

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo



“Estudo de Viabilidade de um Ciclo de Cogeração”

Orientador: Prof. Dr. Silvio de Oliveira Jr.

Formando:

Pedro Henrique Monteiro Pacheco Guimarães

NUSP: 1571879

Assinatura manuscrita do formando, Pedro Henrique Monteiro Pacheco Guimarães.

Dezembro de 1998

Dedico este último trabalho acadêmico aos meus pais, Regina e Nelson, pelo imenso apoio que me deram ao longo desses anos e por me ensinar o sentido de viver.

ÍNDICE

1. Objetivos.....	5
2. Introdução.....	6
3. Balanço Energético Nacional	8
4. Ciclos Térmicos: Geração de Calor e Energia	12
4.1 Ciclo de Carnot.....	14
4.2 Ciclo Rankine.....	15
4.3 Ciclo de Rankine com Reaquecimento	15
4.4 Ciclo Brayton	16
4.5 Ciclo Combinado.....	17
5. Balanço Geral de Utilidades da Replan.....	18
6. Alternativas de Cogeração.....	21
6.1 Repotencialização de máquinas	21
6.2 Substituição de máquinas	21
6.3 Inserção de uma turbina de contra-pressão.....	22
6.4 Inserção de turbina de condensação com extração controlada.....	23
6.5 Inserção de turbina à gás com caldeira de recuperação:.....	24
7. Modelagem do Sistema de Cogeração	25
7.1 Premissas do Modelo	26
7.2 Hipóteses Consideradas	26
7.3 Estrutura do Modelo.....	27
7.3.1 Geradores de Vapor.....	28
7.3.2 Turbinas a vapor	30
7.3.3 Turbocompressores	31
7.3.4 Equipamentos.....	32
7.3.5 Turbinas a Gás + Caldeiras de Recuperação.....	32
8. Simulação de Ciclos Térmicos.....	35
8.1 Alternativa I : Ciclo Básico	36
8.1.1 Balanço de Energia e Vapor – Alternativa I	37
8.1.2 Fluxograma de Energia e Vapor – Alternativa I	41
8.1.3 Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa I	42
8.2 Alternativa III : Auto-suficiência de energia elétrica.....	50
8.2.1 Balanço de Energia e Vapor – Alternativa III.....	52
8.2.2 Fluxograma de Energia e Vapor – Alternativa III.....	55
8.2.3 Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa III.....	56
8.3 Alternativa IV : Venda de excedente de energia elétrica.....	64
8.3.1 Balanço de Energia e Vapor – Alternativa IV.....	66
8.3.2 Fluxograma de Energia e Vapor – Alternativa IV.....	70
8.3.3 Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa IV.....	71

9. Análise Econômica	81
9.1 Investimento Inicial	81
9.2 Custos Operacionais	86
9.3 Receitas	87
9.4 Custo do MWh	88
10. Recomendações	89
11. Anexo I – Legislação Ambiental	92
12. Anexo II – Catálogos Técnicos.....	112
13. Bibliografia	113

1. Objetivos

O objetivo desse projeto é realizar um estudo de viabilidade de otimização de um ciclo de cogeração de energia elétrica para uma refinaria de petróleo da Petrobrás, localizada em Paulínia – SP (Replan). A refinaria de petróleo é um tipo de indústria onde há uma grande oportunidade de redução de custos de utilidades a partir da implantação de ciclos de cogeração. Isso se deve ao fato de altos valores de consumo de vapor e eletricidade nos processos de refino do petróleo e disponibilidade de energia residual de processos, que pode ser utilizada como combustível em caldeiras de recuperação.

De acordo com dados da Gazeta Mercantil, a Petrobrás possui despesas anuais com consumo de energia elétrica de concessionárias da ordem de R\$ 750 milhões e pretende reduzir significativamente esse valor através de projetos de cogeração que contam com um apoio de cerca de R\$ 300 milhões do BNDES.

Para que se possa garantir o suprimento de vapor (nos diversos níveis de pressão), de eletricidade e de trabalho, é necessário um estudo detalhado da disponibilidade de energia num sistema de grande porte como uma refinaria.

Atualmente, a Replan ainda compra da concessionária parte de seu consumo de eletricidade, o que traz grande impacto nos seus custos de insumos de utilidades. Assim, há uma necessidade de auto-suficiência de geração de eletricidade. Ainda deve ser avaliado o potencial de exportação de excedente de eletricidade para a rede elétrica de acordo com as tarifas praticadas. Nesse contexto, será realizada uma análise termoeconômica de diversos cenários de cogeração, contemplando a simulação de ciclos térmicos, levantamento de custos de equipamentos, insumos e produtos de utilidades e “pay back” do investimento inicial.

2. Introdução

O termo cogeração consiste na geração combinada de calor e energia térmica a partir de energia química presente em um combustível. A tecnologia de geração de calor e potência permite a utilização mais racional dos recursos energéticos através da minimização das frações rejeitadas ao ambiente como resíduo.

Além do aspecto do uso racional de energia também deve ser ressaltada a importância estratégica do processo de cogeração no suprimento da demanda de energia elétrica através de geração descentralizada, custos praticamente nulos de transmissão e baixos investimentos para a distribuição.

Com relação aos tipos de indústrias que apresentam grande possibilidade de implementação de sistemas de cogeração, pode-se destacar as indústrias de papel e celulose, petroquímicas, siderúrgicas e indústrias de cimento. Instalações específicas de geração descentralizada podem até atender supermercados, shopping centers, hospitais, universidades e usinas de tratamento de lixo.

Segundo um relatório do Subgrupo Produção de Eletricidade e Cogeração da Plangás, existe "um potencial expressivo de cogeração de energia elétrica na indústria nacional, de cerca de 1.500 MW, cuja exploração depende da existência de condições institucionais e econômicas que permitem o retorno adequado dos investimento...". Pode-se entender por "condições institucionais e econômicas" os seguintes fatores:

- Preço de aquisição, praticado pelo setor elétrico, de energia elétrica excedente
- Evolução do preço real da energia elétrica
- Investimento específico (US\$ / kW) nos sistemas de cogeração
- Preço do gás natural
- Legislação ambiental

O uso da cogeração no Brasil ainda é baixo pois a geração centralizada de energia foi privilegiada e a oferta de gás natural é pequena. O novo modelo do setor elétrico, através das privatizações de concessionárias estatais, já permite a competição num nicho de mercado há muito tempo controlado pelo Estado. Esse novo panorama permite buscar soluções mais econômicas mas requer um melhor conhecimento sobre o uso de energia e uma atitude menos passiva da que se tinha quando existia o monopólio estatal.

3. Balanço Energético Nacional

Os dados da evolução energética do país apresentados a seguir, retirados do Balanço Energético Nacional do Ministério de Minas e Energia, são importantes para um correto entendimento das oportunidades existentes para implantação de sistemas de cogeração em diversas indústrias do país.

O gráfico abaixo representa a evolução da capacidade instalada de geração no país, dividida entre hidrelétricas e termelétricas.

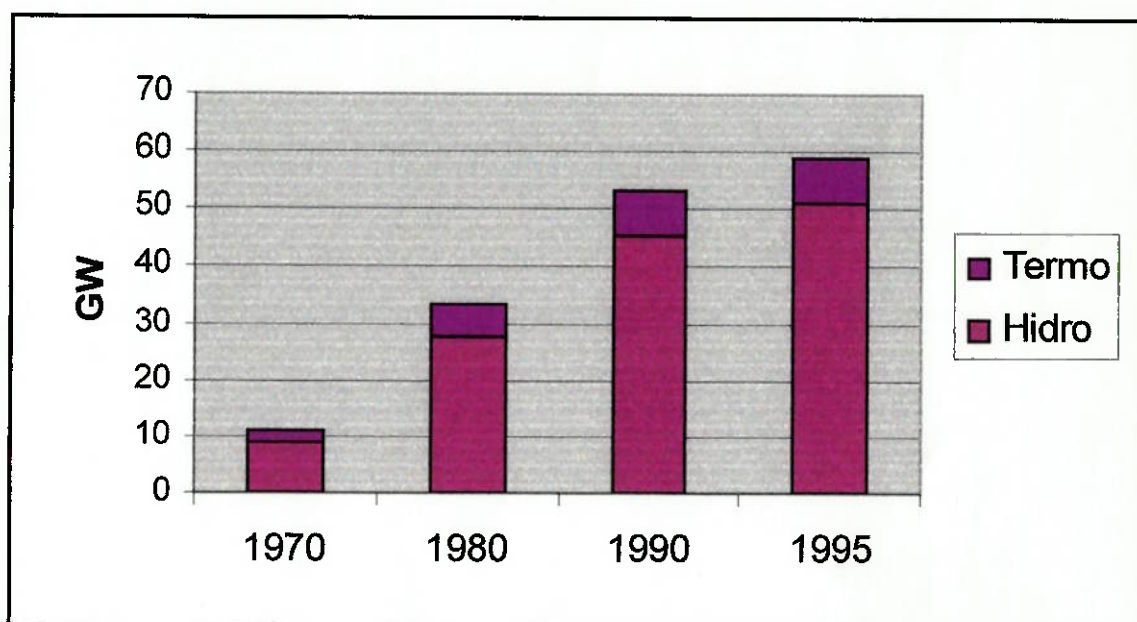


Fig. 1 – Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica

Nota-se claramente o reflexo do afluxo de capital externo injetado no Brasil nas décadas de 70 e 80. Na década de 70, a capacidade instalada do país triplicou, saltando de 11.048 MW para 33.472 MW, mesmo período em que a dívida externa brasileira saltou de US\$ 10 bilhões para a casa dos US\$ 80 bilhões. No final dos anos 80, esse valor já atingia 53.050 MW, representando uma taxa de aumento de mais de 2.000 MW / ano. Cerca de 87% desse crescimento ocorreu no campo das hidrelétricas, fortemente explorado pelo governo.

Já nos anos 90, pode-se notar que o crescimento anual caiu para apenas 1.200 MW / ano, pois as obras de hidrelétricas iniciadas na década de 70 já haviam terminado e os investidores internacionais aguardavam uma melhor definição da estabilidade econômica do país.

Com a retomada do crescimento econômico e a estabilidade da economia no país, a Eletrobrás prevê um aquecimento no setor de produção de energia termelétrica para o final do milênio, que irá suprir uma demanda gerada pela entrada de novas indústrias já que o potencial hidráulico das bacias do Sul e Sudeste está praticamente esgotado e o Estado, através das privatizações, mudou o seu papel de produtor de divisas para regulador da economia.

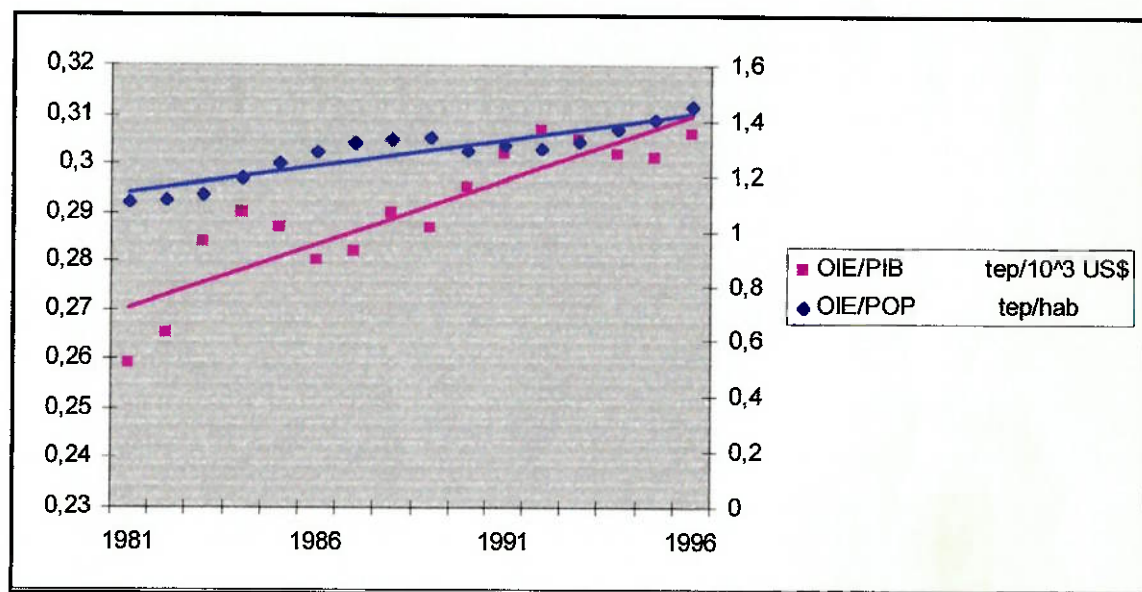


Fig. 2 – Crescimento da Oferta Interna de Energia em relação ao PIB e Crescimento Populacional

Ao acompanhar o gráfico acima, percebe-se que o crescimento da Oferta Interna de Energia (OIE) é superior tanto em relação ao crescimento do PIB quanto ao crescimento populacional nos últimos anos. Assim, pode-se concluir que o papel da

geração e distribuição de energia é cada vez mais importante para alavancar o crescimento da economia do país.

Com relação às fontes de energia utilizadas, nota-se facilmente uma migração da utilização de lenha e carvão mineral para combustíveis mais nobres como pode-se observar na figura 3. Esse fato é consequência de dois fatores principais:

- **Legislação ambiental:** os combustíveis mais nobres possuem um menor teor de enxofre e nitrogênio e por isso são menos poluentes
- **Eficiência:** os combustíveis mais nobres possuem um menor teor de cinzas, o que, associado a outros fatores, possibilita um aumento de eficiência global do ciclo termodinâmico

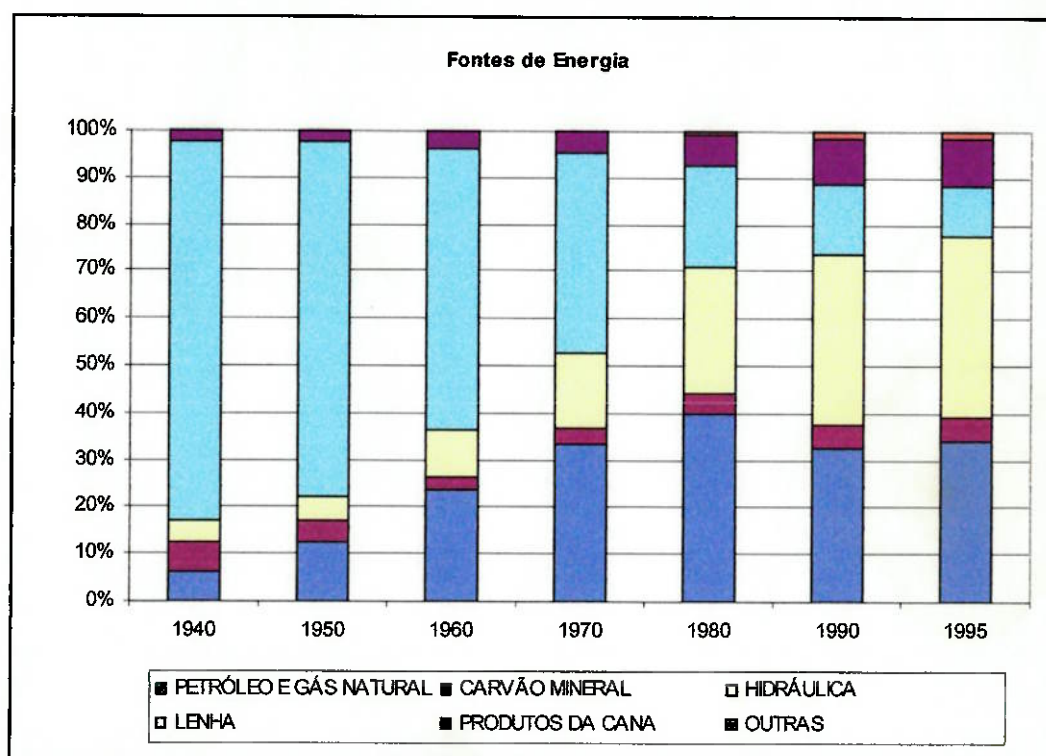


Fig. 3 – Consumo das Fontes de Energia

A grande maior parte de energia gerada no país é consumida na forma de eletricidade.

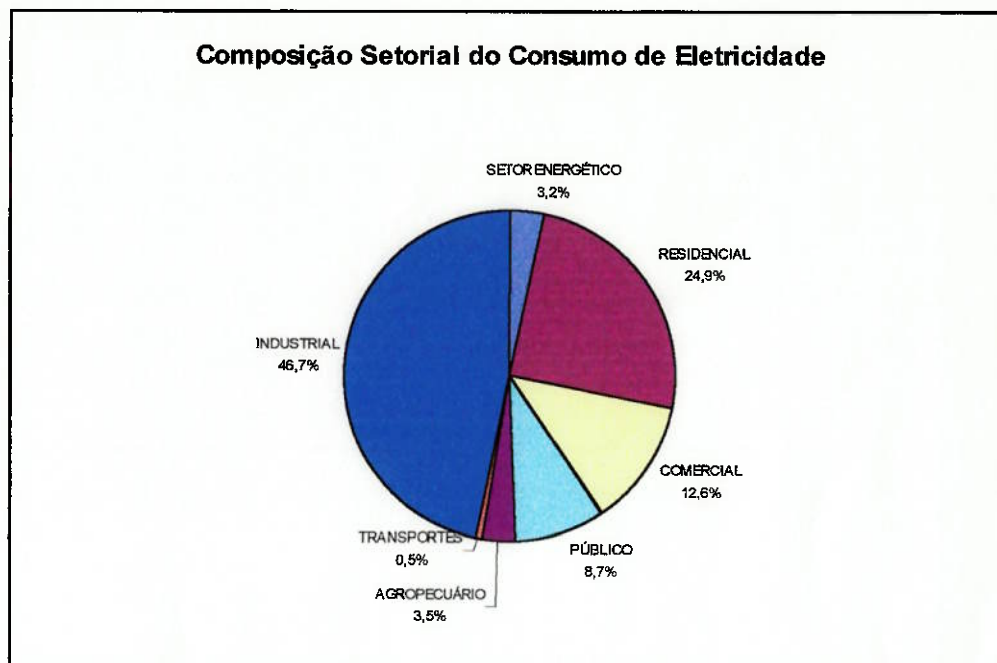


Fig. 4 – Composição Setorial do Consumo de Eletricidade

Como pode-se perceber através da figura acima, quase metade da energia elétrica do país é consumida pelas indústrias, enquanto 25% é consumido pelo setor residencial. Assim vemos o quanto pode contribuir a cogeração de energia para aliviar uma possível crise energética já aguardada para o ano 2010.

4. Ciclos Térmicos: Geração de Calor e Energia

A conversão termomecânica de energia é realizada em ciclos de potência, cujo objetivo é a geração de eletricidade, potência mecânica para acionamento de equipamentos como compressores, misturadores, ventiladores.

As tecnologias de cogeração são classificadas em dois grupos, de acordo com a ordem relativa de geração de potência e calor, do ponto de vista energético. Assim, tem-se os ciclos "bottoming" e os ciclos "topping".

Os sistemas que operam segundo os ciclos "bottoming" baseiam-se na recuperação de calor rejeitado à altas temperaturas por processos industriais. O calor é utilizado em caldeiras de recuperação para geração de vapor a ser expandido em turbinas de condensação e/ou contrapressão como m

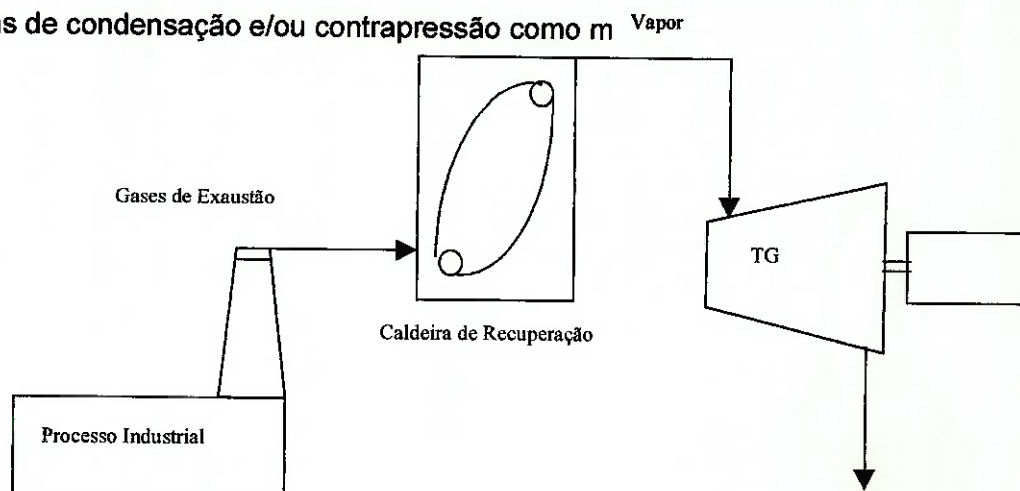


Fig. 5 – Ciclo "bottoming"

Esse tipo de ciclo é menos utilizado por apresentar eficiência global baixa (inferior a 25%) e elevado custo específico de instalação (US\$ 800/kW a US\$ 1200/kW). As

turbinas utilizadas são de pequena capacidade, face à quantidade limitada de calor disponível. Os ciclos "bottoming" são mais encontrados em indústrias de cimento, vidro e refratários.

Já no caso de sistemas que operam segundo ciclo "topping", fluxos de calor a temperaturas mais elevadas são utilizados na geração de vapor, possibilitando uma maior capacidade de geração de energia. A energia residual deste processo (vapor) é aproveitada em processos industriais. São possíveis ciclos "topping" utilizando turbinas à gás, turbinas à vapor, uma combinação destas ou até mesmo motores Diesel, de acordo com os requisitos de projeto.

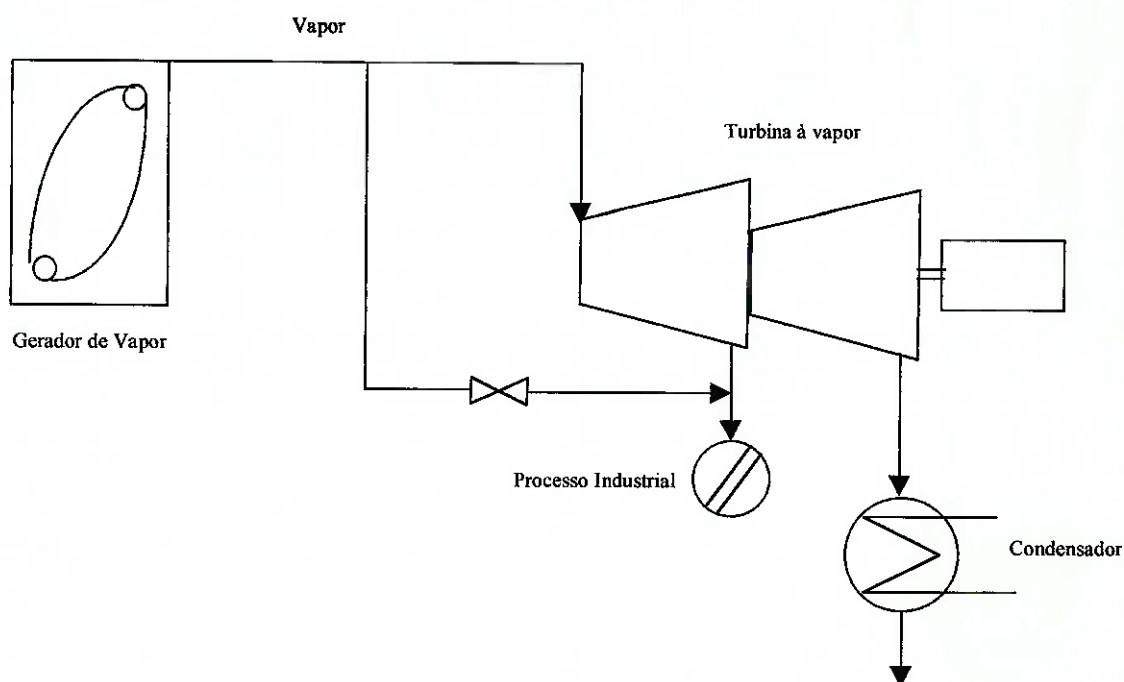


Fig. 6 – Ciclo "topping".

4.1 Ciclo de Carnot

As limitações impostas pela Segunda Lei são esclarecidas considerando-se o Ciclo de Carnot:

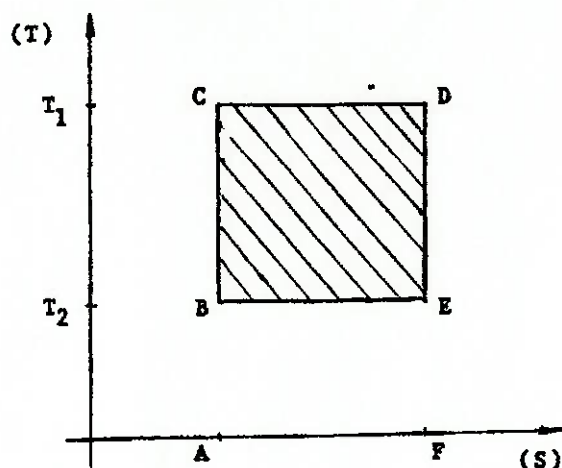


Figura 7 - Ciclo de Carnot

Considere-se T_1 a temperatura da fonte quente e T_2 a da fonte fria, a qual, para fins práticos, seria limitada pela temperatura ambiente.

Então, pelo Princípio de Carnot a área BCDE representaria o trabalho ideal do ciclo; a área ACDF, o calor suprido opera fonte quente e ABEF, o calor rejeitado para o esgoto térmico.

A eficiência é dada pela relação entre o trabalho realizado pelo ciclo e o calor suprido, como em qualquer outro ciclo. A extensão em que esta eficiência é menor que 100% deve ser medida pelo calor rejeitado: esta é a porção inexecutável que não pode ser convertida em trabalho.

Este é um rigoroso limite imposto pela Segunda Lei da Termodinâmica. Nenhum outro ciclo a vapor pode ter uma melhor eficiência entre os limites de temperatura dados.

4.2 Ciclo Rankine

O ciclo de Carnot a vapor não é realístico nas plantas térmicas por ser inexistente a compressão isentrópica em turbinas a vapor e porque omite o superaquecimento.

O Ciclo Rankine define, com maior aproximação a prática e aplica-se tanto a vapor saturado como a superaquecido.

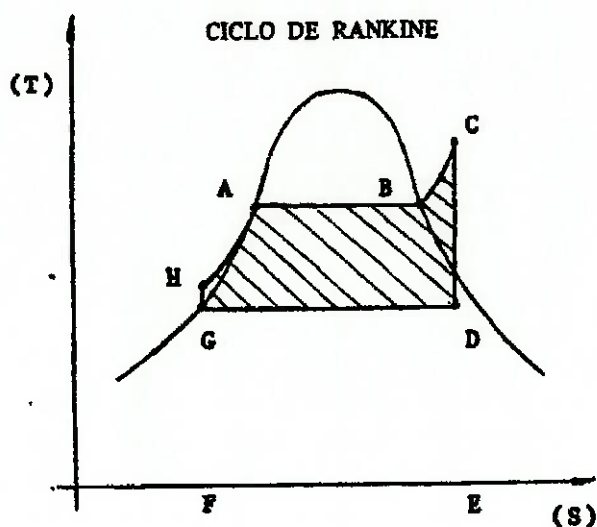


Figura 8 - Ciclo de Rankine

O calor suprido é a área ABCEFH; o calor rejeitado é GDEF; a compressão isentrópica na bomba de alimentação é o segmento vertical GH, que nas baixas e médias pressões pode ser negligenciado e considerado como um ponto.

O trabalho líquido do ciclo é o trabalho do motor primário menos o trabalho da bomba de alimentação. O calor suprido é a diferença entre as entalpias do vapor e da alimentação.

4.3 Ciclo de Rankine com Reaquecimento

O reaquecimento de parte do vapor que escoa através da turbina, enviando-o de volta ao gerador de vapor. O ciclo com reaquecimento foi desenvolvido com a idéia de

maximizar o rendimento global do processo e diminuir o teor de umidade nos estágios de baixa pressão da turbina. Assim, o desgaste do equipamento pode ser minimizado, reduzindo as perdas e favorecendo um maior rendimento e vida útil do equipamento.

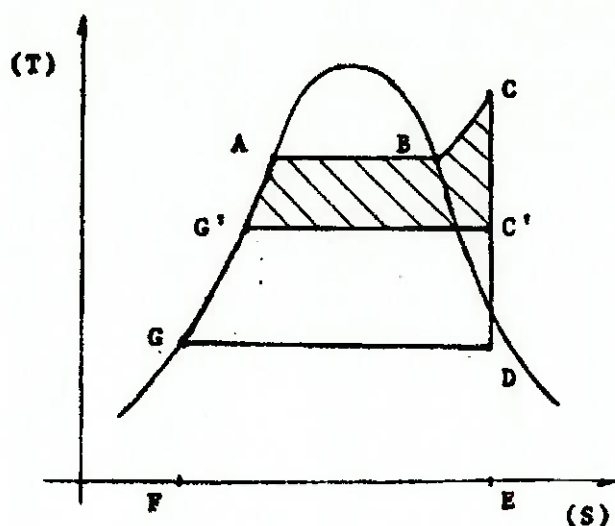


Figura 9 - Ciclo de Rankine com Reaquecimento

Como mostra a figura acima, o vapor é expandido até uma pressão intermediária na turbina. Então, parte do vapor é extraído, reaquecido na caldeira e retorna para a turbina para novamente expandir até a pressão de saída.

4.4 Ciclo Brayton

As turbinas a gás de ciclo aberto são sistemas de potência relativamente simples, que permitem uma fácil recuperação de calor residual de boa qualidade possibilitando a geração de eletricidade. Em uma instalação de cogeração os gases de exaustão de uma turbina a gás, com temperaturas da ordem de 600°C, são utilizados em uma caldeira de recuperação, com ou sem queima suplementar de combustível, para geração de pequenas quantidades de vapor necessárias para os processos industriais.

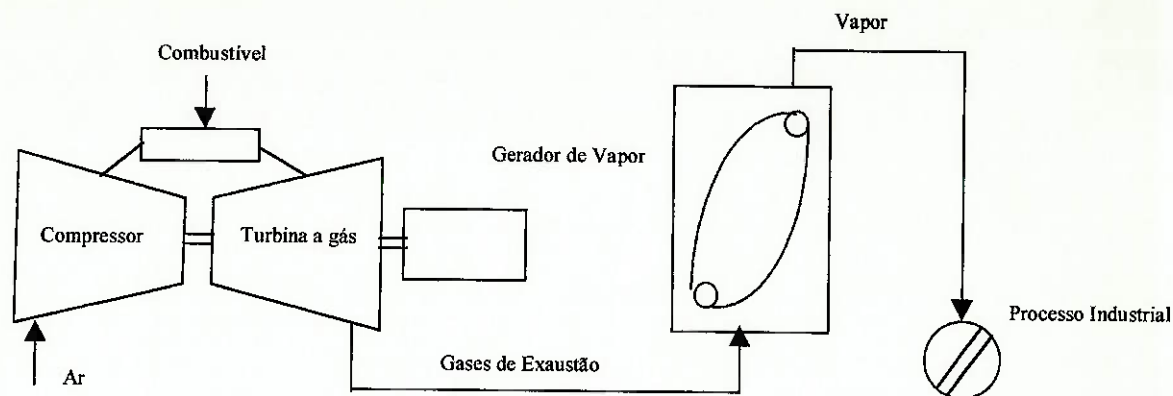


Figura 10 - Ciclo Brayton

4.5 Ciclo Combinado

Os sistemas de ciclo combinado são formados por turbinas a gás de ciclo aberto, colocadas em série com caldeiras de recuperação, nas quais é gerado vapor a alta ou média pressão, sendo que este é expandido em uma turbina de contrapressão ou condensação para posterior utilização nos processos.

Os sistemas de ciclo combinado apresentam uma grande flexibilidade na relação de produção de eletricidade e calor, face às várias possibilidades de arranjos desses sistemas. Em comparação com outras tecnologias já mencionadas, possibilita uma maior eficiência global, apresentando uma maior extração de potência por unidade de calor fornecido.

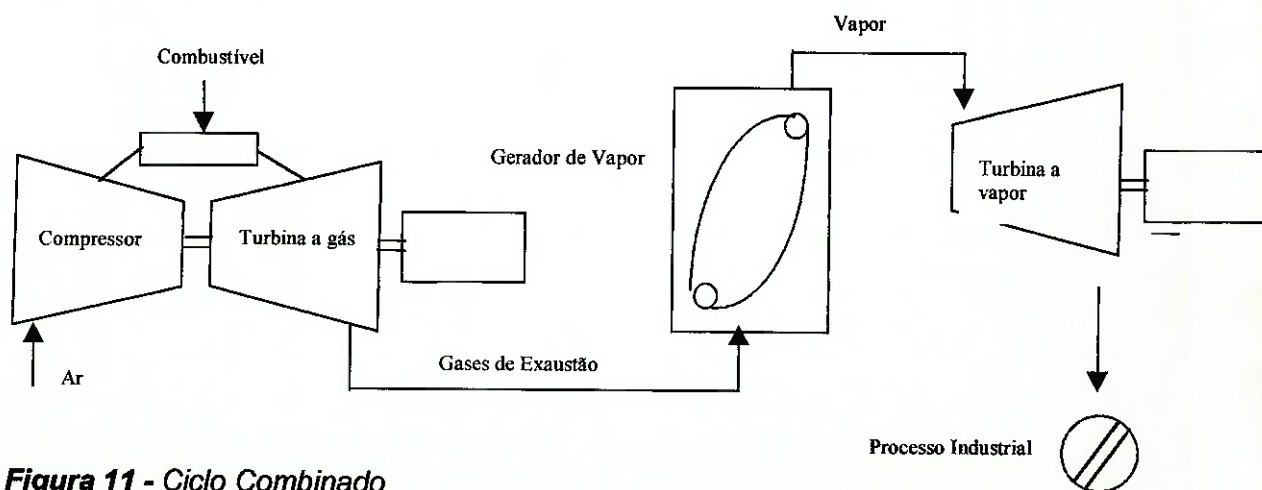


Figura 11 - Ciclo Combinado

5. Balanço Geral de Utilidades da Replan

Os dados a seguir caracterizam a malha de utilidades da Replan, com seus principais valores de demandas e consumos de eletricidade e vapor.

No cenário atual, os geradores de vapor instalados trabalham em regime de forte carga para suprir toda a demanda de vapor a ser consumida nos turbogeradores, processo e manobra. Toda a energia elétrica gerada acaba sendo consumida no próprio sistema, através de motores, e equipamentos.

Nas condições futuras, a inclusão de caldeiras de recuperação permitem um regime de trabalho menos intenso nas caldeiras já instaladas, diminuindo seu desgaste e consequentemente aumentando sua vida útil. A instalação de turbinas a gás permitem a geração de energia elétrica suplementar, que pode ser comercializada para a rede ou outros consumidores vizinhos. Além disso, a queima do gás de processo permite um maior controle sobre substâncias liberadas para a atmosfera.

1) Condições Atuais

Geradores de Vapor

Equipament o	P (kgf/cm ²)	Mv (t/h)	Carga (t/h)	η (%)	Mo (t/h)	Mgc (t/h)	Mco (t/h)
C1	88	100	70	90	3,5	1,3	
C2	88	100	70	90	3,5	1,3	
C3	88	100	70	90	3,5	1,3	
C4	88	115	105	76	0,0	1,6	210
C5	88	200	185	84	2,0	2,5	240
Total		615	500		12,5	8,0	450

o = óleo combustível (PCI = 9650 kcal/kg); gc = gás combustível (PCI = 8901 kcal/m³, densidade relativa ao ar a 20°C igual a 0,662); co = gás de processo (composição em % volumétrica, base seca: CO₂ = 13,0; CO = 6,6; H₂ = 0,2; CH₄ = 0,1; N₂ = 77,6; O₂ = 1,7)

Turbogeradores

Equipamento	We (kW)capac	We (kW)prev	Mventr (t/h)	Mvext (t/h)	Mvcond (t/h)
TV1	9375,0	7500,0	75,0	55,0	20,0
TV2	9375,0	7500,0	75,0	55,0	20,0
TV3	9375,0	7500,0	75,0	55,0	20,0
Total		22500,0	225,0	165,0	60,0

Entrada na turbina a 88 kgf/cm²g e T = 485°C; extração da turbina a 13 kgf/cm²g e T = 285°C

2) Condições Futuras (Alternativa III)

Geradores de Vapor

Equipamento	P (kgf/cm ²)	Mv (t/h)	Carga (t/h)	η (%)	Mo (t/h)	Mgc (t/h)	Mco (t/h)
C1	88,0	100	60,0	90,0	3,0	1,1	
C2	88,0	100	60,0	90,0	3,0	1,1	
C3	88,0	100	60,0	90,0	3,0	1,1	
C4	88,0	115	105,0	76,0	0,0	1,6	210,0
C5	88,0	200	165,0	84,0	1,5	1,5	240,0
CR1	88,0	100	50,0	-		1,0	
CR2	88,0	100	50,0	-		1,0	
Total		815			10,5	8,4	450,00

o = óleo combustível (PCI = 9650 kcal/kg); gc = gás combustível (PCI = 8901 kcal/m³, densidade relativa ao ar a 20°C igual a 0,662); co = gás de processo (composição em % volumétrica, base seca: CO₂ = 13,0; CO = 6,6; H₂ = 0,2; CH₄ = 0,1; N₂ = 77,6; O₂ = 1,7)

Turbogeradores

Equipamento	We (kW)capac	We (kW)prev	Mventr (t/h)	Mvext (t/h)	Mvcond (t/h)	Mgc (t/h)
TV1	9375,0	6400,0	75,0	65,0	10,0	-
TV2	9375,0	6400,0	75,0	65,0	10,0	-
TV3	9375,0	6400,0	75,0	65,0	10,0	-
TG1	18794,0	18000,0	-	-	-	4,5
TG2	18794,0	18000,0	-	-	-	4,5
Total		55200,0	225,0	195,0	30,0	9,0

A diminuição das fontes de combustível e o contínuo aumento de seus custos, torna vital para as indústrias a conservação das fontes de energia disponíveis. Com o deterioramento da energia, tem se tornado possível a conversão de perdas, em fontes

de energia. A mais importante entre as perdas é a grande exaustão de gases quentes das colunas de refinação. O interesse na cogeração é retomado pela atenção dada às técnicas de conservação. A cogeração permite um grande controle sobre o custo total da energia requerida, provendo eletricidade, bem como vapor para processo, para aquecimento e resfriamento.

Um grande consumidor de energia, eletricidade e vapor em diversos níveis de pressão faz de uma refinaria de petróleo um grande candidato a um sistema de cogeração. Alguns estudos tem sido feitos com atenção ao estudo do efeito da futura configuração da refinaria na disponibilidade de alguns combustíveis no futuro. Atualmente algumas indústrias especialmente refinarias, tem instalados ou pelo menos, planejados, sistemas de cogeração, baseados em turbinas de queima à gás ou gás natural.

6. Alternativas de Cogeração

6.1 Repotencialização de máquinas

A repotencialização de máquinas, ou seja o retrabalho das máquinas é uma alternativa coerente e sensata quando não se tem uma expectativa no aumento de consumo de energia e verifica-se uma diminuição no rendimento das máquinas com o passar do tempo. Antes mesmo de máquinas térmicas, turbinas e caldeiras são dispositivos mecânicos, sujeitos a todo tipo de solicitações e conseqüente desgaste e perda de desempenho.

A substituição de elementos de desgaste, ou que apresentam folgas, a usinagem de superfícies, fazem parte dessa alternativa, que busca retomar a condição original de operação dessas máquinas, associado a um baixo custo.

6.2 Substituição de máquinas

A simples substituição de um equipamento já defasado por outro de mesma característica ou não, também é uma alternativa viável pois algumas vezes não é economicamente interessante o retrabalho nesse tipo de equipamento.

Com o avanço da tecnologia a disponibilidade de equipamentos mais aperfeiçoados tende a aumentar, e pelo mesmo investimento pode-se obter rendimentos cada vez maiores pois os catálogos vão apresentando máquinas mais bem resolvidas, que operam em regime de melhor aproveitamento de energia.

Mesmo que não haja a opção de um novo modelo, a simples troca de uma máquina por outra similar, porém nova, representa um ganho de produtividade, havendo um melhor aproveitamento da energia disponível.

6.3 Inserção de uma turbina de contra-pressão

Nos casos em que a indústria necessita de calor para processamento, deve ser investigado se é econômico acrescentar-se uma turbina a vapor à instalação com caldeira, podendo com isto, gerar-se tanto energia elétrica para consumo da própria indústria, quanto vapor para processo, com uma única instalação.

A energia elétrica produzida desta forma é chamada de “produto paralelo” do ciclo térmico, entendendo-se que o calor para processo é a necessidade básica a ser suprida e a energia elétrica é um benefício adicional, cujo custo é o custo adicional ao da usina de calor para processo.

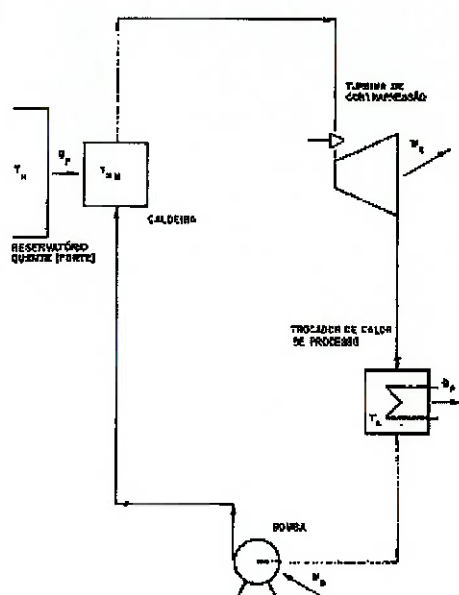


Figura 12 - Ciclo com Turbina de Contra-pressão

O suprimento de calor e de energia elétrica para a indústria é conseguido pela geração do vapor numa pressão mais elevada do que a necessária para o processamento, seguida pela expansão do mesmo numa turbina de contrapressão que aciona um gerador de corrente alternada. O vapor de exaustão da turbina é

utilizado no trocador de calor de processo e o condensado obtido é bombeado de volta à caldeira, completando-se o ciclo.

6.4 Inserção de turbina de condensação com extração controlada

Essa alternativa, do tipo "topping cycle" (geração de energia elétrica a alta pressão e temperatura), consiste na inserção de uma turbina de condensação, que permite a extração parcial de vapor num nível de pressão alto, e a expansão do restante do vapor até um nível de pressão mais baixo, garantindo um maior aproveitamento da energia disponível.

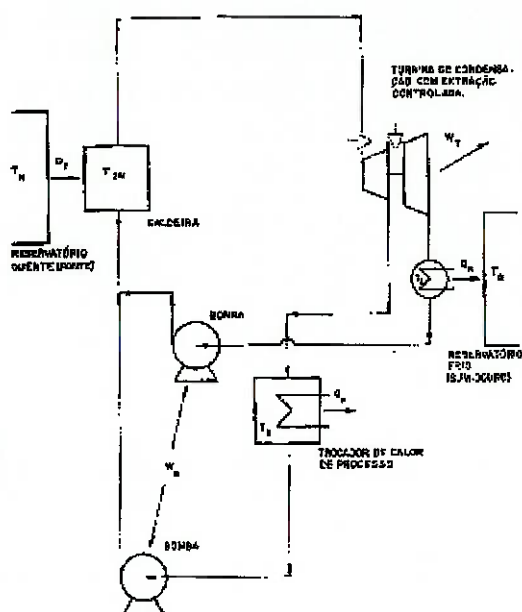


Figura 13 - Ciclo com Turbina de Extração Controlada

Este tipo de turbina garante grande flexibilidade à instalação possibilitando atender a qualquer combinação de demanda térmica e elétrica, dentro da sua zona de operação. A eficiência térmica e o coeficiente de aproveitamento de energia para a

central com esse tipo de turbina têm valores usualmente intermediários entre os valores das centrais com turbina de condensação e de contra-pressão.

Porém nessa alternativa, altos investimentos devem ser feitos no equipamento e no sistema, para que se possa operar nessas condições.

6.5 Inserção de turbina à gás com caldeira de recuperação:

Quando há disponibilidade de combustível a ser queimado, uma possível alternativa é o uso de uma turbina à gás, onde há a queima desse combustível e conseqüente geração de trabalho mecânico, e os gases provenientes dessa queima servem de insumo energético para uma caldeira de recuperação, que utiliza o calor dos gases para a geração de vapor. Alternativa extremamente cara porém é a que apresenta maior produtividade de energia elétrica mantendo o compromisso de geração de vapor para processo.

7. Modelagem do Sistema de Cogeração

Em diversos campos da ciência são utilizados modelos de simulação para prever o comportamento de um dado sistema quando submetido a diferentes condições de contorno. Assim, um modelo parte de algumas premissas e hipóteses e relaciona todas as variáveis relevantes do sistema, possibilitando a simulação de diferentes cenários para o sistema de acordo com a massa de entrada de dados utilizada.

A complexidade do modelo deverá estar alinhada com o grau de precisão desejado como saída, muitas vezes um excesso de detalhamento pode dificultar um entendimento global do problema e levar a uma conclusão insatisfatória. Na maioria dos casos, são utilizadas hipóteses de simplificação adequadas, de forma a tornar o modelo mais "limpo" e fácil de ser compreendido sem prejudicar a qualidade dos resultados.

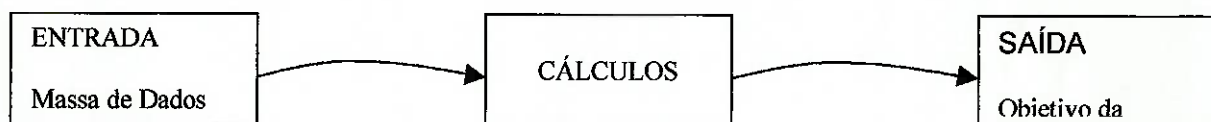


Figura 14 – Esquema do Modelo de Simulação

No estudo de sistemas de cogeração, pode-se modelar o comportamento de cada equipamento e submeter o sistema a diferentes entradas de vazão, pressão, temperatura, rendimento e avaliar a sensibilidade de cada variável nas gerações de calor (vapor) e potência (energia elétrica).

O modelo utilizado para este trabalho foi desenvolvido em planilhas de MsExcell e baseia-se na aplicação das equações de balanço de massa e energia para cada elemento (equipamento) do sistema. O modelo considera cada elemento isoladamente e através de uma rotina sequencial de cálculos determina o balanço global de massa e energia do sistema.

Os dados iniciais do modelo (situação atual do sistema de cogeração da Replan), foram fornecidos pelo Prof. Dr. Silvio de Oliveira Jr., orientador do projeto.

7.1 Premissas do Modelo

As premissas de um modelo são parâmetros que devem ser respeitados em qualquer cenário que venha a ser simulado. Além disso, as premissas são orientações de projeto que não podem ser modificadas, por exemplo, demandas de vapor para processos, demanda de energia do sistema, potência de acionamento de turbocompressores, disponibilidade de gases residuais de processos. No caso de modelos com alto grau de complexidade, as premissas servem como restrições que direcionam o enfoque do projeto para que o estudo não se perca em uma direção oposta à proposição inicial de projeto.

O modelo do sistema de cogeração considera as seguintes premissas:

- Demanda de energia elétrica: 56800 kW;
- Demanda de vapor de média pressão (13,5 bar): 96 t/h;
- Demanda de vapor de baixa pressão (3,5 bar): 382 t/h;
- Capacidade máxima de geração de vapor (situação atual): 615 t/h
- Disponibilidade de gases residuais de processo (CO): 450 t/h

7.2 Hipóteses Consideradas

As hipóteses consideradas no modelo devem ser observadas para uma correta interpretação dos resultados obtidos:

- Modelagem em regime permanente, modelo não contempla transitórios de vapor;
- Simulação sequencial de cada equipamento isolado, baseada em balanços de massa e energia;

- Rendimento térmico dos equipamentos constante: entre níveis de pressão fixos, para pequenas variações de vazão de vapor, o rendimento dos equipamentos foi considerado constante para todas as alternativas analisadas;
- Temperatura da água de alimentação dos geradores de vapor igual a 40 °C;
- Temperatura de escape dos gases de combustão da caldeira de recuperação está atada a temperatura de vaporização da água, ou seja, à pressão da caldeira. Há uma relação entre esses valores, ditada por fatores econômicos, na qual $T_s = T_v + 70^{\circ}\text{C}$. No caso, para uma pressão de 88 bar, $T_s = 370^{\circ}\text{C}$;
- Temperatura de condensação nas turbinas a vapor e turbocompressores igual a 50°C ($P_{\text{sat}} = 0,12$ bar);
- Capacidade de água de resfriamento para condensadores ilimitada;
- Repotencialização de máquinas: a alternativa II prevê um aumento de rendimento térmico em 10% na caldeira GV – 2201 e 5% nas turbinas a vapor através de manutenção e eventual troca de componentes;
- Não foi contemplada uma análise exergética das alternativas, assim, foram desprezadas as irreversibilidades existentes no sistema de cogeração.

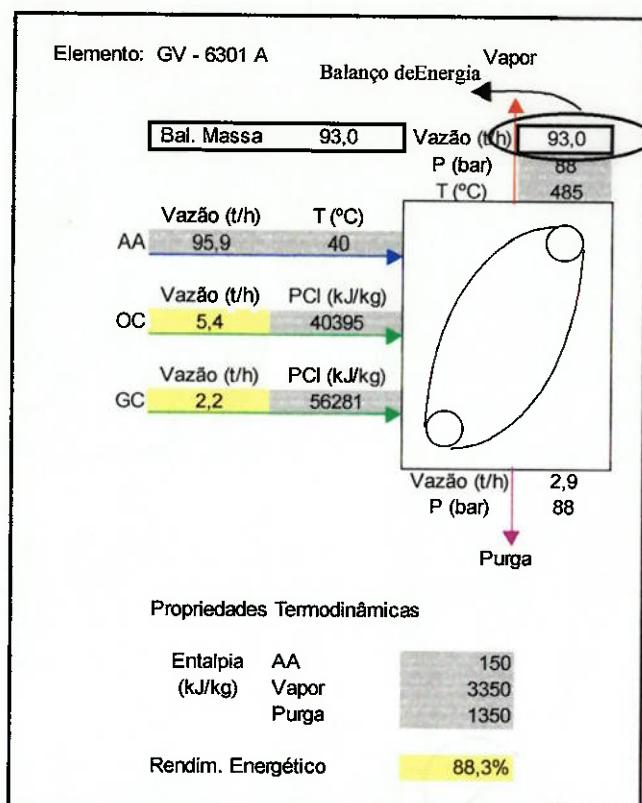
7.3 Estrutura do Modelo

A estrutura do modelo está dividida em 5 módulos de acordo com o tipo de equipamento modelado: geradores de vapor, turbinas à vapor, turbocompressores, equipamentos e turbinas a gás + caldeiras de recuperação. Cada módulo constitui uma pasta de uma arquivo de MsExcell, com interface gráfica e células de entrada de

dados em destaque (amarelo). Há também 2 planilhas para consolidação do balanço de utilidades e determinação do custo da energia elétrica gerada em cada alternativa.

7.3.1 Geradores de Vapor

O módulo de geradores de vapor simula o comportamento dos 5 equipamentos presentes na instalação. Há 3 geradores queimando apenas óleo combustível e gás de refinaria e 2 utilizando também a queima adicional de gás CO, residual da unidade de



destilação combinada e do processo de craqueamento catalítico. O vapor é gerado a uma pressão de 88bar e 485°C de temperatura. A água de alimentação é pré-aquecida e entra na fornalha do gerador de vapor a 40 °C.

Figura 15 – Modelagem de um Gerador de Vapor

A figura ao lado mostra a simulação de um gerador de vapor. As células

em cinza são os parâmetros fixos do elemento e as células em amarelo são as nossas variáveis de simulação (após a determinação do rendimento no caso base, este também passa a ser considerado um parâmetro fixo). Portanto, para diferentes cargas de vapor o modelo determina o consumo equivalente de combustíveis no gerador de vapor. A vazão de vapor é primeiramente calculada a partir de um balanço de massa do elemento:

$$M_{vap} = 0,97 * M_{AA}$$

(1)

Como pode-se notar, alimentamos o gerador de vapor com uma vazão superior à desejada na saída, pois 3% deste valor será perdido através de uma purga contínua.

Na célula em destaque, a vazão de vapor é calculada a partir do seguinte balanço de energia:

$$M_{vap} = \eta * [(M * PCI)_{OC} + (M * PCI)_{GC} + (M * H)_{AA} - (M * H)_{PURGA}] / H_{VAP,88} \quad (2)$$

Onde:

- M_{vap} : vazão de vapor gerado
- η : rendimento térmico do equipamento
- M_{OC} : consumo de óleo combustível
- M_{GC} : consumo de gás de refinaria
- M_{AA} : consumo de água de alimentação
- M_{PURGA} : perdas através da purga
- PCI : ponto calorífico inferior do combustível
- H : entalpia

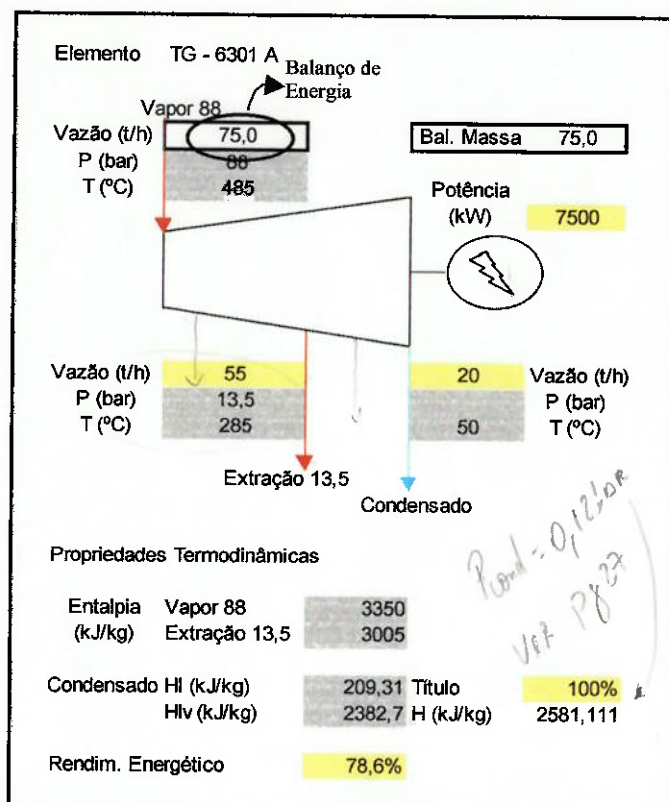
As unidades das variáveis descritas acima são mostradas na figura da página anterior. Na simulação dos GV's que utilizam queima adicional de gás de CO, é adicionado um termo referente a seu consumo na equação (2) equivalente ao consumo dos demais combustíveis.

Durante a simulação, varia-se a vazão de combustíveis de forma que o M_{vap} calculado pelo balanço de energia possa convergir para o mesmo valor do cálculo do balanço de massa. Desta forma, o usuário do modelo de simulação pode adquirir uma boa noção da sensibilidade de cada variável em um processo de geração de vapor.

7.3.2 Turbinas a vapor

O módulo de turbinas a vapor simula o comportamento dos 3 equipamentos presentes na instalação. São turbinas de condensação com extração de vapor controlada a 13,5 bar.

Assim como em todos os demais módulos, as células em amarelo são as variáveis do modelo. Para uma dada vazão de entrada, um aumento do percentual de



vapor condensado implica num aumento de geração de energia elétrica e uma diminuição de vazão de vapor para processos. O título do vapor na condensação deve ser próximo a 100%, de forma a minimizar o desgaste das pás da turbina.

Figura 16 – Modelagem de uma Turbina a Vapor

Através do balanço de massa temos a seguinte equação para o vapor na entrada da turbina:

$$M_{ENT} = M_{EXT} + M_{COND} \quad (3)$$

O balanço de energia relaciona as demais variáveis de interesse:

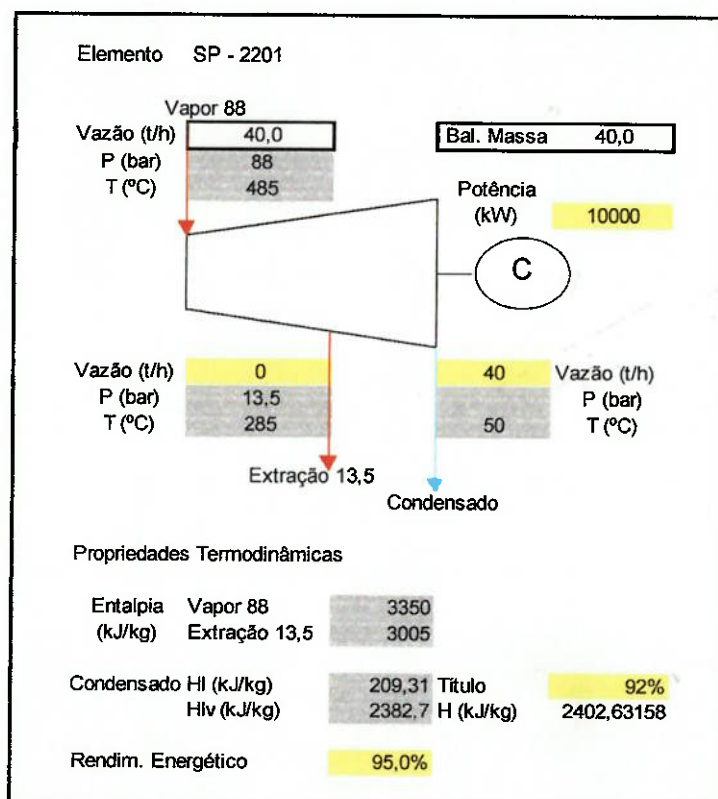
$$M_{ENT} = ((M * H)_{EXT} + (M * H)_{COND} + Pot / \eta) / H_{VAP,88} \quad (4)$$

Onde:

- M_{ENT} : vazão de vapor na entrada da turbina
- M_{EXT} : vazão de vapor na extração
- M_{COND} : vazão de vapor na condensação
- H : entalpia
- Pot : potência líquida no gerador elétrico
- η : rendimento térmico

7.3.3 Turbocompressores

O módulo de turbocompressores é muito semelhante ao anterior. As equações



de balanço de massa e energia são as mesmas, com a diferença que neste caso a potência gerada na turbina aciona diretamente o compressor.

Figura 17 – Modelagem de um Turbocompressor

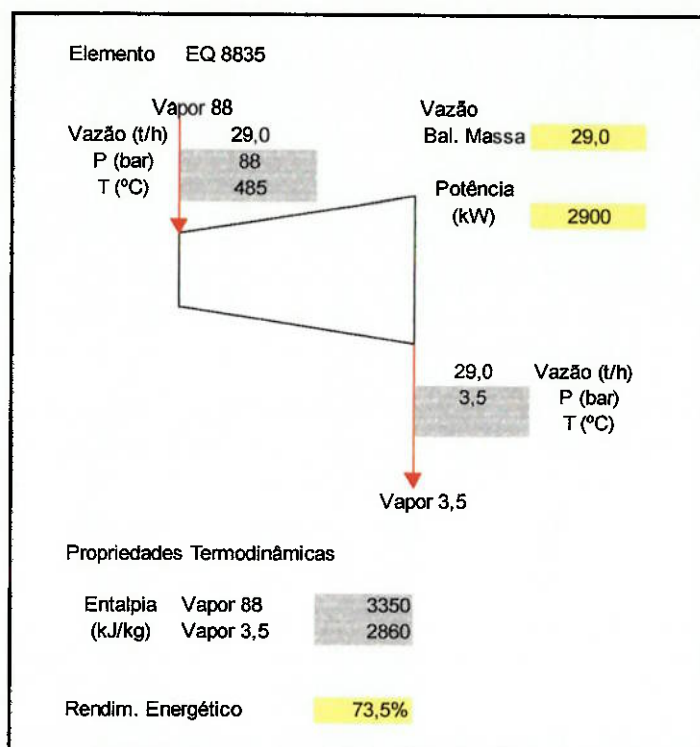
O sistema contém 4 equipamentos que

correspondem a uma potência nominal de 34 MW. O maior deles, com uma potência nominal de 12 MW, é de condensação com extração de vapor controlada a 13,5 bar.

Logo após, temos outro com potência nominal de 10 MW e condensação de vapor. Há ainda outros dois idênticos de potência nominal de 6 MW cada de contra-pressão, com saída de vapor superaquecido a 13,5 bar.

7.3.4 Equipamentos

No sistema de utilidades da Replan há ainda outros 2 equipamentos que aproveitam o salto entálpico do vapor para geração de potência de eixo. Um deles, como observamos ao lado, opera entre os níveis de alta e baixa pressão, aproveitando



todo o salto entálpico do vapor para mover um equipamento de potência nominal de 2,9 MW. O outro equipamento opera entre a média e baixa pressão e requer uma potência nominal de 10,7 MW.

Figura 18 – Modelagem de um Equipamento

7.3.5 Turbinas a Gás + Caldeiras de Recuperação

Este módulo possibilita a simulação de ciclos combinados, onde um combustível é queimado em uma turbina a gás para geração direta de potência e calor sensível dos gases de combustão é aproveitado em uma caldeira de recuperação para geração de vapor de alta pressão. Assim, pode-se atingir a auto-suficiência de energia

elétrica da fábrica aliada a uma redução de carga dos geradores de vapor mais antigos.

Aplicando-se o balanço de energia simplificado para uma turbina a gás temos:

$$\eta * (M * PCI)_{\text{COMB}} = \text{Pot} + (M * C_p * T)_{\text{GAS}} \quad (5)$$

Onde:

- M_{COMB} : vazão de combustível na turbina a gás
- PCI: poder calorífico inferior
- Pot: potência gerada na turbina a gás
- η : rendimento térmico
- M_{GAS} : vazão dos gases de exaustão da turbina a gás
- C_p : calor específico dos gases de exaustão da turbina a gás
- T : temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás

Esta é uma forma bem simplificada de modelar o comportamento de um a turbina a gás, porém suficiente para o propósito deste trabalho. Uma modelagem mais refinada deveria considerar aspectos da reação de combustão e escoamento dos gases de exaustão entre as pás e bocais da turbina. Na verdade, as variáveis apresentadas acima como consumo específico de energia, potência líquida nominal, vazão e temperatura de gases de exaustão podem ser consultadas nos catálogos de fabricantes. A modelagem propriamente dita fica por conta da caldeira de recuperação.

Na caldeira de recuperação, utiliza-se queima adicional de gás de refinaria para elevar a temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás e aumentar a vazão de vapor gerada. Queimadores são posicionados na admissão dos gases de exaustão e controlam a temperatura de entrada na caldeira de recuperação.

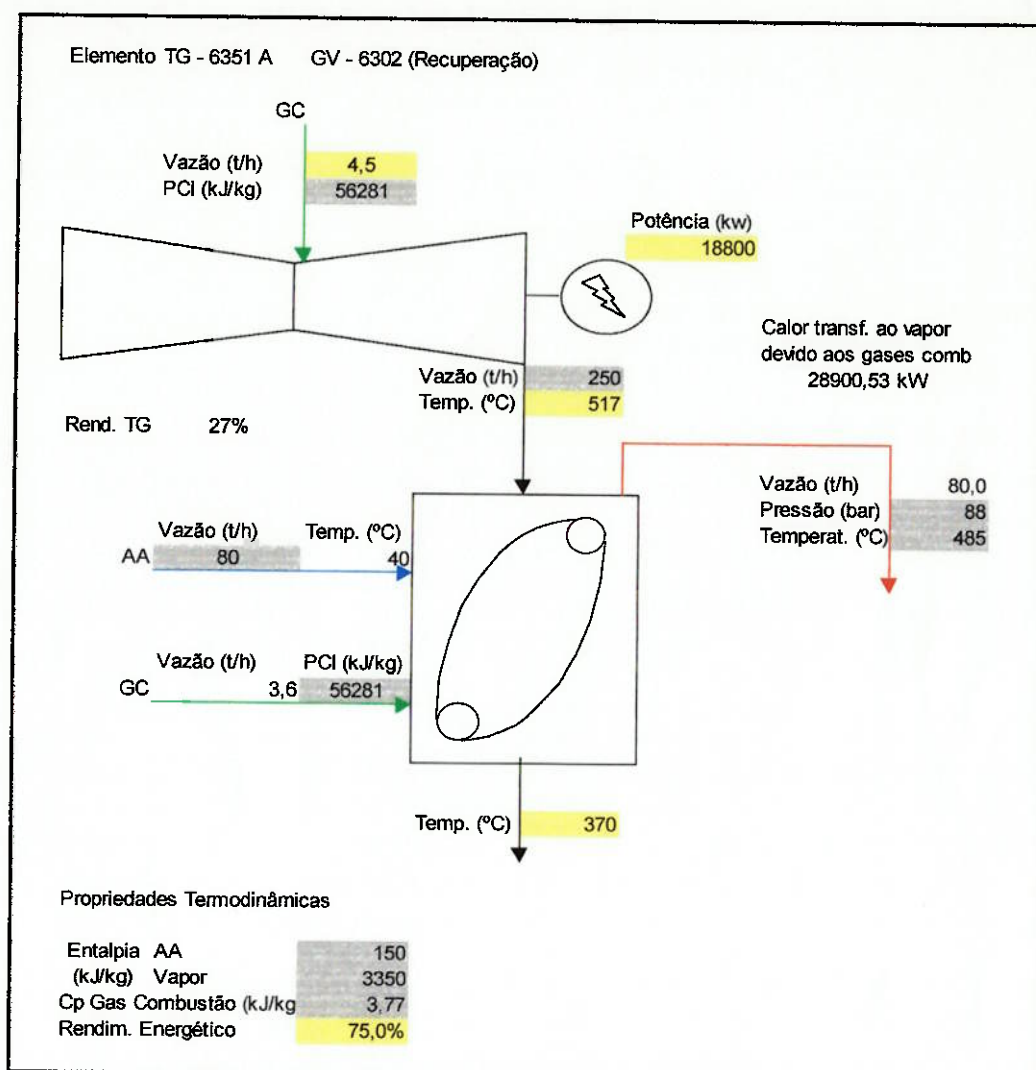


Figura 19 – Modelagem de uma Turbina a Gás e Caldeira de Recuperação

O balanço de energia da caldeira de recuperação é apresentado a seguir:

$$M_{VAP} = \eta * ((M * Cp * (T_{ENT} - T_{SAI}))_{GAS} + (M * PCI)_{COMB}) / (\Delta H)_{VAP} \quad (6)$$

Onde:

- M_{VAP} : vazão de vapor gerado
- $(M * Cp * (T_{ENT} - T_{SAI}))_{GAS}$: aproveitamento de calor - gases de combustão
- $(M * PCI)_{COMB}$: potência fornecida pela queima adicional de combustível
- $(\Delta H)_{VAP}$: variação de entalpia do vapor ($H_{VAP,88} - H_{AA}$)
- η : rendimento térmico

8. Simulação de Ciclos Térmicos

No capítulo 6, apresentamos um “brainstorming” das possíveis alternativas para os sistema de cogeração da Replan. Este foi um primeiro momento onde tentou-se levantar um grande número de alternativas para posterior seleção e análise mais detalhada de algumas alternativas. À seguir, apresentamos as alternativas selecionadas para simulação de ciclos térmicos e análise econômica, destacando o responsável pelas análises e conclusões em cada caso:

Alternativa	Responsável	Descrição
I	Maeda / Pedro	- Manutenção da situação atual - Déficit de 34,3 MW de capacidade de geração de energia elétrica (compra da concessionária)
II	Maeda	- Repotencialização de equipamentos para aumentar o rendimento global do sistema, reduzindo o consumo de combustíveis e aumentando a capacidade de geração de energia - Aumento estimado de rendimento térmico no GV – 2201 de 76% para 84% devido a reposição de tijolos refratários na parede da fornalha do gerador de vapor e troca de parte dos tubos do feixe de geração de vapor - Aumento estimado de rendimento térmico nos turbogeradores de 79% para 83% .
III	Pedro	- Auto-suficiência em geração de energia elétrica (56,8 MW) - Instalação de 2 turbogeradores à gás acoplados a caldeiras de recuperação de calor, gerando vapor a 88 bar / 485 °C - Diminuição do consumo de combustíveis nos geradores de vapor devido a produção nas caldeiras de recuperação - Turbogeneradores a gás e a vapor dimensionados para gerar energia elétrica necessária a auto-suficiência da

III	Pedro	planta com queima de gás de refinaria suplementar nas caldeiras de recuperação para fechamento do balanço de vapor
IV	Pedro	- Venda de excedente de energia elétrica para a concessionária - Instalação de 3 turbogeradores à gás acoplados a caldeiras de recuperação de calor, gerando vapor a 88 bar / 485 °C - Instalação de mais 1 turbina a vapor de condensação acoplada a gerador elétrico entre os níveis de pressão de 88 bar e 13,5 bar para aproveitamento do vapor que passaria pelas válvulas redutoras de pressão - Diminuição do consumo de combustíveis nos geradores de vapor devido a produção nas caldeiras de recuperação - Turbogeneradores a gás e a vapor dimensionados para gerar energia elétrica adicional com queima de gás de refinaria suplementar em 2 caldeiras de recuperação para fechamento do balanço de vapor
V	Maeda	- Venda de excedente de energia elétrica para a concessionária - Instalação de um turbogerador a gás de alta capacidade, 120 bar e 550 °C - Instalação de dois turbogeradores (120 bar a 88 bar) e um segundo de 88 bar até a condensação

8.1 Alternativa I : Ciclo Básico

Para podermos partir de um parâmetro de comparação para as alternativas de cogeração, primeiramente simulamos o balanço de energia e vapor para o ciclo básico. Assim, podemos também testar o modelo de simulação desenvolvido e compará-lo com dados reais da refinaria. À seguir apresentamos uma planilha resumo

do balanço de energia e vapor , a simulação de cada equipamento e o fluxograma do sistema de cogeração para esta alternativa.

8.1.1 Balanço de Energia e Vapor – Alternativa I

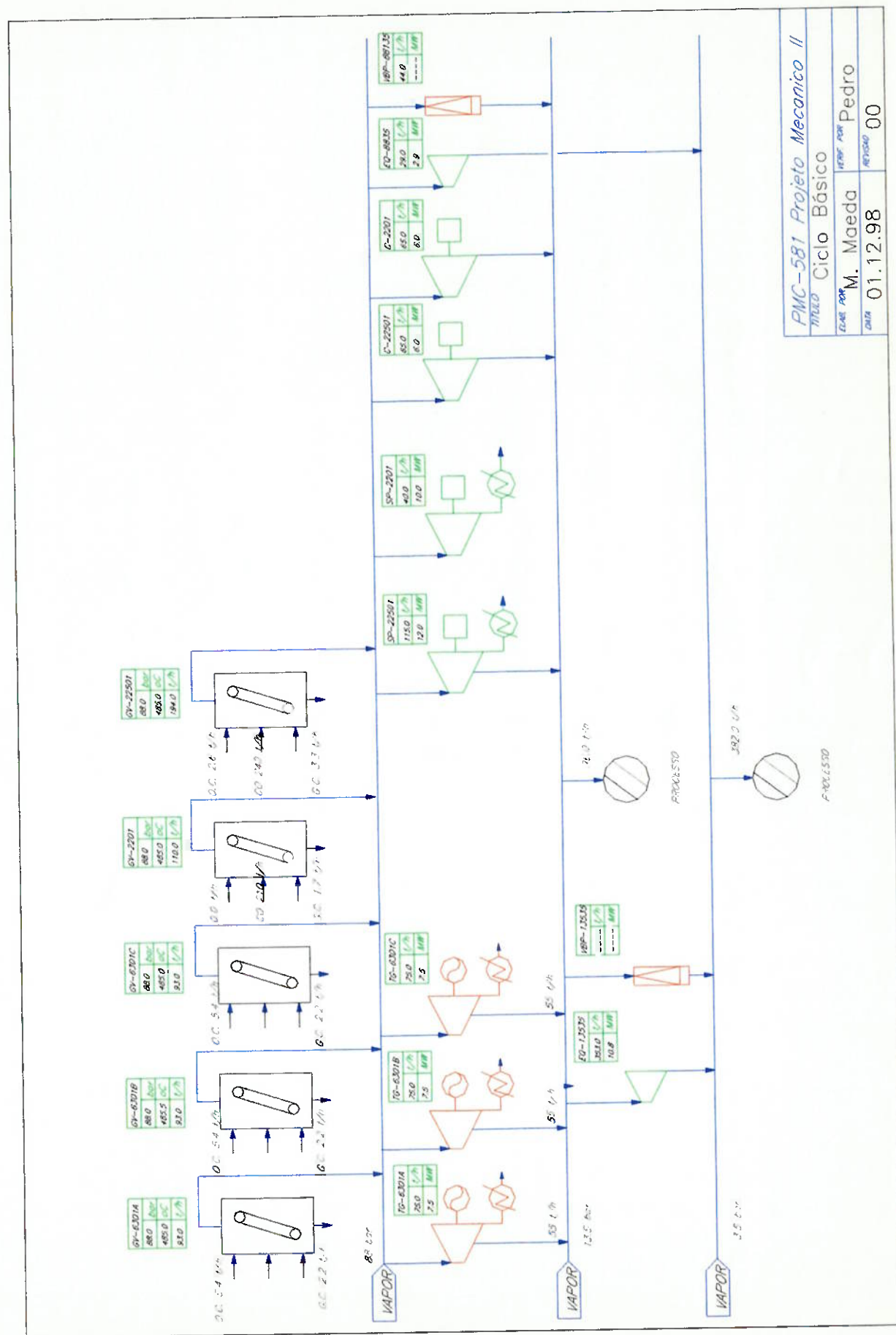
	Alternativa	I
		Ciclo Básico
Geradores de Vapor		
GV - 6301 A		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	93,0
Consumo de OC	(t/h)	5,4
Consumo de GC	(t/h)	2,2
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6301 B		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	93,0
Consumo de OC	(t/h)	5,4
Consumo de GC	(t/h)	2,2
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6301 C		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	93,0
Consumo de OC	(t/h)	5,4
Consumo de GC	(t/h)	2,2
Rendim. Energético	%	88%
GV - 2201		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	110,0
Consumo de CO	(t/h)	210,0
Consumo de OC	(t/h)	0,0
Consumo de GC	(t/h)	1,7
Rendim. Energético	%	76%
GV - 22501		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	194,0
Consumo de CO	(t/h)	240,0
Consumo de OC	(t/h)	2,6
Consumo de GC	(t/h)	3,3
Rendim. Energético	%	88%

Balanço de Energia e Vapor – Alternativa I (cont.)

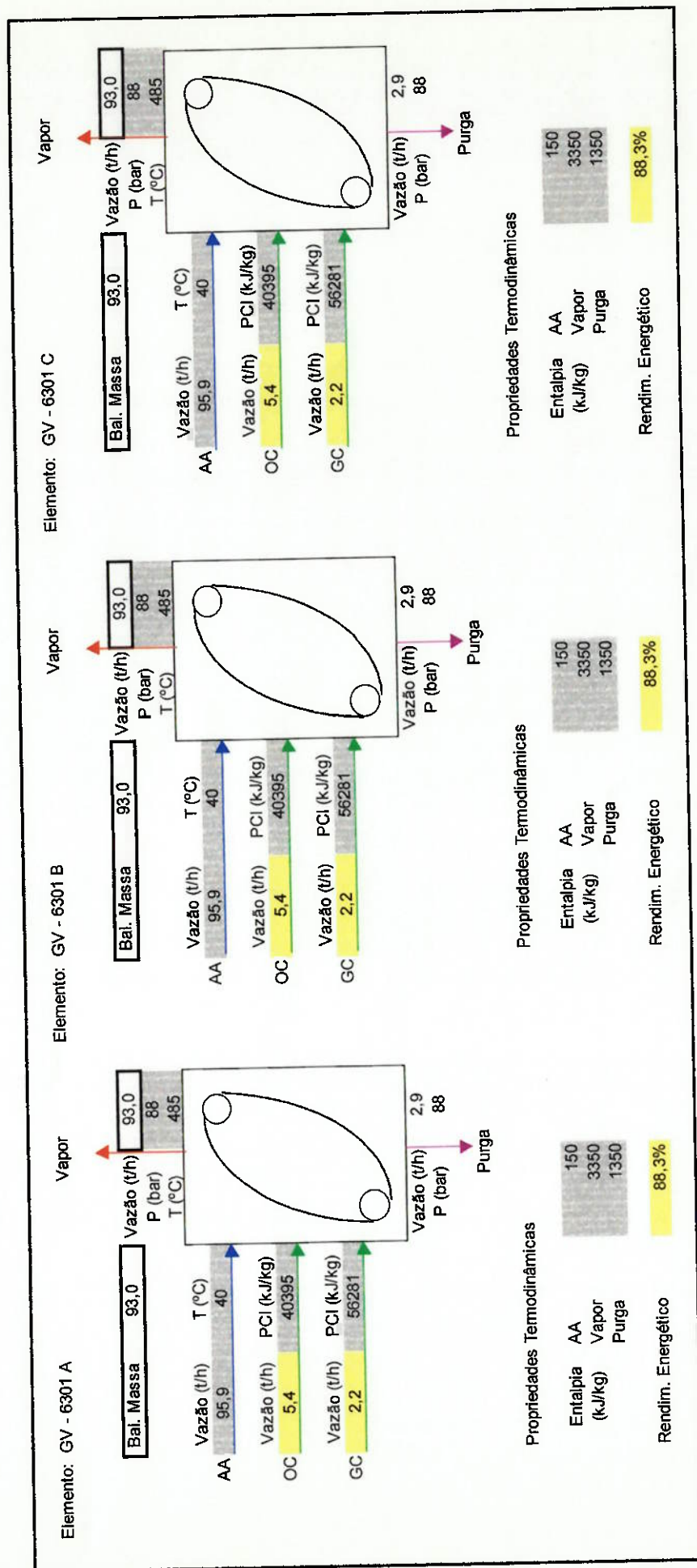
	Alternativa	I
		Ciclo Básico
Turbo Geradores		
TG - 6301 A		
Consumo Vapor	(t/h)	75,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	55,0
Condensação	(t/h)	20,0
Potência Útil	kW	7500,0
Rendim. Energético	%	79%
TG - 6301 B		
Consumo Vapor	(t/h)	75,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	55,0
Condensação	(t/h)	20,0
Potência Útil	kW	7500,0
Rendim. Energético	%	79%
TG - 6301 C		
Consumo Vapor	(t/h)	75,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	55,0
Condensação	(t/h)	20,0
Potência Útil	kW	7500,0
Rendim. Energético	%	79%
Turbo Compressores		
SP - 22501		
Consumo Vapor	(t/h)	115,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	110,0
Condensação	(t/h)	5,0
Pot. Compressor	kW	12000,0
Rendim. Energético	%	95%
SP - 2201		
Consumo Vapor	(t/h)	40,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	0,0
Condensação	(t/h)	40,0
Pot. Compressor	kW	10000,0
Rendim. Energético	%	95%
C - 22501		
Consumo Vapor	(t/h)	65,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	65,0
Condensação	(t/h)	0,0
Pot. Compressor	kW	6000,0
Rendim. Energético	%	96%
C - 2201		
Consumo Vapor	(t/h)	65,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	65,0
Condensação	(t/h)	0,0
Pot. Compressor	kW	6000,0
Rendim. Energético	%	96%

Balanço de Energia e Vapor – Alternativa I (cont.)

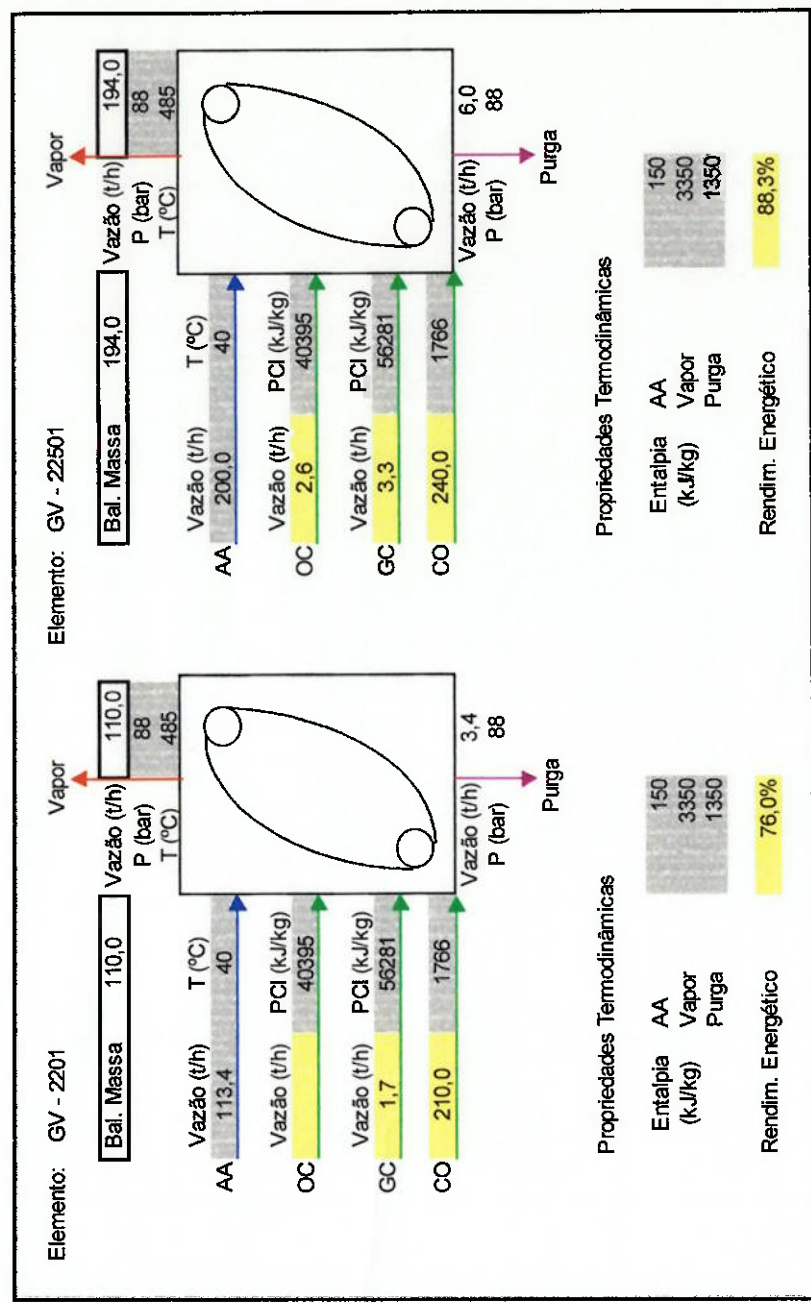
	Alternativa	I
		Ciclo Básico
Equipamentos		
EQ 8835		
Consumo Vapor	(t/h)	29,0
Pot. Equipamento	kW	2900,0
Rendim. Energético	%	73%
EQ 13535		
Consumo Vapor	(t/h)	353,0
Pot. Equipamento	kW	10762,0
Rendim. Energético	%	76%
Válvulas By-Pass		
VBP - 88135		
Consumo Vapor	(t/h)	44,0
VBP - 13535		
Consumo Vapor	(t/h)	0,0
Processos		
Consumo Vapor 13,5		
Consumo Vapor	(t/h)	96,0
Consumo Vapor 3,5		
Consumo Vapor	(t/h)	382,0
Resumo de Utilidades		
Carga de vapor - 120 bar	(t/h)	0,0
Carga de vapor - 88 bar	(t/h)	583,0
Condensação	(t/h)	105,0
Processos	(t/h)	478,0
Consumo de OC	(t/h)	18,6
Consumo de GC	(t/h)	9,4
Consumo de CO	(t/h)	450,0
Potência Líquida	kW	22500,0



8.1.3 Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa I Geradores de Vapor



Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa I – Geradores de Vapor (cont.)



Elemento: GV - 22501

Bal. Massa

194,0

Vazão (t/h)

194,0

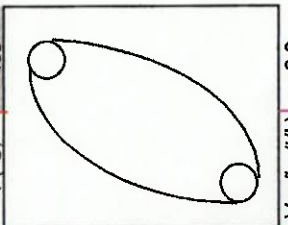
P (bar)

88

T (°C)

485

Vapor



Vazão (t/h)

200,0

T (°C)

40

AA

Vazão (t/h)

40395

PCI (kJ/kg)

OC

Vazão (t/h)

3,3

56281

GC

Vazão (t/h)

240,0

1766

CO

Vazão (t/h)

6,0

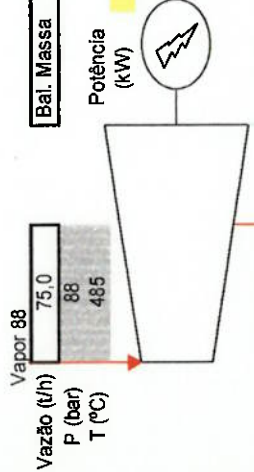
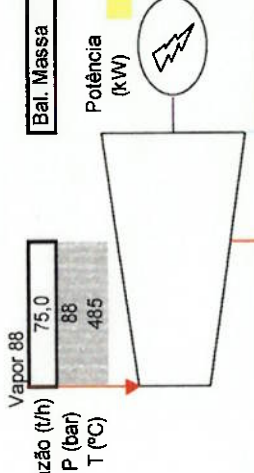
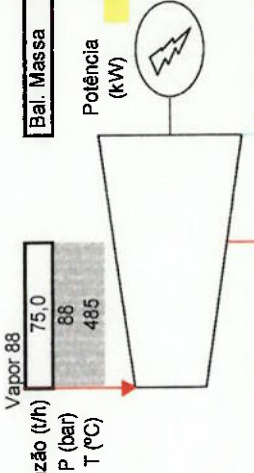
88

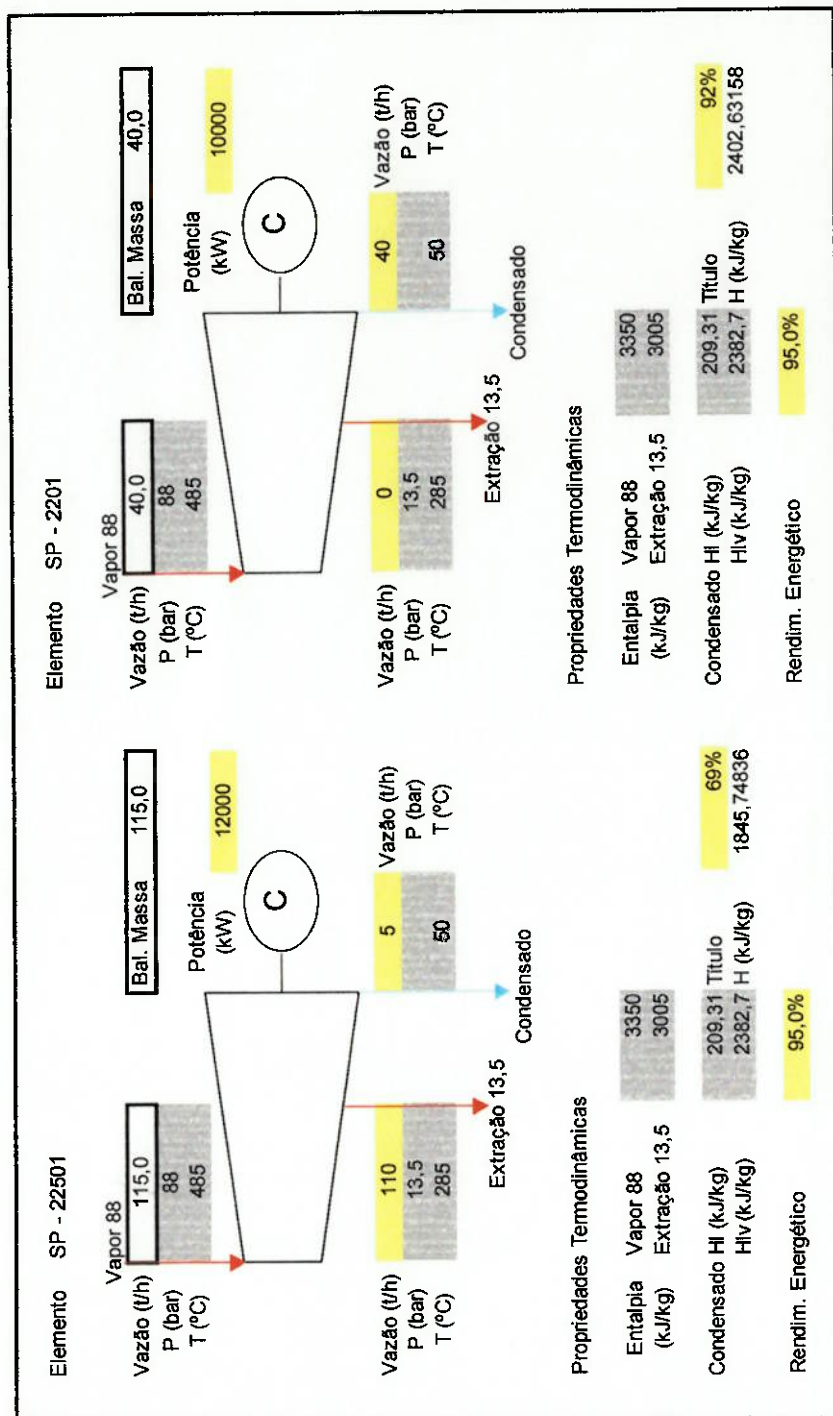
Purga

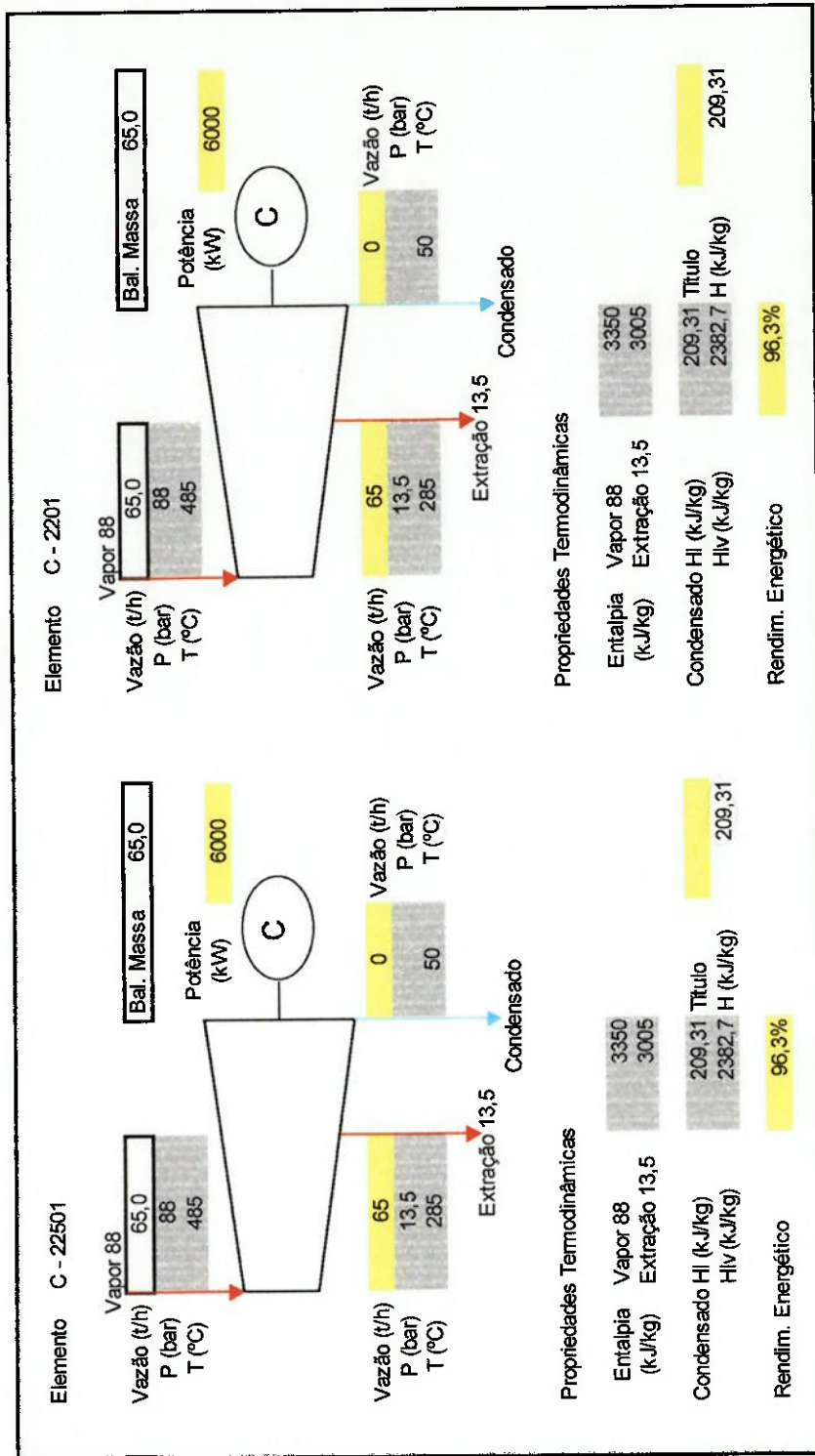
Propriedades Termodinâmicas

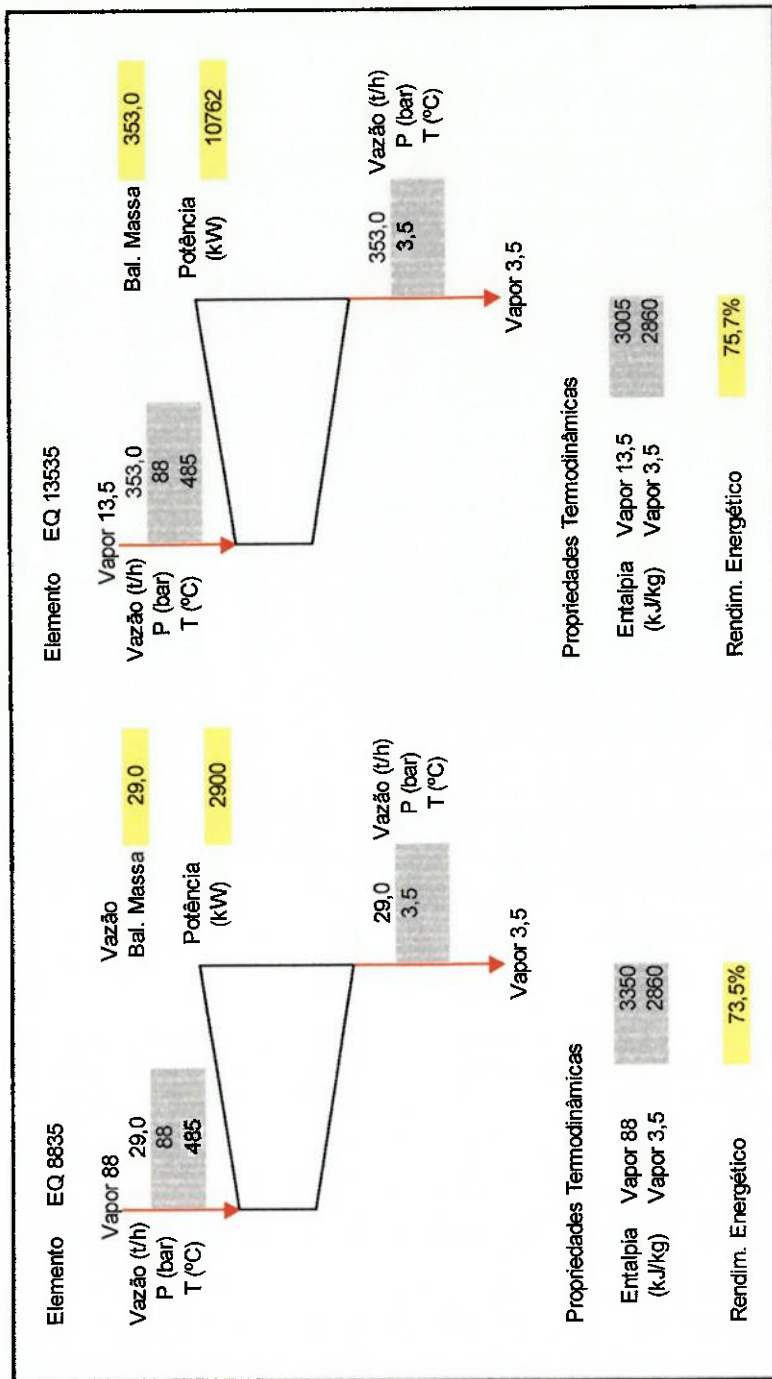
Entalpia	AA	150
(kJ/kg)	Vapor	3350
	Purga	1350

Rendim. Energético88,3%

Elemento TG - 6301 A  Vapor 88 Vazão (t/h) 75,0 P (bar) 88 T (°C) 485 Bal. Massa 75,0 Potência (kW) 7500 Vazão (t/h) 20 P (bar) 55 T (°C) 13,5 Extração 13,5 Condensado	Elemento TG - 6301 B  Vapor 88 Vazão (t/h) 75,0 P (bar) 88 T (°C) 485 Bal. Massa 75,0 Potência (kW) 7500 Vazão (t/h) 20 P (bar) 55 T (°C) 13,5 Extração 13,5 Condensado	Elemento TG - 6302  Vapor 88 Vazão (t/h) 75,0 P (bar) 88 T (°C) 485 Bal. Massa 75,0 Potência (kW) 7500 Vazão (t/h) 20 P (bar) 55 T (°C) 13,5 Extração 13,5 Condensado
Propriedades Termodinâmicas Entalpia (kJ/kg) Vapor 88 3350 Extração 13,5 3005 Condensado HI (kJ/kg) 209,31 HIV (kJ/kg) 2382,7 Rendim. Energético 78,6%	Propriedades Termodinâmicas Entalpia (kJ/kg) Vapor 88 3350 Extração 13,5 3005 Condensado HI (kJ/kg) 209,31 HIV (kJ/kg) 2382,7 Rendim. Energético 78,6%	Propriedades Termodinâmicas Entalpia (kJ/kg) Vapor 88 3350 Extração 13,5 3005 Condensado HI (kJ/kg) 209,31 HIV (kJ/kg) 2382,7 Rendim. Energético 78,6%







8.2 Alternativa III : Auto-suficiência de energia elétrica

Esta alternativa visa eliminar a necessidade de compra de energia elétrica da concessionária através da instalação de dois turbogeradores a gás, com capacidade de geração de 18,8 MW cada, acoplados a duas caldeiras de recuperação para geração de vapor de alta pressão (88 bar e 485 °C).

O combustível utilizado para queima nas turbinas será gás de refinaria, proveniente da própria Replan. Para queima adequada o gás deve ser comprimido até a pressão requerida para injeção nas câmaras de combustão das turbinas.

No duto de descarga dos gases de cada turbina será instalada uma válvula que pode direcionar o fluxo de gases diretamente para a atmosfera (chaminé) ou para a caldeira de recuperação. Este recurso é muito utilizado e permite a operação do turbogerador independente da caldeira em casos de emergência.

No caso de parada de uma das turbinas a gás para manutenção ou por algum outro tipo de problema, a energia elétrica de back-up será fornecida pela concessionária, evitando qualquer problema de operação da fábrica.

Os gases de exaustão das turbinas estão a uma temperatura de 517 °C e, para o caso estudado, com uma vazão de 250 t/h que são enviados para as caldeiras de recuperação aquatubulares, nas quais energia térmica disponível é transformada em vapor para uso industrial.

Para atender à demanda total da fábrica será necessário queimador suplementar, pois apenas com os gases de escape as caldeiras não atingem a carga de vapor necessária.

As caldeiras serão do tipo compactas, aquatubulares, com um balão de vapor e um balão de água, convector, economizador e chaminé. Estão dimensionadas para uma carga de vapor de 80 t/h com queima suplementar de gás de refinaria. Este vapor

adicional permitirá o desligamento do gerador de vapor GV – 6301 C e uma redução no consumo de combustíveis.

Para a modelagem das caldeiras de recuperação, considerou-se um rendimento térmico de 75%, dado fornecido pelo Prof. Silvio, orientador do projeto.

Durante a parada de uma das turbinas, não haverá a disponibilidade de gases quentes para geração de vapor. Portanto, o vapor complementar será fornecido pelos demais geradores de vapor, aumentando-se o consumo de combustíveis.

Os turbogeradores a gás e as caldeiras de recuperação serão operados automaticamente através do painel local fornecido pelo fabricante e supervisionado pelo operador da sala de controle.

À seguir apresentamos uma planilha resumo do balanço de energia e vapor , a simulação de cada equipamento e o fluxograma do sistema de cogeração para esta alternativa. Em linhas gerais, pode-se notar um aumento no consumo de gás de refinaria e geração de eletricidade e uma redução no consumo de óleo combustível.

8.2.1 Balanço de Energia e Vapor – Alternativa III

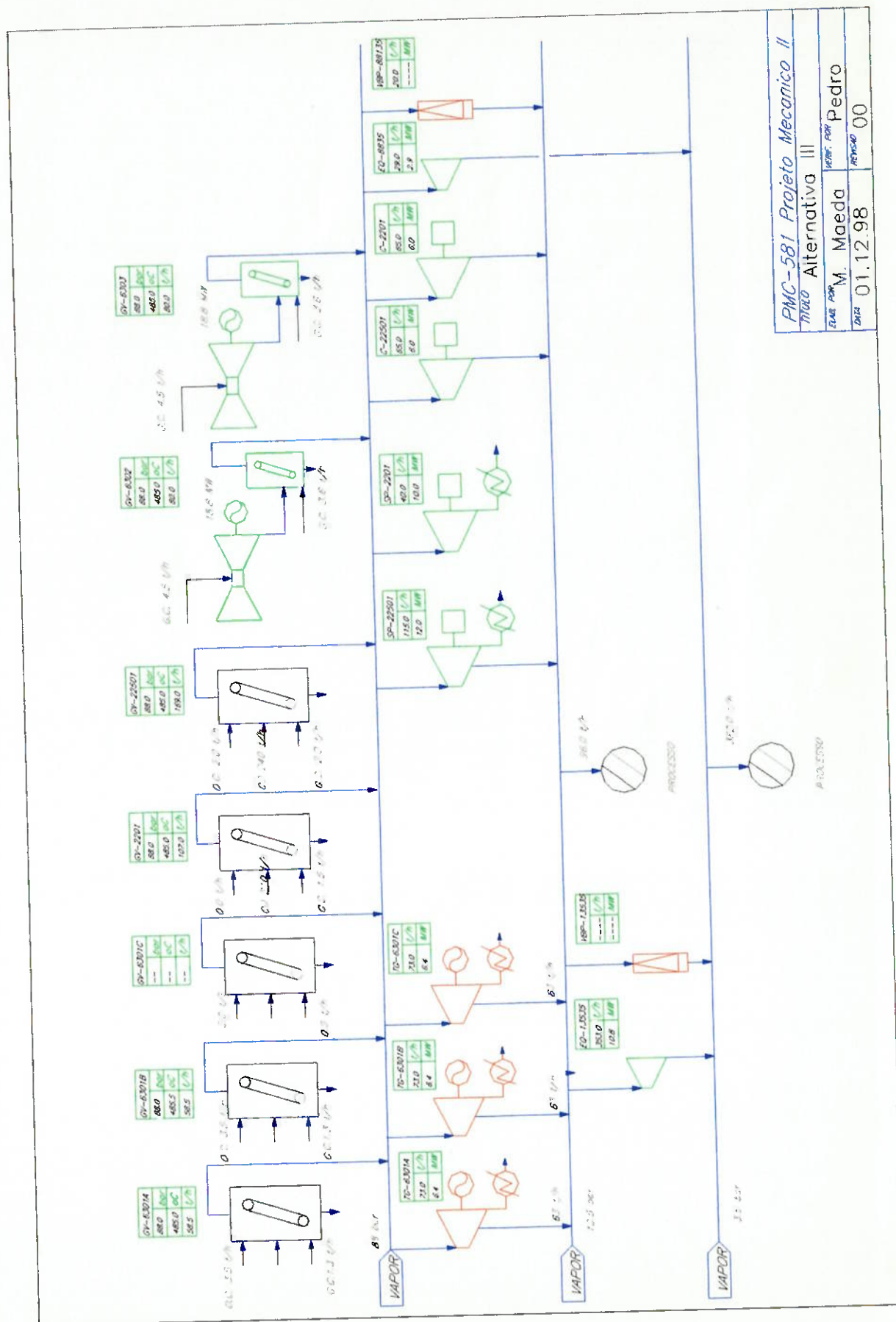
	Alternativa	III
		Auto-Suficiência En. Elétrica
Geradores de Vapor		
GV - 6301 A		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	58,5
Consumo de OC	(t/h)	3,5
Consumo de GC	(t/h)	1,3
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6301 B		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	58,5
Consumo de OC	(t/h)	3,5
Consumo de GC	(t/h)	1,3
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6301 C		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	0,0
Consumo de OC	(t/h)	0,0
Consumo de GC	(t/h)	0,0
Rendim. Energético	%	0%
GV - 2201		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	107,0
Consumo de CO	(t/h)	210,0
Consumo de OC	(t/h)	0,0
Consumo de GC	(t/h)	1,5
Rendim. Energético	%	76%
GV - 22501		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	169,0
Consumo de CO	(t/h)	240,0
Consumo de OC	(t/h)	2,0
Consumo de GC	(t/h)	2,0
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6302 (Recuperação)		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	80,0
Consumo de GC	(t/h)	3,6
Rendim. Energético	%	75%
GV - 6303 (Recuperação)		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	80,0
Consumo de GC	(t/h)	3,6
Rendim. Energético	%	75%

Balanco de Energia e Vapor – Alternativa III (cont.)

	Alternativa	III
		Auto-Suficiência En. Elétrica
Turbo Geradores		
TG - 6301 A		
Consumo Vapor	(t/h)	73,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	63,0
Condensação	(t/h)	10,0
Potência Útil	kW	6400,0
Rendim. Energético	%	79%
TG - 6301 B		
Consumo Vapor	(t/h)	73,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	63,0
Condensação	(t/h)	10,0
Potência Útil	kW	6400,0
Rendim. Energético	%	79%
TG - 6301 C		
Consumo Vapor	(t/h)	73,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	63,0
Condensação	(t/h)	10,0
Potência Útil	kW	6400,0
Rendim. Energético	%	79%
Turbinas a Gás		
TG - 6351 A		
Consumo de GC	(t/h)	4,5
Potência Útil	kW	18800,0
Rendim. Energético	%	27%
TG - 6351 B		
Consumo de GC	(t/h)	4,5
Potência Útil	kW	18800,0
Rendim. Energético	%	27%
Turbo Compressores		
SP - 22501		
Consumo Vapor	(t/h)	115,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	110,0
Condensação	(t/h)	5,0
Pot. Compressor	kW	12000,0
Rendim. Energético	%	95%
SP - 2201		
Consumo Vapor	(t/h)	40,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	0,0
Condensação	(t/h)	40,0
Pot. Compressor	kW	10000,0
Rendim. Energético	%	95%

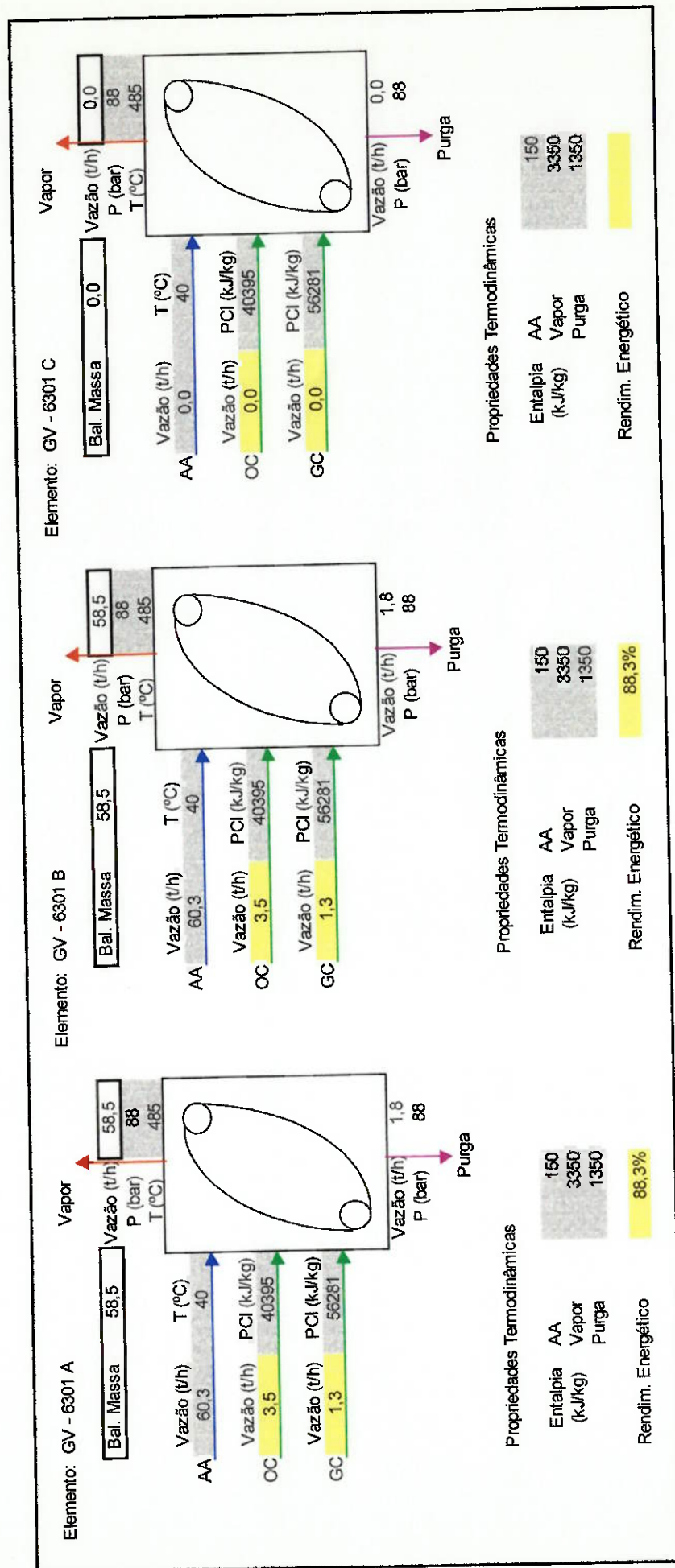
Balanço de Energia e Vapor – Alternativa III (cont.)

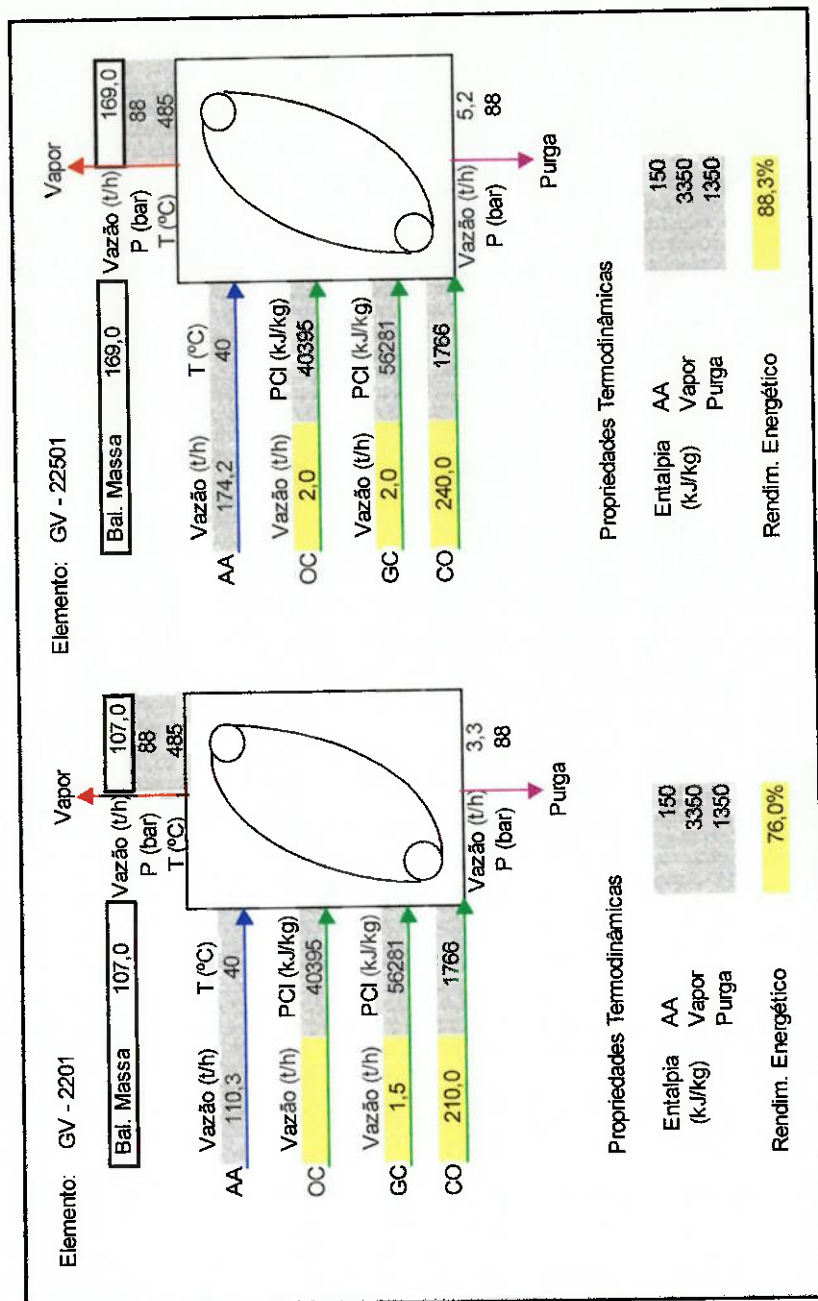
	Alternativa	III
		Auto-Suficiência En. Elétrica
Turbo Compressores		
C - 22501		
Consumo Vapor	(t/h)	65,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	65,0
Condensação	(t/h)	0,0
Pot. Compressor	kW	6000,0
Rendim. Energético	%	96%
C - 2201		
Consumo Vapor	(t/h)	65,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	65,0
Condensação	(t/h)	0,0
Pot. Compressor	kW	6000,0
Rendim. Energético	%	96%
Equipamentos		
EQ 8835		
Consumo Vapor	(t/h)	29,0
Pot. Equipamento	kW	2900,0
Rendim. Energético	%	73%
EQ 13535		
Consumo Vapor	(t/h)	353,0
Pot. Equipamento	kW	10762,0
Rendim. Energético	%	76%
Válvulas By-Pass		
VBP - 88135		
Consumo Vapor	(t/h)	20,0
VBP - 13535		
Consumo Vapor	(t/h)	0,0
Processos		
Consumo Vapor 13,5		
Consumo Vapor	(t/h)	96,0
Consumo Vapor 3,5		
Consumo Vapor	(t/h)	382,0
Resumo de Utilidades		
Carga de vapor - 120 bar	(t/h)	0,0
Carga de vapor - 88 bar	(t/h)	553,0
Condensação	(t/h)	75,0
Processos	(t/h)	478,0
Consumo de OC	(t/h)	9,0
Consumo de GC	(t/h)	22,4
Consumo de CO	(t/h)	450,0
Potência Líquida	kW	56800,0



PMc-581 Projeto Mecanico II		
MULO Alternativa III		
ELAB. DES. ADM.	M. Maeda	VERIFIC. PROJ.
DATA	01.12.98	REVISAO
		00

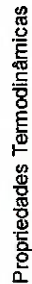
8.2.3 Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa III Geradores de Vapor

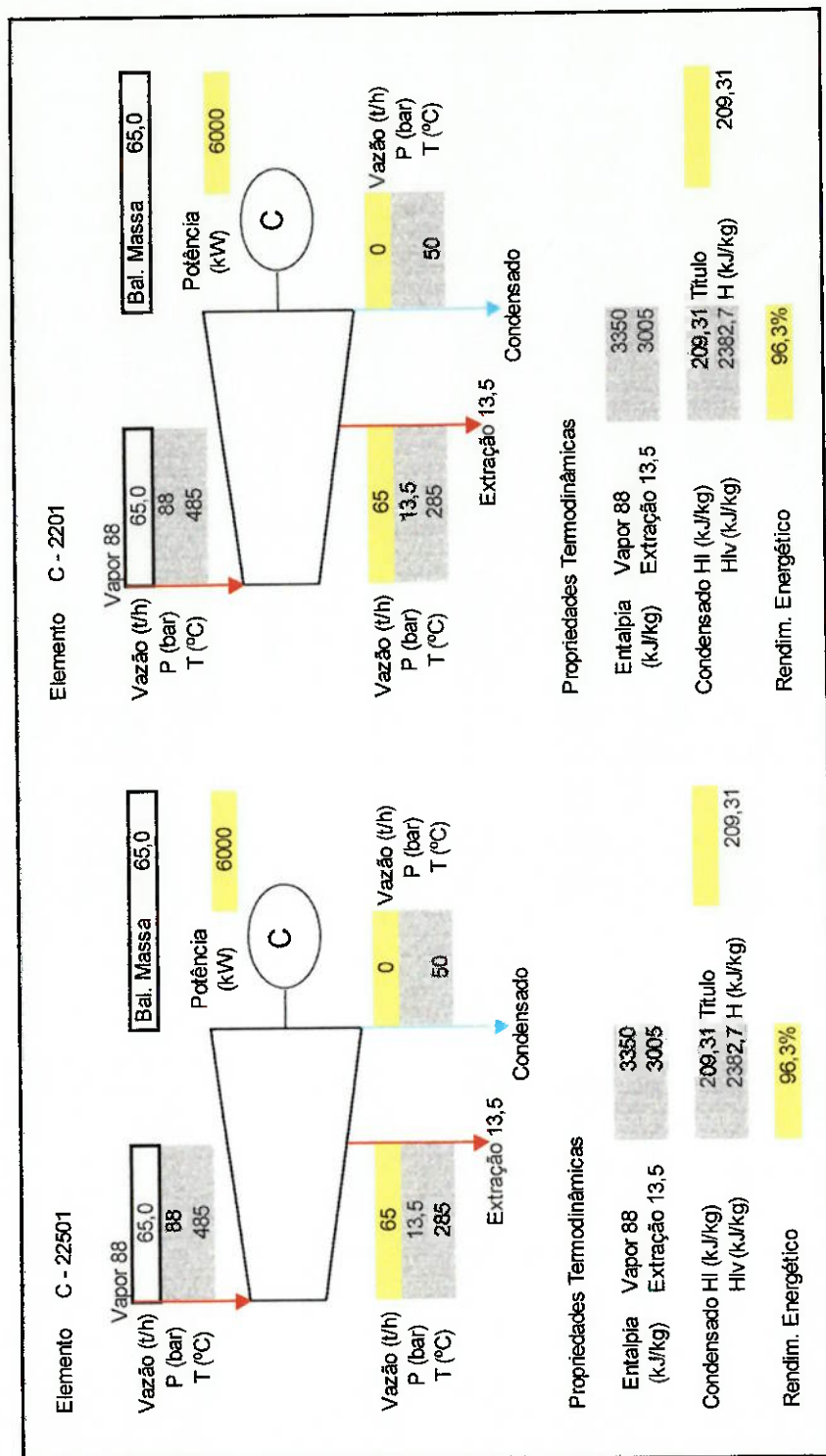




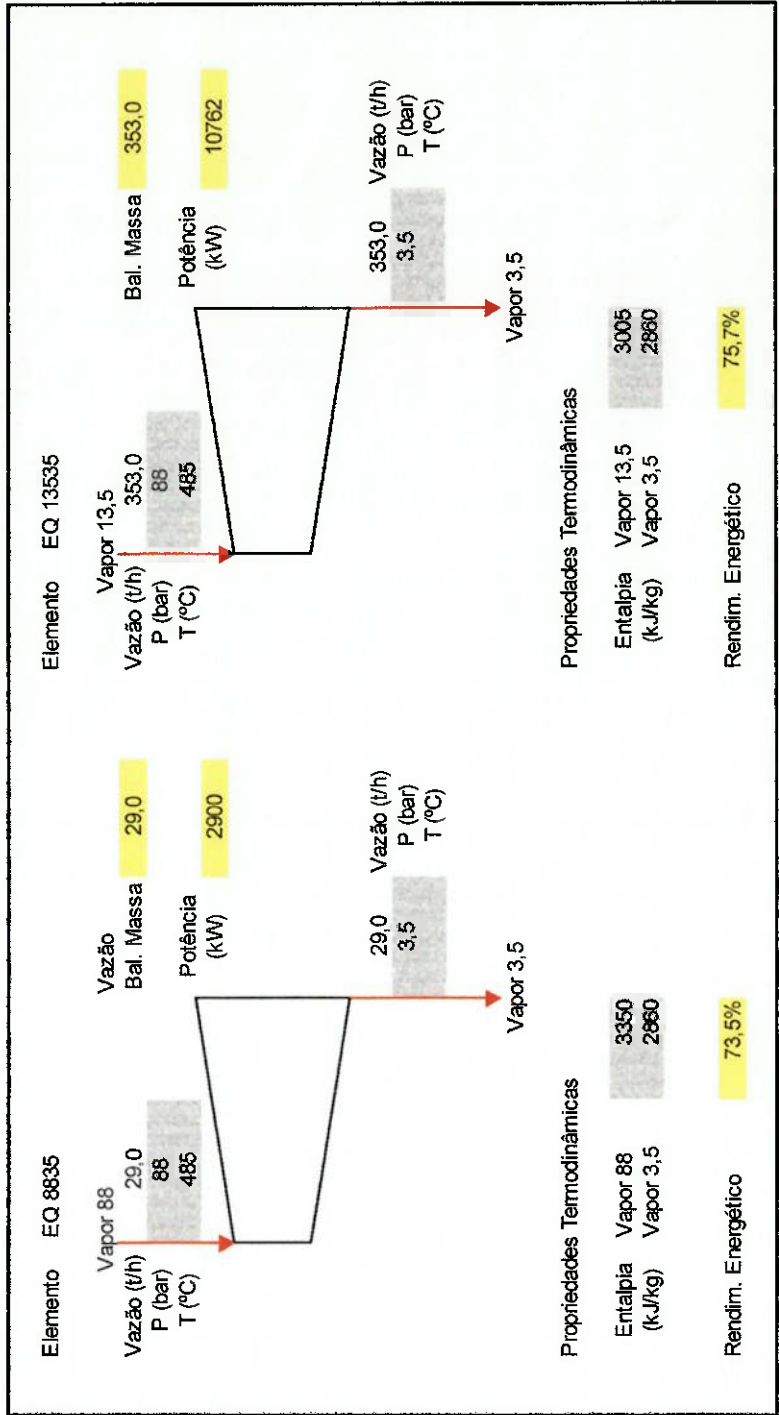
Alternativa III – Turbogeneradores a Vapor

Elemento	TG - 6301 A	TG - 6301 B	TG - 6302
Vapor 88			
Vazão (t/h)	73,0	73,0	73,0
P (bar)	88	88	88
T (°C)	485	485	485
Bal. Massa	73,0	73,0	73,0
Potência (kW)	6400	6400	6400
Vazão (t/h)	10	10	10
P (bar)	50	50	50
T (°C)	50	50	50
Extração 13,5			
Condensado			
Propriedades Termodinâmicas			
Entalpia (kJ/kg)	3350	3350	3350
Vapor 88			
Extração 13,5	3005	3005	3005
Condensado HI (kJ/kg)	209,31	209,31	209,31
HLV (kJ/kg)	2382,7	2382,7	2382,7
H (kJ/kg)	2592,01	2592,01	2592,01
Rendim. Energético	78,6%	78,6%	78,6%



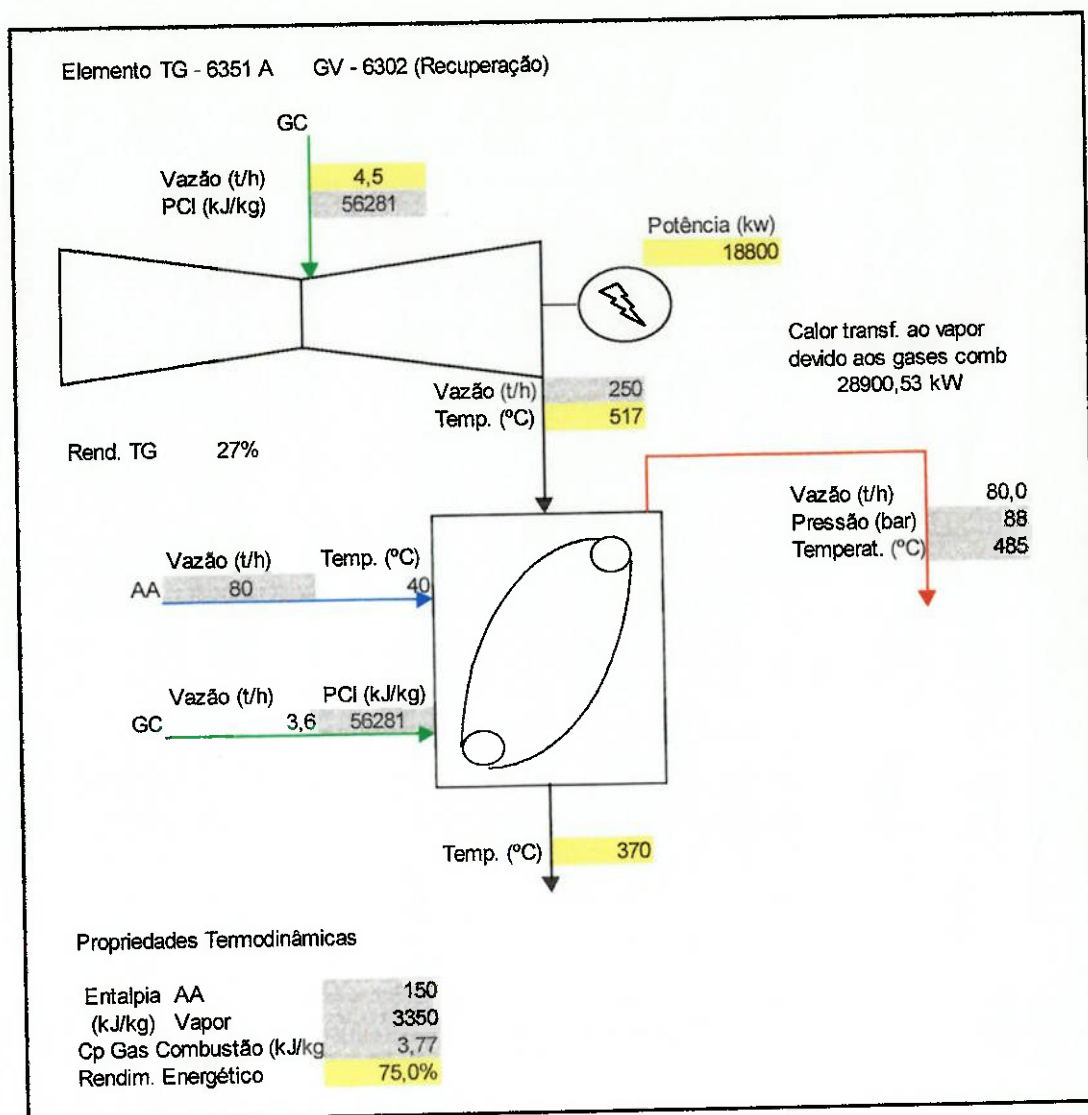


Alternativa III – Equipamentos



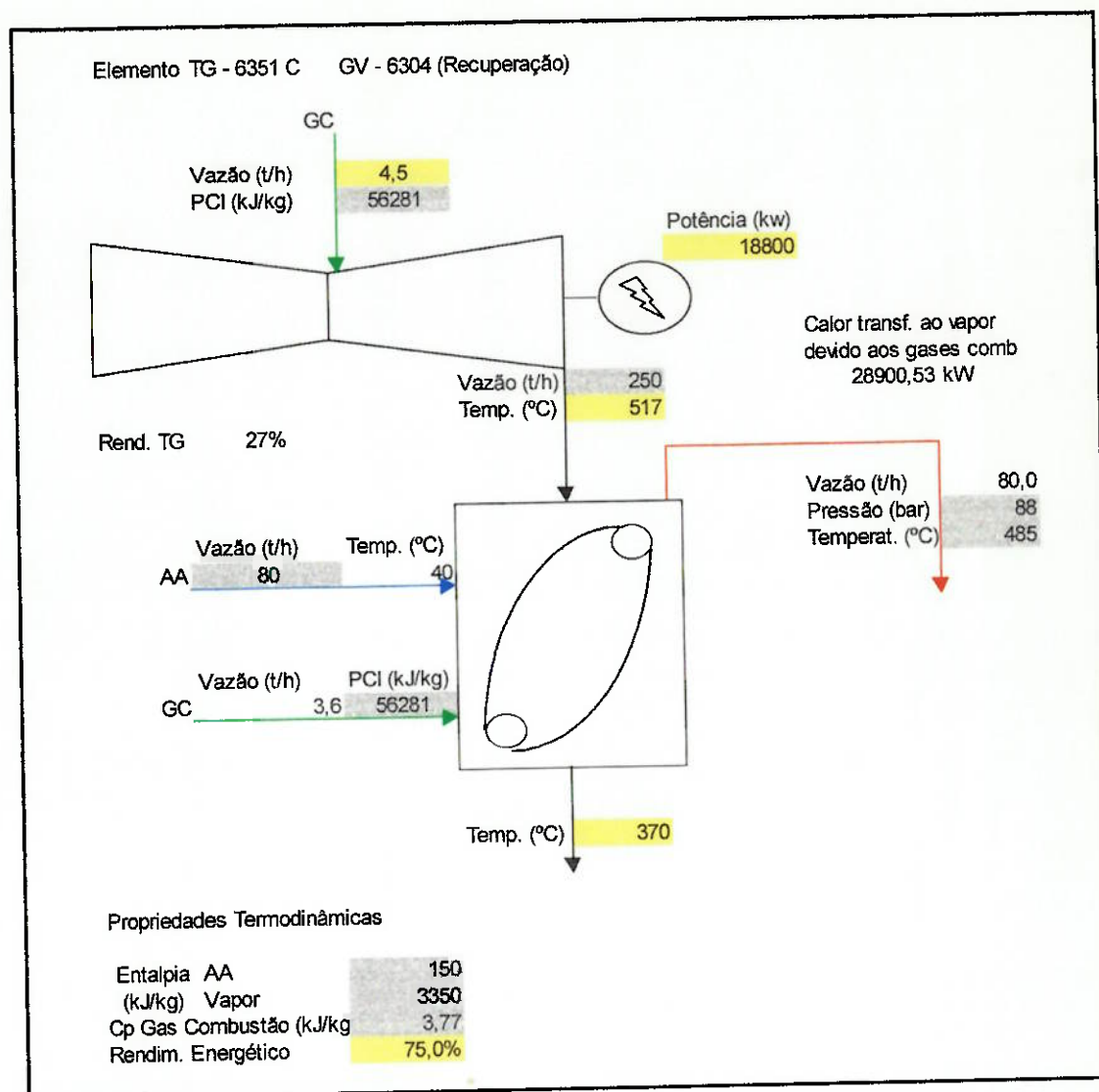
Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa III

Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação



Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa III

Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação (cont.)



8.3 Alternativa IV : Venda de excedente de energia elétrica

Esta alternativa visa não só eliminar a necessidade de compra de energia elétrica da concessionária, como também vender para a concessionária o excedente de eletricidade gerado através da instalação de três turbogeradores a gás, com capacidade de geração de 18,8 MW cada, acoplados a três caldeiras de recuperação para geração de vapor de alta pressão (88 bar e 485 °C). Além disso, será instalado mais um turbogerador a vapor de condensação para aproveitar a entalpia do excedente de vapor gerado em uma das caldeiras de recuperação.

O combustível utilizado para queima na turbina a gás adicional será gás natural, já que se esgota a possibilidade de utilização de gás de refinaria da Replan, devendo-se tomar os mesmos cuidados quanto a sua pressão de admissão.

No duto de descarga dos gases de cada turbina será instalada uma válvula que pode direcionar o fluxo de gases diretamente para a atmosfera (chaminé) ou para a caldeira de recuperação. Este recurso é muito utilizado e permite a operação do turbogerador independente da caldeira em casos de emergência.

No caso de parada de uma das turbinas a gás para manutenção ou por algum outro tipo de problema, a energia elétrica de back-up será fornecida pela concessionária, evitando qualquer problema de operação da fábrica.

Os gases de exaustão das turbinas estão a uma temperatura de 517 °C e, para o caso estudado, com uma vazão de 250 t/h que são enviados para as caldeiras de recuperação aquatubulares, nas quais energia térmica disponível é transformada em vapor para uso industrial.

Neste caso, a terceira caldeira de recuperação irá operar sem necessidade de queima suplementar, pois a demanda de vapor não impõe essa necessidade.

As caldeiras serão do tipo compactas, aquatubulares, com um balão de vapor e um balão de água, convector, economizador e chaminé. A caldeira adicional está

projetada para uma vazão de vapor de 32,5 t/h decorrente apenas do calor sensível dos gases de exaustão da turbina a gás, enquanto as demais permanecem com as condições de projeto da alternativa anterior.

O turbogerador a vapor irá aproveitar a entalpia do vapor produzido nesta última caldeira de recuperação e condensar as 32,5 t/h de vapor gerado, gerando cerca de 5,3 MW de energia elétrica adicional que deverá ser vendida para a concessionária.

Para a modelagem das caldeiras de recuperação, considerou-se um rendimento térmico de 75%, dado fornecido pelo Prof. Silvio, orientador do projeto.

Durante a parada de uma das turbinas, não haverá a disponibilidade de gases quentes para geração de vapor. Portanto, o vapor complementar será fornecido pelos demais geradores de vapor, aumentando-se o consumo de combustíveis.

Os turbogeradores a gás e as caldeiras de recuperação serão operados automaticamente através do painel local fornecido pelo fabricante e supervisionado pelo operador da sala de controle.

À seguir apresentamos uma planilha resumo do balanço de energia e vapor, a simulação de cada equipamento e o fluxograma do sistema de cogeração para esta alternativa. Nota-se um grande aumento na geração de energia elétrica devido a instalação dos turbogeradores a gás e a vapor, quando comparamos esta alternativa com a anterior.

8.3.1 Balanço de Energia e Vapor – Alternativa IV

	Alternativa	IV
		Venda Eletricidade (88 bar)
Geradores de Vapor		
GV - 6301 A		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	58,5
Consumo de OC	(t/h)	3,5
Consumo de GC	(t/h)	1,3
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6301 B		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	58,5
Consumo de OC	(t/h)	3,5
Consumo de GC	(t/h)	1,3
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6301 C		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	0,0
Consumo de OC	(t/h)	0,0
Consumo de GC	(t/h)	0,0
Rendim. Energético	%	0%
GV - 2201		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	107,0
Consumo de CO	(t/h)	210,0
Consumo de OC	(t/h)	0,0
Consumo de GC	(t/h)	1,5
Rendim. Energético	%	76%
GV - 22501		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	169,0
Consumo de CO	(t/h)	240,0
Consumo de OC	(t/h)	2,0
Consumo de GC	(t/h)	2,0
Rendim. Energético	%	88%
GV - 6302 (Recuperação)		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	80,0
Consumo de GC	(t/h)	3,6
Rendim. Energético	%	75%
GV - 6303 (Recuperação)		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	80,0
Consumo de GC	(t/h)	3,6
Rendim. Energético	%	75%
GV - 6304 (Recuperação)		
Pressão	bar	88,0
Temperatura	°C	485,0
Carga de Vapor	(t/h)	32,5
Consumo de GC	(t/h)	0,0
Rendim. Energético	%	75%

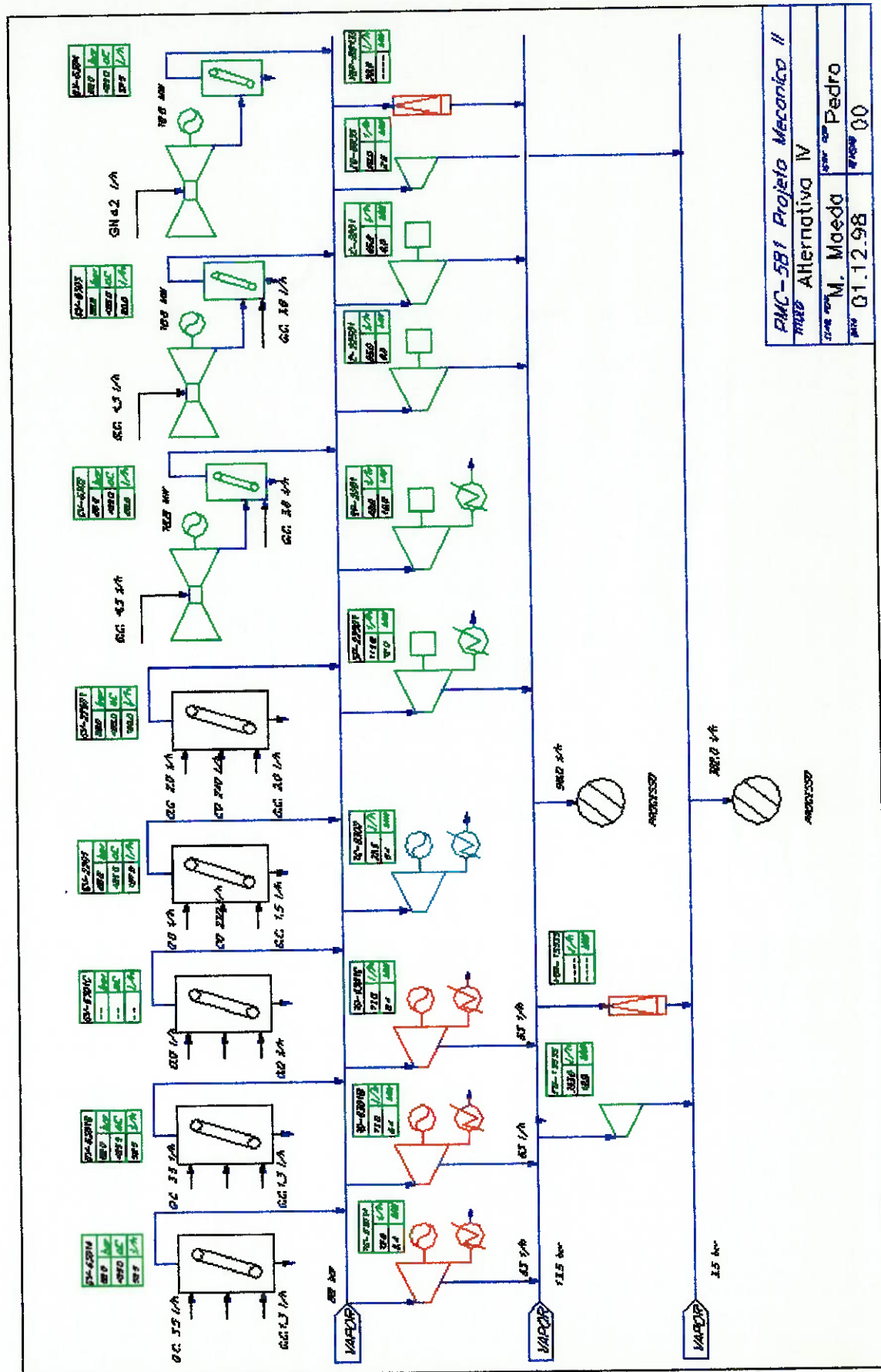
Balanco de Energia e Vapor – Alternativa IV

	Alternativa	IV
		Venda Eletricidade (88 bar)
Turbo Geradores		
TG - 6301 A		
Consumo Vapor	(t/h)	73,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	63,0
Condensação	(t/h)	10,0
Potência Útil	kW	6400,0
Rendim. Energético	%	79%
TG - 6301 B		
Consumo Vapor	(t/h)	73,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	63,0
Condensação	(t/h)	10,0
Potência Útil	kW	6400,0
Rendim. Energético	%	79%
TG - 6301 C		
Consumo Vapor	(t/h)	73,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	63,0
Condensação	(t/h)	10,0
Potência Útil	kW	6400,0
Rendim. Energético	%	79%
TG - 6302		
Consumo Vapor	(t/h)	32,5
Extração 13,5 bar	(t/h)	0,0
Condensação	(t/h)	32,5
Potência Útil	kW	5378,3
Rendim. Energético	%	79%
Turbinas a Gás		
TG - 6351 A		
Consumo de GC	(t/h)	4,5
Potência Útil	kW	18800,0
Rendim. Energético	%	27%
TG - 6351 B		
Consumo de GC	(t/h)	4,5
Potência Útil	kW	18800,0
Rendim. Energético	%	27%
TG - 6351 C		
Consumo de GN	(t/h)	4,2
Potência Útil	kW	18800,0
Rendim. Energético	%	27%
Turbo Compressores		
SP - 22501		
Consumo Vapor	(t/h)	115,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	110,0
Condensação	(t/h)	5,0
Pot. Compressor	kW	12000,0
Rendim. Energético	%	95%
SP - 2201		
Consumo Vapor	(t/h)	40,0
Extração 13,5 bar	(t/h)	0,0
Condensação	(t/h)	40,0
Pot. Compressor	kW	10000,0
Rendim. Energético	%	95%

Balanco de Energia e Vapor – Alternativa IV

	Alternativa	IV
		Venda Eletricidade (88 bar)
Equipamentos		
EQ 8835		
Consumo Vapor	(t/h)	29,0
Pot. Equipamento	kW	2900,0
Rendim. Energético	%	73%
EQ 13535		
Consumo Vapor	(t/h)	353,0
Pot. Equipamento	kW	10762,0
Rendim. Energético	%	76%
Válvulas By-Pass		
VBP - 88135		
Consumo Vapor	(t/h)	20,0
VBP - 13535		
Consumo Vapor	(t/h)	0,0
Processos		
Consumo Vapor 13,5		
Consumo Vapor	(t/h)	96,0
Consumo Vapor 3,5		
Consumo Vapor	(t/h)	382,0
Resumo de Utilidades		
Carga de vapor - 120 bar	(t/h)	0,0
Carga de vapor - 88 bar	(t/h)	585,5
Condensação	(t/h)	107,5
Processos	(t/h)	478,0
Consumo de OC	(t/h)	9,0
Consumo de GC	(t/h)	26,5
Consumo de CO	(t/h)	450,0
Consumo de GN	(t/h)	4,2
Potência Líquida	kW	80978,3

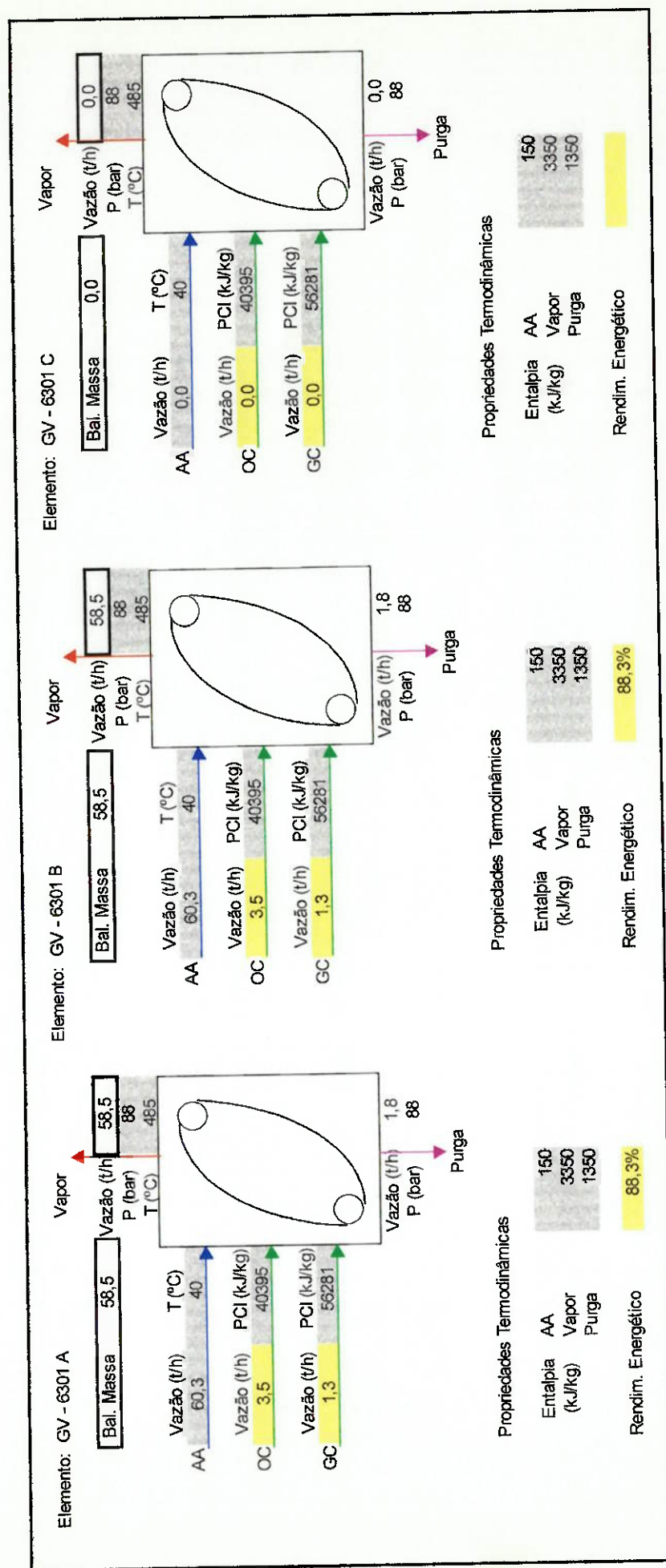
8.3.2 Fluxograma de Energia e Vapor – Alternativa IV



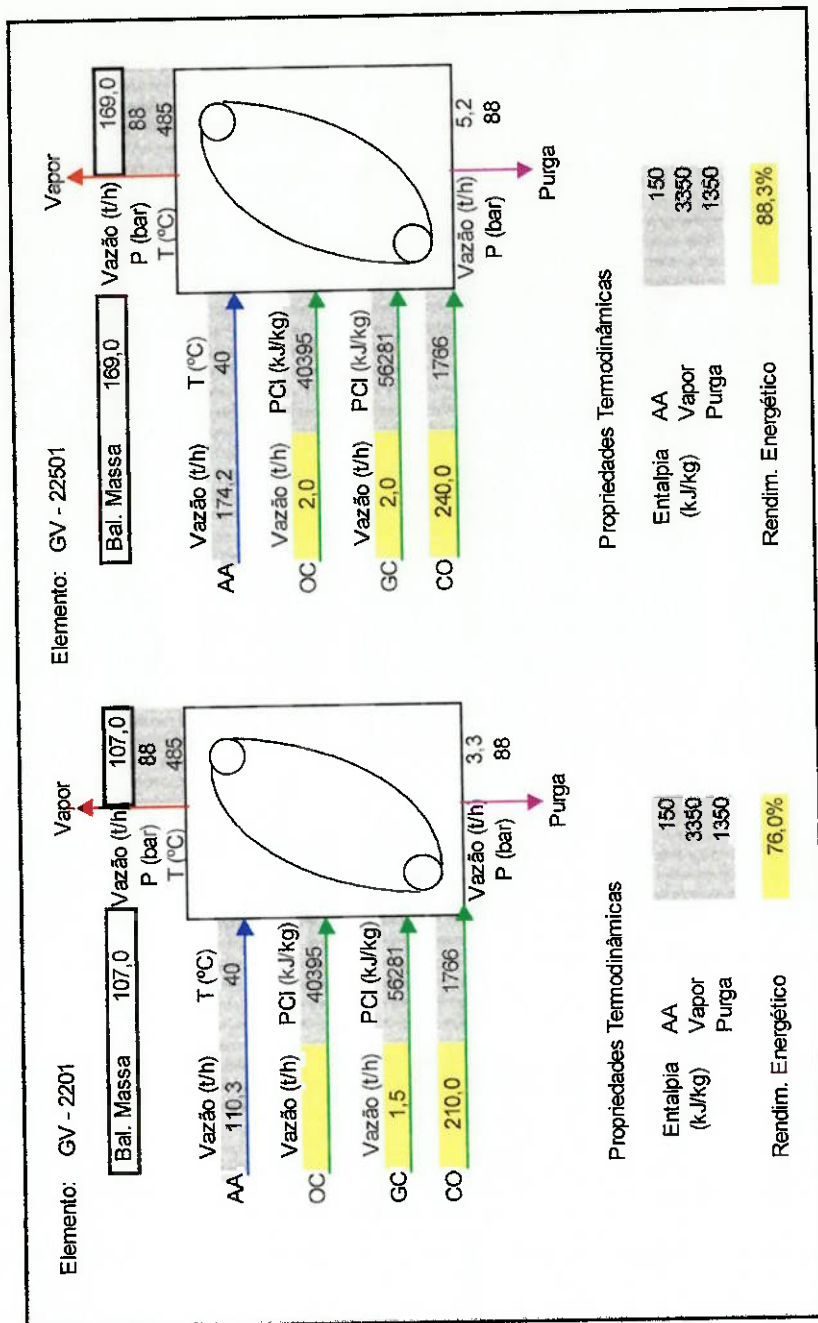
PMC-581 Projeto Mecânico II	
MURB Alternativa IV	
Elaborado por	M. Maeda
Revisto por	Pedro
Assinado por	01.12.98
Assinado por	00

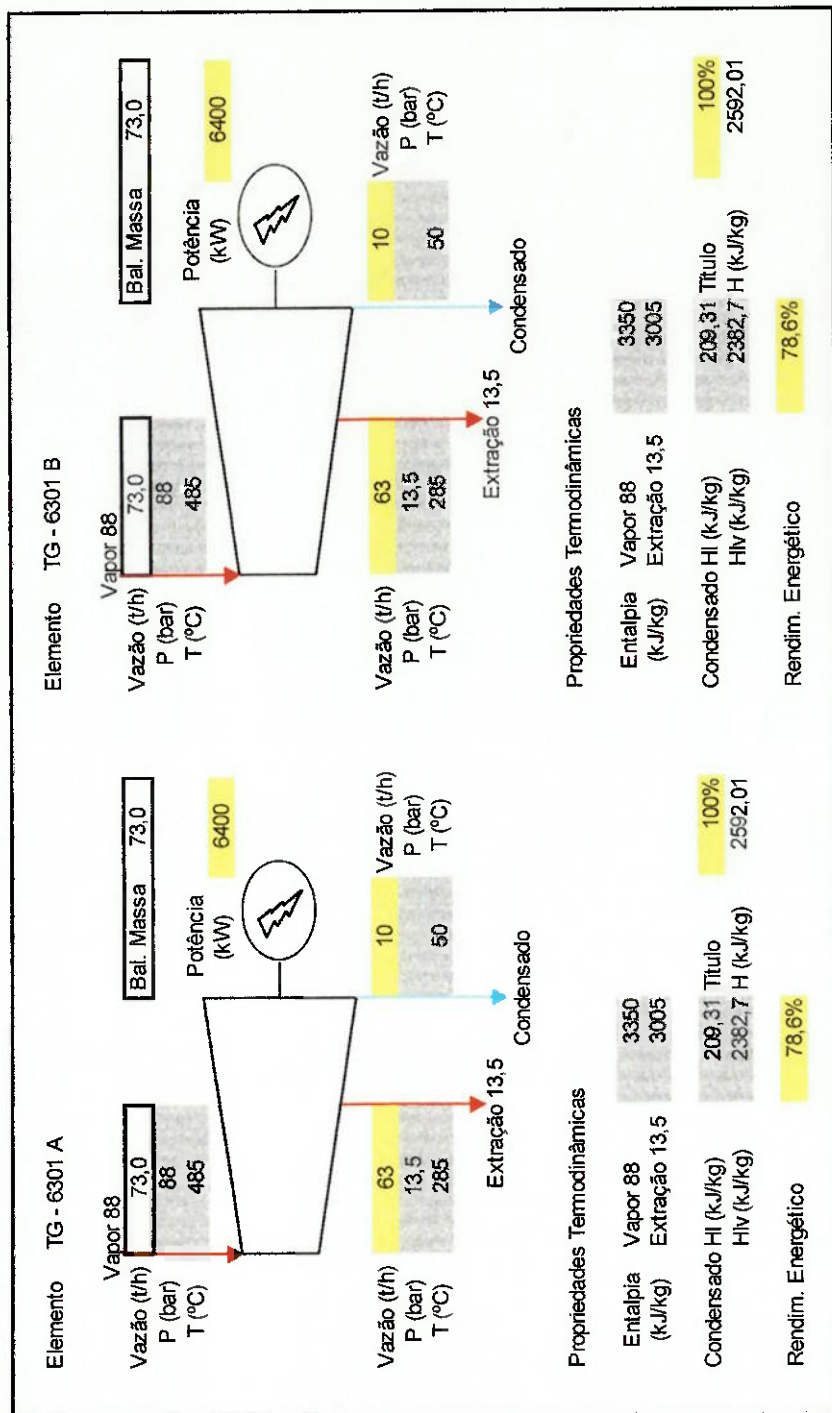
8.3.3 Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa IV

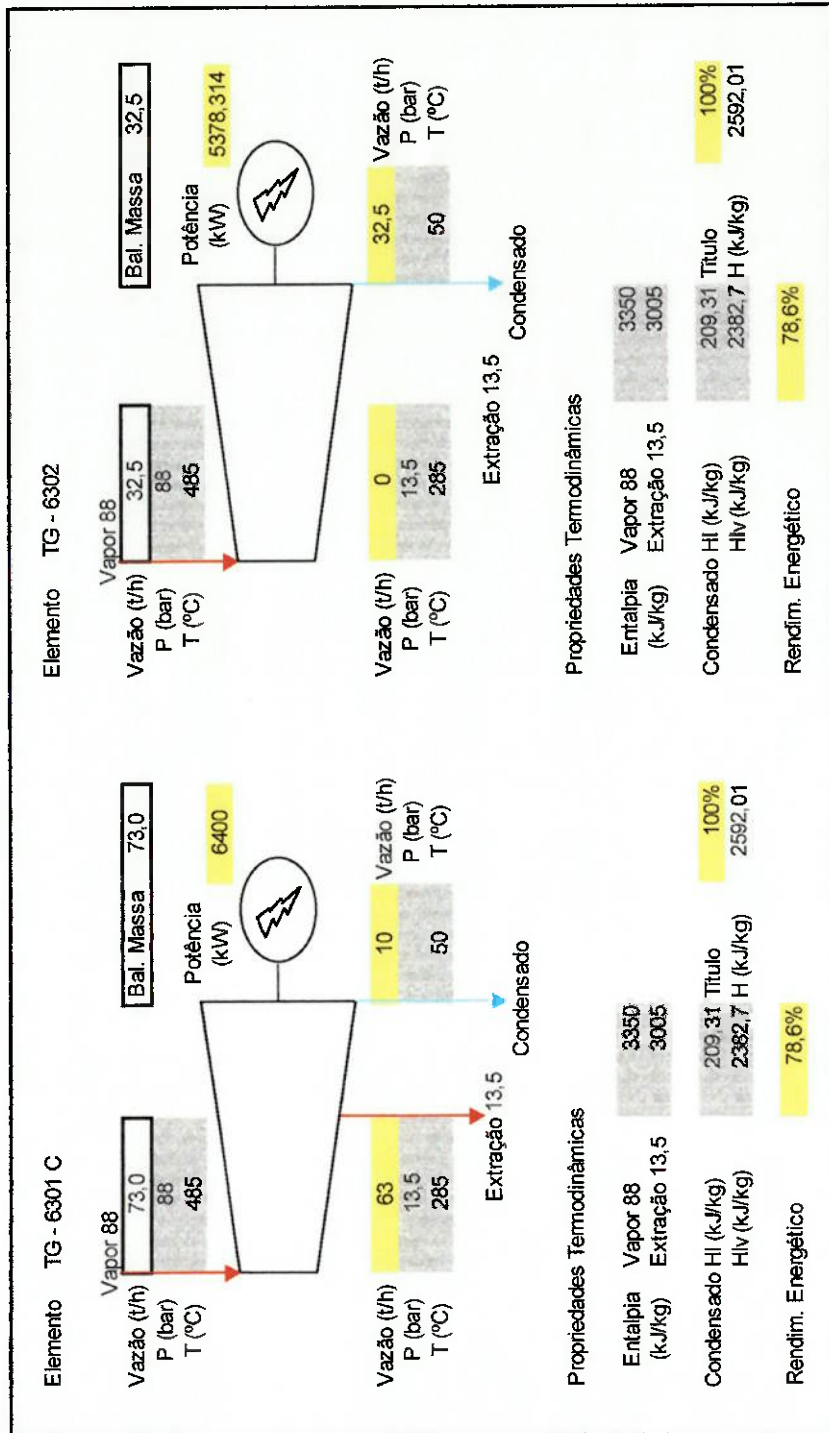
Geradores de Vapor

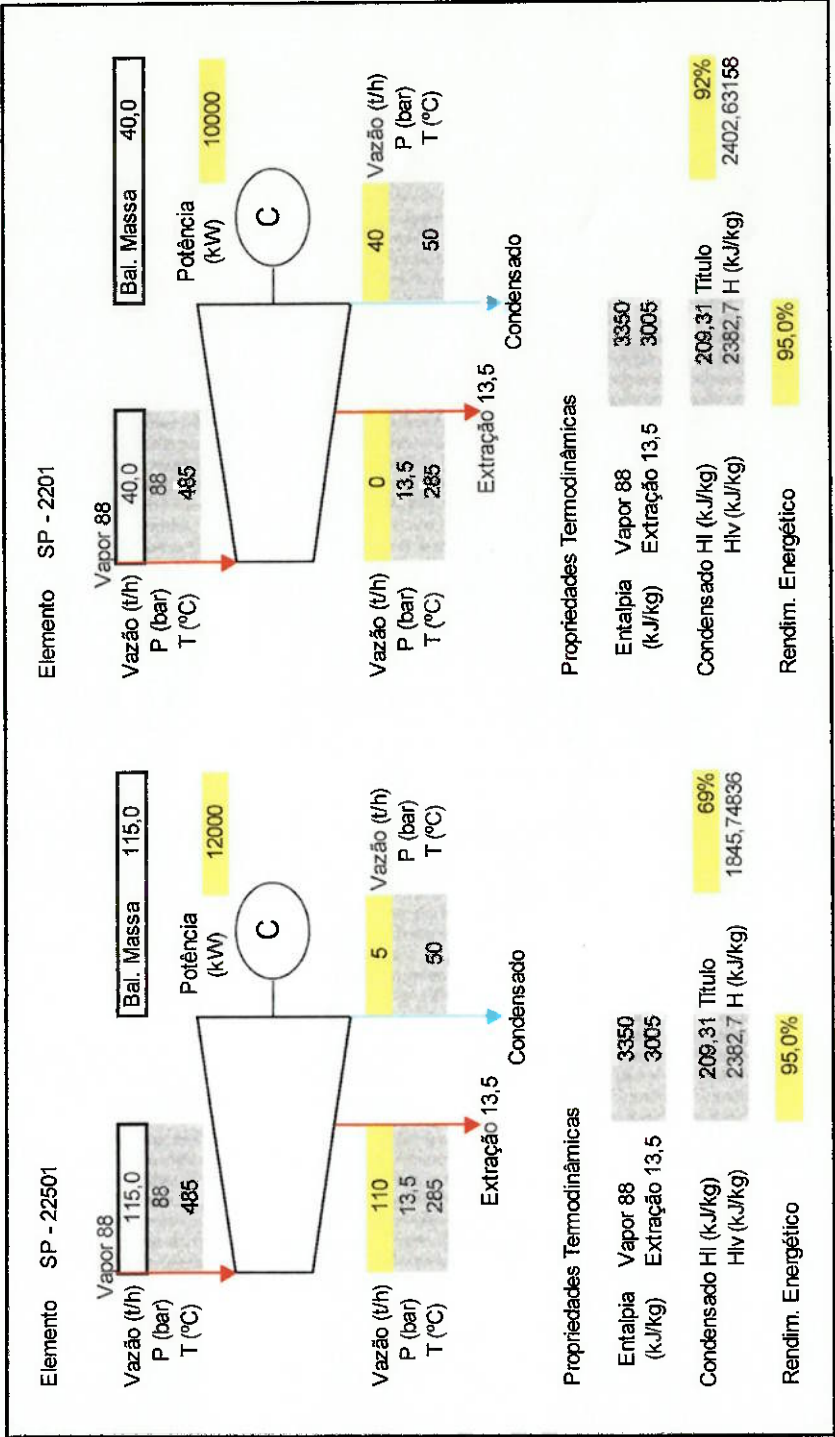


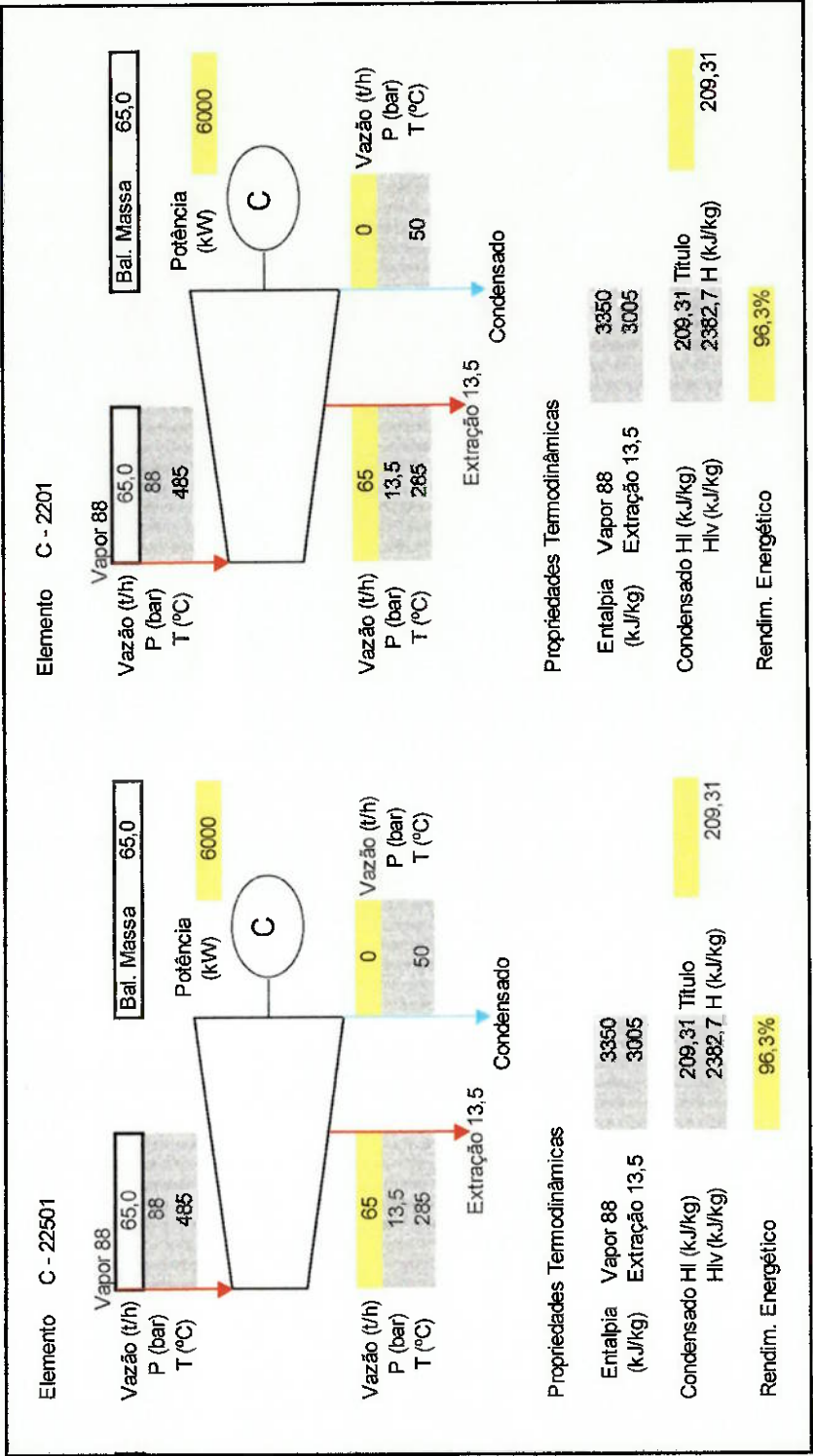
Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa IV – Geradores de Vapor (cont.)

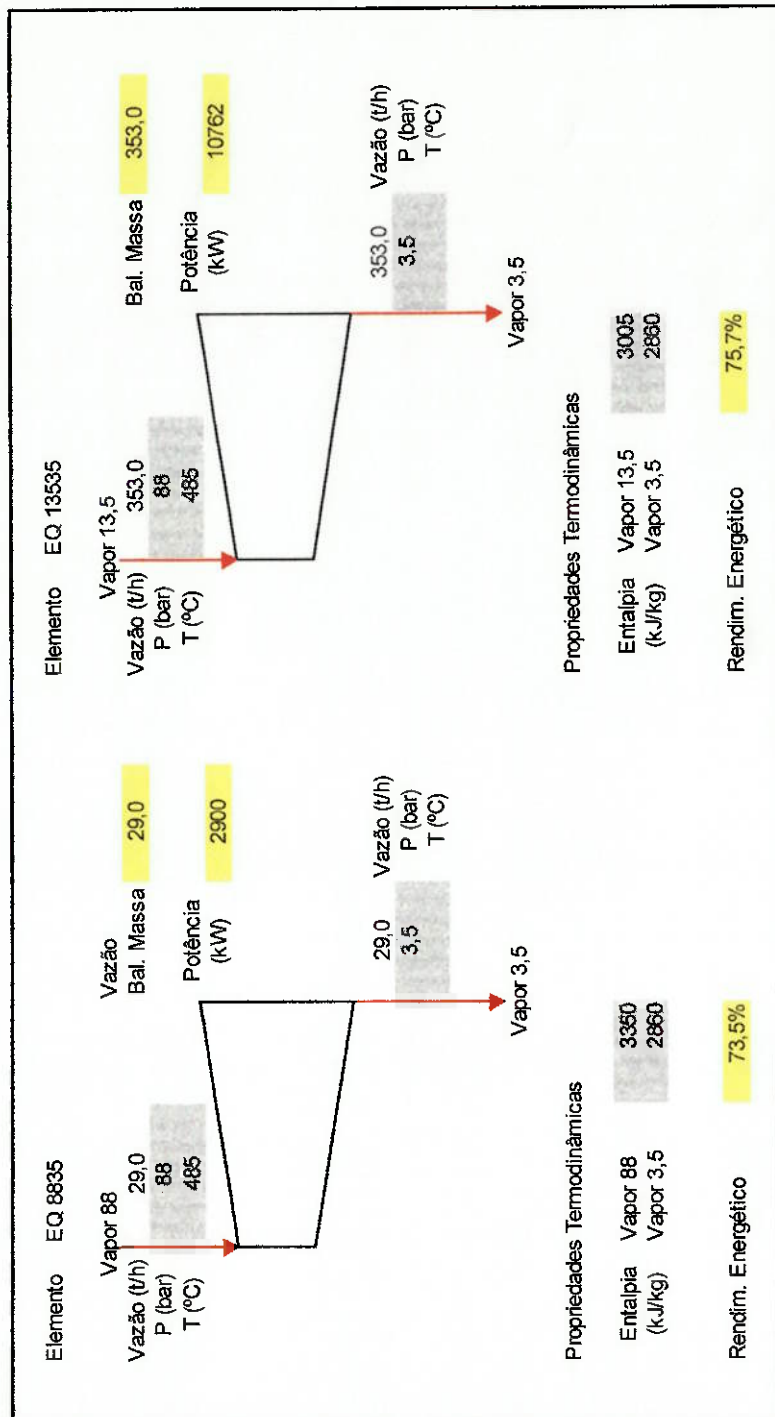






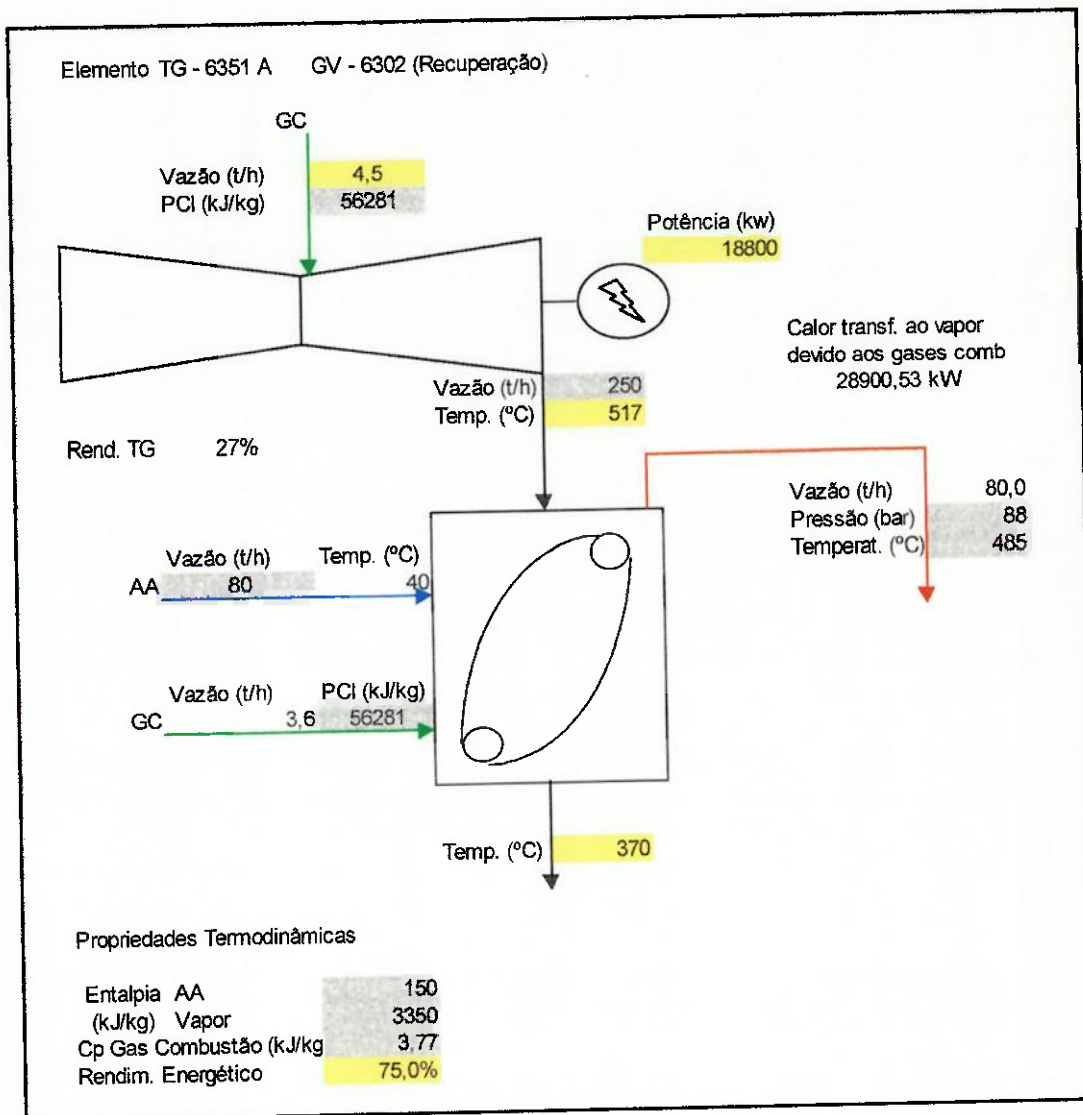






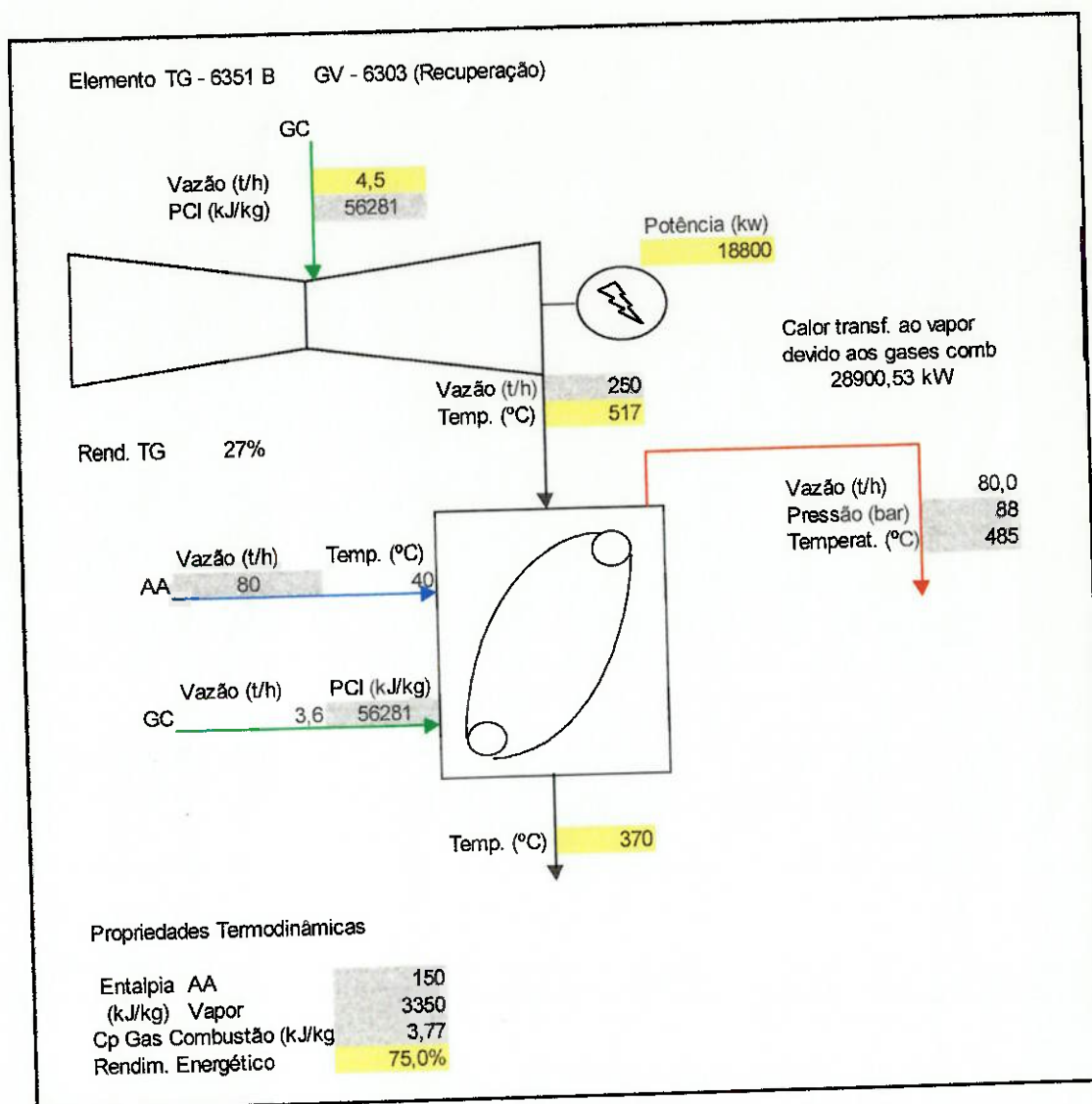
Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa IV

Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação



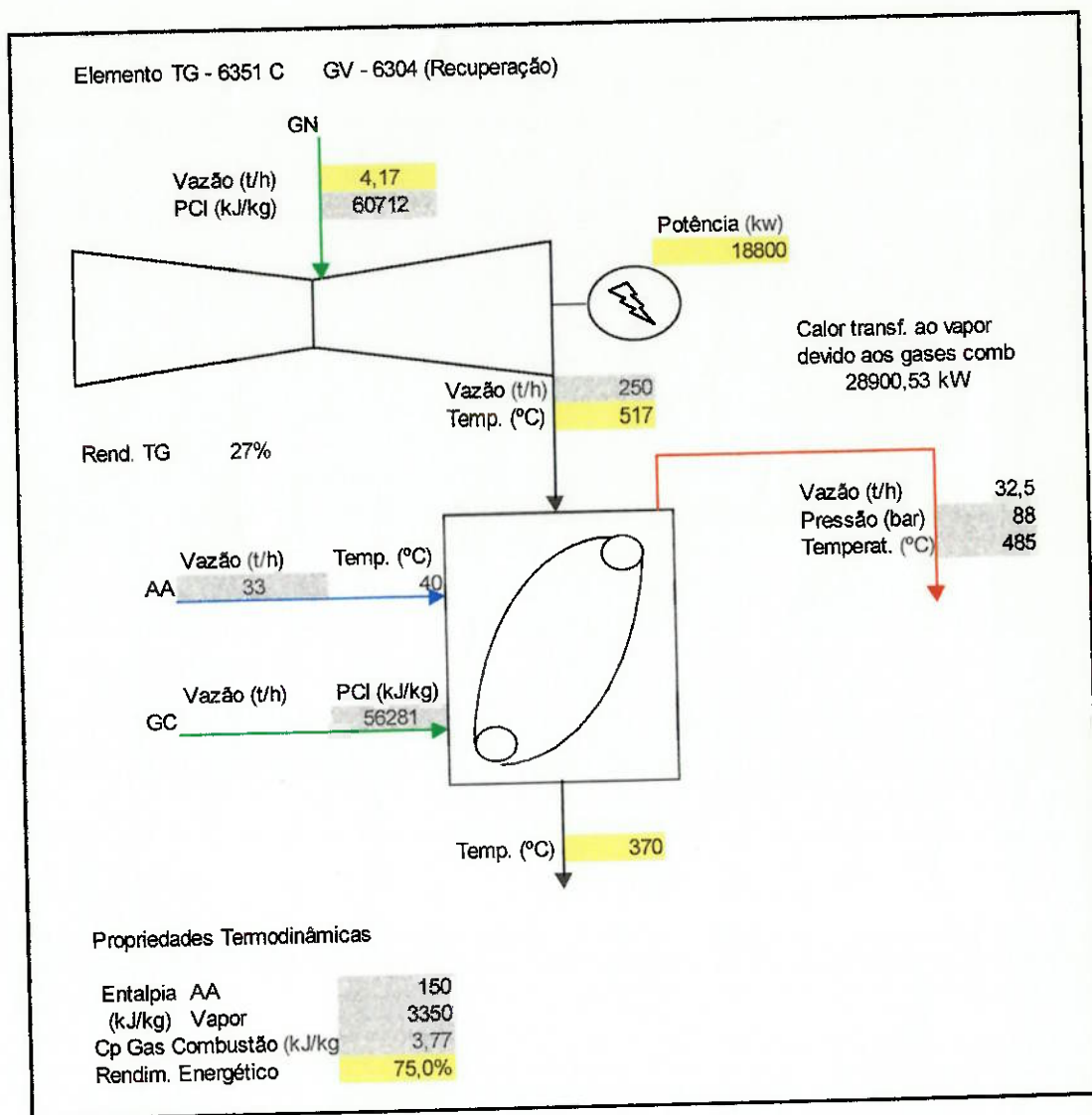
Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa IV

Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação (cont.)



Simulação do Ciclo Térmico – Alternativa IV

Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação (cont.)



9. Análise Econômica

A análise econômica tem como objetivo determinar o custo do MWh da eletricidade gerada por cada alternativa. Para avaliação deste custo é importante uma determinação correta dos seguintes parâmetros:

- Investimento inicial: equipamentos industriais, obra civil, tubulação, automação, montagem e impostos;
- Custo operacional: consumo de combustíveis relativo à geração de energia elétrica (deve-se descontar do consumo total a parte relativa à geração de vapor para processo), operação (pessoas) e manutenção;
- Receitas: receita devido à venda de excedente de energia elétrica para a concessionária.

O modelo de simulação contempla um módulo para a realização da análise econômica "linkado" ao balanço térmico, assim, qualquer mudança ocorrida na simulação do balanço térmico implica numa variação dos custos operacionais e receitas obtidas. Apenas o custo fixo de investimento inicial não se altera com as simulações pois é um parâmetro independente.

9.1 Investimento Inicial

Segmento dominado por grandes conglomerados multinacionais, o ramo de geração de energia investe alto em desenvolvimento e aperfeiçoamento tecnológico, buscando avanços em todas as áreas da Engenharia Mecânica e Elétrica, pesquisando desde novos materiais, passando por novos desenhos de componentes e processos de fabricação bem como o uso de simuladores, modelos e métodos numéricos sofisticados.

Com o objetivo de se ter uma análise mais fiel o possível da realidade de cogeração e seus custos, buscou-se nesse trabalho o alinhamento junto aos principais fornecedores de equipamentos e serviços numa tentativa de obtenção de dados atualizados e realísticos.

A obtenção de dados referentes a equipamentos, instalações, e outros tipos de serviços e produtos inerentes a esse tipo de projeto seguiu um roteiro de pesquisa, troca de informações técnicas, posterior detalhamento e por último a obtenção de custos e indicadores econômicos.

Há de maneira geral, certa empatia por parte de todos os fornecedores em disponibilizar dados, catálogos e estimativas de custo de seus produtos, de maneira a divulgar no meio acadêmico a sua marca e conseguir maior notoriedade e um diferencial de atendimento entre os concorrentes.

Foram realizadas reuniões técnicas junto a fornecedores de geradores de vapor, turbo geradores, turbinas a gás e empresas encarregadas da montagem e edificações de sistemas de geração de energia. Nestas oportunidades pode-se tomar contato com novas tecnologias e métodos, enriquecendo ainda mais a experiência adquirida pela execução desse trabalho.

Nessas reuniões técnicas onde o conhecimento sobre determinado tipo de produto é levado a fundo, pois tratava-se dos próprios fabricantes ou representantes era possível a eliminação de dúvidas, pois haviam pessoas totalmente dispostas ao esclarecimentos que se faziam necessários.

Por não ser necessário um enfoque de concorrência, resolveu-se obter-se dados de apenas um fabricante ou fornecedor para cada tipo de equipamento. Apesar de não possibilitar uma comparação entre fabricantes, facilitaria muito a obtenção de dados pois poderia se concentrar toda a busca de informação numa só figura, sem a preocupação com compatibilidade e intercambiabilidade. Dessa forma haveria também

uma certa homogeneidade entre as alternativas geradas, posto que equipamentos similares seriam fornecidos pelo mesmo fornecedor, permitindo uma análise mais criteriosa e correlata.

Dessa forma, os fornecedores foram escolhidos conforme o produto a ser cotado, e pela facilidade na obtenção dos dados nos casos em que houvessem mais de um fornecedor .

A relação de fornecedores e produtos consultados foram:

<i>Produto</i>	<i>Fornecedor</i>
Geradores de Vapor	Geka
Turbo Geradores	Siemens
Turbinas a Gás	ABB / General Electric
Montagem / Tubulação	Intecnia
Automação e Controle	Alfa Laval
Sistemas de cogeração	Figener / Cia. Suzano de papel e Celulose

Lembrando sempre que os valores aqui citados servem apenas como referência, permitindo muito mais do que uma análise precisa sobre o custo do investimento, possibilitando sim, uma análise relativa entre as alternativas propostas.

Também foram omitidos os nomes comerciais dos equipamentos, por entendermos que este não é o enfoque do trabalho, posto que todas as especificações técnicas estão descritas e suas capacidades dentro da gama de produtos do fornecedor adotado.

Geradores de vapor

A partir das condições especificadas pelo projeto, é possível conseguir junto ao fabricante de geradores de vapor, o modelo com a configuração mais adequada para o atendimento da demanda especificada, porém alguns limites devem ser observados.

Dessa forma itens como tipo de queimador, pressão da bomba alimentadora, quantidade de vapor a ser purgado, servem de parâmetros a serem utilizados no balizamento da melhor alternativa, num comprometimento entre custo e eficiência.

Turbo Geradores

Nesta empresa pode-se obter informações sobre todos os aspectos mandatórios na especificação e cálculo desse tipo de equipamento. Há muitos aspectos que poderiam ser discutidos e avaliados quanto a sua aplicabilidade em um trabalho como este. Porém dados relativos ao sistema de lubrificação, redutor, mancais de apoio foram considerados como padrão e uniformes para os casos estudados e não foram itens de discussão, pois demandariam tempo para resultados não significativos

O método usado por essa empresa no dimensionamento de turbo geradores é um programa de computador que a partir dos dados de entrada, especifica as possíveis configurações para um turbo gerador, mostrando em qual regime operaria o equipamento.

Segundo esse fabricante, num futuro próximo, será possível ganhos em até 5% no rendimento global nesse tipo de máquina devido a avanços tecnológicos a serem introduzidos diretamente de seus laboratórios de pesquisa.

Turbinas a gás

A cotação dos turbogeradores a gás foi realizada considerando todos os seus principais componentes:

- Um módulo de Turbina de eixo início, que agrupa o compressor, câmara de combustão e a turbina propriamente dita;

- Um módulo de Acessórios, onde estão agrupados os sistemas auxiliares da turbina (partida, lubrificação, alimentação de combustível, sistema de água de arrefecimento, detecção de incêndio);
- Um módulo Gerador, composto do gerador elétrico, redutor de saída e excitatriz;
- Um módulo de Acessórios do gerador;
- Um módulo de Controle.

Assim, o valor da cotação é referente ao conjunto de módulos descrito acima.

Tubulação e montagem

Através do fluxograma do sistema e dos desenhos dos equipamentos é possível a obtenção de cotações de montagem e tubulação.

Novamente um programa de computador simula a disposição dos equipamentos a serem interligados e calcula todo o material necessário para a execução da obra. É necessário também um cálculo de cargas sobre a tubulação e estrutura de apoio, pois as vazões são elevadas e as pressões atingem valores igualmente altos.

Automação e controle

Novamente o fluxograma serve como dado de entrada para o projeto de automação e controle do sistema de cogeração.

Geralmente controlado através de PLC (Controlador Lógico Programável), que permite ter precisão e rapidez nas manobras da operação, o sistema de cogeração não apresenta grandes dificuldades de ser implementado. Porém devido às altas pressões, temperaturas, e vazões envolvidas, o sistema de segurança deve ser extremamente eficiente e protetivo. Devem ser tomados cuidados redobrados na

execução do controle das malhas, pois o risco envolvido num erro de operação é alto, segundo o fornecedor.

9.2 Custos Operacionais

Algumas observações importantes devem ser efetuadas para uma correta determinação do custo da eletricidade gerada:

Para a determinação do consumo de combustíveis relativo à geração de energia elétrica deve-se desprezar a parte relativa à geração de vapor para processos. Para

$$M_{OC,Pliq} = \left(\frac{P_{Liq}}{\eta_{GV} * \eta_{TG}} * \frac{1}{\Sigma (M * PCI)_{Comb}} \right) * M_{OC,Total}$$

ilustrar, apresentamos a expressão utilizada para o cálculo do consumo de óleo combustível na potência líquida para o ciclo básico:

Onde o termo entre parênteses representa o percentual de combustível gasto somente para a geração de potência líquida (o restante é relativo à geração de vapor e potência consumida por turbocompressores), considerando os rendimentos médios ponderados dos geradores de vapor e turbogeradores a vapor.

De forma análoga pode-se determinar a expressão do consumo de combustíveis na potência líquida para as demais alternativas que apresentam turbinas a gás e caldeiras de recuperação. Neste caso, para o cálculo do consumo líquido de combustíveis, deve-se adicionar somente a parte do consumo de gás de refinaria referente a geração de eletricidade nas turbinas a gás e descontar a parte do consumo relativa ao calor sensível dos gases de exaustão que são aproveitados para geração de vapor. Esta parcela a ser descontada pode ser determinada pela expressão:

$$M_{GC,vapor} = \frac{(\eta_{GV,Rec} * M_{GAS} * Cp * \Delta T)}{PCI_{GC}}$$

Onde o termo entre parênteses representa a potência líquida para geração de vapor fornecida pelos gases de exaustão da turbina.

O custo dos combustíveis foi fornecido pelo Prof. Silvio, segundo dados da Replan.

Considerou-se o consumo de combustíveis como 85% dos custos do processo de geração de vapor a assim pôde-se estimar o custo do t/h gerado. Os outros 15% são os chamados custos da operação e envolvem pessoas, tratamento e reposição de água de alimentação dos geradores de vapor.

Os custos de manutenção foram estimados como 3% do investimento anual com equipamentos, segundo dados do Eng. Piva, Cia Suzano de Papel e Celulose.

9.3 Receitas

Para determinar os benefícios financeiros de cada alternativa, consideramos a geração adicional de vapor nas caldeiras de recuperação e a venda de excedente de energia elétrica para a concessionária.

A receita obtida à partir da geração adicional de vapor nas caldeiras de recuperação está embutida numa redução de consumo de combustíveis nos geradores de vapor convencionais, resultando num abatimento dos custos operacionais.

Para estabelecer a receita devido à venda de energia elétrica para a concessionária, considerou-se uma negociação onde a concessionária pagaria 70% do valor de venda do MWh, portanto: $0,7 * US\$ 55,00 = US\$ 38,50$. Este coeficiente de 70% tem como base o valor estimado pela Cia. Suzano de Papel e Celulose em uma negociação típica, fornecido pelo Eng. Nelson Piva Guimarães.

9.4 Custo do MWh

À seguir, apresentamos os resultados da planilha que permitiu o cálculo do custo do MWh gerado em cada alternativa:

	Alternativa	III	IV
		Auto-Suficiência En. Elétrica	Venda Eletricidade (88 bar)
CAPACIDADE DA CENTRAL			
Potência líquida	MW	56,8	81,0
Dias Operacionais	d/a	365	365
Taxa de Utilização	%	95%	95%
Consumo de Óleo Comb. na Pot. Líquida	(t/h)	0,505	0,574
Consumo de Gás de Refin. na Pot. Líquida	(t/h)	6,557	7,008
Consumo de Gás Natural na Pot. Líquida	(t/h)		2,456
Total Energia Gerada	MWh/a	472.690	673.902
INVESTIMENTO			
Equipamentos	US\$	(25.000.000)	(43.500.000)
Obra civil	US\$	(1.500.000)	(2.000.000)
Tubulação	US\$	(1.000.000)	(2.000.000)
Elétrica / Automação	US\$	(500.000)	(1.000.000)
Montagem	US\$	(500.000)	(1.000.000)
Impostos	US\$	(2.280.000)	(3.960.000)
Taxa de Juros Anual	%	18%	18%
Amortização	a	20,0	20,0
Custo de Recuperação do Investimento	US\$/a	(5.345.268)	(9.283.886)
CUSTOS			
Combustível			
Consumo de Óleo Combustível	(t/a)	4.203	4.773
Preço de Óleo Combustível	US\$/t	95,00	95,00
Custo de Óleo Combustível	US\$/a	(399.303)	(453.472)
Consumo de Gás de Refinaria	(t/a)	54.569	58.319
Preço de Gás de Refinaria	US\$/t	100,00	100,00
Custo de Gás de Refinaria	US\$/a	(5.456.921)	(5.831.896)
Consumo de Gás Natural	(t/a)		20.441
Preço de Gás Natural	US\$/t	155,00	155,00
Custo de Gás Natural	US\$/a		(3.168.411)
Operação	US\$/a	(1.033.451)	(1.109.183)
Manutenção	US\$/a	(267.263)	(464.194)
Total de Custos	US\$/a	(7.156.939)	(11.027.156)
RECEITA			
Energia Elétrica			
Venda de Energia Elétrica	MWh/a	0	201212
Preço da Energia Elétrica	US\$/MWh	38,50	38,50
Receita da Energia Elétrica	US\$/a	-	7.746.659
Total de receitas	US\$/a	-	7.746.659
CUSTO DA ENERGIA GERADA	US\$/MWh	(26,45)	(18,64)

10. Recomendações

Observando o fluxograma de vapor e energia de cada alternativa, percebe-se que a alternativa IV é um complemento à alternativa III. A diferença é a inserção de um ciclo combinado com turbogerador a gás (18,8 MW) e caldeira de recuperação sem queima suplementar gerando 32,5 t/h de vapor de alta pressão. Esse vapor é consumido em um turbogerador a vapor de condensação para geração de mais um adicional de 5,4 MW, resultando numa capacidade adicional de 24,2 MW que deverá gerar energia elétrica a ser vendida para a concessionária.

Com relação aos investimentos necessários, a alternativa IV implica em um custo adicional em relação a alternativa III de cerca de US\$ 4 milhões / ano, considerando-se uma taxa de juros anual de 18% e amortização em 20 anos. Os custos operacionais seriam elevados em cerca de US\$ 3,5 milhões / ano, devido, principalmente a um aumento de consumo de gás de refinaria no turbogerador a gás. No entanto, a alternativa de venda de energia elétrica para a concessionária traria uma receita anual de quase US\$ 8 milhões / ano, abatendo parte das despesas e assim reduzindo o custo do MWh gerado.

O quadro abaixo demonstra as despesas anuais com utilidades para cada alternativa:

	Alternativa	I	III	IV
		Ciclo Básico	Auto-Suficiência En. Elétrica	Venda Eletricidade (88 bar)
Potência líquida	MW	22,5	56,8	81,0
Custo de Recuperação do Investimento	US\$/a	-	(5.345.268)	(9.283.886)
Energia Elétrica				
Compra da Concessionária	US\$/a	(15.699.453)	-	-
Combustível				
Custo de Óleo Combustível	US\$/a	(850.368)	(399.303)	(453.472)
Custo de Gás de Refinaria	US\$/a	(452.567)	(5.456.921)	(5.831.896)
Custo de Gás Natural	US\$/a	-	-	(3.168.411)
Operação	US\$/a	(229.930)	(1.033.451)	(1.109.183)
Manutenção	US\$/a	(178.176)	(267.263)	(464.194)
Total de Custos	US\$/a	(17.410.493)	(7.156.939)	(11.027.156)
Total de receitas	US\$/a	-	-	7.746.659
Despesas Anuais com Eletricidade	US\$/a	(17.410.493)	(12.502.206)	(12.564.383)

Analisando o quadro da página anterior, nota-se facilmente que a alternativa III apresenta uma economia anual de pouco mais de US\$ 10 milhões em custos operacionais devido a auto-suficiência de geração de energia elétrica. No entanto, há um desembolso anual de US\$ 5 milhões devido ao investimento necessário. Portanto, há uma economia líquida de cerca de US\$ 5 milhões ao ano com insumos de energia elétrica.

A alternativa IV apresenta resultados muito semelhantes. Com relação a alternativa anterior, nota-se um aumento de 73,6% nos investimentos necessários e 50% nos custos operacionais. Porém, a receita obtida com a venda de eletricidade faz com que a economia líquida chegue a pouco mais que US\$ 5 milhões ao ano.

Considerando os balanços de vapor e energia simulados, a análise econômica desenvolvida e o fato de que a alternativa IV pode ser “acrescentada” à alternativa III em uma etapa posterior de implantação do projeto, concluímos então que a alternativa III de auto-suficiência de geração de energia elétrica parece ser a mais adequada as necessidades da Replan neste presente momento.

No futuro, um possível incentivo do governo às centrais autônomas de geração de energia elétrica poderá aumentar a receita gerada com a venda de energia elétrica para a concessionária, viabilizando assim a implantação da alternativa IV que deverá então ser novamente reavaliada.

Supondo, por exemplo, que a tarifa de compra de energia elétrica paga pela concessionária passe dos atuais 70% do valor de venda ($0,7 * \text{US\$ } 55,00 / \text{MWh} = \text{US\$ } 38,50 / \text{MWh}$) para 80% do valor de venda ($\text{US\$ } 44,00 / \text{MWh}$), teríamos o seguinte cenário para o negócio:

	Alternativa	I	III	IV
		Ciclo Básico	Auto-Suficiência En. Elétrica	Venda Eletricidade (88 bar)
Potência líquida	MW	22,5	56,8	81,0
Custo de Recuperação do Investimento	US\$/a	-	(5.345.268)	(9.283.886)
Energia Elétrica				
Compra da Concessionária	US\$/a	(15.699.453)	-	-
Combustível				
Custo de Óleo Combustível	US\$/a	(850.368)	(399.303)	(453.472)
Custo de Gás de Refinaria	US\$/a	(452.567)	(5.456.921)	(5.831.896)
Custo de Gás Natural	US\$/a	-	-	(3.168.411)
Operação	US\$/a	(229.930)	(1.033.451)	(1.109.183)
Manutenção	US\$/a	(178.176)	(267.263)	(464.194)
Total de Custos	US\$/a	(17.410.493)	(7.156.939)	(11.027.156)
Total de receitas	US\$/a	-	-	8.863.325
Despesas Anuais com Eletricidade	US\$/a	(17.410.493)	(12.502.206)	(11.457.717)

Neste cenário, percebe-se que a economia líquida obtida com a alternativa IV salta para pouco mais de US\$ 6 milhões ao ano, representando uma economia anual de mais de US\$ 1 milhão quando comparada à alternativa III, justificando assim o acréscimo de investimento em equipamentos e um custo operacional mais elevado.

É importante salientar que a escassez de recursos próprios para implantação destas alternativas de cogeração pode ser eliminada através de parcerias entre a empresa em questão e um Produtor Independente de Energia Elétrica (PIEE).

Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

O PIEE seria responsável pelo investimento, implantação e operação da central termelétrica, vendendo o vapor e eletricidade gerados para a empresa utilitária. Essa terceirização do setor de cogeração vem sendo cada vez mais aplicada nas indústrias, uma vez que a empresa poderia continuar focando os seus esforços no seu negócio principal (no caso de uma petroquímica, por exemplo, o "core business" da empresa é a produção de derivados de petróleo e não a geração de energia elétrica) e se associar a um terceiro que teria toda a responsabilidade de fornecimento dos dois principais produtos de um setor de utilidades : vapor e energia elétrica.

11. Anexo I – Legislação Ambiental

Ambiente Institucional Vigente Relativo à Produção Independente de Energia Elétrica, tanto para Consumo Próprio quanto para Venda a Terceiros.

Os serviços públicos, como previsto na Constituição Federal, incumbem ao Poder Público, e devem ser explorados diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, como estabelece o ser Art. 175:

"Art. 175 - Incumbe ao poder público, na forma da Lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos."

Considerada como uma atividade que visa à satisfação de uma necessidade de interesse geral, a prestação de serviço público pode ostentar características de exploração de atividade econômica, como nos casos da distribuição de água, de eletricidade, de gás, de telefonia, etc. e, se não desenvolvida por entidade pública, pode ser prestado por empresa privada, por intermédio dos instrumentos de Direito Público autorização, permissão ou concessão.

A exploração dos serviços de energia elétrica, em todas as suas formas - geração, distribuição e transmissão -, é de competência da União, *ex vi* do Art. 21, XII, da Cosntituição Federal:

"Art. 21 - Compete à União:

XII - explorar, diretamente, ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos " .

O mesmo Art. 21, inciso XIX, estabelece competir à União:

"XIX - instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir

critérios de outorga de direitos de seu uso ".

Os potenciais de energia hidráulica, por seu turno, dada a sua importância para o desenvolvimento econômico do País, são de propriedade da União, como estabelece o Art. 20, VIII, da Constituição Federal.

Ao delegar a função da prestação de serviços públicos, a União impõe ao prestador - concessionário/permissionário - as seguintes obrigações: desempenho de um serviço público, a montagem, manutenção e desenvolvimento desse serviço; cumprimento das exigências de fiscalização, que está a cargo do Ministério de Minas e Energia, por intermédio do DNAEE e, com a extinção desse, de acordo com a Lei no. 9.247/96, através da ANEEL, abrangendo os aspectos técnicos, contábeis e financeiros.

Essas obrigações são decorrentes do princípio constitucional que obriga o concessionário a manter serviços adequados, melhorá-los e expandi-los, sendo-lhe assegurado, em contrapartida, o equilíbrio econômico-financeiro do seu investimento, através da fixação de tarifas, que são revistas periodicamente.

As concessões de serviços de energia elétrica podem ter por objeto:

- a geração ou produção de energia elétrica de qualquer origem ou natureza - hidráulica, térmica ou nuclear;
- produção para serviço público;
- produção para uso exclusivo do concessionário, para fins industriais privados;
- concessão de distribuição;
- concessão ou autorização de transporte ou transmissão de energia elétrica e
- produção destinada ao comércio de toda parte da energia produzida, feita por produtor independente (pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio), por sua conta e risco.

Os primitivos contratos de concessão de energia elétrica foram celebrados com os Municípios, ainda na vigência da Constituição Federal de 1.891, que não continha nenhuma disciplina sobre energia elétrica e os serviços de eletricidade eram considerados de interesse municipal.

Com a Constituição de 1.934 e a entrada em vigor do Código de Águas – Decreto 26.643/34, os serviços de eletricidade passaram a ser tratados como serviços públicos de interesse nacional, sendo conferida à União, pela Lei Maior, a competência privativa para legislar sobre águas e energia elétrica.

Como já citado, o Art. 175 da Constituição Federal dispõe sobre a prestação dos serviços públicos, diretamente pela União ou sob o regime de concessão ou permissão. Por seu turno, o Art. 176, § 3º, estabelece que as concessões previstas no caput do mesmo dispositivo não poderão ser cedidas ou transferidas total ou parcialmente, sem prévia anuência do poder concedente, enfocando o caráter personalíssimo das permissões e concessões.

A Lei no. 8.987, de 13/02/95, veio regulamentar o Art. 175 da Constituição Federal, disciplinando a prestação dos serviços públicos, de maneira geral, tratando das seguintes matérias:

- a) regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;
- b) direitos dos usuários;
- c) política tarifária e
- d) a obrigação de manter serviço adequado.

Exige-se licitação para todas as concessões ou permissões de serviços e obras, no âmbito do setor público, especificamente do Setor Elétrico, serviço de competência da União, de acordo com o Art. 21, XII, "b", da CF/88.

Em 08 de Julho de 1995, foi publicada a Lei Jfl 9.074 de 07/07/95, alterando o panorama geral estabelecido pela Lei Jfl 8.987 que, em seu Capítulo II, trata especificamente dos Serviços de Energia Elétrica, dispondo sobre as concessões, permissões e autorizações (Arts. 4º a 10), [sobre o produtor independente de energia elétrica (Arts. 11 a 14),] sobre as opções de compra de energia elétrica (Arts. 15 e 16), sobre as instalações de transmissão e dos consórcios de geração (Arts. 17 e 18), e sobre a prorrogação das concessões atuais (Arts. 19 a 25). As principais modificações introduzidas por essa Lei são:

- a União poderá prorrogar por até 20 anos as concessões de energia elétrica já existentes;
- a solicitação da prorrogação das atuais concessões deverão ser efetuadas em prazo de um ano. Deverão ser anexados no pedido de prorrogação, a comprovação de que o concessionário está em situação de regularidade com os encargos junto a entidades públicas federais;
- as concessões de distribuição poderão ser prorrogadas, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica. A prorrogação terá prazo único de 10 anos ou igual ao prazo maior remanescente dentre as concessões reagrupadas, prevalecendo a maior;
- as concessões de geração de energia elétrica contratados a partir dessa Lei terão prazo máximo de 35 anos;
- as concessões de transmissão e distribuição de energia contratados a partir dessa Lei, terão prazo máximo de 30 anos; .

- as concessões referidas acima poderão ser prorrogadas no máximo por igual período;
- a concessão será outorgada através de licitação ou autorização do poder concedente, mediante contrato e
- a criação da figura do produtor independente de energia elétrica, sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

As disposições que regulam a forma de prestação dos serviços públicos de energia elétrica são estabelecidas de acordo com a origem e potencialidade de geração da energia e , conforme as previsões dos Arts. 5º e seguintes da Lei no 9.074/95, observa-se o seguinte, no tocante à exigibilidade de concessão ou autorização para geração:

Tratamento	Geração Hidrelétrica	Geração Termelétrica (*)
Concessão por Licitação (Art. 5 – Lei no, 9.074/95)	Potência superior a 1 MW para serviço público e produtor independente Potência superior a 10 MW para uso exclusivo de autoprodutor	Potência superior a 5 MW para serviço público
Concessão por autorização (Arts. 6o. e 7o. – Lei no. 9.074/95)	Potência inferior a 1 MW e inferior a 10 MW para uso exclusivo do autoprodutor	Potência superior a 5 MW para uso exclusivo do autoprodutor
Concessão por autorização (Arts. 6o. Lei no. 9.074/95)	-----	Potência superior a 5 MW para produtor independente
Comunicação ao poder concedente – dispensa de concessão ou autorização (art. 8o. – Lei No.. 9.074/95)	Potência igual ou inferior a 1 MW para serviço público, autoprodutor e produtor independente	Potência igual ou inferior a 5 MW para seerviço público, autoprodutor e produtoe independente

(*) Exceção - energia nuclear (Art. 7º, parágrafo único da Lei d 9.074/95).

Sobre o aproveitamento de potencial de energia de capacidade reduzida, o § 4º do Art. 176 da Constituição Federal exige a dispensa de autorização ou concessão para o aproveitamento do potencial de energia renovável, incentivando, desta forma, a produção de energia elétrica por produtores privados. A disposição constitucional foi reproduzida no Art. 8º da Lei d 9.074/95, conforme observado no quadro anterior.

Caso haja excedentes de produção de energia, os autoprodutores poderão comercializar com os concessionários do setor elétrico, buscando-se, desta forma, o total aproveitamento dos potenciais energéticos.

Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

A produção de energia elétrica, por produtor independente, depende de concessão ou autorização, que será outorgada na forma da legislação em vigor, em especial a Lei nº 9.074/95 e o seu Decreto regulamentador, d 2.003, de 10 de Setembro de 1996.

Sempre precedidas de licitação, dependem de concessão de uso de bem público, os aproveitamentos de potenciais hidráulicos de potências superiores a 1 MW, por produtor independente.

No caso de implantação de usinas termelétricas, é requerida autorização para aquelas com potências superiores a 5.000 kW, destinada a produtor independente.

Os aproveitamentos de potencial hidráulico com potências iguais ou inferiores a 1 MW e a implantação de usinas termelétricas de potências iguais ou inferiores a 5 MW independem de concessão ou autorização, devendo, entretanto, ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.

As licitações dos aproveitamentos hidráulicos poderão ser realizadas tanto por iniciativa do poder concedente quanto de qualquer interessado, com o órgão regulador e fiscalizador do poder concedente definindo o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico a ser licitado.

As concessões relativas aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos serão outorgadas a título oneroso e o edital da licitação indicará as condições de aceitabilidade das propostas, o critério de julgamento e a forma do pagamento devido pela outorga da concessão.

O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente poderá autorizar o interessado a realizar, por sua conta e risco, os estudos técnicos necessários para a definição do aproveitamento ótimo, ficando assegurado, no caso de aprovação desses estudos e sua inclusão no programa de licitações do poder concedente, o ressarcimento dos custos incorridos, pelo vencedor da licitação, nas condições e valores estabelecidos no edital.

Os estudos, inclusive os de impacto ambiental, e levantamentos visando à definição do aproveitamento ótimo relativo ao potencial hidráulico, aprovados pela órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, serão fornecidos a todos os interessados na licitação, mediante ressarcimento, na forma estabelecida no edital.

A concessão para aproveitamento de potencial hidráulico será formalizada mediante Contrato de Concessão de Uso de Bem Público, com publicação de sua minuta concomitantemente com a publicação do edital de licitação.

São cláusulas essenciais do contrato de concessão de uso do bem público as que definem:

- os direitos e as obrigações do produtor independente, ou do autoprodutor, má exploração do aproveitamento hidráulico;

- as condições de operação da usina e de comercialização da energia elétrica produzida;
- os encargos financeiros da exploração da energia elétrica;
- as penalidades a que estará sujeito o produtor independente ou autoprodutor e as hipóteses de caducidade da concessão e
- as condições em que será admitida a transferência da concessão.

Nos casos de autorização, o ato do poder concedente indicará os direitos e obrigações do autorizado e as hipóteses de revogação.

O Produtor Independente terá assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido que, nesta data, 22/09/98, é tarifado conforme a Portaria d 459, de 10/11/97, no ex-DNAEE, hoje ANEEL.

A operação energética das centrais geradoras de produtor independente poderá ser feita tanto na modalidade integrada ao sistema quanto na não integrada, considerando-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros.

Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada, de acordo com os critérios e as regras de otimização do respectivo sistema, sujeita aos ônus e benefícios decorrentes. Outrossim, a sua operação integrada será determinada com base nos estudos realizados pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema elétrico, ontem o GCOI e, com a implantação do novo Modelo, o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Ao produtor independente que opera na modalidade integrada, é assegurado, entretanto, o recebimento de energia do sistema, de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento, nos casos em que for determinada a redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema.

Nos casos de operação integrada ao sistema, os contratos de concessão e as autorizações definirão o montante de energia anual, em MWh, e a potência, em MW, que poderão ser comercializados pelo produtor independente e as formas pelas quais esses valores poderão ser alterados. Nos casos de operação não integrada ao sistema, os contratos de concessão ou as autorizações definirão o montante de potência, em MW, associado ao empreendimento e as formas pelas quais esse valor poderá ser alterado.

Ressalta-se que, a partir da entrada em operação da central geradora de energia elétrica, o produtor independente se sujeitará aos encargos a seguir mencionados:

- compensação financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, pelo aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica;
- taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, a ser recolhida nos prazos e valores estabelecidos no edital de licitação e nos respectivos contratos;
- quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou subconta Norte/Nordeste, incidente sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com consumidor final, por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectadoe

- quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sistemas Isolados, incidentes sobre as parcelas de energia comercializada com consumidor final por produtor independente.

O Produtor Independente poderá oferecer os direitos emergentes da concessão ou da autorização, compreendendo, dentre outros, a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de compra e venda dessa energia, bem assim os bens e instalações utilizados para a sua produção, em garantia de financiamentos obtidos para a realização das obras ou serviços.

Ao final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados.

No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente remover as instalações.

O Produtor Independente poderá comercializar a potência e/ou energia com:

I - concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidores de energia elétrica nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;

IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não Ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.

A comercialização de energia elétrica nas hipóteses dos incisos I, IV e V acima deverá ser feita a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pelo poder concedente.

Os eventuais contratos de comercialização de energia elétrica celebrados entre o produtor independente e o concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica deverão ser submetidos por estes à homologação do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

Mediante ajuste com os concessionários ou permissionários de serviço público de energia elétrica e prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, poderá o produtor independente permutar blocos de energia elétrica economicamente equivalentes

I - para possibilitar o consumo em instalações industriais de propriedade do produtor independente;

II - para atender a consumidores interessados na energia elétrica do produtor independente e

III - para atender a necessidade localizadas de energia elétrica, justificadas pelos concessionários ou permissionários do serviço público de distribuição.

O contrato de permuta deverá explicitar os custos das transações de transmissão e distribuição envolvidos.

O produtor independente integrado, ou que operar usinas térmicas em sistemas isolados, e comercializar energia elétrica nos termos dos itens I, IV e V, retro, poderá utilizar o mecanismo de ressarcimento do custo de combustíveis instituído na

Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

No caso de comercialização de apenas parte da energia produzida, a utilização do mecanismo previsto neste artigo ficará limitada à parcela comercializada.

A seguir são apresentados os conceitos, definições e as principais condições para o acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, constantes da Portaria DNAEE no, 459, de Novembro de 1997, e vigentes nesta data.

I -Sistema de Transmissão: conjunto de linhas de transmissão e subestações integrantes da Rede Básica, conforme Portaria DNAEE Jfl 244, de 28.06.96, e suas revisões, bem como as adições planejadas e previstas para entrarem em operação até o ano de 1999;

II - Sistema de Distribuição: conjunto de linhas, subestações e demais equipamentos associados, necessários à interligação elétrica entre o Sistema de Transmissão ou Geração e as instalações dos consumidores finais.

III -Rede Elétrica:distribuição. conjunto integrado pelos sistemas de transmissão e de

IV -Usuários: geradores, consumidores livres e concessionários que firmarem contratos de compra e venda de energia elétrica, que venham a utilizar a Rede Elétrica. São considerados também como usuários as unidades produtoras e consumidoras de autoprodutores.

V - Transação de Acesso: operação caracterizada pela utilização da Rede Elétrica por Usuários, regida por Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Conexão com a Rede Elétrica.

VI -Contrato de Uso do Sistema de Transmissão: contrato firmado entre as empresas proprietárias das instalações do sistema de transmissão e os usuários definindo as condições de uso de repartição das receitas oriundas desse uso.

VII - Contrato de Conexão com a Rede Elétrica: contrato firmado entre os Usuários e as concessionárias com as quais se conectam as instalações das suas unidades geradoras ou consumidoras, definindo as responsabilidades pela implantação e manutenção das instalações necessárias à concretização do acesso e, quando for o caso, as condições de uso dos sistemas de distribuição.

VIII - Acordo Operativo: documento parte integrante dos Contratos de Conexão com a Rede Elétrica e ao Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, especificando o conjunto de requisitos técnicos e procedimentos operacionais a serem seguidos coordenadamente pelos Usuários da rede elétrica e pelas concessionárias proprietárias das instalações da rede elétrica.

IX -Coordenação: ações de coordenação dos estudos e das demais providências necessárias para a efetivação e operacionalização das Transações de Acesso.

X -Zona Geo-Elétrica: subconjunto da rede elétrica que atende aos usuários localizados numa determinada área geográfica, para o qual será atribuído um valor de encargo pelo uso da transmissão. Cada zona será caracterizada por um conjunto de subestações listadas.

a) O acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica será assegurado mediante o pagamento dos encargos de uso da rede elétrica, bem como dos custos de conexão, e se aplica aos produtores de energia elétrica e aos consumidores e concessionárias, nas condições definidas nos respectivos contratos.

b) As Transações de Acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição serão regidas por Contratos de Conexão com a Rede Elétrica e Contratos de Uso do Sistema de Transmissão.

c) A coordenação do acesso será exercida pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, com a participação do Comitê de Coordenação da Operação Norte-Nordeste - CCON, a quem compete analisar as solicitações de acesso à rede elétrica, identificando os concessionários envolvidos na transmissão e distribuição para efeito de aplicação dos encargos pelo uso da rede elétrica associados à Transação de Acesso na forma definida nesta Portaria, bem como o rateio, entre os concessionários envolvidos, dos correspondentes valores devidos pelos usuários, com base nos critérios definidos no Manual de Instruções de Acesso à Rede Elétrica.

d) À coordenação compete, também, a elaboração dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, a serem assinados entre as partes envolvidas em cada Transação de Acesso e assiná-los, como parte interveniente, encaminhando-o à ANEEL para aprovação.

Às concessionárias proprietárias de instalações dos sistemas de transmissão e de distribuição compete participar dos estudos de viabilidade das Transações de Acesso, inclusive fornecendo os elementos necessários à sua realização; implementar as providências de sua competência, necessárias à efetivação das transações; negociar e assinar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, observando as prescrições desta Portaria e emitir as faturas mensais aos Usuários pelas Transações de Acesso, referentes ao uso dos sistemas de transmissão e/ou de distribuição de sua propriedade.

Os futuros Usuários, através da correspondente unidade geradora, deverão encaminhar solicitação de acesso à Coordenação, com cópia para as concessionárias às quais se interligarão as suas unidades geradoras e consumidoras, acompanhada dos dados necessários à avaliação técnica da Transação de Acesso solicitada, conforme definido no Manual de Instruções de Acesso à Rede Elétrica.

Os contratos de Conexão com a Rede Elétrica e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão deverão estabelecer os valores de demanda nos horários de ponta, normal e incentivado, definidos da seguinte forma:

I - Horário de ponta (P) - período de 3 (três) horas consecutivas, definidas pelo concessionário considerando as características do sistema elétrico, situada no intervalo compreendido, diariamente, entre 15 :00 e 22:00 horas, exceção feita aos domingos e feriados nacionais;

II - Horário normal (N) - período compreendido diariamente entre as 7:00 e as 22:00 horas, exceção feita às 3 (três) horas do horário de ponta;

III- Horário incentivado (I) - período complementar aos horários de ponta e normal, compreendido diariamente entre as 22:00 e às 7:00 horas do dia subsequente;

Caberá aos Usuários efetuar os investimentos necessários à conexão de suas instalações à Rede Elétrica.

Os encargos pelo uso do sistema de transmissão serão estabelecidos em função das zonas geo-elétricas em que se conectarem as instalações geradoras e consumidoras envolvidas em cada transação de acesso.

Os encargos mensais pelo uso da transmissão serão calculados com base nos valores contratados de demanda para o horário de ponta, constantes nos Contratos de Conexão com a Rede Elétrica e no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, e

nos valores medidos de demanda nos horários de ponta, normal e incentivado, da seguinte forma:

$$Et = Tp \times D$$

onde:

Et - Encargo mensal pelo uso do sistema de transmissão (em Reais)

Tp - Tarifa pelo uso do sistema de transmissão, entre as zonas geo-elétricas, definidas nos anexos V, VI e VII a esta Proposta (em RS/kW)

D - maior valor entre Dc, Dp, Dn e Di

Dc - Valor da demanda contratada para o horário de ponta (em kW)

Dp - valor da demanda de potência verificada por medição no horário de ponta (em kW)

Dn - 85% do valor da demanda de potência verificada por medição no horário normal (em kW)

Di - 40% do valor da demanda de potência verificada por medição no horário incentivado (em kW), onde os valores de Dp, Dn e Di, referidos no parágrafo anterior, tomarão como base o maior valor da potência demandada, verificada por medição durante o respectivo período, integralizada em intervalos de 15 minutos (em kW). Sem prejuízo do disposto anteriormente, à parcela de demanda verificada por medição no horário de ponta que superar a respectiva demanda contratada será aplicada tarifa de ultrapassagem de valor igual a 3 (três) vezes a tarifa estabelecida e apresentada ao final, por zona geo-elétrica.

A tarifa de ultrapassagem só será aplicada caso a parcela de demanda verificada por medição exceda em mais do que 5% a respectiva demanda contratada,

e não se aplicará aos acessos onde a unidade consumidora dos usuários for uma empresa distribuidora de energia elétrica.

Além dos encargos pelo uso do sistema de transmissão definidos anteriormente, as unidades geradoras do Usuários deverão compensar em energia as perdas elétricas do sistema de transmissão atribuídas à transação de acesso, da seguinte forma:

$$C_p = (P \times E)/100$$

onde:

CP - Montante de energia a ser compensado mensalmente (em MWh)

P - Percentual de perdas definido nos anexos V, VI e VII (em %)

E - Montante de energia associado à transação de acesso, verificado por medição mensal (em MWh)

Os encargos pelo uso do sistema de distribuição são estabelecidos em valores médios por subgrupo tarifário, de modo específico para cada concessionária distribuidora.

Os encargos mensais pelo uso da distribuição serão calculados com base nos valores contratados de demanda para o horário de ponta, constantes nos Contratos de Conexão com a Rede Elétrica, e nos valores medidos de demanda nos horários de ponta, normal e incentivado, da seguinte forma, aplicadas as tarifas ao final indicadas:

$$ED = T_p \times D$$

onde:

Ed - Encargo mensal pelo uso do sistema de distribuição (em Reais)

Tp - Tarifa pelo uso do sistema de distribuição, para a concessionária específica e nível de tensão da conexão, limitada no máximo aos valores estabelecidos no anexo VIU a esta Portaria (em RS/kW).

D - Maior valor entre Dc, Dp, Dn e Di

Dc - Valor da demanda contratada para o horário de ponta (em kW)

Dp - Valor da demanda de potência verificada por medição no horário de ponta (em kW)

Dn - 85% do valor da demanda de potência verificada por medição no horário normal (em kW)

Di - 40% do valor da demanda de potência verificada por medição no horário incentivado (em kW), onde os valores de Dp, Dn e Di, tomarão como base o maior valor da potência demandada, verificada por medição durante o respectivo período, integralizada em intervalos de 15 minutos (em kW).

Sem prejuízo do disposto anteriormente, à parcela de demanda verificada por medição no horário de ponta que superar a respectiva demanda contratada será aplicada tarifa de ultrapassagem de valor igual a 3 (três) vezes a tarifa estabelecida.

A tarifa de ultrapassagem só será aplicada caso a parcela de demanda verificada por medição exceda em mais do que 5 % a respectiva demanda contratada. Os encargos pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição poderão ser revistos anualmente pelo DNAEE.

Os Usuários que celebrarem o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de acordo com o disposto na Portaria, terão assegurado o valor real da tarifa de uso da transmissão, vigente por ocasião da assinatura do contrato, até a data de entrada em operação da sua unidade geradora que caracterizará o início efetivo do acesso ao

sistema de transmissão, migrando para o valor da tarifa vigente de imediato ou, a seu critério, segundo forma disposta a seguir:

I -durante o primeiro e o segundo ano após o início efetivo do acesso ao sistema de transmissão, o encargo será calculado com base no valor real da tarifa contratada;

II - durante o terceiro ano, o encargo será calculado com base em 80% do valor real da tarifa contratada e 20% do valor vigente;

III - durante o quarto ano, o encargo será calculado com base em 60% do valor real da tarifa contratada e 40% do valor vigente;

IV- durante o quinto ano, o encargo será calculado com base em 40% do valor real da tarifa contratada e 60% do valor vigente;

V - durante o sexto ano, o encargo será calculado com base em 20% do valor real da tarifa contratada e 80% do valor vigente;

VI- a partir do sétimo ano, inclusive, o encargo será calculado com base no valor da tarifa vigente.

Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e os Contratos de Conexão à Rede Elétrica deverão prever as condições e antecedência mínima para a solicitação de alteração dos valores de demanda contratada, de modo a permitir a consideração das alterações nas revisões anuais dos encargos.

As Transações de Acesso entre os Sistemas Interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, envolvendo a linha de interligação Norte-Sul, terão seus encargos pelo uso dos sistemas de transmissão calculados pela soma de duas parcelas a seguir definidas:

I - encargos pelo uso do sistema intrligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, entre a zona onde se situar a unidade geradora ou consumidora dos usuários e a zona denominada N-S ;

II - encargos pelo uso do sistema interligado Norte/Nordeste, entre a zona onde se situar a unidade geradora ou consumidora dos usuários e a zona denominada N-S.

12. Anexo II – Catálogos Técnicos

Foram tomados como referências de catálogos técnicos nas alternativas III e IV as seguintes publicações:

Equipamento	Fornecedor	Catálogo	Modelo de Equipamento
Caldeira de Recuperação	Geka AG (Alemanha)	GK Boiler dimensioning	GK 350
Turbina á gás	ABB	The economic production of heat and power – Gas Turbine cogeneration and combined cycle plants GT 10 gas turbine	LM 2500
	General Eletric	Industrial Gas Turbine	
Turbogeradores	Siemens	Industrial Turbines from Siemens – Individuality as a Standard Feature, for highest rliability, availability and energy conversion	N 71

13. Bibliografia

Balanço Energético Nacional 1997, 1997, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF.

Garcia, R. et al., 1990, "Manual de Óleos Ultra Viscosos", Petrobrás, Belo Horizonte, MG.

Greco, C., 1988, "Sistemas de Vapor", ABACE (Associação Brasileira de Administração e Conservação de Energia), São Paulo, SP.

Manual do Autoprodutor de Energia Elétrica, 1989, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, RJ

Najjar, Y. S. et al., 1991, "Energy Conservation in the Refinery by Utilizing Reformed Fuel Gas and Furnace.

Oliveira Jr., S. et al., 1997, "Análise Termoeconômica de Plantas de Cogeração", Seminário de Cogeração na Indústria Química (ABEQ), São Paulo, SP.

Pera, H., 1992, "Geradores de Vapor", São Paulo, SP.

Schwarzenbach, A., "Comparison of Power and Heat Generation", ABB publication.

Unidade Compacta Termelétrica a Gás, 1994, Mecânica Pesada.

Wylen, G. et al, 1995, "Fundamentos da Termodinâmica Clássica", Tradução da 4ª Edição Americana, Ed. Edgard Blücher Ltda, São Paulo, SP.