

UNIVERSIDADE CANDIDO MENDES – UCAM
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO PESQUISA OPERACIONAL E INTELIGÊNCIA
COMPUTACIONAL
CURSO DE MESTRADO EM PESQUISA OPERACIONAL E INTELIGÊNCIA
COMPUTACIONAL

Jaime Batista de Sousa Junior

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O
DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UMA TERMELÉTRICA
ESTUDO DE CASO: TERMELÉTRICA DO COMPLEXO LOGÍSTICO
DO AÇU

CAMPOS DOS GOYTACAZES, RJ.
Junho 2013

UNIVERSIDADE CANDIDO MENDES – UCAM
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO PESQUISA OPERACIONAL E INTELIGÊNCIA
COMPUTACIONAL
CURSO DE MESTRADO EM PESQUISA OPERACIONAL E INTELIGÊNCIA
COMPUTACIONAL

Jaime Batista de Sousa Junior

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O
DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UMA TERMELETRICA
ESTUDO DE CASO: TERMELETRICA DO COMPLEXO LOGÍSTICO
DO AÇU

Dissertação apresentada ao Programa de
Mestrado em Pesquisa Operacional e Inteligência
Computacional, da Universidade Candido Mendes
– Campos / RJ, para obtenção do grau de
MESTRE EM PESQUISA OPERACIONAL E
INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL.

Orientador: Prof. Dalessandro Soares Vianna , D.Sc.

CAMPOS DOS GOYTACAZES, RJ.
Junho 2013

S725m Sousa Junior, Jaime Batista.

Modelo de programação linear inteira mista para o dimensionamento ótimo de uma termelétrica: estudo de caso: termelétrica do Complexo Logístico do Açúcar.
Jaime Batista Sousa Junior. – 2014.

89 f.; il.

Orientador Dalessandro Soares Vianna.

Dissertação de Mestrado em Pesquisa Operacional e Inteligência Computacional – Universidade Candido Mendes – Campos dos Goytacazes - RJ, 2008.

Bibliografia: f. 71 - 77.

1. Programação linear inteira mista. 2. Pesquisa operacional – programação. 3. Complexo do Açúcar (termelétrica) – logística. I. Universidade Candido Mendes. II. Título. III. Vianna, Dalessandro Soares (orientador).

CDU – 519.68: 627.093(815.3C)

JAIME BATISTA DE SOUSA JUNIOR

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA O
DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UMA TERMELÉTRICA
ESTUDO DE CASO: TERMELÉTRICA DO COMPLEXO LOGÍSTICO
DO AÇU

Dissertação apresentada ao Programa de
Mestrado em Pesquisa Operacional e Inteligência
Computacional, da Universidade Candido Mendes
– Campos / RJ, para obtenção do grau de
MESTRE EM PESQUISA OPERACIONAL E
INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL.

Aprovada em 28 de junho de 2013

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dalessandro Soares Vianna, DSc – Orientador.
Universidade Candido Mendes

Prof. Ítalo de Oliveira Matias, DSc.
Universidade Candido Mendes

Prof. Rogério Atem de Carvalho, DSc.
Instituto Federal Fluminense

CAMPOS DOS GOYTACAZES, RJ.
2013

AGRADECIMENTOS

Ao meu Deus, pela graça recebida da vida.

À minha mãe Rosália Silva de Souza e ao meu pai Jaime Batista de Sousa, que a cada dia me surpreendem pela imensa gratidão, cumplicidade, apoio forçar e amor dedicados a mim e por terem me proporcionado tudo o que sou e tenho hoje.

Ao meu irmão Jonas Silva de Sousa, pela amizade, amor, carinho, cumplicidade e incentivo nos momentos difíceis.

À minha esposa Paloma Azeredo Peixoto dedico, com amor, este trabalho pois sempre estiver ao meu lado me dando apoio e carinho sempre que precisei.

Ao Amigo, Orientador e Professor, D.Sc. Dalessandro Soares Vianna, por todo estímulo, orientação e ajuda na condução desta pesquisa, meus sinceros agradecimentos.

Aos Professores da banca examinadora, pelas valiosas sugestões dadas ao trabalho, pela revisão cuidadosa do texto e pelo interesse e encorajamento.

A Universidade Candido Mendes pela oportunidade e compreensão durante curso, permitindo superar a dificuldade de estudar trabalhando em regime *offshore*, meus sinceros agradecimentos.

A todos os professores e aos demais amigos e que colaboraram direta ou indiretamente na elaboração desta pesquisa.

Seja você quem for, seja qual for à posição social
que você tenha na vida, a mais alta ou a mais baixa,
tenha sempre como meta muita força, muita
determinação e sempre faça tudo com muito amor e
com muita fé em Deus, que um dia você chega lá.
De alguma maneira você chega lá.

Ayrton Senna

RESUMO

MODELO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA MISTA PARA DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE UMA TERMELÉTRICA: ESTUDO DE CASO: TERMELÉTRICA DO COMPLEXO LOGÍSTICO DO AÇU.

Neste trabalho é proposto um modelo de programação linear inteira mista que permite determinar a quantidade ótima de equipamentos necessários em uma usina termelétrica a partir de uma demanda de energia elétrica prevista, de maneira a minimizar os gastos com combustíveis gás natural e carvão e de operação e manutenção dos equipamentos. Considera-se como estudo de caso o projeto da termelétrica do complexo logístico do Açú. Para a otimização do sistema objeto de estudo, foram criados três cenários, cada um com 11 valores diferentes para as demandas de energia elétrica. O modelo proposto considera dois tipos de ciclos termodinâmicos: o ciclo Rankine e o ciclo Combinado. A resolução do conjunto de problemas teste foi realizada utilizando o software LINGO v10. Os resultados obtidos validam o uso do modelo no auxílio à configuração de uma usina termelétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Programação linear inteira mista, Otimização, Termelétrica, Ciclo Rankine, Ciclo Brayton.

ABSTRACT

MODEL OF MIXED INTEGER LINEAR PROGRAMMING FOR SIZING A THERMOELECTRIC GREAT: CASE STUDY: THERMOELECTRIC COMPLEX LOGISTIC AÇU.

This work's proposal is to presents a mixed integer linear programming model for determining the optimum amount of equipment in operation required for a power plant from an expected electricity demand aiming, to minimize the cost of fuel consumption as coal and natural gas, and also maintenance of equipment. The Açu logistic complex is considered as a study of for thermal design. In order to optimize the system, object of study, three scenarios were created, each one with 11 different values for power demands of electricity. The proposed model considers two types of thermodynamic cycles: the Rankine cycle and the combined cycle. The test for resolution of a set of problem was conducted using the software LINGO v10. The result has validated the use of the model as an aid to setting up a thermal power plant.

KEYWORDS: Mixed integer linear programming, Optimization, Thermoelectric, Rankine cycle, Brayton cycle.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Exemplo de um motor que opera segundo o ciclo Carnot e Diagrama TXS	28
Figura 2	Motor que opera segundo o ciclo Rankie e Diagrama TXS	29
Figura 3	Turbina a gás que opera segundo o ciclo Brayton: (A): ciclo aberto; (B) ciclo fechado.	31
Figura 4	Ciclo Padrão de ar de Bayton	31
Figura 5	Configuração do ciclo combinado Brayton/Rankie	34
Figura 6	Turbina a gás da Rolls-royce modelo RB-211	35
Figura 7	Caldeira de recuperação da Alstom	36
Figura 8	Montagem de uma turbina a vapor Siemens	37
Figura 9	Usina térmica a ciclo combinado 2 +1 duas turbinas com sua caldeira de recuperação associados a uma turbina a vapor.	38
Figura 10	Ciclo combinado de uma usina termelétrica com a circulação do ar,combustível, água e vapor em cada componente.	38
Figura 11	Balanco simplificado de energia	40
Figura 12	Modelagem com fator de ganho	43
Figura 13	Representação do nó de processamento da caldeira a vapor	44
Figura 14	Representação do nó de processamento do carro	46
Figura 15	Fluxograma da metodologia adotada	47
Figura 16	Rede da termelétrica a ciclo combinado	49
Figura 17	Representação do vértice da caldeira de vapor	52
Figura 18	Representação do vértice da turbina a vapor CR	52

Figura 19	Representação do vértice da turbina a gás CR	53
Figura 20	Representação do vértice da caldeira de recuperação	54
Figura 21	Representação do vértice da turbina a vapor CC	55
Figura 22	Rede generalizada que representa a Termelétrica do Porto do Açu	59
Figura 23	Interação dos ciclos Rankine e combinado	60
Figura 24	Desempenho computacional com relação da demanda cenário 1	64
Figura 25	Desempenho computacional com relação a demanda cenário 2	65
Figura 26	Desempenho computacional com relação a demanda cenário 3	65
Figura 27	Desempenho computacional com relação a demanda com outros valores - cenário 2	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Parâmetro técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas	26
Tabela 2	Configuração da usina termelétrica	58
Tabela 3	Descrição dos fluxos entrada dos nós e arcos da rede proposta	60
Tabela 4	Descrição dos fluxos saída dos nós e arcos da rede proposta	61
Tabela 5	Dados usados a definição dos cenários de teste	63
Tabela 6	Equipamentos selecionados nos três cenários-demanda de 500MW	66
Tabela 7	Equipamentos selecionados nos três cenários-demanda de 2500MW	66

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	14
1.2 OBJETIVOS	14
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
1.4 ESTUDO DE CASO	15
1.5 JUSTIFICATIVAS.....	15
1.6 ESCOPO.....	16
1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	17
2 REVISÃO DA LITERATURA	19
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
3.1 USINAS TERMELÉTRICAS	24
3.2 TIPOS DE USINAS TERMELÉTRICAS	25
3.3 CICLOS TERMODINÂMICOS	27
3.3.1 Ciclo Carnot.....	27
3.3.2 Ciclo Rankine.....	29
3.3.3 Ciclo Brayton	30
3.3.4 Ciclo Combinado	33
3.4 COMPONENTES BÁSICOS DA TERMELÉTRICA A CICLO COMBINADO.....	34
3.4.1 Turbina a Gás	34
3.4.2 Caldeira de Recuperação de Calor	35
3.4.3 Turbina a Vapor	36
3.4.4 Equipamentos e Sistemas Auxiliares.....	38
3.4.5 Arranjo dos Componentes da Usina Termelétrica a Ciclo Combinado	38

3.4.6 Combustíveis das Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado	38
3.5 CONTROLAR A INJEÇÃO DE COMBUSTÍVEL	40
3.6 PROGRAMAÇÃO LINEAR	40
3.6.1. Modelo em Programação Linear	40
3.7 PROGRAMAÇÃO INTEIRA	41
3.8 PROBLEMAS DE FLUXO EM REDES	42
3.9 O MODELO DE REDE GENERALIZADO	42
3.10 REDES GENERALIZADAS	43
3.10.1 Redes com Restrições Adicionais	44
3.11 REDES DE PROCESSAMENTO	47
4 METODOLOGIA	48
4.1 COLETA DE DADOS	48
4.2 MODELO MATEMÁTICO	48
4.2.1 Rede Genérica da Termelétrica	49
4.2.2 Grafo Asssociado a Rede Genérica	51
4.2.3 Modelo de Programação Linerar Inteiro Mista	58
5 ESTUDO DE CASO: MODELAGEM DA USIANA TERMELÉTRICA DO PORTO DO AÇU	61
5.1 GRAFO DA TERMELÉTRICA DO AÇU	63
5.2 EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS E RESULTADOS OBTIDOS	63
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
6.1 CONCLUSÕES	69
6.2 ESTUDOS FUTUROS	70
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
ANEXO I - MODELO MATEMÁTICO	77
ANEXO II – RESULTADOS GERADOS PELOS TRÊS CENÁRIOS CRIADOS	82

1 INTRODUÇÃO

O dimensionamento dos sistemas térmicos é necessário devido o grande número de variáveis e incertezas envolvidas, o que o torna uma ferramenta bastante importante, no caso específico da geração de energia elétrica. Em virtude ao número de variáveis e incertezas, as Usinas Termelétricas necessitam do desenvolvimento de métodos computacionais para mensurar a utilização/conservação de energia com as variações de demanda de energia elétrica. (ESPIRITO SANTO, 2001).

O consumo de energia está rapidamente crescendo em vários países em desenvolvimento no mundo, o que promove o crescimento da economia, destes países e melhora o nível de conforto de seus habitantes. Independentemente da origem, um aumento descontrolado no consumo energético pode resultar em impactos globais desfavoráveis em termos de deterioração do meio ambiente, aumento dos preços dos derivados de petróleo e de outros combustíveis fósseis, aumento da desigualdade econômica e social entre países ricos e pobres, e uma conseqüente instabilidade no mundo financeiro. (ESPIRITO SANTO, 2001).

Segundo Espirito Santo (2001) grande parte do aumento da utilização de energia em países em desenvolvimento pode ser atribuída ao crescimento das áreas urbanas e industriais. Portanto, países como o Brasil estão investindo em Usinas Termelétricas para o fornecimento de energia elétrica. Algumas vantagens dessa utilização podem ser descritas como: melhoria geral nas condições de vida dos habitantes locais, criação de novos postos de trabalho, diminuição da dependência de combustíveis importados, auto-suficiência energética, melhoria no balanço comercial do país.

No Brasil, a possibilidade de aplicação das tecnologias de geração renovável de energia representa um importante vetor de desenvolvimento social e econômico para comunidades, isoladas ou não, de diversas regiões do país. Este tipo de iniciativa é fundamental para as estratégias que buscam a sustentabilidade do desenvolvimento e a democratização do acesso à energia em suas formas mais adequadas, favorecendo a geração de empregos, a melhoria da qualidade de vida, o uso ótimo das dimensões continentais e da diversidade de fatores sociais, econômicos e ambientais do País (NOGUEIRA, 2004).

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Segundo a ANEEL (2013), o Brasil possui no total 1.429 usinas de geração de energia elétrica, onde 1.076 estão em operação, gerando 76.136.364 kW de potência, 110 usinas em construção e outras 243 com sua construção prevista. Das usinas em operação, 618 são termelétricas, representando uma potência de 11.174.321 kW, o que representa 14,68% da potência total. As termelétricas estão também entre 52, das 110 usinas em construção (62,9% da potência total prevista) e 82, das 243 usinas outorgadas, representando 59,23% da potência prevista para as mesmas. Os números apresentados demonstram que o governo vem incentivando a maior participação das termelétricas na matriz energética do país. As usinas termelétricas, como o próprio nome diz, utilizam o calor para gerar energia elétrica. Comumente chamadas de Usinas Térmicas de Eletricidade (UTE), estas usinas utilizam algum combustível (carvão, óleo combustível ou diesel, biomassa e/ou gás) para seu funcionamento.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo de programação matemática para otimizar os custos com combustíveis (carvão e gás natural) e de operação e manutenção dos equipamentos de uma termelétrica.

1.3 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Atender as necessidades da relação custo/benefício para operação e manutenção do projeto da Usina Termelétrica do Complexo Logístico Porto do Açu.

Apresentar uma modelo matemático genérico e extensível para o projeto da Usina Termelétrica do Complexo Logístico Porto do Açu.

1.4 ESTUDO DE CASO

Segundo a LLX (2012) o Complexo Logístico do Açu é o maior empreendimento porto-indústria da América Latina, localizada em São João da Barra no Rio de Janeiro, deverá movimentar pelo menos, 350 milhões de toneladas por ano, entre exportações e importações, posicionando-se como um dos três maiores complexos portuários do mundo. Possui área de 90 km² e receberá siderúrgicas, pólo metal mecânico, unidade de armazenamento e tratamento de petróleo, estaleiro, indústrias *offshore*, plantas de pelotização, cimenteiras, termoelétrica e indústrias de tecnologia da informação e prevê atração de investimentos de US\$ 40 bilhões e geração de 50 mil empregos.

1.5 JUSTIFICATIVA

O Brasil apresenta atualmente crescimento significativo da demanda energética, sendo, portanto, necessário aumentar sua eficiência na geração de energia elétrica por meio de novas alternativas. A matriz energética utilizada, tais como as hidrelétricas, as termelétricas a gás e dos combustíveis da biomassa, como a cana-de-açúcar, tem encontrado dificuldades para seu desenvolvimento tanto de ordem ambiental como socioeconômica, além da escassez de oferta e preços altos. Neste sentido, vários países têm voltado a atenção para o carvão mineral, pela estabilidade dos seus preços e a segurança no atendimento às demandas. A utilização do carvão como fonte geradora de energia é crescente e há muita disponibilidade em todo o mundo. A maior parte das reservas está nos Estados Unidos, Rússia e China: e há também reservas na Índia, Austrália, África do Sul, Colômbia, Ucrânia, Cazaquistão e Iugoslávia. (MPX, 2012).

No Brasil, o carvão mineral participa com apenas 1% do total da matriz energética. Em 2006, a capacidade energética do País foi proveniente de 1.598 usinas, sendo 71% gerada por hidrelétricas. A Empresa de Pesquisa Energética EPE aponta para a necessidade de o Brasil diversificar a sua matriz energética para

atender às novas demandas do mercado e não correr riscos de falta de abastecimento e os denominados “apagões”. O cenário energético para 2016 aponta para o declínio na participação hidrelétrica, da redução da participação do óleo combustível e do gás natural e para a ampliação do uso do carvão mineral. O Estado do Rio de Janeiro concentra a maior parte das usinas termelétricas a gás do Brasil, e foi um dos mais prejudicados com a recente crise da redução de fornecimento de gás no País. (MPX, 2012).

Para uma matriz energética que dê segurança à crescente demanda do país, é necessário que se sejam utilizados todos os tipos de geração de energia de maneira planejada, integrada e otimizada; a tendência de colocar a geração termelétrica como “energia cara e poluente” somente leva ao aumento de risco de déficit de energia; todos os tipos de geração apresentam impactos ao meio ambiente. Atualmente as tecnologias de controle ambiental proporcionam a viabilização de empreendimentos, reduzindo os impactos negativos potenciais gerados ao meio ambiente;

A geração térmica a carvão é muito utilizada no mundo inteiro, principalmente em países do primeiro mundo; (ANEEL, 2013).

A construção da termelétrica do Complexo do Açú, prevê uma potência instalada de 5400 MW. Para ter uma noção da magnitude do projeto, é importante ressaltar que 100 MW é o suficiente para abastecer uma cidade de 400 mil habitantes. A potência instalada será o suficiente para atender a 47 cidades iguais a Campos dos Goytacazes, RJ.

Portanto, a termelétrica possuirá uma grande quantidade de equipamentos, e possuirá um consumo elevado de combustíveis, e alto custo de operação e manutenção representando uma alta demanda de recursos para o fornecimento de energia elétrica. Dado ao exposto é de relevada importância o desenvolvimento de ferramentas computacionais que auxiliem na redução desses custos.

1.6 ESCOPO

O projeto da Usina Termelétrica do Porto do Açú irá trabalhar em duas fases:

- A primeira fase a Termelétrica trabalha com Ciclo Rankine a Carvão e potência Instalada de 2.100 MW.

- A segunda fase a Termelétrica trabalha com Ciclo Combinado a gás natural (Ciclo Rankine mais o Ciclo Brayton) e potência instalada de 3.300 MW.
- As informações detalhadas no dimensionamento foram retiradas dos sites da MPX (2012) e LLX (2012) e para configuração foi acrescentada informações de fabricantes das máquinas térmica e máquinas elétricas a partir do custo/benefício, portanto para o modelo os valores de potência apresentados de cada equipamento não representam o que consta no projeto.

1.7 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O conteúdo deste trabalho está organizado da seguinte forma:

O Capítulo 1 apresenta a contextualização do tema, objetivo da pesquisa, delimitação da pesquisa como também a importância do estudo e a justificativa.

- O Capítulo 2 mostra a revisão da literatura sobre otimização em sistemas térmicos identificando os trabalhos mais importantes para a pesquisa desta dissertação.
- O Capítulo 3 faz a fundamentação teórica. Exemplifica o funcionamento das termelétricas e a finalidade, Detalha sobre a Programação matemática, condição indispensável para a caracterização do problema. Descreve a teoria programação linear inteira mista, sobre fluxo e redes generalizadas.
- O Capítulo 4, mostra a metodologia de grafos generalizados, nos fluxos dos elementos energéticos (combustíveis, gases de exaustão e vapor). O conjunto de turbina a gás, cadeia de recuperação e turbina de vapor se converte em fluxos de massa, mediante as leis da termodinâmica. Mediante as relações termodinâmicas é proposto um modelo matemático para dimensionamento ótimo do projeto da termelétrica do complexo logístico do Açúcar.
- O Capítulo 5 mostra o caso de estudo e resultados de diferentes simulações realizadas para o dimensionamento do projeto dos equipamentos da termelétrica estudado, a partir do modelo apresentado no capítulo anterior. Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as considerações finais da dissertação.

2 REVISÃO DA LITERATURA

No início da década de 70, EL-Sayed *et al.* (1970) aprofundaram os conceitos da termoeconomia aplicados à otimização de sistemas. Estabeleceram uma metodologia de cálculo através de multiplicadores de Lagrange em que a otimização de um sistema térmico é obtida através da otimização individual de cada um de seus componentes.

Um grande número de métodos de otimização, relacionados com as análises termoeconômicas, foram desenvolvidos nos anos 80 e aplicados na otimização de sistemas de energia. Alguns exemplos incluem as análises energoeconômicas e o método de avaliação de Tsatsaronis *et al.* (1994), a teoria do custo energético de Valero *et al.* (1994b) e Lozano (1993), a análise das funções de engenharia de Spakovsky (1994), o método das funções termoeconômicas de Frangopoulos (1994).

Posteriormente, novas extensões dos modelos termoeconômicos foram propostas de forma a considerar condições transientes de operação dos sistemas (FRANGOPOULOS *et al.*, 1994) e a vida útil dos equipamentos componentes desses sistemas (SZARGUT, 1988) possibilitando com isto o refinamento das análises de sistemas térmicos em condições reais de operação.

Ainda na década de 90, os trabalhos de Tsatsaronis (1996) e Lazzareto e Tsatsaronis (1999) propuseram novas regras para definição e avaliação dos custos associados às exergias em um sistema térmico. Esse conjunto de regras faz parte do método Speco (*Specific Exergy Costing*) que consiste na determinação dos custos médios em cada componente do sistema em análise. Algumas variáveis foram redefinidas e outras introduzidas, todas baseadas na exergia, de forma a auxiliar na análise exergoeconômica dos sistemas: diferença relativa de custos, fator

exergoeconômico, eficiência exergética, custo de destruição de exergia e custo de perda de exergia. Uma das dificuldades para implementação desse método consiste na necessidade do conhecimento das equações de custo dos componentes do sistema em função da eficiência exergética e dos fluxos de exergia do produto.

As análises termoeconômicas de sistemas térmicos geralmente estão voltadas para se encontrar uma configuração ótima para os mesmos ou de se estabelecer os valores de alguns parâmetros que resultem na melhor condição de operação do sistema sob um determinado aspecto o custo total de funcionamento e operação do sistema, por exemplo. Dessa forma, as análises termoeconômicas de sistemas estão, invariavelmente, associadas a métodos de otimização. (TSATSARONIS,1999)

Balestieri (1994) apresenta uma metodologia de técnicas de Programação Multiobjetivo, Programação Inteira Mista e Grafos Generalizados, as quais associadas permitem conduzir o problema do planejamento de centrais de cogeração a diferentes soluções de compromisso entre os critérios, todas igualmente eficientes, para serem submetidas a um processo de escolha. Na programação multiobjetivo fez uso de critérios econômicos, técnicos e ambientais para a definição da configuração a ser recomendada para cada caso.

Souza (1998) aplica a mesma metodologia do Balestieri (1994). O sistema de cogeração é adequadamente dimensionado, receitas adicionais podem ser obtidas com a venda da energia elétrica excedente para o sistema público, através de contrato de comercialização com a concessionária local, prevendo-se condições de disponibilidade e confiabilidade suficientes, além de outras exigências legais. Na dissertação do Souza (1998), é apresentado um caso de aplicação de um Modelo de Programação Matemática Inteira Mista para o dimensionamento ótimo da configuração do sistema, visando a maximização dos lucros pela venda da capacidade extra instalada, e a respectiva metodologia aplicada.

Boynard (2001) apresenta o mesmo modelo para avaliação econômica de sistemas de cogeração do que o usado por Souza (1998) para demandas de pequeno porte, típicas do setor terciário. Especificamente, adapta e aplica uma metodologia de dimensionamento ótimo de sistemas de cogeração para o caso de avaliação econômica, pela minimização dos custos em uma unidade hospitalar. Neste caso a implementação de tais sistemas tem por objetivo a autonomia ou a

redução dos custos de eletricidade comprada da concessionária local, quando a capacidade e o perfil da planta não permitem a venda de energia.

Silva (2003) aplica a parte da metodologia de avaliação termoeconômica do professor George Tsatsaronis a um sistema de cogeração formado por uma turbina a gás que trabalha segundo o ciclo térmico de Brayton/Joule associado com uma caldeira de recuperação de calor, que aproveita os gases quentes na saída da turbina a gás para produzir vapor saturado. A energia elétrica é obtida através de um gerador acoplado à turbina a gás. A abordagem é muito semelhante a usada por Tsatsaronis e Pisa (1993) tendo como diferença principal, a forma de avaliar os custos de aquisição e instalação dos componentes do sistema. Mesmo com a diferença na abordagem daqueles custos, os resultados obtidos são muito próximos nos trabalhos dos dois autores, demonstrando a eficácia do método.

Nogueira (2004) propõe o desenvolvimento de um novo modelo para dimensionamento de sistemas integrados de energia aplicados a ambientes rurais, a partir da utilização de ferramentas de simulação e otimização desenvolvidas em MATLAB 6.0. O dimensionamento realizado utiliza fontes renováveis locais (hidráulica, solar, eólica e biomassa) e outras fontes energéticas (eletrificação rural convencional e geração a diesel), e visa minimizar o custo do sistema, mantendo um nível desejado de confiabilidade para o mesmo. A confiabilidade é baseada no conceito de probabilidade de perda de fornecimento de energia à carga (LPSP) para períodos de horas consecutivas. A análise calcula, a distância limite para ampliação das redes de distribuição rural e o preço limite do litro do óleo diesel.

Vieira et al. (2005) estuda o mesmo sistema de cogeração do Silva (2003), no qual encontra a solução considerada ótima aplicada pelo Tsatsaronis (1993), onde usa o software denominado “Simulador de Processo”, que auxilia na escolha dos coeficientes da equação de custo sugerida em Tsatsaronis e Pisa (1993), e resolve o sistema de equações gerado, fornecendo a solução ótima. Este trabalho serviu como referência para balizar os valores dos coeficientes de eficiência e de potência na equação de investimento total de capital na aplicação da metodologia do Tsatsaronis (1993) e como orientação para caracterizar a formulação da função objetivo a ser minimizada para a busca da solução ótima dos ciclos térmicos dos dois circuitos de geração da usina de Figueira.

Mello (2006) mostra um modelo de despacho para Usinas termelétricas a gás natural considerando a produção e transporte de gás, O modelo Proposto associa a

operação do Sistema de geração termelétrica com a operação de redes de gasodutos. A metodologia utilizada para obter a solução foi aplicada a um exemplo com seis usinas termelétricas supridas por uma rede de gás natural. O modelo apresentado integra eficientemente a operação das usinas termelétricas com a operação dos sistemas de gasodutos.

Padilha (2006) apresenta um estudo comparativo entre três classes de métodos de otimização - gradiente, evolucionário e híbrido - para aplicação na otimização matemática de um sistema térmico de referência. Um tipo de cada classe é empregado para o desenvolvimento dos programas computacionais de otimização, sendo o método de gradiente selecionado o quase-Newton BFGS (*Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno*), o método evolucionário o algoritmo genético e o método híbrido um acoplamento entre o algoritmo genético com o quase-Newton BFGS. Os parâmetros desses algoritmos são determinados através de estudos de sensibilidade detalhados. Os programas desenvolvidos são empregados para a otimização do sistema de cogeração de referência e os resultados obtidos são utilizados para analisar crítica e comparativamente as potencialidades e as limitações de cada um dos métodos na aplicação a sistemas térmicos.

Silva (2007) apresenta um modelo de otimização de uma fábrica desidratadora de forragens localizada na Espanha. O modelo tem função objetivo, com dados históricos de produção (Ton), consumo (kWh) e tempo (h), que retratará o funcionamento da empresa. Este modelo é obtido por meio de regressão linear múltipla e é implementado utilizando o software Lingo. Os resultados dessa implementação fornecem as horas totais diárias que cada processo deverá ser realizado, juntamente com a quantidade de toneladas de pacotes de feno e grãos, e o custo diário da energia elétrica para realizar a produção.

Rojas (2007) propõe o desenvolvimento de um novo modelo para dimensionamento de sistemas integrados de energia aplicados a ambientes rurais, a partir da utilização de ferramentas de simulação e otimização desenvolvidas em MATLAB 6.0. Essas ferramentas possibilitam estabelecer a melhor combinação entre fontes energéticas e cargas ao longo do tempo. O dimensionamento realizado visa minimizar o custo do sistema, mantendo um nível desejado de confiabilidade para o mesmo. A confiabilidade é baseada no conceito de probabilidade de perda de fornecimento de energia a carga (LPSP) para períodos de horas consecutivas. As necessidades energéticas consideradas para uma propriedade rural típica são

agrupadas em três categorias: energia para cozimento, energia para aquecimento de água e energia para produção de eletricidade. Nesta análise é calculada, inclusive, a distância limite para ampliação das redes de distribuição rural e o preço limite do litro do óleo diesel, para que estas fontes apresentem maior viabilidade econômica em relação às fontes renováveis locais.

Costa (2008) apresenta a modelagem de um problema de otimização termoeconômica de plantas de cogeração, visando aliar modernos conceitos econômicos às tecnologias correntes, buscando contemplar suas restrições e inovações através de uma formulação simples. O problema proposto intitula-se problema PCLM – Planta de Cogeração de Lucro Máximo. Nele, um sistema de cogeração é modelado de maneira integrada, tal que sua configuração, as eficiências dos equipamentos envolvidos, os custos de aquisição e operação, as receitas obtidas e as limitações físicas (restrições) levam à determinação de uma função objetivo que represente o valor presente líquido (VPL) do ganho monetário, para o período de operação examinado. O valor ótimo do VPL é obtido e validado através de ferramentas padronizadas dos programas computacionais MATLAB e Mathematica, para que seja utilizado como referência nos testes de algoritmos de otimização. Outra contribuição desse trabalho é a aplicação de técnicas em seu modelo que tornam os custos de equipamentos compatíveis com a indústria nacional.

Rodrigues (2009) avalia as duas hipóteses para um sistema de cogeração a ser implantado: (i) gerar o máximo de energia elétrica visando à venda do excedente para a concessionária; ou (ii) gerar a energia elétrica somente para consumo próprio, minimizando a compra de energia elétrica da concessionária. A partir destas duas hipóteses desenvolve uma modelagem termodinâmica utilizando o software EES, atendendo a demanda térmica do processo a qual é comparada, mediante uma análise de sensibilidade, os parâmetros financeiros mais influentes na viabilidade econômica da cogeração, especificamente: (i) preço do combustível, (ii) custo do empreendimento; (iii) taxa de juros; (iv) preço de venda da energia elétrica e (v) créditos de carbono. Com base na análise termoeconômica, comparar: (i) os dois tipos de combustíveis para a cogeração; (ii) quantificar as irreversibilidades no esquema térmico do ciclo e nas suas componentes e (iii) avaliar a melhor hipótese de venda ou não de energia elétrica, a partir do cálculo do custo da energia elétrica e do vapor gerados.

Chaves (2010) faz uma análise do quadro energético brasileiro no âmbito das usinas termelétricas abastecidas por gás natural. Neste aspecto, Chaves (2010) propõe uma metodologia para estabelecer os custos mínimos de produção, importação e transporte de gás, bem como a máxima geração pelas usinas termelétricas de uma rede interligadas. A metodologia utilizada por Chaves (2010) para a resolução do modelo é a programação não-linear.

A metodologia utilizada nesta dissertação tem como base a tese de Balestieri (1994) e as dissertações de Souza (1998) e Boynard (2001). No entanto, eles aplicam a metodologia para a Cogeração e utilizam o modelo de Programação Matemática Inteira Mista proposto por Balestieri (1994) para o dimensionamento ótimo.

Neste trabalho é apresentado um modelo de programação linear inteira mista para determinar a quantidade ótima dos equipamentos para uma termelétrica a partir da demanda de energia elétrica considerando os custos com combustíveis de carvão e gás natural e de operação e manutenção na metodologia usa grafos generalizados sendo que os arcos representam os fluxos de massa dos equipamentos diferentemente da tese de Balestieri (1994) e as dissertações de Souza (1998) e Boynard (2001).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para apresentar o modelo matemático para dimensionamento ótimo da termelétrica, nesta seção aborda as seguintes áreas do conhecimento:

- Tipos de equipamentos das usinas termelétricas para analisar e avaliar os diferentes tipos de consumo de combustível e potência cedida pela demanda de energia elétrica;
- Ciclos termodinâmicos para analisar os ganhos e perdas dos fluxos de massa e obter as restrições do sistema;
- Programação linear inteira mista e redes generalizadas para modelar a usina termelétrica e desenvolver a função objetivo e as restrições impostas pelo sistema.

3.1 USINAS TERMELETRICAS

As usinas termelétricas caracterizam-se por serem instalações capazes de produzir energia térmica a partir da queima de combustível, convertendo-a em energia mecânica, que pode ser utilizada para o acionamento de equipamentos ou para geração de energia elétrica. A conversão da energia térmica em mecânica é realizada com o uso de um fluido que, após o seu processo de expansão, produzirá trabalho em turbinas térmicas. O gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina promove um acionamento mecânico, que converte energia mecânica em elétrica.

3.2 TIPOS DE USINAS TERMELÉTRICAS

As usinas podem apresentar diversas estruturas e modo de operação, sendo as mais comuns, listadas e detalhadas a seguir.

- Ciclo a Vapor - Utiliza a turbina a vapor e tem como única função produzir eletricidade. Pode ter a eficiência do sistema maximizada com a implantação de recuperação de calor, como o aquecimento regenerativo e o reaquecimento. Utiliza qualquer tipo de combustível e produz potências de até 1.200 MW, que constitui a sua principal vantagem.
- Cogeração - A principal característica deste tipo de termelétrica é a produção simultânea de eletricidade e calor, utilizando o mesmo combustível, que são os derivados de petróleo, gás natural, carvão ou biomassa. Apresenta alta eficiência e a cogeração pode ser realizada empregando como acionador primário as turbinas a vapor, as turbinas a gás e os motores de combustão.
- Turbina a Gás Operando em Ciclo Simples - Como a termelétrica a ciclo a vapor, seu único produto é a eletricidade. Utiliza para tal uma turbina a gás e caracteriza-se por ter uma partida muito rápida, razão pela qual pode ser utilizada para suprir eletricidade nos períodos de pico. Pode utilizar combustíveis líquidos (diesel em especial) e gasosos (gás natural) e possui tecnologia para recuperação de calor, mas mesmo assim sua eficiência é menor que a das usinas de geração a ciclo a vapor.
- Ciclo Combinado - Constituído pela junção de um ciclo com turbina a gás e um ciclo com turbina a vapor, possuindo a maior eficiência e sendo a mais moderna tecnologia de produção de energia elétrica. Utiliza predominantemente como combustível o gás natural, mas estudos estão sendo realizados para que o carvão também possa ser usado, através do desenvolvimento de tecnologias limpas para o carvão.
- Motores de Combustão - Caracterizado pela utilização de motores de ciclo Diesel ou Otto a gás natural, sendo muito utilizadas na região amazônica do Brasil, em sistemas isolados.
- Nuclear - Também é considerada uma usina termelétrica, e opera segundo um ciclo Rankine, detalhado na seção 2.6, utilizando como fluido de trabalho o vapor de água e como máquina térmica a turbina a vapor. Utiliza no

processo o vapor saturado em decorrência da restrição e exigência dos materiais construtivos utilizados no reator nuclear. Sistemas isolados referem-se às regiões geográficas brasileiras não atendidas pelos sistemas de transmissão. (LORA; NASCIMENTO 2004)

As usinas termelétricas com ciclo a vapor são as mais antigas, tendo sido criadas no início do século XX, com uma eficiência de apenas 5%. Atualmente, elas são capazes de operar com eficiência em torno de 42 a 44%, valores maiores que as das usinas termelétricas de turbinas a gás utilizando ciclos simples, cuja eficiência varia entre 36% a 37%, queda esta decorrente da alta temperatura dos gases de exaustão despejados na atmosfera. Com o advento da tecnologia de ciclo combinado, estes gases expelidos da turbina a gás puderam ser utilizados como fonte de calor para obtenção de vapor que aciona a turbina a vapor, aumentando a eficiência da usina para 55% a 58%, com possibilidades de alcançar uma eficiência na ordem de 62%. Lora (2004) A superioridade de eficiência das termelétricas a ciclo combinado pode ser vista na Tabela 1, assim como outros parâmetros técnico-econômicos de diferentes usinas termelétricas.

Tabela 1 - Parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas

Parâmetro	Usina a Ciclo a Vapor	Turbina a Gás	Ciclo Combinado	Motores de Combustão Interna
Potência				
Nominal por Unidade (MW)	20 ~ 1.200	0,5 ~ 340	7 - 800	Até 100
Custo				
Específico (US\$/kW)	600 ~ 1400	300 ~ 350	400 ~ 800	580 ~ 800
Tipo de Combustível	Sólido Líquido e Gasoso	Diesel ou gás natural	Diesel ou gás natural	Diesel ou gás natural
Eficiência	44 - 44,5	36 – 37	55 - 60	50
Tempo de vida (horas)	100.000	100.000	100.000	-

Heat Rate (kJ/kWh)	7.531 – 8.018	9.730 – 10.000	6.100 – 6.300	7.200
-------------------------------------	---------------	-------------------	---------------	-------

Fonte: Lora; Nascimento (2004).

A Tabela 1 evidencia grande parte dos pontos positivos e negativos de cada tipo de planta termelétrica. Analisando os dados fornecidos, pode-se verificar a vantagem na construção de usinas termelétricas a ciclo combinado comparativamente às outras citadas e detalhadas anteriormente. Além de possuir o maior rendimento e a menor taxa de calor liberada entre todas as usinas analisadas, mostra-se sempre melhor que alguma das usinas em outros quesitos. O trabalho em questão abordará em especial as plantas termelétricas a ciclo combinado, que trazem maiores benefícios e possuem um bom balanceamento de pontos positivos e negativos.

3.3 CICLOS TERMODINÂMICOS

A geração de energia elétrica pode ser estudada através da análise dos ciclos de geração de potência a vapor ou gás, sendo os mais conhecidos os Ciclos Rankine, Brayton, Otto e Diesel. Um gás executa um ciclo termodinâmico quando ele é submetido a sucessões repetitivas de transformações termodinâmicas. Na prática, os ciclos termodinâmicos são usados para produzir trabalho (motores, turbinas), aquecimento ou refrigeração. Vale ressaltar que não é necessário que a mesma massa de gás execute cada ciclo. A característica básica é a repetição dos estados termodinâmicos, por exemplo, quando em um equipamento de refrigeração (circuito fechado), a mesma massa de gás retorna para o início de cada ciclo, mas em um motor de combustão interna ela é renovada a cada ciclo. Pode-se ver a seguir o detalhamento dos ciclos mais relevantes para o estudo.

3.3.1 Ciclo Carnot

O primeiro e mais simples ciclo existente é o Ciclo Carnot. Caracteriza-se por ser o ciclo no qual todos os processos são reversíveis e conseqüentemente, o ciclo

também é reversível. Além disso, é o ciclo que gera o maior rendimento na produção de trabalho a partir de dois reservatórios, um quente e um frio. A Figura 1 mostra uma instalação que opera segundo este ciclo e o diagrama $T \times s$ associado ao mesmo. Os índices “ H ” e “ L ” referem-se, respectivamente ao inglês “*high*” e “*low*” (alto e baixo). E os índices “ T ” e “ s ” referem-se à temperatura e à entropia.

O ciclo Carnot é composto pelos seguintes processos básicos:

- 1-2: Processo de bombeamento adiabático reversível (isoentrópico) na bomba.
- 2-3: Transferência de calor (Q_H) a pressão e temperatura constantes (T_H) no gerador de vapor.
- 3-4: Expansão adiabática reversível (isoentrópica) na turbina.
- 4-1: Transferência de calor (Q_L) a pressão e temperatura constantes (T_L) no condensador. Wylen (2003).

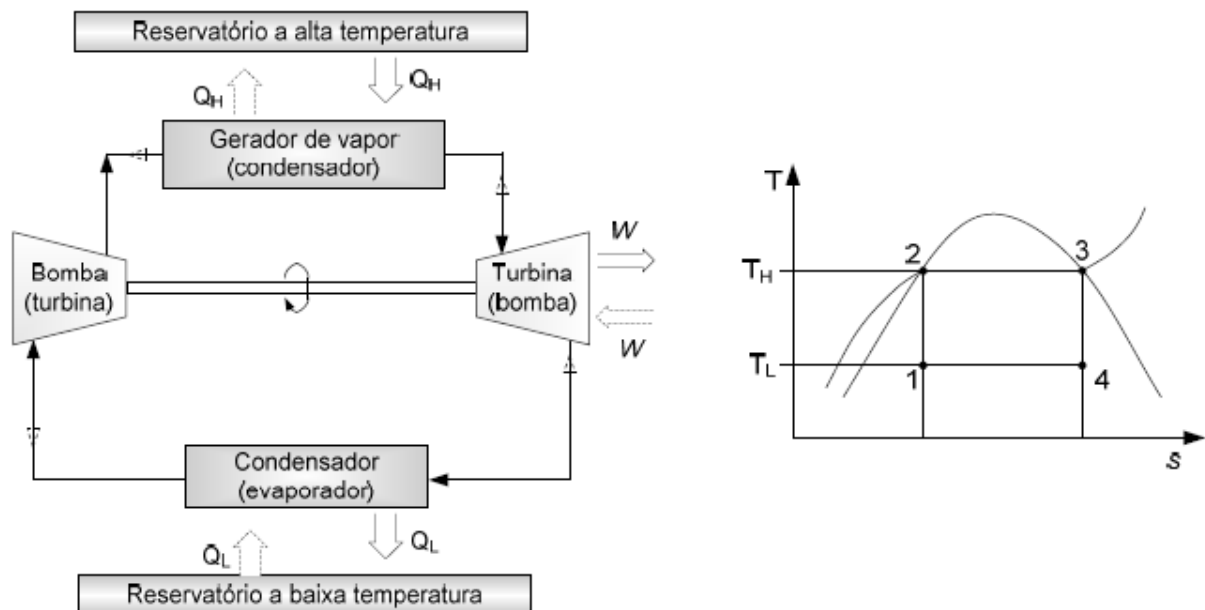


Figura 1 – Exemplo de um motor que opera segundo um Ciclo Carnot e diagrama $T \times s$.
Fonte: Wylen et al. (2003).

Como o ciclo Carnot é reversível, ele pode ser invertido. Ou seja, sendo a operação inicial um motor térmico, a inversão o torna um refrigerador (LORA; NASCIMENTO 2004).

O rendimento do ciclo Carnot pode ser expresso pela Equação 1.

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (1)$$

Sendo T_L a temperatura da fonte fria e T_H a temperatura da fonte quente.

3.3.2 Ciclo Rankine

O ciclo Rankine baseia-se em quatro processos que ocorrem em regime permanente, indicados na Figura 2. Ideal para uma unidade motora simples a vapor, caracteriza-se por apresentar em seu estado 1 líquido saturado e em seu estado 3 vapor saturado. O diagrama $T \times s$ pode ser visto também na Figura 2.

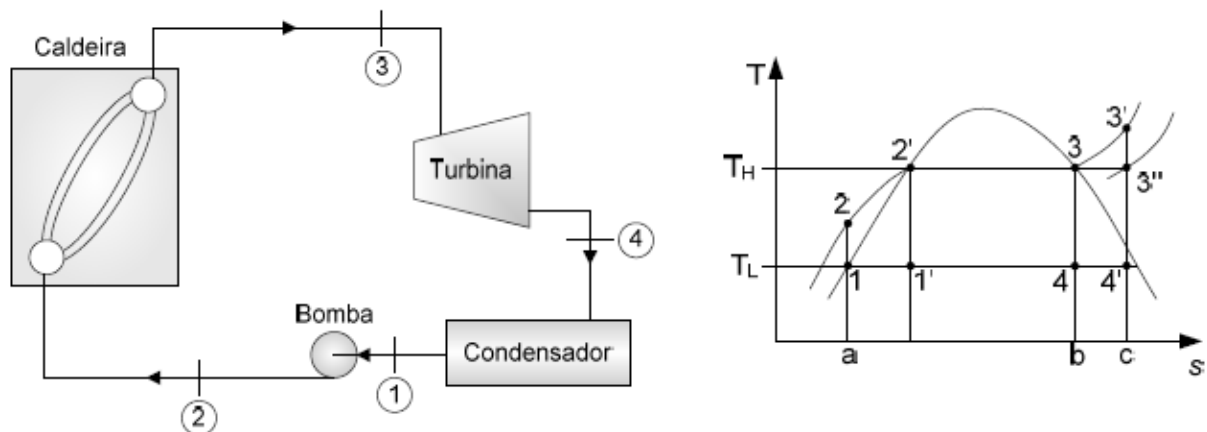


Figura 2 – Motor que opera segundo um Ciclo Rankine e diagrama $T \times s$.
Fonte: Wylen et al. (2003).

Assim, o ciclo é composto basicamente pelos seguintes processos:

- 1-2: Processo de bombeamento adiabático reversível (isoentrópico) na bomba.
- 2-3: Transferência de calor a pressão constante (T_H) na caldeira.
- 3-4: Expansão adiabática reversível (isoentrópica) na turbina.
- 4-1: Transferência de calor a pressão constante (T_L) no condensador.

O ciclo Rankine também pode operar com o superaquecimento do vapor, representado pelo ciclo 1-2-3'-4'-1.

Desprezando a variação de energias potencial e cinética de um ponto do ciclo a outro, é possível determinar o rendimento térmico do ciclo Rankine através das transferências de calor e o trabalho líquido representados pelas diversas áreas do diagrama $T \times s$. O calor transferido ao fluido de trabalho é representado pela área $a-2-2'-3-b-a$, enquanto o calor transferido do fluido de trabalho é representado pela área $a-1-4-b-a$. Pela primeira Lei da Termodinâmica, o trabalho pode ser determinado pela diferença entre estas áreas, representada por $1-2-2'-3-4-1$. Logo, o rendimento térmico pode ser definido pela Equação 2.

$$\eta_{\text{térmico}} = \frac{W_{\text{líquido}}}{Q_H} \quad (2)$$

Sendo: $W_{\text{líquido}}$ o trabalho líquido e Q_H o calor fornecido.

Pode-se observar que, evidentemente, o rendimento é menor que o do ciclo Carnot operando nas mesmas temperaturas máxima e mínima, uma vez que a temperatura máxima é maior que a temperatura média entre 2 e 2'. Por ser um ciclo a vapor também, pode-se questionar inicialmente o uso do ciclo Rankine ao invés do ciclo Carnot como ciclo ideal, uma vez que este último apresenta rendimento maior.

A razão para a não utilização do ciclo de Carnot (na Figura 6, representado por $1'-2'-3-4-1'$) baseia-se na dificuldade de bombeamento da mistura líquido vapor no primeiro estado (1') e posterior fornecimento de líquido saturado na seção descarga (2'). Alguns efeitos da variação de pressão e temperatura no ciclo Rankine podem ser observados sobre o título do vapor que deixa a turbina e conseqüentemente, sobre a eficiência do ciclo. Pode-se aumentar a eficiência com a redução da pressão do condensador, o aumento da pressão de operação da caldeira e o superaquecimento do vapor.

Os ciclos Rankine com Reaquecimento, com regeneração e superaquecimento não serão abordados neste trabalho por não fazerem parte do escopo do estudo. (LORA; NASCIMENTO 2004)

3.3.3 Ciclo Brayton

O ciclo Brayton é o ciclo de uma turbina a gás. Para análise, considera-se que não há mudança do fluido em todo o ciclo, o regime é permanente e não há perdas de pressão, com processos ideais e calores específicos constantes.

O ciclo caracteriza-se por possuir duas configurações – circuito aberto ou circuito fechado – que podem ser vistas na Figura 3. O ciclo padrão a ar Brayton é o ciclo ideal para turbinas a gás simples. Os diagramas $p \times v$ e $T \times s$ podem ser vistos na Figura 3. (SOUSA JUNIOR 2009)

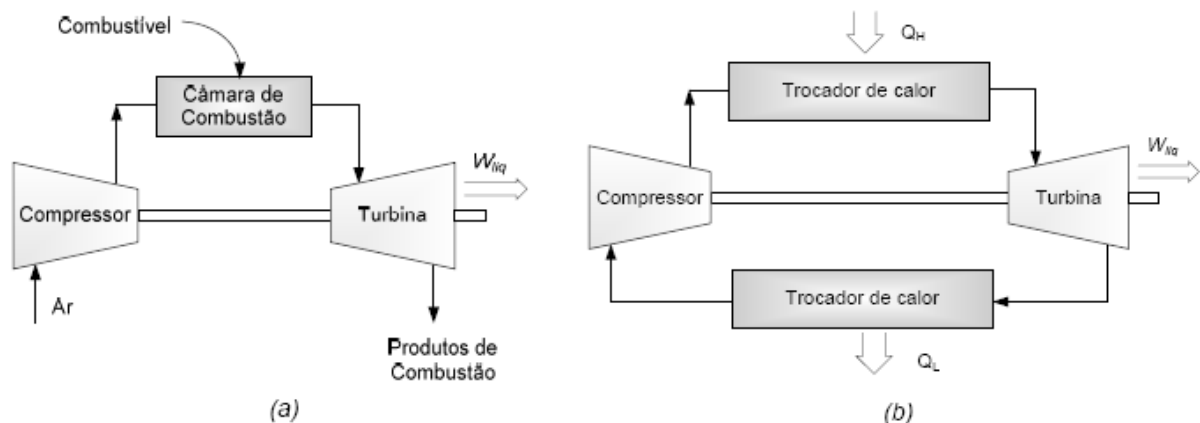


Figura 3 – Turbina a gás que opera segundo o ciclo Brayton: (a) Ciclo aberto, (b) Ciclo fechado.
Fonte: Wylen et al. (2003).

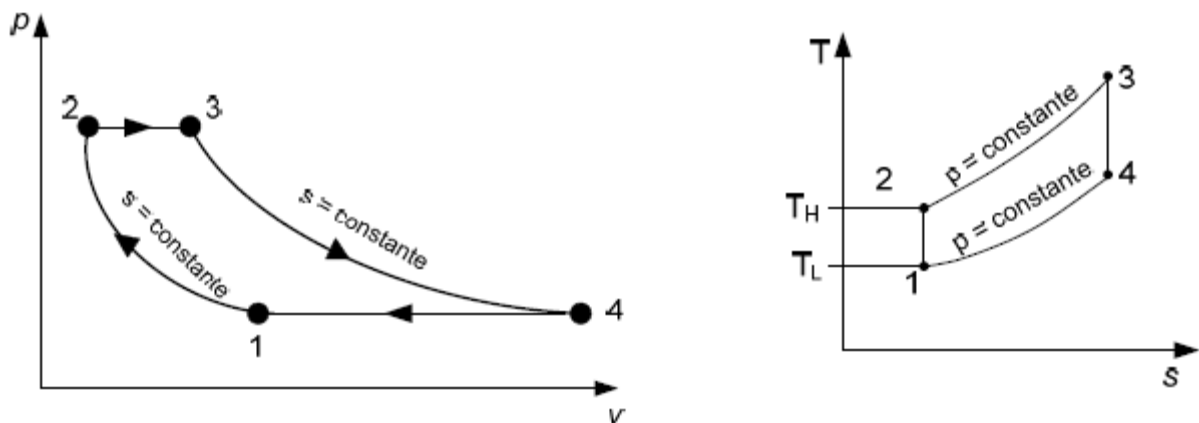


Figura 4 – Ciclo-padrão a ar de Brayton.
Fonte: Adaptado de Wylen et al. (2003).

O ciclo aberto caracteriza-se por possuir as seguintes etapas:

- 1: O ar é aspirado pelo difusor de entrada do compressor;
- 2: O ar é comprimido pelo compressor e enviado para a câmara de combustão.

- 3: O combustível é injetado juntamente com o ar e queimado na câmara de combustão.
- 4: Os gases produtos da combustão expandem-se nos rotores da turbina.
- 5: Os gases produtos da combustão são descarregados na atmosfera.

Em contrapartida, o ciclo fechado utiliza dois processos de transferência de calor. O ciclo é composto por quatro processos, sendo dois isobáricos e dois isoentrópicos, sem a mudança de fase do fluido de trabalho (o fluido está sempre na fase vapor). Assim, o processo a ciclo fechado pode ser visto da seguinte forma:

- 1-2: Compressão isoentrópica, no compressor;
- 2-3: Adição de calor a pressão constante;
- 3-4: Expansão isoentrópica, na turbina;
- 4-1: Rejeição de calor a pressão constante.

O rendimento do ciclo padrão Brayton é definido pela Equação 3.

$$\eta_{t\acute{e}rmico} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{-\left(\frac{k-1}{k} \right)} \quad (3)$$

Sendo: Q_L , Q_H os calores das fontes fria e quente respectivamente, e p_2 , p_1 as pressões dos estados 1 e 2 respectivamente.

Percebe-se então que o rendimento do ciclo padrão a ar Brayton é função da relação das pressões isoentrópicas. O aumento da relação de pressões leva o ciclo a uma nova configuração de maior rendimento, com uma temperatura na entrada da turbina maior que a original, por exemplo. Deve-se observar, no entanto, que a temperatura na entrada de uma turbina é limitada pelo seu material, modificando então o ciclo com a nova relação de pressões. O ciclo resultante proporcionaria um rendimento maior, mas haveria mudança do trabalho por quilograma de fluido que escoava no equipamento.

Outro fato a ser observado neste ciclo é a quantidade de trabalho demandada pelo compressor, comparativamente ao trabalho gerado pela turbina. O compressor utiliza cerca de 40 a 80% da potência gerada pela turbina, impactando com uma rápida diminuição do rendimento global com a diminuição das eficiências do compressor e da turbina. Deve-se então se tomar o cuidado para que não haja essa

queda de eficiência, porque dependendo do caso, pode haver a utilização de toda a potência gerada pela turbina para operação do compressor, gerando um rendimento global zero. (SOUSA JUNIOR, 2007).

Analogamente ao ciclo Rankine, existem modos de se aumentar à eficiência do ciclo Brayton.

3.3.4 Ciclo Combinado

Uma usina a ciclo combinado usa turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica. Para isto, o calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado através de caldeiras de recuperação, produzindo o vapor necessário ao acionamento da turbina a vapor. Quando dois ciclos térmicos são combinados em uma simples planta geradora de eletricidade, a eficiência que pode ser alcançada é maior do que a de um ciclo sozinho.

Na Figura 5 e apresentado o ciclo combinado Brayton/Rankine é o mais desenvolvido e difundido, com um ciclo simples de turbina a gás (ciclo Brayton) no “*topping*” (ciclo superior, em português denominado montante) com um ciclo simples a vapor (ciclo Rankine) no “*bottoming*” (ciclo inferior, jusante), com tecnologias bem desenvolvidas em ambos os ciclos. As denominações “*topping*” e “*bottoming*” relacionam à seqüência de utilização da energia. Normalmente, quando dois ciclos são combinados, o ciclo que opera no maior nível de temperatura é chamado de ciclo “*topping*”. O desperdício de calor que é produzido é então usado em um segundo processo que opera no menor nível de temperatura e é por isso chamado de ciclo “*bottoming*”. Normalmente, os ciclos “*topping*” e “*bottoming*” são acoplados por um trocador de calor. Kehlhofer (1999).

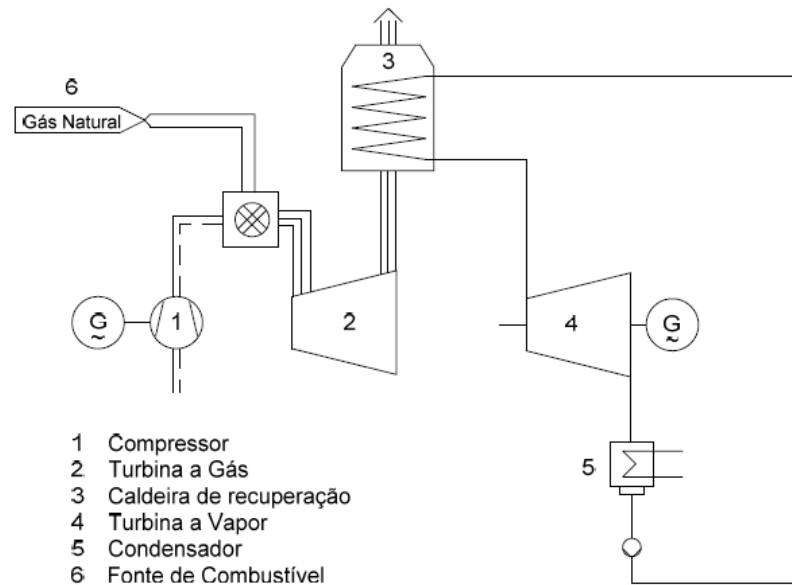


Figura 5 - Configuração de um ciclo combinado Brayton/Rankine.
 Fonte: Kehlhofer (1999).

Segundo Kehlhofer et al. (1999), o ciclo combinado possui duas vantagens:

- Ar pode ser usado em modernas turbinas a gás com altas temperaturas de entrada (por volta de 1.100°C), fornecendo os pré-requisitos para um bom ciclo superior;
- Vapor/água não é caro e perigoso, é amplamente disponível e adequado para escalas de temperaturas média e baixa, sendo ideal para o ciclo inferior.

O avanço inicial destes ciclos no setor de geração de energia foi possível devido o desenvolvimento das turbinas a gás. Somente no final dos anos 70, as temperaturas de entrada da turbina a gás e de exaustão de gás eram suficientemente altas para projetar ciclos combinados de alta eficiência. O resultado de todo os estudos realizados foi uma usina com alta eficiência, baixo custo de instalação e rápido tempo de entrega. (LORA; NASCIMENTO 2004).

3.4 COMPONENTES BÁSICOS DAS TERMELÉTRICAS A CICLO COMBINADO

As usinas termelétricas são formadas por diversos componentes, sendo os principais citados e detalhados.

3.4.1 Turbinas a gás

A turbina a gás (Figura 6) é o componente principal da planta de geração a ciclo combinado, gerando aproximadamente dois terços do total da produção. O processo da turbina a gás é simples: ar do meio ambiente é filtrado, comprimido a uma pressão de 14bar a 30 bar, e usado para queimar o combustível produzindo um gás quente com uma temperatura geralmente maior que 1000 °C. Este expande na turbina impulsionando o compressor e gerador. O gás expandido quente deixa a turbina a pressão ambiente e a temperatura entre 450 °C a 650 °C dependendo da eficiência da turbina a gás, razão de pressões e a temperatura de entrada da turbina. (SOUSA JUNIOR 2007)

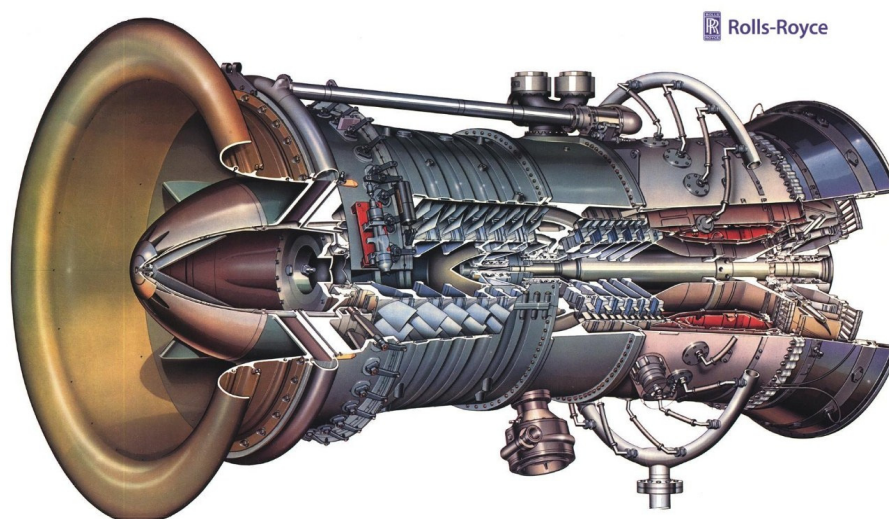


Figura 6 – Turbina a gás da Rolls-Royce modelo RB-211.
Fonte: Rolls-Royce (2011).

3.4.2 Caldeira de recuperação de calor

A caldeira de recuperação (conhecida como *HRSG* do inglês *Heat Recovery Steam Generator*) é a ligação entre a turbina a gás e a turbina a vapor. É um trocador de calor em contracorrente, composto basicamente por uma série de seções: superaquecedor, evaporador e economizador; estes são montados geometricamente em seqüência, desde a entrada do gás até sua saída, visando maximizar a recuperação do calor dos gases e conseqüentemente a geração de vapor. A função da caldeira de recuperação é converter a energia contida no gás de

exaustão da turbina a gás em vapor. Depois de ser aquecida no economizador, a água vai para o tambor, ligeiramente sub-resfriado. Do tambor, circula para o evaporador e retorna como uma mistura de água e vapor para o tambor, onde a água e o vapor são separados. O vapor saturado deixa o tambor para o superaquecedor, onde acontece a máxima troca de calor com o gás quente de exaustão que deixa a turbina. A troca de calor pode acontecer em três níveis de pressões dependendo da quantidade de energia desejada e exergia a ser recuperada. Atualmente, duas ou três pressões são as mais utilizadas. Um exemplo de caldeira pode ser visto na Figura 7, produzida pela Alstom Power.



Figura 7 - Caldeira de recuperação da Alstom Power na Indonésia.
Fonte: Alstom (2012).

3.4.3 Turbina a vapor

A turbina a vapor é um motor térmico rotativo no qual a energia térmica do vapor, medida pela entalpia, é transformada em energia cinética devido à sua expansão através dos bocais. Esta energia então é transformada em energia mecânica de rotação devido à força do vapor agindo nas pás rotativas. Pode-se ver um exemplo desta máquina na Figura 8.



Figura 8 – Montagem de uma turbina a vapor da Siemens, Alemanha.
Fonte: *Energy Industries Council* (2012).

3.4.4 Equipamentos e sistemas auxiliares

Além dos equipamentos principais citados anteriormente, existem equipamentos auxiliares que são de vital importância para o funcionamento da usina termelétrica a ciclo combinado. Alguns exemplos são os geradores, condensadores, torres de resfriamento, sistema de tratamento de água (desmineralização), entre outros.

3.4.5 Arranjo dos Componentes das Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado

Conforme citado anteriormente, as usinas termelétricas a ciclo combinado possuem diversos componentes, sendo os principais a turbina a gás, a caldeira e a turbina a vapor. A Figura 9 é um exemplo ilustrativo de uma usina termelétrica, para melhor identificação dos componentes em uma planta, seu posicionamento e ligações. A Figura 10 mostra as entradas e saídas de cada componente da planta termelétrica, sendo as linhas vermelhas o ciclo do vapor e as linhas azuis o ciclo da água.

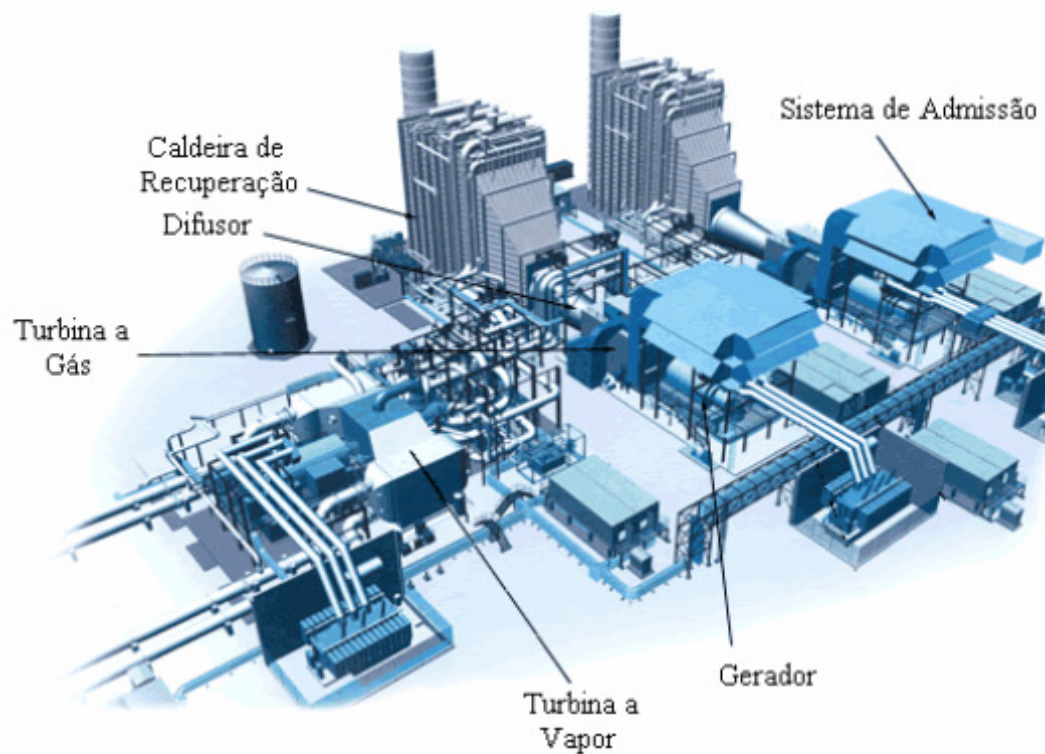


Figura 9 – Usina termelétrica a ciclo combinado 2 + 1: duas turbinas a gás com sua caldeira de recuperação, associadas a uma turbina a vapor.

Fonte: *Energy Industries Council* (2012).

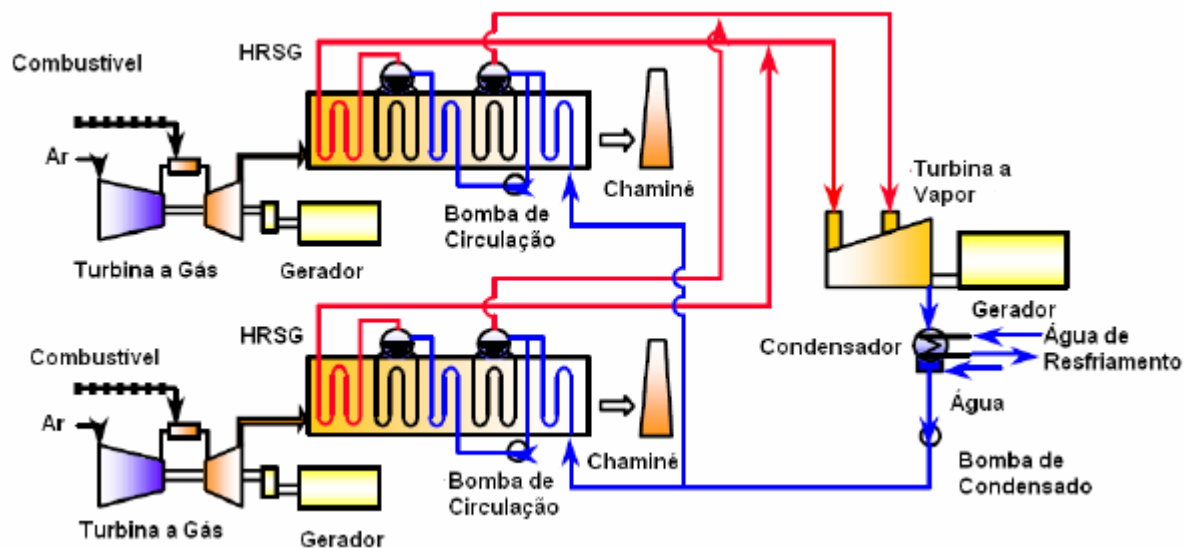


Figura 10 – Ciclo combinado de uma usina termelétrica com a circulação do ar, combustível, água e vapor em cada componente.

Fonte: *Hitachi* (2011)

3.4.6 Combustíveis das Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado

As termelétricas a ciclo combinado podem operar utilizando diferentes combustíveis, sendo alguns exemplos o gás natural, derivados de petróleo, carvão mineral e vegetal, xisto betuminoso, resíduos de madeira e da produção agrícola, bagaço de cana de açúcar, lixo doméstico, urânio, e outros. Nem todos estes combustíveis possuem considerável importância devido a sua baixa utilização. Assim, os de maior representatividade são ressaltados, os quais podem ser agrupados em categorias conforme descrição a seguir, segundo biblioteca do Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor.

- Gás natural: é a mistura de hidrocarbonetos gasosos, formados a partir da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões de anos. Em seu estado bruto, é composto basicamente por metano, etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados, CO₂, N₂, H₂S, água, ácido clorídrico, metanol e outras impurezas. Sua combustão libera óxido de nitrogênio e também dióxido de carbono, embora este último em quantidades menores que o petróleo e o carvão.
- Petróleo: As termelétricas também podem operar a partir da queima de derivados de petróleo, os quais são uma mistura de hidrocarbonetos que tem origem na decomposição de matéria orgânica, causada pela ação de bactérias em meios com baixo teor de oxigênio. Essa decomposição foi-se acumulando no fundo dos oceanos, mares e lagos e, pressionada pelos movimentos da crosta terrestre, transformou-se na substância oleosa. Quando queimados, os derivados do petróleo (gasolina, óleo combustível, óleo diesel etc.) produzem gases contaminantes, como monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio e dióxido de carbono, que poluem a atmosfera e contribuem para o aquecimento da Terra e para a formação de chuva ácida, entre outros efeitos nocivos.
- Carvão mineral: muito usado em termelétricas, é uma complexa e variada mistura de componentes orgânicos sólidos, fossilizados ao longo de milhões de anos. É o pior combustível não-renovável, pois sua combustão emite grandes quantidades de óxidos de nitrogênio e enxofre, que provocam acidificação (chuva ácida), além de agravar doenças pulmonares, cardiovasculares e renais nas populações próximas. (LORA; NASCIMENTO 2004).

3.5 CONTROLE DE COMBUSTÍVEL

A Figura 11 detalha a transformação de energia potencial do combustível em energia mecânica solicitada pela demanda de carga. A energia na unidade de tempo é potência, e potência é torque multiplicado pela velocidade, então a turbina deverá fornecer o torque correto na velocidade solicitada pela carga, e isto é feito pela correta injeção de combustível sendo que a velocidade é constante para manter a frequência do sistema elétrico. (SOUSA JUNIOR 2009)

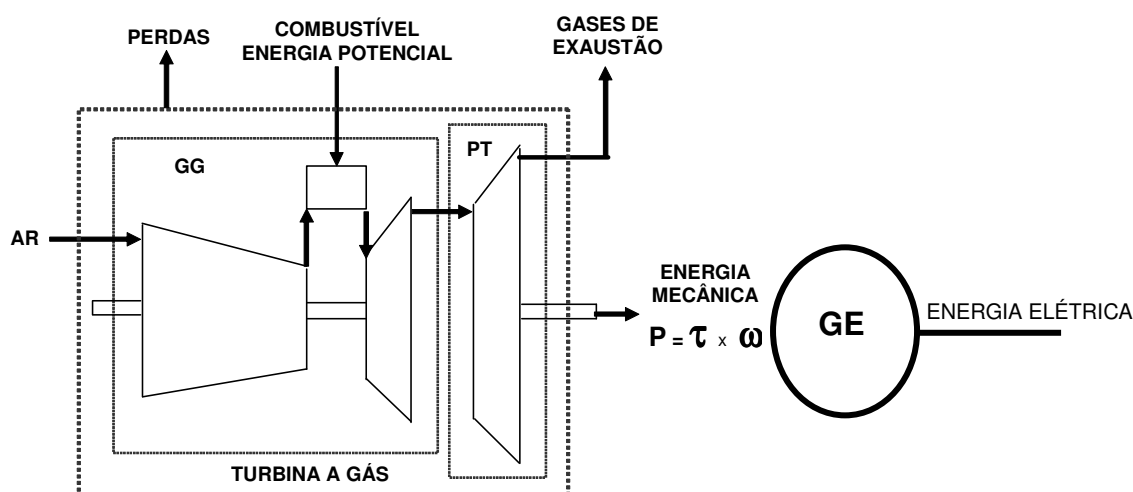


Figura 11 – Balanço simplificado de Energia.
Fonte: Sousa Junior (2009).

3.6 PROGRAMAÇÃO LINEAR

Uma das técnicas mais utilizadas na abordagem de problemas em Pesquisa Operacional é a programação linear. A simplicidade do modelo envolvido e a disponibilidade de uma técnica de solução programável em computador facilitam sua aplicação. As aplicações mais conhecidas são feitas em sistemas estruturados, como os de produção, finanças, controles de estoques etc. (GOLDBARG 2000).

3.6.1 Modelo em Programação Linear

O problema geral de programação linear é utilizado para otimizar (maximizar ou minimizar) uma função linear de variáveis, chamada de "função objetivo", sujeita a uma série de equações ou inequações lineares, chamadas restrições. A formulação do problema a ser resolvido por programação linear segue alguns passos básicos.

O problema geral de programação linear pode ser definido por Maximizar (ou minimizar) (GOLDBARG 2000).

Maximizar (ou minimizar)

$$Z = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n$$

Função Objetivo

$$\text{Sujeito a } \left\{ \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 (\text{ou } \geq, \text{ou } =) \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2 (\text{ou } \geq, \text{ou } =) \\ \dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m (\text{ou } \geq, \text{ou } =) \\ x_1, x_2, x_n \geq 0 \end{array} \right.$$

Restrições técnicas

Restrições de não negatividade

3.7 PROGRAMAÇÃO INTEIRA

De acordo com Rehfeldt (2001), a programação inteira ocorre quando um modelo de otimização constitui um problema de programação linear inteira e qualquer variável não puder assumir valores contínuos, ficando condicionada a assumir valores discretos. Normalmente, isso implica maior complexidade computacional do que a oriunda de situações de não-linearidade de funções.

Para Murty (1976), os problemas de programação linear inteira podem ser divididos em duas classes: programas inteiros puros, nos quais todas as variáveis de decisão no problema estão restritas a assumir somente valores inteiros, e programas inteiros

mixados, nos quais há algumas variáveis de decisão contínua e algumas variáveis de decisão inteira.

A versatilidade do modelo de programação inteira em aplicações origina-se no fato de muitos problemas práticos, atividades e recursos, como máquinas, navios e operadores serem indivisíveis. Muitos problemas requerem a determinação das decisões sim-não, que podem ser consideradas como os valores 0-1 de variáveis inteiras assim restritas. Além disso, a maioria dos problemas de otimização de natureza combinatoria podem ser formulados como programas inteiros utilizando os algoritmos de resolução *Branch and Bound*, *Branch and Cut*, *Branch and Price*, etc.

3.8 PROBLEMAS DE FLUXO EM REDES

Conforme descrito em Jensen (1999), o problema de fluxo de rede descreve um tipo de modelo, que é um caso especial do programa linear. A classe de problemas de fluxo de rede inclui o problema de transporte, o problema da atribuição, o problema do caminho mais curto, o problema de fluxo máximo, o problema de fluxo mínimo, o problema de custo e de redes generalizado de fluxo de custo mínimo. É uma classe importante porque muitos aspectos de situações reais são prontamente reconhecidas como redes e a representação do modelo é muito mais compacto do que o programa linear geral. Quando uma situação pode ser totalmente modelada como uma rede, algoritmos muito eficientes existem para a solução do problema de otimização, muitas vezes mais eficientes do que a programação linear na utilização dos recursos do computador e tempo de espaço.

3.9 O MODELO DE REDE GENERALIZADO

Introduzindo um parâmetro adicional chamado de ganho no arco com perdas ou ganhos que ocorrem ao longo do fluxo no arco. O ganho de arco é um parâmetro, que multiplica o fluxo no início do arco para obter o fluxo na extremidade do arco. A Figura 12 ilustra o efeito do aumento do fluxo na rede que representa uma Usina Termelétrica.

Na rede, existem diferentes tipos de fluxo, se transformando em diferentes lugares.

O gás natural gera eletricidade e se transforma em gases de alta pressão;
 A água se transforma em vapor de alta pressão, mas para isso precisa de carvão que gera gases de exaustão;

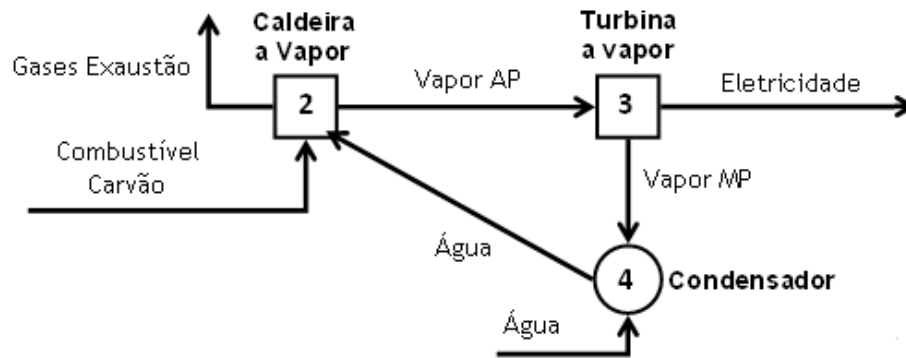


Figura 12 - Modelagem com fator de ganho

Os ganhos são muito úteis para a modelagem. Quando todos os ganhos de arco são 1, o modelo é um modelo de fluxo com conservação. Quando alguns ganhos são diferente de 1, o modelo é um modelo de fluxo sem conservação.

3.10 REDES GENERALIZADAS

Em uma rede generalizada os arcos tem fator de ganho ou perda. O fator de ganho é um valor que multiplica o fluxo, entretanto em um arco para ganhar a saída do arco. Caso todos os fatores de ganho em todos os arcos são iguais a 1, então são redes normais. Usando os fatores de ganho em todos os arcos permite a modelagem em uma escala reduzindo para o fenômeno. Por exemplo um fator de ganho de 0,9 pode aplicar para um tubo mal vedado em uma rede de água que perde 10% de seu fluxo.

3.10.1 Rede com Restrições Adicionais

Às vezes os modelos e quase completamente uma rede, mas existem restrições adicionais que simplesmente não podem ser expressadas como uma relação de rede. Por exemplo, adicionar uma restrição $13x_1 - 0.5x_2 + 13x_3 \geq 10$.

Facilmente verifica que essa não é uma restrição de rede. Nesse caso porque os coeficientes não são todos +1 ou -1, em um caso como este se tem uma rede com restrições adicionais.

Redes com restrições adicionais podem ser resolvidas com programação linear comum, mas isto dificulta o tempo de resolução que pode ser ativado por modelos de rede. Felizmente estes métodos de solução especializados são bem mais rápidos. De fato o solver é inteligente e irá scanear um modelo para verificar se existe proporções na rede e se funcionar pode aplicar programas especiais. Alguns dos algoritmos de resolução especializados trabalhando resolvendo as partes das redes, pelo os algoritmos de solução rápida de rede. Isto é, feito várias vezes em modo iterativo até as soluções das duas partes se convergirem. (JENSEN 1999).

3.11 REDE DE PROCESSAMENTO

Segundo Chinneck (2001) a rede de processamento são extremamente úteis para a modelagem dos sistemas de engenharia, tanto quanto os fluxo através das indústrias. Uma rede de processamento tem nos normais (restrito apenas pelo fluxo de conservação) e no mínimo um nó de processamento no qual o fluxo no arco incidente é a frente restrito para ter partes fixadas de fluxo relativos a cada um. Por exemplo, um nó de processamento representando o fluxo de energia de uma Caldeira a Vapor e mostrado na figura 13. Os números nas figuras representam as proporções fixas do fluxo de energia que tem 80% de rendimento.

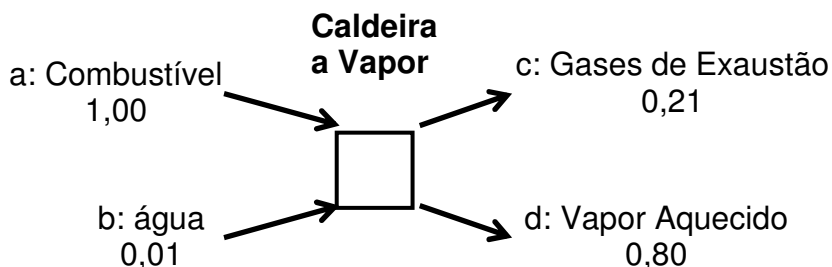


Figura 13 - representação do nó de processamento da Caldeira a Vapor
Fonte: Jensen (1999).

Nos de processamento são mostrados com um pequeno quadrado na diagrama de rede para distingui-los de um nó normal, que são mostrados com

pequenos círculos. Se existem k arcos incidentes, então um nó de processamento é representado por $k - 1$ as equações. Por exemplo o nó de processamento na figura 13 esta completamente apresentado pela equação de relação.

$$a/b = 1/0.01 \longrightarrow 0.01a - b = 0$$

$$a/c = 1/0.21 \longrightarrow 0.21a - c = 0$$

$$a/d = 1/0.80 \longrightarrow 0.80a - d = 0$$

Um modelo completo de uma rede de processamento é montado pela escrita apropriada pela relação da equação para o nó de processamento ao longo com as equações de conservação de fluxo para os nós regulares. Então o fluxo usual sai e o custo de fluxo de rede mínimo é completo o modelo da função objetivo.

Uma rede de processamento nada mais é que uma rede com incremento de restrições adicionais. Porque das equações de relação geradas pelos nós de processamento. Os algoritmos de solução rápida para redes com restrições adicionais podem ser usadas.

Em uma rede de processamento de conservação de fluxo as somas das proporções que incrementará é igual a soma das proporções de saída. Por exemplo, na figura 13 as proporções de entrada soma $(a + b)$ e igual as soma da saída $(c + d)$, isso garante que o fluxo será conservado no nó de processamento. Entretanto existe muitos casos aonde o fluxo de conservação não será respeitado, especialmente quando a unidade diferenciar através dos vários fluxos incidentes em um nó de processamento em um modelo construído como mostrado na figura 14. Neste caso as proporções de entrada somam 6, enquanto nas proporções de saída soma 1. Isso simplesmente define um modelo com restrições adicionais, então pode ser solucionado pelos métodos usuais.

Os modelos de rede são ferramentas de modelagem incrivelmente versátil com mapeamento intuitivo no sistema abaixo.

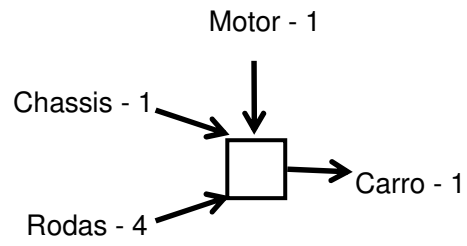


Figura 14 - Representação do nó de processamento do Carro
Fonte: Jensen (1999).

4 METODOLOGIA

Neste trabalho é usado um modelo de programação linear inteira mista para determinar a quantidade ótima de equipamentos necessários em uma usina termelétrica a partir de uma demanda de energia elétrica prevista, de maneira a minimizar os gastos com combustíveis gás natural e carvão e de operação e manutenção dos equipamentos. Para isso, os seguintes passos (ver fluxograma da Figura 15) foram realizados:

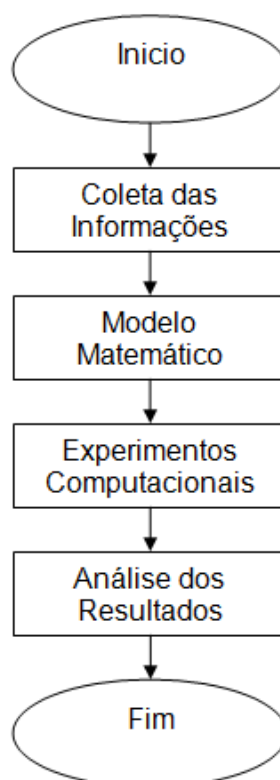


Figura 15 – Fluxograma da metodologia adotada.
Fonte: Elaborado pelo Autor (2012).

As duas primeiras etapas serão descritas nas Seções 4.1 e 4.2, respectivamente. As duas outras etapas serão detalhadas no Capítulo 5.

4.1 COLETA DE DADOS

Os dados necessários para realização do presente trabalho foram coletados através das seguintes fontes:

- Pesquisa na literatura científica;
- Experiência profissional do autor com Turbomáquinas adquirida em 10 anos;
- Informações obtidas com fabricantes de Turbinas, Caldeira e Geradores.

4.2 MODELO MATEMÁTICO

Os métodos de Pesquisa Operacional, tradicionalmente empregados na alocação de recursos escassos são um poderoso recurso para a otimização. A Programação Matemática, especificamente a programação linear inteira, será utilizada para resolver um modelo de fluxo que representará o projeto da termelétrica. O modelo de fluxo é representado por um grafo $G(V,A)$ direcionado, no qual V representa o conjunto de vértices e A o conjunto de arestas. Os vértices simbolizam os equipamentos e as arestas o fluxo energético (combustíveis, gases de exaustão e vapor).

Uma rede genérica de termelétrica será descrita na Seção 4.2.1, a qual servirá como base para um melhor entendimento do modelo matemático proposto. Na Seção 4.2.2 será apresentado o grafo correspondente à rede genérica. Por fim, será detalhado na Seção 4.2.3 o modelo de programação linear inteira mista desenvolvido.

4.2.1 Rede Genérica de Termelétrica

A Figura 16 mostra a rede genérica escolhida que modela uma termelétrica que funciona com um Ciclo Combinado operando com combustível gás natural. Foi

escolhida esta rede por ser uma rede de simples entendimento e por apresentar praticamente todos os equipamentos.

O gás combustível (aresta A_1) entra na turbina a gás (vértice 1) e converte calor em trabalho através da queima de combustível que aciona o gerador elétrico gerando energia elétrica (aresta A_7). Os gases de exaustão da turbina a gás (aresta A_2) vão para uma cadeia de recuperação (vértice 2) que aquece a água transformando em vapor superaquecido (aresta A_3) na caldeira de recuperação e por sua vez movimenta a turbina a vapor (vértice 3) que transfere a energia mecânica através de um eixo ao gerador elétrico (aresta A_6). Os gases da saída da Turbina a Vapor (aresta A_4) vão para o condensador (vértice 4) que resfria o vapor em água (aresta A_5) e esta é bombeada para a caldeira de recuperação. A demanda de energia elétrica é o vértice 5 e a saída para os consumidores é a aresta A_9 . Os equipamentos que compõem este ciclo são ilustrados na Figura 16

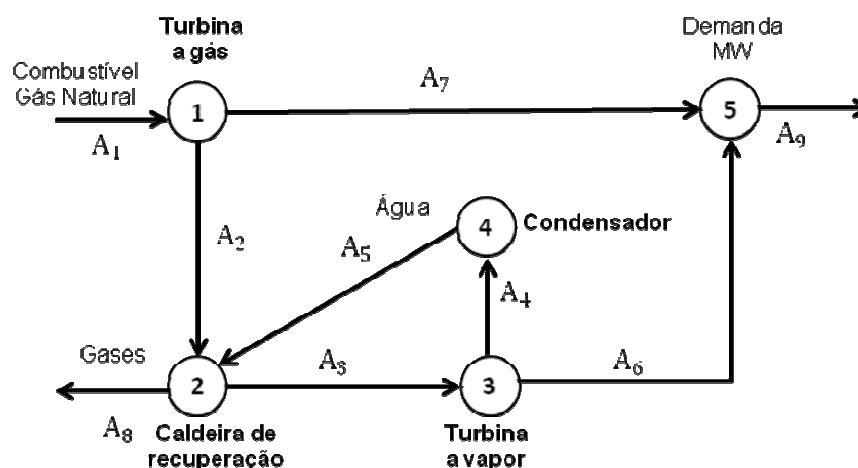


Figura 16 – Rede da termelétrica a ciclo combinado.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.2.2 Grafo associado à rede genérica

Ao descrever um grafo $G(V,A)$ associado a uma rede de uma termelétrica foi definido que os vértices de G deveriam ser separados nos seguintes subconjuntos:

- V_{TG} – Vértices que representam Turbinas a gás;
- V_{TV} – Vértices que representam Turbinas a Vapor;
- V_{TVCC} – Vértices que representam Turbinas a Vapor Ciclo Combinado;
- V_{CV} – Vértices que representam Caldeira a Vapor;

- V_{CR} – Vértices que representam Caldeira de Recuperação;
- V_C – Vértices que representam Condensador;
- V_{DV} – Demais Vértices.

Além disso, destacam-se I e F , os vértices inicial e final, respectivamente.

Associadas a cada aresta j do grafo estão as seguintes informações que representam valores de funcionamento:

- Min_j – Valor mínimo de energia
- Max_j – Valor máximo de energia
- $Ener_j$ – Tipo de fluxo energético
- $Ciclo_j$ – Ciclo a qual pertence a aresta.

Para exemplificar, a rede genérica descrita na Seção 4.2.1 será modelada pelo seguinte grafo $G(V, A)$:

- $V = \{1, 2, 3, 4, 5\}$
 - $V_{TG} = \{1\}$;
 - $V_{CR} = \{2\}$;
 - $V_{TVCC} = \{3\}$;
 - $V_C = \{4\}$;
 - $V_F = \{5\}$.

$$A = \{(1, 2); (1, 5); (2, 3); (3, 4); (3, 5); (4, 2)\}$$

- $Ener_{(1,2)} = \text{Gases de Exaustão}$;
- $Ener_{(1,5)} = \text{Energia Elétrica}$;
- $Ener_{(2,3)} = \text{Vapor d'água (Superaquecido)}$;
- $Ener_{(3,4)} = \text{Vapor d'água (em Média Pressão)}$;
- $Ener_{(3,5)} = \text{Energia Elétrica}$;
- $Ener_{(4,2)} = \text{Água}$.

Como é utilizado só o ciclo combinado a variável $Ciclo_j$ não será aplicada neste exemplo. Os valores de Min_j são zerados, exceto para a aresta A_1 , na qual o valor mínimo de combustível é o suficiente para fazer funcionar o ciclo. Para as arestas A_6 e A_7 são atribuídos valores de Max_j para representar a potência instalada

e a demanda de energia elétrica; para as demais arestas, é atribuído um valor alto a Max_j , pois estas arestas não influenciam no desempenho do ciclo. A seguir destacam-se as premissas para o modelo.

Premissas:

- São considerados todos equipamentos disponíveis para operação;
- A válvula dosadora de combustível das máquinas térmicas tem o controle linear;
- Considerou os equipamentos em 100% de rendimento, ou seja, não é considerado os desgastes e perdes ao longo do tempo;
- Não foram considerados os impactos ambientais.

4.2.3 Modelo de programação linear inteira mista

O modelo matemático proposto neste trabalho permite determinar a quantidade ótima de equipamentos em operação mediante a minimização da soma dos custos de combustível e custos de operação e manutenção dos equipamentos dada uma demanda de carga elétrica em MW fornecida como dado entrada. Os equipamentos podem ser selecionados a partir de dois conjuntos: Ciclo Rankine e Ciclo Combinado. Além de determinar a quantidade de equipamentos necessária, o modelo calcula a potência gerada por cada um dos turbogeradores.

O modelo proposto usará as seguintes variáveis de decisão:

- y_k – variável binária que indica se o ciclo k está sendo utilizado.
- m_{ijk} – variável linear que representa a quantidade de fluxo energético que passa pela aresta (i,j) no ciclo k .

Na rede proposta, existem relações específicas entre determinados fluxos de entrada e saída em cada vértice. Denomina-se este tipo de vértice como nó de processamento. A Figura 17 apresenta o Caldeira de Vapor com essas características.

Os valores de relação de fluxo da Caldeira a Vapor é equacionada da seguinte forma:

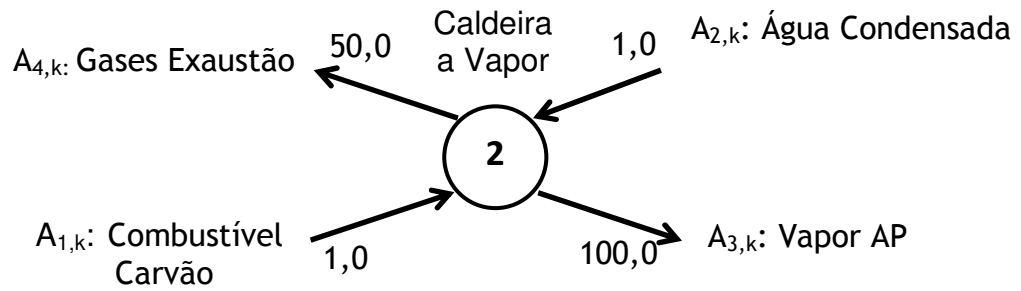


Figura 17 – Representação do vértice da Caldeira de Vapor.
Fonte: adaptado Jensen (1999).

$$A_{1,k}/A_{4,k} = 1/50 \rightarrow 50.A_{1,k} - 1.A_{4,k} = 0 \quad (4)$$

A Equação (4) apresenta a relação de 1 parte de carvão ($A_{1,k}$) para 50 partes de gases de exaustão ($A_{4,k}$).

$$A_{2,k}/A_{3,k} = 1/100 \rightarrow 100.A_{2,k} - 1.A_{3,k} = 0 \quad (5)$$

A Equação (5) apresenta a relação de 1 parte de água ($A_{2,k}$) para 100 partes de vapor AP ($A_{3,k}$).

Descrevendo as Equações (4) e (5) no modelo matemático proposto, têm-se:

$$\sum_{j / \text{Ener}(j,i)=\text{Carvão}} 50m_{jik} - \sum_{j / \text{Ener}(i,j)=\text{Gases}} m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CV}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / \text{Ener}(j,i)=\text{VaporAP}} 100m_{jik} - \sum_{j / \text{Ener}(i,j)=\text{Água}} m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CV}, \quad \forall k$$

- Equação para a Turbina a Vapor cr:

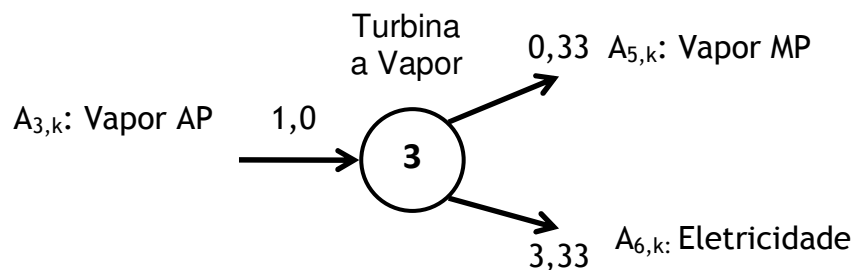


Figura 18 – Representação do vértice da Turbina a Vapor cr.
Fonte: adaptado Jensen (1999).

$$A_{3,k}/A_{5,k} = 1/0,33 \rightarrow 0,33.A_{3,k} - A_{5,k} = 0 \quad (6)$$

A Equação (6) apresenta a relação de 1 parte de vapor AP ($A_{3,k}$) para 0,33 partes de vapor MP ($A_{5,k}$).

$$A_{3,k} / A_{6,k} = 1/3,33 \rightarrow 3,33.A_{3,k} - A_{6,k} = 0 \quad (7)$$

A Equação (7) apresenta a relação de 1 parte de Vapor AP ($A_{3,k}$) para 3,33 partes de potência elétrica ($A_{6,k}$).

Descrevendo as Equações (6) e (7) no modelo matemático proposto, têm-se:

$$\sum_{j / Ener(j,i)=VaporAP} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=VaporMP} 0,33m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TV}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener(j,i)=VaporAP} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=Eletricidade} 3,33m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TV}, \quad \forall k$$

- Equação para a Turbina a Gás:

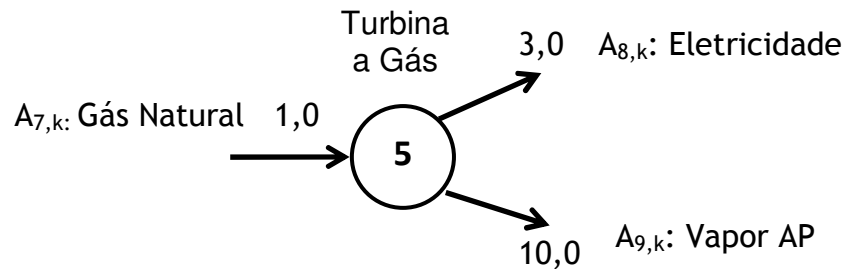


Figura 19 – Representação do vértice da Turbina de Gás cr.
Fonte: adaptado Jensen (1999).

$$A_{7,k} / A_{9,k} = 1/10 \rightarrow 10.A_{7,k} - 1.A_{9,k} = 0 \quad (8)$$

A Equação (8) apresenta a relação de 1 parte de gás natural ($A_{7,k}$) para 10 partes de gases em AP ($A_{9,k}$).

$$A_{7,k} / A_{8,k} = 1/3 \rightarrow 3.A_{7,k} - 1.A_{8,k} = 0 \quad (9)$$

A Equação (9) apresenta a relação de 1 parte de gás natural ($A_{7,k}$) para 3 partes de potência elétrica ($A_{8,k}$).

Descrevendo as Equações (8) e (9) no modelo matemático proposto, têm-se:

$$\sum_{j / \text{Ener}_{(j,i)} = \text{GásNatural}} m_{jik} - \sum_{j / \text{Ener}(i,j) = \text{VaporAP}} 10m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TG}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / \text{Ener}_{(j,i)} = \text{GásNatural}} m_{jik} - \sum_{j / \text{Ener}(i,j) = \text{Eletricidade}} 3m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TG}, \quad \forall k$$

- Equação para a Cadeira de Recuperação:

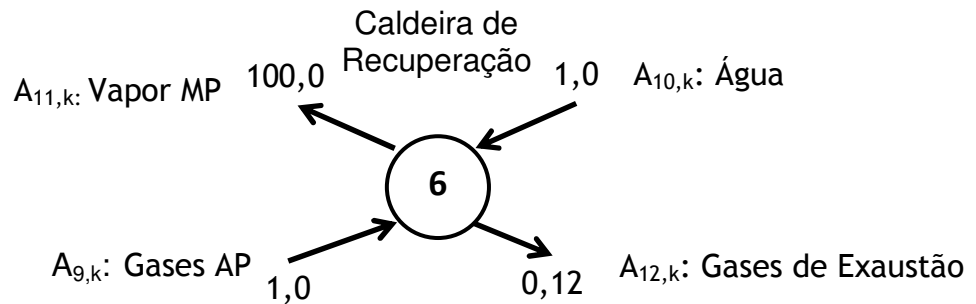


Figura 20 – Representação do vértice da Caldeira de Recuperação.
Fonte: adaptado Jensen (1999).

$$A_{10,k} / A_{11,k} = 1/100 \rightarrow 100 \cdot A_{10,k} - 1 \cdot A_{11,k} = 0 \quad (10)$$

A Equação (10) apresenta a relação de 1 parte de água ($A_{10,k}$) para 100 vapor MP ($A_{11,k}$)

$$A_{9,k} / A_{12,k} = 1/0,12 \rightarrow 0,12 \cdot A_{9,k} - 1 \cdot A_{12,k} = 0 \quad (11)$$

A Equação (11) apresenta a relação de 1 parte de gases AP ($A_{9,k}$) para 0,12 partes de gases de exaustão ($A_{12,k}$).

Descrevendo as Equações (10) e (11) no modelo matemático proposto, têm-se:

$$\sum_{j / \text{Ener}_{(j,i)} = \text{Água}} m_{jik} - \sum_{j / \text{Ener}(i,j) = \text{VaporMP}} 100m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CR}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / \text{Ener}_{(j,i)} = \text{GasesAP}} m_{jik} - \sum_{j / \text{Ener}(i,j) = \text{GasesExaustão}} 0,12m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CR}, \quad \forall k$$

- Equação para Turbina a Vapor cc (Ciclo Combinado):

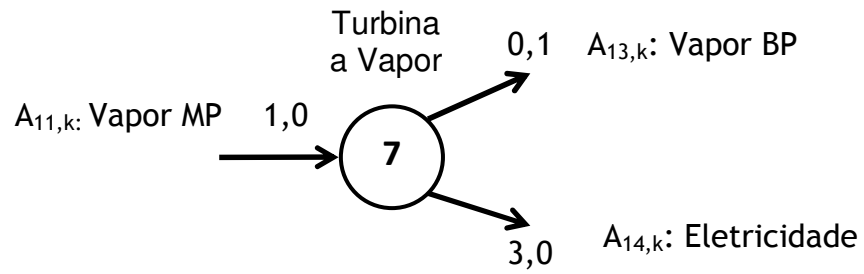


Figura 21 – Representação do vértice da Turbina a Vapor cc.
Fonte: adaptado Jensen (1999).

$$A_{11,k}/A_{14,k} = 1/3 \rightarrow 3.A_{11,k} - 1.A_{14,k} = 0 \quad (12)$$

A Equação (12) apresenta a relação de 1 parte de vapor MP ($A_{11,k}$) para 3 partes de eletricidade ($A_{14,k}$).

$$A_{11,k}/A_{13,k} = 1/0,1 \rightarrow 0,1.A_{11,k} - 1.A_{13,k} = 0 \quad (13)$$

A Equação (13) apresenta a relação de 1 parte de vapor MP ($A_{11,k}$) para 0,1 partes de vapor BP ($A_{13,k}$).

Descrevendo as Equações (12) e (13) no modelo matemático proposto, têm-se:

$$\sum_{j / Ener(j,i)=VaporMP} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=Eletricidade} 3m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TVCC}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener(j,i)=VaporMP} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=VaporBP} 0,1m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TVCC}, \quad \forall k$$

A Equação a seguir apresenta fluxo no vértice inicial (i) o qual representada a entrada de combustível.

$$\sum_{j / Ener(j,i)=Combustível} m_{ijk} \leq LimiteComb_{Combustível}, \quad \forall k, \quad \forall k Combustível \in \{Gás_natural, Carvão\}$$

A Equação a seguir apresenta fluxo no vértice final (F) o qual representa a demanda de Energia Elétrica.

$$\sum_{j / Ener(j,i)=Eletricidade} m_{jFk} = Eletricidade_Solicitada, \quad \forall k$$

A Equação a seguir apresenta os fluxos nos demais vértices.

$$\sum_{j / Ener(j,i)} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)} m_{ijk} \geq 0, \quad \forall i \in V_{DV}, \forall k$$

A Equação a seguir apresenta os valores mínimos e máximos dos vértices.

$$m_{ijk} \geq Min_j, \quad \forall i \in Ener_j, Min_j.y_k,$$

$$m_{ijk} \leq Max_j, \quad \forall i \in Ener_j, Max_j.y_k,$$

A Equação a seguir apresenta as arestas associadas a cada tipo de ciclo que garante a ativação do ciclo selecionado.

$$m_{ijk} \leq Max_j.y_k, \quad \forall i \in Ener_j, \quad \forall k$$

A Equação a seguir apresenta a função objetivo que minimiza a soma dos custos de combustível e de operação e manutenção dos ciclos termodinâmicos selecionados.

Minimizar

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=GásNatural} Custo_{m_{ijk}} + \sum_{j / Ener_{(i,j)}=Carvão} Custo_{m_{ijk}} + \sum_{j / Ener_{(i,j)}=Ciclo} Custo_{O\&M} \geq 0, \quad \forall i \in Ener_j, \forall k$$

Resumindo, o Modelo Matemático proposto:

Minimizar

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=GásNatural} Custo_{m_{ijk}} + \sum_{j / Ener_{(i,j)}=Carvão} Custo_{m_{ijk}} + \sum_{j / Ener_{(i,j)}=Ciclo} Custo_{O\&M} \geq 0, \quad \forall i \in Ener_j, \forall k$$

Sujeito a:

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=Carvão} 50m_{jik} - \sum_{j / Ener_{(i,j)}=Gases} m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CV}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=VaporAP} 100m_{jik} - \sum_{j / Ener_{(i,j)}=Água} m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CV}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=VaporAP} m_{jik} - \sum_{j / Ener_{(i,j)}=VaporMP} 0,33m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TV}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=VaporAP} m_{jik} - \sum_{j / Ener_{(i,j)}=Eletricidade} 3,33m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TV}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=GásNatural} m_{jik} - \sum_{j / Ener_{(i,j)}=VaporAP} 10m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TG}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=GásNatural} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=Eletricidade} 3m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TG}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=Água} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=VaporMP} 100m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CR}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=GasesAP} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=GasesExaustão} 0,12m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{CR}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=VaporMP} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=Eletricidade} 3m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TVCC}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=VaporMP} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)=VaporBP} 0,1m_{ijk} = 0, \quad \forall i \in V_{TVCC}, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=Combustível} m_{ijk} \leq LimiteComb_{Combustível}, \quad \forall k, \quad \forall k Combustível \in \{Gás_natural, Carvão\}$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}=Eletricidade} m_{jFk} = Eletricidade_Solicitada, \quad \forall k$$

$$\sum_{j / Ener_{(j,i)}} m_{jik} - \sum_{j / Ener(i,j)} m_{ijk} \geq 0, \quad \forall i \in V_{DV}, \forall k$$

$$m_{ijk} \geq Min_j, \quad \forall i \in Ener_j, Min_j.y_k,$$

$$m_{ijk} \leq Max_j, \quad \forall i \in Ener_j, Max_j.y_k,$$

$$m_{ijk} \leq Max_j.y_k, \quad \forall i \in Ener_j, \quad \forall k$$

5 ESTUDO DE CASO: MODELAGEM MATEMÁTICA DA USINA TERMELÉTRICA DO PORTO DO AÇU

A usina termelétrica objeto do presente estudo será modelada mediante uma rede generalizada. Nessa rede os vértices representam equipamentos dos ciclos Rankine e Combinado descritos na Seção 4.2, e as arestas representam os diferentes fluxos entre esses equipamentos, tais como: combustível, vapor, gás de exaustão, água e eletricidade.

Segundo a MPX, empresa de energia que faz parte do grupo EBX, a primeira fase de implementação da (UTE) será com combustível a carvão mineral e potência instalada de 2100 MW. Para esta primeira fase considerou-se 21 Ciclos Rankine de 100 MW. Já a segunda fase será implementada com combustível gás natural e potência instalada de 3300 MW, considerando 5 unidades de 660 MW. Nesta fase, considera-se cada unidade com 4 turbinas a gás de 110 MW e 4 Turbinas a Vapor de 55 MW. Portanto a configuração adotada para a UTE considera um total de 21 turbinas a vapor de 100MW para Ciclos Rankine, 20 turbinas a gás de 110 MW e 20 turbinas a vapor de 55 MW nos Ciclos Combinado conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Configuração da Usina Termelétrica.

Conjunto de Equip.	Ciclo	Turbogerador			Potência Por Ciclo	Potência Instalada
		a vapor (TG-1)	a gás (TG-2)	a vapor (TG-3)		
1-21	Rankine	100 MW	-	-	100 MW	2100 MW
22-41	Combinado	-	110 MW	55 MW	165 MW	3300 MW

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para a usina Termelétrica do Complexo Logístico de Açu considera os ciclos: Ciclo Rankine e Ciclo Combinado.

A rede é mostrada na Figura 22, a qual os equipamentos do ciclo Rankine são destacados na cor vermelha, enquanto os equipamentos do ciclo combinado são destacados na cor azul.

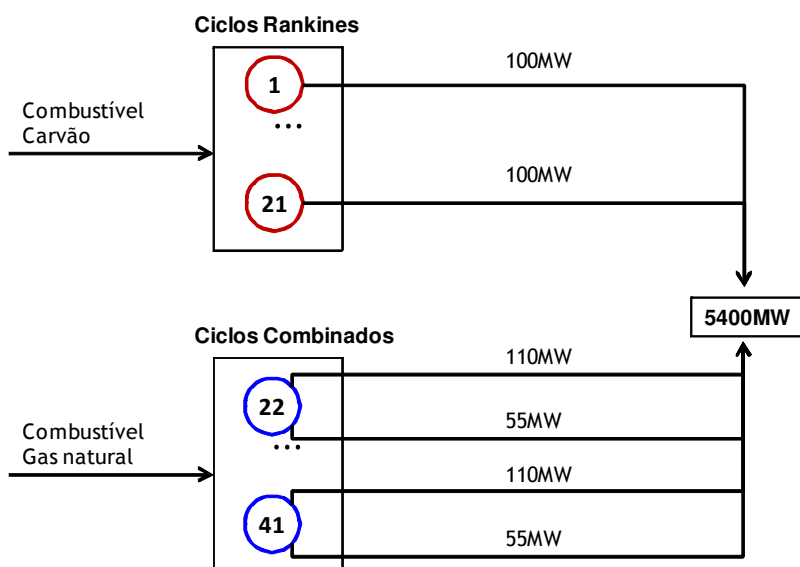


Figura 22 – Rede generalizada que representa a Termelétrica do Porto do Açu.
Fonte: Elaborado pelo Autor.

A Figura 23 mostra a rede proposta para modelar a Termelétrica do Açu, na qual apresenta-se a integração entre os ciclos Rankine e Combinado. Como mencionado anteriormente, o modelo proposto compreende 21 ciclos Rankine e 20 ciclos Combinados. A rede proposta corresponde a um multigrafo, onde cada vértice representa a um conjunto de equipamentos do mesmo tipo e ciclo. Por exemplo, o vértice 2, representa o conjunto de 20 caldeiras a vapor do ciclo Rankine. Já cada aresta do grafo, representa o conjunto de arestas entre dois conjuntos de equipamentos. Por exemplo, a aresta $A_{3,k}$, representa o conjunto de arestas entre o vértice 2 (conjunto Caldeira a Vapor) e o vértice 3 (conjunto Turbina a Vapor). Portanto cada aresta conecta um par de equipamentos. Na notação da aresta, o primeiro índice denota o tipo de conexão (p.e. Caldeira a Vapor-Turbina Vapor) e o segundo índice k denota o número do conjunto, onde $k=1,...,41$. A rede apresenta

diversos fluxos de entrada e saída nos vértice. A descrição desses fluxos é mostrado nas Tabelas 3 e 4, junto com a descrição das arestas.

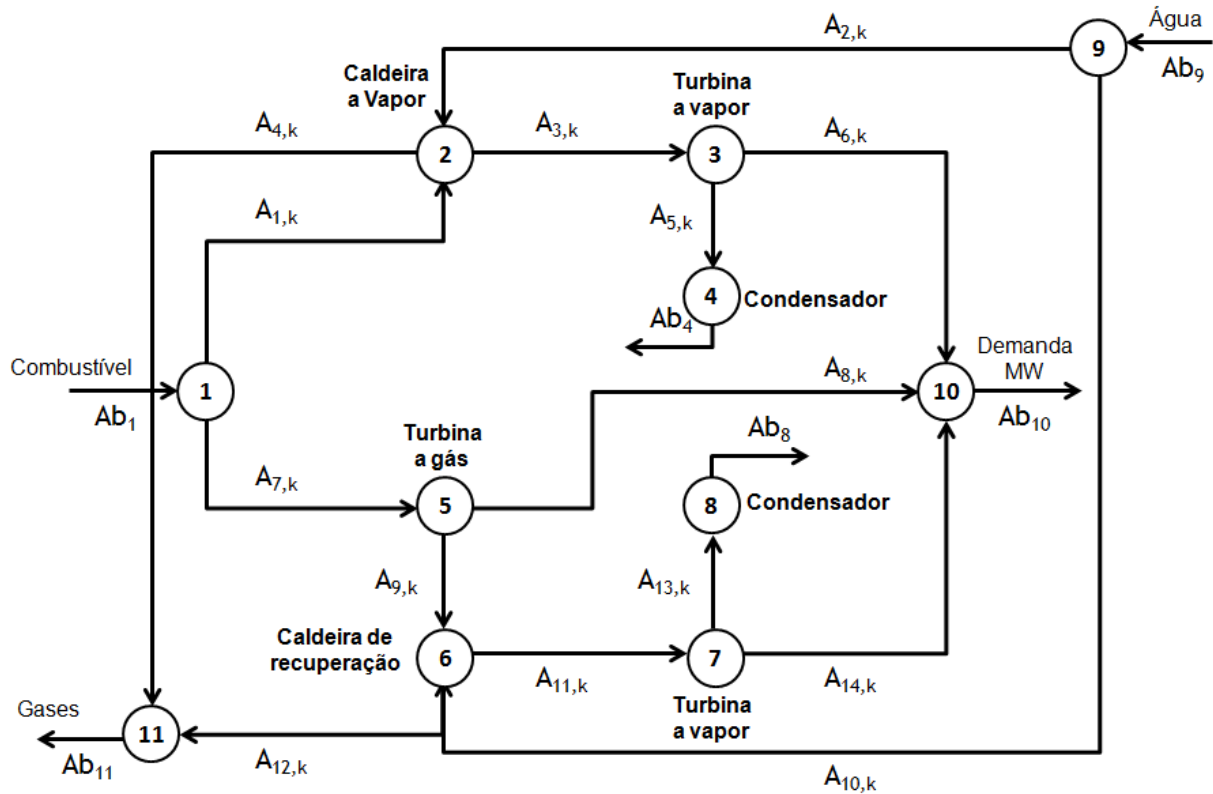


Figura 23 – Integração dos ciclos Rankine e Combinado.
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Esta rede serve de base para a construção do modelo matemático apresentação na Seção 4.2.

Tabela 3 – Descrição dos Fluxos de Entrada das Arestas da rede proposta.

Fluxos nas Arestas	Descrição
$A_{1,k}$	Combustível Carvão
$A_{2,k}$	Água CR
$A_{3,k}$	Vapor AP CR
$A_{4,k}$	Gases de Exaustão CR
$A_{5,k}$	Vapor MP CR

$A_{6,k}$	Eletricidade 100MW
$A_{7,k}$	Combustível Gás Natural
$A_{8,k}$	Eletricidade 110MW
$A_{9,k}$	Gases AP CC
$A_{10,k}$	Água CC
$A_{11,k}$	Vapor MP CC
$A_{12,k}$	Gases de Exaustão CC
$A_{13,k}$	Vapor BP CC
$A_{14,k}$	Eletricidade 55MW

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 4 – Descrição dos Fluxos de Saída das arestas da rede proposta.

Fluxos nas Arestas	Descrição
Ab_1	Combustível
Ab_2	-
Ab_3	-
Ab_4	Vapor Condensador
Ab_5	-
Ab_6	-
Ab_7	-
Ab_8	Vapor Condensador
Ab_9	Água
Ab_{10}	Demanda MW
Ab_{11}	Gases de Exaustão

Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.1 GRAFO DA TERMELÉTRICA DO PORTO DO AÇU

Ao descrever um grafo $G(V,A)$ associado a rede da termelétrica do Porto do Açu define-se que os vértices de G são separados nos seguintes subconjuntos:

- V_{TG} – Vértices que representam Turbinas a gás;
- V_{TV} – Vértices que representam Turbinas a Vapor;
- V_{TVCC} – Vértices que representam Turbinas a Vapor Ciclo Combinado;
- V_{CV} – Vértices que representam Caldeira a Vapor;
- V_{CR} – Vértices que representam Caldeira de Recuperação;
- V_{CCC} – Vértices que representam Condensador do Ciclo Combinado;
- V_{CCR} – Vértices que representam Condensador do Ciclo Rankine;
- V_{COMB} – Vértices que representam Combustível;
- $V_{ÁGUA}$ – Vértices que representam Água;
- V_{DEM} – Vértices que representam a Demanda de Energia Elétrica;
- V_{DV} – Demais Vértices.

Além disso, destacam-se em I e F os vértices inicial e final, respectivamente.

Associadas a cada aresta j do grafo estão as seguintes informações:

- Min_j – Valor mínimo de energia
- Max_j – Valor máximo de energia
- $Ener_j$ – Tipo de fluxo energético
- $Ciclo_j$ – Ciclo a qual pertence a aresta.

A rede Termelétrica do Porto do Açu será modelada pelo seguinte grafo $G(V, A)$:

- $V = \{1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11\}$
 - $V_{COMB} = \{1\};$
 - $V_{CV} = \{2\};$
 - $V_{TVCR} = \{3\};$
 - $V_{CCR} = \{4\};$
 - $V_{TG} = \{5\};$
 - $V_{CR} = \{6\};$
 - $V_{TVCC} = \{7\};$
 - $V_{CCC} = \{8\};$
 - $V_{ÁGUA} = \{9\};$
 - $V_{DEM} = \{10\};$
 - $V_{GASES} = \{11\}.$

$A = \{(1,2); (2,9); (2,3); (2,11); (3,4); (3,10), (1,5); (5,10); (5,6); (6,9); (6,7); (6,11) (7,8); (7,10);\}$

- $Ener_{(1,2)}$ = Combustível Carvão;
- $Ener_{(2,9)}$ = Água;
- $Ener_{(2,3)}$ = Vapor d'água (Alta Pressão);
- $Ener_{(2,11)}$ = Gases de Exaustão;
- $Ener_{(3,4)}$ = Vapor d'água (Média Pressão);
- $Ener_{(3,10)}$ = Eletricidade (100MW);
- $Ener_{(1,5)}$ = Combustível Gás Natural;
- $Ener_{(5,10)}$ = Eletricidade (110MW);
- $Ener_{(5,6)}$ = Gases de Exaustão;
- $Ener_{(6,9)}$ = Água;
- $Ener_{(6,7)}$ = Vapor d'água (Média Pressão);
- $Ener_{(6,11)}$ = Gases de Exaustão;
- $Ener_{(7,8)}$ = Vapor d'água (Baixa Pressão);
- $Ener_{(7,10)}$ = Eletricidade (55MW);

5.2 EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS E RESULTADOS OBTIDOS

O presente estudo apresenta três cenários diferentes para testar e validar o modelo proposto, para determinar melhor relação custo/benefício de acordo com uma demanda específica de carga elétrica.

Cada cenário é caracterizado por uma relação específica entre os custos de combustível e os custos de operação e manutenção. Na Tabela 5 são apresentados os valores adotados em cada cenário, sendo os custos de combustíveis encontrados no site da LLX (2012) e dimensionado de acordo com a potência do equipamento e os custos de Operação e Manutenção de acordo com os fabricantes.

Tabela 5 – Dados usados na definição dos cenários de teste.

Cenário	Custos de Combustível (R\$)		Custos de Operação e Manutenção (R\$)	
	Carvão	Gás Natural	Ciclo Rankine	Ciclo Combinado
1	200	700	8.000	19.000

2	300	500	10.000	12.000
3	400	600	13.000	17.000

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Com base nos cenários descritos acima foram consideradas variações na demanda de energia elétrica entre 500MW e 5400MW em incrementos de 500MW. Resultando em 11 problemas teste em cada cenário. O conjunto de problemas teste compreende assim 33 problemas.

A resolução do conjunto no software LINGO v10, avaliando-se o seu desempenho computacional e a possível necessidade do uso de heurísticas. O Computado usado tem processador Intel 1,86 GHz, 1 GB de memória RAM DDR2 e 160 GB de HD. O desempenho do modelo proposto foi avaliado para cada um dos cenários. As Figuras 24, 25, e 26 mostram o desempenho computacional na resolução dos problemas em cada cenário. Observa-se que o tempo de resolução do modelo é influenciado pelo valor da demanda em MW especificada, sendo que para valores de demanda intermediários, o tempo de resolução aumenta. Observa-se que à medida que a diferença entre os parâmetros dos modelos diminui, o modelo fica mais difícil de ser resolvido. O tempo de resolução de cada teste não excedeu 10 minutos.

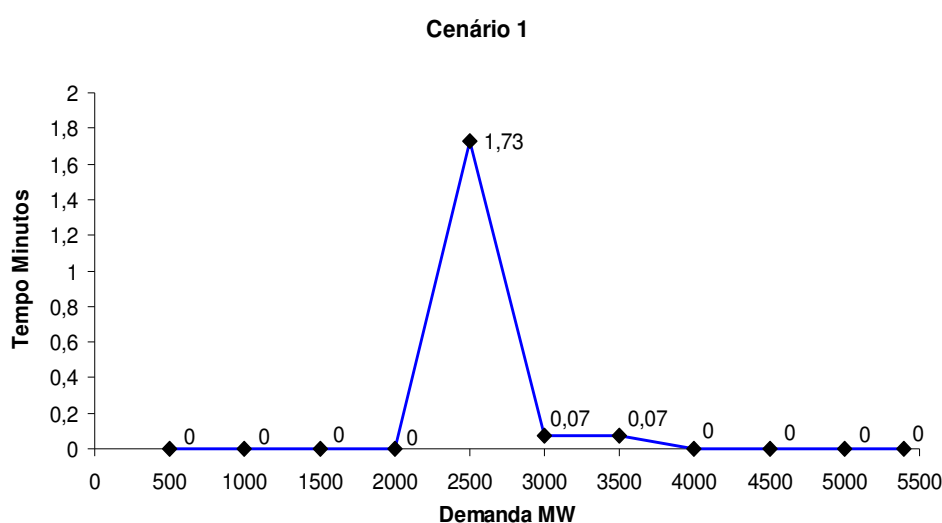


Figura 24 – Desempenho Computacional com Relação à Demanda no Cenário 1.

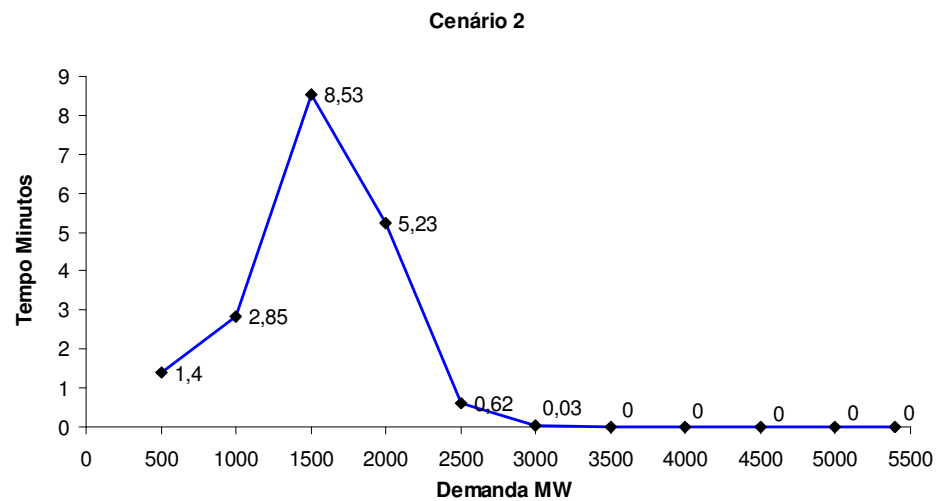


Figura 25 – Desempenho Computacional com Relação à Demanda no Cenário 2.

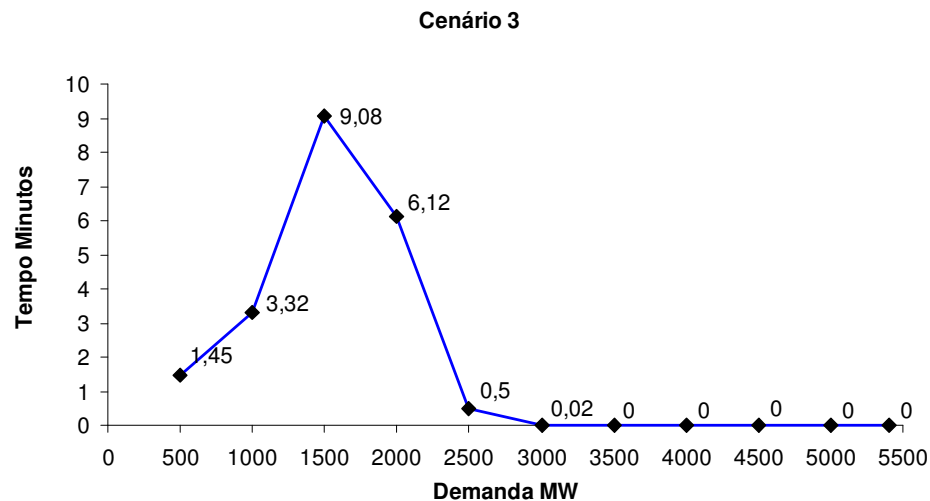


Figura 26 – Desempenho Computacional com Relação à Demanda no Cenário 3.

A Tabela 6 mostra os resultados para os três cenários considerando-se uma demanda de 500 MW. No primeiro cenário, observa-se que foram selecionados cinco conjuntos de equipamentos do ciclo Rankine, (2,3,4,5,9). No segundo cenário, ao se reduzir a diferença dos custos entre os equipamentos do ciclo Rankine e aqueles do ciclo Combinado, a solução ótima corresponde a uma combinação de dois conjuntos Rankine (18 e 21) e dois conjuntos combinados (22 e 33). Já no terceiro cenário, a solução ótima seleciona um conjunto do ciclo Rankine (21) e três conjuntos combinados (31, 33, 38).

Tabela 6 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 500MW.

Cenário 1			Cenário 2			Cenário 3			
Conj.	TG-1 (MW)	Conj.	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj.	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
2	100	18	100	-	-	21	100	-	-
3	100	21	100	-	-	31	-	90	55
4	100	22	-	100	55	33	-	90	55
5	100	33	-	90	55	38	-	90	20
9	100	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A Tabela 7 mostra os resultados para os três cenários considerando-se uma demanda de 2500 MW. No primeiro cenário, observa-se que foram seleccionados todos os conjuntos de equipamentos do ciclo Rankine (conjuntos 1 a 21) e ainda foi necessário seleccionar três conjuntos combinados para garantir a demanda de 2500MW. Já nos outros dois cenários a melhor solução consiste em seleccionar 16 conjuntos de equipamentos do ciclo combinado. Em ambos os casos, define-se que 9 turbogeradores TG-2 funcionem com capacidade máxima de 100MW e 7 turbogeradores TG-2 funcionem com capacidade de 90MW.

Tabela 7 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 2500MW.

Cenário 1				Cenário 2			Cenário 3		
Conj.	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj.	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj.	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	22	110	55	23	110	55
2	100	-	-	23	110	55	24	110	55
3	100	-	-	24	110	55	25	90	55
4	100	-	-	26	110	55	26	110	55
5	65	-	-	27	110	55	27	90	55
6	100	-	-	28	110	55	28	90	55
7	100	-	-	29	110	55	29	90	55
8	100	-	-	31	110	55	31	90	55
9	100	-	-	32	110	55	32	90	55

10	100	-	-	34	90	55	34	90	55
11	100	-	-	35	90	55	35	110	55
12	100	-	-	37	90	55	37	110	55
13	100	-	-	38	90	55	38	110	55
14	100	-	-	39	90	55	39	110	55
15	100	-	-	40	90	55	40	110	55
16	100	-	-	41	90	55	41	110	55
17	100	-	-	-	-	-	-	-	-
18	100	-	-	-	-	-	-	-	-
19	100	-	-	-	-	-	-	-	-
20	100	-	-	-	-	-	-	-	-
21	100	-	-	-	-	-	-	-	-
35	-	90	55	-	-	-	-	-	-
40	-	90	55	-	-	-	-	-	-
41	-	90	55	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para avaliar a eficiência do modelo proposto foi realizado teste com outros valores de demanda e foi escolhido arbitrariamente o cenário 2 conforme figura 27.

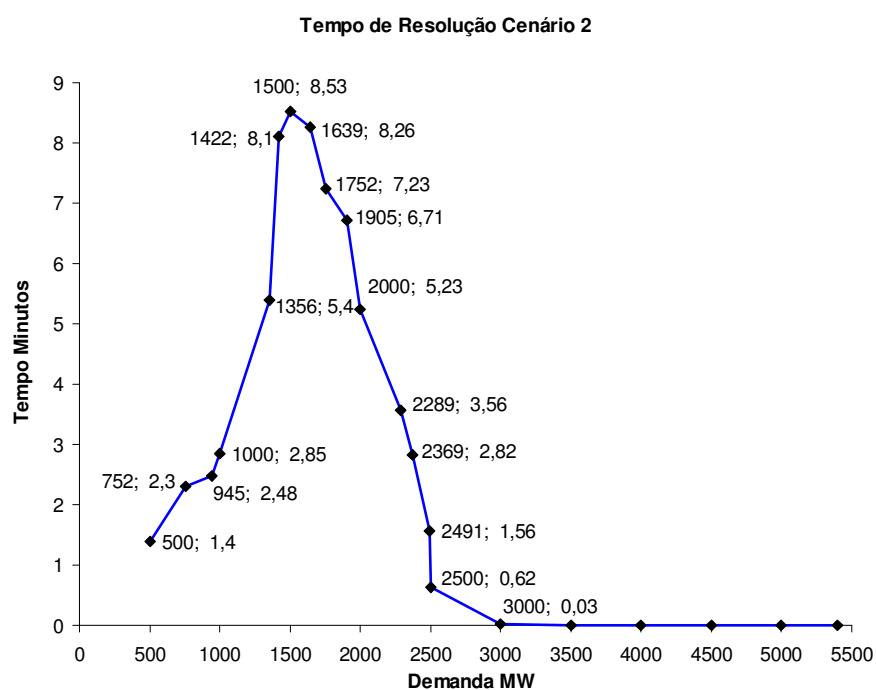


Figura 27 – Desempenho Computacional com Relação à Demanda com outros valores Cenário 2.

O modelo proposto mostra-se eficiente nos cenários apresentados e o tempo de resolução varia de acordo com os valores de demanda. Geralmente com valores intermediários, o tempo de resolução é alto, enquanto com valores de demanda pequenos ou grandes o tempo de resolução é significativamente baixo.

Para as análises sempre foi considerado que os equipamentos estão todos disponíveis sendo que na prática dificilmente tem-se todos os equipamento disponíveis para operação devido às manutenções preventivas e corretivas que ocorrem.

Os resultados encontrados para os três cenários criados estão no anexo II desta dissertação.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto um modelo de programação linear inteira mista que permite determinar a quantidade ótima de equipamentos em operação, segundo uma demanda de energia elétrica especificada em MW, considerando todos os equipamentos disponíveis. O modelo tem como objetivo minimizar a soma dos custos de combustível e custos de operação e manutenção dos equipamentos da termelétrica. Este modelo foi dimensionado para o estudo do projeto da termelétrica do complexo logístico do Açú. Os custos da Usina Termelétrica podem ser estimados mediante o modelo e espera-se que permita otimizar o seu funcionamento produzindo importantes economias nos custos de combustível, operação e manutenção.

A metodologia adotada consistiu em simular e resolver diferentes configurações de cenários com variações nos custos de combustível, operação e manutenção e nas demandas de energia elétrica. Essa metodologia mostrou-se válida e suficientemente flexível para auxiliar no processo de configuração de uma Usina Termelétrica. Em termos de desempenho, embora o modelo seja do tipo inteiro misto, foi possível resolver os casos de estudo em tempo aceitável. O *solver* do LINGO v10 consome mais tempo para resolver os casos com valores de demanda mediana. Já nos casos com valores de demanda mínima e máxima o tempo de execução é pequeno. O presente trabalho ainda será aprimorado através de estudos de caso mais rígidos e em situações críticas, podendo servir para a tomada de decisão de quais equipamentos a serem operados com a potência gerada a partir da demanda de carga elétrica especificada, de forma rápida, segura e versátil.

6.2 ESTUDO FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros propõem-se:

- 1- Estudar considerando que nem sempre terá 100% dos equipamentos disponíveis para operação devido as paradas programadas para manutenção;
- 2- Estudar considerando a válvula dosadora de combustível das máquinas térmicas tem o controle não-linear;
- 3- Estudar considerando os equipamentos em com desgastes e perdes ao longo do tempo;
- 4- Estudar considerando os impactos ambientais;
- 5- Estudar a considerando a janela de tempo de planejamento

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Gás natural**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 8 de Março 2013.

ALSTOM, **Empresa de máquinas térmicas**, Disponível em: <www.alstom.com>. Acesso em: 25 de Março 2012.

ANDRADE, E. L., **Introdução à pesquisa operacional**: métodos e modelos para análise de decisões. 3.Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2002.

ARNOLD, R; STEHR, W. **Máquinas elétricas**. São Paulo: E.P.U., 1976.

BALESTIERI, J.A.P. **Planejamento de centrais de co-geração**: uma abordagem multiobjetiva. 1994. 84f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) -. Universidade Estadual de Campinas, Campinas , 1994.

BENITO, Y.R. **Modelagem da produção simultânea de frio, calor e energia elétrica**. 2007. 57f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

BOYNARD, R. **Modelo de avaliação econômica de sistema de cogeração em unidade hospitalar**. 2000. 69f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção).- Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Campos dos Goytacazes, 2000.

BUTERI, C.B. **Turbina rolls-royce**. (Apostila), 2008. Disponível em: <<http://www.turbina.ita.br/MEM-41-2011-TURBINAS-A-GAS.pdf>>. Acesso 20 maio 2012.

CHAVES, F.S. **Otimização da operação da rede de gás natural para suprimento das termelétricas por programação não linear**. 2010, 43f . Monografia. (Graduação em Engenharia Elétrica) - . Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

CHINNECK, J.W. **Practical optimization: a gentle introduction**. Canadá: Carleton University, 2001.

COSTA, A.N. **Otimização da lucratividade de plantas de cogeração: modelagem do problema PCLM**. 2008. 78f .Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal do Ri de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CREDER, H. **Instalações elétricas**. Rio de Janeiro: LTC, 1984.

EL-SAYED Y.M; EVANS R.B. Thermoeconomics and the design of heat systems. **ASME Journal of Engineering for Power**, v. 92, n. 1 Jan, 1970. Disponível em: <<http://gasturbinespower.asmedigitalcollection.asme.org/journal.aspx> >. Acesso em: 14 junho de 212.

ENERGY INDUSTRIES C., **Conselho de Indústrias de Energia**. Disponível em: <www.the-eic.com>. Acesso em: 20 de Março 2012.

ENERGY SOLUTIONS CENTER, **Centro de soluções de energia**. Disponível em: <www.energysolutionscenter.org>. Acesso em: 28 de Março 2012.

ESPÍRITO SANTO, D.B., **Metodologias de avaliação de sistemas térmicos de geração de eletricidade**. 2001. 57f. Tese (Doutorado em Engenha Mecânica), Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 2001.

FITZGERALD, J. **Máquinas elétricas**. São Paulo: Mc Graw-Hill.

FRANGOPOULOS C. A. Application of the thermo economic functional approach to the cgam problem. **Energy Journal**, v. 19, n. 3, Mar., 1994. Disponível em:< <http://www.journals.elsevier.com/energy/> >. Acesso em: 30 maio 212

GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. **Otimização combinatória e programação linear**, Rio de Janeiro: Campos, 2000.

GUSSOW, M. **Eletricidade básica**. São Paulo: McGraw-Hill, 1985.

HITACHI, **Empresa de eletroeletrônicos e refrigeração**. Disponível em: <www.hitachi.com.br>. Acesso em: 22 de novembro 2011.

HOWELL, J.; BUCKIUS, R. O. **Princípios de termodinâmica para engenheiros**. São Paulo: Mc Graw Hill, 2001.

IENO G.; LUIZ, N. **Termodinâmica**. São Paulo: Person Education, 2003.

JENSEN, P. **Network**. Texas: University of Texas. Disponível em: <me.utexas.edu/~jensen/models>, 1999. Acesso em: 12 de novembro 2011.

KOSOW, I. L. **Máquinas elétricas e transformadores**. 11ed. São Paulo: Globo, 1995.

LACHTERMACHER, G. **Pesquisa operacional na tomada de decisões**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LAZZARETTO, A.; TSATSARONIS, G. 1999. On calculation of efficiencies and costs in thermal system. In: ADVANCED ENERGY SYSTEM DIVISION, 39, 1999, New York. **Proceedings**. New York: ASME, 1999.

LLX, **Empresa de logística do grupo EBX**, Disponível em: <www.llx.com.br>. Acesso em: 2 de setembro 2011.

LORA; NASCIMENTO. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**: Ed. Interciências, 2004.

LOZANO, M.A.; VALERO A. Theory of exergetic cost, **Energy Journal**, v 18, 1993. Disponível em: <<http://www.journals.elsevier.com/energy/>>. Acesso em: 30 maio 2012

MAGALDI, M., **Noções de eletrotécnica**. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1981.

MARTIGNONI, A. **Máquinas de Corrente Alternada**. 6ed, São Paulo: Globo, 1995.

MELLO, O.D. **Despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transmissão de gás natural**. 2006, 134 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica).- Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

MPX. **empresa de energia do grupo EBX**. Disponível em: <www.mpx.com.br>. Acesso em: 2 de setembro 2011.

NEGRISOLI, M. E. M. **Instalações elétricas**: Projetos prediais de baixa tensão. São Paulo: Edgard Blucher, 1981.

NOGUEIRA, C.E.C., **Dimensionamento de sistemas integrados de energia em ambientes rurais**. 2004, 123 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

PADILHA, R.S. **Otimização de um sistema de cogeração de referência utilizando métodos de gradiente, evolucionário e híbrido**: um estudo comparativo. 2006. 63f. Dissertação (Mestrado em Ciências de Engenharia Mecânica). - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, 2006.

POTTER, M.C.; SCOTT E. P. **Termodinâmica**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2006.

REHFELDT, M.J.H. **Uma heurística aplicada a um problema de escalonamento na indústria calçadista**. 2001. 87f. Dissertação (Mestrado em Administração) Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

RODRIGUES, M.L.M. **Estudo técnico econômico da implantação da cogeração em pequena escala a biomassa em uma indústria**. 2009. 99f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

ROJAS, S.I.P. **Análise exergética, termoeconômica e ambiental de um sistema de geração de energia**. Estudo de caso: usina termoeletrica UTE – Rio Madeira. 2007. 52f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade de Brasília, Brasília, 2007.

ROLLS-ROYCE, **Empresa Global de Energia**. Disponível em: <www.rollsroyce.com>. Acesso em: 10 de setembro 2011.

SANTOS, N. O. **Termodinâmica aplicada às termelétricas**. 2ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SPAKOVSKY, M. R. Application of engineering functional analysis to the analysis and optimization of the CGAM problem. : **Energy Journal**, v. 19, n. 3. 1994. Disponível em: <<http://www.journals.elsevier.com/energy/>>. Acesso em: 10 maio 2012

SILVA, E. M., et al. **Pesquisa operacional**. São Paulo: Atlas, 1995.

SOUSA JUNIOR, J.B. **Relatório de estágio sobre turbogeradores da Rolls-Royce**. 2009. 28f. Monografia (Engenharia de Produção). - Universidade Salgado de Oliveira, Campos dos Goytacazes, 2009.

SZARGUT, J.M.D.; STEWARD, F.R., **Exergy analysis of thermal, chemical and metallurgical processes**. New York: Hemisphere Publishing, 1988.

SILVA, A. M. E. **Otimização numérica termoeconomica de um sistema de cogeração**. 2003. 120f Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - , Universidade de Minho, Braga-PT, 2003.

SILVA, M.V. **Um modelo matemático para estudo de otimização do consumo de energia elétrica**. 2007. 51f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade do Estado de São Paulo, Ilha Solteira-SP, 2007.

SOUZA, S.D.C. Cogeneration systems optimization model: application to a sugar-alcohol plant sizing. In: X CONGRESSO LATINO IBERO-AMERICANO DE INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES Y SISTEMAS, 5, 2000, Campos dos Goytacazes. **Anais...** Campos dos Goytacazes: CLAIO/UENF, 2000.

SOUZA, S.D.C., **Modelo de dimensionamento ótimo de sistemas de cogeração**. 1998. 82f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Campos dos Goytacazes-RJ, 1998.

TSATSARONIS, G.; PISA R. Exergoeconomic evaluation and optimization of energy systems - application to the CGAM problem, **Energy Journal**, v.19, 1994. Disponível em: <<http://www.journals.elsevier.com/energy/>>. Acesso em: 30 março 2012.

TSATSARONIS, G. Exergoeconomics: is it only a new name? **Chemical Engineering Technology**, v. 19, 1996. Disponível em: <[http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/\(ISSN\)1521-4125](http://onlinelibrary.wiley.com/journal/10.1002/(ISSN)1521-4125)>. Acesso em: 15 abril 2014.

VALERO, A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L., et al. Application of the exergetic cost theory to the CGAM problem, **Energy Journal**, v. 19, n. 3, Mar, 1994. Disponível em: <<http://www.journals.elsevier.com/energy/>>. Acesso em: 10 março 2012.

VAN VALKENBURG, Nooger e Neville. **Eletricidade básica**. Rio de Janeiro: LTC, 1982, v.5.

VAN WYLEN, Sonntag e Borgnakke. **Fundamentos da termodinâmica clássica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1995.

VIEIRA, L. S. R. DONATELLI, J. L. M., CRUZ, M. E. C. Integration of a mathematical exergoeconomic optimization procedure with a process simulator: application to the cgam system. **Engenharia Térmica**, v. 4, n. 3, 2005. Disponível em: <<http://ojs.c3sl.ufpr.br/ojs2/index.php/reterm>>. Acesso em: 13 jun de 2012.

WEG BRASIL, **Empresa de equipamentos e máquinas elétricas**. Disponível em: <www.weg.com.br>. Acesso em: 05 jan. 2012.

ANEXO I: MODELO MATEMÁTICO

MODEL:

DATA:

N=11;	!Número de nós;
NInicial=1;	!Nó inicial;
NFinal=10;	!Nó final;
NTipoCiclo=2;	!Número de tipos diferentes de ciclos - Rankine e Combinado;
NTipoComb=2;	!Número de tipos diferentes de combustíveis - 1:carvão, 2:gás natural;
NCiclo=41;	!Número de ciclos a serem executados;
EnergiaPretendida=500;	!Energia pretendida;
W=50000;	!Valor grande o suficiente;

ENDDATA

DATA:

carvão=1;
gasNatural=2;
água=6;
vapor=7;
gases=8;
energia=9;

ENDDATA

SETS:

nos /1..N/:	CV,	!Nós que são Caldeira a vapor;
	TV,	!Nós que são Turbina a vapor;
	VC,	!Nós comuns;
	TG,	!Nós que são Turbina a gás;
	CR,	!Nós que são caldeira de recuperação;
	TVCC,	!Nós que são Turbina a vapor - Ciclo Combinado;
	b;	!Entrada/saída em cada nó;

tipoCiclo /1..NTipoCiclo/;

tipoComb /1..NTipoComb/: LimiteComb,
Custo,
CustoEquip;
ciclo /1..NCiclo/:

!Limite de combustível;
!Custo do combustível;
!Custo de equipamentos por ciclo;
TC,
!Tipo de ciclo de cada ciclo;
y;
!Variável de decisão binária que informa se o ciclo

está sendo utilizado;

combCiclo (tipoCiclo): CC;

!Combustível principal do ciclo;

arestas (nos,nos): G,
GC,
L, U;

!Grafo;
!Grafo com os tipos de ciclos;
!Limites inferiores e superiores;

arestaCiclo (nos,nos,ciclo): m;
aresta no ciclo k;

!variável de decisão linear que informa o fluxo na

ENDSETS

!Minimizar a soma do que é gasto com cada combustível;
[OBJ] MIN = @SUM(ciclo(k)|k#LE#T:Custo(CC(k))*@SUM(nos(j)|G(NInicial,j)#NE#0 #and#
TC(k)#EQ#GC(NInicial,j):m(NInicial,j,k)));
[OBJ] MIN = @SUM(tipoComb(t):Custo(t)*@SUM(nos(j)|CC(TC(j))#EQ#t:m(1,j,t)));
[OBJ] MIN = @SUM(ciclo(k):Custo(CC(TC(k)))*@SUM(nos(j)|G(NInicial,j)#NE#0 #and#
TC(k)#EQ#GC(NInicial,j):m(NInicial,j,k))) + @SUM(tipoComb(c):@SUM(ciclo(k)|TC(k)#EQ#c: Custo-
Equip(c)*y(k)));

!Fluxo no nó inicial;
@FOR(tipoComb(c):
@FOR(ciclo(k):
@SUM(nos(j)|G(NInicial,j)#EQ#c: m(NInicial,j,k)) <= LimiteComb(c)));

!Fluxo no nó final;
@SUM(ciclo(k):
@SUM(nos(j)|G(j,NFinal)#EQ#energia: m(j,NFinal,k))) = EnergiaPretendida;

!Fluxo em um nó de Caldeira a vapor;
!Restrição de carvão;
@FOR(nos(i)|CV(i)#EQ#1:
@FOR(ciclo(k):
@SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#carvão: 50*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#gases: m(i,j,k)) = 0));

!Restrição de água;
@FOR(nos(i)|CV(i)#EQ#1:
@FOR(ciclo(k):
@SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#água: 100*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#vapor: m(i,j,k)) = 0));

!Fluxo em um nó de Turbina a vapor;
!Restrição de energia;
@FOR(nos(i)|TV(i)#EQ#1:
@FOR(ciclo(k):
@SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#vapor: 0.3333*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#energia: m(i,j,k)) =
0));

!Restrição de vapor;
@FOR(nos(i)|TV(i)#EQ#1:
@FOR(ciclo(k):
@SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#vapor: 0.3333*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#vapor:
m(i,j,k)) = 0));

!Fluxo em um nó de Turbina a gas;
!Restrição de energia;
@FOR(nos(i)|TG(i)#EQ#1:
@FOR(ciclo(k):
@SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#gasNatural: 3*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#energia:
m(i,j,k)) = 0));

!Restrição de gases;
@FOR(nos(i)|TG(i)#EQ#1:
@FOR(ciclo(k):

```

@SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#gasNatural: 10*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#gases:
m(i,j,k) = 0));

!Fluxo em um nó de Caldeira de Recuperação;
!Restrição de vapor;
@FOR(nos(i)|CR(i)#EQ#1:
  @FOR(ciclo(k):
    @SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#água: 100*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#vapor: m(i,j,k))
= 0));

!Restrição de gases;
@FOR(nos(i)|CR(i)#EQ#1:
  @FOR(ciclo(k):
    @SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#gases: 0.12*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#gases:
m(i,j,k) = 0));

!Fluxo em um nó de Turbina a vapor - ciclo combinado;
!Restrição de energia;
@FOR(nos(i)|TVCC(i)#EQ#1:
  @FOR(ciclo(k):
    @SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#vapor: 3*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#energia: m(i,j,k))
= 0));

!Restrição de vapor;
@FOR(nos(i)|TVCC(i)#EQ#1:
  @FOR(ciclo(k):
    @SUM(nos(j)|G(j,i)#EQ#vapor: 0.1*m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#EQ#vapor: m(i,j,k))
= 0));

!Fluxo nos outros nós;
@FOR(nos(i)|VC(i)#EQ#1 #AND# i#NE#NInicial #AND# i#NE#NFinal:
  @FOR(ciclo(k):
    b(i) + @SUM(nos(j)|G(j,i)#NE#0: m(j,i,k)) - @SUM(nos(j)|G(i,j)#NE#0: m(i,j,k)) >= 0));

!As arestas associadas a um ciclo a cada tipo de ciclo só devem ser maiores que 0 se o tipo em
questão estiver em funcionamento;
@FOR(arestaCiclo(i,j,k)|G(i,j)#NE#0 #AND# TC(k)#NE#GC(i,j): m(i,j,k) = 0);

!Valor mínimo de cada aresta, caso o ciclo esteja sendo usado;
@FOR(nos(i):
  @FOR (nos(j)|G(i,j)#NE#0:
    @FOR(ciclo(k)|TC(k)#EQ#GC(i,j): m(i,j,k) >= y(k)*L(i,j)));

!Valor máximo de cada aresta, caso o ciclo esteja sendo usado;
@FOR(nos(i):
  @FOR (nos(j)|G(i,j)#NE#0:
    @FOR(ciclo(k)|TC(k)#EQ#GC(i,j): m(i,j,k) <= y(k)*U(i,j)));

@FOR(ciclo(k):@BIN(y(k)));

DATA:
CV =      0 1 0 0 0 0 0 0 0 0;

TV =      0 0 1 0 0 0 0 0 0 0;

TG =      0 0 0 0 1 0 0 0 0 0;

```



```

500000 450    500000 500000 300    500000 500000 500000 500000 500000 500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 100    500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 110    500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 55     500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000
500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000 500000;
b =
500000 0      0      0      0      0      0      0      500000 3000  0;

```

```

LimiteComb = 500000 500000;      !Limite de gas natural a ser utilizado;

```

```

ENDDATA

```

```

END

```


Tabela 5 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 2500MW.

Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	22	-	110	55	22	-	110	55
2	100	-	-	23	-	110	55	23	-	110	55
3	100	-	-	24	-	110	55	24	-	90	55
4	100	-	-	26	-	110	55	26	-	110	55
5	65	-	-	27	-	110	55	27	-	90	55
6	100	-	-	28	-	110	55	28	-	90	55
7	100	-	-	29	-	110	55	29	-	90	55
8	100	-	-	31	-	110	55	31	-	90	55
9	100	-	-	32	-	110	55	32	-	90	55
10	100	-	-	34	-	90	55	34	-	90	55
11	100	-	-	35	-	90	55	35	-	110	55
12	100	-	-	37	-	90	55	37	-	110	55
13	100	-	-	38	-	90	55	38	-	110	55
14	100	-	-	39	-	90	55	39	-	110	55
15	100	-	-	40	-	90	55	40	-	110	55
16	100	-	-	41	-	90	55	41	-	110	55
17	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
41	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 6 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 3000MW.

Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	22	-	110	55	22	-	110	55
2	100	-	-	23	-	110	55	23	-	110	55
3	100	-	-	24	-	110	55	24	-	110	55
4	100	-	-	25	-	110	55	25	-	110	55
5	65	-	-	26	-	110	55	26	-	110	55
6	100	-	-	27	-	110	55	27	-	110	55
7	100	-	-	28	-	110	55	28	-	110	55
8	100	-	-	29	-	110	55	29	-	110	55
9	100	-	-	30	-	110	55	30	-	110	55
10	100	-	-	31	-	110	55	31	-	110	55
11	100	-	-	32	-	110	55	32	-	110	55
12	100	-	-	33	-	110	55	33	-	110	55

13	100	-	-	34	-	95	55	34	-	95	55
14	100	-	-	35	-	90	55	35	-	90	55
15	100	-	-	37	-	90	55	37	-	90	55
16	100	-	-	38	-	90	55	38	-	90	55
17	100	-	-	39	-	90	55	39	-	90	55
18	100	-	-	40	-	90	55	40	-	90	55
19	100	-	-	41	-	90	55	41	-	90	55
20	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
35	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
37	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
38	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	100	55	-	-	-	-	-	-	-	-
41	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 7 – Equipamentos Selecionados nos Três Cenários – Demanda de 3500MW.

Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	20	100	-	-	20	100	-	-
2	100	-	-	21	100	-	-	21	100	-	-
3	100	-	-	22	-	110	55	22	-	110	55
4	100	-	-	23	-	110	55	23	-	110	55
5	65	-	-	24	-	110	55	24	-	110	55
6	100	-	-	25	-	110	55	25	-	110	55
7	100	-	-	26	-	110	55	26	-	110	55
8	100	-	-	27	-	110	55	27	-	110	55
9	100	-	-	28	-	110	55	28	-	110	55
10	100	-	-	29	-	110	55	29	-	110	55
11	100	-	-	30	-	110	55	30	-	110	55
12	100	-	-	31	-	110	55	31	-	110	55
13	100	-	-	32	-	110	55	32	-	110	55
14	100	-	-	33	-	110	55	33	-	110	55
15	100	-	-	34	-	110	55	34	-	110	55
16	100	-	-	35	-	110	55	35	-	110	55
17	100	-	-	36	-	110	55	36	-	110	55
18	100	-	-	37	-	110	55	37	-	110	55
19	100	-	-	38	-	110	55	38	-	110	55
20	100	-	-	39	-	110	55	39	-	110	55
21	100	-	-	40	-	110	55	40	-	110	55
23	-	90	55	41	-	110	55	41	-	110	55
30	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-
31	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-
32	-	105	55	-	-	-	-	-	-	-	-
33	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
35	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-

39	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-
41	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 8 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 4000MW.

Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	14	100	-	-	14	100	-	-
2	100	-	-	15	100	-	-	15	100	-	-
3	100	-	-	16	100	-	-	16	100	-	-
4	100	-	-	17	100	-	-	17	100	-	-
5	65	-	-	18	100	-	-	18	100	-	-
6	100	-	-	20	100	-	-	20	100	-	-
7	100	-	-	21	100	-	-	21	100	-	-
8	100	-	-	22	-	110	55	22	-	110	55
9	100	-	-	23	-	110	55	23	-	110	55
10	100	-	-	24	-	110	55	24	-	110	55
11	100	-	-	25	-	110	55	25	-	110	55
12	100	-	-	26	-	110	55	26	-	110	55
13	100	-	-	27	-	110	55	27	-	110	55
14	100	-	-	28	-	110	55	28	-	110	55
15	100	-	-	29	-	110	55	29	-	110	55
16	100	-	-	30	-	110	55	30	-	110	55
17	100	-	-	31	-	110	55	31	-	110	55
18	100	-	-	32	-	110	55	32	-	110	55
19	100	-	-	33	-	110	55	33	-	110	55
20	100	-	-	34	-	110	55	34	-	110	55
21	100	-	-	35	-	110	55	35	-	110	55
23	-	110	55	36	-	110	55	36	-	110	55
24	-	90	55	37	-	110	55	37	-	110	55
31	-	110	55	38	-	110	55	38	-	110	55
32	-	110	55	39	-	110	55	39	-	110	55
34	-	110	55	40	-	110	55	40	-	110	55
35	-	110	55	41	-	110	55	41	-	110	55
36	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-
37	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
38	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
39	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-
41	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 9 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 4500MW.

Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	2	100	-	-	2	100	-	-
2	100	-	-	3	100	-	-	3	100	-	-
3	100	-	-	4	100	-	-	4	100	-	-
4	100	-	-	5	100	-	-	5	100	-	-
5	65	-	-	6	100	-	-	6	100	-	-
6	100	-	-	7	100	-	-	7	100	-	-
7	100	-	-	8	100	-	-	8	100	-	-
8	100	-	-	9	100	-	-	9	100	-	-
9	100	-	-	10	100	-	-	10	100	-	-
10	100	-	-	11	100	-	-	11	100	-	-
11	100	-	-	12	100	-	-	12	100	-	-
12	100	-	-	13	100	-	-	13	100	-	-
13	100	-	-	22	-	110	55	22	-	110	55
14	100	-	-	23	-	110	55	23	-	110	55
15	100	-	-	24	-	110	55	24	-	110	55
16	100	-	-	25	-	110	55	25	-	110	55
17	100	-	-	26	-	110	55	26	-	110	55
18	100	-	-	27	-	110	55	27	-	110	55
19	100	-	-	28	-	110	55	28	-	110	55
20	100	-	-	29	-	110	55	29	-	110	55
21	100	-	-	30	-	110	55	30	-	110	55
22	-	90	55	31	-	110	55	31	-	110	55
27	-	110	55	32	-	110	55	32	-	110	55
28	-	110	55	33	-	110	55	33	-	110	55
29	-	110	55	34	-	110	55	34	-	110	55
30	-	110	55	35	-	110	55	35	-	110	55
31	-	110	55	36	-	110	55	36	-	110	55
32	-	110	55	37	-	110	55	37	-	110	55
33	-	110	55	38	-	110	55	38	-	110	55
34	-	110	55	39	-	110	55	39	-	110	55
35	-	110	55	40	-	110	55	40	-	110	55
36	-	110	55	41	-	110	55	41	-	110	55
37	-	110	55	-	-	-	-	-	-	-	-
38	-	95	55	-	-	-	-	-	-	-	-
39	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 10 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 5000MW.

Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	2	100	-	-	2	100	-	-
2	100	-	-	3	100	-	-	3	100	-	-
3	100	-	-	4	100	-	-	4	100	-	-
4	100	-	-	5	100	-	-	5	100	-	-
5	65	-	-	6	100	-	-	6	100	-	-
6	100	-	-	7	100	-	-	7	100	-	-
7	100	-	-	8	100	-	-	8	100	-	-
8	100	-	-	9	100	-	-	9	100	-	-
9	100	-	-	10	100	-	-	10	100	-	-
10	100	-	-	11	100	-	-	11	100	-	-
11	100	-	-	12	100	-	-	12	100	-	-
12	100	-	-	13	100	-	-	13	100	-	-
13	100	-	-	14	100	-	-	14	100	-	-
14	100	-	-	15	100	-	-	15	100	-	-
15	100	-	-	16	100	-	-	16	100	-	-
16	100	-	-	17	100	-	-	17	100	-	-
17	100	-	-	18	100	-	-	18	100	-	-
18	100	-	-	22	-	110	55	22	-	110	55
19	100	-	-	23	-	110	55	23	-	110	55
20	100	-	-	24	-	110	55	24	-	110	55
21	100	-	-	25	-	110	55	25	-	110	55
24	-	110	55	26	-	110	55	26	-	110	55
25	-	110	55	27	-	110	55	27	-	110	55
26	-	110	55	28	-	110	55	28	-	110	55
27	-	110	55	29	-	110	55	29	-	110	55
28	-	110	55	30	-	110	55	30	-	110	55
29	-	110	55	31	-	110	55	31	-	110	55
30	-	110	55	32	-	110	55	32	-	110	55
31	-	110	55	33	-	110	55	33	-	110	55
32	-	110	55	34	-	110	55	34	-	110	55
33	-	110	55	35	-	110	55	35	-	110	55
34	-	110	55	36	-	110	55	36	-	110	55
35	-	110	55	37	-	110	55	37	-	110	55
36	-	110	55	38	-	110	55	38	-	110	55
37	-	110	55	39	-	110	55	39	-	110	55
38	-	110	55	40	-	110	55	40	-	110	55
39	-	90	55	41	-	110	55	41	-	110	55
40	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-
41	-	90	55	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 11 – Equipamentos Seleccionados nos Três Cenários – Demanda de 5400MW.

Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3			
Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)	Conj	TG-1 (MW)	TG-2 (MW)	TG-3 (MW)
1	100	-	-	1	100	-	-	1	100	-	-
2	100	-	-	2	100	-	-	2	100	-	-
3	100	-	-	3	100	-	-	3	100	-	-
4	100	-	-	4	100	-	-	4	100	-	-
5	65	-	-	5	65	-	-	5	65	-	-
6	100	-	-	6	100	-	-	6	100	-	-
7	100	-	-	7	100	-	-	7	100	-	-
8	100	-	-	8	100	-	-	8	100	-	-
9	100	-	-	9	100	-	-	9	100	-	-
10	100	-	-	10	100	-	-	10	100	-	-
11	100	-	-	11	100	-	-	11	100	-	-
12	100	-	-	12	100	-	-	12	100	-	-
13	100	-	-	13	100	-	-	13	100	-	-
14	100	-	-	14	100	-	-	14	100	-	-
15	100	-	-	15	100	-	-	15	100	-	-
16	100	-	-	16	100	-	-	16	100	-	-
17	100	-	-	17	100	-	-	17	100	-	-
18	100	-	-	18	100	-	-	18	100	-	-
19	100	-	-	19	100	-	-	19	100	-	-
20	100	-	-	20	100	-	-	20	100	-	-
21	100	-	-	21	100	-	-	21	100	-	-
22	-	110	55	22	-	110	55	22	-	110	55
23	-	110	55	23	-	110	55	23	-	110	55
24	-	110	55	24	-	110	55	24	-	110	55
25	-	110	55	25	-	110	55	25	-	110	55
26	-	110	55	26	-	110	55	26	-	110	55
27	-	110	55	27	-	110	55	27	-	110	55
28	-	110	55	28	-	110	55	28	-	110	55
29	-	110	55	29	-	110	55	29	-	110	55
30	-	110	55	30	-	110	55	30	-	110	55
31	-	110	55	31	-	110	55	31	-	110	55
32	-	110	55	32	-	110	55	32	-	110	55
33	-	110	55	33	-	110	55	33	-	110	55
34	-	110	55	34	-	110	55	34	-	110	55
35	-	110	55	35	-	110	55	35	-	110	55
36	-	110	55	36	-	110	55	36	-	110	55
37	-	110	55	37	-	110	55	37	-	110	55
38	-	110	55	38	-	110	55	38	-	110	55
39	-	110	55	39	-	110	55	39	-	110	55
40	-	110	55	40	-	110	55	40	-	110	55
41	-	110	55	41	-	110	55	41	-	110	55