

Rodolfo Kiiti Koga

Cogeração em Siderurgia

Ciclo Rankine



Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Professor Orientador: Dr. Silvio de Oliveira Júnior

Dedicatórias

*Aos Meus Pais e Familiares, que sempre
incentivam meu desenvolvimento.*

*À Minha Namorada, Lilia Aya Kawazoe,
que acima de tudo é minha amiga e
sempre está presente nas minhas decisões.*

*Aos meus amigos da Poli,
que assim como eu, passaram por
momentos difíceis, mas que sempre superamos
através da amizade e da perseverança.
Em especial ao meu amigo Hamilton Araújo, que
trabalhou comigo na realização deste projeto.*

*“Um Guerreiro pode vencer mil batalhas sem aliados, mas
os Aliados podem derrotar o guerreiro no momento que desejarem”.*

Sun Tzu

1. Sumário

2. Introdução.....	5
3. Estudo da Necessidade.....	6
4. Planta de Estudo.....	9
5. Análise dos Combustíveis Gasosos Disponíveis numa Siderurgia.....	12
5.1 Gás de Alto Forno.....	12
5.2 Gás de Coqueria.....	13
5.3 Gás de Aciaria.....	15
5.4 Gás Liquefeito de Petróleo (GLP).....	16
5.5 Gás Natural.....	17
6. Soluções Propostas.....	19
6.1 Turbina à vapor de contrapressão.....	19
6.2 Turbina à gás e caldeira de recuperação.....	21
6.3 Turbina à gás, caldeira de recuperação e turbina à vapor (ciclo combinado).....	22
7. Vantagens e Desvantagens de cada Solução proposta.....	24
8. Escolha da Solução.....	25
9. Considerações Teóricas sobre um Ciclo de Geração.....	27
9.1 Ciclo Rankine.....	27
9.2 Ciclo Brayton.....	31
10. Modelagem da Planta.....	34
10.1 Turbina à Gás	34
10.2 Caldeira	36
10.3 Turbina à Vapor.....	41
10.4 Condensador.....	43
10.5 Bomba.....	44
10.6 Análise do Ciclo de Cogeração.....	45
11. Implementação da Planta no Programa EES.....	47
12. Resolução da Planta.....	47

12.1 Determinação do Combustível.....	47
12.2 Gerador de Vapor.....	48
12.3 Turbina à Vapor.....	49
12.4 Condensador.....	50
12.5 Bomba.....	50
12.6 Análise do Ciclo de Cogeração.....	51
13. Análise Financeira.....	52
13.1 Objetivos Privados e Objetivos Sociais.....	52
13.2 Avaliação Financeira e Econômica	54
14. Conclusões.....	66
15. Apêndice.....	67
15.1 Normas Regulamentadoras.....	67
15.2 Pré_Cálculo da ABB.....	107
15.3 Programa no EES para Ciclo Combinado – Alternativa I.....	108
15.4 Programa no EES para Ciclo Rankine – Alternativa II.....	137
16. Bibliografia.....	153

2. Introdução

Muitas indústrias no Brasil satisfazem suas necessidades de energia comprando energia elétrica da Eletrobrás ou concessionárias e queimando combustíveis para a produção de vapor d'água, que será utilizado em alguns processos. Algumas vezes é possível atender a ambos requisitos gerando eletricidade na própria planta industrial e utilizar o calor desperdiçado deste processo para gerar vapor d'água, água quente ou fria e ar quente. A produção simultânea de duas ou mais formas de energia útil de uma fonte primária de energia – cogeração – torna mais eficiente o uso de combustíveis e fornece vantagens comerciais e ambientais.

Deve-se destacar que a cogeração tem uma ampla aplicação na geração de energia como em hospitais, universidades, hotéis, *shopping centers*, siderurgias, refinarias, termelétricas, indústria do etanol, e outros.

Cogeração resulta em baixas emissões de poluentes para a atmosfera, como o dióxido de carbono que causa o efeito estufa, por unidade de energia útil. De todos os combustíveis fósseis disponíveis, o gás natural é o que maximiza as vantagens ambientais de sua queima.

Há duas formas possíveis de cogeração de calor e eletricidade. Na primeira, conhecida como ciclo de topo (*topping cycle*), a fonte de calor de maior temperatura é usada para a geração de energia elétrica (*Figura.2.1*). Na segunda possibilidade, conhecida como ciclo de base (*bottoming cycle*), o calor recuperado do processo de alta temperatura é usado para a geração de eletricidade.

Os ciclos de base são raramente econômicos, desde que eletricidade pode ser gerada somente com baixa eficiência com o calor desperdiçado relativamente a baixas temperaturas. A *Figura.2.2* ilustra um arranjo físico de uma unidade de cogeração.

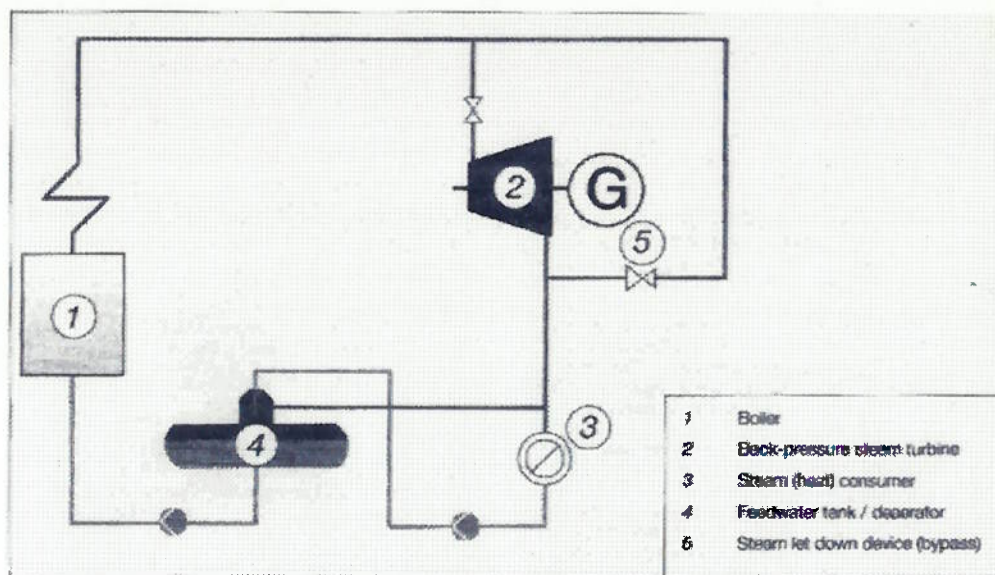


Figura.2.1 – Ciclo de topo (*topping cycle*)

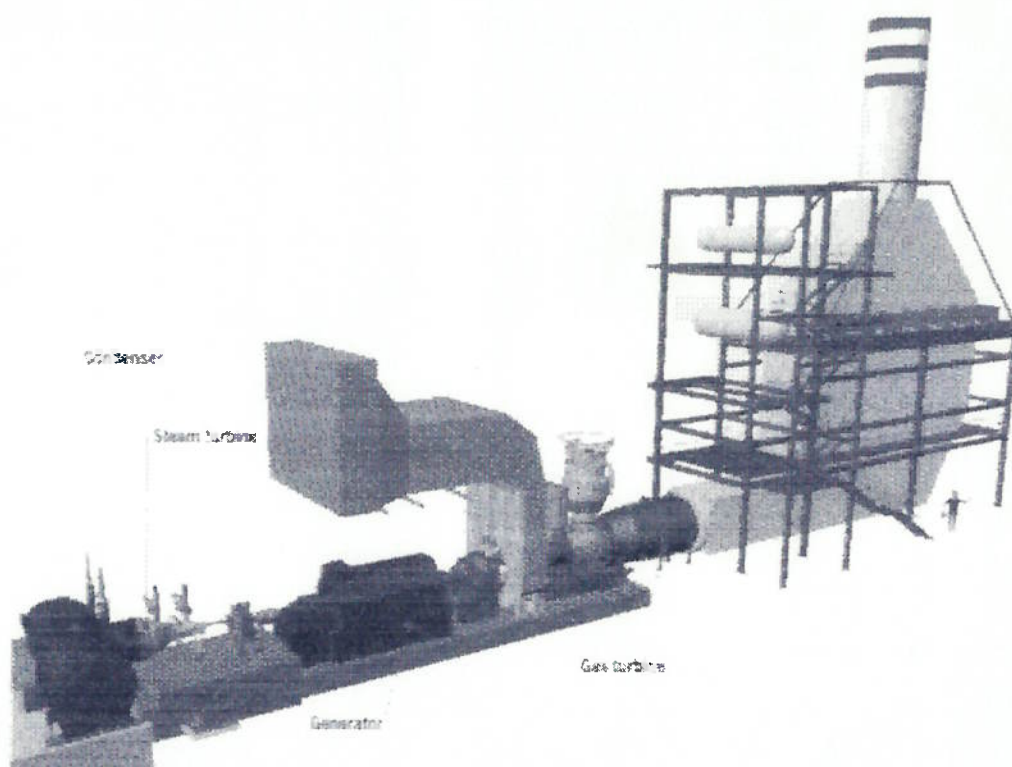


Figura.2.2 – Exemplo de uma unidade de cogeração

3. Estudo de necessidade

A otimização de usinas de geração de energia elétrica existentes e a implantação de novas usinas, passou de atividade considerada “opcional” para necessária. Isto porque a capacidade de geração e distribuição das usinas estatais não aumenta no mesmo ritmo que o das exigências de consumo. A capacidade do governo em investir no setor está praticamente esgotada.

Os efeitos disso já podem ser percebidos no aumento das tarifas de energia elétrica, no racionamento nos horários de pico e na falta de confiabilidade no fornecimento. Um exemplo são os recentes *blackouts* pelos quais o Brasil vem passando.

Junte-se a estes fatos o aumento da disponibilidade de combustíveis estrangeiros no mercado (principalmente gás natural e coque de petróleo) e a tendência de queda no preço dos mesmos. Tudo isso configura um panorama apropriado para os investimentos em cogeração.

O Brasil utiliza cerca de 20% de seu potencial hidrelétrico. Para utilizar os restantes 80% deveria explorar quedas d'água distantes ou com baixo potencial individual, que encareceriam mais as obras de novas hidrelétricas e a transmissão de energia.

Em 2011 a Eletrobrás prevê que o Brasil terá de consumir energia elétrica de origem térmica, em grande escala, inclusive as geradas por usinas nucleares, a carvão, a gás natural, eólicas e solares.

Atualmente, o gás natural utilizado no Estado de São Paulo provem dos gasodutos vindos de Santos e Rio de Janeiro, os quais se interligam por um anel que circunda a Grande São Paulo. Com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, que se interligará a este anel, haverá

maior disponibilidade de gás natural a um preço que viabiliza a sua utilização na geração de energia elétrica em plantas termelétricas e de cogeração.

A **Tabela.3.1** mostra a variação no consumo de energia elétrica no Brasil no período de 1970 a 1996. Pode-se notar a grande demanda no período de 1970 a 1980, que coincide com o “boom” da indústria no Brasil. Os dados da última coluna demonstram um recuo no crescimento energético, porém com grande demanda absoluta.

Diante deste contexto parques industriais como petroquímicas e siderúrgicas passam a ver a cogeração como uma solução para suas necessidades de energia elétrica e vapor.

Tabela.3.1 - Variação percentual da demanda de energia elétrica no Brasil

Região	1970-1980	1980-1990	1990-1996
NO	16,9	16,6	7,4
NE	16,4	8,3	4,5
SE	11,0	4,4	3,4
SU	14,6	7,2	5,7
CO	18,9	9,5	7,3
BRASIL	12,2	5,8	4,3

4. Planta de estudo

Este trabalho versará sobre uma planta de cogeração em siderurgia, no caso a Companhia Siderúrgica Paulista (COSIPA), localizada no município de Santos – SP (*Figura.4.1*).

Uma usina siderúrgica possui um complexo sistema de geração, transformação e distribuição das mais diversas formas de energia, fornecendo combustíveis e utilidades para todas as unidades de processamento na produção de aço, desde a preparação de redutores até o acabamento de produtos laminados.

A COSIPA tem sua produção baseada nos seguintes produtos: coque doméstico, moinha de coque, derivados da destilação seca do carvão (benzol, xilol, toluol, alcatrão, águas amoníacas etc.), placas, chapas e bobinas finas a quente e a frio.

As principais utilidades da energia elétrica e vapor para a indústria siderúrgica são as seguintes:

- Energia elétrica: baixos fornos elétricos de redução, motores de diversas potências para laminadores, trefiladores, estiradores, pontes rolantes, esteiras, guindastes etc.;
- Vapor: turbinas a vapor, turbo sopradores, pátio (cozinhas, laboratórios e limpeza) e outros processos.

A planta operando em sua carga total gera 14 MW de energia elétrica em três turbinas a vapor, sendo duas com extração de vapor. Atualmente são gerados 360 ton/h de vapor, através de seis geradores de vapor, a 42,0 kgf/cm² (4,12 MPa) e 440°C. Conectados a linha de vapor de alta pressão estão quatro turbo-sopradores, dentre os quais dois estão normalmente fora de operação (TS-1 e TS-2), e os outros dois consomem 176 ton/h de vapor (*Figura.4.2*).

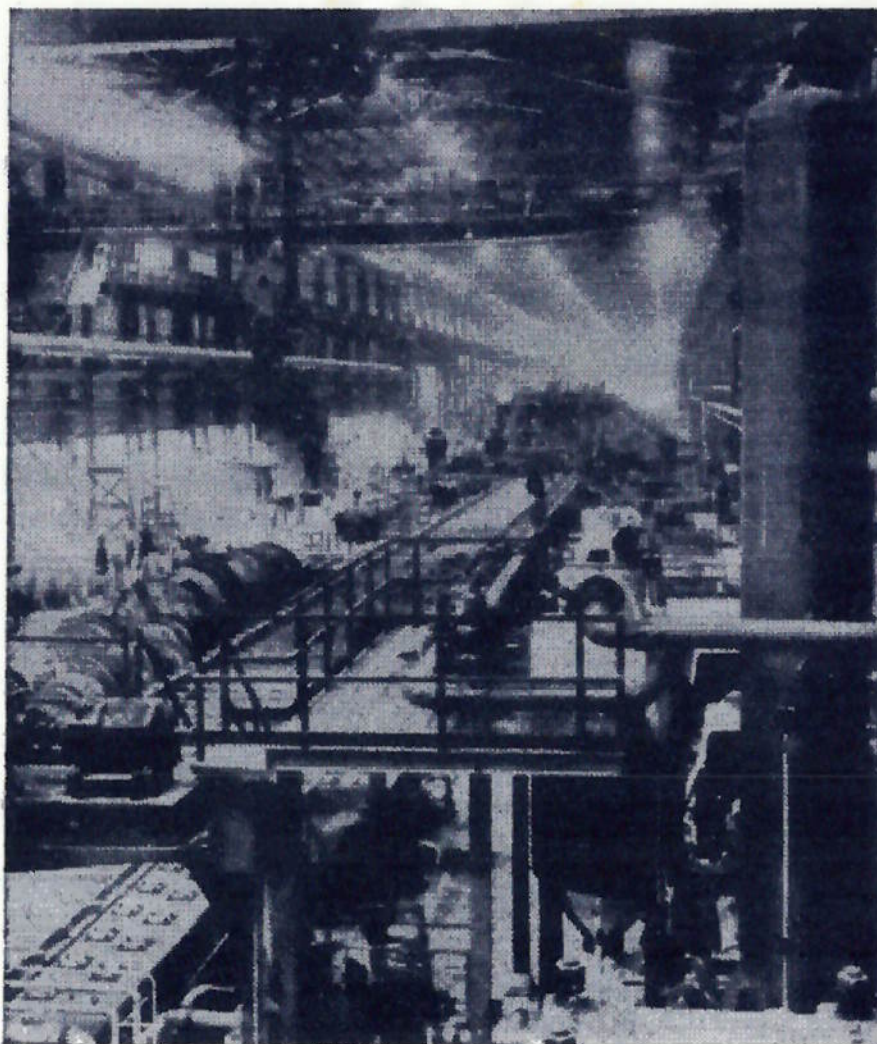
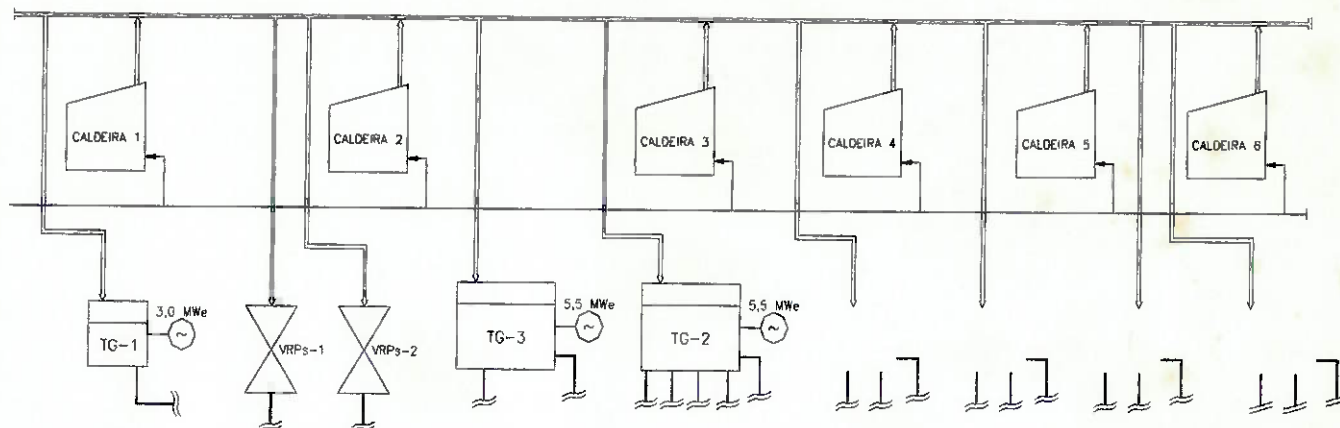


Figura.4.1 – COSIPA - laminação da Usina José Bonifácio de Andrada e Silva

Características da planta:

- Vazão total de vapor fornecida pelas caldeiras: 360 ton/h ($T=440^{\circ}\text{C}$; $p=42\text{kgf/cm}^2$);
- Vazão de vapor para as turbinas a vapor: 166 ton/h;
- Vazão de vapor para os turbo sopradores: 176 ton/h;
- Vazão de vapor superaquecido para processo: 18 ton/h;

- Vazão de alimentação das caldeiras: 367,3 ton/h
(purgas=2%; $T=150^{\circ}\text{C}$; $p=56\text{kgf/cm}^2$);



LEGENDA:

— VAPOR DE ALTA PRESSÃO (42 kgf/cm²)
— VAPOR DE MÉDIA PRESSÃO (13,8 kgf/cm²)

- Potência elétrica gerada: 14 MW_e

Figura.4.2 – Fluxograma esquemático do ciclo vapor da COSIPA

5. Análise dos combustíveis gasosos disponíveis numa siderurgia

Abaixo estão descritos os principais combustíveis gasosos que são utilizados na siderurgia, sejam subprodutos de processos ou adquiridos de fornecedores externos. São listadas suas principais propriedades, composição e poder calorífico inferior:

5.1. Gás de Alto Forno

É um subproduto da fabricação do gusa. O gás de alto forno (GAF) apresenta um interesse particular para a siderurgia pois, seja só ou enriquecido (mistura com gás de coqueria etc.) ele alimenta diversos equipamentos.

Sua composição varia com a natureza da carga e com a marcha do alto forno. Seu poder calorífico depende quase que exclusivamente do teor de CO, que constitui o principal gás combustível.

Os limites da sua composição são:

CO₂: 7 a 20%

CO: 33 a 23%

H₂: 1,5 a 6%

N₂: 59 a 49%

Nas condições normais (gás seco a 0°C e 760 mmHg) a massa específica do GAF é em média de 1,3 kg/Nm³, logo, próxima da do ar.

A grande quantidade de nitrogênio no gás de alto forno (GAF) coloca-o na categoria dos gases pobres. Seu poder calorífico inferior varia de 3,14 a 4,40 MJ/Nm³ (750 a 1050 kcal/Nm³). A produção específica de GAF é da ordem de 1600 a 2300 Nm³/t gusa.

A poeira do GAF bruto é da ordem de g/Nm³. Esta poeira, mesmo em pequenas quantidades, pode provocar: obstrução de condutos e válvulas, escorificar a superfície dos tijolos refratários de regeneradores e *cowpers*, entupimento nos motores a gás, vibrações e alterações das características dos supressores.

A intoxicação do homem pelo GAF é particularmente perigosa devido ao fato de o mesmo conter grande quantidade de monóxido de carbono (~25%), gás causador da intoxicação. Intoxicação esta imperceptível pelos nossos sentidos, uma vez que o CO é um gás incolor e inodoro.

5.2. Gás de Coqueria

O gás de coqueria (GCO) é um subproduto da fabricação do coque metalúrgico, obtido a partir da destilação de hulhas adequados e ao abrigo do ar.

Em siderurgia o GCO tem uma importância particular, devido a quantidade produzida. Para uma tonelada de carvão tratado, uma coqueria produz em média:

- 780 kg de coque;
- 150 kg de gás;
- 32 kg de alcatrão;
- 10 kg de benzol;

- 3 kg de amônia.

Do ponto de vista energético a quantidade de gás produzido representa cerca de 20% do conteúdo calorífico dos produtos que saem da coqueria.

Uma análise típica seria:

H₂: 56%

CH₄: 28%

CO: 7%

C₂H₆: 1%

C₂H₄: 2%

CO₂: 2%

N₂: 4%

(impurezas: benzol 1 a 35 g/m³, naftalina, NH₃, H₂S, CHN, ...)

O poder calorífico inferior do GCO varia de 16,75 a 19,26 MJ/Nm³ (4000 a 4600 kcal/Nm³), e sua massa específica é de aproximadamente 0,50 kg/Nm³.

O GCO é basicamente utilizado no aquecimento dos próprios fornos de coque, tendo outros empregos como:

- aquecimento rápido por radiação utilizada nos fornos de reaquecimento e na indústria de vidro;
- aquecimento localizado permitindo efetuar uma têmpera superficial;
- realização de atmosferas controladas pela regulagem precisa da combustão, pode-se obter atmosferas neutras, oxidantes ou redutoras.

O gás de coqueria contém aproximadamente 7% de monóxido de carbono (cerca de 4 vezes menos que no GAF), possuindo um grau de toxidez ainda alto, tendo em vista o limite

de tolerância do ser humano, que só pode se proteger com máscaras alimentadas por ar ou oxigênio. Entretanto o risco de asfixia é menor do que o GAF, pois o GCO, desde que não inteiramente dessulfurado, apresenta um odor característico que adverte as pessoas.

5.3. Gás de Aciaria

Este gás aparece como um subproduto das aciarias a oxigênio. É um gás formado essencialmente de monóxido de carbono. Seu PCI é de cerca de $8,37 \text{ MJ/Nm}^3$ (2000 kcal/Nm^3) e sua temperatura adiabática de combustão é próxima de 2000°C .

Numa usina siderúrgica as principais aplicações são:

- Na aciaria:
 - secagem e preaquecimento de placas de gusa e aço, aquecimento dos distribuidores de aço do lingotamento contínuo.

- Na usina:
 - nos fornos de reaquecimento, na bateria dos fornos de coque e produção de vapor;
 - na central térmica.

Nos processos industriais a porcentagem média dos componentes do gás de aciaria é:

CO: 65%;

CO₂: 15%;

Outros(H₂,N₂,O₂): 20%.

O gás de aciaria possui 2,5 vezes mais CO em porcentagem do que o gás de alto forno, deve-se portanto atentar aos riscos de acidentes pessoais.

5.4. Gás liquefeito de petróleo (GLP)

O GLP é um gás industrial constituído por hidrocarbonetos que são extraídos do gás natural ou principalmente do petróleo bruto durante a operação de refino.

Dependendo da origem e dos processos de tratamento a que foram submetidos, podem apresentar variações na composição química, onde predominam butanos e propanos.

Numa composição típica de GLP de refinaria, tipo propano-butano é:

Componentes	% Volumétrica
Etano	0,03
Propeno	30,47
Propano	14,34
Butenos	31,76
Butanos	23,33
Pentanos	0,07

O GLP possui poder calorífico elevado (PCS: 96,3 a 125,6 MJ/Nm³ ou 23000 a 30000 kcal/Nm³), massa específica de aproximadamente 2,0 kg/Nm³, e tem a propriedade que permite a sua armazenagem sob pressão no estado líquido, portanto com grande redução de volume, facilitando seu transporte e manuseio.

Utilização do GLP na siderurgia:

- Escarfagem;
- Oxi-corte;
- Soldagem;

- Têmpera por chama;
- Refrigeração de lanças do processo PSS;
- Aciarias SM.

O GLP não é propriamente tóxico, porém uma alta concentração causa rarefação de oxigênio na atmosfera local.

Possuindo massa específica superior à do ar, escapamentos de gás formarão um colchão que tenderá ir para as partes mais baixas ou permanecer no local sem dispersar-se prontamente, a não ser que haja boa ventilação.

5.5. Gás natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves, na qual predomina o metano (80 a 100%). Outros componentes podem estar presentes como água, nitrogênio, dióxido de carbono e gás sulfídrico.

A seguir são dadas algumas características de dois GN:

		Gás de Lacq	Gás de Holanda
Composição (%)	CH ₄	97,4	81,3
	C ₂ H ₆	2,2	2,9
	C ₃ H ₈	0,07	0,4
	C ₄ H ₁₀	0,03	0,2
	N ₂	0,3	14,3
	CO ₂	-	0,9
PCS - MJ/Nm ³ (kcal/Nm ³)		40,51 (9675)	35,17 (8400)
PCI - MJ/Nm ³ (kcal/Nm ³)		36,47 (8710)	31,65 (7560)
Densidade em relação ao ar		0,57	0,64

Utilização do gás natural na siderurgia: fornos de reaquecimento (Pits, de semi-produtos: forno empurrador, vigas caminhantes); fornos de tratamento térmico: aquecimento por tubos radiantes e produção de atmosferas controladas; fornos SM (embora a produção de aço Siemens-Martin esteja em constante regressão); reaquecimento de panelas de aço, fornos de ignição da sinterização, como refrigerante nos convertedores de sopro pelo fundo, enriquecimento do gás de alto forno para aquecimento diversos, injeção pelas ventaneiras de altos fornos, como matéria-prima para a produção de gás redutor dos processos de redução direta do minério de ferro, etc.

O gás natural não apresenta características próprias de toxidez. Uma alta concentração de GN num determinado local poderá trazer problemas respiratórios devido à rarefação de oxigênio.

6. Soluções Propostas

As opções abaixo identificam as possíveis soluções para a planta de cogeração:

6.1. Turbina a vapor de contrapressão

Neste ciclo um gerador de vapor fornece vapor a uma turbina, na qual ocorre sua expansão e geração de energia elétrica através de um gerador acoplado a turbina.

O vapor não é expandido até a pressão atmosférica, com a finalidade de ser aproveitado em outros processos.

Poderia se utilizar uma turbina de extração, que é semelhante a turbina de contrapressão com a diferença que o vapor a ser utilizado em outros processos pode ser extraído de posições intermediárias da turbina. Estas turbinas podem ser de extração simples, dupla, ou até mais, conforme a necessidade dos estados de saída do vapor em processo. Este tipo de cogeração pode ser visto na *Figura. 6.1* e na *Figura. 6.2*.

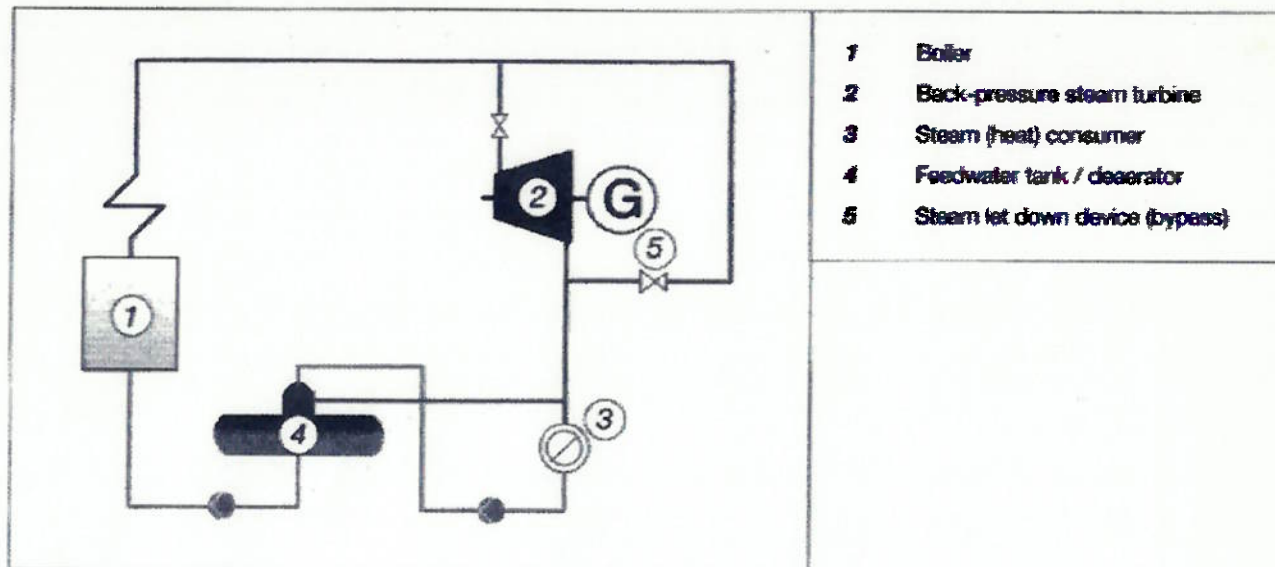


Figura.6.1 – Turbina de contrapressão

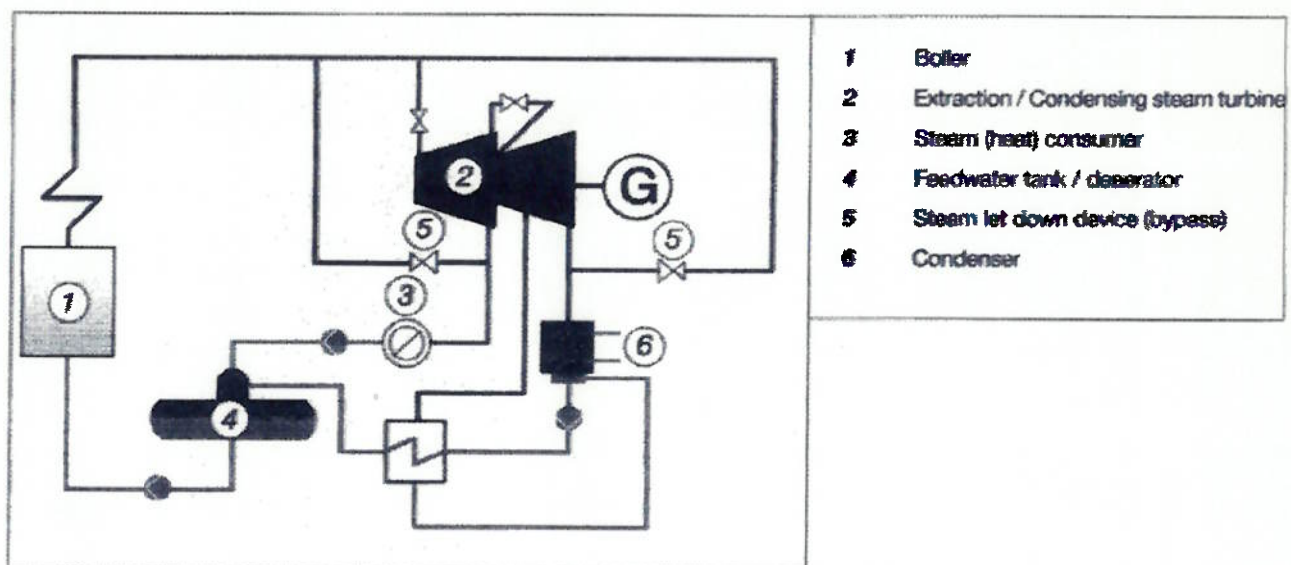


Figura.6.2 – Turbina de extração

6.2. Turbina a gás e caldeira de recuperação

O gás a ser queimado na turbina dependerá de sua disponibilidade na planta siderúrgica. Estes gases podem ser o gás de alto forno, proveniente do processamento do ferro, o GLP, o gás natural, ou outros gases. O ar passa por um compressor e vai para a câmara de combustão onde ocorre a queima do gás combustível. Os gases da queima passam por uma turbina, onde ocorre sua expansão e transformação da energia térmica em energia mecânica (rotação do rotor da turbina), e conseqüente transformação em energia elétrica através de um gerador acoplado ao eixo da turbina. O gerador, o compressor e a turbina a gás estão montados sobre o mesmo eixo.

Os gases de exaustão da turbina aquecem a água numa caldeira de recuperação, gerando vapor que posteriormente poderá ser utilizado num processo. Esta caldeira poderá ter uma fonte secundária de calor, com a finalidade de obter vapor num estado desejado. Esta opção pode ser vista na **Figura 6.3**.

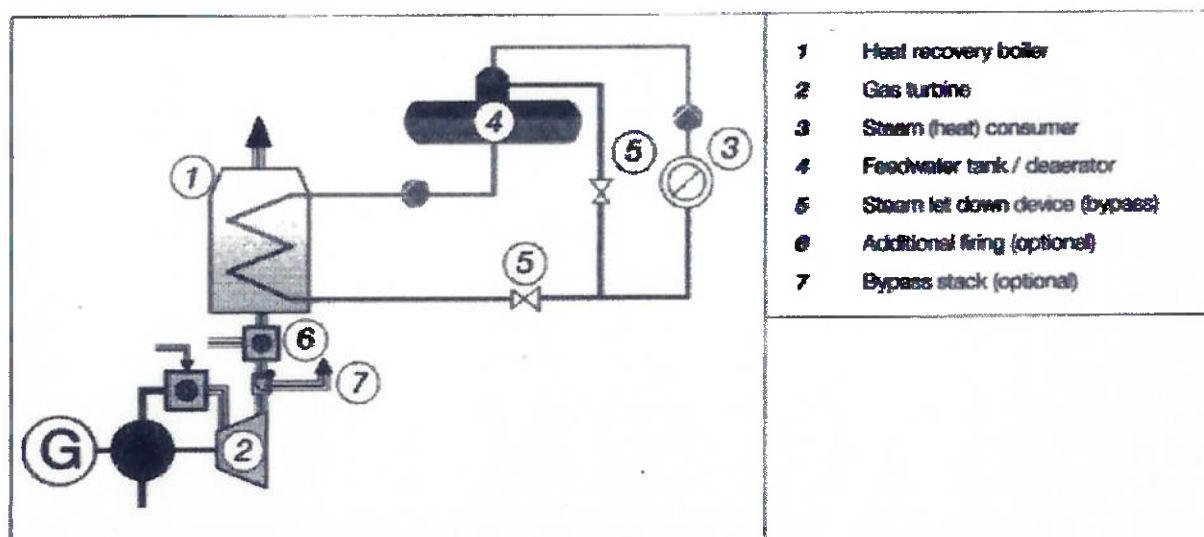


Figura.6.3 - Turbina a gás com caldeira de recuperação

6.3. Turbina a gás, caldeira de recuperação e turbina a vapor (ciclo combinado)

Esta configuração é semelhante à anterior, com a diferença de se aproveitar o vapor da caldeira de recuperação para movimentar uma turbina a vapor, que está acoplada a um gerador elétrico. Assim, gera-se energia elétrica através das turbinas a gás e a vapor, e calor na forma de vapor produzido pela caldeira. Esta configuração pode ser vista na **Figura.6.4**.

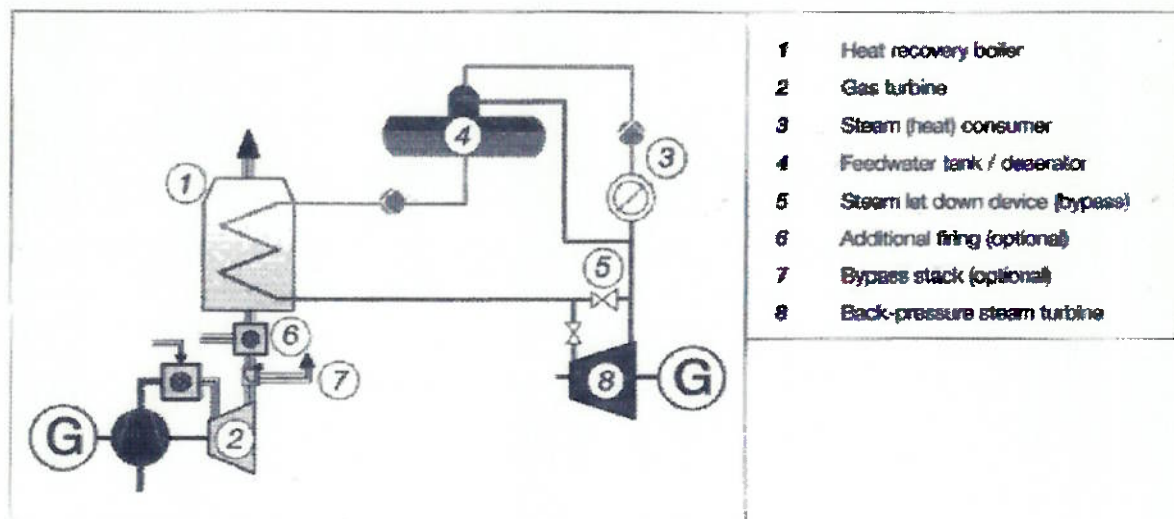


Figura.6.4 – Ciclo combinado (turbina a gás e a vapor e caldeira de recuperação)

6.4. Turbina a gás, caldeira de recuperação e turbina a vapor de extração (ciclo combinado)

Esta configuração é análoga a anterior, porém o vapor pode ser extraído em posições intermediárias da turbina a vapor (a exemplo do item 6.1) e ser utilizado no processo. Este

ciclo pode ser visto na **Figura 6.5**.

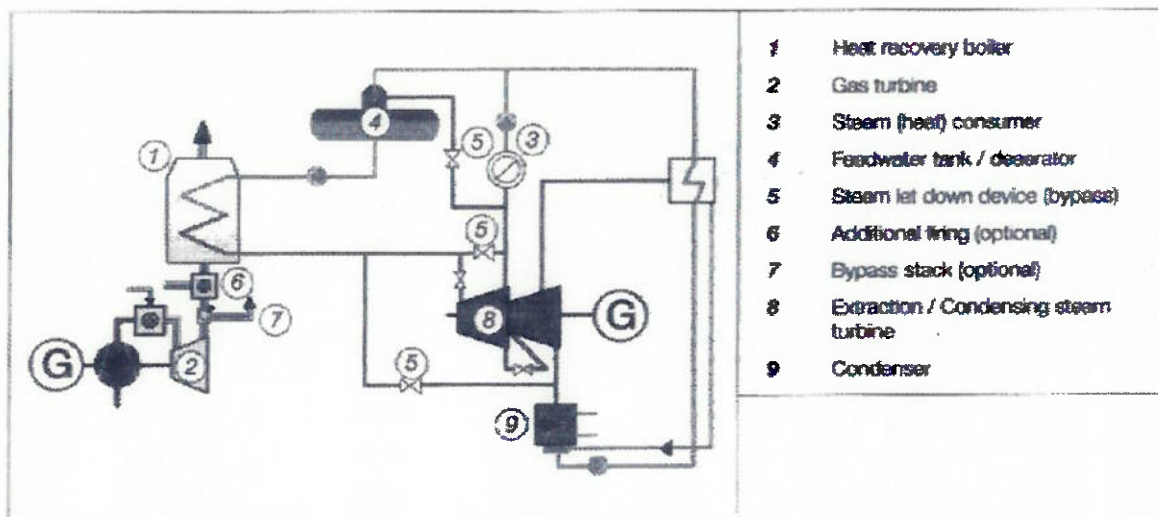


Figura 6.5 – Ciclo combinado com extração de vapor.

7. Vantagens e desvantagens de cada solução proposta

A *Tabela.1* abaixo identifica as vantagens e desvantagens de cada solução proposta.

Tabela.1 – Vantagens e Desvantagens.

<i>Opção</i>	<i>Vantagem</i>	<i>Desvantagem</i>
Item 6.1 (a) <i>Turbina de contrapressão</i>	• Alta eficiência elétrica • Planta simples • Opera bem com combustíveis de baixa qualidade	• Baixa flexibilidade no projeto e na operação
Item 6.1 (b) <i>Turbina de extração</i>	• Alta flexibilidade no projeto e operação • Opera bem com combustíveis de baixa qualidade	• Alto custo da planta • Grande demanda de água de refrigeração
Item 6.2 <i>Turbina a gás e caldeira de recuperação</i>	• Boa eficiência elétrica • Planta simples • Rápida implementação	• Eficiência moderada a carga parcial • Não opera bem com combustíveis de baixa qualidade

Item 6.3 Ciclo combinado com turbina a vapor de contrapressão	• Boa eficiência elétrica • Custo inicial relativamente baixo	• Média a moderada eficiência a cargas parciais • Não opera bem com combustíveis de baixa qualidade
Item 6.4 Ciclo combinado com turbina a vapor de extração	• Boa flexibilidade no projeto e operação • Custo de investimento moderado	• Não opera bem com combustíveis de baixa qualidade • Demanda moderada de água de resfriamento

8. Escolha da Solução

A escolha da melhor solução dos ciclos apresentados anteriormente será feita com o auxílio de uma matriz de decisão. Esta matriz consiste em colocar as possíveis soluções na primeira linha e as características relevantes para a escolha na primeira coluna. Para cada característica atribui-se um peso, ou seja, o seu grau de importância no projeto, sendo a soma dos pesos igual a 100%. Assim, para cada solução proposta, deve-se avaliar uma nota para cada característica e multiplicá-la pelo seu respectivo peso. A solução que obtiver a maior soma de notas de todas as características é a melhor solução, conforme a importância das características admitidas.

Serão consideradas as seguintes características na determinação da melhor solução:

- Eficiência global (energia gerada/energia do combustível);
- Flexibilidade do projeto e operação;

- Custo de implantação;
- Custo de operação;
- Qualidade do combustível (flexibilidade de queima de combustível na planta);
- Capacidade de gerar energia elétrica;
- Capacidade de gerar vapor para processo.

ATRIBUTOS	Peso (p)	Turbina a vapor de contrapressão		Turbina a vapor de extração		Turbina a gás e caldeira de recuperação		Ciclo combinado c/ turbina a vapor de contrapressão		Ciclo combinado c/ turbina a vapor de extração	
		nota	n.p	nota	n.p	nota	n.p	nota	n.p	nota	n.p
efic. global	0,20	3	0,60	3	0,60	5	1,00	6	1,20	6	1,20
Flex. do projeto	0,10	2	0,20	4	0,40	5	0,50	4	0,40	5	0,40
Custo de impl.	0,20	8	1,60	6	1,20	5	1,00	4	0,80	4	0,80
Custo de oper.	0,10	8	0,80	6	0,60	7	0,70	2	0,20	2	0,20
Qual. do comb.	0,10	9	0,90	9	0,90	5	0,50	4	0,40	4	0,40
Energia eletr.	0,20	5	1,00	4	0,80	5	1,00	8	1,60	8	1,60
Geração vapor	0,10	5	0,50	5	0,50	4	0,40	2	0,20	4	0,40
Soma	1,00		5,60		5,00		5,10		4,80		5,00

Assim, com base na matriz de decisão, a alternativa que melhor se adapta às exigências da planta necessitada pela siderurgia é a de ciclo Rankine com turbina a vapor de contrapressão .

9. Considerações Teóricas sobre um Ciclo de Cogeração

Um ciclo de cogeração pode ser analisado, geralmente, como sendo um ciclo composto por um ciclo Brayton (ar) e/ou ciclo Rankine (vapor d'água). O compressor, a câmara de combustão e a turbina a gás de uma planta de cogeração podem ser vistos como o ciclo Brayton, enquanto que o ciclo Rankine pode ser formado pelos seguintes componentes: gerador de vapor ou caldeira de recuperação, condensador, bomba, turbina a vapor ou outra máquina motora. As diversas configurações para a produção de potência e calor estão descritas no item 6 deste trabalho.

Abaixo segue a definição dos dois ciclos mencionados acima:

9.1. Ciclo Rankine

Considere o ciclo mostrado na *Figura.11.1* baseado em quatro processos que ocorrem em regime permanente. Admite-se que o estado 1 seja líquido saturado e que o estado 3 seja vapor saturado ou superaquecido. Este ciclo recebe o nome de ciclo de Rankine e é o ideal para uma unidade motora simples a vapor. A *Figura.11.2* apresenta o diagrama T-s referente ao ciclo e os processos que o compõe:

- 1-2: Processo de bombeamento adiabático reversível, na bomba;
- 2-3: Transferência de calor a pressão constante, na caldeira;
- 3-4: Expansão adiabática reversível, na turbina (ou outra máquina motora);
- 4-1: Transferência de calor a pressão constante, no condensador.

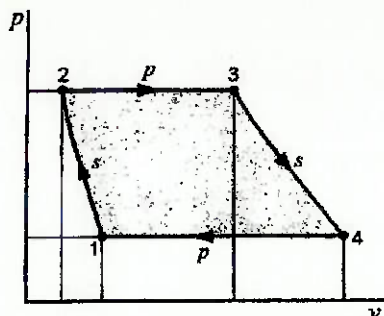


Figura.9.1 – Ciclo de potência

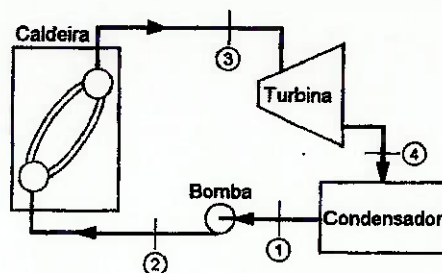
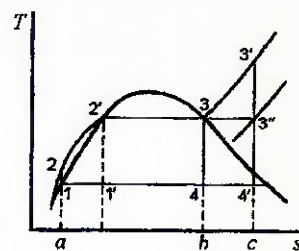


Figura.9.2 – Unidade motora simples a vapor baseada em quatro processos que opera segundo um ciclo de Rankine



O ciclo de Rankine pode também apresentar superaquecimento do vapor, como o ciclo 1-2-3'-4'-1.

Se forem desprezadas as variações de energia cinética e potencial, as transferências de calor e o trabalho líquido podem ser representados pelas diversas áreas do diagrama T-s. O calor transferido ao fluido de trabalho é representado pela área a-2-2'-3-b-a e o calor transferido do fluido de trabalho pela área 1-4-b-a. Pela primeira lei da termodinâmica, pode-se concluir que o trabalho é representado pela área 1-2-2'-3-4-1, isto é, a diferença entre as duas áreas anteriores. O rendimento térmico é definido por:

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{w_{\text{liq}}}{q_H} = \frac{\text{área } 1-2-2'-3-4-1}{\text{área } a-2-2'-3-b-a} \quad (\text{Eq. 9.1})$$

Existem algumas formas de aumentar o rendimento do ciclo de Rankine, como a redução da pressão na temperatura de rejeição de calor, o aumento da pressão no fornecimento de calor e pelo superaquecimento do vapor. Estas soluções são teóricas, e nem sempre podem ser aplicadas na prática. Pode-se citar, por exemplo, a redução da pressão na

rejeição de calor, acarretando o fluxo de duas fases, água e vapor, através das palhetas da turbina, danificando-as. Na prática, são implementados ciclos com reaquecimento, utilizando-se pressões elevadas na caldeira, e regenerativos, na qual calor é transferido a uma temperatura média maior do que num ciclo de Rankine simples.

O ciclo descrito acima é meramente teórico, e em sua implantação devem ser consideradas as seguintes perdas:

Perdas na tubulação

A perda de carga, provocada pelo atrito, e a transferência de calor ao ambiente são as perdas mais importantes nas tubulações. O atrito causa um aumento na entropia e a diminuição da pressão do vapor, enquanto que a transferência de calor, a pressão constante, provoca uma diminuição da entropia. Tanto a perda de carga como a transferência de calor provocam uma diminuição da disponibilidade do vapor que entra na turbina.

Perdas na turbina

As principais perdas na turbina são aquelas associadas ao escoamento do fluido de trabalho através da turbina. A transferência de calor para o meio também representa uma perda, porém apresenta, usualmente, importância secundária. Os efeitos dessas duas perdas são os mesmos para as perdas na tubulação, e o processo pode ser como o representado na *Figura.11.3*, onde o ponto 4_s representa o estado após uma expansão isoentrópica e o ponto 4

representa o estado real do vapor na saída da turbina.

Pode-se definir eficiência isoentrópica da turbina como:

$$\eta_{turbina} = \frac{w_t}{h_3 - h_{4s}} \quad (Eq. 9.2)$$

onde os estados estão indicados na **Figura.9.3**.

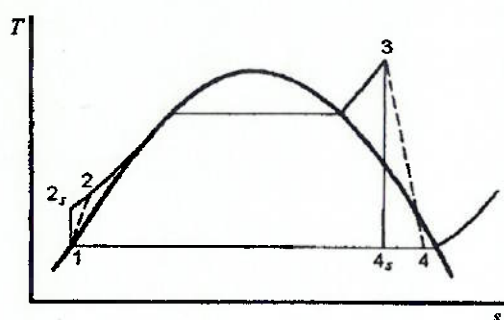


Figura.9.3 – Diagrama temperatura-entropia mostrando o efeito das ineficiências da turbina e da bomba sobre o desempenho do ciclo

Perdas na bomba

As perdas na bomba são análogas às da turbina e decorrem principalmente das irreversibilidades associadas ao escoamento do fluido. A transferência de calor é, usualmente, uma perda secundária.

A eficiência da bomba é definida como:

$$\eta_{bomba} = \frac{h_{2s} - h_1}{|w_b|} \quad (Eq. 9.3)$$

onde os estados estão indicados na **Figura.9.3**.

Perdas no condensador

Estas perdas são relativamente pequenas. Uma dessas perdas é o resfriamento abaixo da temperatura de saturação do líquido que deixa o condensador. Isso representa uma perda, porque é necessário uma troca de calor adicional para trazer a água até a sua temperatura de saturação.

9.2. Ciclo Brayton

Este ciclo é composto por dois processos isobáricos e dois isotérmicos, assim como o ciclo de Rankine. A diferença entre estes dois ciclos é que denominamos de Rankine quando o fluido de trabalho sofre mudança de fase nos processos que ocorrem a pressão constante, e de Brayton quando o fluido de trabalho não apresenta mudança de fase (o fluido está sempre na fase vapor). O ciclo-padrão a ar Brayton é o ciclo ideal para a turbina a gás simples, a qual pode ser vista na *Figura.11.4*.

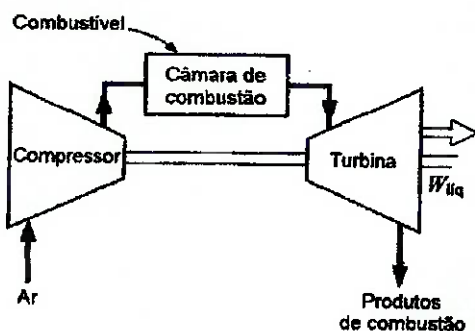


Figura. 9.4 – Turbina a gás que opera segundo o ciclo de Brayton (ciclo aberto)

O rendimento do ciclo-padrão Brayton pode ser dado por:

$$\eta_{\text{térmico}} = 1 - \frac{Q_l}{Q_h} = 1 - \frac{c_p (T_4 - T_1)}{c_p (T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_4}{T_1} - 1 \right)}{T_2 \left(\frac{T_3}{T_2} - 1 \right)} \quad (\text{Eq. 9.4})$$

onde os estados estão indicados na *Figura.9.5*.

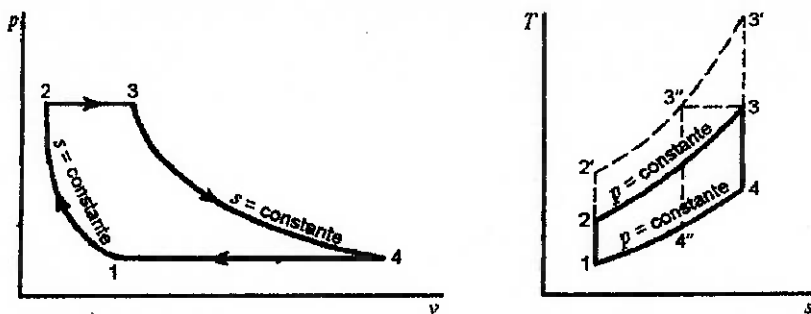


Figura.9.5 – Ciclo padrão
de ar Brayton

Entretanto para um processo isoentrópico tem-se : $pv^k = \text{constante}$.

Então:

$$\frac{p_3}{p_4} = \frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{T_2}{T_1} \right)^{\frac{k}{k-1}} = \left(\frac{T_3}{T_4} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

$$\frac{T_3}{T_4} = \frac{T_2}{T_1} \Rightarrow \frac{T_3}{T_2} = \frac{T_4}{T_1} \quad e \quad \frac{T_3}{T_2} - 1 = \frac{T_4}{T_1} - 1$$

Assim:

$$\eta_{\text{térmico}} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{1}{\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}} \quad (\text{Eq. 9.5})$$

Portanto o rendimento do ciclo-padrão a ar Brayton é função da relação de pressão isoentrópica, conforme mostra a *Figura.9.6*. Pode-se notar que o aumento da relação de pressão provoca um aumento no rendimento do ciclo, e isto pode também ser verificado no

diagrama T-s (*Figura.9.5*). Aumentando-se a relação de pressão, o ciclo muda de 1-2-3-4-1 a 1-2'-3'-4-1. Esse último ciclo tem um fornecimento de calor maior e o mesmo calor rejeitado do ciclo original e, portanto, apresenta um rendimento maior.

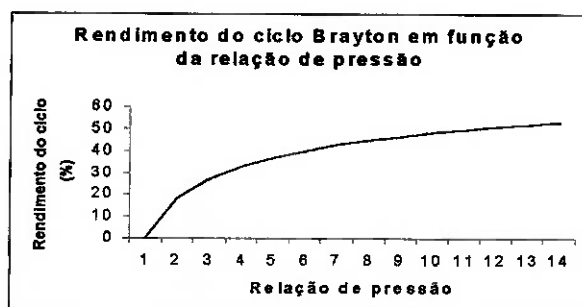


Figura.9.6 – Rendimento do ciclo Brayton em função da relação de pressão

Assim como no ciclo Rankine, pode-se definir as eficiências do compressor e da turbina, conforme a *Figura.9.7*:

$$\eta_{comp} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (\text{Eq. 9.6})$$

$$\eta_{turb} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}} \quad (\text{Eq. 9.7})$$

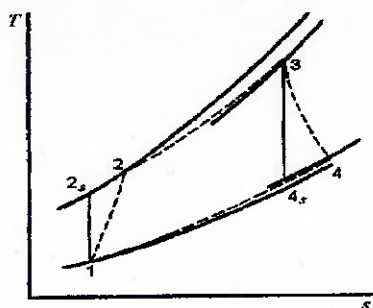


Figura.9.7 – Efeito das ineficiências sobre ciclo de turbina a gás.

Uma característica importante do ciclo Brayton é que o compressor utiliza uma grande quantidade de trabalho na sua operação (em comparação ao trabalho gerado na turbina). A potência utilizada no compressor pode representar de 40 a 80% da potência desenvolvida na turbina.

10. Modelagem da Planta

A planta de geração de energia elétrica e vapor será modelada de acordo com a planta escolhida no item 10 e com base nas considerações teóricas expostas no item anterior e outras que serão introduzidas adiante. Para isto, cada componente da planta será modelado matematicamente e introduzido junto com os outros componentes da planta para verificar a operação do conjunto. Posteriormente, a planta será resolvida com auxílio do programa EES (*Engineering Equation Solver*).

10.1. Turbina a Gás

A turbina a gás pode ser escolhida de uma relação de turbinas comerciais. As seguintes turbinas poderão ser selecionadas para resolução da planta:

Modelo da turbina	Fabricante	Potência nominal (MWe)
ASE120	Allied Signal	9,8
GT8C	ABB	52,8
GT11N2	ABB	115,4
GT24	ABB	183,0

Para cada turbina estão disponíveis os gráficos da potência gerada, *heat rate* e eficiência em função da temperatura ambiente. *Heat rate* é a relação entre a energia do combustível (poder calorífico do gás natural) e a potência elétrica gerada pela turbina num intervalo de tempo, ou seja, o consumo específico da turbina.

As curvas características de cada turbina podem ser vistas no apêndice deste trabalho.

Na seleção da turbina será considerada apenas a temperatura ambiente como parâmetro, pois a umidade relativa do ar, a elevação da turbina em relação ao nível do mar, a frequência da rede elétrica, a eficiência do gerador e da caixa de transmissão, e o combustível estão fixos. São eles:

- umidade relativa do ar=60%;
- nível do mar (Santos);
- eficiência do gerador=97,5%;
- eficiência da caixa de transmissão=98,5%;
- frequência da rede=60Hz;
- combustível: gás natural (PCI=50,0MJ/kg).

Assim, ao se selecionar a turbina a gás para a planta de cogeração, especificando-se a temperatura ambiente, dispõe-se dos seguintes dados:

- Potência elétrica gerada em MW_e ;
- *Heat rate* (consumo específico) em kJ/kWh;
- Vazão mássica de combustível em kg/s;
- Vazão mássica dos gases efluentes de combustão em kg/s;
- Temperatura dos gases efluentes de combustão em °C;
- Taxa de compressão do ar no compressor.

10.2. Caldeira

A caldeira (*Figura.10.1*) será dimensionada para gerar vapor superaquecido nas mesmas condições do vapor gerado atualmente na siderurgia ($T=440^{\circ}\text{C}$; $p=4,2\text{MPa}$). Com isto, pode-se interligar as tubulações de vapor superaquecido das caldeiras da siderurgia com a planta em desenvolvimento, e no caso de manutenção de alguma caldeira, pode-se utilizar parte do vapor que seria usado na turbina a vapor para geração de energia elétrica diretamente na siderurgia, como nos turbo-sopradores que alimentam os alto fornos.

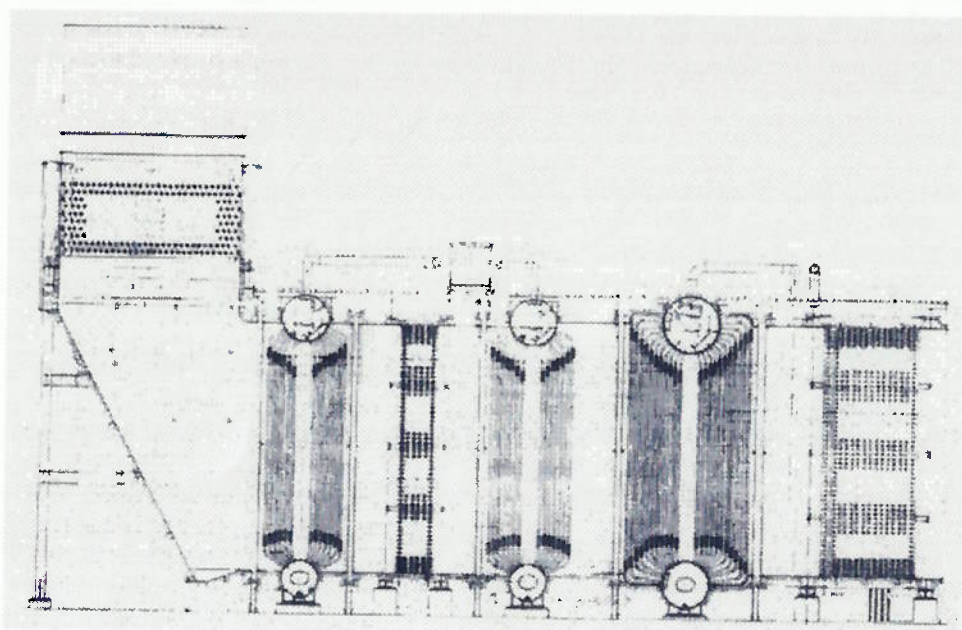


Figura 10.1- Caldeira utilizada para gerar vapor

Devido às condições de alta temperatura e pressão do vapor superaquecido produzido para geração de energia elétrica, a caldeira deve ser do tipo aquatubular, com a presença de um economizador, o qual se faz necessário devido a produção de vapor acima de 3,5 MPa.

Será adotada a seguinte perda de carga para o vapor nos componentes da caldeira de recuperação:

- Economizador: 3%;
- Caldeira: 13%;
- Superaquecedor: 4%.

Assim, para que a pressão do vapor na saída do superaquecedor seja 4,2 MPa, a pressão da água na entrada do economizador (=saída da bomba) deve ser de 5,18 MPa.

A troca de calor entre os gases efluentes da turbina a gás e a água na caldeira de recuperação deve ser limitada pela temperatura de saída destes gases do gerador de vapor,

para que não ocorra condensação do vapor d'água presente nos gases e eventual reação com os compostos de enxofre, provocando a formação de ácido sulfúrico. Isto acarretaria a diminuição da vida útil da caldeira devido a corrosão e conseqüente inviabilidade econômica do projeto. Neste caso, será adotada uma temperatura mínima que é a maior temperatura entre a temperatura de orvalho dos gases que saem da turbina a gás e a temperatura normalmente aplicada em projetos de caldeiras que queimam combustíveis com pequenas quantidades de enxofre, como é o caso do gás natural. Esta temperatura de projeto será fixada em 170°C.

Outro aspecto que deve ser respeitado no projeto da caldeira de recuperação é a temperatura dos gases na entrada da caldeira, isto é, na saída do economizador. Geralmente ela é fixada como a temperatura de evaporação do vapor na caldeira adicionada de 70 a 80°C. Este aspecto abordado é puramente econômico, no que concerne ao dimensionamento da caldeira de recuperação.

Obedecidos os critérios descritos acima, a variável que se deseja determinar na modelagem do gerador de vapor é a máxima produção de vapor, fixados os estados na entrada e saída. Assim, a máxima vazão de vapor pode ser calculada por:

$$\dot{m}_{\text{vapor}} = \frac{\eta \cdot \dot{m}_g \cdot \bar{c}_p \cdot \Delta T_g}{h_s - h_e} \quad (\text{Eq. 10.1})$$

onde: η = eficiência de troca de calor da caldeira de recuperação;

$\dot{m}_g$ = vazão mássica de gases que saem da turbina a gás;

$\bar{c}_p$ = calor específico médio dos gases através da caldeira de recuperação;

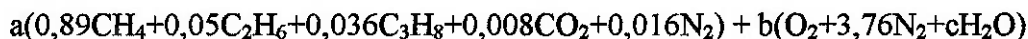
ΔT_g = variação de temperatura dos gases através da caldeira de recuperação;

h_s = entalpia do vapor na saída da caldeira de recuperação;

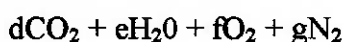
h_e = entalpia da água na entrada da caldeira de recuperação;

O calor específico médio dos gases pode ser calculado através da composição dos gases efluentes da turbina a gás. A queima do gás natural, disponível para a COSIPA, é dada por:

Reagentes:



Produtos:



Os coeficientes a, b, c, d, e, f, g podem ser determinados através da vazão de combustível, da vazão dos gases efluentes da turbina a gás e do equacionamento da reação de combustão. Eles são dados por:

$$a = \frac{\dot{m}_{comb}}{0,89MM_{CH_4} + 0,05MM_{C_2H_6} + 0,036MM_{C_3H_8} + 0,008MM_{CO_2} + 0,016MM_{N_2}}$$

(Eq. 10.2)

$$b = \frac{\dot{m}_{gases} - \dot{m}_{comb}}{MM_{O_2} + 3,76MM_{N_2} + cMM_{H_2O}}$$

(Eq. 10.3)

$$c = \omega \cdot \frac{MM_{O_2} + 3,76MM_{N_2}}{MM_{H_2O}}$$

(Eq. 10.4)

$$d = 1,106.a$$

(Eq. 10.5)

$$e = \frac{4,148.a + 2.b.c}{2}$$

(Eq. 10.6)

$$f = \frac{0,016.a + 2.b + b.c - 2.d - e}{2} \quad (\text{Eq. 10.7})$$

$$g = 0,016.a + 3,76.b \quad (\text{Eq. 10.8})$$

onde: MM_{XY} = massa molar de XY;

m_{comb} = massa de combustível queimado na câmara de combustão (gás natural);

m_{gases} = massa de gases efluentes da turbina;

ω = umidade absoluta do ar de combustão.

A relação ar/combustível na câmara de combustão da turbina a gás é dada por:

$$\text{Relação ar / comb} = \frac{n^{\circ} \text{ de mols de ar}}{n^{\circ} \text{ de mols de combustível}} = \frac{b}{a} \quad (\text{Eq. 10.9})$$

O excesso de ar da queima é então dado por:

$$\text{Excesso de ar} = \left(\frac{\text{Relação ar / comb}}{4,76} - 1 \right) \cdot 100 \quad (\%) \quad (\text{Eq. 10.10})$$

O calor específico médio dos gases na caldeira de recuperação é dado pela soma do calor específico médio de cada gás multiplicado por sua respectiva fração molar na mistura. O calor específico médio de cada gás é calculado como a média dos calores específicos na entrada e na saída da caldeira de recuperação.

$$\bar{c}p_{\text{gases}} = x_{CO_2} \cdot \bar{c}p_{CO_2} + x_{H_2O} \cdot \bar{c}p_{H_2O} + x_{O_2} \cdot \bar{c}p_{O_2} + x_{N_2} \cdot \bar{c}p_{N_2} \quad (\text{Eq. 10.11})$$

onde: x_{XY} = fração molar de XY na mistura;

cp_{XY} = calor específico médio de cada gás.

10.3. Turbina a Vapor

A seleção da turbina a vapor dependerá da máxima quantidade de vapor produzida pela caldeira de recuperação ou do Gerador de Vapor quando analisarmos o ciclo Rankine, e neste caso será de contrapressão, conforme indicado no item 8. A turbina poderá ser escolhida dentre uma das descritas abaixo:

Modelo da turbina	Fabricante	Potência Nominal (MWe)
G16	ABB	6
G20	ABB	10
G25	ABB	16
G32	ABB	25
G40	ABB	40
G50	ABB	63
G63	ABB	100
G80	ABB	150

A seleção da turbina é feita através de ábacos (*Figura.10.2*), onde as variáveis de entrada são a pressão e temperatura do vapor na entrada da turbina, pressão de saída do vapor e vazão de vapor. Com estes dados é possível determinar a potência produzida pela turbina e o seu modelo.

O estado do vapor na saída da turbina pode ser determinado através da eficiência isoentrópica da turbina, dada por:

$$\eta_{iso} = \frac{Pot_{real}}{Pot_{iso}} = \frac{\dot{m}_{vapor} \cdot (h_{ent} - h_{saída})}{\dot{m}_{vapor} \cdot (h_{ent} - h_{saída,s})} = \frac{h_{ent} - h_{saída}}{h_{ent} - h_{saída,s}} \quad (Eq. 10.12)$$

ou

$$h_{saída} = h_{ent} - (h_{ent} - h_{saída,s}) \cdot \eta_{iso} \quad (Eq. 10.13)$$

onde: η_{iso} = eficiência isoentrópica da turbina a vapor;

Pot_{real} = potência real gerada pela turbina, determinada através dos ábacos;

Pot_{iso} = potência gerada pela turbina num processo isoentrópico;

$\dot{m}_{vapor}$ = vazão mássica de vapor pela turbina;

h_{ent} = entalpia do vapor na entrada da turbina;

$h_{saída}$ = entalpia real do vapor na saída da turbina;

$h_{saída,s}$ = entalpia do vapor na saída da turbina para um processo isoentrópico.

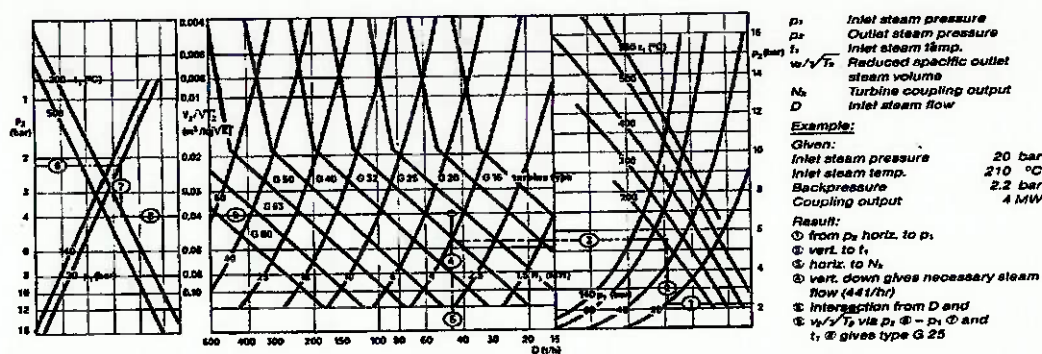


Figura.10.2 – Ábacos para seleção de turbina a vapor de contrapressão - modelo G

10.4. Condensador

Na modelagem do condensador, deve-se obter a vazão de água necessária para resfriar o vapor que sai da turbina e depois é bombeado para o gerador de vapor. Para isso, estabelece-se a temperatura de entrada da água de resfriamento no trocador de calor e sua temperatura de saída.

A máxima troca de calor que haverá no condensador, no caso de não haver desvio de vapor para a siderurgia, é dada por:

$$Q_{cond,m\acute{a}x} = \dot{m}_{vapor} \cdot (h_{ent} - h_l) \quad (Eq. 10.14)$$

onde: $Q_{cond,m\acute{a}x}$ = máxima troca de calor no condensador;

$\dot{m}_{vapor}$ = máxima vazão de vapor que será condensado;

h_{ent} = entalpia do vapor na entrada do condensador (saída da turbina);

h_l = entalpia do líquido saturado à pressão de condensação.

A vazão de água para resfriamento pode então ser calculada por:

$$\dot{m}_{\text{refr}} = \frac{\dot{Q}_{\text{cond},\text{máx}}}{h_{\text{refr},s} - h_{\text{refr},e}} \quad (\text{Eq. 10.15})$$

onde: $\dot{m}_{\text{refr}}$ = vazão de água de resfriamento;

$h_{\text{refr},s}$ = entalpia da água de resfriamento na saída do condensador;

$h_{\text{refr},e}$ = entalpia da água de resfriamento na entrada do condensador;

A potência de bombeamento da água de resfriamento através do condensador é dada por:

$$Pot_{b,\text{cond}} = \frac{\dot{m}_{\text{refr}} \cdot (\bar{P}_{\text{refr}} - P_{\text{atm}})}{\eta_{b,\text{cond}}} \quad (\text{Eq. 10.16})$$

onde: $Pot_{b,\text{cond}}$ = potência de bombeamento;

$\bar{P}_{\text{refr}}$ = pressão média da água de bombeamento no condensador;

P_{atm} = pressão atmosférica;

$\eta_{b,\text{cond}}$ = rendimento hidráulico da bomba.

10.5. Bomba

A potência de bombeamento do fluido de trabalho do ciclo de cogeração deve ser determinada levando-se em consideração a quantidade de purgas na caldeira de recuperação.

Normalmente, as purgas correspondem a aproximadamente 2% da vazão de água que entra na

caldeira.

A potência de bombeamento é dada por:

$$Pot_{bomba} = \frac{(m_{\text{vapor}} + m_{\text{purga}}) \cdot (h_{\text{ent}} - h_1)}{\eta_{\text{iso}}} \quad (\text{Eq. 10.17})$$

onde: Pot_{bomba} = potência de bombeamento do fluido de trabalho;

m_{purga} = vazão de purgas na caldeira;

h_{ent} = entalpia do fluido de trabalho na entrada da caldeira de recuperação;

h_1 = entalpia do fluido de trabalho na entrada da bomba (líquido saturado).

10.6. Análise do Ciclo de Cogeração

Com base nos valores obtidos para potência da turbina a gás, turbina a vapor e das bombas do ciclo de cogeração e do condensador, pode-se determinar a eficiência global da planta. Deve-se lembrar que a planta possui outros componentes que consomem energia elétrica, como exaustores da caldeira de recuperação (tiragem dos gases quentes), painéis de controle da planta, torre de resfriamento para a água do condensador, motor elétrico para dar a partida na turbina a gás etc., mas que correspondem a uma pequena porcentagem da energia gerada na planta.

Assim a potência total gerada pela planta é dada por:

$$Pot_{\text{ger}} = Pot_{\text{turb,gás}} + Pot_{\text{turb,vapor}} - Pot_{\text{bomba}} - Pot_{\text{b,cond}} \quad (\text{Eq. 10.18})$$

onde: Pot_{ger} = potência total gerada pela planta;

$Pot_{turb,gás}$ = potência gerada pela turbina a gás;

$Pot_{turb,vapor}$ = potência gerada pela turbina a vapor;

Pot_{bomba} = potência consumida pela bomba do fluido de trabalho;

$Pot_{b,cond}$ = potência consumida pela bomba do condensador.

A quantidade de energia consumida pela planta pode ser dada pela expressão:

$$\dot{Q}_{cons} = (Heat\ rate).Pot_{turb,gás} \quad (Eq. 10.19)$$

O *heat rate*, ou consumo específico, é a relação entre o poder calorífico do combustível consumido pela turbina a gás e a energia gerada pela turbina num certo intervalo de tempo. Geralmente, o consumo específico é expresso em kJ/kWh.

Assim, a eficiência global da turbina pode ser dada por:

$$\eta_{global} = \frac{Pot_{ger}}{\dot{Q}_{cons}} \quad (Eq. 10.20)$$

11.Implementação da Planta no Programa EES

A resolução da Planta do Ciclo de Cogeração será feita através do Programa EES.

Os Modelos Matemáticos dos componentes do ciclo expostos no item anterior serão introduzidos no programa em forma de equações, que serão resolvidas pelo EES.

Conforme apêndice 15.3

12. Resolução da Planta

12.1. Determinação do Combustível

O combustível é um fator determinante para o sucesso financeiro da planta, o gás natural é um combustível que está sendo amplamente utilizado na indústria, entretanto, numa planta como a COSIPA existem outros combustíveis, derivados de alguns processos, como o Gás de Coqueria e Gás de Alto Forno, que não possuem um poder calorífico muito elevado, mas que podem ajudar na redução de custo do combustível.

A mistura e a vazão de combustível serão calculadas à partir da demanda da Planta (consultando-se com alguns especialistas, especulou-se algo em torno de 200 MW). Devido possuir-se turbinas à vapor de no máximo 150 MW, e a demanda ser maior, faremos os cálculos para um grupo gerador e depois extrapolaremos para a potência desejada.

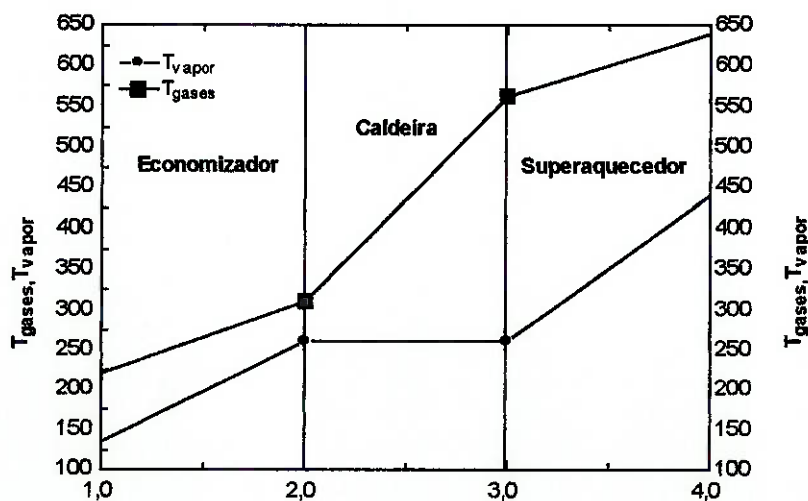
À princípio utilizaremos a proporção de 40% de gás natural, 40% de gás de coqueria e 20% de gás de alto forno. Cujos PCIs são respectivamente: 50,00 MJ/kg, 32,00 MJ/kg e 2,42 MJ/kg. A vazão de combustível será calculada pelo programa, em função da potência da turbina e da quantidade de vapor a ser produzido.

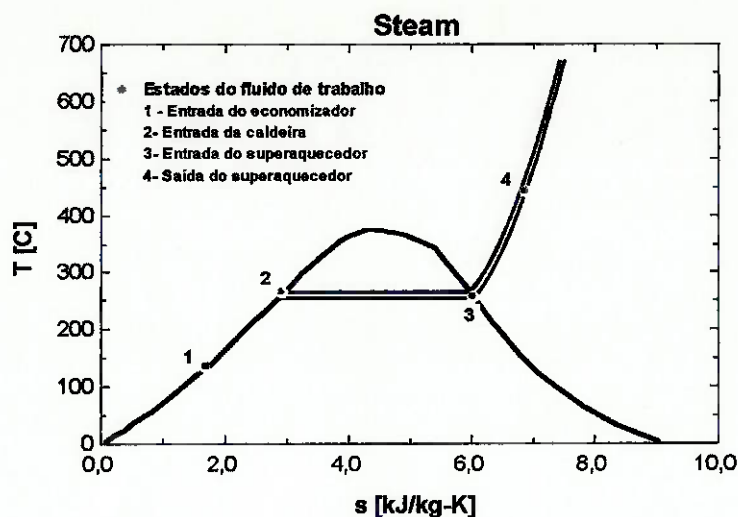
Esta opção de utilizarmos um gás misturado, além da economia de combustível, apresenta-se como uma boa opção diante do ciclo Rankine, pois a queima se passa num queimador industrial e não numa turbina à gás, cujo valor é muito maior e sua durabilidade ficaria prejudicada devido à agressividade do gás.

12.2. O Gerador de Vapor

Para tornar viável a cogeração, o vapor deve ser produzido nas mesmas condições que a COSIPA necessita, ou seja, 440 °C e 4200 kPa, e 300 kPa de pressão de entrada à um título igual a zero.

Através da simulação realizada no EES, considerando-se uma eficiência de 85% do Gerador de Vapor, obtivemos os seguintes resultados:





Fixamos a quantidade de vapor à 300 ton/h, para a faixa de geração de energia de 60 à 40 MW. Pois é a faixa de operação usual das turbinas do tipo G, conforme fabricante ABB, e caso queira-se desviar uma parcela de vapor para o uso industrial, isto se torna muito flexível pois a vazão de vapor pode ser aumentada para 400 ton/h sem prejuízo da turbina, que ainda estará dentro da faixa de operação.

12.3. Turbina à Vapor

Para uma vazão de 300,0 ton/h de vapor superaquecido, entrando na turbina a 400°C e 4200 kPa, e saída a uma pressão de 300kPa, obteve-se, através do EES o emprego da turbina G80, da ABB, gerando 47,3 MW e.

A potência gerada pela turbina num processo isoentrópico é de 58,05 MW

O estado do vapor na saída da turbina é o seguinte:

- Pressão: 200 kpa;
- Temperatura: 120,2 °C

Nestas condições o vapor está ainda no estado superaquecido.

Deve-se ressaltar que o vapor na saída corresponde a uma energia térmica muito grande, que deve ser aproveitada, aproximadamente 23,2 MW_t.

12.4. Condensador

Os parâmetros para o cálculo do condensador são os seguintes:

- temperatura de entrada da água de resfriamento: 20°C ;
- temperatura de saída da água de resfriamento: 40°C;
- pressão média da água de refrigeração no condensador: 300 kPa;
- rendimento da bomba do condensador: 85%.

A máxima troca de calor no condensador, que corresponde a condensar todo o vapor produzido no gerador de vapor é de 186,0 MW_t. Caso haja consumo através do “by pass” na turbina ou através do consumo de vapor na saída da turbina esta potência será menor. Mas, está-se avaliando a pior situação.

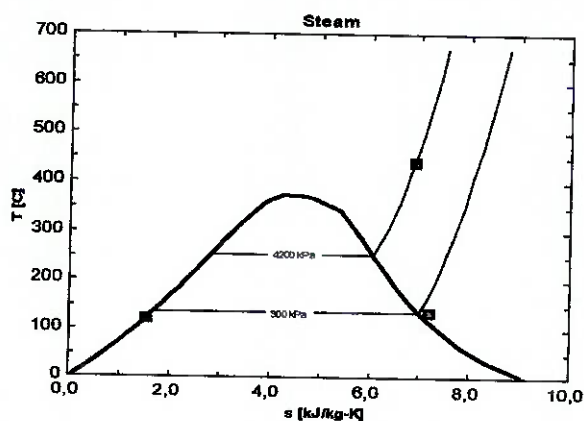
12.5. Bomba

O único parâmetro de cálculo da Bomba é sua eficiência isoentrópica, que foi considerada igual a 0,85. Considerando-se purgas de 2% no Gerador de Vapor, a vazão do

fluido de trabalho que a Bomba deve recalcar é de 83,3 kg/s. A potência de acionamento da bomba para esta vazão e ΔP considerados é de 0,5215 MW.

12.6. Análise do Ciclo de Cogeração

O Diagrama temperatura-entropia para os estados do vapor ao percorrer o ciclo pode ser visto no gráfico abaixo.



A potência gerada por um grupo gerador no ciclo de cogeração é o seguinte:

- Potência da Turbina à vapor	47,30 MW
- Potência consumida pela bomba	<u>-0,5215 MW</u>
- Potência Líquida	46,77 MW

Sabendo-se que o consumo de gás é de 7,378 kg/s e o PCI = 33,28 MJ/kg, sai que o rendimento é de 19,04%. Entretanto devemos considerar o aproveitamento do vapor na saída da turbina, quer por meio de regeneração no ciclo, quer por aproveitamento na forma de vapor, o que economizaria energia de aquecimento. Neste caso o rendimento seria de 28%, um rendimento bom se considerarmos que 60% deste combustível são restos do processo.

Como foi dito o objetivo da planta é gerar 200 MW, ou seja necessitaríamos, 3 conjuntos como este, que gerariam 140,3 MW_e e 69,6 MW_t.

13. *Análise Financeira*

13.1. Objetivos Privados e Objetivos Sociais

Para o empresário, o critério principal para a avaliação de projetos é o da rentabilidade do capital investido. Mesmo que outros aspectos possam parecer importantes, tais como imagem da empresa, crescimento da empresa etc., na realidade, todos estes pontos podem ser deduzidos a valores monetários.

Na sua avaliação, o investidor privado emprega preços e condições de mercado vigentes e projeções futuras. Na realidade, ele se preocupa pouco com o valor social da sua atividade. Ele parte do princípio que, desde que a atividade seja legal e que tenha mercado, o valor social está automaticamente implícito pela satisfação dos clientes que justificam o empreendimento. O fato de alguns preços serem manipulados pelo governo - quer com subsídios, quer com taxas especiais - só preocupa o empresário privado em segunda instância;

e esta preocupação se relaciona com a estabilidade futura destes preços e não com indagações sobre o valor social da atividade.

Do ponto de vista privado, o objetivo é maximizar a rentabilidade do seu investimento. O significado dos preços de mercado é tão somente o quanto vai pagar pelos insumos necessários a sua atividade e quanto vai alcançar pelo seu produto. O significado da taxa de desconto é tão somente o custo de oportunidade do capital.

A atividade econômica é apenas um aspecto da vida de uma sociedade. A definição dos objetivos da sociedade é muito mais abrangente, fundamentada em valores éticos, e procura encontrar sua expressão por meio do processo político. De modo que a regulamentação da atividade econômica também é decorrente de uma definição política. De fato, tanto a posse de recursos produtivos, como o modo de utilizá-los e a repartição dos frutos desta atividade é essencialmente uma posição política.

Não existe um sistema de preço natural. Os preços de mercado são o reflexo de uma estrutura social (como por exemplo, a distribuição de renda). Esta estrutura social é o resultado de um processo político. Cabe ao governo harmonizar os objetivos expressos pelo processo político com a atividade econômica da sociedade, por meio de sua intervenção, quer regulamentando as “regras do jogo” quer interferindo no sistema de preços.

Uma economia de mercado deixada inteiramente livre tende a situações instáveis e situações socialmente indesejáveis. Apesar do enorme dinamismo das atividades controladas, a procura da maximização das satisfações individuais não conduz à maximização das satisfações coletivas. Na melhor das hipóteses, nas condições teoricamente ideais, o sistema de total livre iniciativa conduziria a ótimos locais que podem estar longe de um ótimo global. Os ótimos locais são inúmeros e sua ordenação, do ponto de vista preferencial, é um ato essencialmente político. Consequentemente, não existe sociedade na qual o Governo não

intervenha no sistema de preços do mercado. Quanto mais insatisfeita estiver uma sociedade com a sua situação, maior será a intervenção governamental na atividade econômica (exemplo, investindo na indústria de base). Mesmo nos países industrializados do Ocidente, a intervenção governamental é notória, principalmente nos setores agrícolas, de serviços públicos, nos considerados estratégicos e na regulamentação dos grandes conglomerados.

13.2. Avaliação Financeira e Econômica.

Em uma avaliação social, o projeto é analisado sob o ponto de vista do seu impacto sobre toda a sociedade e não sobre os indivíduos em particular. A contabilização dos custos e dos benefícios é feita em termos da sociedade. Assim, em uma sociedade que julgue ser indiferente se propriedades pertencem a um grupo de indivíduos ou outro, um projeto de desapropriação de uma atividade produtiva das mãos de cidadãos nacionais para o governo, não tem valor algum, pois o resultado líquido é nulo.

Somente projetos que adicionam algo à sociedade como um todo é o que interessam. A diferença entre avaliações financeira e econômica reside em como contabilizar e valorizar os benefícios e custos correspondentes.

Ao avaliarmos um projeto, mesmo no contexto mais amplo dos objetivos sociais, podemos indagar se ele se justifica a “preços e condições de mercado vigentes”. Se a resposta for positiva, o projeto sustenta sua razão de ser, mesmo que se respeite uma situação existente - Quer ela seja desejável ou não. De fato, se um projeto se sustentar a preços vigentes, os responsáveis pela sua operação não necessitarão pedir constantes subsídios - o que os tornaria

vulneráveis do ponto de vista político (em vista desta dependência).

Esta análise - que corresponde exatamente ao caso de objetivos privados - chama-se análise financeira.

Uma avaliação financeira que viabilize um projeto agrícola que utilize fertilizantes baratos a preço de mercado, é concordante com o fato de outros setores da economia estarem sendo taxados de forma mais intensa de modo a garantir a oferta de fertilizantes a preço barato. Deste modo, tal análise endossa o processo de transferência de recursos destes setores da economia para a agricultura intensiva de fertilizantes.

Uma avaliação que se preocupa com a viabilidade de um projeto caso o Governo não interferisse no mecanismos de preços, chama-se avaliação econômica. Retomemos o exemplo da agricultura. Se o governo oferecer capital a juros reais de 3% ao ano para a agricultura e, se o custo de oportunidade do capital nos outros setores da economia for de 10% ao ano, uma análise financeira assume os objetivos privados do agricultor e avalia o projeto usando 3% ao ano, enquanto uma análise econômica o avalia empregando 10% ao ano. De fato, para poder oferecer capital a 3% ao ano para os agricultores, o Governo é obrigado a interferir no mercado e, por meio de outros mecanismos, penalizar outros setores (caso contrário não teria como conseguir o capital para ser emprestado aos agricultores).

Uma avaliação econômica supõem que o ideal seria uma sociedade na qual vigorassem as condições de "mercado perfeito em equilíbrio". Neste caso, a primeira tarefa consiste em reconstituir os preços e as condições que existiriam se o governo não interviesse no mecanismo do mercado. Com este fim, calculam-se os preços -sombra que são os que corresponderiam às condições de mercado perfeito e que neste caso refletiriam o verdadeiro custo social dos bens e serviços. Por exemplo, o preço-sombra da gasolina é aquele ao qual ela seria vendida se não existisse o monopólio da Petrobrás, se não existisse imposto especial

e se a importação do petróleo fosse a uma taxa do dólar tal que todo cidadão pudesse comprar quantos dólares quisesse à aquela taxa.

A posição da avaliação econômica é que os preços diferentes dos de equilíbrio não refletem os verdadeiros custos sociais, além de provocarem transferências de benefícios entre diferentes setores e cidadãos. Partindo-se do princípio que o projeto deve-se viabilizar, considerando os verdadeiros custos sociais, estes são os valores a serem utilizados na análise. Por outro lado, um projeto viável do ponto de vista de uma análise econômica pode, devido aos preços de mercado vigentes, intensificar transferências e piorar as distribuições de renda.

Como foi visto, um investimento pode afetar a sociedade e a empresa por vários motivos, no caso da Planta Termoelétrica alguns fatores como demanda energética do país, disponibilidade de combustível e questões ambientais podem criar um cenário econômico viável ou não à sua construção.

O Brasil ,no momento, está investindo muito em infra-estrutura, principalmente na questão energética, desde a prospecção de petróleo à construção de usinas hidrelétricas, portanto, a construção da usina poderá ser viabilizada através das taxas de juros mais atraentes. É notório que o Governo está incentivando a geração de energia, pois a legislação está proporcionando mais oportunidades para a iniciativa privada, tanto na distribuição como na geração.

Do ponto de vista financeiro, a disponibilidade de combustível (o gás natural) e a demanda de energia, ou seja, a existência de um ótimo mercado consumidor, poderia tornar viável este projeto, bem como a própria necessidade da Planta em questão, que deixaria de comprar um volume de energia a preço maior que o produzido por sua Planta.

Para verificar se o projeto é viável ou não, calcularemos o fluxo de caixa.

O fluxo de caixa é definido por:

$$\text{Fluxo de Caixa} = \text{Receitas} - \text{Despesas} + \text{Fluxos Acumulados}$$

Com isso necessitamos de alguns parâmetros:

- MWh produzido em um ano;
- Vazão de Combustível
- Custo do Combustível
- Rendimento da Planta
- Densidade do Combustível
- Valor de Venda do MWh

Consultando-se a Comgás e algumas Termoelétricas obtivemos os dados da tabela abaixo:

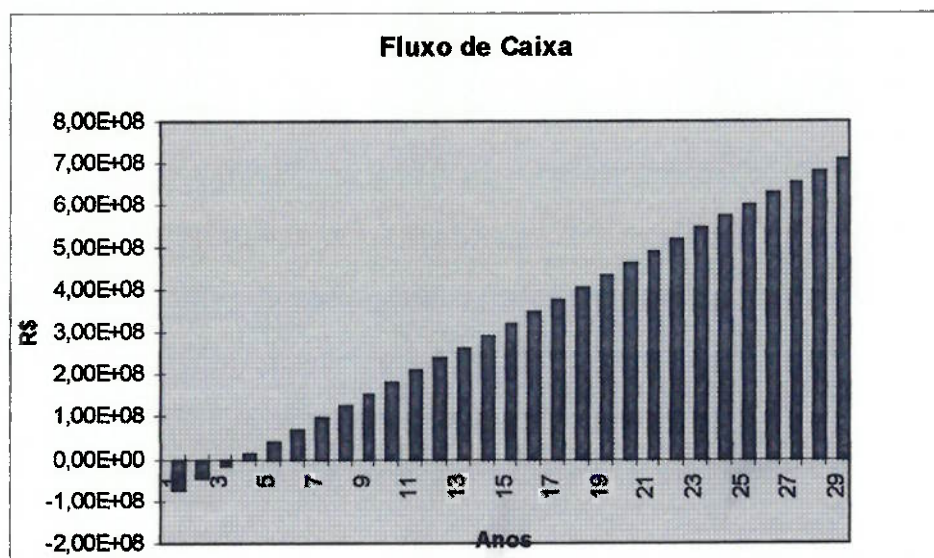
Potência Gerada [MWh] *	Custo do Combustível	Valor do MWh Gerado	Custo do Nm ³ de Gás natural
1.721.180	R\$40.901.785,31	R\$40,00	R\$0,1127
Rendimento	Vazão de Gás Natural [kg/s]	Densidade relativa do Gás Natural	Densidade do ar [kg/m ³]
28,20%	8,853	0,62	1,16144

Parcela/ Período	Custo inicial e Operacional	Receita	Cash Flow
------------------	--------------------------------	---------	-----------

1	R\$70.774.000,16	R\$0,00	-R\$70.774.000,16
2	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	-R\$42.828.585,47
3	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	-R\$14.883.170,79
4	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$13.062.243,90
5	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$41.007.658,58
6	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$68.953.073,27
7	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$96.898.487,95
8	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$124.843.902,64
9	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$152.789.317,33
10	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$180.734.732,01
11	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$208.680.146,70
12	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$236.625.561,38
13	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$264.570.976,07
14	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$292.516.390,75
15	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$320.461.805,44
16	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$348.407.220,12
17	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$376.352.634,81
18	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$404.298.049,50
19	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$432.243.464,18
20	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$460.188.878,87
21	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$488.134.293,55
22	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$516.079.708,24
23	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$544.025.122,92

24	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$571.970.537,61
25	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$599.915.952,30
26	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$627.861.366,98
27	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$655.806.781,67
28	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$683.752.196,35
29	R\$40.901.785,31	R\$68.847.200,00	R\$711.697.611,04

* O tempo de funcionamento em um ano, considerado para este projeto foi de 8200 horas e a duração da Planta de 29 anos.



Nota-se que o fluxo de caixa é Linear, pois não foi considerada a queda de rendimento da Planta o que causaria uma característica logarítmica para a curva.

O período inicial refere-se à construção da Planta, portanto o fluxo é negativo, depois que a planta está operando o desembolso inicial vai sendo pago. É importante lembrar que as

taxas de juros e a forma de pagamento podem influenciar a forma da curva, mas o conceito e os objetivos serão os mesmos.

O Custo da Termoeletrica está baseada num pré-cálculo fornecido pela ABB (em anexo), e à seguir listaremos algumas plantas de geração para que possamos avaliar a importância e a complexidade do projeto em questão.

SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE

EMPRESA	Estado	Mercado Distribuição Mwh/ano	Participação no Mercado Regional	Participação no Mercado Nacional
CEMIG	MG	34.107.687	16,0%	12,9%
CELTINS Sul	TO	97.843	0,0%	0,0%
CAT. LEOPOLDINA	MG	801.170	0,4%	0,3%
POÇOS DE CALDAS	MG	214.457	0,1%	0,1%
ESCELSA	ES	5.498.027	2,6%	2,1%
SANTA MARIA	ES	212.843	0,1%	0,1%
LIGHT	RJ	22.854.264	10,8%	8,6%
CERJ	RJ	5.686.690	2,7%	2,1%
CENF	RJ	265.370	0,1%	0,1%
NUCLEN		-	0,0%	0,0%
CESP	SP	9.695.321	4,6%	3,7%

CPFL	SP	17.751.149	8,4%	6,7%
BRAGANTINA	SP	505.133	0,2%	0,2%
CAIUA	SP	671.539	0,3%	0,3%
JAGUARI	SP	262.873	0,1%	0,1%
MOCOCA	SP	161.298	0,1%	0,1%
CPEE	SP	213.286	0,1%	0,1%
SANTA CRUZ	SP	630.486	0,3%	0,2%
SUL PAULISTA	SP	282.986	0,1%	0,1%
VALE PARANAPANEMA	SP	540.128	0,3%	0,2%
NACIONAL	SP	325.855	0,2%	0,1%
METROPOLITANA	SP	34.964.784	16,5%	13,2%
BANDEIRANTE	SP	22.167.216	10,4%	8,4%
FURNAS		116.511	0,1%	0,0%
COPEL	PR	14.199.683	6,7%	5,4%
COCEL	PR	129.905	0,1%	0,0%
FORCEL	PR	15.132	0,0%	0,0%
OESTE	PR	159.955	0,1%	0,1%
CELESC	SC	10.097.192	4,8%	3,8%
URUSSANGA	SC	37.175	0,0%	0,0%
XANXERE	SC	100.879	0,0%	0,0%
JOAO CESA	SC	7.098	0,0%	0,0%
CEEE	RS	5.292.493	2,5%	2,0%

AES-Sul	RS	6.119.101	2,9%	2,3%
RGE	RS	4.786.108	2,3%	1,8%
CARAZINHO	RS	98.731	0,0%	0,0%
PANAMBI	RS	42.509	0,0%	0,0%
NOVA PALMA	RS	36.308	0,0%	0,0%
IJUI	RS	72.504	0,0%	0,0%
MUXFELDT	RS	13.124	0,0%	0,0%
ELETROSUL		-	0,0%	0,0%
ENERSUL	MS	2.326.375	1,1%	0,9%
CEMAT	MT	2.249.827	1,1%	0,8%
CELG	GO	5.502.400	2,6%	2,1%
CHESP	GO	56.813	0,0%	0,0%
CDSA		-	0,0%	0,0%
CEB	DF	3.159.742	1,5%	1,2%
TOTAL INTERLIGADO		212.529.970	100,0%	80,3%
SE/S/CO				
SISTEMA INTERLIGADO				
NORTE/NORDESTE				

EMPRESA	Estado	Mercado	Participação	Participação
		Distribuição	no Mercado	no Mercado
		Mwh/ano	Regional	Nacional
CELPA	PA	2.824.604	5,4%	1,1%
CELTINS – Norte	TO	239.954	0,5%	0,1%
ELETRONORTE – Maranhão	MA	5.738.600	11,0%	2,2%
ELETRONORTE – Pará	PA	6.185.956	11,8%	2,3%
CEMAR	MA	2.015.738	3,9%	0,8%
CEPISA	PI	1.160.374	2,2%	0,4%
COELCE	CE	4.796.185	9,2%	1,8%
COSERN	RN	2.264.300	4,3%	0,9%
SAELPA	PB	1.781.832	3,4%	0,7%
CELB	PB	344.381	0,7%	0,1%
CELPE	PE	6.505.112	12,5%	2,5%
CEAL	AL	1.645.892	3,2%	0,6%
ENERGIPE	SE	1.458.096	2,8%	0,6%
SULGIPE	SE	126.516	0,2%	0,0%
COELBA	BA	8.310.120	15,9%	3,1%
CHESF		6.828.012	13,1%	2,6%

TOTAL INTERLIGADO N/NE		52.225.672	100,0%	19,7%
SISTEMAS ISOLADOS				
EMPRESA	Estado	Mercado Distribuição Mwh/ano	Participação no Mercado Regional	Participação no Mercado Nacional
MESA	AM	2.160.725		0,82%
CEAM	AM	322.200		0,12%
BVESA	RR	204.419		0,08%
CER	RR	27.150		0,01%
CEA	AP	369.500		0,14%
ELETRONORTE - Amapá	AP	11.900		0,00%
ELETROACRE	AC	283.570		0,11%
CERON	RO	923.783		0,35%
CELPA - Isolados	PA	325.457		0,12%
ELETRONORTE - Samuel		-		0,00%
CELTINS - Isolados	TO	164.687		0,06%
ELETRONORTE - Rio Branco		-		0,00%
CEMAR - Isolados	MA	580		0,00%

COPEL - Isolados	PR	1.121		0,00%
CEEE - Isolados	RS	52.928		0,02%
ENERSUL - Isolados	MS	161.423		0,06%
CEMAT - Isolados	MT	162.801		0,06%
TOTAL ISOLADOS		-		0,00%
TOTAL BRASIL		264.755.642		100%

Além da dificuldade técnica e financeira existem problemas legais, para esclarecer melhor esta situação segue anexo uma cópia da norma que regulamenta as Planta Termoeletricas.

Como se pode notar a avaliação termoeconômica da Planta é uma tarefa muito difícil, pois o comportamento social, governamental e privado começam a criar restrições que tornam difícil a seleção de equipamentos e o tipo de Planta para que se alcance os objetivos desejados pelo cliente. Pois, num país como Brasil, onde existem muitas incertezas, é um risco muito grande assumir um investimento muito elevado e garantir seu retorno, assim sendo uma das restrições para o dimensionamento de um equipamento passam a ser atributos legais e fiscais,

como taxa de importação, isenção de IPI, financiamentos etc., e não somente características técnicas como rendimento, durabilidade etc.

14. Conclusões

A geração de energia atual é de 14 MW_e , através de três turbinas a vapor poderá ser ampliada para 223,9 MW_e com a interligação da Planta existente com a projetada. A vazão de vapor da Planta Projetada é de 900 ton/h, para os três grupos geradores, associados aos 360 ton/h já existentes no local.

Devido a margem de segurança da turbina à vapor, caso no futuro, uma maior demanda de energia seja necessária, podemos aumentar a vazão de vapor em mais 100 ton/h, o que aumentaria a energia gerada pelos grupos geradores. Este excedente de vapor pode , caso necessário, ser usado no processo. Em suma, a planta é bem flexível, pois pode-se optar pela geração de energia ou de vapor, sem comprometer o equipamento. Além disto o fato de estarmos utilizando três grupos geradores, isto possibilita uma flexibilidade muito grande no atendimento à demanda, pois além da variação de carga de cada grupo, podemos retirar ou introduzir um grupo conforme a demanda de energia precise, ou seja, podemos atuar numa faixa de 30 à 200 MW.

A opção de utilizarmos uma turbina de condensação é válida, entretanto, o ganho em energia justificaria a quantidade de vapor que está sendo condensado, e, que poderia se utilizado no processo. Pois, não há sentido em gastar energia elétrica, um tipo de energia mais nobre, para aquecer água, sendo que num momento anterior esta já estava na forma de vapor. Diante da escassez de energia a possibilidade de utilizarmos um combustível que é rejeito de

um processo torna-se interessante, pois toda energia gerada pela planta COSIPA, estaria retornando para ela, o que aumenta o rendimento do parque industrial como um todo.

15. Apêndice

15.1. Norma Regulamentadora

NORMA DNAEE Nº 10

NORMA PARA APRESENTAÇÃO DE ESTUDOS E PROJETOS DE USINAS TERMELÉTRICAS

1. OBJETIVO

Esta Norma tem o objetivo de estabelecer os requisitos para a apresentação de Estudos de Viabilidade e Projetos de usinas termelétricas, que dependam da aprovação do Departamento Nacional de Águas e energia Elétrica - DNAEE.

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

O disposto nesta Norma aplica-se a concessionárias de serviço público de energia elétrica e a particulares para uso exclusivo de energia elétrica, que venham a apresentar Estudos de Viabilidade e Projetos, visando sua aprovação pelo DNAEE.

3. REQUISITOS GERAIS

Os interessados em obter aprovação de Estudos de Viabilidade e Projetos para parte do DNAEE, deverão satisfazer as seguintes exigências de apresentação:

- A. Deverão ser apresentados em português, em todas as suas partes e componentes;
- B. Todos os elementos exigidos para apresentação dos Estudos e Projetos deverão ser apresentados em 2 (duas) vias, ficando a segunda via, após aprovação, à disposição do interessado; uma terceira via deverá ser mantida nos arquivos da requerente à disposição do DNAEE;
- C. Os Estudos e Projetos deverão ser apresentados devidamente encapados com material resistente tendo o nome do Estudo ou Projeto escrito na capa;
- D. Os Estudos e Projetos deverão ser capeados pelos respectivos requerimentos, não podendo vir estes inseridos nas pastas;

- E. Todas as plantas deverão ser numeradas, sendo que o número correspondente deverá aparecer em destaque, assim como seus elementos descritivos essenciais à identificação da planta;
- F. Todos os desenhos, mapas, plantas, gráficos, orçamentos, cronogramas, pareceres, relatórios técnicos e os anexos estabelecidos nas Normas aplicáveis ao caso, deverão vir assinados por engenheiro responsável, com a declaração do número de seu registro e a região do CREA correspondente, não sendo aceitas cópias de assinaturas;

NORMA DNAEE Nº 10

- A. Os mapas e plantas deverão ser apresentados em escala apropriada, abrangendo o local da usina, de sua área de influência e mostrando obstáculos, benfeitorias, vilas, cidades, vias de transporte, acidentes geográficos naturais, unidades de conservação e outros detalhes imprescindíveis a uma real localização do projeto e sua inserção na região, de modo a permitir sua análise por parte do DNAEE;
- B. Os desenhos, mapas, plantas e gráficos deverão ser apresentados de tal forma que se permita identificar claramente os seus elementos, em todas as folhas e cópias;

- C. Cópias mal feitas ou rasuradas que não permitam a identificação clara de todos os seus elementos não serão consideradas, devendo ser substituídas;
- D. Não serão aceitas reduções ou ampliações, cujas escalas não tenham também sido modificadas de forma a se compatibilizarem com os desenhos, mapas, plantas e gráficos apresentados;
- E. A qualidade da apresentação dos Estudos e Projetos é fator determinante para sua análise e aprovação por parte do DNAEE, constituindo também um item das exigências previstas nesta Norma.

4. COMPOSIÇÃO

Os preceitos quanto a forma de apresentação dos Estudos e Projetos, dos procedimentos jurídicos relativos a outros atos legais, estão registrados em partes distintas destas Normas com os seguintes títulos e códigos:

CÓDIGO	TÍTULO
DNAEE Nº 10	Norma para Apresentação de Estudos e Projetos de Usinas Termelétricas
DNAEE Nº 11	Norma para Aprovação de Estudos e Projetos de Usinas Termelétricas, com capacidade acima de 10 MW, para Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica

NORMA Nº 12	Norma para Aprovação de Projetos de Usinas Termelétricas, com capacidade igual ou inferior a 10 MW, para Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica
DNAEE Nº 13	Norma para Aprovação de Estudos e Projetos de Usinas Termelétricas para Uso Exclusivo de Particulares.

NORMA DNAEE Nº 11

NORMA PARA APROVAÇÃO DE ESTUDOS E PROJETOS DE USINAS TERMELÉTRICAS, COM CAPACIDADE ACIMA DE 10 MW, PARA CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

1. OBJETIVO

Esta Norma tem por objetivo estabelecer os requisitos necessários à análise, para fins de aprovação, pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, dos

Estudos de Viabilidade e dos Projetos para implantação ou ampliação das usinas termelétricas, destinadas ao serviço público, visando a obtenção de:

- Autorização e Aprovação de Estudos de Viabilidade;
- Aprovação de Projetos Básicos;
- Autorização para Estabelecimento da Usina;
- Declaração de Utilidade Pública para fins de Desapropriação.

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

Esta Norma aplica-se às concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica, interessadas na implantação ou ampliação de usinas térmicas para geração de energia elétrica, com capacidade acima de 10 MW, qualquer que seja o combustível primário a ser usado, à exceção das usinas termonucleares, que terão tratamento específico, fora da presente Norma.

3. CONDIÇÕES GERAIS

3.1. Os Estudos de Viabilidade e o Projeto Básico devem ser apresentados de acordo com a Norma DNAEE nº 10.

3.2. Todos os estudos e projetos deverão ser desenvolvidos em estrita concordância com o Código de Águas - Decreto nº 24.643 de 10.07.1934 e legislação subsequente. Da mesma forma, deverão ser observadas as demais leis e regulamentos emanados dos poderes Federal, Estadual e Municipal, pertinentes à

utilização de recursos minerais e/ou vegetais, ao meio ambiente e outros.

Os estudos e os projetos deverão ser elaborados levando-se em consideração o uso integrado dos recursos, de forma a compatibilizá-los com as diretrizes definidas para o uso dos mesmos.

3.3. Os prazos para apresentação dos Estudos de Viabilidade e do Projeto Básico serão estipulados pelo DNAEE, que levará em consideração o programa de expansão do Setor Elétrico.

3.4. Quaisquer modificações nos Estudos de Viabilidade, posteriores à sua aprovação pelo DNAEE, deverão ser ressaltadas e justificadas no Projeto Básico.

3.5. Quaisquer modificações no Projeto Básico aprovado, de natureza conceitual, alterando suas características originais, deverão ser submetidas ao DNAEE.

3.6. O cronograma do empreendimento deverá ser elaborado pela concessionária, levando em conta a data de operação comercial estabelecida no programa de expansão do Setor Elétrico.

NORMA DNAEE Nº 11

3.7. O DNAEE participará, com a ELETROBRÁS, no acompanhamento da execução das obras, fiscalizando o cumprimento das exigências estabelecidas no Ato de Aprovação do Projeto.

3.8. A Concessionária, no final das obras, deverá entregar ao DNAEE o Relatório de Memória Técnica do Empreendimento, de acordo com a publicação da ELETROBRÁS - Memória Técnica de Usinas Termelétricas - Roteiro Básico.

3.9. A critério do DNAEE, poderão se solicitados esclarecimentos complementares às exigências estabelecidas pela presente Norma.

4. PROCEDIMENTOS LEGAIS

Os interessados na implantação de usinas térmicas para geração de energia elétrica, destinadas ao serviço público, deverão adotar os procedimentos dispostos a seguir:

4.1. Autorização para Estudos de Viabilidade

Requerer ao Ministro de Estado das Minas e Energia, através do DNAEE, autorização para realização dos Estudos de Viabilidade para implantação de usinas termelétricas, em locais selecionados através de estudos preliminares realizados. Deverão fazer parte da solicitação os seguintes dados e/ou anexos:

- a) razão social e sede do requerente;
- b) denominação, localização e potência da usina a ser implantada, de acordo com os resultados dos estudos preliminares realizados, indicando Município(s) e Estado(s);

- c) características gerais dos equipamentos principais;
- d) tipo(s) de combustível (eis) a ser (em) considerado(s);
- e) finalidade a que se destina a energia (Serviço Público);
- f) prazo previsto para realização dos estudos;
- g) custos estimados e origem dos recursos;
- h) informações complementares:
 - 1. fotos das áreas e/ou locais a serem estudados;
 - 2. carta geográfica elaborada por entidade oficial, com indicação das áreas e/ou locais a serem estudados;
 - 3. indicação dos mananciais de captação/descarga de água, com descrição sucinta de seu uso.

4.2. Aprovação de Estudos de Viabilidade

Requerer ao Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE a aprovação dos Estudos de Viabilidade, devendo constar os seguintes dados e/ou anexos:

- a. razão social e sede do requerente;
- b. denominação, localização e potência da usina a ser implantada, de acordo com os resultados dos estudos realizados, indicando Município(s) e Estado(s);
- c. número do processo referente à Autorização para os Estudos de Viabilidade;

d. relatório final dos Estudos de Viabilidade (de acordo com o item 5.1 desta Norma).

4.3. Aprovação do Projeto e Autorização para o Estabelecimento de Usinas Termelétricas.

NORMA DNAEE Nº 11

4.3.1. Requerer ao Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e energia Elétrica - DNAE a aprovação do Projeto Básico da usina térmica para geração de energia elétrica, devendo constar os seguintes dados e/ou anexos:

- a. razão social e sede do requerente;
- b. denominação e localização da usina, indicando o(s) Município(s) e Estado(s);
- c. potência a ser instalada e número de unidades;
- d. finalidade a que se destina a energia (Serviço Público);
- e. número de processo referente a Autorização para os Estudos de Viabilidade;
- f. data de início de construção da obra;
- g. elementos complementares:

1- ficha técnica da usina, devidamente preenchida, conforme anexo

05;

2- relatório final do Projeto Básico (de acordo com o item 5.2 desta Norma).

4.3.2 Requerer ao Ministro de Estado das Minas e energia, através do DNAEE, autorização para o estabelecimento da usina termelétrica.

NOTA: (1) O início de construção da obra fica condicionado à aprovação do relatório final do Projeto Básico e ao programa de expansão do Setor Elétrico.

(2) Quando houver necessidade de derivação de água de recursos hídricos de jurisdição Federal, requerer autorização ao DNAEE, apresentando o projeto da captação.

4.4. Declaração de Utilidade Pública para Fins de Desapropriação de Áreas de Terra Necessárias à Implantação da Usina Termelétrica.

Quando necessário, requerer ao Ministro de Estado das Minas e Energia, através do DNAEE, a declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação, de áreas de terra necessárias à implantação de usina termelétrica, devendo constar os seguintes dados:

a. razão social e sede do requerente;

- b. finalidade da declaração de utilidade pública;
- c. extensão da(s) área(s) objeto da desapropriação;
- d. Município(s) e Estado(s);
- e. informação se a(s) área(s) é (são) de propriedade particular;
- f. informação se a(s) área(s) objeto de desapropriação tem ou não benfeitorias e, em caso positivo, descrevê-las;
- g. planta(s) topograficamente definida(s) da(s) área(s) objeto da desapropriação, com respectivo(s) memorial(is) descritivos(s).

NOTA: (1) Os bens de domínio dos Estados, Municípios, Distrito Federal e Territórios poderão ser desapropriados pela União, e os dos Municípios pelos Estados, mas, em qualquer caso, ao ato deverá preceder autorização legislativa (Parágrafo 2º, do Artigo 2º, do Decreto-lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941).

(2) A(s) área(s) a ser(em) declarada(s) de utilidade pública, para fins de desapropriação, deverá(ão) ser descrita(s) detalhadamente, com indicação de marcos, distâncias, rumos, deflexões, etc., conferindo com a(s) planta(s) apresentada(s).

5. EXIGÊNCIAS TÉCNICAS

5.1. Estudos de Viabilidade

A aprovação de Estudos de Viabilidade de usinas termelétricas será efetuada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, levando em consideração, na análise do Relatório Final, os seguintes aspectos principais do empreendimento:

- Enquadramento no Planejamento do Setor Elétrico;
- Adequação do empreendimento ao meio ambiente;
- Estudos de Viabilidade abordando os seguintes tópicos:
 - Introdução;
 - Sumário e Conclusões;
 - Localização;
 - Dados Existentes;
 - Estudos Preliminares;
 - Estudos de Aspectos Geológicos;
 - Levantamentos Executados;
 - Estudos Hidrometeorológicos;
 - Etapas de Construção e Prazos para Implantação;
 - Estimativas de Custos e Data de Referência;
 - Fontes Prováveis de Recursos;

- Estudos de Disponibilidade de Água;
 - Estudo de Integração ao Sistema Elétrico;
 - Estudo de Integração ao Sistema de Transporte;
 - Estudos Mercadológicos;
 - Estudos Finais;
 - Avaliação Técnico-Econômica do Empreendimento.
- Licença Prévia - LP, obtida junto ao Órgão Licenciador ambiental.

5.2. Projeto Básico

A aprovação do Projeto Básico da usina termelétrica será efetuada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, levando em consideração, na análise do relatório final, os seguintes aspectos principais do empreendimento:

- Enquadramento no Planejamento do Setor Elétrico;
- Adequação do Empreendimento ao Meio Ambiente;
- Adequação das premissas do Projeto Básico às dos Estudos de Viabilidade, já aprovados pelo DNAEE.

O Projeto Básico, a ser apresentado, deverá constar de:

5.2.1. Relatório Técnico

- Objeto, histórico, localização e acessos;

- Características gerais do empreendimento: descrição resumida e ficha técnica conforme anexo 05;
- Descrição das ampliações previstas;

NORMA DNAEE Nº 11

- Estudos e investigações realizadas: descrição sucinta, contendo as conclusões dos trabalhos realizados relativos aos tópicos a seguir relacionados, citando as fontes de referências e a origem dos dados:
 - Estudos de Disponibilidade e custo de Combustível;
 - Topografia e Aerofotogrametria quando recomendável;
 - Estudos Hidrometeorológicos;
 - Estudos de Aspectos Geológicos;
 - Estudo de Disponibilidade de Água;
 - Estudo de Integração ao Sistema Elétrico;
 - Estudo de Integração ao Sistema de Transporte;
 - Estudos Mercadológicos;
- Descrição das partes principais do projeto:
 - Arranjo Geral do Empreendimento;
 - Casa de Máquinas e equipamentos Eletromecânicos;
 - Equipamento Motriz;
 - Gerador de Vapor e auxiliares;

- Chaminé;
- Instalações de Controle Ambiental;
- Tomada d'água e Sistema de Refrigeração;
- Manuseio de Combustíveis e Rejeitos;
- Demais Equipamentos;
- Subestação Elevadora;
- Sistema de Transmissão;
- infra-estrutura (canteiro, vilas e acampamentos, acessos e relocações, suprimentos, etc.);
- Orçamento com data de referência e índice de custos relativos à potência instalada e à energia produzida;
- Cronograma geral com datas previstas para entrada em operação de cada uma das unidades geradoras;
- Origem dos recursos;
- Licença de Instalação - LI, obtida junto ao Órgão Licenciador Ambiental.

5.2.2 Desenhos e Ilustrações

- Mapa de Localização e Acessos;
- Desenhos, mapas, gráficos, curvas, tabelas, fotografias e outros documentos ilustrativos dos estudos realizados;
- Arranjo Geral da Usina;
- Casa de Máquinas - arranjo geral e cortes típicos;
- Equipamento Motriz;

- Gerador de Vapor e Auxiliares - plantas e cortes;
- Chaminé;
- Tomada d'água, Circulação e Descarga - plantas, vistas e seções;
- Subestações - plantas e seções;
- Diagrama Elétrico Unifilar da usina e subestação;
- Sistema de Transmissão associado;
- Cronograma Físico.

NORMA DNAEE Nº 11

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Os estudos e projetos encaminhados ao DNAEE serão analisados e, quando julgados procedentes, serão aprovados por ato do Diretor da Divisão de Concessão de Águas e Eletricidade - DCAE.
- A autorização para o estabelecimento da usina será através de ato do Ministro das Minas e Energia.
- A declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação, será baixada por ato do Presidente da república, mediante recomendação do Ministro das Minas e energia através de exposição de motivos.
- O prazo para comunicação de conclusão das obras será de 60 (sessenta) dias, a contar da data prevista para conclusão.
- Em caso de necessidades de prorrogação do prazo para conclusão de obras,

deverá ser apresentada justificativa para que o pedido seja atendido.

- No caso das unidades geradoras estarem sendo transferidas de outra(s) localidades(s), o interessado deverá informar a procedência dos equipamentos e requerer a efetivação de suas baixas, junto ao DNAEE, na instalação de origem.

NORMA DNAEE Nº 12

NORMA PARA APROVAÇÃO DE PROJETOS DE USINAS TERMELÉTRICAS, COM CAPACIDADE IGUAL OU INFERIOR A 10 MW, PARA CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

1. OBJETIVO

Esta Norma tem por objetivo estabelecer os requisitos necessários à análise, para fins de aprovação, pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, dos projetos para implantação ou ampliação de usinas termelétricas com capacidade total, igual ou inferior a 10 MW, destinadas ao serviço público, visando a obtenção de:

- Aprovação de Projeto Básico;
- Autorização para Estabelecimento da Usina;
- Declaração de Utilidade Pública para fins de Desapropriação.

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

Esta Norma aplica-se às concessionárias de serviço público de energia elétrica, interessadas na implantação ou ampliação de usinas térmicas para geração de energia elétrica com capacidade total, igual ou inferior a 10 MW, qualquer que seja o combustível primário a ser usado, à exceção das usinas termonucleares, que terão um tratamento específico, fora da presente Norma.

3. CONDIÇÕES GERAIS

3.1. O Projeto Básico dever ser apresentado de acordo com a Norma DNAEE nº 10.

3.2. Todos os projetos deverão ser desenvolvidos em estrita concordância com o Código de Águas - Decreto no 24.643 de 10.07.1934 e legislação subsequente. Da mesma forma, deverão ser observadas as demais leis e regulamentos emanados dos poderes Federal, Estadual e Municipal, pertinentes à utilização de recursos minerais e/ou vegetais, ao meio ambiente e outros.

3.3. Os projetos deverão ser elaborados levando-se em consideração o uso integrado dos recursos hídricos, de forma a compatibilizá-los com as diretrizes definidas para o uso dos mesmos.

3.4. Quaisquer modificações no Projeto Básico aprovado, de natureza conceitual, alterando suas características originais, deverão ser submetidas ao DNAEE.

3.5. O Cronograma do empreendimento deverá ser elaborado pela concessionária, levando em conta a data de operação comercial estabelecida no programa de expansão do Setor Elétrico.

3.6. O DNAEE participará com a ELETROBRÁS, no acompanhamento da execução das obras, fiscalizando o cumprimento das exigências estabelecidas no Ato de Aprovação do Projeto.

3.7. O DNAEE fixará o prazo para conclusão das obras, de acordo com o cronograma apresentado pelo interessado, e deverá ser comunicado quando do seu término.

NORMA DNAEE Nº 12

3.8. A critério do DNAEE, poderão ser solicitados esclarecimentos complementares às exigências estabelecidas pela presente Norma.

4. PROCEDIMENTOS LEGAIS

Os interessados na implantação ou ampliação de usinas térmicas para geração de energia elétrica, destinadas ao serviço público, deverão adotar os procedimentos dispostos a seguir:

4.1. Aprovação do Projeto Básico e Autorização para o Estabelecimento de Usina Termelétrica.

4.1.1. Requerer ao Diretor Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, a aprovação do Projeto Básico da usina térmica para geração de energia elétrica, devendo constar os seguintes dados e/ou anexos:

- a. razão social e sede do requerente,
- b. denominação e localização da usina, indicando o(s) Município(s) e Estado(s);
- c. potência a ser instalada e número de unidades;
- d. finalidade a que se destina a energia (Serviço Público);
- e. data de início de construção da obra;
- f. elementos complementares:
 - 1. ficha técnica da usina, devidamente preenchida, conforme anexo 05;
 - 2. relatório final do Projeto Básico (de acordo com item 5 desta Norma).

4.1.2. Requerer ao Ministro de Estado das Minas Energia, através do DNAEE, autorização para o estabelecimento da usina termelétrica.

NOTA: O início da construção da obra fica condicionado à aprovação do relatório final do Projeto Básico e ao programa de expansão do Setor Elétrico.

4.2. Declaração de Utilidade Pública para Fins de Desapropriação de Áreas de Terra necessárias à Implantação da Usina Termelétrica.

Quando necessário, requerer ao Ministro de Estado das Minas e Energia, através do DNAEE, a declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação, de áreas de terra necessárias à implantação da usina termelétrica, devendo constar os seguintes dados:

- a. razão social e sede do requerente;
- b. finalidade da declaração de utilidade pública;
- c. extensão da(s) área(s) objeto da desapropriação;
- d. Município(s) e Estado(s);
- e. informação se a(s) área(s) é (são) de propriedade particular;
- f. informação se a(s) área(s) objeto da desapropriação tem ou não benfeitorias e, em caso positivo, descrevê-las;
- g. planta(s) topograficamente definida(s) da(s) área(s) objeto da desapropriação, com respectivo(s) memorial(is) descritivos(s).

NORMA DNAEE Nº 12

NOTA: (1) Os bens de domínio dos Estados, Municípios, Distrito Federal e Territórios poderão ser desapropriados pela União, e os dos Municípios pelos Estados, mas, em qualquer caso, ao ato deverá preceder autorização legislativa (Parágrafo 2º, do Art. 2º, do Decreto-lei nº 3.365, de 21 de junho de 1941).

(2) A(s) área(s) a ser(em) declarada(s) de utilidade pública para fins de desapropriação, deverá(ão) ser descrita(s) detalhadamente, com indicação de marcos, distâncias, rumos, deflexões, etc., conferindo com a(s) planta(s) apresentada(s).

5. EXIGÊNCIAS TÉCNICAS PARA APRESENTAÇÃO DO PROJETO BÁSICO

A aprovação de Projeto Básico de uma usina termelétrica será efetuada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, levando em consideração, na análise do relatório final, os seguintes aspectos principais do empreendimento:

- Enquadramento no planejamento do Setor Elétrico;
- Adequação do Empreendimento ao meio ambiente.

5.1. Relatório Técnico

- Características gerais do empreendimento: descrição resumida e ficha técnica conforme anexo 05;
- Descrição das partes principais do projeto;
- Arranjo geral do empreendimento;
- Equipamentos principais;
- Subestação elevadora;
- Orçamento com data de referência e índice de custos relativos à potência instalada e à energia produzida;
- Cronograma geral com datas previstas para entrada em operação de cada uma das unidades geradoras;
- Origem dos recursos.

5.2. Desenhos e Ilustrações:

- Planta de localização;
- Arranjo geral da usina;
- Diagrama elétrico unifilar da usina e subestação.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Os estudos e projetos encaminhados ao DNAEE serão analisados, e quando julgados procedentes, serão aprovados por ato do Diretor da Divisão de

Concessão de Águas e Eletricidade - DCAE.

- A autorização para o estabelecimento da usina será através de ato do Ministro das Minas e Energia.
- A declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação será baixada por ato do Presidente da República, mediante recomendações do Ministro das Minas e Energia através de Exposição de Motivos.

NORMA DNAEE Nº 12

- O prazo para comunicação de conclusão das obras será de sessenta dias, a contar da data prevista para a conclusão.
- Em caso de necessidade de prorrogação do prazo para conclusão das obras, deverá ser apresentada justificativa para que o pedido seja atendido.
- No caso das unidades geradoras estarem sendo transferidas de outra(s) localidade(s), o interessado deverá informar a procedência dos equipamentos e requerer a efetivação de suas baixas, junto ao DNAEE, na instalação de origem.

NORMA DNAEE Nº 13

NORMA PARA APROVAÇÃO DE ESTUDOS E PROJETOS DE USINAS TERMELÉTRICAS, PARA USO EXCLUSIVO DE PARTICULARES

1. OBJETIVO

Esta Norma tem por objetivo estabelecer os requisitos necessários à análise para fins de aprovação, pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, dos estudos e dos projetos para implantação ou ampliação de usinas termelétricas destinadas ao uso exclusivo de particulares, visando a obtenção de:

- Registro de Notificação;
- Aprovação de Estudos de Viabilidade;
- Aprovação de Projeto Básico;
- Autorização para estabelecimento da Usina.

2. CAMPO DE APLICAÇÃO

Esta Norma aplica-se aos particulares que venham apresentar estudos e projetos de implantação ou ampliação de usinas térmicas para geração de energia elétrica, para seu uso exclusivo.

Entende-se como particulares, para fins explícitos desta Norma, pessoas físicas ou jurídicas, excluindo as cooperativas de eletrificação rural.

3. CONDIÇÕES GERAIS

- 3.1. Os Estudos e Projeto Básico devem ser apresentados de acordo com a Norma DNAEE nº 10.
- 3.2. Todos os estudos e projetos deverão ser desenvolvidos em estrita concordância com o Código de Águas - Decreto no 24.643, de 10.07.1934 e legislação subsequente. Da mesma forma, deverão ser observadas as demais leis e regulamentos emanados dos poderes Federal, Estadual e Municipal, pertinentes à utilização de recursos minerais e/ou vegetais, ao meio ambiente e outros.
- 3.3 Os estudos e projetos deverão ser elaborados levando-se em consideração o uso integrado dos recursos, de forma a compatibilizá-los com as diretrizes definidas para o uso dos mesmos.
- 3.4. Quaisquer modificações no Projeto Básico aprovado, de natureza conceitual, alterando suas características originais, deverão ser submetidas ao DNAEE.
- 3.5. O DNAEE fixará o prazo para conclusão das obras, de acordo com o cronograma apresentado pelo interessado, e deverá ser comunicado quando do seu término.
- 3.6. O DNAEE acompanhará a execução das obras e fiscalizará o cumprimento das exigências estabelecidas no Ato de Aprovação do Projeto.
- 3.7. A critério do DNAEE, poderão ser solicitadas esclarecimentos complementares

às exigências estabelecidas pela presente Norma.

NORMA DNAEE Nº 13

4. PROCEDIMENTOS LEGAIS

Os interessados na implantação de usinas térmicas para geração de energia elétrica, destinadas ao seu uso exclusivo, deverão adotar os procedimentos dispostos a seguir, no que for próprio a cada caso:

5. USINAS TERMELÉTRICAS COM POTÊNCIA INFERIOR A 500 kW.

Registro e Notificação

O interessado deverá requerer ao Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, para fins estatísticos, o registro da usina termelétrica, encaminhando os seguintes dados:

- Nome ou razão social e sede;
- Localização da usina termelétrica, definindo Município e Estado;
- Finalidade a que se destina a energia elétrica (uso exclusivo);
- Capital investido;
- Data de início da operação;

- Potência da(s) unidade(s) geradora(s);
- Combustível utilizado e consumo específico;
- Declaração de propriedade da área onde se localiza a usina;
- Outras observações julgadas necessárias.

NOTA: Neste caso, não há necessidade de aprovação de projeto ou autorização para implantação da obra.

6. USINAS TERMELÉTRICAS COM POTÊNCIA DE 500 kW a 10.000 kW

Aprovação do Projeto Básico e Autorização para o Estabelecimento da Usina ou de Sua Ampliação.

Os interessados na implantação ou ampliação de usinas termelétricas para geração de energia elétrica, com capacidade de 500 kW a 10.000 kW, inclusive, destinadas ao seu uso exclusivo, deverão adotar os procedimentos a seguir dispostos:

6.1. Requerimento ao DNAEE

Requerer ao Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE a aprovação do Projeto Básico da usina térmica para geração de energia elétrica, devendo constar os seguintes dados e/ou anexos:

- a. razão social e sede do requerente;

- b. denominação e localização da usina, indicando o Município e Estado;
- c. prova de propriedade da área onde será instalada a usina termelétrica;
- d. potência a ser instalada e número de unidades geradoras;
- e. finalidade a que se destina a energia (uso exclusivo);
- f. data de início de construção da obra;
- g. ficha técnica da usina, devidamente preenchida, conforme anexo 05;
- h. relatório final do Projeto Básico contendo:

NORMA DNAEE Nº 13

- Relatório Técnico

- Características gerais do empreendimento (descrição resumida);
- Descrição das partes principais do projeto, incluindo a subestação;
- Orçamento detalhado com data de referência e índice de custos relativos à potência e à energia produzida;
- Cronograma geral com datas previstas para a entrada em operação de cada uma das unidades geradoras;
- Origem dos recursos.

- Desenhos e Ilustrações

- Planta de localização;
- Arranjo geral da usina;

- Diagrama elétrico unifilar da usina e subestação.

6.2. Requerimento ao MME

Requerer ao Ministro do Estado das Minas e Energia, através do DNAEE, autorização para o estabelecimento da usina térmica para geração de energia elétrica, para uso exclusivo.

NOTA: O início de construção da obra fica condicionado à aprovação do relatório final do Projeto Básico, pelo DNAEE.

I. USINAS TERMELÉTRICAS COM POTÊNCIA SUPERIOR A 10.000 kW

Os interessados na implantação ou ampliação de usinas térmicas para geração de energia elétrica, com capacidade acima de 10.000 kW, destinadas ao seu uso exclusivo, deverão adotar os procedimentos a seguir dispostos:

A. Aprovação de Estudos de Viabilidade

Requerer ao Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE a aprovação dos Estudos de Viabilidade da usina térmica para geração de energia elétrica, devendo constar os seguintes dados e/ou anexos:

- a. razão social e sede do requerente;
- b. denominação e localização da usina, indicando o Município e Estado;
- c. potência a ser instalada e número de unidades geradoras;
- d. finalidade a que se destina a energia (uso exclusivo);
- e. relatório final dos Estudos de Viabilidade abordando os seguintes aspectos principais:
 - Introdução;
 - Sumário e Conclusões;
 - Estudos Preliminares;
 - Estimativa de Custos e Data de Referência;
 - Custo e Tipo de Combustível Utilizado;
 - Descarte de Rejeitos;
 - Sistema de Refrigeração;
 - Interligação com o Sistema Elétrico (quando houver);
 - Avaliação Técnico-econômica do Empreendimento;

NORMA DNAEE Nº 13

- f. Licença Prévia - LP, obtida junto ao Órgão Licenciador Ambiental.

7.2. Aprovação do Projeto Básico e Autorização para o Estabelecimento da Usina Termelétrica.

7.2.1. Requerimento ao DNAEE

Requerer ao Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE a aprovação do Projeto Básico da usina térmica para geração de energia elétrica, devendo constar os seguintes dados e/ou anexos:

- a. razão social e sede do requerente;
- b. denominação e localização da usina, indicando o Município e Estado;
- c. prova de propriedade da área onde será instalada a usina termelétrica;
- d. potência a ser instalada e número de unidades geradoras;
- e. finalidade a que se destina a energia (uso exclusivo);
- f. data de início de construção da obra;
- g. ficha técnica da usina, devidamente preenchida, conforme anexo 05;
- h. relatório final do Projeto Básico contendo:

- Relatório Técnico

- Objeto, histórico, localização e acessos;
- Características gerais do empreendimento (descrição resumida);
- Descrição das ampliações previstas;
- Estudos de investigações realizadas: descrição sucinta, contendo as conclusões e recomendações dos trabalhos realizados relativos aos tópicos a seguir relacionados, citando as fontes de referência e a origem dos dados:

- Estudos de Disponibilidade e Custo de Combustível;
 - Topografia e Aerofotogrametria quando recomendável;
 - Estudos Hidrometeorológicos;
 - Estudos de Disponibilidade de Água;
 - Estudo de Integração ao Sistema Elétrico(quando for o caso);
 - Estudo de Integração ao Sistema de Transporte;
 - Estudo de Aspectos Geológicos;
- Descrição das partes principais do projeto:
 - Casa de Máquinas e Equipamentos Eletromecânicos;
 - Equipamento Motriz;
 - Gerador de Vapor e Auxiliares;
 - Chaminé;
 - Instalações de Controle Ambiental;
 - Tomada d'água e Sistema de Refrigeração;
 - Manuseio de Combustíveis e Rejeitos;
 - Demais Equipamentos;
 - Subestação;
 - Sistema de Transmissão e Interligação com a Concessionária Local (quando houver);
 - Infra-estrutura (canteiro, vilas e acampamentos, acessos e relocações, suprimentos, etc.);

NORMA DNAEE Nº 13

- Orçamento detalhado com data de referência e índice de custos relativos à potência instalada e à energia produzida;
- Cronograma geral com datas previstas para a entrada em operação de cada uma das unidades geradoras;
- Origem dos recursos;

- Desenhos e Ilustrações

- Mapa de Localização e Acessos;
- Desenhos, mapas, gráficos, curvas, tabelas, fotografias e outros documentos ilustrativos dos estudos realizados;
- Arranjo Geral da Usina;
- Casa de Máquinas - arranjo geral e cortes típicos;
- Equipamento Motriz;
- Gerador de Vapor e Auxiliares - plantas e cortes;
- Chaminé;
- Tomada d'água, Circulação e Descarga - plantas, vistas e seções;
- Subestação - plantas e seções;
- Diagrama Elétrico Unifilar da usina e subestação;
- Sistema de Transmissão associado;
- Cronograma Físico;

Licença de Instalação - LI, obtida junto ao Órgão Licenciador Ambiental.

7.2.2 Requerimento ao MME

Requerer ao Ministro de Estado das Minas e Energia, através do DNAEE, autorização para o estabelecimento da usina térmica para geração de energia elétrica, para uso exclusivo.

NOTA: (1) O início de construção da obra fica condicionado à aprovação do relatório final do Projeto Básico, pelo DNAEE.

(2) Quando houver necessidade de derivação de água de recursos hídricos de jurisdição Federal, requerer autorização ao DNAEE, apresentando o projeto da captação.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Os estudos e projetos encaminhados ao DNAEE serão analisados e, quando julgados procedentes, serão aprovados por ato do Diretor da Divisão de Concessão de Águas e Eletricidade - DCAE.

- A autorização para o estabelecimento da usina será através de ato do Ministro das Minas e Energia.

- O prazo para comunicação de conclusão das obras será de sessenta dias, a contar da data prevista para conclusão.
- Em caso de necessidade de prorrogação do prazo para conclusão das obras, deverá ser apresentada justificativa para que o pedido seja atendido.
- No caso das unidades geradoras estarem sendo transferidas de outra(s) localidade(s) o interessado deverá informar a procedência dos equipamentos e requerer a efetivação de suas baixas, junto ao DNAEE, na instalação de origem.

MME	ANEXO 05	
DNAEE	NORMAS PARA USINAS TERMELÉTRICAS	NORMAS
	FICHA TÉCNICA	DNAEE

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

DENOMINAÇÃO:		
PROPRIETÁRIO:	CGC/CPF:	
FINALIDADE:	SERVIÇO PÚBLICO ☐	USO EXCLUSIVO ☐

2. LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

ESTADO:		
MUNICÍPIO:	DISTRITO:	
COORD. GEOGR.:	LAT.:	LONG.:

3. CUSTO DE IMPLANTAÇÃO

ORÇAMENTO : CR\$	DATA BASE: / /
CR\$/kW:	1 US\$ = CR\$
Observação: No orçamento, não incluir custo de subestação elevadora.	

4. JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO

CR\$	JUROS TORAIS: CR\$
------	--------------------

5. DADOS DO PROJETO

5.1. Potência instalada:
5.2. Número de Unidades Geradoras:
5.3. Equipamento Motriz empregado:
5.4. Combustível Principal: Consumo específico - (kg/kWh)
5.5. Caldeiras: Tipo: Produção de Vapor (t/h): Temperatura (°C): Pressão do Vapor (bar):
5.6. Turbinas/Motores: Tipo: Potências (kW):

5.7. Geradores:

Tensão (kV):

Potências (kVA):

Fator de Potência:

6.INÍCIO DE OPERAÇÃO COMERCIAL DAS UNIDADES: / /

NOTAS:

15.2. Pré Cálculo da ABB

Special Direct Cost				Mês		Valor	
	%	Deb.					
Comissão Representante :	0.00%	0					0.00
Comissão KL5-A :	0.00%	0					0.00
Comissões Terceiros :	0.00%	0					0.00
Frete e Seguros de Vendas	0.00%	0					0.00
Custos de Financiamento :	0.00%	0					0.00
Desp. de Viagem Hospedagem , et	0.00%	0					0.00
Outras Despesas (Estimadas) :	0.00%	0					0.00
Country Risk:	0.00%	0					0.00
Juros sobre CIP + WIP :	0.00%	0					0.00
Juros sobre Duplicatas :	0.00%	0					0.00
Provisao (Garantias e Penalidades):	0.00%	0					0.00
Outras Provis. (Riscos Cambiais, etc):	0.00%	0					0.00
License Fee:	0.00%	0					0.00
Reserva Geral : ☒ Utiliza	1.50%	0					977,263.81
		Σ	1.50%	Σ			977,263.81

Fatores	A	B	C	D	E	F
S&A Costs	30.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Net Margin	23.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Revenues	1.732	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
Sales Price	1.732	1.015	1.015	1.015	1.015	1.015
Interest on Advance	0.00%	0.00				
	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
ICMS	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
ISS	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
IPI	12.00%	8.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Pis :	2.00%					
Cofins :				0.65%		
Sales Price + Taxes s/ Comp.	1.779	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
Compensação Finac / Preço Fixo	2.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Sales Price + Taxes	1.815	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
GROSS MARGIN	40.77%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Aprovações

Gerência Geral

Gerência

Responsável

Projeto	proj	Projeto	proj
Cliente	PETROBRAS	Cliente	PETROBRAS
Data	11/26/98	Data	11/26/98
11/26/98 6:40:11 PM			
Resumo			
USD\$			
Sales Price :			65,150,920.54
Revenues :			65,150,920.54
Production Cost :			38,589,391.40
Interest on Advance :	0.00%		0.00
Gross Profit :	40.77%		26,561,529.14
Sales Administration Cost :	30.00%		11,576,817.42
Full Cost :			50,166,208.82
Net Profit :	23.00%		14,984,711.72
Other Production Cost			
Material (M) :			37,612,127.59
Engineering :			0.00
Labor :			0.00
Overhead :			14,104,547.85
Special Direct Cost :			977,263.81
S - Special			0.00
S10 - Comissão			0.00
S30 - Frete e Seguros			0.00
S40 - Custos de Financiamento			0.00
S60 - Despesas de Viagem			0.00
S80 - Outras Despesas			977,263.81

Obs. 50 m/m

Obs. Gerais

H:\VETCO\PRECALC\COORD\COORD97.MDB

Grupo	Material	Engenharia	Special	Labor	Prod.Cost	Sales Price	Sales Price Tx	Sal.Price Tx R\$
a	37,612,127.59	0.00	977,263.81	0.00	38,589,391.40	65,150,920.54	68,262,905.96	68,262,905.96
Totais	37,612,127.59	0.00	977,263.81	0.00	38,589,391.40	65,150,920.54	68,262,905.96	68,262,905.96

Prz

		Fatur.		Engenharia		Special		Labor		Prod.Cost		Sales Price		Sales Price Tx		Sal.Price Tx R\$		Interest on Advance		Revenues	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	15,231,799.90	0.00	395,762.96	0.00	15,627,562.85	26,384,197.02	27,644,459.13	27,644,459.13	27,644,459.13	26,384,197.02	610,626.81	639,793.88	639,793.88	610,626.81	90,202.99	94,511.61	94,511.61	90,202.99	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
2	352,519.55	0.00	9,159.40	0.00	361,678.95	610,626.81	639,793.88	639,793.88	639,793.88	610,626.81	90,202.99	94,511.61	94,511.61	90,202.99	94,511.61	94,511.61	94,511.61	90,202.99	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
3	52,074.88	0.00	1,353.04	0.00	53,427.92	90,202.99	94,511.61	94,511.61	94,511.61	90,202.99	94,511.61	94,511.61	94,511.61	90,202.99	94,511.61	94,511.61	94,511.61	90,202.99	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
4	3,711,426.05	0.00	96,432.79	0.00	3,807,858.84	6,428,852.58	6,735,931.83	6,735,931.83	6,735,931.83	6,428,852.58	74,727.39	78,296.80	78,296.80	74,727.39	78,296.80	78,296.80	78,296.80	74,727.39	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
5	43,140.70	0.00	1,120.91	0.00	44,261.61	74,727.39	78,296.80	78,296.80	78,296.80	74,727.39	78,296.80	78,296.80	78,296.80	74,727.39	78,296.80	78,296.80	78,296.80	74,727.39	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
6	119,228.60	0.00	3,097.88	0.00	122,326.47	206,525.21	216,390.06	216,390.06	216,390.06	206,525.21	216,390.06	216,390.06	216,390.06	206,525.21	216,390.06	216,390.06	216,390.06	206,525.21	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
7	8,245,937.92	0.00	214,251.55	0.00	8,460,189.47	14,283,436.77	14,965,696.46	14,965,696.46	14,965,696.46	14,283,436.77	14,965,696.46	14,965,696.46	14,965,696.46	14,283,436.77	14,965,696.46	14,965,696.46	14,965,696.46	14,283,436.77	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
i	9,856,000.00	0.00	256,085.28	0.00	10,112,085.28	17,072,351.77	17,887,826.19	17,887,826.19	17,887,826.19	17,072,351.77	17,887,826.19	17,887,826.19	17,887,826.19	17,072,351.77	17,887,826.19	17,887,826.19	17,887,826.19	17,072,351.77	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21
Totais	37,612,127.59	0.00	977,263.81	0.00	38,589,391.40	65,150,920.54	68,262,905.96	68,262,905.96	68,262,905.96	65,150,920.54	68,262,905.96	68,262,905.96	68,262,905.96	65,150,920.54	68,262,905.96	68,262,905.96	68,262,905.96	65,150,920.54	6,428,852.58	74,727.39	206,525.21

Sistema de Pré Cálculo

11/26/98



Eventos Cash Flow Proposta Termoeletrica

Descrição do Evento	Mes	Crédito	Débito	Saldo
-	0	0.00	952,514.92	-952,514.92

Totais	Crédito	Débito
	0.00	952,514.92

15.3. Programa no EES para o Ciclo Combinado – Alternativa I

PROCEDURE TURBINA_GAS(N\$;Ta:CC;hr;ef;mc;mg;Tg;TC)

{Dado o modelo da turbina a gás e a temperatura ambiente, este procedimento retorna a potência elétrica, a taxa de energia do combustível/trabalho (heat rate), a eficiência da turbina, a massa de combustível utilizada, a massa dos gases de exaustão e sua temperatura, e a relação de pressões no compressor. Esses valores são obtidos a partir da curva fornecida pelo fabricante, da potência elétrica e do heat rate em função da temperatura ambiente, a qual foi colocada na forma de uma expressão matemática. Os outros parâmetros são calculados a partir dos valores já obtidos da potência elétrica e do heat rate.

hipóteses: -umidade relativa=60%
-nível do mar (Santos)
-eficiência do gerador=97,5%
-eficiência da caixa de transmissão=98,5%
-frequência da rede=60Hz
-combustível: gás natural (PCI=50,0MJ/kg)}

IF N\$='GT8C' THEN

$$CC=(79,69465-0,3423632*Ta-0,00260904*Ta^2)-22,2 \quad \{MWe\}$$

$$hr = (7302,909 + 1,849285 * Ta + 0,05348676 * Ta^2 + 0,00563388 * Ta^3) * (CC + 22,2) / CC \text{ \{kJ/kWh\}}$$

$$ef = 3600 / hr * 100 \text{ \{ \%\}}$$

$$mc = 3,230789 - 0,01309239 * Ta - 0,00001911 * Ta^2 \text{ \{kg/s\}}$$

$$mg = hr * 183 / 10466,15 \text{ \{kg/s\}}$$

$$Tg = 517 \text{ \{^\circ C\}} \quad \text{\{temperatura aproximada dos gases de exaust\~ao\}}$$

$$TC = 15,7$$

ENDIF

IF N\$='GT24' THEN

$$CC = (285,3227 - 0,7796907 * Ta - 0,00946392 * Ta^2) - 88 \text{ \{MWe\}}$$

$$hr = (6232,877 - 0,2147541 * Ta - 0,00065574 * Ta^2 + 0,00485246 * Ta^3) * (CC + 88) / CC \text{ \{kJ/kWh\}}$$

$$ef = 3600 / hr * 100 \text{ \{ \%\}}$$

$$mc = 9,880428 - 0,03121094 * Ta + 0,00000872 * Ta^2 \text{ \{kg/s\}}$$

$$mg = hr * 391 / 9400,55 \text{ \{kg/s\}}$$

$$Tg = 640 \text{ \{^\circ C\}} \quad \text{\{temperatura aproximada dos gases de exaust\~ao\}}$$

$$TC = 30,0$$

ENDIF

IF N\$='GT11N2' THEN

$$CC = (176,4793 - 0,7427478 * Ta - 0,00607058 * Ta^2) - 50,6 \text{ \{MWe\}}$$

$$hr = (7129,893 + 1,825599 * Ta + 0,04891551 * Ta^2 + 0,00540984 * Ta^3) * (CC + 50,6) / CC \text{ \{kJ/kWh\}}$$

$$ef = 3600 / hr * 100 \text{ \{ \%\}}$$

$$mc = 6,990789 - 0,02909239 * Ta - 0,00001911 * Ta^2 \text{ \{kg/s\}}$$

$mg = hr * 382 / 10318,45$ {kg/s}

$Tg = 524$ {°C} {temperatura aproximada dos gases de exaustão}

$TC = 15,1$

ENDIF

IF N\$='ASE120' THEN

$CC = (10406,79 - 50,91792 * Ta - 1,065424 * Ta^2) / 1000$ {MWe}

$hr = 10413,21 + 21,88675 * Ta - 0,9293852 * Ta^2 + 0,03678415 * Ta^3$ {kJ/kWh}

$ef = 3600 / hr * 100$ {%}

$mc = hr * CC / 50 / 3600$ {kg/s}

$mg = hr * 31,4 / 10223$ {kg/s}

$Tg = 516$ {°C} {temperatura aproximada dos gases de exaustão}

$TC = 10,0$

ENDIF

END

{!-----
-----}

PROCEDURE ENTROPIA(Fr,Temp,Press:s)

{Dado o valor da fração de vapor (x), a temperatura e a pressão do fluido, este procedimento

verifica se o fluido está saturado, líquido ou superaquecido, e retorna o valor de sua entropia.

Para $x=100$ --> vapor superaquecido

$x=-100$ --> líquido comprimido

$0 < x < 1$ --> fluido saturado }

IF Fr=100 THEN

s=ENTROPY(Steam;T=Temp;P=Press)

ELSE

IF Fr=-100 THEN

s=ENTROPY(Steam;T=Temp;P=Press)

ELSE

s=ENTROPY(Steam;x=Fr;P=Press)

ENDIF

ENDIF

END

{ !-----
----- }

PROCEDURE TURBINA_VAPOR(p1;p2;t1;V:Turb_vap\$;N)

{ Dado o estado do vapor na entrada da turbina (pressão e temperatura), a pressão do vapor na saída da turbina e a vazão de vapor, este procedimento determina através de ábacos, na forma de

equações, o modelo da turbina a vapor de contrapressão e a potência no eixo da turbina. No caso de obtenção de valores não inclusos nos ábacos, o procedimento retorna turbina 'NÃO CATALOGADA' e potência da turbina nula. }

{-----Ábaco 3-----}

{ Determinação de variável para obtenção da potência gerada pela turbina }

IF (p1>=20) and (p1<=40) THEN

$$x20 = 11,93857 + 3,225595 * p2 + 0,07857143 * p2^2 - 0,01979167 * p2^3$$

$$x40 = 5,128788 + 4,262897 * p2 - 0,2591721 * p2^2 + 0,00650253 * p2^3$$

$$K = (p1 - 20) / (40 - 20)$$

$$x3 = K * (x40 - x20) + x20$$

ENDIF

IF (p1>40) and (p1<=80) THEN

$$x40 = 5,128788 + 4,262897 * p2 - 0,2591721 * p2^2 + 0,00650253 * p2^3$$

$$x80 = -0,3090909 + 4,103571 * p2 - 0,2323323 * p2^2 + 0,00501894 * p2^3$$

$$K = (p1 - 40) / (80 - 40)$$

$$x3 = K * (x80 - x40) + x40$$

ENDIF

IF (p1>80) and (p1<=140) THEN

$$x80 = -0,3090909 + 4,103571 * p2 - 0,2323323 * p2^2 + 0,00501894 * p2^3$$

$$x140 = -6,500000 + 5,631151 * p2 - 0,4437500 * p2^2 + 0,01319444 * p2^3$$

$$K=(p1-80)/(140-80)$$

$$x3=K*(x140-x80)+x80$$

ENDIF

IF (t1>=200) and (t1<=300) THEN

$$y200=47,58095-1,197143*x3-0,01409524*x3^2$$

$$y300=59,40000-1,600000*x3-0,00800000*x3^2$$

$$K=(t1-200)/(300-200)$$

$$y3=(K*(y300-y200)+y200)/4,46875+1$$

ENDIF

IF (t1>300) and (t1<=400) THEN

$$y300=59,40000-1,600000*x3-0,00800000*x3^2$$

$$y400=67,80000-1,530000*x3-0,01300000*x3^2$$

$$K=(t1-300)/(400-300)$$

$$y3=(K*(y400-y300)+y300)/4,46875+1$$

ENDIF

IF (t1>400) and (t1<=500) THEN

$$y400=67,80000-1,530000*x3-0,01300000*x3^2$$

$$y500=85,50000-2,225000*x3-0,00250000*x3^2$$

$$K=(t1-400)/(500-400)$$

$$y3=(K*(y500-y400)+y400)/4,46875+1$$

ENDIF

IF (t1>500) and (t1<=550) THEN

$$y500=85,50000-2,225000*x3-0,00250000*x3^2$$

$$y550=93,20000-2,280000*x3-0,00400000*x3^2$$

$$K=(t1-500)/(550-500)$$

$$y3=(K*(y550-y500)+y500)/4,46875+1$$

ENDIF

{-----Ábaco 1-----}

{ Determinação de variável para obtenção do modelo da turbina }

$$x1=(20,434623-1,46697/100*p2)+(-6,81198+1,745417/10000*p2)*\ln(p2)$$

$$y1=(0,3186295+0,000687613*t1)*\exp((0,134613+1,81103/100000*t1)*x1)$$

{-----Ábaco 2-----}

{ Determinação do modelo da turbina e potência gerada }

$$y2_1=y1/100$$

$$y2_3=y3$$

IF y2_1>=0,01774 THEN

$$D1=(y2_1/24,39259)^{(-0,97785070371)}$$

IF D1>=V THEN

Turb_vap\$='G80'

ELSE

Turb_vap\$='NÃO CATALOGADA'

ENDIF

```

D2=(y2_1/10,43704)^(-1,04910228842)
IF D2>=V THEN
    Turb_vap$='G63'
ENDIF
D3=(y2_1/7,991590)^(-1,0154142936)
IF D3>=V THEN
    Turb_vap$='G50'
ENDIF
D4=(y2_1/7,977522)^(-0,934500836378)
IF D4>=V THEN
    Turb_vap$='G40'
ENDIF
D5=(y2_1/5,097009)^(-0,924070085172)
IF D5>=V THEN
    Turb_vap$='G32'
ENDIF
D6=(y2_1/2,657572)^(-0,97314603516)
IF D6>=V THEN
    Turb_vap$='G25'
ENDIF
D7=(y2_1/1,645935)^(-0,980392156863)
IF D7>=V THEN
    Turb_vap$='G20'
ENDIF

```

```

D8=(y2_1/1,164210)^(-0,943466541374)
IF D8>=V THEN
    Turb_vap$='G16'
ENDIF

D9=(y2_1/0,5746322)^(-1,03207716469)
IF D9>=V THEN
    Turb_vap$='NÃO CATALOGADA'
ENDIF

ENDIF

IF y2_1<0,01774 THEN

D3=(y2_1/1449256829470620640)^(-0,135323509117)
IF D3>=V THEN
    Turb_vap$='G50'
ELSE
    Turb_vap$='NÃO CATALOGADA'
ENDIF

D4=(y2_1/2604405085601619)^(-0,14440864875)
IF D4>=V THEN
    Turb_vap$='G40'
ENDIF

D5=(y2_1/8234493931037)^(-0,154888601794)

```



```

IF D5>=V THEN

    Turb_vap$='G32'

ENDIF

D6=(y2_1/4331245177183)^(-0,14714732832)

IF D6>=V THEN

    Turb_vap$='G25'

ENDIF

D7=(y2_1/410438598307)*(-0,144329093426)

IF D7>=V THEN

    Turb_vap$='G20'

ENDIF

D8=(y2_1/22574878)^(-0,188291223257)

IF D8>=V THEN

    Turb_vap$='G16'

ENDIF

D9=(y2_1/6782366323378)^(-0,106897736815)

IF D9>=V THEN

    Turb_vap$='NÃO CATALOGADA'

ENDIF

ENDIF

stop=0

```

$$y=41,28937*\exp(-0,1168616*V)$$

IF $y \leq y_{2_3}$ THEN

$$y_i = y$$

$$N_i = 1,5$$

ENDIF

IF $(y > y_{2_3})$ and $(\text{stop}=0)$ THEN

$$y_s = y$$

$$N_s = 1,5$$

$$y_i = y_s$$

$$\text{stop} = 1$$

ENDIF

$$y=33,46886*\exp(-0,06202592*V)$$

IF $y \leq y_{2_3}$ THEN

$$y_i = y$$

$$N_i = 2,5$$

ENDIF

IF $(y > y_{2_3})$ and $(\text{stop}=0)$ THEN

$$y_s = y$$

$$N_s = 2,5$$

$$\text{stop} = 1$$

ENDIF

$$y=32,18565*\exp(-0,03778512*V)$$

IF $y \leq y_{2_3}$ THEN

$$y_i = y$$

Ni=4

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

ys=y

Ns=4

stop=1

ENDIF

y=34,55433*exp(-0,02602392*V)

IF y<=y2_3 THEN

yi=y

Ni=6

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

ys=y

Ns=6

stop=1

ENDIF

y=35,72285*exp(-0,01622529*V)

IF y<=y2_3 THEN

yi=y

Ni=10

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

ys=y

```

        Ns=10

        stop=1

ENDIF

y=38,51392*exp(-0,01070566*V)

IF y<=y2_3 THEN

        yi=y

        Ni=16

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

        ys=y

        Ns=16

        stop=1

ENDIF

y=34,15699*exp(-0,00628302*V)

IF y<=y2_3 THEN

        yi=y

        Ni=25

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

        ys=y

        Ns=25

        stop=1

ENDIF

y=32,74995*exp(-0,00389431*V)

```

```

    IF y<=y2_3 THEN

        yi=y

        Ni=40

    ENDIF

    IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

        ys=y

        Ns=40

        stop=1

    ENDIF

    y=39,91473*exp(-0,00296943*V)

    IF y<=y2_3 THEN

        yi=y

        Ni=60

        ys=yi

    ENDIF

    IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

        ys=y

        Ns=60

        stop=1

    ENDIF


    IF yi=ys THEN

        N=0

        Turb_vap$='NÃO CATALOGADA'

```

ELSE

$K = (y2_3 - y_i) / (y_s - y_i)$

$N = K * (N_s - N_i) + N_i$

ENDIF

END

```
{ !-----  
----- }
```

{ Seleção da turbina a gas }

Nome_turb_gas\$='GT24'

{Turbinas disponiveis:

-GT8C (ABB- Potência nominal:52,8MWe)

-GT24 (ABB- Potência nominal:183MWe)

-GT11N2 (ABB- Potência

nominal:115,4MWe)

-ASE120 (Allied Signal- Potência

nominal:9,8MWe);

T_amb=20 {°C} {temperatura do ar ambiente}

CALL

TURBINA_GAS(Nome_turb_gas\$;T_amb;Pot_turb_gas;heatrate;efic_turb_gas;m_comb;

m_gases;T_gases;RC)

{-----
-----}

{Reação de queima do combustível (gás natural) na câmara de combustão da turbina a gas}

{Com os valores de vazão de combustível e dos gases efluentes da turbina fornecidos pelo

procedimento TURBINA_GAS, pode-se calcular a vazão de ar para a reação de combustão.

A partir disso, utilizando-se os valores de massa molecular de cada reagente e produto, calcula-se

os coeficientes da reação de combustão, e obtém-se a fração molar de cada produto nos gases

efluentes. Na reação de queima, desconsidera-se a formação de NO e CO nos gases efluentes,

admitindo apenas a formação de CO₂, H₂O, O₂(excesso de ar) e N₂.)

{ a(0,89CH₄+0,05C₂H₆+0,036C₃H₈+0,008CO₂+0,016N₂) + b(O₂+3,76N₂+cH₂O) ----

-->

dCO₂ + eH₂O + fO₂

+ gN₂ }

$P_{atm}=101,325$ {kPa} {pressão atmosférica ao nível do mar (Santos)}

$\phi=60$ { % } {umidade relativa do ar}

$P_{comp}=P_{atm}*RC$ {kPa} {pressão do ar após compressor = pressão atmosférica*taxa de compressão}

{ Massa molar dos reagentes e produtos da combustão }

$MM_{CH4}=MOLARMASS(CH4)$ {kg/kmol}

$MM_{C2H6}=MOLARMASS(C2H6)$ {kg/kmol}

$MM_{C3H8}=MOLARMASS(C3H8)$ {kg/kmol}

$MM_{CO2}=MOLARMASS(CarbonDioxide)$ {kg/kmol}

$MM_{O2}=MOLARMASS(Oxygen)$ {kg/kmol}

$MM_{N2}=MOLARMASS(Nitrogen)$ {kg/kmol}

$MM_{H2O}=MOLARMASS(Steam)$ {kg/kmol}

{ Cálculo dos coeficientes da queima do gás natural }

$a=m_{comb}/(0,89*MM_{CH4}+0,05*MM_{C2H6}+0,036*MM_{C3H8}+0,008*MM_{CO2}+0,016*MM_{N2})$

$b=(m_{gases}-m_{comb})/(MM_{O2}+3,76*MM_{N2}+c*MM_{H2O})$

$c=HUMRAT(AirH2O;T=T_{amb};P=P_{atm};R=\phi/100)*(MM_{O2}+3,76*MM_{N2})/MM_{H2O}$

$d=a*1,106$

$4,148*a+2*b*c=2*e$

$$0,016*a+2*b+b*c=2*d+e+2*f$$

$$g=3,76*b+0,016*a$$

$$\text{Rel_ar\textbackslash comb}=b/a \quad \{\text{relação ar/combustível da queima}\}$$

$$\text{Excesso_ar}=(\text{Rel_ar\textbackslash comb}/4,76-1)*100 \quad \{\%\}$$

{ Cálculo das frações molares dos produtos da combustão }

$$x_CO2=d/(d+e+f+g)$$

$$x_H2O=e/(d+e+f+g)$$

$$x_O2=f/(d+e+f+g)$$

$$x_N2=g/(d+e+f+g)$$

{ Cálculo dos calores específicos de cada produto da reação na saída da turbina a gás }

$$cp_CO2=\text{SPECHEAT}(CO2;T=T_gases) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_H2O=\text{SPECHEAT}(H2O;T=T_gases) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_O2=\text{SPECHEAT}(O2;T=T_gases) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_N2=\text{SPECHEAT}(N2;T=T_gases) \quad \{kJ/kg.K\}$$

{ Cálculo dos calores específicos de cada produto da reação na saída do gerador de vapor do ciclo Rankine }

$$m_agua=e*MM_H2O \quad \{kg/s\} \quad \{\text{massa de vapor d'água presente nos gases}\}$$

$$m_{ar_seco}=m_{gases}-m_{agua} \quad \{kg/s\} \quad \{massa \text{ de ar seco } (CO_2,N_2,O_2)\}$$

$$\omega_{gases}=m_{agua}/m_{ar_seco} \quad \{umidade \text{ absoluta dos gases efluentes}\}$$

$$T_{orvalho}=DEWPOINT(AirH_2O;T=T_{gases};P=P_{atm};w=\omega_{gases}) \quad \{^{\circ}C\}$$

{temperatura de orvalho dos gases

efluentes}

$$T_{saída_min}=\max(T_{orvalho};180) \quad \{^{\circ}C\} \quad \{temperatura \text{ mínima possível de saída dos}$$

gases quentes da caldeira:

definida como a maior temperatura entre a

temperatura de orvalho da água

nos gases e a temperatura admissível para

combustíveis ricos em

enxofre (170-180 $^{\circ}C$)}

$$cp_{CO_2_s}=SPECHEAT(CO_2;T=T_{saída_min}) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_{H_2O_s}=SPECHEAT(H_2O;T=T_{saída_min}) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_{O_2_s}=SPECHEAT(O_2;T=T_{saída_min}) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_{N_2_s}=SPECHEAT(N_2;T=T_{saída_min}) \quad \{kJ/kg.K\}$$

{ Cálculo dos calores específicos médios de cada produto da reação no gerador de vapor do ciclo Rankine }

$$cp_{CO_2_m}=(cp_{CO_2}+cp_{CO_2_s})/2 \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_{H_2O_m}=(cp_{H_2O}+cp_{H_2O_s})/2 \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_{O_2_m}=(cp_{O_2}+cp_{O_2_s})/2 \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$cp_{N2_m}=(cp_{N2}+cp_{N2_s})/2 \quad \{kJ/kg.K\}$$

{ Calor específico médio dos gases no gerador de vapor do ciclo Rankine }

$$cp_{bar_gases}=x_{CO2}*cp_{CO2_m}+x_{H2O}*cp_{H2O_m}+x_{O2}*cp_{O2_m}+x_{N2}*cp_{N2_m} \{kJ/kg.K\}$$

{ |-----
-----| }

{ Caldeira de recuperação }

{ Para a caldeira de recuperação, utiliza-se o tipo aquatubular devido a necessidade de se gerar

energia elétrica, e neste caso, só pode ser conseguido através de altas pressões de vapor.

Fixa-se

a temperatura e pressão de saída do superaquecedor (440 °C; 4,2 MPa), conforme tabela padrão

construtiva europeia. Admite-se a seguinte perda de carga para os componentes da caldeira

de recuperação:

- economizador: 3% (necessário p/ pressões superiores a 3,5 MPa);
- caldeira: 13%;
- superaquecedor: 4%.

O fluxo dos gases na caldeira de recuperação se dá em contra-corrente, do
superaquecedor
para o economizador}

$\text{efic_caldeira}=0,96$ {eficiência térmica da caldeira de recuperação}

$T_{sa_s}=440$ {°C} {temperatura do vapor na saída do
superaquecedor}

$P_{sa_s}=4200$ {kPa} {pressão do vapor na saída do superaquecedor}

$P_{cald_s}=P_{sa_s}/0,96$ {kPa} {pressão na saída da caldeira=entrada do
superaquecedor}

$P_{cald_e}=P_{cald_s}/0,87$ {kPa} {pressão na entrada da caldeira=sai da do
economizador}

$P_{eco}=P_{cald_e}/0,97$ {kPa} {pressão na entrada do economizador}

$P_{high}=(P_{cald_s}+P_{cald_e})/2$ {kPa} {pressão média de troca de calor da fonte
quente}

$P_{low}=300$ {kPa} {pressão média de troca de calor da fonte fria}

$\text{efic_iso_bomba}=0,8$ {eficiência isoentrópica da bomba}

{Estado 1: fluido na entrada da bomba (líquido saturado a 300 kPa)}

$x[1]=0$

$P[1]=P_{low}$ {kPa}

$h[1]=\text{ENTHALPY}(\text{Steam};x=x[1];P=P[1])$ {kJ/kg}

$$T[1]=\text{TEMPERATURE}(\text{Steam};h=h[1];P=P[1]) \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

$$s[1]=\text{ENTROPY}(\text{Steam};x=x[1];P=P[1]) \quad \{\text{kJ/kg.K}\}$$

{Estado 2: fluido na saída da bomba=entrada do economizador}

$$s_{2s}=s[1] \quad \{\text{kJ/kg.K}\} \quad \{\text{entropia para uma bomba adiabática reversível}\}$$

$$P[2]=P_{\text{eco}} \quad \{\text{kPa}\} \quad \{P[2]=P_{2s}=P_{\text{eco}}\}$$

$$T_{2s}=\text{TEMPERATURE}(\text{Steam};s=s_{2s};P=P[2]) \quad \{^{\circ}\text{C}\} \quad \{\text{temperatura isoentrópica}\}$$

$$h_{2s}=\text{ENTHALPY}(\text{Steam};T=T_{2s};P=P[2]) \quad \{\text{kJ/kg}\} \quad \{\text{entalpia isoentrópica}\}$$

$$h[2]=(h[1]*(\text{efic_iso_bomba}-1)+h_{2s})/\text{efic_iso_bomba} \quad \{\text{kJ/kg}\} \quad \{\text{entalpia real}\}$$

$$T[2]=\text{TEMPERATURE}(\text{Steam};h=h[2];P=P[2]) \quad \{^{\circ}\text{C}\} \quad \{\text{temperatura real}\}$$

$$s[2]=\text{ENTROPY}(\text{Steam};T=T[2];P=P[2]) \quad \{\text{kJ/kg.K}\} \quad \{\text{entropia real}\}$$

$$x[2]=\text{QUALITY}(\text{Steam};h=h[2];P=P[2]) \quad \{\text{fração de vapor}\}$$

{Estado 3: fluido na saída do economizador=entrada da caldeira}

$$x[3]=0$$

$$T_{\text{cald_e}}=\text{TEMPERATURE}(\text{Steam};x=x[3];P=P_{\text{cald_e}}) \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

$$T[3]=T_{\text{cald_e}} \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

$$h_{\text{cald_e}}=\text{ENTHALPY}(\text{Steam};x=x[3];P=P_{\text{cald_e}}) \quad \{\text{kJ/kg}\}$$

$$h[3]=h_{\text{cald_e}} \quad \{\text{kJ/kg}\}$$

$$s[3]=\text{ENTROPY}(\text{Steam};x=x[3];T=T[3]) \quad \{\text{kJ/kg.K}\}$$

$$P[3]=\text{PRESSURE}(\text{Steam};T=T[3];s=s[3]) \quad \{\text{kPa}\}$$

{Estado 4: fluido na saída da caldeira=entrada do superaquecedor}

$$x[4]=1$$

$$T_cald_s=TEMPERATURE(Steam;x=x[4];P=P_cald_s) \quad \{^{\circ}C\}$$

$$T[4]=T_cald_s \quad \{^{\circ}C\}$$

$$h_cald_s=ENTHALPY(Steam;x=x[4];P=P_cald_s) \quad \{kJ/kg\}$$

$$h[4]=h_cald_s \quad \{kJ/kg\}$$

$$s[4]=ENTROPY(Steam;x=x[4];T=T[4]) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$P[4]=PRESSURE(Steam;T=T[4];s=s[4]) \quad \{kPa\}$$

{Estado 5: fluido na saída do superaquecedor (440°C;4,2MPa)}

$$T[5]=T_sa_s \quad \{^{\circ}C\}$$

$$P[5]=P_sa_s \quad \{kPa\}$$

$$h[5]=ENTHALPY(Steam;T=T[5];P=P[5]) \quad \{kJ/kg\}$$

$$s[5]=ENTROPY(Steam;T=T[5];P=P[5]) \quad \{kJ/kg.K\}$$

$$x[5]=QUALITY(Steam;h=h[5];P=P[5])$$

$$T_bar_cald=(T_cald_e+T_cald_s)/2 \quad \{^{\circ}C\} \quad \{\text{temperatura média na caldeira}\}$$

$$T_g_cald_e=T_bar_cald+50 \quad \{^{\circ}C\} \quad \{\text{temperatura dos gases na entrada da caldeira}\}$$

$$Q_gases_p=m_gases*cp_bar_gases*(T_gases-T_g_cald_e)/1000 \quad \{MWt\}$$

{calor trocado pelos gases na caldeira e no superaquecedor}

$$Q_vapor_p=efic_caldeira*Q_gases_p \quad \{MWt\} \quad \{\text{calor fornecido a caldeira e ao superaquecedor}\}$$

$$m_vapor = Q_vapor_p / (h[5] - h_cald_e) * 1000 \quad \{kg/s\} \quad \{produção\ de\ vapor\}$$

$$T_g_eco_e = T_g_cald_e - (m_vapor * (h_cald_e - h[2]) / efic_caldeira / m_gases / cp_bar_gases) \\ \{^{\circ}C\}$$

{temperatura dos gases na entrada do economizador}

$$T_g_cald_s = T_gases - (m_vapor * (h[5] - h_cald_s) / efic_caldeira / m_gases / cp_bar_gases) \\ \{^{\circ}C\}$$

{temperatura dos gases na saída da caldeira}

$$Q_gases = m_gases * cp_bar_gases * (T_gases - T_g_eco_e) / 1000 \quad \{MWt\} \quad \{calor\} \\ \text{fornecido pelos gases}$$

$$Q_vapor = m_vapor * (h[5] - h[2]) / 1000 \quad \{MWt\} \quad \{calor\} \text{ absorvido pelo fluido}$$

{Variáveis auxiliares para montagem do gráfico das temperaturas do fluido e dos gases
quentes
ao longo da caldeira de recuperação}

$$T_g[1] = T_g_eco_e$$

$$T_g[2] = T_g_cald_e$$

$$T_g[3] = T_g_cald_s$$

$$T_g[4] = T_gases$$

$$T_v[1] = T[2]$$

$$T_v[2] = T_bar_cald$$

$$T_v[3] = T_bar_cald$$

$$T_v[4] = T[3]$$

$$L[1] = 1$$

L[2]=2

L[3]=3

L[4]=4

{ !-----
----- }

{ Seleção da turbina a vapor }

{ A partir da vazão de vapor produzida pela caldeira de recuperação, o estado do vapor na entrada

da turbina e a pressão do vapor na saída da turbina, seleciona-se uma das turbinas de contrapressão

fornecidas pelo procedimento TURBINA_VAPOR. O procedimento fornece a potência desenvolvida no

eixo da turbina, através da qual é possível determinar a eficiência isoentrópica da turbina e o estado do

vapor na saída. }

Pa=P_sa_s/100 {bar} {pressão do vapor na entrada da turbina}

Pb=P_low/100 {bar} {pressão do vapor na saída da turbina}

Ta=T_sa_s {°C} {temperatura do vapor na entrada da turbina}

PVS1=0 {porcentagem de vapor superaquecido utilizado na siderurgia}

$Vazão = m_vapor * (1 - PVS1) * 3,6$ {ton/h} {vazão de vapor superaquecido que passa pela turbina}

$m_sid1 = m_vapor * 3,6 - Vazão$ {ton/h} {vazão de vapor superaquecido que vai para a siderurgia}

CALL TURBINA_VAPOR(Pa;Pb;Ta;Vazão:Nome_turb_vap\$,Pot_turb_vap)

{ Turbinas disponíveis: -G16 (ABB - Potência Nominal: 6 MWe)

-G20 (ABB - Potência Nominal: 10 MWe)

-G25 (ABB - Potência Nominal: 16 MWe)

-G32 (ABB - Potência Nominal: 25 MWe)

-G40 (ABB - Potência Nominal: 40 MWe)

-G50 (ABB - Potência Nominal: 63 MWe)

-G63 (ABB - Potência Nominal: 100 MWe)

-G80 (ABB - Potência Nominal: 150 MWe) }

$s_6s = s[5]$ {kJ/kg.K} {entropia do vapor na saída da turbina adiabática reversível}

$P[6] = P_low$ {kPa} {pressão do vapor na saída da turbina }

$h_6s = ENTHALPY(Steam; s = s_6s; P = P[6])$ {kJ/kg} {entalpia do vapor na saída da turbina isoentrópica}

$Pot_turb_vap_iso = m_vapor * (h[5] - h_6s) / 1000$ {MW} {potência isoentrópica da turbina}

$efic_iso_turb_vap = Pot_turb_vap / Pot_turb_vap_iso$ {eficiência isoentrópica da turbina a vapor}

$h[6]=h[5]-(h[5]-h_{6s})*\text{efic_iso_turb_vap}$ {kJ/kg} {entalpia real do vapor na saída da turbina}

$T[6]=\text{TEMPERATURE}(\text{Steam};h=h[6];P=P[6])$ {°C} {temperatura real do vapor na saída da turbina}

$x[6]=\text{QUALITY}(\text{Steam};h=h[6];P=P[6])$ {fração de vapor na saída da turbina}

$\text{CALL ENTROPIA}(x[6];T[6];P[6];s[6])$ {kJ/kg.K} {entropia real do vapor na saída da turbina}

{ |-----
-----| }

{ Condensador }

{ Cálculo da vazão de água de refrigeração necessária para a condensação do vapor na saída

da turbina e da potência de bombeamento da água de refrigeração.

Hipóteses: - temperatura de entrada da água no condensador: 20 °C

- temperatura de saída da água no condensador: 40 °C

- pressão média da água no condensador: 300 kPa }

$PVS2=0$ {porcentagem da vazão de vapor expandido na turbina que vai para a siderurgia}

$m_{\text{cond}}=\text{Vazão}/3,6*(1-PVS2)$ {kg/s} {vazão de vapor que vai para o condensador}

$m_{sid2} = PVS2 * Vazão / 3,6$ {kg/s} {vazão de vapor que sai da turbina e vai para a siderurgia}

$T_{refrig_e} = 20$ {°C} {temperatura de entrada da água de refrigeração no condensador}

$T_{refrig_s} = 40$ {°C} {temperatura de saída da água de refrigeração no condensador}

$P_{refrig_bar} = 300$ {°C} {pressão média da água de refrigeração no condensador}

$h_{refrig_e} = ENTHALPY(Water; T=T_{refrig_e}; P=P_{refrig_bar})$ {kJ/kg} {entalpia da água na entrada}

$h_{refrig_s} = ENTHALPY(Water; T=T_{refrig_s}; P=P_{refrig_bar})$ {kJ/kg} {entalpia da água na saída}

$Q_{cond_máx} = m_{vapor} * (h[6] - h[1]) / 1000$ {MWt} {máxima troca de calor no condensador}

$Q_{cond} = m_{cond} * (h[6] - h[1]) / 1000$ {MWt} {troca de calor no condensador}

$m_{refrig_total} = Q_{cond} / (h_{refrig_s} - h_{refrig_e})$ {m³/s} {vazão de água refrigerante}

$efic_bomba_cond = 0,85$ {eficiência da bomba que alimenta o condensador}

$Pot_bomba_cond = m_{refrig_total} * (P_{refrig_bar} - P_{atm}) / efic_bomba_cond / 1000$ {MWe}

{potência de acionamento da bomba que alimenta o condensador}

{!-----}

-----}

{ Bomba }

{ A potência de acionamento da bomba é calculada através da eficiência hidráulica da bomba,
levando-se em consideração a vazão adicional de água devido às purgas na caldeira
(purgas=2%). }

{efic_iso_bomba=0,8} {eficiência hidráulica da bomba}

m_purga=m_vapor*0,02 {kg/s} {vazão de purga na caldeira}

m_bomba=m_purga+m_vapor

Pot_bomba=m_bomba*(h[2]-h[1])/1000/efic_iso_bomba {MWe} {potência real da bomba}

{!-----
-----}

{ Análise do ciclo de cogeração }

Pot_total=Pot_turb_gas+Pot_turb_vap-Pot_bomba-Pot_bomba_cond {MWe}
{potência total gerada}

efic_Rankine=(Pot_turb_vap-Pot_bomba-Pot_bomba_cond)/Q_gases*100 {%}
{eficiência do ciclo Rankine}

efic_total=Pot_total/(heatrate*Pot_turb_gas/3600)*100 {%} {eficiência global do ciclo de cogeração}

17.4. Programa no EES para o Ciclo Rankine - Alternativa II

PROCEDURE TURBINA_VAPOR(p1;p2;t1;V:Turb_vap\$;N)

{ Dado o estado do vapor na entrada da turbina (pressão e temperatura), a pressão do vapor na saída da turbina e a vazão de vapor, este procedimento determina através de ábacos, na forma de equações, o modelo da turbina a vapor de contrapressão e a potência no eixo da turbina. No caso de obtenção de valores não inclusos nos ábacos, o procedimento retorna turbina 'NÃO CATALOGADA' e potência da turbina nula. }

{-----Ábaco 3-----}

{ Determinação de variável para obtenção da potência gerada pela turbina }

IF (p1>=20) and (p1<=40) THEN

$$x_{20}=11,93857 + 3,225595*p_2 + 0,07857143*p_2^2 - 0,01979167*p_2^3$$

$$x_{40}=5,128788 + 4,262897*p_2 - 0,2591721*p_2^2 + 0,00650253*p_2^3$$

$$K=(p_1-20)/(40-20)$$

$$x3=K*(x40-x20)+x20$$

ENDIF

IF (p1>40) and (p1<=80) THEN

$$x40=5,128788 + 4,262897*p2-0,2591721*p2^2 + 0,00650253*p2^3$$

$$x80=-0,3090909 + 4,103571*p2-0,2323323*p2^2 + 0,00501894*p2^3$$

$$K=(p1-40)/(80-40)$$

$$x3=K*(x80-x40)+x40$$

ENDIF

IF (p1>80) and (p1<=140) THEN

$$x80=-0,3090909 + 4,103571*p2-0,2323323*p2^2 + 0,00501894*p2^3$$

$$x140=-6,500000 + 5,631151*p2-0,4437500*p2^2 + 0,01319444*p2^3$$

$$K=(p1-80)/(140-80)$$

$$x3=K*(x140-x80)+x80$$

ENDIF

IF (t1>=200) and (t1<=300) THEN

$$y200=47,58095-1,197143*x3-0,01409524*x3^2$$

$$y300=59,40000-1,600000*x3-0,00800000*x3^2$$

$$K=(t1-200)/(300-200)$$

$$y3=(K*(y300-y200)+y200)/4,46875+1$$

ENDIF

IF (t1>300) and (t1<=400) THEN

$$y300=59,40000-1,600000*x3-0,00800000*x3^2$$

$$y400=67,80000-1,530000*x3-0,01300000*x3^2$$

$$K=(t1-300)/(400-300)$$

$$y3=(K*(y400-y300)+y300)/4,46875+1$$

ENDIF

IF (t1>400) and (t1<=500) THEN

$$y400=67,80000-1,530000*x3-0,01300000*x3^2$$

$$y500=85,50000-2,225000*x3-0,00250000*x3^2$$

$$K=(t1-400)/(500-400)$$

$$y3=(K*(y500-y400)+y400)/4,46875+1$$

ENDIF

IF (t1>500) and (t1<=550) THEN

$$y500=85,50000-2,225000*x3-0,00250000*x3^2$$

$$y550=93,20000-2,280000*x3-0,00400000*x3^2$$

$$K=(t1-500)/(550-500)$$

$$y3=(K*(y550-y500)+y500)/4,46875+1$$

ENDIF

{-----Ábaco 1-----}

{ Determinação de variável para obtenção do modelo da turbina }

$$x1=(20,434623-1,46697/100*p2)+(-6,81198+1,745417/10000*p2)*\ln(p2)$$

$$y1=(0,3186295+0,000687613*t1)*\exp((0,134613+1,81103/100000*t1)*x1)$$

{-----Ábaco 2-----}

{ Determinação do modelo da turbina e potência gerada }

$y2_1 = y1/100$

$y2_3 = y3$

IF $y2_1 \geq 0,01774$ THEN

$D1 = (y2_1/24,39259)^{-0,97785070371}$

IF $D1 \geq V$ THEN

Turb_vap\$='G80'

ELSE

Turb_vap\$='NÃO CATALOGADA'

ENDIF

$D2 = (y2_1/10,43704)^{-1,04910228842}$

IF $D2 \geq V$ THEN

Turb_vap\$='G63'

ENDIF

$D3 = (y2_1/7,991590)^{-1,0154142936}$

IF $D3 \geq V$ THEN

Turb_vap\$='G50'

ENDIF

$D4 = (y2_1/7,977522)^{-0,934500836378}$

IF $D4 \geq V$ THEN

Turb_vap\$='G40'

ENDIF

$D5 = (y2_1/5,097009)^{-0,924070085172}$

IF D5>=V THEN

Turb_vap\$='G32'

ENDIF

D6=(y2_1/2,657572)^(-0,97314603516)

IF D6>=V THEN

Turb_vap\$='G25'

ENDIF

D7=(y2_1/1,645935)^(-0,980392156863)

IF D7>=V THEN

Turb_vap\$='G20'

ENDIF

D8=(y2_1/1,164210)^(-0,943466541374)

IF D8>=V THEN

Turb_vap\$='G16'

ENDIF

D9=(y2_1/0,5746322)^(-1,03207716469)

IF D9>=V THEN

Turb_vap\$='NÃO CATALOGADA'

ENDIF

ENDIF

IF y2_1<0,01774 THEN

```

D3=(y2_1/1449256829470620640)^(-0,135323509117)
IF D3>=V THEN
    Turb_vap$='G50'
ELSE
    Turb_vap$='NÃO CATALOGADA'
ENDIF
D4=(y2_1/2604405085601619)^(-0,14440864875)
IF D4>=V THEN
    Turb_vap$='G40'
ENDIF
D5=(y2_1/8234493931037)^(-0,154888601794)
IF D5>=V THEN
    Turb_vap$='G32'
ENDIF
D6=(y2_1/4331245177183)^(-0,14714732832)
IF D6>=V THEN
    Turb_vap$='G25'
ENDIF
D7=(y2_1/410438598307)*(-0,144329093426)
IF D7>=V THEN
    Turb_vap$='G20'
ENDIF
D8=(y2_1/22574878)^(-0,188291223257)
IF D8>=V THEN

```

Turb_vap\$='G16'

ENDIF

$D9 = (y2_1 / 6782366323378)^{-0,106897736815}$

IF $D9 \geq V$ THEN

Turb_vap\$='NÃO CATALOGADA'

ENDIF

ENDIF

stop=0

$y = 41,28937 * \exp(-0,1168616 * V)$

IF $y \leq y2_3$ THEN

yi=y

Ni=1,5

ENDIF

IF $(y > y2_3)$ and $(stop=0)$ THEN

ys=y

Ns=1,5

yi=ys

stop=1

ENDIF

$y = 33,46886 * \exp(-0,06202592 * V)$

IF $y \leq y2_3$ THEN

yi=y

Ni=2,5

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

ys=y

Ns=2,5

stop=1

ENDIF

y=32,18565*exp(-0,03778512*V)

IF y<=y2_3 THEN

yi=y

Ni=4

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

ys=y

Ns=4

stop=1

ENDIF

y=34,55433*exp(-0,02602392*V)

IF y<=y2_3 THEN

yi=y

Ni=6

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

```

        ys=y
        Ns=6
        stop=1
ENDIF
y=35,72285*exp(-0,01622529*V)
IF y<=y2_3 THEN
    yi=y
    Ni=10
ENDIF
IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN
    ys=y
    Ns=10
    stop=1
ENDIF
y=38,51392*exp(-0,01070566*V)
IF y<=y2_3 THEN
    yi=y
    Ni=16
ENDIF
IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN
    ys=y
    Ns=16
    stop=1
ENDIF

```

$$y=34,15699*\exp(-0,00628302*V)$$

IF $y \leq y_{2_3}$ THEN

$$y_i = y$$

$$N_i = 25$$

ENDIF

IF $(y > y_{2_3})$ and $(\text{stop}=0)$ THEN

$$y_s = y$$

$$N_s = 25$$

$$\text{stop} = 1$$

ENDIF

$$y=32,74995*\exp(-0,00389431*V)$$

IF $y \leq y_{2_3}$ THEN

$$y_i = y$$

$$N_i = 40$$

ENDIF

IF $(y > y_{2_3})$ and $(\text{stop}=0)$ THEN

$$y_s = y$$

$$N_s = 40$$

$$\text{stop} = 1$$

ENDIF

$$y=39,91473*\exp(-0,00296943*V)$$

IF $y \leq y_{2_3}$ THEN

$$y_i = y$$

$$N_i = 60$$

ys=yi

ENDIF

IF (y>y2_3) and (stop=0) THEN

ys=y

Ns=60

stop=1

ENDIF

IF yi=ys THEN

N=0

Turb_vap\$='NÃO CATALOGADA'

ELSE

$K=(y2_3-yi)/(ys-yi)$

$N=K*(Ns-Ni)+Ni$

ENDIF

END

{Gerador de Vapor}

Efic=0,95

PCI_GN=50 {MJ/kg}

PCI_GAF=2,42 {MJ/kg}

PCI_GCO=32 {MJ/kg}

$$x=0,4$$

$$y=0,2$$

$$G_{mix} = x \cdot PCI_{GN} + y \cdot PCI_{GAF} + z \cdot PCI_{GCO} \text{ \{MJ/kg\}}$$

$$1 = x + y + z$$

$$V_{GN} = x \cdot V_{Gmix}$$

$$V_{GAF} = y \cdot V_{Gmix}$$

$$V_{GOC} = z \cdot V_{Gmix}$$

$$Q_{GV} = G_{mix} \cdot V_{Gmix} \text{ \{MW\}}$$

$$P_{out} = 4200 \text{ \{kPa\}}$$

$$P[3] = P_{out}$$

$$T_{out} = 440 \text{ \{C\}}$$

$$T[3] = T_{out}$$

$$P_{in} = 200 \text{ \{kPa\}}$$

$$P[1] = P_{in}$$

$$x_{in} = 0 \text{ \{fração de vapor\}}$$

$$x[1] = x_{in}$$

$$T[1] = \text{TEMPERATURE}(\text{Steam}, x = x[1], P = P[1])$$

$$H_{out}=ENTHALPY(Steam;T=T_{out};P=P_{out})$$

$$h[3]=H_{out}$$

$$H_{in}=ENTHALPY(Steam;x=x_{in};P=P_{in})$$

$$h[1]=H_{in}$$

$$s[1]=ENTROPY(Steam;x=x[1];P=P[1])$$

$$s[3]=ENTROPY(Steam;T=T[3];P=P[3])$$

$$s[2]=s[1]$$

$$P[2]=P[3]$$

$$T[2]=TEMPERATURE(Steam;s=s[2];P=P[2])$$

$$h[2]=ENTHALPY(Steam;T=T[2];P=P[2])$$

$$M_{vapor}=300/3,6 \text{ \{kg/s\}}$$

$$M_{vapor}=Q_{GV} \cdot 1000 \cdot E_{fic} / (H_{out} - H_{in})$$

$$P_{out_bar}=P_{out} / 100$$

$$P_{in_bar}=P_{in} / 100$$

$$M_{vapor_ton_1}=300$$

$$\{M_{vapor_ton_1}=M_{vapor} \cdot 3,6/4$$

$$M_{vapor_ton_2}=M_{vapor} \cdot 3,6/4$$

$$M_{vapor_ton_3}=M_{vapor} \cdot 3,6/4$$

$$M_{vapor_ton_4}=M_{vapor} \cdot 3,6/4\}$$

CALL

TURBINA_VAPOR(P_out_bar;P_in_bar;T_out;M_vapor_ton_1:Turb1_vap\$;N_1)

{CALL

TURBINA_VAPOR(P_out_bar;P_in_bar;T_out;M_vapor_ton_2:Turb2_vap\$;N_2)

CALL

TURBINA_VAPOR(P_out_bar;P_in_bar;T_out;M_vapor_ton_2:Turb3_vap\$;N_3)

CALL

TURBINA_VAPOR(P_out_bar;P_in_bar;T_out;M_vapor_ton_2:Turb4_vap\$;N_4)}

s_4s=s[3] {kJ/kg.K} {entropia do vapor na saída da turbina adiabática reversível}

P[4]=P[1] {kPa} {pressão do vapor na saída da turbina }

h_4s=ENTHALPY(Steam;s=s_4s;P=P[4]) {kJ/kg} {entalpia do vapor na saída da turbina isoentrópica}

Pot_turb_vap_iso=M_vapor*(h[3]-h_4s)/1000 {MW} {potência isoentrópica da turbina}

{efic_iso_turb_vap= (N_1+N_2+N_3+N_4)/Pot_turb_vap_iso}

efic_iso_turb_vap= N_1/Pot_turb_vap_iso

{eficiência isoentrópica da turbina a vapor}

h[4]=h[3]-(h[3]-h_4s)*efic_iso_turb_vap {kJ/kg} {entalpia real do vapor na saída da turbina}

T[4]=TEMPERATURE(Steam;h=h[4];P=P[4]) {°C} {temperatura real do vapor na saída da turbina}

$s[4]=\text{ENTROPY}(\text{Steam};T=T[4];P=P[4])$ {kJ/kg.K} {entropia real do vapor na saída da turbina}

{ |-----
-----| }

{ Condensador }

{ Cálculo da vazão de água de refrigeração necessária para a condensação do vapor na saída

da turbina e da potência de bombeamento da água de refrigeração.

Hipóteses: - temperatura de entrada da água no condensador: 20 °C

- temperatura de saída da água no condensador: 40 °C

- pressão média da água no condensador: 300 kPa }

$PVS2=0$ {porcentagem da vazão de vapor expandido na turbina que vai para a siderurgia}

$m_{\text{cond}}=M_{\text{vapor}}*(1-PVS2)$ {kg/s} {vazão de vapor que vai para o condensador}

$m_{\text{sid2}}=PVS2*M_{\text{vapor}}$ {kg/s} {vazão de vapor que sai da turbina e vai para a siderurgia}

$T_{\text{refrig_e}}=20$ {°C} {temperatura de entrada da água de refrigeração no condensador}

$T_{\text{refrig_s}}=40$ {°C} {temperatura de saída da água de refrigeração no condensador}

$P_{\text{refrig_bar}}=300$ {°C} {pressão média da água de refrigeração no condensador}

$h_{\text{refrig_e}} = \text{ENTHALPY}(\text{Water}; T=T_{\text{refrig_e}}; P=P_{\text{refrig_bar}})$ {kJ/kg} {entalpia da água na entrada}

$h_{\text{refrig_s}} = \text{ENTHALPY}(\text{Water}; T=T_{\text{refrig_s}}; P=P_{\text{refrig_bar}})$ {kJ/kg} {entalpia da água na saída}

$Q_{\text{cond_máx}} = M_{\text{vapor}} \cdot (h[4] - h[1]) / 1000$ {MWt} {máxima troca de calor no condensador}

$Q_{\text{cond}} = m_{\text{cond}} \cdot (h[4] - h[1]) / 1000$ {MWt} {troca de calor no condensador}

$m_{\text{refrig_total}} = Q_{\text{cond}} / (h_{\text{refrig_s}} - h_{\text{refrig_e}})$ {m³/s} {vazão de água refrigerante}

$\text{efic_bomba_cond} = 0,85$ {eficiência da bomba que alimenta o condensador}

$\text{Pot_bomba_cond} = m_{\text{refrig_total}} \cdot (P_{\text{refrig_bar}} - 101) / \text{efic_bomba_cond} / 1000$
{MWe}

{potência de acionamento da bomba que alimenta o condensador}

{!-----
-----}

{ Bomba }

{ A potência de acionamento da bomba é calculada através da eficiência hidráulica da bomba,
levando-se em consideração a vazão adicional de água devido às purgas na caldeira
(purgas=2%). }

$\{ \text{efic_iso_bomba} = 0,8 \}$ $\{ \text{eficiência hidráulica da bomba} \}$
 $m_purga = M_vapor * 0,02$ $\{ \text{kg/s} \}$ $\{ \text{vazão de purga na caldeira} \}$
 $m_bomba = m_purga + M_vapor$
 $Pot_bomba = m_bomba * (h[2] - h[1]) / 1000$ $\{ \text{MWe} \}$ $\{ \text{potência real da bomba} \}$

16. Bibliografia

- Van Wylen, G.; Sonntag, R.; Borgnakle, C.; Fundamentos da Termodinâmica Clássica - 4^a edição – Editora Edgard Blücher Ltda. – São Paulo, 1995;
- Pera, Hildo; Geradores de Vapor – 2^a Edição – Editora Fama – São Paulo, 1990;
- Pereira, A.O.; Caron, M. L. E.; Manual de Siderurgia – ASSETEC – Editora Escritos Ltda. – São Paulo, 1967;
- Machado, A. C. ; Oliveira, G. F. ; Sistema de Energia na Siderurgia – 2^a edição – Associação Brasileira de Metais (ABM) – São Paulo, 1986;
- Rodrigues, E. C. ; Solução Energética – 2^a edição – Editora Unidas – São Paulo, 1983;
- Oliveira Jr S.; Cespedes J. F. P. ; Análise Termoeconômica de Plantas de Cogeração – Seminário de Cogeração na Indústria Química – ABEQ – São Paulo, junho de 1997;
- Siqueira J. G. H.; Dimensionamento de Central Termoelétrica para Siderurgia Integrada – XVII Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades – Associação Brasileira de Metalurgia e Metais – 26-28/09/95, Volta Redonda – RJ;

- Catálogos ABB: Comparison of Combined Heat and Power Generation – Technical Paper; Modern Steam Turbines for Industry and Power Stations – ABB Turbinen Nürnberg GmbH; The ABB Gas Turbine Range Overview – Power Generation;
- Enrich, P. J. ; Avaliação e Seleção de Projetos de Investimentos – Editora Atlas – 5ª edição – 1989;
- The GT8C Gas Turbine; ABB Catalog of Equipment and Projects – 1998;
- Power Generation Project Managers; Custos de Plantas de Geração – ABB;
- Comgás; Custos de Combustíveis para Indústria e Geração de Energia – Fone 011 31775000.