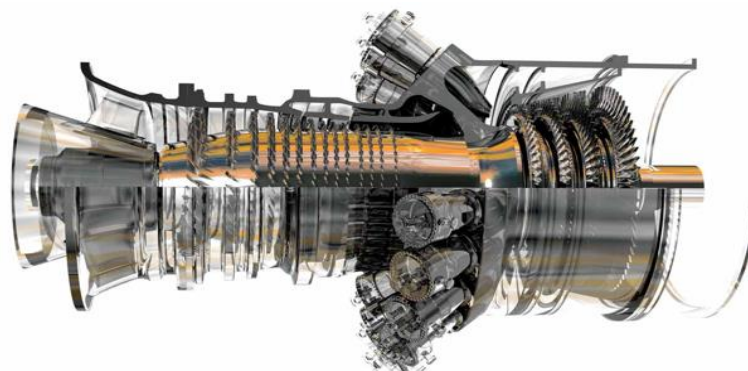


Figura 2.26 – Turbina a gás 9 HÁ General Electric. Fonte: GE Power Systems.

Devido aos estudos visando o desenvolvimento das turbinas a gás, no início do século XX surgiram resultados efetivos, porém com rendimento muito baixo, pois os conhecimentos de aerodinâmica e de metalurgia ainda eram limitados. (MARTINELLI JR, 2002)

Para o melhoramento da geração térmica, a evolução na tecnologia de turbinas e sistemas a gás natural é essencial. Os principais desenvolvimentos apontam para (CGTEE, 2003 apud BRANCO, 2005):

- Acréscimo em temperatura e eficiência nas turbinas de grande porte.
- Implantação do reaquecimento, controle de emissão de gases e utilização de novos materiais atingem rendimento de até 70%.
- Avanço tecnológico dos materiais e resfriamento dos componentes.
- Implantação de ciclos tipo Kalina visando aumento na eficiência dos ciclos combinados.
- Unidades flexíveis, de tamanho médio, para utilização nos picos de consumo com resfriamento e recuperação para eficiências em torno de 70%.

As turbinas a gás têm como principal aspecto positivo a baixa inércia térmica. Tal fato permite a obtenção de plena carga em tempo reduzido, tornando-as ideais para sistemas de ponta, onde há necessidade de carga total no menor tempo possível. (MARTINELLI JUNIOR, 2002)

Classificação das Turbinas a Gás

As turbinas a gás variam sua configuração de diversas maneiras: adicionando-se compressores, turbinas, trocadores de calor, *intercoolers*, câmaras adicionais de combustão, que podem ser utilizados no sistema de exaustão para aquecimento do ar na entrada da câmara de combustão, entre outros. Estes incrementos aumentam a potência útil e a eficiência térmica as custas de um aumento na complexidade, custo e peso. (NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004)

Para Martinelli Jr (2002), há uma série de características que possibilitam a classificação das turbinas a gás. Dentre estas, atendo-se ao foco deste trabalho, podemos classifica-las quanto ao ciclo de operação, aplicação e faixa de potência. Quanto ao ciclo, podem ser de ciclo aberto ou fechado. Quanto à área de aplicação, podem ser indústrias, marítimas ou aeronáuticas. A faixa de potência pode ser pequena, média ou grande.

No ciclo aberto e no ciclo fechado, representados, respectivamente, nas figuras 2.27 e 2.28, em primeiro lugar o fluido de trabalho passa pelo compressor. Saindo do compressor o fluido comprimido entra na câmara de combustão e recebe energia do combustível. Devido a esta energia há um aumento em sua temperatura. Depois de sair da câmara de combustão, este será direcionado para a turbina, onde ocorre a expansão. A expansão fornece potência ao compressor e também potência útil. Nos dois ciclos, o combustível e o fluido de trabalho são misturados para que posteriormente sejam enviados ao ambiente pelo sistema de exaustão. (COHEN, 1996 apud FILHO, 2010)

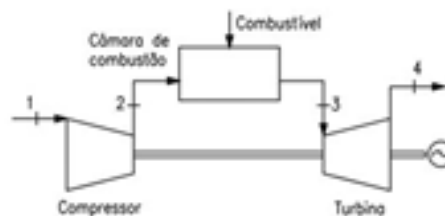


Figura 2.27 – Ciclo aberto das turbinas a gás. Fonte: Emaze.

Segundo Nascimento, Gomes e Venturini (2004), no ciclo aberto, a máxima temperatura que os componentes da turbina podem suportar limita a potência útil fornecida pela turbina bem como a vida útil demandada.

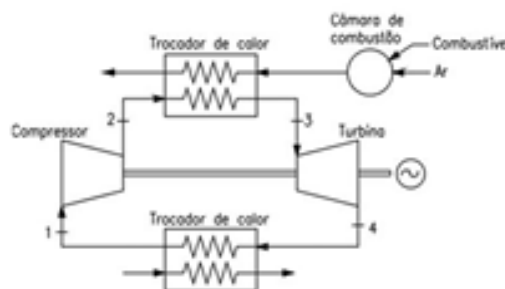


Figura 2.28 – Ciclo fechado das turbinas a gás. Fonte: Emaze.

De acordo com Nascimento, Gomes e Venturini (2004), as turbinas a gás de aplicação industrial dividem-se em turbinas aeroderivativas e turbinas *heavy duty*. As turbinas aeroderivativas derivam das turbinas a gás aeronáuticas com alterações em seu projeto. Do ponto de vista econômico, é mais vantajoso modificar o projeto das turbinas gás de aplicação aeronáutica para fins industriais. Além disso, há mais investimentos em pesquisas e desenvolvimento na área militar do que na industrial. As turbinas aeroderivativas constituem-se basicamente por um gerador a gás de turbina aeronáutica e uma turbina livre ou de potência, onde o gerador de gás será reprojetoado para queimar combustíveis industriais. As vantagens são a maior eficiência e confiabilidade, menor espaço ocupado e relação peso/potência, além da flexibilidade na manutenção. Na figura 2.29 representa-se a turbina a gás aeroderivativa Avon 2000 do fabricante Rolls Royce.

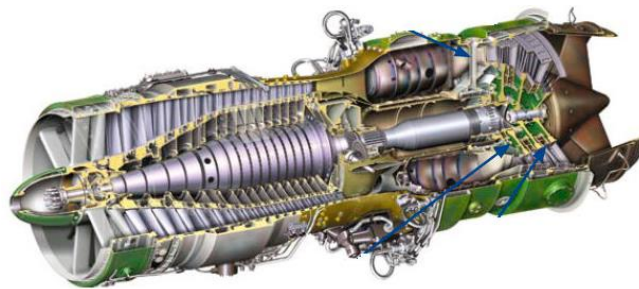


Figura 2.29 – Turbina a gás aeroderivativa Avon 200. Fonte: Rolls Royce.

A turbina *heavy duty*, ilustrada na figura 2.30, tem aplicação industrial sendo conhecida por sua robustez, possibilidade de utilização de diversos combustíveis, alta confiabilidade e baixo custo. Compõem-se de um eixo, um compressor, uma câmara de combustão e uma turbina, que fornece a energia mecânica para o compressor e para outras aplicações. (NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004)

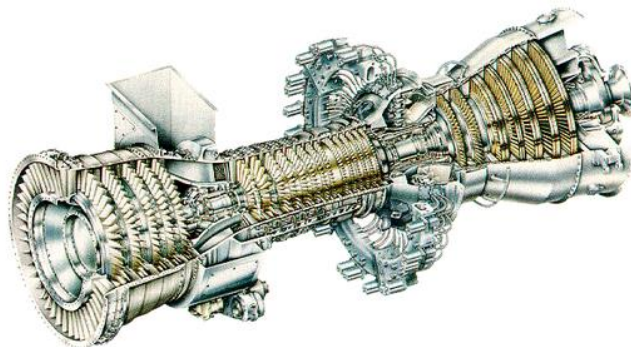


Figura 2.30- Turbina a gás heavy duty GE LM 6000. Fonte: GE Power Systems.

Para Stuchi (2015), segundo a faixa de potência, as turbinas a gás classificam-se do seguinte modo:

- Pequeno porte – até 1 MW: neste tipo de turbina há um compressor centrífugo de estágio simples, uma turbina de fluxo radial e uma câmara de combustão com temperatura máxima de, aproximadamente, 870°C. A temperatura na entrada da turbina e a pouca eficiência de seus elementos limitam sua eficiência.
- Médio porte – entre 1MW e 15 MW: geralmente, possuem dois eixos, porém tornam-se mais eficientes quando operam com carregamento parcial. Com carregamento parcial o gerador funciona em máxima eficiência e a turbina opera com velocidade mais baixa.
- Grande porte – a partir de 15 MW: turbinas aeroderivativas ou *heavy duty* são axiais e podem ter inúmeros estágios.

Principais Seções das Turbinas a Gás

As principais seções das turbinas a gás são a câmara de combustão, o compressor e a turbina, conforme representado na figura 2.31.

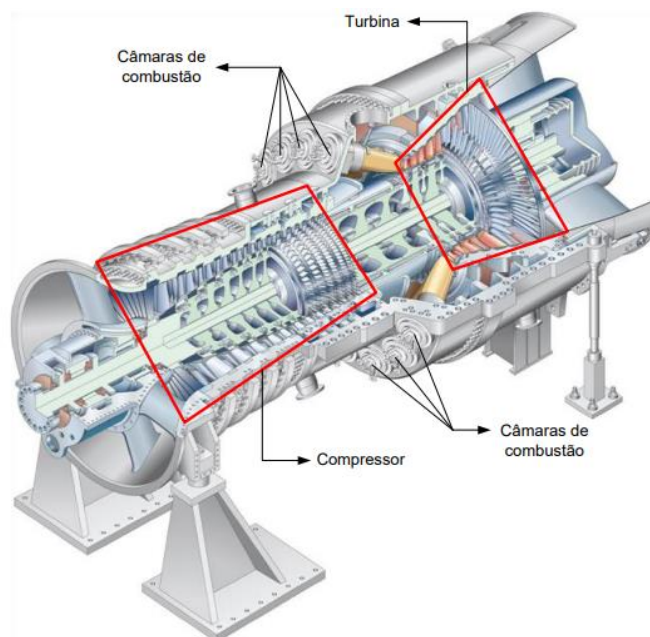


Figura 2.31 – Principais seções da turbina a gás SGT5 - 4005. Fonte: Siemens.

A câmara de combustão, representada na figura 2.32, tem por finalidade a queima do combustível fornecido pelo injetor, com uma grande quantidade de ar que vem do compressor. O calor deve ser liberado de modo que o ar seja expandido e acelerado para que se consiga uma corrente uniforme e suave de gás quente, necessária à turbina. Isto deve ser atingido com mínima perda de pressão e máxima eficiência. (DUTRA, 2006 apud FILHO, 2010)



Figura 2.32 – Câmara de combustão em corte. Fonte: Filho, 2010.

O combustível é pulverizado no centro do tubo. A velocidade de corrente onde localiza-se a combustão será igual à velocidade de saída do ar no compressor, na faixa de 150 a 200 m/s. O maior ponto negativo deste sistema é a perda excessivamente grande de pressão fundamental, pois a queima de combustível seria impossível nesta velocidade. A perda de pressão seria por volta de 25% da pressão na saída do compressor. (NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004)

O processo de combustão desprende gases com temperaturas entre 1800 e 2000°C. Essas temperaturas são consideradas muito altas para a turbina. Por este motivo, o ar não utilizado durante a combustão se mistura a esses gases de forma gradativa para diminuir a temperatura dos gases antes que entrem na turbina. Esse processo ocorre na zona de diluição. O processo de combustão deve ser finalizado antes de chegar a zona de diluição, caso isso não aconteça, o ar de diluição resfria a chama ocasionando uma combustão incompleta. (STUCHI, 2015)

A utilização de mais de uma câmara de combustão é comum nas turbinas industriais de grande porte. Estas são colocadas no exterior da turbina a gás. O projeto da câmara de combustão permite alcançar condições para um bom desempenho de combustão. (STUCHI, 2015)

O compressor axial, conforme figura 2.33, constitui-se de uma série de palhetas de perfil aerodinâmico, dispostas ao longo do rotor, bem como um conjunto de palhetas fixas, também de perfil aerodinâmico, dispostas ao longo do estator. Um estágio de turbina a gás é composto pelo rotor seguido do estator. O compressor é formado por estágios sequenciais. (NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004)

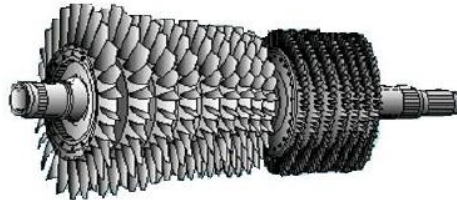


Figura 2.33 – Compressor axial. Fonte: Stuchi, 2015.

O fluido de trabalho é acelerado pelo rotor para em seguida ser desacelerado pelo estator. No rotor a energia cinética transferida é convertida em pressão estática. Este processo é repetido em diferentes estágios, tantas vezes forem necessárias para que se atinja a razão de pressão requerida. (TREAGER, 1970 apud NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004)

O compressor de múltiplos eixos constitui-se de dois rotores ou mais com estágios diferentes, cada um acionado por uma turbina, com rotações diferentes. Isto permite o alcance de altas razões de pressão e maior flexibilidade de operação. (TREAGER, 1970 apud NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004)

Os compressores projetados para trabalhar com eficiência máxima não teriam problemas se funcionassem nas condições nominais de operação. Entretanto, os compressores devem ter boa eficiência em uma ampla faixa de operação, logo, um bom projeto de compressor é feito com a máxima vazão de ar através de um determinado diâmetro do compressor com um número mínimo de estágios, mantendo relativamente alta eficiência e estabilidade aerodinâmica em toda faixa de operação. (NASCIMENTO; GOMES; VENTURINI, 2004)

A turbina gera potência para acionar o compressor e os equipamentos secundários. Nas turbinas a gás, que não empregam somente propulsão, a turbina produz potência de eixo. Para tais processos, a turbina retira energia dos gases quentes da câmara de combustão, expandindo-os para baixar a pressão e a temperatura. (STUCHI, 2015)

Para conseguir o torque necessário a turbina deve apresentar vários estágios. A quantidade estágios depende da relação entre: a potência gerada do gás, a rotação requerida e o diâmetro da turbina. (STUCHI, 2015)

2.5.4 Geradores

Geradores convertem energia mecânica de rotação em energia elétrica. Após a escolha do tipo de gerador, define-se a potência adequada da turbina. Além da potência, o tipo de sistema de geração de energia também define a velocidade de rotação a ser transmitida ao gerador. Em função dessa velocidade será definido o número de polos do gerador. (MENEZES, 2011) Afigura 2.34 apresenta o gerador SGen – 3000W do fabricante Siemens.

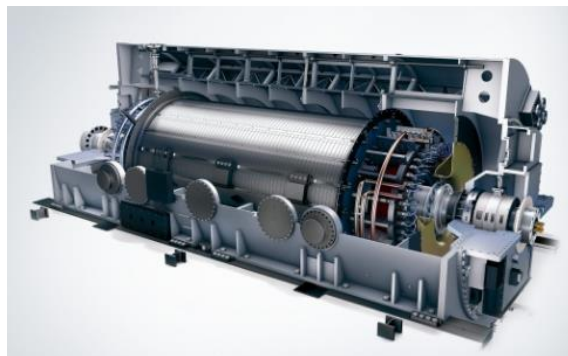


Figura 2.34 – Gerador SGen – 3000W. Fonte: Siemens.

Dependendo da configuração da planta podemos encontrar um gerador acoplado simultaneamente a duas turbinas ou um gerador para cada turbina. O sistema de resfriamento dos geradores varia de acordo com a potência nominal do equipamento. Em centrais de maior escala são mais comuns os geradores resfriados a hidrogênio, mas ainda encontram-se geradores com resfriamento a ar ou a água. (FILHO, 2010)

2.5.5 Equipamentos Auxiliares

Além das turbinas a gás e a vapor, das caldeiras e geradores, também fazem parte das usinas térmicas alguns equipamentos denominados equipamentos

auxiliares. Embora denominados auxiliares esses equipamentos são de suma importância na operação das termelétricas.

Condensadores

Nos condensadores realiza-se a conversão do vapor de exaustão ao estado líquido. Para isto, o vapor é conduzido por um trocador de calor, esquematizado na figura 2.35, que utiliza água como fluido de resfriamento. (LORA; ANDRADE, 2004)

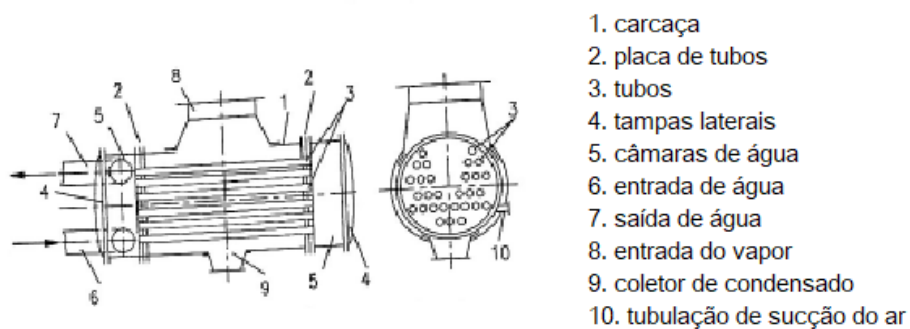


Figura 2.35 – Esquema construtivo de um condensador. Fonte: Adaptado de Lora e Andrade, 2004.

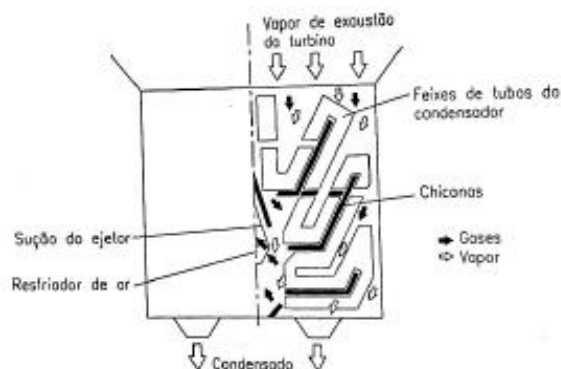


Figura 2.36 – Corte transversal de um condensador. Fonte: Adaptado de Lora e Andrade, 2004.

O vapor de exaustão entra no condensador através do sistema de exaustão da turbina, conforme ilustrado na figura 2.36. A condensação ocorre no contato do vapor com a superfície dos tubos. Os tubos do condensador são resfriados à água, que circula pelo interior dos mesmos. O ejetor a vapor retira os gases não condensáveis e proporcionam o nível adequado de vácuo para a operação da

turbina. O aparecimento de vácuo no condensador se deve a mudança súbita no volume específico do vapor durante a condensação. (LORA; ANDRADE, 2004)

Aquecedores Regenerativos

De acordo com Lora e Andrade (2004), os aquecedores regenerativos das turbinas a vapor são trocadores de calor que aumentam a temperatura da água de alimentação utilizando vapor das extrações da turbina. Estes são classificados quanto ao nível de pressão. Os aquecedores de alta pressão ficam entre a caldeira e a bomba de alimentação e utilizam o vapor de extração das turbinas de alta e de média pressão. Os aquecedores de baixa pressão localizam-se entre o condensador da turbina e a bomba de alimentação e utilizam o vapor extraído da turbina de baixa pressão.

Segundo Stuchi (2015), os aquecedores regenerativos das turbinas a gás possuem diversos arranjos de trocadores de calor, dentre eles, os principais são o recuperador e os regeneradores rotativos que podem ser de disco ou de tambor.

Para Lora e Andrade (2004), os problemas que podem aparecer nestes dois tipos de regeneradores são a separação dos gases quentes e frios e os problemas de selagem. O gás frio tem maior pressão que o gás quente. Além disso, o gás aprisionado nas passagens do disco ou tambor rotativo aumenta ainda mais o vazamento do gás do lado frio, em direção ao lado quente. Outros problemas são a expansão e contração térmica e o suporte e alimentação do tambor ou disco à baixa rotação que, normalmente, gira a uma rotação de, aproximadamente, 20 a 30 rpm.

Desaeradores

Conforme Lora e Andrade (2004), a desaeração é o processo de remoção dos gases dissolvidos na água, normalmente O_2 e CO_2 . Estes gases causam corrosão interna nas superfícies do tambor e dos tubos do economizador. Embora este equipamento tenha como principal função a desaeração, também possui funções de aquecimento regenerativo do condensado e reserva de água de alimentação

suficiente para 5 a 20 minutos de operação da usina térmica em carga máxima. A figura 2.37 representa esquematicamente um desaerador.

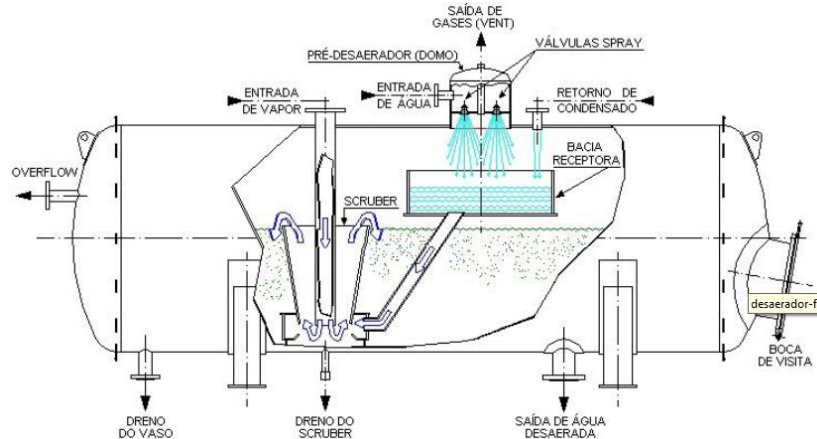


Figura 2.37 – Representação esquemática de um desaerador. Fonte: Stuchi, 2015.

Torres de Resfriamento

No processo de resfriamento, o fluido saído do condensador é conduzido para a parte mais alta de uma torre de resfriamento. No topo da torre, a água é despejada em gotículas. O contato ar/água provoca a evaporação. As gotículas de água resfriadas são armazenadas em um reservatório na base da torre. No reservatório, uma bomba circula a água resfriada até o condensador para que esta seja reciclada e para uma nova extração de calor. O ciclo se repete.

As torres de resfriamento podem ser agrupadas segundo os critérios:

- forma de acionamento: mecânico ou natural.
- direção de deslocamento dos fluxos de ar e água: corrente cruzada ou contracorrente.
- modo de transferência do calor principal: evaporativo ou sensível.

A figura 2.38 representa uma torre de resfriamento evaporativo de fluxo cruzado.

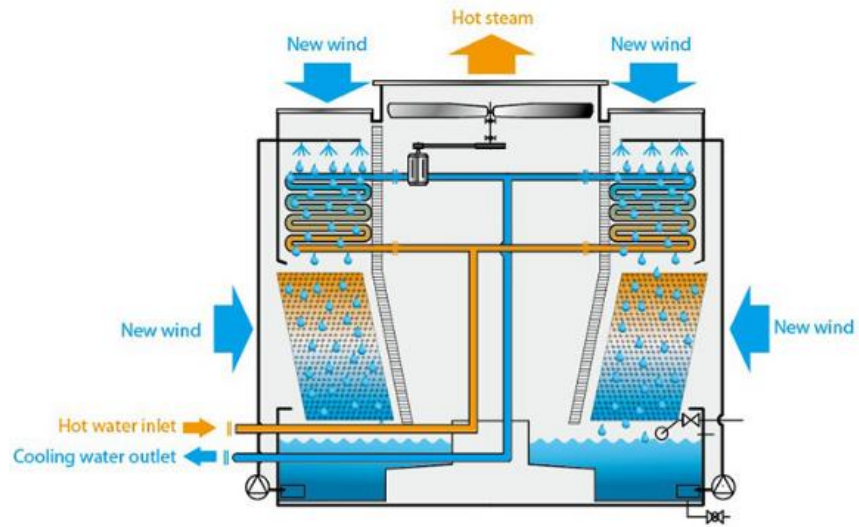


Figura 2.38 – Torre de resfriamento evaporativo de fluxo cruzado. Fonte: Coolingtech.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados os métodos de abordagem, procedimentos e técnicas utilizados neste trabalho, conforme fluxograma apresentado na figura 3.1.

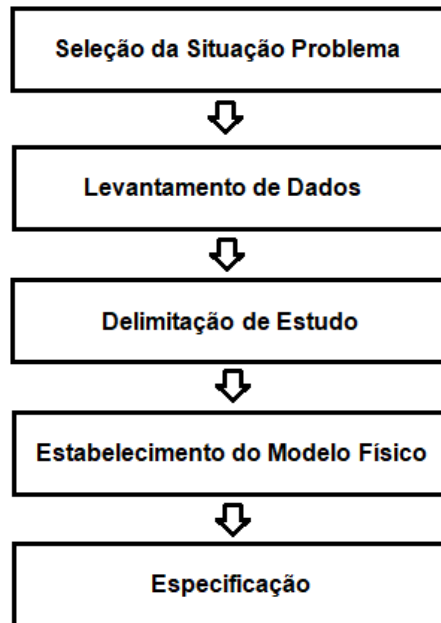


Figura 3.1 – Fluxograma indicando as etapas da metodologia. Fonte: Os autores.

3.1 Seleção da Situação Problema

Considerando a matriz energética brasileira, onde as usinas hidrelétricas concentram a maior parte da geração de energia elétrica, períodos de seca colocam em risco a autonomia do sistema elétrico brasileiro. Neste panorama, torna-se necessária a viabilização de outras fontes de energia, que serão acionadas nos períodos de seca ou para manter o nível dos reservatórios estável.

Embora haja expansão na geração de energia utilizando fontes renováveis, a intermitência atrelada a estas fontes torna-se um problema. A intermitência destas fontes favorece a termelétrica a gás natural tornando-a uma tecnologia apropriada para ser acionada em períodos de indisponibilidade. Os principais desafios à geração termelétrica a gás natural são o preço e a disponibilidade do mesmo.

Um ponto a favor da ampliação das usinas térmicas é a implantação do ciclo combinado. Desta forma, houve aumento em eficiência, isto é, com a mesma quantidade de gás natural utilizado no ciclo simples é possível gerar mais energia elétrica.

3.2 Levantamento de Dados

Os dados apresentados neste trabalho foram obtidos em catálogos de fabricantes e no Gas Turbine World Handbook.

3.3 Delimitação de Estudo

Este estudo aplica-se a usinas termelétricas a gás natural operando em ciclo simples e combinado com a finalidade de comparação entre os modelos e a apresentação do melhor investimento.

3.4 Estabelecimento do Modelo Físico

Neste estudo, foi considerada uma planta termelétrica com duas turbinas a gás do tipo SGT5-8000H da marca *Siemens* com potência estimada em projeto em cada turbina de 375 MW (Condições ISO, temperatura de 15° C, Pressão 1,0133 Bar, Nível do mar). A usina opera com um fator de capacidade de 100% visando uma maior produção de energia. A figura 3.2 apresenta o diagrama de uma planta termelétrica em ciclo simples.

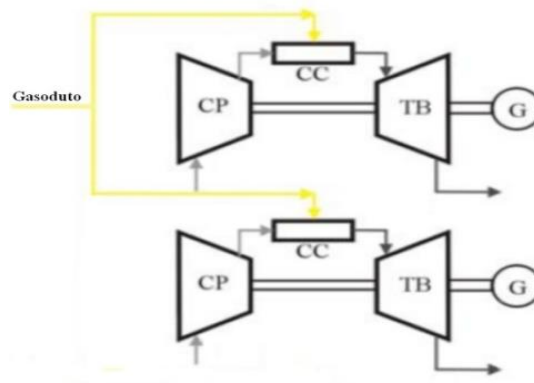


Figura 3.2 – Diagrama de uma planta termelétrica em ciclo simples. Fonte: Branco, 2005.

Na usina termelétrica operando em ciclo combinado foi considerado o modelo 2+1, essa configuração foi adotada por permitir sua manutenção sem que haja irrupção total na produção de energia. Essa configuração consiste de duas turbinas a gás, e em cada turbina a gás tem uma caldeira de recuperação que é responsável por gerar vapor para a turbina a vapor, conforme mostrado na Figura 4.2

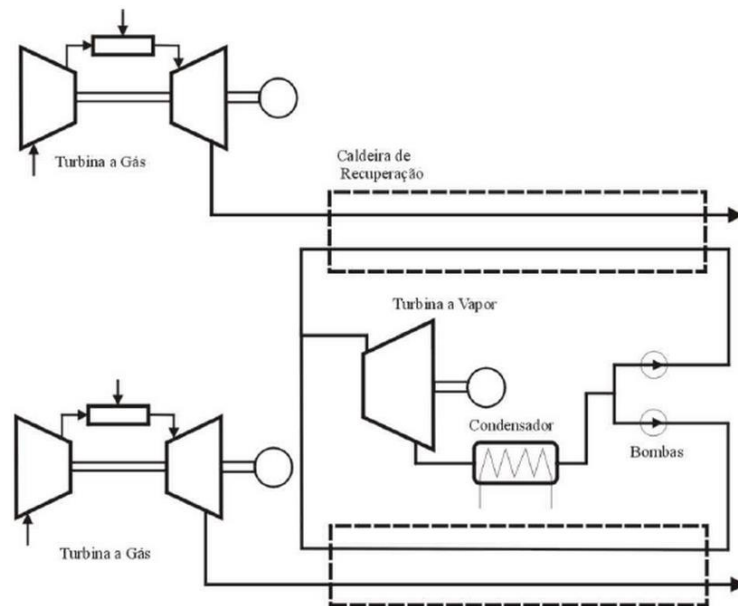


Figura 3.3 - Diagrama de uma planta termelétrica em ciclo combinado (2+1). Fonte: Branco, 2005.

Sendo realizado o investimento no ciclo combinado a turbina a vapor pode fornecer uma potência de até 390 MW, aumentando a potência da usina para até 1140 MW.

3.5 Especificação dos casos a serem analisados

Caso 1 – Usina Termelétrica em Ciclo Simples

O primeiro caso consiste em duas turbinas a gás em ciclo simples com uma potência instalada de 750 MW, os gases provenientes da exaustão são dispersos ao meio ambiente. Essa configuração é demonstrada na Figura 3.2.

Caso 2 – Usina Termelétrica em Ciclo Combinado

O ciclo combinado é composto pelas as mesmas turbinas no caso 1, sendo acrescentado a cada uma delas uma cadeira de recuperação que aproveita os gases da exaustão para produzir vapor que alimenta a turbina a vapor de condensação, conforme ilustrado na Figura 3.3.

As três turbinas operando em conjunto tem uma potência instalada de até 1140 MW, como uma eficiência superior a 60%.

4 ESTUDO DE CASO

A viabilidade é um dos fatores determinantes na decisão de se investir ou não em um empreendimento. Estas reocupações são a respeito da possibilidade de finalização do projeto e de sua remuneração após a conclusão, garantindo o retorno do investimento. (BRITO, 2009)

4.1 Fundamentação Teórica para Análise Econômica

Valor Presente Líquido – VPL

A utilização do valor presente líquido torna possível determinar o valor atual de pagamentos futuros, descontados a uma taxa de juros adequada, subtraído o custo inicial do investimento. Isto é, define um valor atual para os futuros pagamentos, somados ao custo inicial.

Desta forma, o objetivo dos empreendedores é maximizar a riqueza dos investidores. Para tal, todos os projetos devem ter um VPL > 0 . No caso de dois projetos, deve-se escolher aquele que possui o VPL positivo mais elevado.

Taxa Interna de Retorno – TIR

A taxa interna de retorno é uma taxa de desconto que equipara a zero o valor atualizado das entradas de caixa de um dado sistema. A avaliação do projeto baseia-se no custo de capital. Se a TIR é igual ou maior a taxa de desconto tomada ou ao custo inicial, o projeto será aceito, caso contrário, deve-se rejeitá-lo.

Fluxo de Caixa

Trata-se de um instrumento básico que planeja e controla financeiramente um empreendimento. O fluxo de caixa apura e a projeta o saldo disponível para que haja sempre capital de giro na empresa. Neste, serão registradas todas as entradas e saídas financeiras previstas, até seu último pagamento e recebimento conhecidos, ou o máximo de projeção adequado às necessidades da empresa. Além disso, ao elaborar o fluxo de caixa, o empresário visualiza presente e futuro.

Investimentos de Capital

Há três parâmetros econômicos principais para a instalação de uma planta termelétrica, que são: o custo do combustível consumido, o valor de venda da energia e o valor de venda da energia excedente. Há também outros parâmetros que devem ser considerados para uma melhor análise de investimento de capital, são eles, o tempo de retorno do investimento, a vida útil da instalação e o fator de capacidade da instalação (LIMA, 2001).

4.2 Estimativas Econômicas e Financeiras

Cronograma de Investimento

Segundo Guarinello Junior (1997), o prazo para construção de uma usina termelétrica é entre 8 meses a 2 anos. Para os sistemas apresentados em análise, admitiu-se o prazo de 2 anos para a construção, com 33% do investimento no primeiro ano e 66% no segundo ano.

Vida Útil da Instalação

Segundo Santos (2006), a vida útil, economicamente, de uma usina é em torno de 25 anos. Após este período, os custos com manutenção elevam-se consideravelmente.

Taxa de Juros

A taxa de juros pode variar segundo a origem do capital utilizado. De acordo com Guarinello Junior (1997), recomenda-se uma taxa de 15% ao ano para investimentos de risco e para investimentos mais seguros 12% ao ano. Para este trabalho a taxa de juros adotada foi de 12% ao ano.

Custos de Manutenção e Operação

Segundo Dutra (2005), esses custos refletem diretamente no custo de produção de energia e podem influenciar a análise econômica. O custo de manutenção é estimado de 1 a 3% do custo do capital investido total.

O custo operacional é baixo, isso se deve ao alto nível de automação encontrado nas plantas termelétricas.

Para este trabalho, foi adotado um valor de 5% em relação ao investimento total para custos de manutenção e operação.

Regime de Operação

É determinada a jornada de operação de acordo com os prazos requeridos pela manutenção e processamentos onde ocorra redução do período.

Neste trabalho, foi adotado um regime de operação de 8520 horas anuais. O tempo total de parada para manutenção foi estimado em 240 horas.

Custo do Combustível

Baseando-se em dados do Ministério de Minas e Energia, o preço de venda do gás natural utilizado como combustível nas termelétricas é de US\$ 6,29/MMBtu tendo como data base 18 de agosto de 2018.

Estimativa do Custo dos Equipamentos

Para determinar o custo dos equipamentos que constituem uma usina termelétrica a gás requer-se o conhecimento do tipo de equipamento de processo, materiais utilizados na construção, dimensões e faixa de operação.

Segundo Dutra (2005), para se obtenha as melhores estimativas de custo é através de consultas a fabricantes. Recomenda-se para projetos de grande porte que os custos dos equipamentos mais caros provenham obtidos desta forma.

Outra forma de se obter essas informações é pedir opiniões a pessoas mais experientes no ramo. Ou através de empresas que tenham armazenado em seus bancos de dados as estimativas de custo dos equipamentos.

A seguir são apresentados os custos dos equipamentos que constituem as usinas termelétricas apresentadas para esse trabalho.

Caso 1 – Termelétrica de Ciclo Simples

O custo total de uma turbina a gás empregada (SGT5-8000H) com capacidade de produzir 375 MW foi retirado do *Gas Turbine World Handbook* (2012). Para determina os custos dos equipamentos foi utilizada a proposta apresentada por Gomes (2001), demonstrada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Custo dos componentes da planta em ciclo simples.

Componentes	%	Custo Investimento (US\$)
Compressor	25%	\$ 44.650.300,00
Câmara	5%	\$ 8.930.060,00
Turbina	25%	\$ 44.650.300,00
Gerador	45%	\$ 80.370.540,00
Total	100%	\$ 178.601.200,00

Como para a realização desse trabalho foram utilizadas duas turbinas a gás, o custo do investimento foi de US\$ \$ 178.601.200,00.

Caso 2 - Termelétrica de Ciclo Combinado

O custo total da planta termelétrica na configuração 2+1 (SCC5-8000H) com capacidade de produzir 1140 MW foi obtido em *Gas Turbine World Handbook* (2012). Para determina os custos dos equipamentos foi utilizada mesma proposta apresentada no caso 1. Mostrado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Custo dos componentes da planta operando em ciclo combinado.

Componentes	Custo Investimento
Compressor	\$ 44.650.300,00
Câmara	\$ 8.930.060,00
Turbina	\$ 44.650.300,00
Gerador	\$ 80.370.540,00
Caldeira	\$ 346.519.500,00
Turbina de Alta	
Turbina de Média	
Turbina de Baixa	
Condensador	
Bomba de Alimentação 1	
Bomba de Alimentação 2	
Total	\$ 525.120.700,00

Levantamento do Capital Investido

Esse processo consiste no levantamento do capital de investimento total e na análise econômica. Esses valores são além do preço dos componentes, os custos de transporte, infraestrutura, instalação, construção civil e entre outros.

Segundo Dutra (2005), a duas formas de metodologia para se obter o levantamento de dados referente ao Capital Total Investido (CTI), uma delas se baseia nos preços dos equipamentos e, com isso, faz uma estimativa do CTI e a outra forma utiliza estimativas diretamente para o CTI, analisando os parâmetros da planta em questão.

Neste trabalho foi utilizada a proposta apresentada por Dutra (2005), onde os custos de instalação (diretos e indiretos) são proporcionais ao investimento realizado, conforme está apresentado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Distribuição de custos (diretos e indiretos).

Distribuição de Custos	Custos de Instalação	
	Turbina a Gás	Ciclo Combinado
Custos Diretos		
Equipamentos	100%	100%
Instalações	12%	12%
Tubulações	12%	15%
Instrumentação e Controle	5%	8%
Instalações Elétricas	5%	5%
Engenharia e Arquitetura	10%	10%
Infra-estrutura e Apoio	5%	5%
Custos Indiretos		
Engenharia e Supervisão	11,92%	12,40%
Construção Civil	14,90%	15,50%
Imprevistos	8,79%	9,15%
Manutenção e Operação	5%	5%

Custos Totais

O período de amortização foi de 25 anos e a taxa de juros ao ano foi de 12%, com um período de operação de 8520 horas anuais, foi calculado os custos de amortização ao longo do período de vida útil da usina.

As Tabelas 4.4 e 4.5 apresentam os valores calculados para o total de custos de investimentos para cada componente, amortização anual e a taxa anual de amortização (Z), nas configurações de cada usina termoeletricas adotada. Com a obtenção desses valores é possível delimitar as variáveis fundamentais para consiga os balanços e custos monetários necessários para cada caso. Os valores apresentados na Figura 4.1 demonstram o custo de investimento total em cada caso.

Tabela 4.4 – Custo de amortização para o caso 1 (Ciclo a gás).

Componentes	Custo Investimento (US\$)	Custo Total (US\$)	Amortização (US\$/ano)	Z (US\$/s)
Compressor	44650300,00	82428918,83	10509684,66	0,33326
Câmara	8930060,00	16485783,77	2101936,932	0,06729
Turbina	44650300,00	82428918,83	10509684,66	0,33646
Gerador	80370540,00	148372053,9	18917432,39	0,60563
Total	357202400,00	329715675,3	42038738,65	1,34264

Tabela 4.5 – Custo de amortização para o caso 2 (Ciclo combinado).

Componentes	Custo Investimento (US\$)	Custo Total (US\$)	Amortização (US\$)	Z (US\$/s)
Compressor	44650300,00	82428918,83	10509684,66	0,33
Câmara	8930060,00	16485783,77	2101936,93	0,07
Turbina	44650300,00	82428918,83	10509684,66	0,34
Gerador	80370540,00	148372053,89	18917432,39	0,61
Caldeira	346519500,00	665490699,75	84850044,13	2,72
Turbina de Alta				
Turbina de Média				
Turbina de Baixa				
Condensador				
Bomba de Alimentação 1				
Bomba de Alimentação 2				
Total	525120700,00	995206375,07	126888782,78	4,06

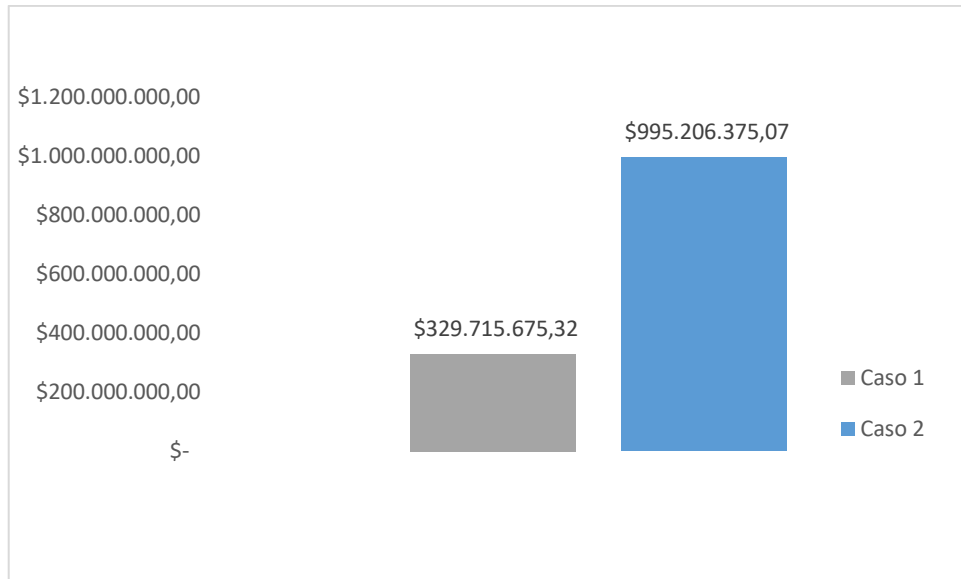


Figura 4.1 – Custo do investimento total em cada caso. Fonte: Os autores.

5 RESULTADOS DO ESTUDO ECONÔMICO

Através do estudo econômico foi possível avaliar a viabilidade de implantação das usinas termelétricas em cada um dos casos, durante a análise percebeu-se que ocorreram grandes variações de parâmetros, como: custo do investimento, preço de venda da energia, custo de geração de energia, custo do gás natural, eficiência da planta.

É possível fazer uma análise de sensibilidade por meio da avaliação do investimento de capital, é uma ferramenta usada na modelagem financeira para analisar como os diferentes valores de um conjunto de variáveis independentes afetam uma variável dependente específica sob determinadas condições específicas. em geral, a análise de sensibilidade é usada em uma ampla gama de campos, variando de biologia e geografia a economia e engenharia. Nesse trabalho apenas as tarifas de venda de energia tiveram variação.

Manteve-se uma taxa de juros de 12% em toda a vida útil da usina, ao longo do período de 25 anos. O gás natural teve seu custo médio de US\$ 6,29 /MMBtu durante o primeiro semestre do ano de 2018. No presente trabalho, o custo do gás natural também se manteve o mesmo ao longo da vida útil da planta.

Segundo Branco (2005), um contrato de compra de energia é um contrato de longo prazo entre a empresa proprietária da usina elétrica geradora e o comprador de energia. Um contrato de compra permite que o proprietário da instalação garanta um fluxo de receita do projeto, que é necessário para financiar o projeto.

Os contratos de compra e de venda de energia são de longo prazo para comprar energia em volumes e preços que atendem às necessidades da geradora e do consumidor, além de fornecerem receita em longo prazo e certeza de fluxo de caixa, aumentando rentabilidade do projeto. A tarifa de energia elétrica foi considerada como sendo no valor de US\$ 67/MWh para os casos apresentados. Os estudos foram realizados considerando-se o investimento na instalação dos componentes do ciclo simples e ciclo combinado em ambos os casos.

Nas Figuras 5.1 e 5.2 apresentam o fluxo de caixa em cada um dos casos ao longo da vida útil da planta termelétrica para preços de venda de energia diferentes,

para construção da usina foi considerado um prazo de dois anos, onde só a partir do ano zero o fluxo de caixa torna-se positivo.

Para o cálculo do valor presente líquido, foi considerada a taxa mínima de atratividade como sendo de 7,25% e a taxa interna de retorno, em função do preço de venda da energia elétrica, como pode ser visto nas Tabelas 5.1 e 5.2.

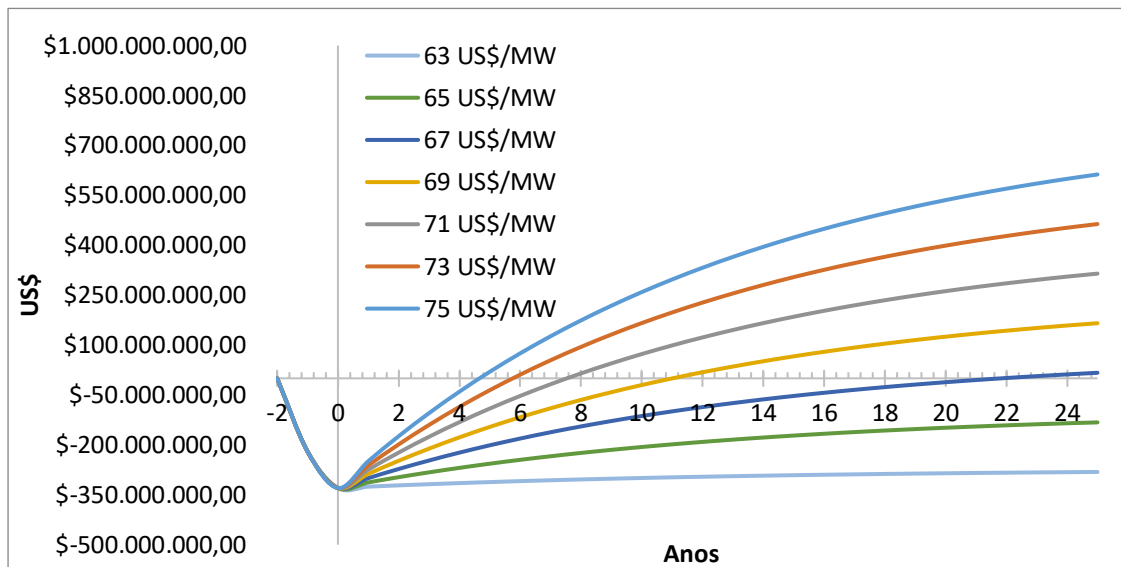


Figura 5.1 – Fluxo de caixa para diferentes valores de venda de energia elétrica para o caso 1.

Fonte: Os autores.

Tabela 5.1 – Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, de acordo com preço de venda da energia elétrica para o caso 1.

Preço de Venda (US\$/MWh)	VPL (US\$)	TIR
63	-301949546,40	-14%
65	-216303892,74	-5%
67	-130658239,08	1%
69	-45012585,42	5%
71	40633068,24	9%
73	126278721,90	13%
75	211924375,55	17%

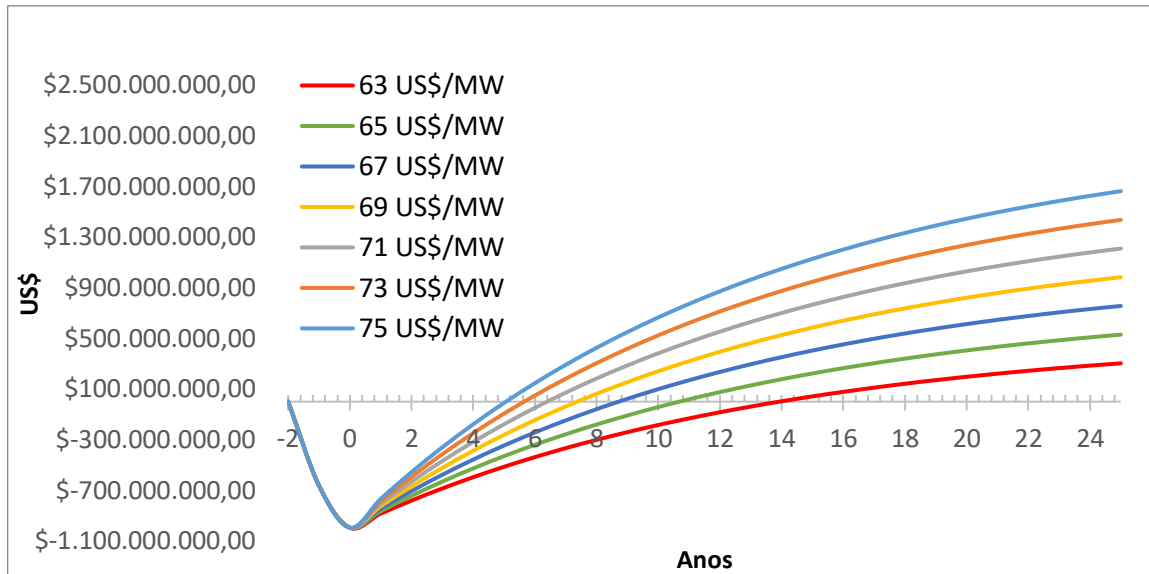


Figura 5.2 – Fluxo de caixa para diferentes valores de venda de energia elétrica para o caso 2.

Fonte: Os autores.

Tabela 5.2 – Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, de acordo com preço de venda da energia elétrica para o caso 2.

Preço de Venda (US\$/MWh)	VPL (US\$)	TIR
63	-249300898,2	3%
65	-119119504,7	5%
67	11061888,88	7%
69	141243282,4	9%
71	271424676	12%
73	401606069,6	14%
75	531787463,1	16%

Os resultados demonstram que a operação em ciclo simples (Caso 1) só é viável a comercialização para a venda da energia a partir do valor de US\$ 67/MWh para que a Taxa Interna de Retorno seja positiva, entretanto esse valor não é atrativo para uma empresa investir, pois o Valor Presente Líquido considerando a Taxa Mínima de Atratividade de 7,25% torna o VPL negativo.

No Caso 2 que consiste na termoelétrica operando em ciclo combinado, observou-se uma queda significativa no custo de geração de energia, isso se deve a maior eficiência na planta, todavia para a instalação de uma termoelétrica em ciclo combinado requer um investimento inicial maior.

Os resultados demonstram que só é viável e interessante o investimento na implantação do Caso 1 com a venda de energia a partir US\$ 71/MWh. O que torna o Caso 1 interessante é devido ao menor investimento para a instalação da usina, um menor prazo de implantação e a possibilidade em um futuro a conversão da usina de ciclo simples para o combinado.

6 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi a comparação de dois modelos de usinas termelétricas que utilizam a queima de gás natural como combustível. São estas, as termelétricas de ciclo simples ou aberto e as termelétricas de ciclo combinado. Para tal comparação, realizou-se uma análise econômica financeira.

Através da análise comparativa dos dados levantados, chegou-se a conclusão que o custo de implantação de uma usina térmica em ciclo simples tem um custo de investimento 302% menor do que o custo de uma usina operando em ciclo combinado. Essa diferença de custo se dá pelo maior número de equipamentos que constituem uma usina termelétrica operando em ciclo combinado, como a manutenção e operação estão diretamente relacionados ao custo de investimento, observou-se uma diferença significativa nos custos de manutenção e operação.

Fazendo uma análise do VPL e TIR, concluiu-se que o preço de venda de energia na usina térmica em ciclo simples só é atrativo financeiramente com valor de venda a partir de 71 US\$/MW, onde o VPL é de US\$ 40633068,24 e com a taxa interna de retorno de 9%, que é maior que a taxa mínima de atratividade que foi de 7,25%, tornando a planta rentável. Já na usina térmica em ciclo combinado o preço de venda de energia que torna a planta atrativa financeiramente é de 69 US\$/MW o que se obtém um VPL de US\$ 141243282,4 e a taxa interna de retorno de 9%, superior à taxa mínima de atratividade.

Em ambos os casos o tempo de retorno do investimento foi de próximo 6 anos e 8 meses, considerando o valor de venda de 71 US\$/MW na usina operando em ciclo simples e 69 US\$/MW na usina operando em ciclo combinado.

A implantação da usina termelétrica operando em ciclo combinado é a melhor opção, mesmo que o custo de investimento e o custo de capital por MW sejam maiores, o longo na vida útil da usina se obtém um maior fluxo de caixa positivo, isso se deve ao menor custo de geração de energia, que no modelo de planta apresentado foi de 51,54 US\$/MW o que corresponde a uma diferença de 21% a menos do que o custo de geração de uma usina operando em ciclo simples, que foi de 62,35 US\$/MW.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica. 3. Edição. Brasília, 2008.

ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 22/09/2018.

Arrieta, F. R. P.; Nascimento, M. A. R.; Mazurenko, A. S. **Capítulo 12 – Centrais Termelétricas de Ciclo Simples com Turbinas a Gás e de Ciclo Combinado. . Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Volume 2. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

Balestieri, J. A. P. **Cogeração: Geração Combinada de Eletricidade e Calor**. Editora da UFSC. Rio de Janeiro, 2002.

Branco, F. P. **Análise Termoeconômica de uma Usina Termelétrica à Gás Natural Operando em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado**. UNESP. São Paulo, 2005.

Brito, J. L. **Investimentos em Usinas Térmicas a Gás Natural: Risco e Regulação**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009.

Calian B. R. UNICAMP, **Energia Nuclear**. Disponível em: <<http://gpquae.iqm.unicamp.br/textos/T5.pdf>> Acesso 25/09/2018.

Çengel, Y.; Boles, M. **Termodinâmica**. 5ª Edição. Editora McGraw-Hill. São Paulo, 2006.

eCycle. O que é energia hidrelétrica? Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/2906-energia-hidreletrica>>. Acesso em: 20/09/2018.

Filho, P. E. D. M. **Aspectos Fundamentais da Cogeração a Ciclo Combinado Gás/Vapor**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2010.

Ganapathy, V. **Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators**. Marcel Dekker, Inc. NewYork, 2003.

Gas Turbine World Handbook (2012).

Guarinello, Júnior, F.F. **Avaliação de um Sistema de Cogeração Proposto para um Pólo Industrial**. UNICAMP. Campinas, 1997.

Gomes, C. M. **Análise Termodinâmica, Energética e Termoeconômica de uma Instalação Termelétrica em Ciclo Combinado com Cogeração de Vapor**. UNICAMP, Campinas, 2001.

GWEC [Global Wind Energy Council] **Global Statistics, 2018**. Disponível em: <<http://gwec.net/global-figures/graphs/>>. Acesso em: 22/09/2018.

International Energy Agency. Key World Energy Statistics. Paris, 2014. Disponível em : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes-1.pdf>. Acesso em: 22/09/2018.

Itaipu Binacional, **Energia Hidráulica**. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/en/energy/hydraulic-energy>. Acesso em: 22/09/2018.

Kalatalo, D. N. **Análise Exergética de Ciclos Combinados**. Universidade de Brasília. Brasília, 2004.

Leão, R. P. S. **Tecnologias de Geração de Energia Elétrica: Geração Termoelétrica**. Conversão Termoelétrica. Disponível em: <<https://www.ebah.com.br/content/ABAAAff1IAJ/iigeracao-ii-geracao-termoeletrica>>. Acesso em: 25/09/2018.

Lora E. E. S.; Andrade, R. V. **Capítulo 8 – Equipamentos Auxiliares. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Volume 1. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

Lora, E. E. S.; Arrieta, F. R. P.; Bessa, F. C.; Aradas, M. E. C. **Capítulo 4 – Caldeiras de Vapor Convencionais e de Recuperação. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Volume 1. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

Lora, E. E. S., Nascimento, M. A. R. **Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Volumes 1 e 2. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

Martinelli Jr, L. C. **Máquinas Térmicas II**. UNIJUÍ, Panambi, 2002.

Mazurenko, A. S.; Teixeira, F. N. **Capítulo 5 – Turbinas a Vapor. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Volume 1. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

Mendes, L. G. **Análise da Viabilidade Econômica de uma Usina Termelétrica usando Modelagem Estocástica e Teoria de Opções Reais**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2007.

Meneses, E. L. **O Uso de Turbinas a Gás para Geração de Energia Elétrica em Plataformas**. Centro Universitário Estadual da Zona Oeste. Rio de Janeiro, 2011.

MME [Ministério de Minas e Energia] **Energia Solar no Brasil e Mundo, 2016**. Disponível em:< <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>>. Acesso 22/09/2018.

MME [Ministério de Minas e Energia] **Energia Solar no Brasil e Mundo, 2017**. Disponível em:< <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>>. Acesso 22/09/2018.

MME [Ministério de Minas e Energia] **Biomassa é a segunda maior fonte de energia em 2016**. 2017. Disponível em :< http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/biomassa-e-a-segunda-maior-fonte-de-energia-em-2016>. Acesso 22/09/2018.

Nascimento, M. A. R.; Gomes, E. E. B.; Venturini, O. J. **Capítulo 6 – Turbinas a Gás. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Volume 1. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2004.

Neves, S. C. P. **Análise de um Ciclo Combinado Brayton-Rankine com a Utilização de Dióxido de Carbono Supercrítico**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2017.

Pinto, G. R. S. **Avaliação do Desempenho de Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado Integradas com Gaseificação Via Integração de Programas Especialistas**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2015.

Pinto, R. G. D.; Braga, S. L. **Simulação de uma Caldeira de Recuperação de Calor em uma usina de Ciclo Combinado**. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.

Santos, N. O. **Termodinâmica Aplicada às Termoelétricas**. 2ª Edição. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2006.

Silva, M. D. V. **Avaliação da Viabilidade de Implantação de Ciclo Combinado em uma Usina Termelétrica**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2010.

Stuchi, G. A. D., Taconelli, M., Langhi, V. A. B. **Geração Termelétrica: Principais Componentes e Tipos de Centrais Termelétricas**. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

TAKAHASHI, H. T. **Simulação de Ciclo Combinado Utilizando Software Comercial**. Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2011.

Tolmasquim, M. T., **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2016.

Viscondi, G. F., Ferreira, A.L., Silva, A. F., Cunha, K. B. **Série Termoeletricidade em Foco: Uso de Água em Termoelétricas**. Instituto de Energia e Meio Ambiente. São Paulo, 2016.

World Coal Association, **Carvão e Eletricidade**, 2018. Disponível em: <<https://www.worldcoal.org/coal/uses-coal/coal-electricity>>. Acesso 22/09/2018.

Apêndice A - Fluxo de caixa de uma usina termoeétrica em ciclo simples.

Ano	Valor de Venda	\$ 63,00	Valor de Venda	\$ 65,00
	Receita	Saldo	Receita	Saldo
-2				
-1	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21
0	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32
1	\$4.143.247,35	-\$325.572.427,97	\$16.923.247,35	-\$312.792.427,97
2	\$3.841.618,94	-\$321.730.809,03	\$15.691.234,94	-\$297.101.193,03
3	\$3.561.949,08	-\$318.168.859,94	\$14.548.913,04	-\$282.552.279,99
4	\$3.302.639,19	-\$314.866.220,75	\$13.489.752,17	-\$269.062.527,81
5	\$3.062.207,06	-\$311.804.013,69	\$12.507.698,21	-\$256.554.829,60
6	\$2.839.278,38	-\$308.964.735,31	\$11.597.137,78	-\$244.957.691,82
7	\$2.632.578,92	-\$306.332.156,39	\$10.752.866,15	-\$234.204.825,67
8	\$2.440.927,17	-\$303.891.229,22	\$9.970.057,50	-\$224.234.768,17
9	\$2.263.227,67	-\$301.628.001,54	\$9.244.237,31	-\$214.990.530,86
10	\$2.098.464,70	-\$299.529.536,84	\$8.571.256,83	-\$206.419.274,03
11	\$1.945.696,47	-\$297.583.840,37	\$7.947.269,34	-\$198.472.004,69
12	\$1.804.049,77	-\$295.779.790,60	\$7.368.708,13	-\$191.103.296,56
13	\$1.672.714,94	-\$294.107.075,66	\$6.832.266,18	-\$184.271.030,38
14	\$1.550.941,30	-\$292.556.134,37	\$6.334.877,20	-\$177.936.153,18
15	\$1.438.032,77	-\$291.118.101,60	\$5.873.698,14	-\$172.062.455,04
16	\$1.333.343,98	-\$289.784.757,61	\$5.446.092,91	-\$166.616.362,13
17	\$1.236.276,54	-\$288.548.481,07	\$5.049.617,35	-\$161.566.744,78
18	\$1.146.275,61	-\$287.402.205,46	\$4.682.005,21	-\$156.884.739,57
19	\$1.062.826,75	-\$286.339.378,72	\$4.341.155,23	-\$152.543.584,34
20	\$985.452,96	-\$285.353.925,76	\$4.025.119,13	-\$148.518.465,21
21	\$913.711,98	-\$284.440.213,77	\$3.732.090,46	-\$144.786.374,76
22	\$847.193,75	-\$283.593.020,02	\$3.460.394,27	-\$141.325.980,49
23	\$785.518,05	-\$282.807.501,98	\$3.208.477,57	-\$138.117.502,92
24	\$728.332,33	-\$282.079.169,65	\$2.974.900,40	-\$135.142.602,52
25	\$675.309,74	-\$281.403.859,91	\$2.758.327,65	-\$132.384.274,87

Ano	Valor de Venda	\$ 67,00	Valor de Venda	\$ 69,00
	Receita	Saldo	Receita	Saldo
-2				
-1	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21
0	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32
1	\$29.703.247,35	-\$300.012.427,97	\$42.483.247,35	-\$287.232.427,97
2	\$27.540.850,94	-\$272.471.577,03	\$39.390.466,94	-\$247.841.961,03
3	\$25.535.877,00	-\$246.935.700,03	\$36.522.840,95	-\$211.319.120,07
4	\$23.676.865,15	-\$223.258.834,88	\$33.863.978,13	-\$177.455.141,95
5	\$21.953.189,37	-\$201.305.645,51	\$31.398.680,52	-\$146.056.461,42
6	\$20.354.997,18	-\$180.950.648,33	\$29.112.856,58	-\$116.943.604,85
7	\$18.873.153,39	-\$162.077.494,95	\$26.993.440,62	-\$89.950.164,22
8	\$17.499.187,82	-\$144.578.307,13	\$25.028.318,14	-\$64.921.846,08
9	\$16.225.246,95	-\$128.353.060,18	\$23.206.256,58	-\$41.715.589,50
10	\$15.044.048,97	-\$113.309.011,21	\$21.516.841,10	-\$20.198.748,40
11	\$13.948.842,20	-\$99.360.169,01	\$19.950.415,07	-\$248.333,32
12	\$12.933.366,49	-\$86.426.802,52	\$18.498.024,85	\$18.249.691,53
13	\$11.991.817,41	-\$74.434.985,10	\$17.151.368,64	\$35.401.060,17
14	\$11.118.813,10	-\$63.316.172,00	\$15.902.749,01	\$51.303.809,18
15	\$10.309.363,51	-\$53.006.808,49	\$14.745.028,88	\$66.048.838,06
16	\$9.558.841,85	-\$43.447.966,65	\$13.671.590,78	\$79.720.428,84
17	\$8.862.958,16	-\$34.585.008,49	\$12.676.298,97	\$92.396.727,80
18	\$8.217.734,81	-\$26.367.273,68	\$11.753.464,40	\$104.150.192,21
19	\$7.619.483,71	-\$18.747.789,97	\$10.897.812,19	\$115.048.004,40
20	\$7.064.785,30	-\$11.683.004,67	\$10.104.451,47	\$125.152.455,87
21	\$6.550.468,93	-\$5.132.535,74	\$9.368.847,40	\$134.521.303,27
22	\$6.073.594,79	\$941.059,05	\$8.686.795,31	\$143.208.098,58
23	\$5.631.437,09	\$6.572.496,13	\$8.054.396,61	\$151.262.495,19
24	\$5.221.468,47	\$11.793.964,60	\$7.468.036,54	\$158.730.531,73
25	\$4.841.345,56	\$16.635.310,17	\$6.924.363,48	\$165.654.895,21

Ano	Valor de Venda	\$ 71,00	Valor de Venda	\$ 73,00
	Receita	Saldo	Receita	Saldo
-2				
-1	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21	\$ -219.810.450,21
0	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32	\$ -329.715.675,32
1	\$55.263.247,35	-\$274.452.427,97	\$68.043.247,35	-\$261.672.427,97
2	\$51.240.082,94	-\$223.212.345,03	\$63.089.698,94	-\$198.582.729,03
3	\$47.509.804,91	-\$175.702.540,12	\$58.496.768,86	-\$140.085.960,16
4	\$44.051.091,11	-\$131.651.449,01	\$54.238.204,09	-\$85.847.756,08
5	\$40.844.171,68	-\$90.807.277,34	\$50.289.662,83	-\$35.558.093,25
6	\$37.870.715,98	-\$52.936.561,36	\$46.628.575,38	\$11.070.482,13
7	\$35.113.727,85	-\$17.822.833,50	\$43.234.015,09	\$54.304.497,22
8	\$32.557.448,47	\$14.734.614,96	\$40.086.578,79	\$94.391.076,01
9	\$30.187.266,22	\$44.921.881,18	\$37.168.275,85	\$131.559.351,86
10	\$27.989.633,24	\$72.911.514,42	\$34.462.425,37	\$166.021.777,23
11	\$25.951.987,94	\$98.863.502,36	\$31.953.560,81	\$197.975.338,04
12	\$24.062.683,22	\$122.926.185,57	\$29.627.341,58	\$227.602.679,62
13	\$22.310.919,88	\$145.237.105,45	\$27.470.471,11	\$255.073.150,73
14	\$20.686.684,91	\$165.923.790,36	\$25.470.620,81	\$280.543.771,54
15	\$19.180.694,25	\$185.104.484,61	\$23.616.359,62	\$304.160.131,16
16	\$17.784.339,71	\$202.888.824,32	\$21.897.088,64	\$326.057.219,80
17	\$16.489.639,78	\$219.378.464,10	\$20.302.980,59	\$346.360.200,39
18	\$15.289.194,00	\$234.667.658,10	\$18.824.923,60	\$365.185.123,99
19	\$14.176.140,68	\$248.843.798,78	\$17.454.469,16	\$382.639.593,15
20	\$13.144.117,64	\$261.987.916,41	\$16.183.783,81	\$398.823.376,96
21	\$12.187.225,87	\$274.175.142,29	\$15.005.604,35	\$413.828.981,30
22	\$11.299.995,83	\$285.475.138,12	\$13.913.196,35	\$427.742.177,65
23	\$10.477.356,13	\$295.952.494,25	\$12.900.315,65	\$440.642.493,30
24	\$9.714.604,61	\$305.667.098,85	\$11.961.172,68	\$452.603.665,98
25	\$9.007.381,39	\$314.674.480,25	\$11.090.399,30	\$463.694.065,28

Ano	Valor de Venda	\$	75,00
	Receita		Saldo
-2			
-1	\$ -219.810.450,21	\$	-219.810.450,21
0	\$ -329.715.675,32	\$	-329.715.675,32
1	\$80.823.247,35		-\$248.892.427,97
2	\$74.939.314,94		-\$173.953.113,03
3	\$69.483.732,82		-\$104.469.380,21
4	\$64.425.317,07		-\$40.044.063,14
5	\$59.735.153,98		\$19.691.090,84
6	\$55.386.434,77		\$75.077.525,62
7	\$51.354.302,32		\$126.431.827,94
8	\$47.615.709,11		\$174.047.537,05
9	\$44.149.285,49		\$218.196.822,54
10	\$40.935.217,51		\$259.132.040,05
11	\$37.955.133,67		\$297.087.173,72
12	\$35.191.999,94		\$332.279.173,66
13	\$32.630.022,35		\$364.909.196,01
14	\$30.254.556,72		\$395.163.752,73
15	\$28.052.024,99		\$423.215.777,72
16	\$26.009.837,57		\$449.225.615,29
17	\$24.116.321,39		\$473.341.936,68
18	\$22.360.653,20		\$495.702.589,88
19	\$20.732.797,64		\$516.435.387,52
20	\$19.223.449,98		\$535.658.837,50
21	\$17.823.982,82		\$553.482.820,32
22	\$16.526.396,87		\$570.009.217,18
23	\$15.323.275,18		\$585.332.492,36
24	\$14.207.740,74		\$599.540.233,11
25	\$13.173.417,22		\$612.713.650,32

Apêndice B – Fluxo de caixa de uma usina termoeletrica em ciclo combinado.

Ano	Valor de Venda	\$	63,00	Valor de Venda	\$	65,00
	Receita		Saldo	Receita		Saldo
-2	\$			\$		
-1	\$	-663.470.916,71	\$	-663.470.916,71	\$	-663.470.916,71
0	\$	-995.206.375,07	\$	-995.206.375,07	\$	-995.206.375,07
1		\$111.303.628,22		-\$883.902.746,85		\$130.729.228,22
2		\$103.200.724,09		-\$780.702.022,76		\$121.212.140,41
3		\$95.687.711,38		-\$685.014.311,38		\$112.387.896,59
4		\$88.721.645,99		-\$596.292.665,39		\$104.206.057,72
5		\$82.262.710,16		-\$514.029.955,23		\$96.619.856,71
6		\$76.273.984,86		-\$437.755.970,37		\$89.585.931,15
7		\$70.721.238,76		-\$367.034.731,61		\$83.064.075,36
8		\$65.572.732,58		-\$301.461.999,03		\$77.017.010,67
9		\$60.799.037,65		-\$240.662.961,38		\$71.410.172,30
10		\$56.372.867,71		-\$184.290.093,67		\$66.211.511,75
11		\$52.268.922,94		-\$132.021.170,73		\$61.391.313,70
12		\$48.463.745,35		-\$83.557.425,39		\$56.922.026,06
13		\$44.935.584,69		-\$38.621.840,70		\$52.778.102,56
14		\$41.664.274,12		\$3.042.433,42		\$48.935.856,70
15		\$38.631.114,97		\$41.673.548,39		\$45.373.326,33
16		\$35.818.769,80		\$77.492.318,19		\$42.070.148,17
17		\$33.211.163,36		\$110.703.481,54		\$39.007.441,38
18		\$30.793.390,66		\$141.496.872,20		\$36.167.699,65
19		\$28.551.631,82		\$170.048.504,03		\$33.534.691,12
20		\$26.473.073,03		\$196.521.577,05		\$31.093.365,60
21		\$24.545.833,31		\$221.067.410,36		\$28.829.768,59
22		\$22.758.896,64		\$243.826.307,01		\$26.730.961,43
23		\$21.102.048,97		\$264.928.355,98		\$24.784.947,44
24		\$19.565.819,80		\$284.494.175,78		\$22.980.603,27
25		\$18.141.428,12		\$302.635.603,90		\$21.307.615,35

Ano	Valor de Venda	\$ 67,00	Valor de Venda	\$ 69,00
	Receita	Saldo	Receita	Saldo
-2	\$	\$	\$	\$
-1	\$ -663.470.916,71	\$ -663.470.916,71	\$ -663.470.916,71	\$ -663.470.916,71
0	\$ -995.206.375,07	\$ -995.206.375,07	\$ -995.206.375,07	\$ -995.206.375,07
1	\$150.154.828,22	-\$845.051.546,85	\$169.580.428,22	-\$825.625.946,85
2	\$139.223.556,73	-\$705.827.990,12	\$157.234.973,05	-\$668.390.973,80
3	\$129.088.081,80	-\$576.739.908,32	\$145.788.267,01	-\$522.602.706,78
4	\$119.690.469,44	-\$457.049.438,87	\$135.174.881,17	-\$387.427.825,61
5	\$110.977.003,27	-\$346.072.435,60	\$125.334.149,82	-\$262.093.675,79
6	\$102.897.877,43	-\$243.174.558,17	\$116.209.823,72	-\$145.883.852,07
7	\$95.406.911,95	-\$147.767.646,22	\$107.749.748,55	-\$38.134.103,52
8	\$88.461.288,76	-\$59.306.357,45	\$99.905.566,86	\$61.771.463,33
9	\$82.021.306,94	\$22.714.949,49	\$92.632.441,59	\$154.403.904,92
10	\$76.050.155,80	\$98.765.105,28	\$85.888.799,84	\$240.292.704,76
11	\$70.513.704,45	\$169.278.809,74	\$79.636.095,21	\$319.928.799,98
12	\$65.380.306,77	\$234.659.116,51	\$73.838.587,48	\$393.767.387,46
13	\$60.620.620,44	\$295.279.736,95	\$68.463.138,31	\$462.230.525,77
14	\$56.207.439,27	\$351.487.176,22	\$63.479.021,84	\$525.709.547,61
15	\$52.115.537,69	\$403.602.713,91	\$58.857.749,05	\$584.567.296,67
16	\$48.321.526,55	\$451.924.240,45	\$54.572.904,92	\$639.140.201,59
17	\$44.803.719,41	\$496.727.959,87	\$50.599.997,44	\$689.740.199,03
18	\$41.542.008,64	\$538.269.968,51	\$46.916.317,63	\$736.656.516,66
19	\$38.517.750,41	\$576.787.718,92	\$43.500.809,71	\$780.157.326,37
20	\$35.713.658,18	\$612.501.377,10	\$40.333.950,76	\$820.491.277,13
21	\$33.113.703,87	\$645.615.080,97	\$37.397.639,14	\$857.888.916,27
22	\$30.703.026,22	\$676.318.107,19	\$34.675.091,01	\$892.564.007,29
23	\$28.467.845,92	\$704.785.953,11	\$32.150.744,39	\$924.714.751,68
24	\$26.395.386,73	\$731.181.339,84	\$29.810.170,20	\$954.524.921,87
25	\$24.473.802,58	\$755.655.142,42	\$27.639.989,81	\$982.164.911,68

Ano	Valor de Venda	\$ 71,00	Valor de Venda	\$ 73,00
	Receita	Saldo	Receita	Saldo
-2	\$	\$	\$	\$
-1	\$ -663.470.916,71	\$ -663.470.916,71	\$ -663.470.916,71	\$ -663.470.916,71
0	\$ -995.206.375,07	\$ -995.206.375,07	\$ -995.206.375,07	\$ -995.206.375,07
1	\$189.006.028,22	-\$806.200.346,85	\$208.431.628,22	-\$786.774.746,85
2	\$175.246.389,37	-\$630.953.957,48	\$193.257.805,69	-\$593.516.941,16
3	\$162.488.452,22	-\$468.465.505,25	\$179.188.637,44	-\$414.328.303,72
4	\$150.659.292,90	-\$317.806.212,35	\$166.143.704,63	-\$248.184.599,09
5	\$139.691.296,38	-\$178.114.915,97	\$154.048.442,93	-\$94.136.156,16
6	\$129.521.770,00	-\$48.593.145,97	\$142.833.716,29	\$48.697.560,13
7	\$120.092.585,15	\$71.499.439,18	\$132.435.421,74	\$181.132.981,87
8	\$111.349.844,95	\$182.849.284,12	\$122.794.123,04	\$303.927.104,91
9	\$103.243.576,24	\$286.092.860,36	\$113.854.710,88	\$417.781.815,79
10	\$95.727.443,89	\$381.820.304,24	\$105.566.087,93	\$523.347.903,72
11	\$88.758.485,97	\$470.578.790,21	\$97.880.876,73	\$621.228.780,45
12	\$82.296.868,19	\$552.875.658,41	\$90.755.148,90	\$711.983.929,35
13	\$76.305.656,19	\$629.181.314,59	\$84.148.174,06	\$796.132.103,42
14	\$70.750.604,42	\$699.931.919,01	\$78.022.186,99	\$874.154.290,41
15	\$65.599.960,42	\$765.531.879,42	\$72.342.171,78	\$946.496.462,18
16	\$60.824.283,30	\$826.356.162,72	\$67.075.661,67	\$1.013.572.123,86
17	\$56.396.275,47	\$882.752.438,19	\$62.192.553,50	\$1.075.764.677,36
18	\$52.290.626,62	\$935.043.064,81	\$57.664.935,61	\$1.133.429.612,97
19	\$48.483.869,00	\$983.526.933,81	\$53.466.928,30	\$1.186.896.541,26
20	\$44.954.243,34	\$1.028.481.177,15	\$49.574.535,92	\$1.236.471.077,18
21	\$41.681.574,42	\$1.070.162.751,57	\$45.965.509,70	\$1.282.436.586,88
22	\$38.647.155,80	\$1.108.809.907,38	\$42.619.220,59	\$1.325.055.807,47
23	\$35.833.642,86	\$1.144.643.550,24	\$39.516.541,34	\$1.364.572.348,81
24	\$33.224.953,66	\$1.177.868.503,90	\$36.639.737,13	\$1.401.212.085,93
25	\$30.806.177,04	\$1.208.674.680,94	\$33.972.364,26	\$1.435.184.450,20

Ano	Valor de Venda	\$ 75,00
	Receita	Saldo
-2	\$	\$
-1	\$ -663.470.916,71	\$ -663.470.916,71
0	\$ -995.206.375,07	\$ -995.206.375,07
1	\$227.857.228,22	-\$767.349.146,85
2	\$211.269.222,01	-\$556.079.924,84
3	\$195.888.822,65	-\$360.191.102,19
4	\$181.628.116,36	-\$178.562.985,83
5	\$168.405.589,49	-\$10.157.396,34
6	\$156.145.662,57	\$145.988.266,23
7	\$144.778.258,34	\$290.766.524,57
8	\$134.238.401,13	\$425.004.925,70
9	\$124.465.845,53	\$549.470.771,23
10	\$115.404.731,97	\$664.875.503,20
11	\$107.003.267,49	\$771.878.770,69
12	\$99.213.429,61	\$871.092.200,30
13	\$91.990.691,94	\$963.082.892,24
14	\$85.293.769,56	\$1.048.376.661,80
15	\$79.084.383,14	\$1.127.461.044,94
16	\$73.327.040,05	\$1.200.788.084,99
17	\$67.988.831,53	\$1.268.776.916,52
18	\$63.039.244,60	\$1.331.816.161,12
19	\$58.449.987,59	\$1.390.266.148,71
20	\$54.194.828,49	\$1.444.460.977,20
21	\$50.249.444,98	\$1.494.710.422,18
22	\$46.591.285,38	\$1.541.301.707,56
23	\$43.199.439,81	\$1.584.501.147,37
24	\$40.054.520,59	\$1.624.555.667,96
25	\$37.138.551,49	\$1.661.694.219,46