

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA POR EQUARDO MIRKO
VALENZUELA TORDEIRA E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 21/06/1993

Osiris C.
ORIENTADOR

OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO DE UM SISTEMA ENERGÉTICO USANDO
GRAFOS GENERALIZADOS : ESTUDO DE CASO DA BOLÍVIA

Trabalho apresentado à Comissão de Pós-Graduação
da Faculdade de Engenharia Mecânica como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

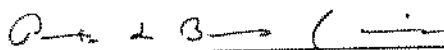
Tese de: Mestrado

Título da Tese: Otimização da Expansão de um Sistema
Energético Usando Grafos Generalizados:
Estudo de Caso da BOLÍVIA

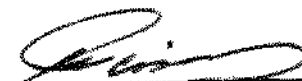
Autor: Eduardo Mirko Valenzuela Turdera 235

Orientador: Paulo de Barros Correia


Aprovado por



Prof. Dr. Paulo de Barros Correia, Presidente



Prof. Dr. Newton Muller Pereira



Prof. Dr. Paulo França

Campinas, 21 de Junho de 1993

Aos meus pais PEDRO e ÉLIA
Ao meu tio GUILLERMO

AGRADECIMENTOS

Ao Paulo pela dedicada orientação.

Aos colegas do Planejamento de Sistemas Energéticos, em especial à Cristina, pelos comentários na elaboração do capítulo IV, Vanice, Ronaldo, Edson, Jamil e Perrella pela constante troca de informação, ao Gil, Jacques, Carlos Martinez, Gurgel, Rogério, Guilherme, Haluo e Paulo Jorge pelo companheirismo, a todos em geral por compartilhar momentos agradáveis e pela amizade desinteressada.

Ao Professor Bajay pela intermediação na minha vinda a esta Universidade. À Professora Sílvia e o Professor Sinclair pela colaboração desinteressada,

Ao Catatau, João, Luciano, aos colegas da casa A-10 e da moradia pelos momentos inesquecíveis e a vivência que me coube dividir com eles.

À Fátima e Marina pelas correções na redação do português.

À Marcia, Neusa, Vera, Rodrigues e Jefferson por sua ajuda nos trâmites burocráticos.

À Sílvia pela solidariedade e o amor.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Estudos Superiores - CAPES, pelo suporte financeiro na pesquisa.

Qualquer caminho é apenas um caminho e não constitui insulto algum - para si mesmo ou para os outros - abandona-lo quando assim ordena o seu coração. (...) Olhe cada caminho com cuidado e atenção. Tente-o tantas vezes quantas julgar necessárias...Então, faça a se mesmo uma pergunta: possui esse caminho um coração? Em caso afirmativo, o caminho é bom. Caso contrário, esse caminho não possui importância nenhuma.

Carlos Castañeda; (Os Ensinaamentos
de Don Juan)

ÍNDICE

DEDICAÇÃO.....	i
AGRADECIMENTOS.....	ii
LISTA DE QUADROS.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	vii
ABSTRACT.....	viii
APRESENTAÇÃO.....	1
CAPÍTULO I	
INTRODUÇÃO.....	3
CAPÍTULO II	
SISTEMA DE SUPRIMENTO ENERGÉTICO	
2.1 INTRODUÇÃO.....	8
2.2 ELETRICIDADE.....	9
2.2.1 FONTE HÍDRICA.....	10
2.2.2 FONTE TÉRMICA.....	12
Centrais termelétricas a vapor.....	13
Centrais termelétricas a gás.....	15
Centrais termelétricas a ciclo combinado.....	16
2.2.3 TRANSPORTE DE ELETRICIDADE.....	20
2.3 GÁS NATURAL.....	20
Composição do gás natural.....	22
2.3.1 GÁS NATURAL ASSOCIADO E NÃO-ASSOCIADO.....	24
Leis que regem o gás natural.....	24
2.3.2 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL.....	25
2.4 CONCLUSÕES.....	27
CAPÍTULO III	
OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO.....	29
3.1 INTRODUÇÃO.....	29
3.2 MODELO ENERGÉTICO.....	29
3.3 FUNÇÃO OBJETIVO.....	31
3.4 RESTRIÇÕES DO MODELO.....	31
Balanço Usinas Hidroelétricas.....	32
Balanço Usinas Termoelétricas.....	32
Balanço de Energia Elétrica.....	33
Balanço de Gás Natural.....	34
Balanço de Campo de Gás Natural.....	34
Sistema Acoplado.....	35
3.5 CONCLUSÕES.....	36

CAPÍTULO IV	
GRAFOS GENERALIZADOS.....	38
4.1 INTRODUÇÃO.....	38
4.2 GRAFOS CONSERVATIVOS.....	40
4.3 GRAFOS GENERALIZADOS.....	42
4.4 PROGRAMAÇÃO INTEIRA.....	44
O MÉTODO <i>Branch-and-Bound</i>	44
4.5 CONCLUSÕES.....	45
CAPÍTULO V	
ESTUDO DE CASO: SISTEMA ENERGÉTICO BOLIVIANO.....	46
5.1 INTRODUÇÃO.....	46
Indicadores Socio-Econômicos.....	46
5.2 ELETRICIDADE.....	48
5.2.1 SISTEMA DE SUPRIMENTO 1991.....	49
Características gerais do sistema.....	50
5.2.2 ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE ELETRICO.....	50
Geração Hidrelétrica.....	50
Geração Termoelétrica.....	51
5.2.3 REDE ELÉTRICA.....	53
5.2.4 DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	54
5.3 GÁS NATURAL.....	55
5.3.1 SISTEMA DE SUPRIMENTO ANO BASE 1989.....	55
5.3.2 ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DA REDE DE GÁS.....	56
5.3.3 DEMANDA DE GÁS NATURAL.....	57
5.4 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS.....	58
5.5 CONCLUSÕES.....	61
CAPÍTULO VI	
CONCLUSÃO E COMENTÁRIOS FINAIS.....	69
ANEXOS	
ANEXO I.....	71
ANEXO II.....	75
BIBLIOGRAFIA.....	78

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1	USINA HIDRELÉTRICA.....	11
FIGURA 2.2	CICLO RANKINE.....	14
FIGURA 2.3	USINA CICLO COMBINADO	18
FIGURA 3.1	USINA HIDRELÉTRICA.....	32
FIGURA 3.2	USINA TERMELÉTRICA.....	32
FIGURA 3.3	NÓ ELÉTRICO.....	33
FIGURA 3.4	NÓ DE GÁS NATURAL.....	34
FIGURA 3.5	CAMPO DE GÁS NATURAL.....	34
FIGURA 3.6	SISTEMA ACOPLADO.....	35
FIGURA 4.1	ARCO CONSERVATIVO.....	40
FIGURA 4.2	GRAFO CONSERVATIVO.....	40
FIGURA 4.3	ARCO GENERALIZADO.....	42
FIGURA 4.4	GRAFO GENERALIZADO.....	42
FIGURA 5.1	CURVA DE CARGA S.I.N. ANO 2010.....	62
FIGURA 5.2	SISTEMA ENERGÉTICO BOLIVIANO.....	63
FIGURA 5.3	SISTEMA ENERGÉTICO BOLIVIANO EM ARCOS E NÓS.....	64
FIGURA 5.4	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ANO 2010 [m ³ /dia].....	65
FIGURA 5.5	OFERTA E DEMANDA NO SISTEMA ELÉTRICO [MW].....	66
FIGURA 5.6	CAPACIDADE INSTALADA NO S.I.N.....	67
FIGURA 5.7	CONSUMO DE GÁS NATURAL ANOS 1991 E 2010.....	68

ABSTRACT

This work studies the long term expansion of Bolivian Energy System. The system has two supplier networks: the electrical network and the natural gas network.

The coordinated expansion has been possible because both networks are coupled through the natural gas thermal plants. The simple-cycle and combined-cycle plants are included in the evaluation scenery from 2010 year, besides the hydroelectric projects.

The expansion must to meet the local demands of electricity and natural gas and the commitment of natural gas exportation.

The Bolivian Energy System is represented as an optimal expansion model when the objective function is to minimize the operation and investment costs of the projects.

The generalized network algorithm an especialization of linear programming, is use as a tool for the solution of the energy model. The *branch-and-bound* technique helps to find the best alternatives for the expansion.

The use of natural gas for output electricity will trend to rise in the next twenty years ,in this expansion plan, because its low cost and the dispossibility of big reserves, if it is considered the local consume.

APRESENTAÇÃO

Este trabalho faz um estudo da expansão do sistema energético boliviano em horizonte de longo prazo. O sistema energético considerado inclui dois subsistemas de suprimento: gás natural e eletricidade. O tratamento acoplado dos dois subsistemas permite uma expansão coordenada, onde excedentes de gás natural poderão suprir déficits de energia hidráulica. O acoplamento entre os dois subsistemas é realizado através de termelétricas alimentadas por gás natural. Considera-se que as termelétricas poderão ser convencionais ou de ciclo-combinado. A expansão do sistema deve contemplar as demandas internas de eletricidade e gás natural e também contratos de exportação de gás natural.

Este trabalho nasceu como consequência da importância que o gás natural vem assumindo no panorama energético da Bolívia, inclusive devido aos acordos firmados de exportação para Argentina e Brasil. Deve-se considerar que atualmente a maior receita do comércio externo da Bolívia é devido à exportação do gás natural. Assim torna-se de grande interesse estudar a compatibilização destas exportações de gás natural com as demandas internas, considerando a evolução dos seus mercados e de sua possível utilização na geração de eletricidade.

O problema de coordenar a expansão destes dois subsistemas foi tratado através de um modelo de otimização. Em particular, formulou-se um problema de programação inteira em grafo generalizado. O problema é resolvido através de uma implementação do algoritmo de *branch-and-bound* especializado para grafos generalizados.

O capítulo I faz uma introdução do problema de planejamento da expansão de sistemas energéticos, comentando a literatura especializada. O capítulo II descreve os subsistemas energéticos, incluindo: as fontes hidrelétricas e de gás natural; as redes de transporte de eletricidade e gás natural; as termelétricas a gás

natural. O modelo utilizado para representar o sistema energético, caracterizando individualmente cada um dos seus componentes, é desenvolvido no capítulo III. Neste capítulo também é formulado matematicamente o problema de otimização. O capítulo IV introduz as técnicas de otimização em grafo generalizado, utilizadas na resolução do problema formulado no capítulo precedente. Uma aplicação real do modelo proposto ao sistema energético boliviano é comentada no capítulo V, onde se comentam os resultados. Finalmente, no capítulo VI são feitas considerações finais sobre o trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a busca da eficiência no aproveitamento dos energéticos tem sido objeto de estudo por parte de variados organismos e pesquisadores da área energética. Esta preocupação se reflete na análise de toda a cadeia de transformações energéticas, seja através de programas de conservação, seja pela melhoria dos sistemas de suprimento ou ainda pela racionalização de políticas energéticas. Além dos aspectos econômicos e tecnológicos, a questão ambiental tem crescido em importância. Portanto, no caso dos hidrocarbonetos, a inserção do gás natural, usado como energético, deverá ser privilegiada no futuro.

A boa performance de um sistema energético de suprimento depende da avaliação detalhada do comportamento dos principais componentes do mesmo. Em particular, quando se usa modelos de otimização, torna-se necessário representar convenientemente as fontes de energia, as redes de transporte e os mercados consumidores. Usualmente, os modelos de suprimento procuram estabelecer metas no curto, médio e longo prazo, e dependendo deste horizonte, as considerações no tratamento dos componentes do sistema poderão ser diferentes.

Este trabalho preocupa-se particularmente com os aspectos relacionados na melhoria do desempenho dos sistemas de suprimento de eletricidade e gás natural, utilizando um modelo de otimização em grafo generalizado que visa um aproveitamento equilibrado dos recursos energéticos existentes a longo prazo. Portanto, comenta-se a seguir um conjunto relevante de trabalhos que usaram técnicas de programação matemática em sistemas de suprimento daqueles dois energéticos.

Santos et alii. [SFA] apresentam um modelo de síntese estática para rede de transmissão de eletricidade formulado como um modelo de

fluxo de redes misto linear-inteiro, resolvido por um algoritmo de enumeração implícita. Este modelo define a função objetivo como o maior compromisso de produtividade, resultando num baixo custo de investimentos e um eficiente fluxo de energia elétrica. A carga e a geração dos nós, são equações consideradas nas restrições do modelo, e a transmissão de potência em fluxos DC é implícita na estruturação do modelo.

Noonan e Giglio [NOG] implementaram um programa de otimização dirigido à esquematizar um plano de investimentos na geração elétrica para cada ano do horizonte em planejamento. O tamanho e o tipo das usinas de geração a serem construídas são calculados pelo modelo. Assim, com a minimização total dos custos, o arranjo foi montado para um sistema de grande porte, inserindo restrições de tipo Linear Inteiro-Misto. O método usado na solução do algoritmo é o princípio de decomposição de Benders.

O problema de entrada seqüencial de usina num sistema hidrotérmico desenvolvido por Carvalho [CAR] é tratado como um modelo de grafos não-lineares, para uma estrutura de grafo especial de arborescência expandida. O código do algoritmo requer tempos computacionais reduzidos. A principal característica do modelo é a escolha da base dinâmica, capaz de aperfeiçoar a convergência do procedimento de otimização num caso prático, aplicado a um sistema real.

Um algoritmo estruturado de rápida resolução é descrito por Côte et alli [CLP], discretizando independentemente rios, usinas térmicas, usinas reversíveis, importação e exportação para mercados internos secundários. A vazão e a demanda são determinísticas, e um modelo de reservatório equivalente é estabelecido em cada rio. O problema seqüencial é formulado como um problema de grafos generalizados e resolvido eficientemente para uma adaptação do Método Simplex.

Nordlund et alli [NOR] desenvolvem um modelo que é usado como ferramenta no planejamento de um sistema elétrico. O propósito do modelo não é priorizar a expansão hídrica, mas sim representar a influência da regulação hídrica no sistema de expansão térmica. Rotinas de custo estocástico da produção são usadas como função da produção hídrica. Os autores usam programação linear para determinar

a seqüência de produção hídrica que minimize os custos de produção ao longo do horizonte de planejamento, levando em conta o número de restrições no sistema hídrico.

Bloom [BLO], aplica o método de decomposição de Benders num modelo para planejamento dos investimentos a custo mínimo na capacidade de geração elétrica, sujeito a restrições probabilísticas de confiabilidade. O problema do planejamento é decomposto dentro de um conjunto de subproblemas, cada um referente à operação do conjunto de usinas de geração de capacidade fixada num ano. O problema-mestre representa a capacidade de investimento ótima sobre o horizonte de planejamento. Os sub-problemas são resolvidos através de um procedimento de simulação probabilística, que calcula o custo esperado de operação e geração do sistema, o nível de confiabilidade e os multiplicadores duais que refletem o valor de escolha mínima na capacidade da planta. O autor resolve o problema-mestre num programa linear usando os multiplicadores duais para aproximar funções não-lineares de custo e confiabilidade. A solução da capacidade do problema linear é encontrada em forma interativa, resolvendo o problema linear mestre e os sub-problemas.

Rice et alii [RGL] implementam um programa de fluxos em grafo generalizado para resolver o despacho econômico ótimo num modelo de fluxos de carga. A característica do método inclui a capacidade de minimizar custos de geração enquanto as restrições dentro da rede de fluxos de linha mudam. A localização da carga e os geradores na rede é automaticamente considerada sem necessidade de fatores de penalização. Os limites de fluxo nas linhas de transmissão não afetam significativamente o tempo de solução.

Aboudi et alii [ANG] montaram um programa para otimizar o gás natural. No trabalho desenvolvido, descrevem a realização de uma pesquisa usando Programação Linear-Inteira como ferramenta e o método de Decomposição de Benders na resolução, considerando o desenvolvimento dos campos de petróleo, gás natural e sistemas de transporte. O modelo faz uma análise sequencial desde o início da produção, incluindo a seleção de campos novos de petróleo, além dos meios de transporte a serem selecionados na construção das plataformas. O propósito é analisar cenários diferentes, dadas as

possibilidades de produção e a demanda de gás e petróleo.

Dougherty et alli [DOG] apresentam um modelo analítico aproximado, baseado no método de decomposição de programação matemática, para determinar uma sequência de investimentos ótima em cada ano do horizonte de planejamento, assim como, o grupo de reservatórios que produzem gás natural e sua distribuição através da rede troncal até uma planta de processamento. Utilizando uma simulação para o planejamento do investimento para os cálculos, maximizam o valor presente líquido, visando que a relação de valor presente acrescentado em alguns investimentos não sobrepassasse o valor mínimo especificado.

Santana [SAN], exemplificou a questão da definição de preços para o gás natural através de um modelo de programação linear, onde são formulados dois problemas: um para as transações distribuidor-fornecedor e outro para transações distribuidor-consumidor. Santana tem duas metas básicas: determinar um modelo que calcule preços ótimos para o suprimento de gás natural da empresa produtora, para as distribuidoras; e mostrar, de uma forma preliminar, uma metodologia em fase final de desenvolvimento que procure determinar os preços do gás a nível de consumidor final.

Os trabalhos que abordaram a interação de diferentes energéticos, tais como eletricidade, gás natural e bagaço da cana-de-açúcar na cogeração, foram inicialmente estudados por Correia [COR] e Correia e Lyra [COL]. A minimização das perdas nas fontes de suprimento do gás natural e hidreletricidade, além da disponibilidade energética a longo prazo, sujeita a sazonalidade, foram motivo destes trabalhos. A região avaliada foi o sudeste brasileiro.

Correia e Valenzuela-Turdera [CVT] estudaram a operação acoplada do sistema energético boliviano, onde o objetivo era encontrar a curva de "trade-off" entre as perdas dos subsistemas de eletricidade e gás natural.

O presente trabalho, procurando evidenciar as vantagens do acoplamento dos sistemas de suprimento de eletricidade e gás natural, desenvolve um modelo computacional que será usado na expansão do sistema em estudo. Cabe lembrar que este sistema é formado pelo acoplamento dos subsistemas de suprimento de energia elétrica e de

gás natural, interligados pelas usinas termelétricas alimentadas a gás natural. O estudo é feito considerando um horizonte de longo prazo (20 anos). Ele otimiza a expansão do sistema, determinando as novas usinas (hidráulicas e térmicas), linhas de transporte (eletricidade e gás natural) e jazidas de gás natural para o ano horizonte. A configuração proposta para o sistema deverá satisfazer as demandas previstas de eletricidade e gás natural, incluindo-se os contratos de exportação. Os resultados obtidos com este novo modelo serão comparados com aqueles alcançados na Bolívia pela empresa encarregada do planejamento energético.

CAPÍTULO II

SISTEMA DE SUPRIMENTO ENERGÉTICO

2.1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica junto com o petróleo são ainda os principais energéticos da sociedade atual. No entanto, a inserção do gás natural como combustível na matriz energética de vários países tem crescido nas últimas décadas em decorrência de vantagens econômicas e ambientais. Países com tradição no seu uso (Canadá, EUA, Holanda, Itália, Argentina) confirmam esta tendência.

Os grandes campos de gás natural do Mar do Norte, a importação do gás natural desde a ex-URSS e de alguns países do Norte da África deram origem a uma nova fase da política energética da Europa Ocidental (Banks, [BAN]).

Na América do Norte, o comércio do energético concentra-se basicamente na exportação do Canadá e México aos Estados Unidos. Embora tenha acontecido uma queda percentual da participação do gás natural na matriz energética norteamericana, o seu consumo em valores absolutos é ainda de longe um dos maiores do mundo. Na América do Sul, a difusão do gás natural é muito restrita por enquanto. Argentina, Bolívia, Venezuela e Brasil são os únicos países onde a sua presença é significativa. Porém apenas a Argentina possui atualmente um mercado consumidor já desenvolvido. Nos outros três países a o gás produzido tem um consumo mínimo e o restante é queimado ou reinjetado.

Dentro deste contexto mundial, onde observam-se avanços consideráveis nas tecnologias associadas ao gás natural, é razoável pensar em um acréscimo do seu consumo no Cone Sul. Muito mais se for levado em conta o fato de existir em dois países (Argentina e Bolívia) com reservas de porte grande em relação aos seus consumos internos, e um outro país (Brasil) com potencial de incrementar a

participação do gás natural no seu mercado.

Experiências de parcerias a nível energético não são uma novidade no Cone Sul, principalmente no que tange à energia elétrica. Empreendimentos como Itaipu, Yacireta, Salto Grande e outros [ARA] confirmam políticas de integração energética entre os países da região.

Com o propósito de caracterizar os elementos que serão considerados no modelo de otimização, passa-se a descrever, em forma sucinta, os subsistemas de suprimento destes dois energéticos (eletricidade, e gás natural).

2.2 ELETRICIDADE

A geração de energia elétrica, fundamental para o desenvolvimento e crescimento de uma economia, tanto no segmento industrial e de serviços quanto para satisfazer as necessidades de lazer e conforto da população, têm sido motivo de elaborados planos por parte dos órgãos governamentais (Ministério de Energia, Empresas Elétricas), entidades internacionais (Banco Mundial, OLADE, OECD, etc) e empresas do setor privado.

A eletricidade é uma forma secundária de energia largamente usada pela sociedade. O quadro 2.1 mostra em forma quantitativa a produção de eletricidade a partir de diferentes fontes de energia.

QUADRO 2.1 - PRODUÇÃO MUNDIAL DE ELETRICIDADE (1989)

Fonte	Países OCDE		Outros Países		TOTAL	
	(TWh)	%	(TWh)	%	(TWh)	%
hidráulica	1.102	16,6	994	20,9	2.096	18,4
nuclear	1.558	23,5	384	8,4	1.942	17,0
geotérmica	17	0,3	12	0,3	29	0,3
carvão	2.674	40,3	1.730	36,3	4.404	38,6
óleo	643	9,7	764	16,0	1.407	12,4
gás natural	612	9,2	850	17,4	1.462	12,8
outros	29	0,4	32	0,7	61	0,5
TOTAL	6.635	100,0	4.706	100,0	11.401	100,0

FONTE: ENERDATA [MAR]

Como é indicado no quadro 2.1, a geração termelétrica (petróleo, gás, carvão, nuclear) em nível mundial é atualmente a maior fonte de

eletricidade (80%), aproveitamentos de água em forma de energia potencial ou cinética na transformação para energia elétrica se colocam como segunda fonte. Alternativas eólicas, solar ou de marés, são de pouca relevância ainda no contexto energético mundial.

Aos custos de investimento, operação e manutenção, acrescenta-se ultimamente a dificuldade na obtenção de empréstimos por parte dos países e órgãos financiadores. Estas restrições de ordem financeira ressaltam a necessidade de minimização de custos na formulação do planejamento no setor energético.

Os estudos no longo prazo visam satisfazer as exigências da demanda no ano horizonte previsto. Projetos da expansão no longo prazo servem como pano de fundo para referenciar a evolução do sistema através das decisões tomadas a médio e a curto prazo. Uma discussão sobre modelos de planejamento de sistemas elétricos estruturados em forma de algoritmos matemáticos é feita por El Hawary & Christensen [ELC] e Lyra [LYR]. Estudos de projeção ou estimativa da demanda poderão ser feitos usando métodos estatísticos ou econométricos. Sullivan [SUL] e March [MAR] apresentam métodos para estimação da sensibilidade da demanda em períodos sazonais, anuais e mensais para sistemas de potência elétricos.

No modelo de otimização desenvolvido será necessário determinar os limites máximo e mínimo admissíveis para os fluxos na rede de transporte de eletricidade, o que poderá ser feito com auxílio de algoritmos de fluxo de carga [RGL]. Detalhes sobre análises de fluxos de carga para sistemas de potência são discutidos por Monticelli [MON] e Stagg & El Abiad [SEA].

2.2.1 FONTE HÍDRICA

A fonte hídrica é uma das formas mais econômicas de conversão de energia, do ponto de vista de custos de operação. No entanto, os custos de investimento normalmente são altos, devido principalmente ao tamanho das obras civis associadas. Apesar dos detalhes que envolvem os aproveitamentos hidrelétricos, em estudos a longo prazo eles podem ser representados por modelos simplificados, como será desenvolvido a seguir.

Pelo teorema generalizado de Bernoulli, pode-se demonstrar que a

potência mecânica disponível numa queda d'água é proporcional à altura útil da queda (altura real menos perdas de carga), à vazão e ao rendimento da turbina (Fig.2.1).

A potência produzida por uma usina hidrelétrica pode ser obtida através da seguinte expressão matemática;

$$P = c\eta (H_m - H_j - H_p)U \quad (2.1)$$

$$P = c\eta \Delta H U \quad (2.2)$$

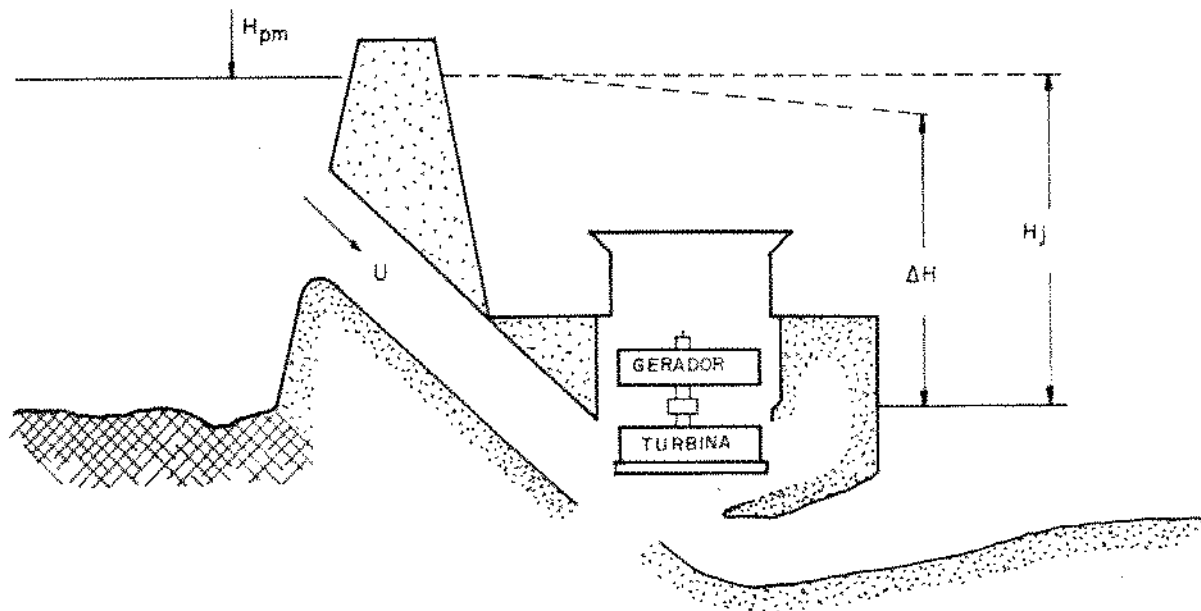


Fig 2.1 Usina Hidrelétrica

onde

- c coeficiente de conversão de unidades
- η rendimento dos conjuntos turbina-gerador
- H_m nível de água a montante da usina
- H_j nível de água a jusante da usina
- H_p perda de carga total
- ΔH_l altura da queda líquida
- U vazão turbinada

O rendimento total é o produto dos rendimentos da turbina η_t e do gerador elétrico η_g .

$$\eta = \eta_t \eta_g \quad (2.3)$$

O rendimento do gerador η_g depende do seu fluxo de carga, e o da

turbina η_t é função da sua altura líquida de queda e da vazão turbinada (eq.2.4).

$$\eta_t = \eta_t (\Delta H_l, U) \quad (2.4)$$

Porém, neste modelo, ambos serão considerados constantes. Como valores típicos pode-se considerar $\eta_t=0,90$ e $\eta_g=0,95$, será razoável supor $\eta = 0,855$.

Usualmente a altura de montante H_m é função do volume do reservatório X, dado pela curva cota montante-volume. E a altura de jusante H_j depende da defluência total D, relacionados através da curva cota jusante-vazão.

A defluência D é composta pela soma da vazão turbinada U mais a vazão vertida V.

$$D = U + V \quad (2.5)$$

onde D é a defluência e V a vazão vertida.

Um modelo simplificado considera a seguinte equação para calcular a potência produzida num aproveitamento hidrelétrico [ELC] e [ANT].

$$P = 7.35 UAH_l \quad (2.6)$$

onde a P é expresso em MW, U em m^3/seg , e AH_l em m.

Apesar das usinas de um sistema hidrelétrico estarem distribuídas geograficamente, modelos de longo prazo podem trabalhar com uma forma de representação mais simplificada, onde todo o sistema é considerado através de um único reservatório equivalente, Cote [CLP] e Veiga et alli [VCG]. Como neste trabalho se estuda um modelo estático de expansão, o sistema hidrelético será considerado em termos das disponibilidades energéticas no ano horizonte, distribuído geograficamente.

2.2.2 FONTE TÉRMICA

Turbinas térmicas têm sido a maior fonte de energia elétrica a nível mundial, desde o ano de 1890. Na atualidade, a geração elétrica de origem térmica é responsável por quase dois terços dos requerimentos de eletricidade a nível mundial. Isto quando se inclui as de origem nuclear, eficientes quanto ao aproveitamento do combustível, porém de alto riscopara a saude da população vizinha a

sua alocação e à preservação ambiental.

As usinas térmicas foram as pioneiras na geração de energia elétrica, inicialmente com usinas a vapor proveniente da queima do carvão. Os avanços tecnológicos no século passado deram já a atual configuração das usinas a vapor, e melhoramentos significativos nos últimos anos tornaram os ciclos de trabalho mais eficientes [HAY]. O custo de investimento de uma usina termelétrica é relativamente baixo, porém os custos de operação e manutenção são altos.

Com o aumento do uso de gás natural como fonte primária na geração de eletricidade, as turbinas a gás, em especial as de ciclo combinado vem sendo usadas de forma crescente. O custo do kWh produzido nestas usinas caiu, como consequência do aumento da eficiência, o suficiente como para torná-las mais competitivas economicamente frente a outros tipos de aproveitamentos, como as turbinas de ciclo-simples, de carvão, óleo combustível e inclusive as hidráulicas.

Centrais termelétricas a vapor

As centrais termelétricas a vapor utilizam água como fluido de trabalho. Estas usinas operam de acordo com o ciclo Rankine (Fig 2.2), que consiste basicamente de uma sequência de quatro processos, sendo que, as etapas de compressão e expansão do fluido de trabalho são imaginadas na concepção ideal.

O caminho AB constitui uma transformação isobárica, na qual o fluido intermediário (água) recebe calor externo. Na prática tal transformação é possível no gerador de vapor ou caldeira. A transformação BC que corresponde ao estágio de turbinagem é isoentrópica, na qual se realiza trabalho externo em detrimento da energia interna do vapor no estado B. No ponto C, o título do vapor d'água não corresponde ao do estado líquido, portanto, a transformação CD se realiza no condensador à pressão e à temperatura constante. Chegando ao ponto D, a água está em estado líquido, porém a uma pressão inicial inferior à da caldeira. Portanto, a transformação DA se realiza na bomba de alimentação da caldeira.

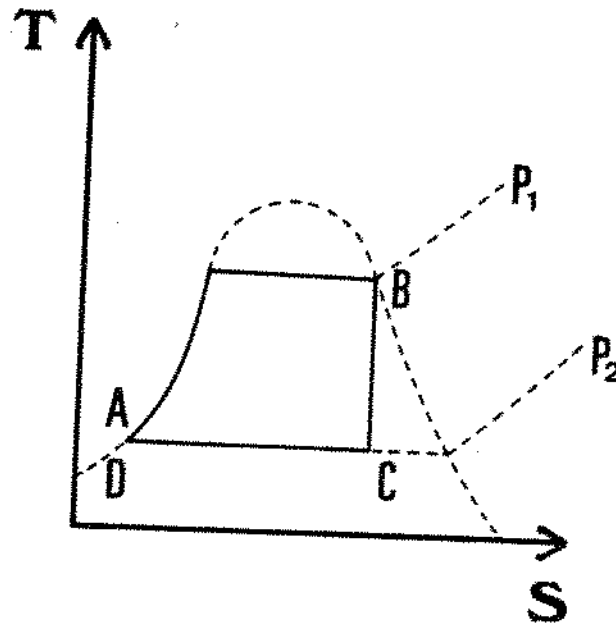


Fig 2.2 Ciclo Rankine

O rendimento termodinâmico de um ciclo poderá ser avaliado em função do trabalho da turbina (W_t) menos o trabalho da bomba (W_b).

$$\eta_{cy} = \frac{W_L}{Q_B} \quad (2.7)$$

onde: W_L = Trabalho líquido realizado (J)

Q_B = Calor fornecido pela caldeira (J)

A eficiência da caldeira expressa-se como:

$$\eta_b = \frac{Q_B}{m \text{ P.C.}} \quad (2.8)$$

onde P.C. é poder calorífico do combustível, expresso em J/kg e a

massa m em kg.

O rendimento global η_o de uma usina convencional será definido como o trabalho líquido produzido por unidade de massa do combustível fornecido pelo poder calorífico do mesmo. Isto é,

$$\eta_o = \frac{W_L}{mP.C.} \quad (2.9)$$

$$\eta_o = \eta_b \eta_{cy} \quad (2.10)$$

Os ciclos regenerativos são similares ao anterior. A diferença está em que fazem extrações de vapor vivo para pré-aquecer a água que ingressa na caldeira. Isto permite diminuir o salto entálpico na caldeira, melhorando o seu rendimento.

O sistema boliviano atual possui algumas turbinas a vapor para geração de eletricidade. No entanto, a expansão da geração termelétrica será considerada exclusivamente com turbinas a gás.

Centrais térmicas a gás

As turbinas a gás, de grande utilidade na geração de energia elétrica, além do baixo tempo necessário para atingir operação em plena carga, possuem as seguintes vantagens:

a) Reduzido número de operadores, pela estrutura simples e o alto grau de automação, expansão modular, simplicidade na implantação de módulos, elevado fator de disponibilidade.

É preferível operar turbinas a gás com combustíveis limpos como gás natural e óleos leves. Caso se opere com óleos pesados, eles devem sofrer algum tratamento especial, a fim de evitar a corrosão a altas temperaturas na estrutura interna da turbina. Destaca-se a produção de gases de exaustão em grandes volumes, a temperatura elevada e discreto teor de oxigênio, tornando-as factíveis ao aproveitamento de geração de vapor em processos de secagem, pré-aquecimento de fornos, etc.

b) Em relação a outras turbinas de geração de energia elétrica, tem-se que as termelétricas convencionais com turbinas a gás são as que oferecem o menor rendimento térmico. Isto é devido ao fato que somente 1/3 da energia contida no combustível queimado é aproveitada na unidade turbo-gerador. Os restantes 2/3 estão quase que

integralmente contidos nos gases de exaustão, expelidos pela turbina a gás. O rendimento térmico e a potência de uma turbina a gás estão diretamente relacionadas com a temperatura do gás de combustão na entrada da turbina. No entanto, a economia de espaço devido a inexistência de grandes pilhas de estocagem, como no caso do carvão, é apontado como ponto a favor.

Utilizam-se dois tipos de turbinas a gás para a geração de energia elétrica:

1) Turbinas de combustão direta, nas quais o combustível é injetado na câmara de combustão, de onde os gases ou produtos de combustão impactam nas pás da turbina, produzindo energia mecânica de rotação sobre o eixo. Na atualidade, as principais dificuldades são as altas temperaturas dos gases de escape, que somadas às altas velocidades de rotação, provocam corrosão nas pás. As temperaturas típicas dos gases de escape são da ordem de 900°C, e as velocidades de rotação de 6000 rpm.

2) Turbinas com gerador a gás alimentando uma turbina de baixa pressão. Este arranjo denominado "de eixo livre", utiliza uma turbina geradora de gases, os quais são levados a uma outra turbina acoplada ao gerador. A primeira turbina é do tipo de aviação e pode girar a velocidades altas.

As turbinas de ciclo fechado, utilizam o gás de tal forma que o fluido esteja sempre em circulação. Uma vez que as pressões não dependem da pressão atmosférica, estas são definidas de maneira a obter o melhor desempenho possível.

O rendimento térmico do ciclo Joule é dado por:

$$\eta_{cy} = 1 - \frac{1}{r_p^{(K-1)/K}} \quad (2.11)$$

Onde $K=C_p/C_v$ é a relação de calor específico a pressão e volume constantes, e $r_p=P_b/P_a$ é a relação de pressões, Haywood [HAY].

Centrais Térmicas a Ciclo Combinado

Um melhoramento significativo no rendimento térmico da unidade de geração de energia, é obtida quando se combina a utilização de turbina a gás com turbina a vapor.

Tais termelétricas denominadas de ciclo combinado, já atingem hoje um grau de conversão de energia na faixa de 50%. [CEJ]. Quando se utiliza o princípio da cogeração, isto é, extração de parte do vapor sobre-pressão da turbina a vapor para fins industriais, consegue-se um aproveitamento teórico de combustível de 93%.

A premissa básica, para se estabelecer o princípio de ciclo combinado de alto rendimento térmico, é que a temperatura dos gases na entrada da turbina seja suficientemente alta (igual ou superior a 900,°C). Isto irá corresponder à uma temperatura dos gases de exaustão de 500-550,°C, suficiente para, numa caldeira de recuperação de calor, poder gerar vapor superaquecido sem necessidade de queima adicional de combustível. Este vapor irá gerar, em uma unidade turbina-gerador, energia elétrica. Portanto com uma única queima de combustível, obtem-se dupla geração de energia elétrica; uma correspondente a geração no turbogerador a gás, e a outra no turbogerador a vapor, através do aproveitamento do calor residual dos gases da exaustão da turbina a gás. Este é o princípio de ciclo combinado e o motivo de seu alto rendimento térmico.

Define-se a eficiência de extração de energia do circuito aberto gás-vapor.

$$\eta_b \equiv \frac{H_r - H_p}{m \text{ P.C.}} \quad (2.12)$$

onde: H_r entalpia dos reativos na entrada (J/kg)

H_p entalpia dos resíduos na saída (J/kg)

Expressa-se o trabalho bruto W_g gerado por uma turbina a gás, como uma fração x do poder calorífico do combustível. Então:

$$x \equiv \frac{W_g}{m \text{ P.C.}} \quad (2.13)$$

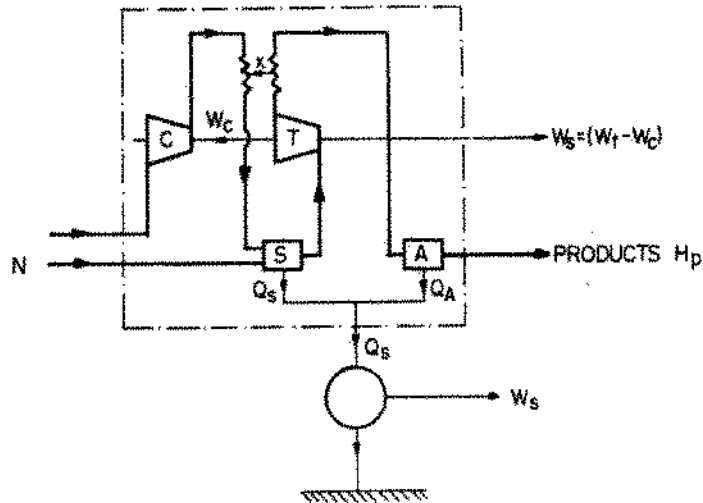


Fig. 2.3 Usina Ciclo Combinado

- Onde
- C Caldeira
 - T Turbina a gás
 - Q_s Calor injetado à turbina a vapor
 - W_s Trabalho realizado pela turbina vapor
 - W_g Trabalho realizado pela turbina a gás

A equação de energia do fluxo estático

$$Q_s + W_g = (H_r - H_p) = \eta_b P.C.m \quad (2.14)$$

$$Q_s = (\eta_b - x) P.C.m \quad (2.15)$$

O trabalho na turbina a vapor é:

$$W_s = \eta_{cy} Q_s \quad (2.16)$$

A eficiência global da usina, dispensando requerimentos de potência para sistemas auxiliares, é definido pela soma dos trabalhos na turbina a gás e a vapor.

$$\eta_o = \frac{W_g + W_s}{m P.C.} \quad (2.17)$$

das equações (2.15), (2.16), (2.17), reordenando;

$$\eta_o = \eta_b \eta_{cy} + x(1 - \eta_{cy}) \quad (2.18)$$

$$\eta_o = \eta_o' + x(1 - \eta_{cy}) \quad (2.19)$$

Onde η_o' é a eficiência global de uma usina a vapor convencional, tendo a eficiência da caldeira η_b e do ciclo η_{cy} . Portanto, a equação

(2.19) denota uma maior eficiência da usina de ciclo combinado sobre a usina de vapor convencional, para os mesmos valores de η_b e η_{cy} , em uma quantidade igual a $x(1 - \eta_{cy})$. Isto é explicado pelo fato de uma quantidade extra de trabalho igual a $xP.C.$, obtido da corrente de gás pela geração direta na usina a gás. Isto causa uma redução da quantidade de calor transferido ao ciclo a vapor, resultando numa redução do $\eta_{cy} \times P.C.$ no trabalho bruto gerado pelo ciclo a vapor [HAY].

O ganho na eficiência da usina ciclo combinado, sobre uma usina convencional a vapor com os mesmos valores de η_b e η_{cy} , é então dada por:

$$\text{ganho} = \frac{x(1 - \eta_{cy})}{\eta_a} \quad (2.20)$$

Uma análise econômica, com respeito aos custos de instalação e operação de unidades de ciclos combinados (gás-vapor) e de ciclo convencional (gás) pode ser encontrada em [JOC].

Chernetsky et alli [CHE] reportaram um trabalho, no qual descrevem a performance e eficiência do ciclo combinado em uma usina com uma potência de 800 MW, ressaltando a alta capacidade da variação da carga. O arranjo é formado por duas turbinas a gás de 150 MW e uma turbina a vapor de 450 MW. A temperatura dos gases de escape das duas turbinas a gás é de 830-850°C. Eles são usados em duas caldeiras para produzir vapor a 13.5 MPa, que será usado pela turbina a vapor. No mesmo periódico, Buzlukov [BUV] mostra estas vantagens para o caso de uma turbina, empregando ciclo combinado, vapor e gás, com uma potência de 200 MW.

O quadro a seguir esboça alguns parâmetros indicativos das turbinas a gás de ciclo-combinado e convencional.

QUADRO 2.2: CUSTO USINAS A GÁS NATURAL

TURBINA	CUSTO INV. \$/kW	CUSTO COMB. \$/GJ	EFICIÊNCIA
GÁS-CICLO SIMPLES	350	2,84	35 %
CICLO COMBINADO	650	2,84	53 %

FONTE: CHEMICAL ENEGI JOURNAL, 1991

2.2.3 TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

O transporte de energia elétrica é feito através das linhas de transmissão. A capacidade das linhas é função da potência natural da mesma e da distância, que tem um papel importante na seleção da tensão da linha. Para distâncias acima de 500 km, nos últimos anos aperfeiçoaram-se as opções para linhas de alta tensão em corrente alternada e em corrente contínua.

As perdas nas linhas podem ter origem no tipo de material usado na fabricação do cabo (efeito joule) e na densidade de corrente circulante (efeito pelicular). Apesar das perdas serem matematicamente não-lineares, em modelos de expansão a longo prazo, usualmente, elas são linearizadas. Estas perdas obedecem a uma função parabólica, no entanto podem ser incorporadas no modelo como uma constante, baseados nos parâmetros técnicos de cada tipo de linha. Não havendo maiores dificuldades em fazer uma linearização por partes em caso de necessidade [BAR].

O quadro 2.3 mostra o preço das classes de linhas de tensão, a partir dos quais determinaram os custos dos ramais novos, candidatos do plano de expansão do modelo elaborado.

QUADRO 2.3: CUSTOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

CLASSE DE TENSÃO	CONDUTOR (MCM)	CUSTO / Km ³ US\$ 10	CAPACIDADE MAX (MVA)	CAPACIDADE MÉDIA (MVA)
69 kv	1x397,5	78,417	150	88
138 kv	1x397,5	77,88	230	146
230 kv	2x954,0	175,6	384	243
354 kv	2x954,0	194,0	1260	766
500 kv	3x954,0	225,9	2460	1665

FONTE: ELETROBRAS DPTO.DE MERCADO, 1992

2.3 GÁS NATURAL

O gás natural responde por quase 20% dos requerimentos de energia primária a nível mundial. O desenvolvimento acelerado acontecido nas últimas décadas foi consequência do incremento da

disponibilidade das fontes de gás em várias regiões do mundo.

Desde sua aplicação com fins energéticos em Fredonia, Estados Unidos 1821, o gás natural tem sido usado como combustível em áreas imediatamente próximas aos campos de gás. No início, quando o gás estava associado ao petróleo, procurava-se um mercado. Caso contrário, na ausência de um aproveitamento efetivo, o gás era frequentemente queimado.

A indústria do gás natural emergiu depois da Segunda Guerra Mundial. O consumo de gás em todos seus usos finais (residencial, comercial, industrial, geração de potência) tem crescido rapidamente desde então. Este crescimento foi resultado de diversos fatores: desenvolvimento de novos mercados, substituição do carvão como combustível nos processos de aquecimento industrial, uso de gás natural na fabricação de petroquímicos e fertilizantes e uma forte demanda de combustível com baixo teor de enxofre. Estes fatores se acentuaram em meados de 1960 [BAN] e [PER], e por estas razões a expansão do gás natural tem sido marcante nas últimas décadas.

O gás natural também apresenta a interessante vantagem de poder substituir uma boa parte dos energéticos convencionais (derivados do petróleo, eletricidade, carvão etc.) [POU]. Enquanto a maioria dos energéticos possui áreas específicas de utilização, o gás natural pode adaptar-se mais facilmente às necessidades energéticas de diversos setores da economia. Isto torna o gás natural uma variável importante na elaboração de diretrizes ou políticas energéticas, tanto regional [CHG] como nacional [PLANO 2010].

QUADRO 2.4: ÍNDICE DE RESERVAS E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

PAÍSES	RESERVAS 10 ⁹ M ³	%	PRODUÇÃO 10 ⁹ M ³	%
URSSS	42.481	43,1	643	36,2
IRÃ	13.331	13,5	14	0,8
E.U.A.	5.579	5,7	480	27,6
KATAR	4.191	4,2	6	0,3
ARÁBIA SAUDITA	3.427	3,5	7	0,4
ARGÉLIA	3.003	3,1	37	2,1
NORUEGA	2.945	3,0	26	1,5
CANADÁ	2.824	2,9	95	5,3
MÉXICO	2.170	2,2	37	2,1
HOLANDA	1.899	1,9	81	4,6
VENEZUELA	1.673	1,7	17	1,0
MALÁSIA	1.492	1,5	5	0,3
NIGÉRIA	1.331	1,3	3	0,2
INDONÉSIA	1.008	1,0	30	1,7
REINO UNIDO	935	0,879	5	0,3
BOLÍVIA	125	0,021	0,013	0,0
TOTAL		100,0		100,0

FONTE: INTERNATIONAL PETROLEUM ENCYCLOPEDIA & OIL GAS JOURNAL

Composição do gás natural

O gás natural pode ser proveniente de três diferentes fontes: da degradação da matéria orgânica por bactérias anaeróbicas; da degradação da matéria orgânica e do carvão a temperaturas e pressões elevadas, ou da alteração térmica dos hidro-carbonetos líquidos¹ [PER].

Não existe uma composição ou mistura padrão que possa ser referida para o gás natural. Cada gás tem sua própria composição. Dois poços de um mesmo reservatório podem ter diferentes composições. Também, cada vapor de gás extraído, desde um reservatório de gás

¹ A matéria orgânica é também chamada de querógeno. Que pode ser de dois tipos: seco quando derivado de matéria vegetal, e gorduroso quando proveniente de matéria animal e algas. A celulosa e a lignina submersas foram hidrolisadas, unificadas e transformadas em querógeno seco, alcançando lentamente maiores profundidades do solo. Sofrendo um processo gradual de cozimento, este querógeno foi posteriormente transformado em linhito, carvão negro, amtracito, xisto carbonífero e metano.

natural, pode mudar a composição quando o reservatório é esvaziado. [IKO].

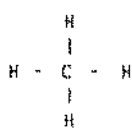
O quadro (2.5) mostra alguns vapores de gás natural típicos. O poço 1 é típico de gás associado (produzido com petróleo). Os poços 2 e 3 são tipicamente de gases não-associados (produzidos independentemente) de baixa e alta pressão respectivamente.

QUADRO 2.5: ANÁLISE TÍPICA DO GÁS NATURAL

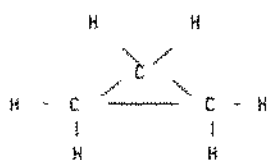
Componente	Poço No1 % Mol	Poço No2 % Mol	Poço No3 % Mol
Metano	27,52	71,01	91,25
Etano	16,34	13,09	3,61
Propeno	29,18	7,91	1,37
i-butano	5,37	1,68	0,31
n-butano	17,18	2,09	0,44
i-pentano	2,18	1,17	0,16
n-pentano	1,72	1,22	0,17
Hexano	0,47	1,02	0,27
Heptano	0,04	0,81	2,42
Dióxido de carvão	0,0	0,00	0,00
Hidrogênio de sulfito	0,00	0,00	0,00
Nitrogênio	0,00	0,00	0,00
TOTAL	100,00	100,00	100,00

FONTE IKOKU [IKO]

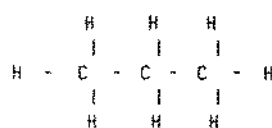
O gás natural, além do metano e o etano, contém quantidades apreciáveis de C₃ e hidrocarbonetos de cadeias maiores. Ilustramos abaixo, os arranjos típicos das três mais significativas estruturas moleculares dos hidrocarbonetos a gás.



METANO



CICLO PROPANO



PROPANO

Considera-se no trabalho que o gás natural existente nos campos de produção possui o metano como elemento dominante. Assim adota-se o poder calorífico inferior do gás natural como 9250 kcal/m³. Esta

informação será usada no modelo desenvolvido para se calcular a produtividade das termeléticas a gás.

2.3.1 GÁS NATURAL ASSOCIADO E NÃO-ASSOCIADO

O gás natural pode ser encontrado de duas formas na natureza; associado e não-associado à produção de petróleo.

O gás não-associado existe em reservatórios naturais portadores somente de gás natural. Sua produção não é subordinada à do petróleo. O gás não-associado pode ser seco ou úmido, este necessitando de tratamento para a remoção de condensados antes da distribuição sob pressão.

Leis que regem o gás natural

O comportamento dos gases a baixa densidade é dado pela "Equação dos gases perfeitos", [WYS].

$$PV = nRT \quad (2.21)$$

onde

- P = pressão (Pascal)
- V = volume (m^3)
- T = Temperatura absoluta ($^{\circ}K$)
- n = número de moles
- R = constante universal dos gases 8,131434 J/mol $^{\circ}K$

Em baixas pressões todos os gases e vapores reagem de maneira semelhante em relação a P-V-T. Em pressões maiores, o comportamento dos gases pode diferenciar-se substancialmente da equação. Introduce-se então um fator de correção variável z, denominado "fator de compressibilidade". Então a equação (2.20) é modificada para

$$PV = zn RT \quad (2.22)$$

Tal fator pode ser uma função, expressa por gráfico ou fórmula matemática, da temperatura, pressão e composição do gás. Para um gás perfeito $z=1$; para o gás natural pode-se considerar o fator de compressibilidade do metano ($z=0,98$).

Um processo de compressão é adiabático quando não existe resfriamento do gás. Usualmente, a compressão é considerada perfeitamente adiabática e reversível, ou seja, um processo isentrópico. Então, a performance típica de um compressor recíproco.

$$pV^k = a \quad (2.23)$$

onde a é constante, e k é o expoente isentrópico que é dado pela relação de calor específico.

$$k = \frac{C_p}{C_v} \quad (2.24)$$

Para processos ocorridos em condições reais, usa-se uma equação similar.

$$pV^n = a \quad (2.25)$$

onde a é constante, e n é um expoente politrópico.

Os compressores usados na indústria de gás são classificados em três tipos distintos: compressores a jato, compressores rotacionais e compressores recíprocos. A escolha da pressão deve conjugar os interesses de fornecedores e consumidores.

Existem dois caminhos para determinar a potência requerida na compressão do gás: diagrama de Molliere e o Método Analítico. Ambos os métodos são explicados com detalhe por Ikoku [IKO]. No entanto, uma forma prática de determinar a potência nas estações de compressão, derivada a partir do diagrama de Molliere, é esquematizada por Poulallion [POU]. Este último procedimento serviu de referência para o cálculo dos gasodutos candidatos no plano de expansão do atual trabalho (Anexo I).

2.3.2 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O transporte de gás natural, pode ser efetuado de três modos distintos:

Fase Gasosa - por gasodutos ou em reservatórios pressurizados;

Fase Líquida - em reservatórios criogênicos (temperatura de -126°C)
dispostos em navios metaneiros, trens ou caminhões;

Gás transformado - Entrando na composição de um outro produto
(fertilizantes, metanol, ferro-esponja).

O transporte de gás por meio de gasodutos, cuja técnica é mais antiga que a dos oleodutos, é hoje amplamente difundido nos países industrializados. Contudo, no caso do gás natural, o sistema de transporte constitui o "ponto crítico" na viabilização da sua comercialização, sendo agravado pelas dificuldades de armazenagem do gás natural. Portanto, deve-se admitir que um fluxo contínuo de gás

entre os centros de produção e consumo exigiria uma fonte de produção extremamente confiável e um centro consumidor de gás por demais estável.

As condições acima mencionadas, na prática são dificilmente alcançadas. Do lado da produção de gás observam-se várias situações, sendo a mais crítica aquela onde o volume de gás fornecido é definido pela produção do petróleo. Neste caso, qualquer descompasso entre produção e demanda provoca a falta de gás para o consumidor ou a queima de gás no produtor.

Normalmente excedentes de gás poderão ser utilizados na recuperação secundária ou de manutenção de pressão nos reservatórios de petróleo. Ocorrendo redução na produção de gás, uma menor destinação do gás para injeção permitiria evitar cortes no consumo. Em redes mais sofisticadas, vincula-se a malha de dutos com reservatórios naturais já esvaziados e devidamente preparados para armazenar gás, embora seja um procedimento oneroso [POU].

Na construção de gasodutos a longa distância, costuma-se levar em conta certos fatores de natureza econômica e tecnológica [AGA] [HNG]. Dentre eles se incluem a natureza e o volume do gás a ser transportado, o comprimento do duto, o tipo de terreno que será atravessado e a máxima elevação da rota. Em geral, a tendência é usar altas pressões de transmissão e materiais resistentes de construção. Em operações econômicas, é importante, na utilização do gasoduto, mantê-lo sempre cheio [POU], [AGA].

Os passos iniciais no projeto de um sistema de transporte de gás são: fixar a origem e o final das linhas; conhecer os mercados presente e futuro, garantindo o fornecimento de gás; determinar a disponibilidade econômica de campos de armazenamento de gás.

Um projeto de transporte de gás se caracteriza pelos altos investimentos iniciais. Eles só se justificam com um longo período de amortização ou com utilização plena de instalações, o que provoca no caso dos gasodutos uma certa rigidez nas condições de operação dos sistemas [PER].

Os custos de construção de um gasoduto podem, naturalmente, variar de país a país [TRU],[ARA]. Além disso, dependem basicamente do diâmetro da tubulação, de sua espessura, do comprimento da linha e

da pressão de operação. (Anexo I).

O volume de gás que um duto deve transportar depende, principalmente, da pressão de operação permitida. Esta pressão é limitada pelas propriedades físicas e químicas do duto de aço disponível. A vazão no duto deve ser calculada para diversos tamanhos e espessura dos dutos de uma pressão de operação máxima, a distância entre as estações de compressão também é considerada. [BMV]

Os peritos concordam que os custos durante a construção de um gasoduto podem ser divididos da seguinte forma.

MATERIAL	45%
MÃO DE OBRA	40%
DIREITO-DE-PASSAGEM	5%
OUTROS	10%

As variáveis usualmente mais usadas são o volume do gás, o comprimento da linha, o diâmetro do duto, a pressão de operação e a relação de compressor da estação. Partindo destes parâmetros, o espaçamento e a potência das estações de compressão serão obtidos, assim como os custos do gasoduto, e da estação. A otimização da expansão do sistema proposta neste trabalho, preocupa-se em avaliar gasodutos de grande extensão e a metodologia do cálculo destes gasodutos está detalhada no Anexo I.

2.5 CONCLUSÕES

As duas fontes energéticas descritas neste capítulo, têm como principal objetivo familiarizar o leitor com as equações que normalmente são aplicadas na produção e transporte de energia elétrica e gás natural, incluindo a conversão de gás natural em eletricidade.

As informações fornecidas nas tabelas deste capítulo têm como objetivo ajudar na estruturação dos custos e eficiências utilizados no modelo. Consideram-se os custos associados aos investimento nas linhas de transmissão, nos gasodutos e nas usinas termoelétricas. Para estas levam-se em conta os custos de operação e manutenção. As eficiências de transporte do gás natural, da energia elétrica e da conversão do gás natural em eletricidade também são consideradas.

A ênfase feita nas usinas hidráulicas e térmicas a gás natural é

devido ao fato de ambas serem majoritárias no fornecimento de energia elétrica no sistema em estudo. Explora-se a opção do ciclo combinado nas usinas termelétricas por terem uma maior eficiência que as de ciclo simples.

As fontes de suprimento hidroelétricas e de gás natural, os mercados de eletricidade e gás, assim como as linhas de transmissão, os gasodutos e as usinas termoelétricas serão motivo de estudo detalhado no modelo energético de expansão desenvolvido.

CAPÍTULO III

OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO

3.1 INTRODUÇÃO

Os modelos de otimização, além de economizar tempo e dinheiro nas simulações do comportamento do sistema avaliado, permitem obter soluções onde se maximiza (minimiza) um critério econômico ou técnico previamente estabelecido. Em problemas de planejamento da expansão energética, eles mostram qual a configuração mais favorável do sistema de suprimento que atenderia a demanda do ano horizonte fixado.

Neste capítulo será desenvolvida a formulação do modelo de expansão de um sistema energético formado pelo acoplamento de dois subsistemas de suprimento: eletricidade e gás natural. De início serão estabelecidas as representações isoladas dos elementos considerados. A seguir faz-se o acoplamento destes elementos, o que resulta em um modelo de grafo generalizado.

3.2 MODELO ENERGÉTICO

Nesta seção define-se o modelo que regerá o comportamento do sistema energético acoplado eletricidade/gás natural. Procura-se, através da expansão do sistema, garantir o suprimento energético considerando uma demanda previamente conhecida.

Desenvolve-se inicialmente uma representação matemática para cada componente do sistema que inclui o balanço energético nas: hidrelétricas, termelétricas, gasodutos, rede elétrica e campos de gás natural associado. Feita a representação individual, as partes do sistema são integradas num modelo único, possibilitando analisar a expansão energética integrada dos subsistemas elétrico e de gás natural no horizonte a longo prazo.

A potência instalada, no caso da energia elétrica, deve ser

sempre maior que a demanda do mercado para o ano horizonte. Para o caso do gás natural, o suprimento deverá atender a demanda do mercado interno e os contratos de exportação via as interligações por gasodutos com os países vizinhos.

A função objetivo será definida pela minimização dos custos operacionais das termelétricas (existentes e novas) e os custos de investimento dos projetos selecionados (novos), incluídos na configuração ótima do ano horizonte. O balanço energético e os limites de capacidade das redes elétricas e de gás natural, juntamente com comportamento das termelétricas a gás natural, definem as restrições do problema.

Chama-se a atenção para a dupla função (consumidor e fornecedor) das termelétricas a gás natural. Elas desempenham um papel fundamental nesta análise, fazendo o acoplamento entre os dois sistemas, o que permite uma coordenação das ações de expansão.

Ao fazer a descrição matemática do modelo, utilizou-se uma simbologia onde as setas indicam o sentido dos fluxos energéticos que correspondem às variáveis do problema. Uma seta dupla indica um valor constante de injeção ou retirada de fluxo de energia.

Nomenclatura

Conjunto de Índices

- A - Conjunto dos campos de gás natural associado
- E - Conjunto de nós da rede elétrica
- G - Conjunto de nós da rede de transporte de gás natural
- H - Conjunto das usinas hidrelétricas
- T - Conjunto das usinas termelétricas
- A* - Conjunto de campos de gás natural associado candidatos
- E* - Conjunto dos arcos candidatos da rede elétrica
- G* - Conjunto dos arcos candidatos da rede gás natural
- H* - Conjunto das usinas hidrelétricas candidatas
- T* - Conjunto das usinas termelétricas candidatas

Constantes

- c^T - custo de operação das usinas termelétricas (US\$/m³/d)
- d^E - demanda de eletricidade (MW)
- d^G - demanda de gás natural (10⁶ m³/d)

- f - custo de investimento dos arcos candidatos (10^6 US\$)
- h^H - disponibilidade de energia hidráulica (MW)
- p^A - extração de gás natural associado (10^6 m³/d)
- θ - fator de conversão nas usinas a gás natural (MJ/m³)

Variáveis

- e^E - fluxo na rede elétrica (MW)
- g^G - fluxo na rede de gás natural (10^6 m³/d)
- g^A - produção de gás natural (10^6 m³/d)
- q^A - gás natural queimado (10^6 m³/d)
- r^T - energia termelétrica gerada (MW)
- s^T - gás natural usado para gerar eletricidade (10^6 m³/d)
- u^H - energia hidráulica turbinada (MW)
- v^H - energia hidráulica vertida (MW)
- y - variável binária {0,1}

3.3 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo minimiza os custos de operação das usinas termelétricas existentes e das usinas candidatas selecionadas, e os custos de investimento das novas ampliações incluídas no plano de expansão.

O arranjo matemático da função objetivo é escrito a seguir, onde o primeiro somatório indica os custos de operação, e os somatórios restantes correspondem aos custos de investimento dos projetos selecionados.

$$\text{Min} \sum_{T \in \text{TUT}} *c^T s^T + \sum_{A \in A} *f^A y^A + \sum_{G \in G} *f^G y^G + \sum_{T \in \text{T}} *f^T y^T + \sum_{H \in H} *f^H y^H + \sum_{E \in E} *f^E y^E \quad (3.1)$$

3.4 RESTRIÇÕES DO MODELO

Uma representação do potencial disponível de energia do sistema e das tecnologias dos seus componentes é feita mediante um conjunto de restrições. Elas garantem que os fluxos energéticos serão mantidos dentro de suas faixas permisíveis.

Balanço Usinas Hidrelétricas

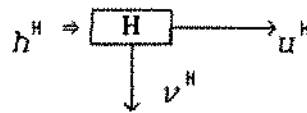


Fig 3.1 Usina hidrelétrica

A disponibilidade hidrelétrica em forma de energia, assumiu-se como constante nos reservatórios; já a vazão turbinada e o vertimento são dependentes das exigências da rede. A eq. (3.2) representa o balanço de energia hidráulica.

$$u^H + v^H = h^H, \quad \forall H \in \mathcal{H}^* \quad (3.2)$$

A eq. (3.3) indica que o volume vertido não pode ser negativo. Enquanto a eq. (3.4) fixa a faixa de produção de eletricidade da usina hidrelétrica.

Se alguma usina candidata fosse selecionada no plano de expansão ($y=1$), a eq. (3.5) determinará a sua faixa de geração de eletricidade.

$$0 \leq v_t^H, \quad \forall H \in \mathcal{H}^* \quad (3.3)$$

$$\underline{u}^H \leq u^H \leq \bar{u}^H, \quad \forall H \in \mathcal{H} \quad (3.4)$$

$$y^H \underline{u}^H \leq u^H \leq y^H \bar{u}^H, \quad \forall H \in \mathcal{H}^* \quad (3.5)$$

Balanço de Usinas termelétricas

As termelétricas a gás, tanto as de ciclo simples quanto as de ciclo combinado, têm dupla função. Estas são vistas como demanda pela rede de gás natural e como fornecedor de energia do lado da rede elétrica. Nas termelétricas acontece a transformação de gás natural em energia elétrica, estas usinas são o arco que interligam as duas redes.

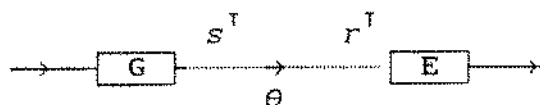


Fig. 3.2 Usina termelétrica

A representação matemática das usinas termelétricas atualmente em serviço e das candidatas selecionadas é a seguinte:

$$\theta s^I - r^I = 0 \quad , \quad i \in T \cup T^* \quad (3.6)$$

Considera-se no longo prazo um rendimento θ constante das usinas. As restrições inerentes às usinas termelétricas estão relacionadas com a geração das turbinas.

$$0 \leq s^I \leq \dot{s}^I \quad , \quad i \in T \quad (3.7)$$

$$0 \leq s^I \leq y^I \dot{s}^I \quad , \quad i \in T^* \quad (3.8)$$

Os limites na geração de eletricidade das termelétricas (atuais e novas) são caracterizados nas eq. (3.6) e (3.7), respectivamente.

Balanco de energia elétrica

A rede de energia elétrica representa-se pelo seguinte nó, onde identifica-se dois variáveis e uma constante.

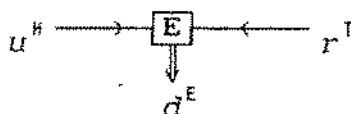


Fig. 3.3 Nó elétrico

As entradas de eletricidade de origem hídrica e térmica no conjunto de nós da rede elétrica deve ser igual ao fluxo saindo dos mesmos nós.

$$u^H + r^I = d^E \quad , \quad h \in H \cup H^* \quad , \quad i \in T \cup T^* \quad , \quad e \in E \cup E^* \quad (3.9)$$

As capacidades máxima e mínima dos arcos no subsistema elétrico foram determinadas através de um programa de fluxos de carga (FLOW DC), cuja razão principal é fixar os limites de capacidade das linhas, abordagem similar é feita por Rice et alli [RGL].

$$\underline{e}^E \leq r^I \leq \dot{e}^E \quad , \quad e \in E \quad (3.10)$$

$$y^E \underline{e}^E \leq r^I \leq y^E \dot{e}^E \quad , \quad e \in E^* \quad (3.11)$$

Balanço de gás natural

Este nó representa a rede gasífera. No subsistema gás natural é importante conhecer com razoável precisão a demanda, caso contrário há a possibilidade de queimar grandes quantidades de gás na boca das jazidas

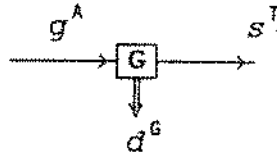


Fig 3.4 Nó de gás natural

O balanço na rede de gás natural representada pelo nó deve ser mantido de modo tal que a disponibilidade de gás seja igual à parcela destinada à demanda dos mercados internos e externos e a geração de eletricidade.

$$g^A - s^T = d^G, \quad A \in AUA^*, \quad T \in TUT^*, \quad G \in GUG^* \quad (3.12)$$

Os limites do fluxo escoado nos gasodutos são determinados pelas características físicas dos dutos.

$$\underline{g}^G \leq g^G \leq \bar{g}^G, \quad G \in G \quad (3.13)$$

$$y^G \underline{g}^G \leq g^G \leq y^G \bar{g}^G, \quad G \in G^* \quad (3.14)$$

Balanço do campo de gás natural

Contempla-se a possibilidade de incrementar a produção dos atuais campos de gás, ou novas jazidas serem inseridas dentro do plano de expansão.

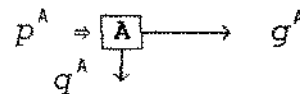


Fig. 3.5 Campo de gás natural

A produção nos campos de gás natural associados é função das reservas nele existentes. As eq.(3.14) e (3.15) evidenciam este fato.

$$0 \leq p^A \leq \bar{p}^A, \quad A \in A \quad (3.15)$$

$$0 \leq p^A \leq Y^A \bar{p}^A, \quad A \in A^* \quad (3.16)$$

Uma fonte de gás natural, cuja jazida é classificada do tipo gás natural associado, possui a desvantagem da sua dependência em relação à produção de petróleo.

$$q^A + g^A = p^A, \quad A \in A \cup A^* \quad (3.17)$$

Em caso de não ser consumido todo o gás produzido, este deverá ser queimado. As eq. (3.17) e (3.18) descrevem esta situação.

$$0 \leq q^A, \quad A \in A \quad (3.18)$$

$$0 \leq q^A \leq Y^A p^A, \quad A \in A^* \quad (3.19)$$

Sistema Acoplado

O sistema acoplado é esquematizado na fig (3.6), onde são apreciadas em forma compacta todas as variáveis e constantes das equações formuladas acima. Esclarece-se que as constantes são representadas por dupla seta.



Fig 3.6 Sistema acoplado

O fator θ é característico para cada tipo de usina termelétrica e denota a conversão de unidades e equivalências energéticas. Assim, nas linhas de transmissão do sistema elétrico θ representa as perdas por efeito Joule, nos gasodutos as perdas por atrito e queda de pressão, e nas usinas termelétricas a relação de transformação de MJ/s, denotando a eficiência da usina.

O valor adotado pela variável binária y determinará os projetos candidatos a serem incluídos.

A formulação completa do problema incluindo a função objetivo e as restrições do modelo é resumida como segue:

$$\text{Min} \sum_{T \in \text{TUT}} *c^T s^T + \sum_{A \in A} *r^A y^A + \sum_{G \in G} *f^G y^G + \sum_{T \in T} *f^T y^T + \sum_{H \in H} *f^H y^H + \sum_{E \in E} *f^E y^E$$

s.a.

$$\theta s^T - r^T = 0, \quad T \in \text{TUT}^*$$

$$q^A + g^A = p^A, \quad A \in \text{AUA}^*$$

$$g^A - s^T = d^G, \quad A \in \text{AUA}^*, T \in \text{TUT}^*, G \in \text{GUG}^*$$

$$u^H + r^T = d^E, \quad H \in \text{HUH}^*, T \in \text{TUT}^*, E \in \text{EUE}^*$$

$$u^H + v^H = h^H, \quad H \in \text{HUH}^*$$

$$0 \leq s^T \leq \bar{s}^T, \quad T \in T$$

$$0 \leq s^T \leq y^T \bar{s}^T, \quad T \in T^*$$

$$0 \leq q^A, \quad A \in A$$

$$0 \leq q^A \leq y^A \bar{p}^A, \quad A \in A^*$$

$$0 \leq p^A \leq \bar{p}^A, \quad A \in A$$

$$0 \leq p^A \leq y^A \bar{p}^A, \quad A \in A^*$$

$$g^G \leq \bar{g}^G, \quad G \in G$$

$$y^G g^G \leq \bar{g}^G \leq y^G \bar{g}^G, \quad G \in G^*$$

$$\underline{u}^H \leq u^H \leq \bar{u}^H, \quad H \in H$$

$$y^H \underline{u}^H \leq u^H \leq y^H \bar{u}^H, \quad H \in H^*$$

$$e^E \leq \bar{e}^E, \quad E \in E$$

$$y^E \underline{e}^E \leq e^E \leq y^E \bar{e}^E, \quad E \in E^*$$

$$y^A, y^G, y^T, y^H, y^E \in \{0, 1\}$$

3.5 CONCLUSÕES

No modelo de expansão, o sistema energético acoplado foi representado em forma de nós ligados através de arcos. As linhas no subsistema elétrico, os gasodutos no subsistema gás natural e a conversão de gás natural em eletricidade nas usinas termelétricas são representados pelos arcos.

As fontes de hidroeletricidade e de produção de gás natural, assim como os mercados foram representadas por nós. A produtividade das termelétricas e as perdas no transporte são incorporados mediante o multiplicador θ .

As equações desenvolvidas no capítulo permitem representar a configuração atual conjuntamente as novas usinas hidrelétricas e termelétricas selecionadas incluindo o incremento na produção dos campos de gás natural.

A abordagem não conservativa nos arcos da rede, permite ao modelo acoplado avaliar o comportamento integrado no sistema dos dois energéticos, viabilizando o mais econômico.

CAPÍTULO IV

GRAFOS GENERALIZADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, descreve-se o problema de custo mínimo em grafos generalizados. Cita-se ainda, sem a pretensão de ser exaustivo, diferentes trabalhos desenvolvidos na estruturação dos algoritmos que buscavam soluções computacionalmente eficientes em termos de rapidez e requisitos de memória.

Entende-se como grafos generalizados uma técnica de solução derivada da programação linear, cuja principal característica é representar um sistema que possua fontes e destinos através de nós arcose multiplicadores.

Os primeiros modelos usaram grafos conservativos, os quais são caracterizados pela conservação do fluxo nos arcos e nos nós. A matriz de incidência nó-arco, dos nos grafos conservativos, possui apenas dois elementos não-nulos por coluna, assumindo valores de menos um (-1) e um (1).

Na abordagem feita por Bradley et alii [BBG], importantes extensões foram introduzidas na especialização do primal simplex, como a exploração da estrutura especial do problema, técnicas de geração de elementos não-nulos, análise de pós-otimalidade e procedimentos simples de seleção do pivô. Isto garante um desempenho acelerado do algoritmo.

Glover, Karney e Klingman [GKK] implementam uma representação similar para grafos conservativos. Os autores descrevem de forma extensiva experiências computacionais com o propósito especial de mostrar o desempenho dos algoritmos primais. Compara-se o desempenho deste código com o *state of art* do código *out-of-kilter*. As características computacionais dos procedimentos de partida e as estratégias de seleção do pivô são examinadas. O estudo divulga

vantagens tanto do tempo computacional quanto dos requerimentos de memória do modelo primal sobre o método *out-of-kilter*.

Posteriormente, para ampliar o campo de aplicação, foram introduzidos os modelos de otimização de fluxo em grafos generalizados. Entende-se assim problemas nos quais existe conservação do fluxo nos nós, porém ele pode não ser conservado nos arcos. Neste caso, a matriz de incidência nó-arco possui no máximo dois elementos não-nulos (quaisquer) por coluna. Esta característica não conservativa dos arcos poderia corresponder a perdas ou ganhos no fluxo (por exemplo, evaporação, perdas na transmissão ou transporte, ganhos de conversão, vazamento, deteriorização etc.).

Grande parte dos algoritmos desenvolvidos para otimizar fluxos em grafos generalizados tem como origem o método de solução sugerido por Glover et alli [GKS]. O método é um procedimento especializado do *simplex* que atualiza eficientemente a representação das bases e os potenciais dos nós, utilizando o índice triplo [GKS].

Brown & McBride [BMc] propõem um arranjo de índices completo e unificado, gerando programas rápidos e eficientes para minimizar custos em grafo generalizado. Eles introduzem a utilização do índice distância na representação da base para grafo generalizado.

Correia [COR] desenvolveu um código para otimizar fluxos em grafo generalizado usando os índices predecessor, preordem e distância. A contribuição deste trabalho foi permitir identificar diretamente se um nó pertence a um ciclo, e determinar qual o ciclo. Esta vantagem foi obtida através da modificação da definição do índice distância.

Nomenclatura

- A Conjunto de arcos
- A Matriz de incidência nó-arco
- B Matriz básica
- b Vetor recurso
- c Vetor custo
- E Número total de arcos
- I Número total de nós
- N Conjunto de nós

- x Vetor de variáveis contínuas
- y Vetor de variável binária
- π Vetor de variáveis duais (potencial)
- ω Multiplicador do arco

4.2 Grafos Conservativos

Considere um grafo $\mathcal{G}[N, \mathcal{A}]$, onde o conjunto de nós é definido por $N = \{1, 2, \dots, I\}$ e o conjunto de arcos por $\mathcal{A} = \{1, 2, \dots, E\}$. Seja $e \in \mathcal{A}$, então $e = (i, j)$ significa que o arco e tem origem em i e destino em j , com $i, j \in N$.

A principal característica deste modelo é a conservação do fluxo ao longo do arco com $x_i = x_j$, Fig.4.1, onde $x_i = x_j$. Isto é, o fluxo que chega ao nó j é o mesmo que saiu do nó i .

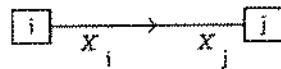


Fig.4.1 Arco conservativo

A Fig 4.1 ilustra um grafo $\mathcal{G}[N, \mathcal{A}]$ que possui cinco nós ($I=5$) e oito arcos ($E=8$). O sentido das setas indicam a origem e o destino de cada arco.

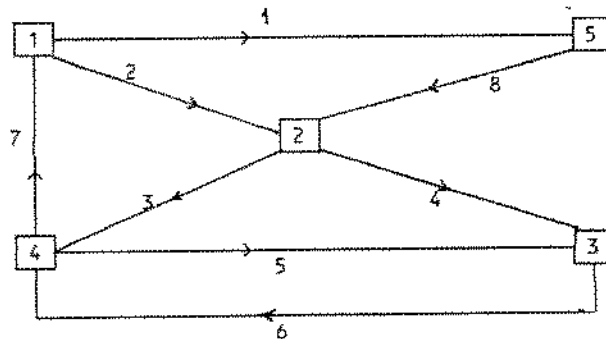


Fig 4.2 Grafo conservativo

Ressaltando que cada arco pode ser escrito como um par de nós (origem/destino), o grafo da Fig. 4.2 fica representado pela tabela que segue, onde cada arco e tem origem em i e destino em j .

Tabela 4.1

Número de arco	origem	destino
e	i	j
1	1	5
2	1	2
3	2	4
4	2	3
5	4	3
6	3	4
7	4	1
8	5	2

A cada grafo é possível associar uma matriz de incidência nó-arco, correspondendo cada linha da matriz a um nó do grafo, e cada coluna a um arco. É possível mostrar que a cada coluna da matriz A possui apenas dois elementos não-nulos, um deles igual a 1 e o outro igual a -1 [KEH]. Por exemplo, se $e=(i, j)$, então $A_{ie} = 1$ e $A_{je} = -1$. A seguir mostra-se a matriz de incidência correspondente ao grafo da Fig 4.2.

$$\begin{array}{c|cccccccc}
 i \backslash e & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\
 \hline
 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\
 2 & 0 & -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\
 3 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 1 & 0 & 0 \\
 4 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & -1 & 1 & 0 \\
 5 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1
 \end{array}$$

Denota-se em forma algébrica o problema linear de minimizar custos em grafo conservativo como.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad \sum c_e x_e \\
 \text{s.a.} \quad & \sum_{e \in A_i^+} x_e - \sum_{e \in A_i^-} x_e = b_i \quad (\text{PLC}) \\
 & L_e \leq x_e \leq U_e \\
 & x_e \geq 0, e \in A
 \end{aligned}$$

onde: A_i^+ conjunto de arcos chegando ao nó i

A_i^- conjunto de arcos saindo do nó i

O algoritmo simplex especializado para grafos conservativo é uma centena de vezes mais eficiente, na solução do problema PLC, do que códigos comerciais para propósitos gerais. Isto decorre da eliminação da necessidade de operações matriciais para atualizar as variáveis duais ($\pi B = c_B$), as colunas ($B \hat{A}_j = a_j$) e a solução básica ($Bx_B = b$), [KEH].

4.3. GRAFOS GENERALIZADOS

A estrutura dos grafos generalizados permite considerar ligações entre as fontes e os destinos através de arcos onde o fluxo não se conserva necessariamente. Isto possibilita representar convenientemente perdas ou transformações, do fluxo no arco, o que amplia seu campo de aplicação em sistemas reais, tais como rede elétrica, de gás natural ou telefônica.

Em grafos generalizados além da identificação da origem e do destino, incorpora-se um multiplicador que define o ganho de fluxo ao longo do arco. O comportamento do arco generalizado fica indicado na Fig.4.3, onde $x_j = \omega x_i$. Isto é, para cada unidade de fluxo que deixa o nó i , corresponderá ω unidades de fluxo ao nó j .

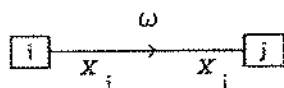


Fig.4.3 Arco generalizado

Um exemplo de grafo generalizado é mostrado na Fig 4.4, onde o multiplicador de cada arco aparece ao seu lado.

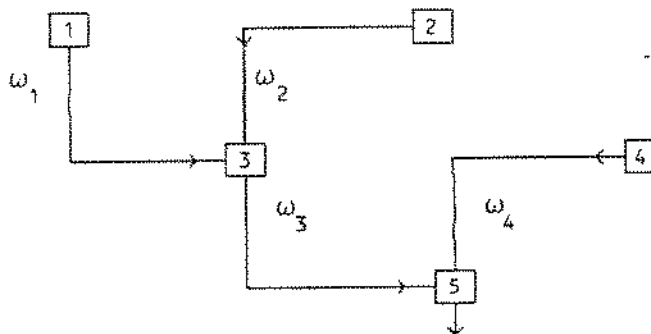


Fig. 4.4 Grafo Generalizado

A matriz de incidência nó-arco no grafo generalizado difere da matriz do grafo conservativo pela consideração dos multiplicadores nos arcos. Considerando um grafo generalizado direcionado, cada coluna da matriz poderá ter no máximo dois elementos não-nulos, um deles valendo 1 e o outro igual a $-\omega$. A seguir mostra-se a matriz correspondente ao grafo da Fig 4.4.

$$\begin{array}{c|ccccc}
 i \backslash e & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \\
 \hline
 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 2 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 3 & -\omega_1 & -\omega_2 & 1 & 0 & 0 \\
 4 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\
 5 & 0 & 0 & -\omega_3 & -\omega_4 & 1
 \end{array}$$

As colunas que possuem dois elementos não-nulos correspondem aos arcos do grafo, definidos usualmente como uma interligação entre dois nós. As colunas que possuem apenas um único elemento não-nulo, a exemplo da coluna 5 da matriz anterior são denominadas raízes. Elas incidem em apenas um único nó, podendo representar fluxos chegando ou saindo do nó. No exemplo, a Fig 4.4 mostra o fluxo saindo do nó 5, denominando-se ele arco raiz.

É usual que os problemas formulados considerem limites máximos e mínimos para o fluxo escoado nos arcos, originando modelos capacitados. O modelo de otimização com capacidades em grafo generalizado pode ser definido como:

$$\begin{array}{l}
 \text{Min} \quad \sum_{e \in A} c_e x_e \\
 \text{s.a.} \quad \sum_{e \in A_i^+} x_e - \sum_{e \in A_i^-} \omega_e x_e = b_i \\
 L_e \leq x_e \leq U_e, e \in A
 \end{array} \quad \text{(PLG)}$$

Onde, L_e e U_e são os respectivos limites inferior e superior do arco $e=(i,j)$. Se $\omega_e > 1$ temos que a quantidade chegando ao nó j maior que a que saiu do nó i . Quando $\omega_e < 1$, então a quantidade que chega ao nó j é menor que a quantidade saindo do nó i .

No caso do algoritmo simplex especializado para grafos generalizado consegue-se uma eficiência da ordem de setenta vezes

maior, na solução do problema PLG, do que códigos comerciais para propósitos gerais. Também neste caso elimina-se a necessidade de operações matriciais para atualizar as variáveis duais ($\pi B = c_B$), as colunas ($B\hat{A}_j = a_j$) e a solução básica ($Bx_B = b$). Porém, devido ao fato da estrutura da base ser mais complexa do que no problema PLC [KEH], [JEB], estes códigos são menos eficientes do que aqueles que tratam grafo conservativo.

4.5 PROGRAMAÇÃO INTEIRA

Em problemas de expansão otimizada, deve-se considerar ainda variáveis de decisão do tipo *booleana*, o que conduz à formulação de um problema de programação inteira em grafo generalizado, mostrado a seguir

$$\begin{aligned} & \text{Min} \quad \sum_{e \in A} (c_e x_e + f_e y_e) \\ \text{s.a.} \quad & \sum_{e \in A_i^+} x_e - \sum_{e \in A_i^-} \omega_e x_e = b_i \quad (\text{PIG}) \\ & y_e L_e \leq x_e \leq y_e U_e, \quad e \in A \quad \text{e} \quad y_e \in \{0, 1\} \end{aligned}$$

O problema PIG, que tem a mesma estrutura do problema formulado no capítulo 2 deste trabalho, é resolvido com um algoritmo de enumeração implícita (*branch-&-bound*), [GAN]. As linhas gerais deste procedimento serão comentadas a seguir.

O MÉTODO DE BRANCH-&-BOUND

O *Branch-and-Bound* é uma técnica de otimização que usa o método da árvore de enumeração, entende-se assim como ramificar e calcular os limites superior e inferior da função objetivo, de tal forma de acelerar o processo de sondagem.

A enumeração implícita tem como principal característica, usar a informação obtida nos nós que estão nos níveis inferiores de maneira tal que, um nó e seus descendentes não seja necessário avaliá-los se a solução encontrada for maior (menor) à existente, chamando-o de nó

sondado. O vértice que possua após a sondagem a menor (maior) solução de todos os vértices diz-se que possui a melhor solução [JEB], [SAI].

Para a execução do algoritmo de programação inteira com estrutura em grafo generalizado PIG, foi necessário adequar vários comandos e instruções do código em pascal disponível [COR] para o Pascal da estação de trabalho, onde foram realizados todos os testes do exemplo em estudo.

Os dados requeridos pelo arquivo de entrada do algoritmo para rodar o programa são: número do arco, nó origem, nó destino, multiplicador (ganho ou perda), capacidade mínima e máxima do arco, custo variável do arco (se tiver) e finalmente o custo fixo (investimento) nos arcos candidatos.

4.5 CONCLUSÕES

O multiplicador ω que aparece no modelo *primal simplex* de grafos generalizados facilitará a inclusão de perdas ou ganhos nos arcos do grafo que represente um sistema energético, os nós candidatos são representados em formas de arcos raiz.

Neste caso em particular, o algoritmo grafos generalizados é um sub-problema da técnica *Branch-and-Bound*. A estruturação do modelo adequa-se ao modelo desenvolvido no capítulo anterior: assim, a estruturação da programação inteira (PIG), determina as opções factíveis a serem inseridas na solução

CAPÍTULO V

ESTUDO DE CASO: SISTEMA ENERGÉTICO BOLIVIANO

5.1 INTRODUÇÃO

A Bolívia caracteriza-se por ser um país monoprodutor, ou seja uma economia que é sustentada basicamente por um só bem. Até meados da década de 80, foi a exploração, produção, e exportação de minérios (estanho, vanádio, tungstênio, prata, etc); atualmente a venda de gás natural e petróleo representam uma receita de razoáveis ingressos para o governo. Principalmente, o gás natural, tendo como principal comprador a Argentina e futuro parceiro comercial o Brasil.

As jazidas de gás natural existentes na parte oriental do território da Bolívia possuem reservas relativamente grandes se consideram-se os padrões de consumo internos. Portanto, levando em conta a disponibilidade destas reservas, o governo boliviano elaborou um projeto de expansão do sistema elétrico denominado PLANO 2010. No projeto foram contemplados empreendimentos de caracter hidroelétrico e usinas alimentadas a gás natural. O trabalho apresentado, pretende ser mais abrangente, simulando uma expansão não só do sistema elétrico, como também incluir a rede de gás natural num planejamento de longo prazo, visando o aproveitamento do gás natural na geração de eletricidade, a exportação e o consumo interno, elaborando-se portanto a expansão de um sistema energético.

Tanto as jazidas como os baixos custos do gás natural podem viabilizar um sistema energético acoplado de dois subsistemas, o elétrico (transmissão até 69 kV) e o de transporte de gás natural, ligados através das usinas térmicas alimentadas pelo gás natural.

Indicadores Sócio-Técnico-Econômicos

O quadro seguinte mostra alguns índices de caracter social, econômico e técnico. O objetivo é situar o leitor a entender o

comportamento econômico da Bolívia com respeito à América Latina, principalmente no que concerne às últimas duas décadas.

QUADRO 5.1: ÍNDICES ECONÔMICO-SOCIAIS

	BOLÍVIA		AMÉRICA LATINA	
	1965-80	1980-88	1965-80	1980-1988
POPULAÇÃO 10 ⁶	5,8	6,9	410,5	513,6
ÁREA Km ²	1.099	1.099	20.293	20.293
PIB p/capita	620	480	2020	1840
ESPERANÇA DE VIDA anos	53	60	60	70
CRESCIMENTO DA POPULAÇÃO %	2,5	2,0	2,5	2,2
INFLAÇÃO MÉDIA %	15,2	482,8		

FONTE: RELATÓRIO BANCO MUNDIAL 1991

O Quadro (5.1) merece os seguintes comentários: o aumento da população na Bolívia vem seguindo uma tendência de queda na última década, ao igual que a maioria dos países na América Latina, onde os índices de crescimento demográfico refletem as campanhas de controle de natalidade e também a urbanização e acesso à educação por parte das mulheres, incidindo estes fatores nos resultados finais dos censos realizados nos países da área. A esperança de vida não teve melhoras grandes, isto também poderia refletir a queda do poder aquisitivo, mostrado claramente no PIB per capita boliviano, quatro vezes inferior ao PIB per capita médio da região.

Sem a necessidade de grandes análises, pode-se observar ainda no Quadro (5.2), o impacto da "década perdida"; os índices negativos das diferentes atividades são uma mostra da recessão da economia boliviana. A economia da região não teve também grandes desempenhos no mesmo intervalo, mostrando índices pobres, longe de aqueles alcançados em décadas passadas.

QUADRO 5.2: ÍNDICES DO DESEMPENHO DA PRODUÇÃO (%)

	BOLÍVIA		AMÉRICA LATINA	
	1965-80	1980-88	1965-80	1980-1988
PIB	4,5	-1,6	6,0	1,5
AGRICULTURA	3,8	2,1	3,3	2,5
INDÚSTRIA	3,9	-5,7	6,0	1,1
MANUFACTURA	5,9	-5,6	7,0	1,3
SERVIÇOS	-5,4	-0,2	6,6	1,6

FONTE: RELATÓRIO BANCO MUNDIAL 1991

O setor energético, como fiel reflexo das economias estagnadas ou recessivas, é eloquente nas cifras do Quadro (5.3), onde o consumo de energia per/capita em valores absolutos aumentou do ano 1965 para o ano 1988, apesar do decréscimo percentual na produção e o consumo de energia do período 1980-88.

QUADRO 5.3 CRESCIMENTO MÉDIO DA ENERGIA (%)

	BOLÍVIA		AMÉRICA LATINA	
	1965-80	1980-88	1965-80	1980-1988
PRODUÇÃO DE ENERGIA	9,5	-0,2	1,9	2,6
CONSUMO DE ENERGIA	7,7	-1,5	6,9	1,9
	1965	1988	1965	1988
CONSUMO DE ENERGIA p/capita (kg pet.equi)	156	249	515	952

FONTE: RELATÓRIO BANCO MUNDIAL 1991

5.2 ELETRICIDADE

O parque gerador na Bolívia atualmente divide-se em metade de origem hídrica metade de origem térmica. O estudo contempla a expansão do sistema a longo prazo (20 anos).

O planejamento de energia elétrica na Bolívia atualmente é coordenado pela Empresa Nacional de Eletricidade (ENDE), ente governamental encarregado de elaborar os projetos de expansão da

geração e transmissão. Existem ainda, outras duas empresas do setor elétrico: a Companhia Boliviana de Energia Eléctrica (COBEE-BPC) de capital privado, cuja área de ação abrange a região Norte do denominado "Sistema Interconectado Nacional" (SIN), atingindo basicamente o fornecimento à cidade de La Paz, (atualmente o maior mercado do país). No entanto, a tendência da demanda mostra a perda dessa posição para a cidade de Santa Cruz, tornando-se esta o mercado mais importante futuramente. A outra empresa, dependente do governo central, é Corporação Minera da Bolívia (COMIBOL), cujo nome já indica a faixa do mercado alvo da empresa. Em décadas passadas foi grande a participação do segmento da mineração no contexto da demanda. Hoje, devido a fatores exógenos e endógenos viu-se restringido notavelmente o fornecimento e o consumo de eletricidade. Portanto prevê-se que a incidência da COMIBOL no horizonte estimado será quase irrelevante.

As características geográficas da parte ocidental da Bolívia (região montanhosa que dá origem a vários rios) facilitaram a construção de usinas hidrelétricas, algumas com barragens, outras a fio d'água. Na parte oriental do território, a existência de jazidas de gás natural associado e/ou não associado, podem permitir a implementação de usinas térmicas. A fácil disponibilidade deste energético poderá refletir-se em um número maior de termelétricas instaladas nesta região até o ano 2010.

As nuances da curva de carga do SIN mostram um mercado tipicamente residencial, sendo este portanto o segmento mais significativo do lado da demanda. O parque industrial, pouco representativo, reduz-se às fábricas de cimento, planta de volatilização de ligas e minérios, e uma nascente indústria siderúrgica de porte pequeno. Fig.(5.1)

5.2.1 SISTEMA DE SUPRIMENTO 1991

A atual rede elétrica na Bolívia baseia-se na união dos subsistemas Central-Norte-Oriental, que abrange as usinas de geração de ENDE (Corani, Sta Isabel, Karachipampa, e Aranjuez), de COBEE-BPC (Zongo, Miguillas), COMIBOL (Yura, Rea-Rea, Chaquiri, e Lupi), além dos sistemas isolados de serviço público.

Características Gerais do Sistema

Recursos hidrenergéticos

- Potencial hidrelétrico economicamente aproveitável
18.000 MW (90.000 GWh).
- Potencial hidrelétrico provado
10.000 MW (51.000 GWh).
- Capacidade das usinas hidrelétricas instaladas
306 MW .
- Fator de relação de capacidade instalada/potencial 2,5 %.

A participação atual da ENDE na potência instalada no país, passou de 16,7% em 1967 a 52,6% em 1988, representando na atualidade 58% da capacidade total.

Os principais centros de consumo atendidos pela interligação são as cidades de: Cochabamba, Oruro, Sucre, Santa Cruz, La Paz e Potosí, assim como as empresas de exploração de minério. Os sistemas isolados atendem as cidades de Tarija, Trinidad, Camiri e outras de menor demanda. Fig. (5.2).

Geração hidrelétrica

QUADRO 5.4 USINAS HIDRELÉTRICAS

NOME	POTENCIA (MW)
Corani	54,0
Santa Isabel	72,0
Zongo	112,5
Miguillas	19,1

FONTE: ENDE, 1991

As usinas de Corani e Santa Isabel possuem reservatório e geram em conjunto 90% do aproveitamento hidrelétrico da Empresa Nacional de Eletricidade (ENDE). As hidrelétricas Zongo e Miguillas (COBEE), estão localizadas em vales e devido ao arranjo em cascata, o aproveitamento é do tipo a fio d'água, ambas pertencem à COBEE-BPC, de capital privado. No que tange à geração termelétrica, Huaracachi (ENDE) detem aproximadamente 75% deste tipo de geração de energia no Sistema Interligado Nacional.

Geração Termelétrica

QUADRO 5.5 USINAS TERMELÉTRICAS

NOME	POTÊNCIA (MW)
Huaracachi	162,6
Aranjuez	19,9
Karachipampa	15,5

FONTE: ENDE, 1991

O custo de operação das três usinas atualmente em operação é em média de 0,55 US\$/MWh. A potência total instalada no sistema boliviano está distribuída da forma que mostra o Quadro (5.6).

QUADRO 5.6 POTÊNCIA INSTALADA (MW)

	HIDRO	TERMO	TOTAL	%
ENDE	134,2	191,7	325,9	53,12
COBEE	142,2	---	142,2	23,18
Outras Emp.	8,6	28,7	37,3	6,08
Autoprod.	23,9	84,2	108,1	17,62
TOTAL	308,9	304,6	613,5	100,0

FONTE: ENDE-1991

5.2.2 ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DO SISTEMA DE SUPRIMENTO

A expansão da geração e transmissão do Sistema Interconectado Nacional (SIN), em 1989 atendia 85% da demanda de energia elétrica na Bolívia. No ano 2010 viabilizar-se-a a geração de energia elétrica através de usinas térmicas a gás natural, aproveitando o gás excedente de gasodutos existentes e os previstos a serem implantados se for necessário. Também existem empreendimentos de caráter hídrico que consideram-se prováveis para o atendimento da demanda.

Geração Termelétrica

Os Quadros (5.7) e (5.8) detalham informação da potência e os custos das usinas termelétricas a ciclo simples candidatas na expansão do sistema Boliviano nas cidades de Santa Cruz e no resto do país respectivamente.

QUADRO 5.7 TERMELÉTRICAS CANDIDATAS

Nome	Potência	Custo Var.	Custo
	Firme max. MW	operação US\$/Mwh	kw firme US\$
Gás 20	20.0	0.5	420.0
Gás 30	30.0	0.5	400.0
Gás 40	40.0	0.5	380.0
Gás 60	60.0	0.5	360.0
Gás 80	80.0	0.5	340.0

SANTA CRUZ

FONTE: PLANO 2010

Em Santa Cruz, devido a grande disponibilidade de gás natural, poderá ser possível instalar usinas termelétricas com turbinas de diferentes capacidades. O consumo por kW decresce quanto maior é a potência firme da turbina a gás, no entanto o custo de operação mantém-se igual para todas as turbinas. [PLANO 2010].

QUADRO 5.8 USINAS TERMELÉTRICAS CANDIDATAS

Nome	Potência	Consumo	Custo Var.	Custo
	Firme max. MW	incremental Kcal/kwh	operação US\$/Mwh	kw firme US\$
Gás 20	20.0	2130	0.5	500.0
Gás 20	20.0	2130	0.5	510.0
Gás 20	20.0	2130	0.5	540.0
Gás 20	20.0	2130	0.5	540.0

FONTE: PLANO 2010

A restrição de instalar turbinas a gás só de 20 MW nas cidades de Cochabamba, Sucre, Potosí e Oruro conforme o Quadro (5.8), origina-se pela indisponibilidade do energético nas mesmas e pela limitada capacidade dos dutos da rede de transporte, além do acréscimo notável do kW firme em direta relação com a distância às fontes de gás natural .

Geração Hidrelétrica

Os projetos hidrelétricos candidatos à expansão do sistema elétrico na Bolívia, estão alocados geograficamente como segue:

QUADRO 5.9 HIDRELÉTRICAS CANDIDATAS

Projeto	Região	Potência	Investimento
		MW	10 ⁶ US\$
Fase 1 Zongo	La Paz	19,0	17,6
Fase 2 Zongo	La Paz	12,0	11,6
Huaji	La Paz	20,0	35,9
Sakahuaya	La Paz	76,0	157,1
São José 1	Cochaba	84,6	129,0
São José 2	Cochaba	42,3	41,5
Palillada	Oruro/Lz	110,0	141,9
Molineros	Cbba./Pí	132,0	209,0
Icla	Sucre	102,0	226,5

FONTE: PLANO 2010

5.2.3 Rede Elétrica

O Quadro (5.10) detalha o comprimento das principais linhas de tensão de 69, 115 e 220 [kV]. Também são descritos os ramais existentes para cada tipo de tensão e seu comprimento em [Km] respectivamente.

QUADRO 5.10 LINHAS DE TRANSMISSÃO

RAMAL	COMPRIMENTO
69 KV	Km
Potosi - Punutuma	75,3
Punutuma - Telamayu	106,7
Catavi - Avicaya	39,1
Huaynacota - Atoroma	20,7
Atoroma - Viloco	17,7
Sucre - Karachipampa	89,4
Karachipampa - Potosi	11,4
Santa Cruz - Warnes	33,0
Warnes - Montero	22,0
Montero - Buena Vista	51,8
Alimentador Linha Norte - SE	16,5

RAMAL 115 KV	COMP R I M E N T O Km
Santa Isabel- Valle Hermoso	51,00
Santa Isabel- Cochabamba	53,00
Arocagua - Refinaria YPFB	11,0
Vale Hermoso- Catavi	127,9
Vale Hermoso- Vinto	148,0
Vinto - Kenko	201,4
Vinto - Catavi	75,6
Catavi - Potosi	182,0
Chuquiaguillo- Chojlla	60,0
220 KV	Km
Huaracachi- San José	335,0

5.2.4. DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

O crescimento da demanda total estimado pelo Plano 2010, foi previsto por ENDE em função do comportamento da atividade econômica refletida em índices como o P.I.B. e o ritmo de crescimento da população.

Mostra-se a seguir as demandas estimadas para o ano 2010 nos principais setores de consumo de eletricidade. Cabe ressaltar que o setor residencial será o principal consumidor face à característica da Bolívia ser um país insuficientemente desenvolvido no setor industrial. O setor da mineração, que até o início da década de oitenta era um importante consumidor de energia elétrica, tem uma tendência declinante no contexto geral e com pouca relevância no quadro de grandes consumidores nas estimativas futuras.

QUADRO 5.11 DEMANDA DE ELETRICIDADE: ANO 2010

SETOR	ENERGIA [GWh/ANO]
Mineração	564,1
Industrial	1313,1
Residencial	2813,2
Geral	728,5
A. Publico	398,8
Outros	159,1
TOTAL	5976,8

Segundo as estimativas da ENDE publicadas no Plano 2010, a geração de energia elétrica no ano 2010 será de aproximadamente 6715,5 GWh, com fator de carga de 51,7 e as perdas no sistema de energia estimadas serão de 11%

5.3 GÁS NATURAL

O consumo de gás para a geração de energia elétrica é de $266,7 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{dia}$ (1990), alimentando basicamente as usinas da região de Santa Cruz. O preço nesta região é de US\$ 35,3/ 10^3 m^3 [PLANO 2010] para o gás.

5.1 SISTEMA DE SUPRIMENTO ANO BASE 1989

INFORMAÇÕES GERAIS DO GÁS NATURAL ASSOCIADO

- Reservas provadas 125 bilhões de m^3
- Reservas prováveis 39 bilhões de m^3 ¹
- Produção atual 7 milhões de m^3/dia
- Consumo interno atual 0,780 milhões de m^3/dia
- Relação atual reservas/produção 25 anos

¹ Informação obtida com o embaixador boliviano no Congresso Brasileiro de Gás, Outubro, 1992.

QUADRO 5.12 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Ramal	Comprimento (km)	Capacidade (10^3 m^3 /dia)	Diâmetro (mm)
Santa Cruz - Yacuiba	530,0	7084,0	609,6
Taq-Camiri-Monteagudo	55,1	620,0	254,0
Monteagudo-Sucre	341,0	728,3	152,4
Sucre - Potosi	114,0	296,8	101,6
Tarabuco-Tapirani-Cbba.	46,3	326,0	254,0
Huay-Parotani-Oruro	151,3	691,5	152,4
Oruro - La Paz	200,0	420,0	152,4
Rio Grande - Parotani-	455,3	890,0	254,0
Villamontes-Tarija-	190,0	130,0	101,6
El Puente	80,0	567,0	101,6

FONTE: PNE, 1991

5.3.2 ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO DA REDE DE GÁS NATURAL

As reservas provadas e prováveis, conjuntamente com preços acessíveis do gás natural poderão canalizar um incremento da demanda deste energético nos principais centros urbanos da Bolívia. Se a demanda for maior que a atual capacidade dos gasodutos, a construção de novas linhas será imprescindível no futuro. As expectativas de custos do gás natural tem mais ou menos o seguinte perfil.

Gás natural em Santa Cruz

As estimativas do custo de oportunidade do gás natural calculado no Plano Nacional de Energia (Ministério de Energia e Hidrocarburos, Junho, 1987), são de US\$ 35,3/ 10^3 m^3 em Santa Cruz, excluídos os custos de transporte. [PNE].

Gás Natural em Cochabamba, Sucre e Potosi

O gás natural disponível nas cidades de Cochabamba, Sucre e Potosi é transportado através da rede de gasodutos existentes. O custo econômico deste gás é igual ao de Santa Cruz, mais o custo de operação e manutenção do gasoduto. Este custo unitário estimado é de US\$ 38,82 / 10^3 m^3 [PLANO 2010].

Gasodutos adicionais

Prevê-se a construção do Gasoduto Rio Grande - Puerto Suarez condizente com um programa de integração energética Bolívia-Brasil, visando atender as necessidades energéticas da região Sudeste, principalmente o Estado de São Paulo. Detalha-se a seguir as características do gasoduto em questão.

QUADRO 5.13 GASODUTO RIO GRANDE - PUERTO SUAREZ

Capacidade inicial	7,0 10 ⁶ m ³ /día
Capacidade máxima	16,0 10 ⁶ m ³ /día
Comprimento	557 Km.
Diâmetro	28 "
Espessura da parede	8,026 mm

FONTE: SEMINÁRIO GÁS NATURAL, OUTUBRO 1992.

5.3.3 DEMANDA DE GÁS NATURAL

O Quadro (5.14) apresenta as necessidades energéticas de gás natural da Bolívia para o ano 2010. Percebe-se como mercado principal a região de Santa Cruz, pelas razões explicadas anteriormente conjuntamente o estabelecimento de um parque industrial altamente voltado para o uso de gás natural, torna-o no principal consumidor deste energético.

QUADRO 5.14 BALANÇO DA DEMANDA DO GÁS NATURAL ANO 2010

Centro de consumo	Demanda de gás em 10 ³ m ³ /día
Santa Cruz	1940,0
Camiri	42,5
Villamontes	33,5
Yacuiba	451,7
Tarija	110,0
El Puente	34,0
Sucre	266,0
Potosí	185,0
Cochabamba	357,5
Oruro	370,7
La Paz	540,0
Coboce (Cbba)	113,0
Refinaria fertilizante (SC)	283,4
Planta de gás (Camiri)	105,0
Refinaria (Sucre)	22,6

FONTE: BNE, 1987

5.4 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

O sistema Boliviano representado fisicamente na Fig (5.2), agora é representado como um arranjo de grafos generalizados na Fig (5.3). Nele distinguem-se claramente os nós (fontes hidrelétricas, jazidas de gás natural, demandas) e os arcos (linhas de transmissão, pipelines e usinas termelétricas), discretizam-se ao todo 112 arcos, 79 nós e 28 arcos candidatos a serem avaliados.

Através dos arcos candidatos é possível representar linhas de transmissão e pipelines a serem construídos, assim como novas usinas hidrelétricas. Da mesma forma as usinas termelétricas a gás natural candidatas são representadas como arcos, cuja origem é um nó da rede elétrica e destino um nó da rede de gás natural. O ganho neste tipo de arco é o coeficiente de conversão θ , adotando-se o valor de 140 MW/10⁶m³ para usinas de ciclo simples e 230 MW/10⁶m³ para usinas de ciclo combinado considerando o poder calorífico superior do gás natural (9150 kcal/m³)

A relação dos arcos e nós a que foram contemplados no grafo avaliado encontram-se no Anexo II e os resultados obtidos em média demoraram 120 mseg. na execução, fazendo 118 iterações.

Dos 28 arcos candidatos, foram selecionados 14 na estudo da expansão, o Quadro (5.15) lista que tipo de arcos foram os escolhidos e o custo de investimento associado a cada um.

QUADRO 5.15 PROJETOS SELECIONADOS

EMPRESAMENTO	CUSTO 10 ⁶ US\$
Duplicação linha de transmissão Rede Norte	11,9
Nova linha de transmissão Rede Central	3,58
Duplicação linha de transmissão Rede Central	3,58
Nova linha de transmissão Rede central	1,86
Duplicação linha de transmissão Rede Oriental	0,901
Usina hidrelétrica- Palillada Rede central	141,9
Nova linha de transmissão Palillada Rede Central	4,51
Usina termelétrica 240 MW (6x40) Rede Oriental	91,2
Usina termelétrica 320 MW (4x80) Rede Oriental	108,8
Gasoduto Sta Cruz-Pto. Suarez Rede Oriental	334,687
Usina termelétrica 60 MW (3x20) Rede Central	30,6
Usina termelétrica 60 MW (3x20) Rede Central	30,0
Usina termelétrica 20 MW (1x20) Rede Central	10,8

A opção do gás natural como energético dominante na geração elétrica e os contratos de exportação vigentes nesta data (2010), faria com que as atuais jazidas de gás natural acrescenta-se sua produção no ano 2010 para os números mostrados no Quadro (5.16) e Fig (5.3)

QUADRO 5.16 PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL

JAZIDA	PRODUÇÃO 10 ⁶ m ³ /d
Rio Grande	8,4488
Porvenir	5,2488
Monteagudo	1,2000
SUBTOTAL	14,8976
PRODUÇÃO ATUAL	7,2700
TOTAL	22,1675

A utilização do gás natural teria este perfil, 16,6 10⁶ m³/dia destinados à exportação, 3,1 10⁶ m³/dia para a geração de eletricidade, 1,9 10⁶ m³/dia a demanda do mercado interno, e 0,56 10⁶ m³/dia como perdas.

O Quadro (5.17) e a Fig.(5.4) mostram o balanço entre oferta e demanda de energia elétrica por sistemas. Observa-se que nenhum empreendimento será feito no sub-sistema Norte, optando-se por alternativas de geração nos outros sistemas.

QUADRO 5.17 CAPACIDADE INSTALADA NO SISTEMA (2010)

SISTEMA	NORTE	CENTRAL	ORIENTAL
	MW	MW	MW
DEMANDA (2010)	293,88	389,20	428,30
OFERTA (1991)	146,45	210,49	165,45
OFERTA (2010)	--	243,10	505,16
TOTAL OFERTA	146,45	453,96	670,61
OFERTA-DEMANDA	-147,43	64,76	242,31

O Sistema Acoplado Nacional para o ano 2010 terá uma potência instalada de 1271,20 MW.com um fator de carga de 0,55 para o subsistema elétrico. A empresa ENDE na elaboração do Plano 2010 estimou em 1457,4 MW a capacidade instalada.

No sistema energético Boliviano o custo de investimento na ampliação da rede elétrica é de US\$ 440,221x10⁶.Aplicando os mesmos custos do atual trabalho na alternativa selecionada por ENDE, o custo total é estimado em US\$ 711,361 10⁶. O PLANO 2010 incorpora a construção da usina hidrelétrica, de São José de 108,8 MW, e de uma usina termelétrica (3X20MW) em Santa Cruz.

O estudo da expansão do sistema avaliado visou o aproveitamento ao máximo da capacidade dos atuais gasodutos.

- Na solução obtida, observa-se uma clara opção pela geração de origem térmico (70%), a geração hidrelétrica (30%) fica circunscrita à existente mais a incorporação do projeto Palillada.

- As perdas elétricas representam 12,6% da energia produzida, o valor é alto devido à grande quantidade de potencia transportada desde a Rede Oriental até a Rede Norte com o intuito de cobrir o deficit.

- Observa-se também um deslocamento da geração elétrica para a Rede Oriental 670,61 MW (51.46%). A Rede Central participa com 453,96 MW (37.31%) e a Rede Norte com 146,45 MW (11,23%).Fig (5.5).

5.6 CONCLUSÕES

O capítulo introduz inicialmente a realidade energética da Bolívia, descreve as atuais redes de energia elétrica e gás natural. Fornece também informação estatística do suprimento, transporte e demanda de ambas as redes, estas são usadas na estruturação do arquivo de entrada do programa FIG.

À luz dos resultados obtidos no estudo da expansão energética do sistema boliviano, ressalta-se, que devido a atual conjuntura energética, as reservas de porte comercial, o baixo custo do gás natural e menores investimentos na construção de termelétricas, o plano de expansão elaborado reflete uma clara tendência em privilegiar usinas alimentadas por gás natural. A hidrelétrica contemplada dentro dos projetos selecionados é a de menor custo por Kw instalado dentre todas as candidatas do mesmo tipo de geração.

É de reparar o caráter internacional da rede de gás natural, na busca de mercados vizinhos, sendo um avanço importante na integração energética de países do Cone Sul.

Dentro do leque de alternativas de usinas termelétricas colocou-se as de ciclo combinado, no entanto ela não foi contemplada na solução final, apesar do evidente ganho na transformação energética (um milhão de metros cúbicos geram 140 MW em turbinas a ciclo convencional e 230 MW no ciclo combinado).

Para uma análise de sensibilidade da expansão contempla-se a possibilidade de calcular os projetos hidrelétricos, termelétricos, linhas de transporte de gás e eletricidade e os campos produtores em forma de custos anuais equivalentes, de tal forma de considerar em forma precisa a vida útil econômica dos mencionados empreendimentos.

FIGURA 5.1

CURVA DE CARGA NO S.I.N. ANO 2010

CURVA DE CARGA S.I.N. ANO 2010

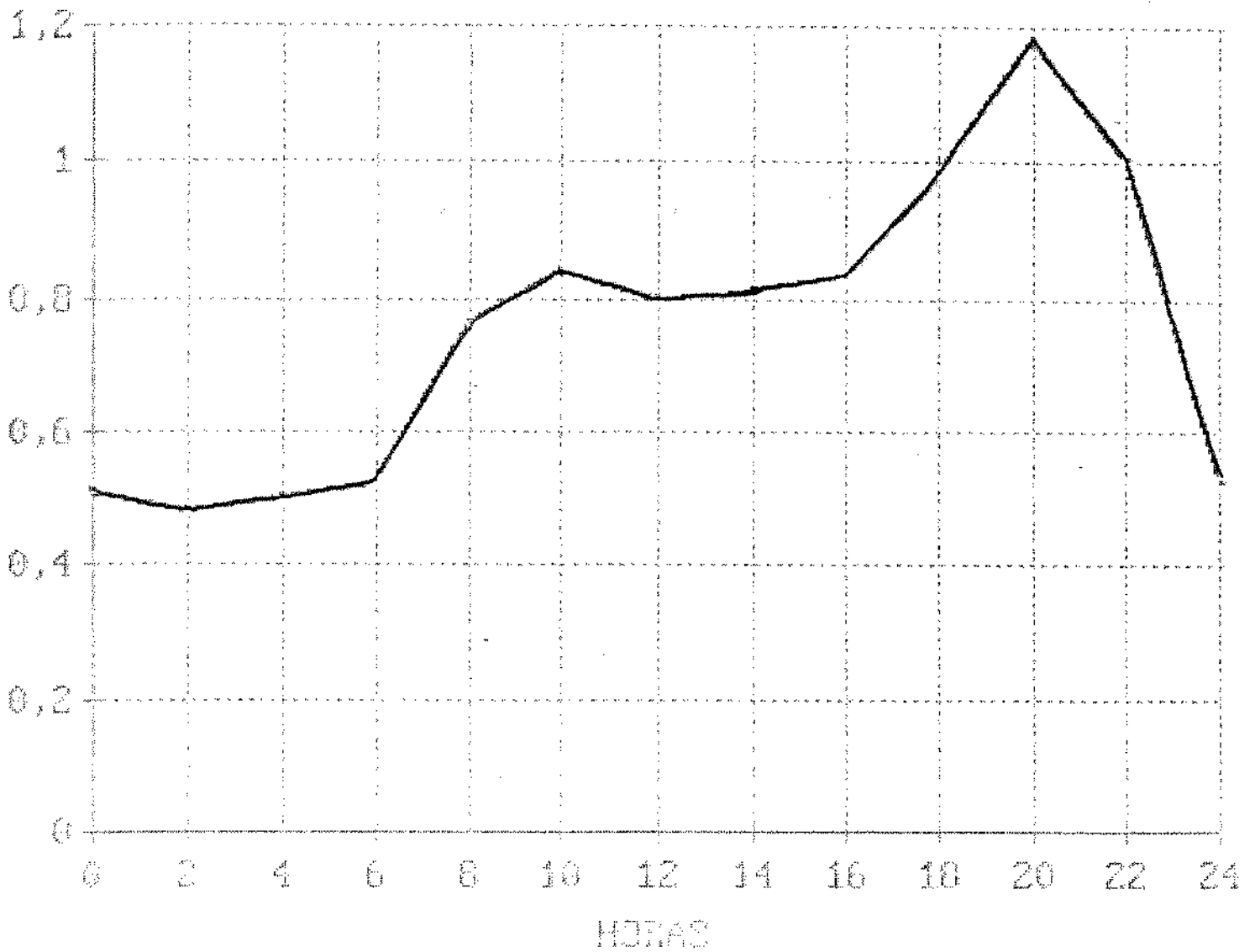
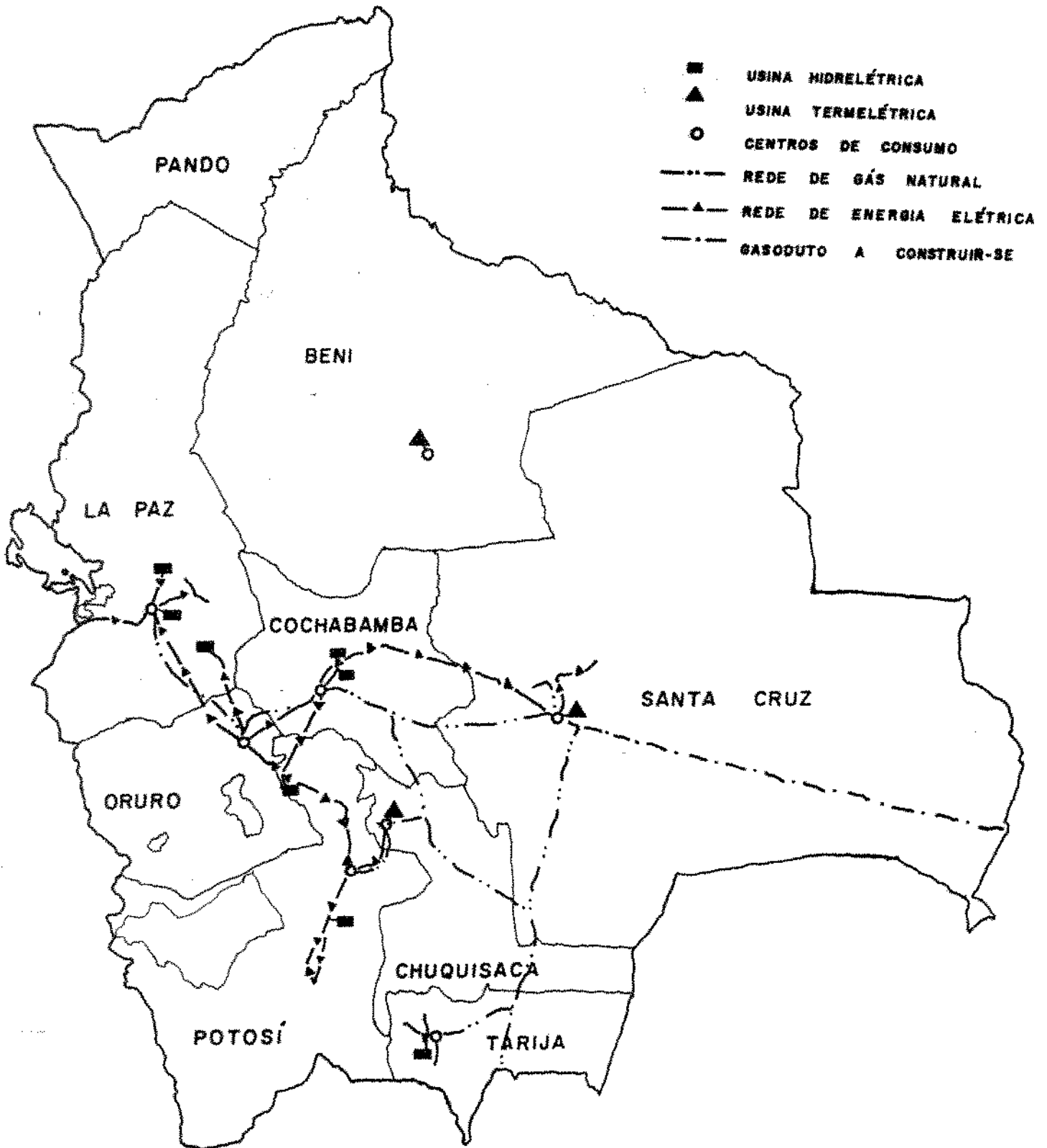
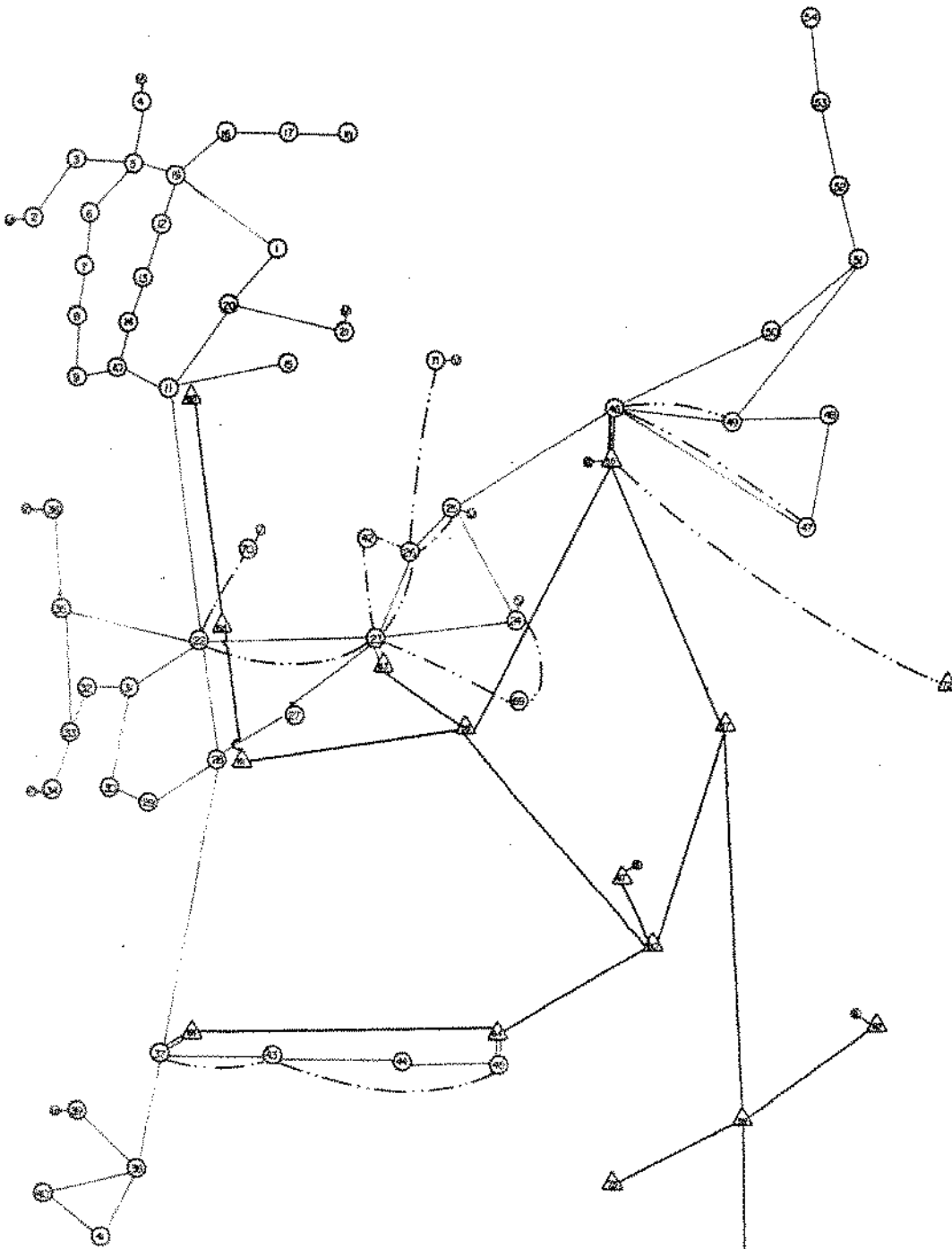


FIGURA 5.2
 SISTEMA ENERGÉTICO BOLIVIANO



REPRESENTAÇÃO EM GRAFOS
DO SISTEMA ENERGÉTICO



- NÓ REDE ELÉTRICA
- △ NÓ REDE GÁS NATURAL
- ARCO EXISTENTE
- - - ARCO CANDIDATO
- △ USINA TÉRMICA GÁS NATURAL
- ⊙ FONTE HIDRELÉTRICA
- ⊙ FONTE GÁS NATURAL

FIGURA 5.4
PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ANO 2010 [m³/dia]

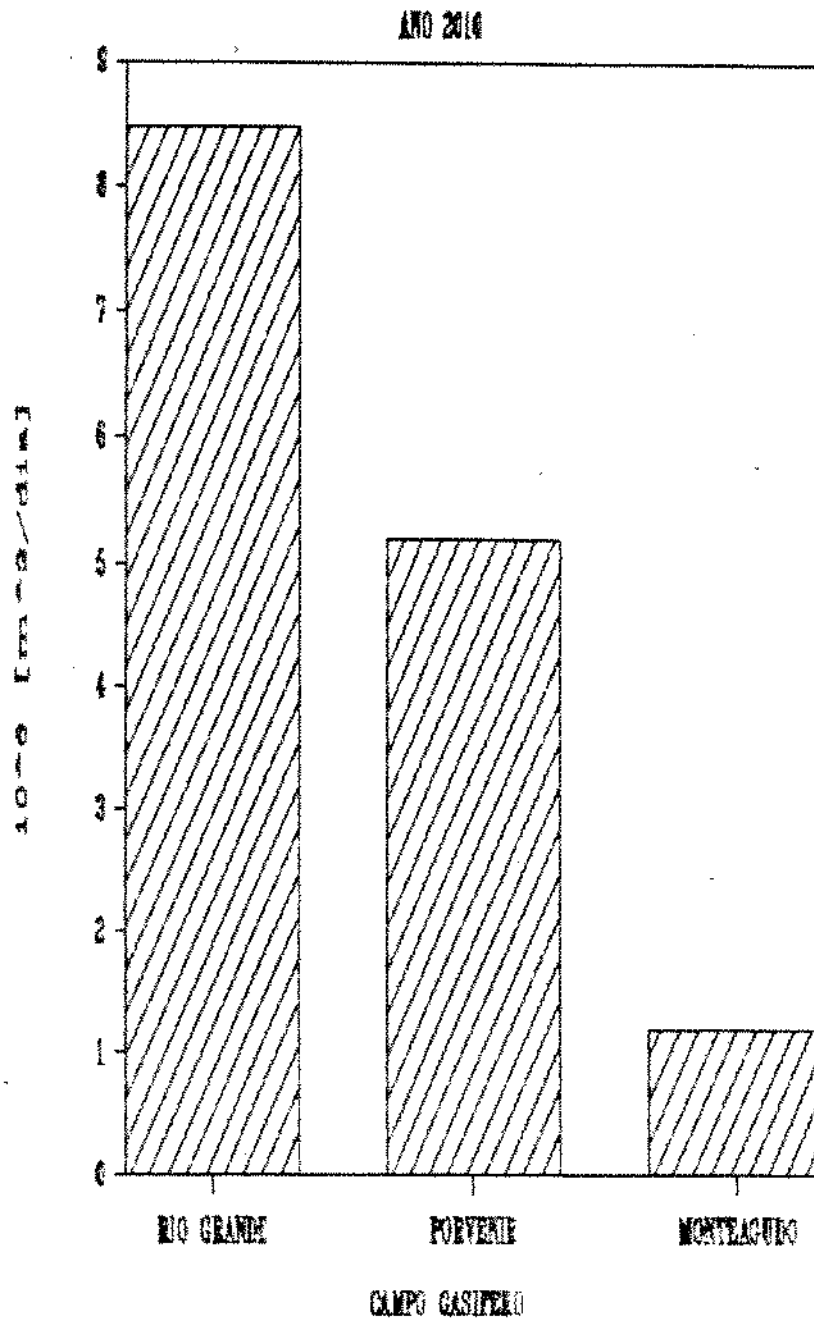
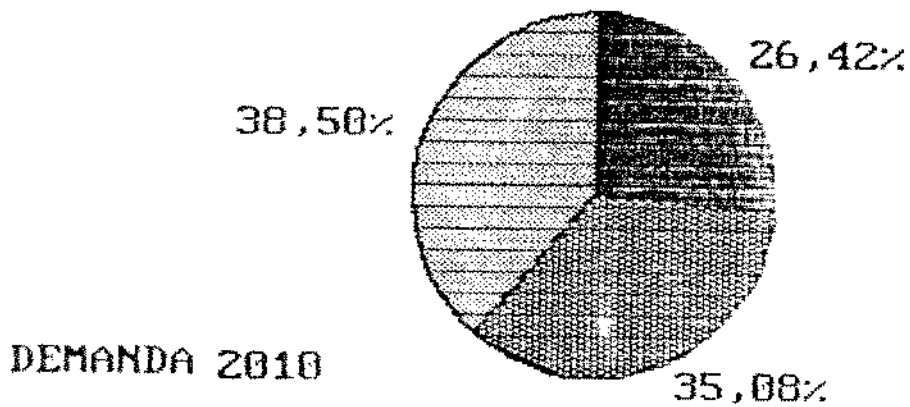
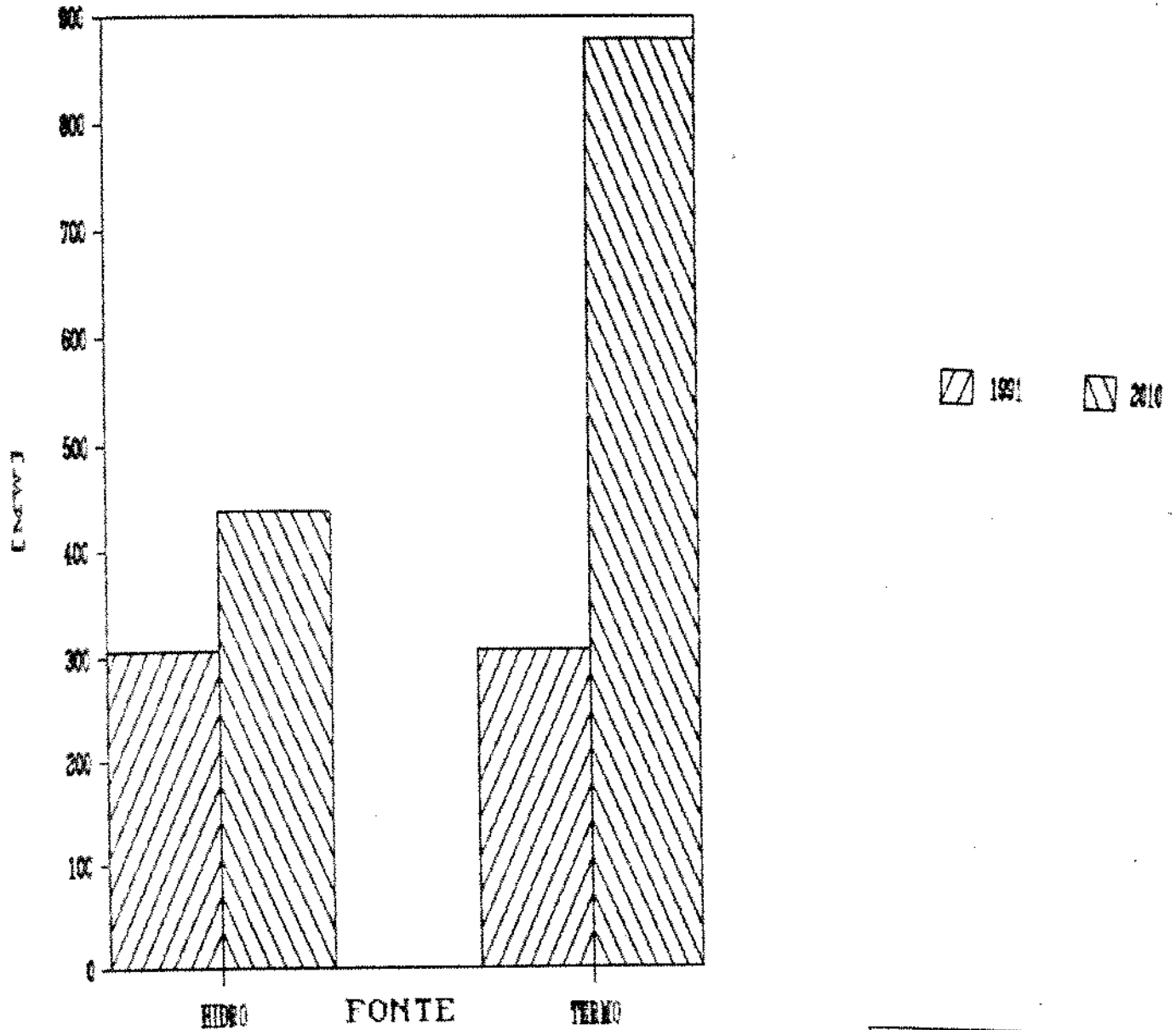


FIGURA 5.5
 OFERTA E DEMANDA NO SISTEMA ELÉTRICO (MW)
 ANO 2010



■	NORTE	293,88
▒	CENTRAL	390,18
░	ORIENTAL	428,3

FIGURA 5.6
CAPACIDADE INSTALADA NO S.I.N.

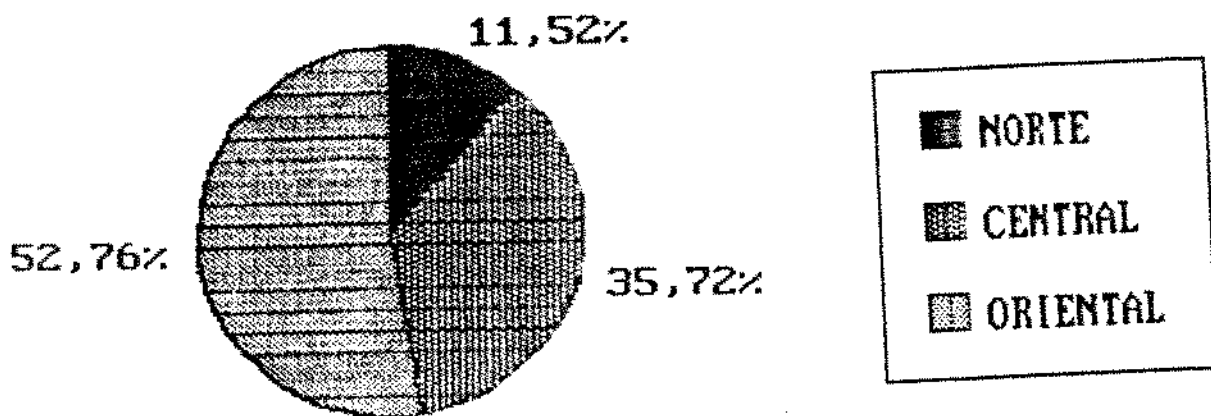
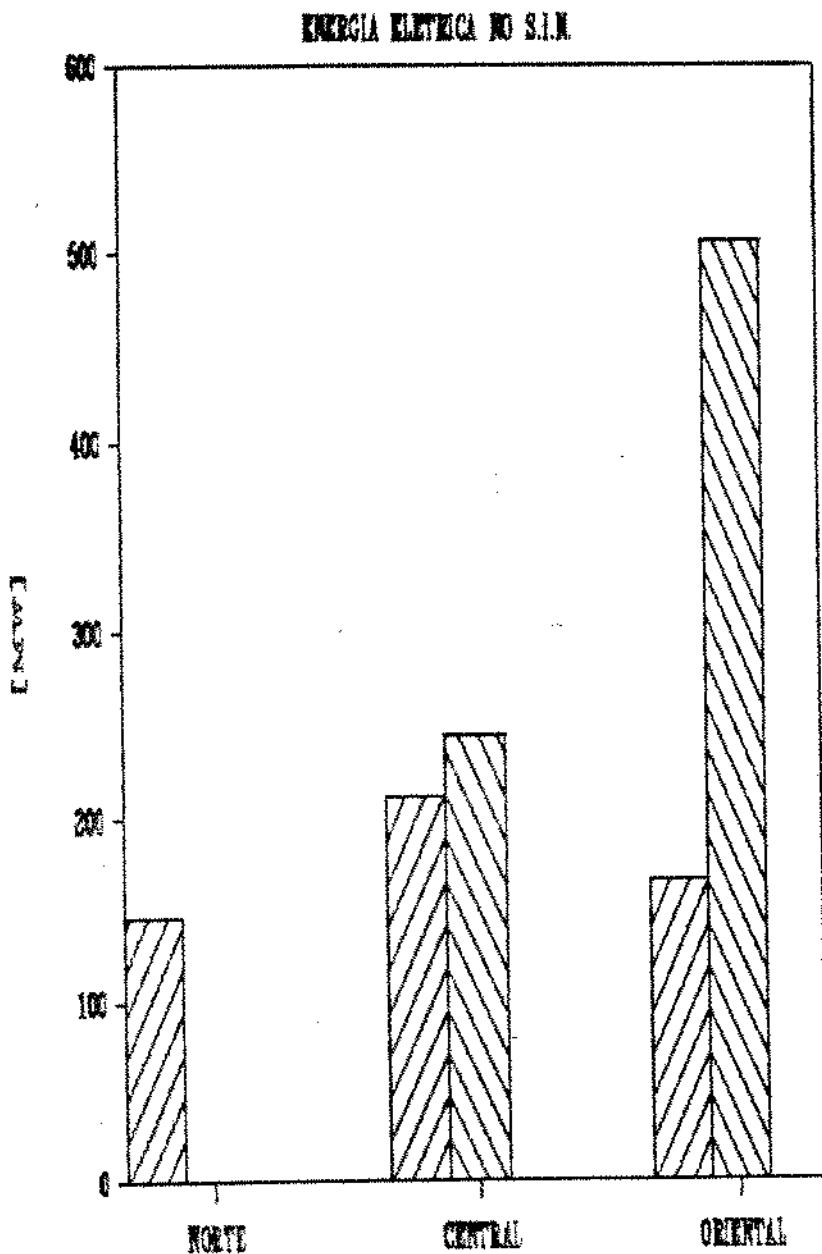
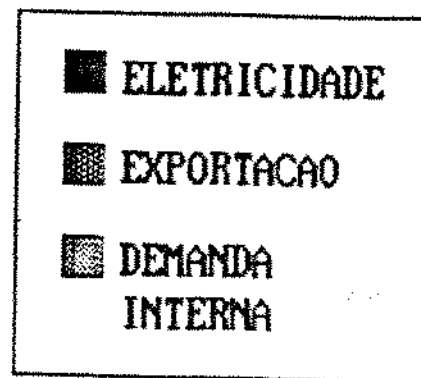
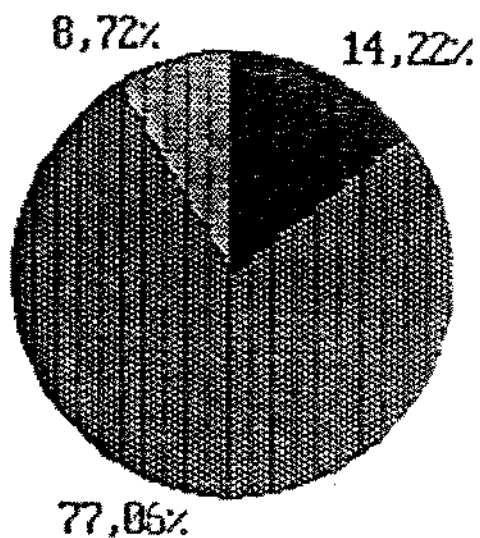
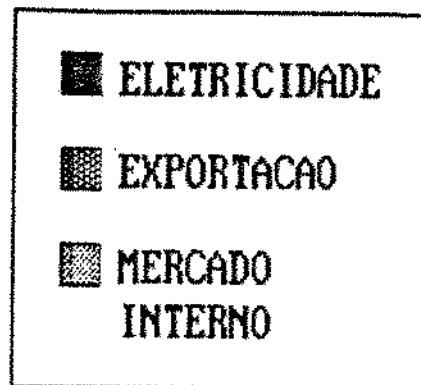
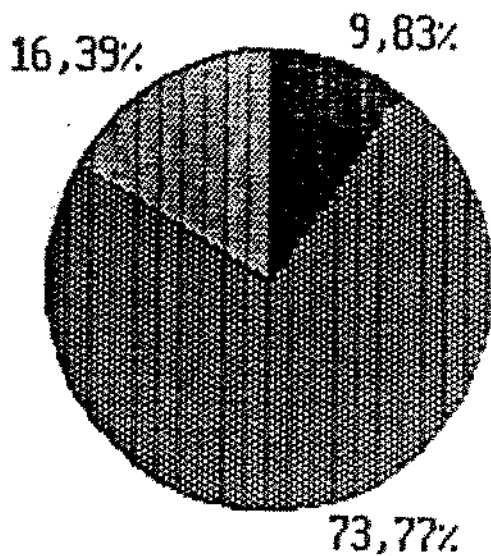


FIGURA 5.7
CONSUMO DE GÁS NATURAL ANOS 1991 E 2010



CAPITULO VI

CONCLUSOES E COMENTARIOS FINAIS

O trabalho estudou a expansão coordenada do sistema energético boliviano formado pelo acoplamento dos subsistemas de suprimento de eletricidade e gás natural. Atualmente a energia elétrica é suprida por usinas hidrelétricas (50%) e termelétricas (50%). Na geração termelétrica existe uma predominância do uso de gás natural como fonte primária que corresponde a aproximadamente 80% desta geração. Quando ao gás natural, aproximadamente 45% de sua produção é reinjetada nos campos de petróleo. Do restante, mais do 70% destinam-se à exportação.

A principal contribuição do trabalho foi o desenvolvimento de um modelo de otimização formulado através de um problema de programação mista inteira. Ele considera a configuração atual e as alternativas de expansão que permitem atender as demandas de eletricidade e gás natural no horizonte de longo prazo (ano 2010). Como o problema apresenta uma estrutura de grafo generalizado, foi necessário caracterizar os parâmetros de perdas e limites máximos de capacidade das linhas de transporte de eletricidade e gás natural, além da eficiência global e limites de capacidade das termelétricas a gás natural. Outros coeficientes que tiveram que ser estabelecidos foram os custos fixos e os custos variáveis associados a cada alternativa de expansão.

O problema de programação mista inteira em grafo generalizado foi tratado por um algoritmo de *branch-and-bound* especializado. O problema externo de controle das variáveis associadas à expansão foi estruturado através do algoritmo clássico de enumeração implícita em uma árvore binária. O problema interno de otimização foi resolvido com uma especialização do método primal simplex para grafos generalizados. Técnicas de pós-otimização foram usadas para acelerar

as soluções dos problemas internos. Os algoritmos usados foram codificados em Pascal e executados em *workstations* de 15 Mips.

Os exemplos estabelecidos para o sistema acoplado boliviano mostraram resultados satisfatórios em termos da economicidade das soluções e do desempenho computacional. Estes privilegiam o gás natural como a maior fonte primária de geração de energia elétrica nos próximos 20 anos, prevendo uma produção de $22 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ de gás natural no ano 2010. Esta produção é suficiente para satisfazer sua demanda, incluindo exportação e geração de eletricidade.

Realizou-se uma análise de sensibilidade dos resultados que permita considerar em forma mais precisa as diferentes vidas úteis dos diversos equipamentos empregados através dos custos anuais equivalentes. A inserção destes custos não modificou a configuração do plano de expansão inicialmente escolhido pelo programa de grafos generalizados, confirmando desta forma, a coerência dos resultados obtidos.

Uma continuidade do trabalho poderia incluir uma análise de sensibilidade envolvendo as emissões de poluentes. Isto também poderia ser tratado com técnicas de programação multiobjetivo. Assim, além dos critérios econômicos, também seriam considerados critérios ambientais. Uma abordagem levando em conta leis ambientais mais rigorosas, coloca o problema dentro do que se configura como uma tendência mundial. Outro aspecto importante seria acompanhar o desenvolvimento das tecnologias de geração de energia elétrica a partir de gás natural, particularmente as termelétricas de ciclo combinado. Este é um setor que observa um desenvolvimento acelerado e alterações significativas nos seus parâmetros tecnológicos poderão resultar em grandes modificações nas soluções do problema.

ANEXO I

METODOLOGIA E CÁLCULO NO DIMENSIONAMENTO E CUSTO DO GASODUTO

Os fatores que influenciam o dimensionamento e o cálculo do investimento nos gasodutos são basicamente as dimensões da tubulação, (cumprimento e diâmetro do duto). Se a linha tiver estações de compressão o custo delas também é inserido no custo total. A capacidade de transporte dos gasodutos, é obtida a partir dos parâmetros como o diâmetro, a pressão, espessura da parede e outros. Adotou-se baixas pressões (até 100 bar) no dimensionamento dos gasodutos internos devido à baixa demanda interna, a exceção foi o gasoduto destinado a exportar gás natural ao Brasil.

Partindo de dados obtidos nas tabelas de Poulallion [POU], o cálculo foi feito para sete tipos de diâmetro 8,10,12,16,20,24 e 28 [pol], quatro tipos de espaçamentos entre as estações de compressão 500, 250, 150 e 100 [km]. A vazão [m^3 /dia] e a capacidade das estações de compressão [HP] calcularam-se com a ajuda das equações e tabelas da referência mencionada. Os custos do investimento na construção (\$US) dependem da quantidade de aço utilizado nas tubulações (\$US/t), da potência instalada nas estações de compressão e do custo de montagem do gasoduto.

Os resultados obtidos estão sujeitos a uma margem de erro inerente ao nível de avaliação deste trabalho. As questões como topografia, direito-de-passagem, solo, mão-de-obra e outras, consideradas em detalhe num projeto comercial, não foram trabalhadas em forma profunda no trabalho, devido a não ser este o alvo da tese.

A fórmula para o cálculo da capacidade (equação de Pan Handle & Co.) [IKO], $Q = K \cdot J$ (Quadro A1), requer dos coeficientes K e J, o primeiro em função do comprimento do gasoduto (Quadro A2) e o segundo é função das pressões de entrada e saída do gasoduto, os mesmos são obtidos do Manual de Poulallion [POU]. Adotam-se as pressões de 70

bares na saída da estação de compressão e 50 bares na entrada da mesma, estimadas as recompressões ao longo do gasoduto, a potência das estações de compressão calculada mostra-se no Quadro A3.

$$W(\text{HP}) = \text{kw}/24/0,746*Q(10^3\text{m}^3) *5/4$$

$$Q(10^3 \text{ m}^3/\text{dia}) = K*J/100*24$$

J/100*24	1,302	
J	55,5	50,7*
kw/24/0.746	0,6076854	0,1416716*
kw	10,88	2,89*
Pe	50,0	80,0*
Ps	70,0	90,0*
Pcalc	100,0	
Ps/Pe	1,4	1,14*

* Valores para o duto de 28"

QUADRO A1: COEFICIENTES K

DISTÂNCIA E.C. (km)	500	250	150	100
DIÂMETRO (pol)				
8	303	483	558	689
10	520	829	960	1181
12	802	1280	1482	1823
16	1422	2269	2627	3231
20	2527	4033	4670	5743
24	4008	6395	7406	9107
28	5917	8426	10933	13445

FONTE: POULALLION, pag. 47

QUADRO A2: CAPACIDADE DO GASODUTO (1000m³/dia)

DISTÂNCIA E.C. (km)	500	250	150	100
DIÂMETRO (pol)				
8	403,6	643,3	743,25	917,17
10	692,6	1104,2	1278,7	1573,1
12	1068,2	1705,0	1974,0	2428,2
16	1894,1	3022,0	3500,0	4300,7
20	3366,0	5372,0	6220,0	7650,0
24	5298,0	8518,0	9790,0	12039,0
28	7185,6	10322,0	13271,0	16327,6

QUADRO A3: POTÊNCIA INSTALADA DAS ESTAÇÕES DE COMPRESSÃO (HP)

DISTÂNCIA E.C. (km)	500	250	150	100
DIÂMETRO (pol)				
8	306,57	488,7	564,57	697,1
10	252,1	838,7	971,3	1195,0
12	811,26	1295,1	1500,0	1845,0
16	1438,7	2295,5	2660,0	3270,0
20	2556,8	4080,6	4725,0	5810,9
24	4024,6	6470,3	7436,5	9144,9
28	1449,4	2084,8	2678,9	3294,4

Para conhecer o custo das estações de compressão adotou-se o valor de \$US 1500 por HP, baseado em informações obtidas das referências de [ARA]¹ e [TRU]. A espessura dos dutos incide diretamente no custo dos dutos, os Quadros A4 e A5 foram extraídos das mesmas referências respectivamente.

QUADRO A4: CUSTOS UNITÁRIOS DE INVESTIMENTO DA TUBULAÇÃO

DIÂMETRO (POL)	CUSTO MATERIAL	CUSTO INSTALAÇÃO	TOTAL \$us/km pol
8	3329,0	10000	13329
10	4128,8	10000	14128
12	4095,3	10000	14095
16	6233,1	10000	16233
20	7553,1	10000	17553
24	8879,8	10000	18900
28	10153,5	10000	20200

FONTE: M.R. ARAUJO "GAS NATURAL NO CONE SUL"

¹ Warren True, mostra uma tabela na pag. 54 da revista Oil & Gas Journal (25, Novembro, 1991), que o custo médio nas estações de compressão nos Estados Unidos é de \$US 1202 /HP. Araujo baseia-se em dados obtidos na Infragas, o valor é \$US 1720/HP, adotando ele próprio no seu trabalho \$US 1500/HP

QUADRO A5: CUSTO TOTAL

DIÂMETRO (POL)	CUSTO TOTAL \$US / km
8	125000
10	187500
12	225430
16	219000
20	250000
24	321875
28	387500

FONTE: [TRU], O&G JOURNAL

O Quadro A6 é um resumo do calculo dos custos de investimento para gasodutos, elaborados a partir das informações dos Quadros A4 e A5, nota-se uma diferença no custo segundo a referência para o caso específico do duto de 28" de diâmetro. No trabalho adotou-se o valor mais alto por considera-lo mais apropriado à realidade boliviana quanto à implemanetação de um novo gasoduto.

QUADRO A6: CUSTO DE INVESTIMENTO (1000 \$US)

DISTÂNCIA E.C. (km) DIÂMETRO (pol)	500	250	150	100
8	60183	60860	62000	63873
10	79482	81209	83064	63873
12	95428	98095	100960	108048
16	148502	151550	156638	169200
20	199370	207780	216802	239115
24	258691	272662	286117	321279
28 *	317214	324420	331112	344687
28 **	234085	241292	231910	261558

* segundo a tabela IV

** segundo a tabela V

ANEXO II

DESCRIÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO BOLIVIANO

REDE ELÉTRICA

N.º	NOME	CARATERÍSTICA	POTÊNCIA (MW)
1	TIQUIMANI	USINA HIDRELÉTRICA	7,0
2	ZONGO	USINA HIDRELÉTRICA	71 *
3	MILLUNI	INTERMEDIÁRIO	-
4	P.ACHACHICALA	USINA HIDRELÉTRICA	3,15
5	CHALLAPAMPA	DEMANDA	11,15
6	CATACORA	DEMANDA	6,12
7	CAICONI	DEMANDA	5,95
8	AV. ARCE	DEMANDA	10,0
9	OBRAJES	DEMANDA	10,0
10	COTA COTA	DEMANDA	15,5
11	KENKO	INTERMEDIÁRIO	--
12	MUNAYPATA	DEMANDA	9,0
13	ALTO L.P.	DEMANDA	37
14	TEMBALDERANI	DEMANDA	22
15	VIACHA	DEMANDA	8,1
16	R.SECO	DEMANDA	4,0
17	ACHACACHI	DEMANDA	3,5
18	MATILDE	DEMANDA	5,0
19	A.ACHACHICALA	DEMANDA	6,0
20	CHUQUITAGILLO	INTERMEDIÁRIO	--
21	CHOJLLA	DEMANDA	8,0
22	VINTO	DEMANDA	12,0
23	V.HERMOSO	DEMANDA	35,0
24	CORANI	USINA HIDRELÉTRICA	30,9
25	S.ISABEL	USINA HIDRELÉTRICA	50,4
26	AROCAGUA	DEMANDA	20,0

27	COBOCE	DEMANDA	16,3
28	CATAVI	DEMANDA	10,5
29	HUANUNI	DEMANDA	7,0
30	MACHACAMARCA	DEMANDA	5,0
31	ORURO	DEMANDA	24,0
32	CARACOLLO	DEMANDA	3,2
33	HUAYNACOTA	DEMANDA	3,4
34	MIGUILLAS	USINA HIDROELÉTRICA	13,9
35	TARUCAPATA	DEMANDA	1,5
36	COLQUIRI	USINA HIDROELÉTRICA	5,4
37	POTOSÍ	DEMANDA	2,2
38	PUNUTUMA	DEMANDA	3,2
39	LANDARA	USINA HIDROELÉTRICA	6,1
40	TELAMAYU	DEMANDA	3,3
41	TAZNA	DEMANDA	5,0
42	CLIZA	DEMANDA	15,2
43	KARACHIPAMPA	USINA TERMOELÉTRICA	9,2**
44	HUARI-HUARI	DEMANDA	13,5
45	SUCRE-ARANJUEZ	DEMANDA-USINA TERMOELÉTRICA	28,0-19,0
46	HUARACACHI	USINA TERMOELÉTRICA	112
47	S/E DESTE	DEMANDA	32,4
48	S/E ESTE	DEMANDA	16,9
49	S/E NORTE	DEMANDA	12,0
50	SANTA CRUZ	DEMANDA	90,0
51	VIRU-VIRU	DEMANDA	20,4
52	WARNES	DEMANDA	16,8
53	MONTERO	DEMANDA	29,0
54	B.VISTA	DEMANDA	29,0
69	CAHPARE	DEMANDA	10,0
70	PALILLADA	USINA HIDROELÉTRICA	110,0***
71	S.JOSÉ	USINA HIDROELÉTRICA	126,9***

* USINA PREVISTA PARA EXPANSÃO DA SUA CAPACIDADE INSTALADA

** TROCA A USINAS TERMELETRICAS A GÁS NATURAL

*** USINAS CANDIDATAS A CONSTRUIR-SE

REDE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

NÓ	NOME	CARATERÍSTICA	VAZÃO (10 ³ m ³ /s)
55	RIO GRANDE	CAMPO GASÍFERO	3000,0
56	HUAYNACOTA	INTERMEDIÁRIO	--
57	TAQUIPERENDA	INTERMEDIÁRIO	--
58	VILLAMONTES	DEMANDA	76,0
59	YACUIBA-ARGENTINA	DEMANDA	2000,0
60	CERRILLOS	INTERMEDIÁRIO	--
61	PAROTANI	INTERMEDIÁRIO	--
62	PORVENIR	CAMPO GASÍFERO	5150,0
63	COCHABAMBA	DEMANDA	370,0
64	SUCRE	DEMANDA	220,0
65	LA PAZ	DEMANDA	500,0
66	POTOSÍ	DEMANDA	115,0
67	MONTEAGUDO	CAMPO GASÍFERO	300,0
68	ORURO	DEMANDA	270,0
69	P. SUARES-BRASIL	DEMANDA	16000,0
70	TARIJA	DEMANDA	110,0

BIBLIOGRAFIA

- [AGA] American Gas Association Engineers Handbook, New York Industrial Press 1965.
- [AAE] Agência para Aplicação de Energia, Série Divulgação e Informação, 041 Relatório Final, São Paulo, 1989.
- [ABI] ABILOCK, H et alLi. "Markal a Multiperiod Linear Programming Model for Energy Systems Analisis" Energy Systems Analisis - Proceedings of Intenational Conference Dublin, pp. 482-493. 1989.
- [ANG] ABOUDY, R et alli. "A Mathematical Programming Model for the Development of Petroleum Fields and Transport Systems" European journal of Operation Research, No 43, pp. 13-25, 1989.
- [ANT] ANDERSON, D & Turvey, L. "Electricity Economics", The John Hopkins University Press, Baltimore, USA, 1977
- [ARA] ARAUJO, Marcio. "Gás Natural no Conesul: Perspectivas de Integração", Tese de Mestrado apresentada na COPEE/UFRJ, Março 1992.
- [BAM] BAJAY, S.V. Andrade, M. "Formas adequadas para a função de geração de Usinas Hidrelétricas" Relatório UNICAMP, 1986.
- [BAN] BANKS, F. "The Political Economy of Natural Gas" Ed. Crow-Helm Áustralia-USA. 1987.
- [BAR] BARRAS J., Alec S., Paschs C., Chamorel P., Germond A., de Werra D., "Network Simplex Applied to AC Load-Flow Calculation" IEEE Transactions Power Systems, Vol. PWRs-2 No1, February 1987.
- [BBG] BRADLEY, G. Brown, G, Graves, G. "Design and Implementation of large Scale Primal Transshipment Algorithms" Management Science Vol 24, No 1 pp. 1-34, September 1977.
- [BNE] Balance Energético Nacional. Ministério de Energia e Hidrocarburos. Bolívia, 1990.

- [BES] Applicability of Brookhaven National Laboratory Energy Models to Electric Utility R&D Planning" EPRI IA-807, final report, 1978.
- [BET] BERTSEKAS, D & Tseng, P "Relaxation Methods for Minimum Cost Ordinary and Generalized Network Flow Problems" Operations Research, Vol 39, No 1, Jan-Feb., pp. 93-114, 1988.
- [BMV] BURLINGAME, M.V, Mckinley, F, Vandaver F. "Economics of Gas Transmission" Handbook Gas Engineering, Chapter 4 pp. 8/92-8/105. 1970.
- [BLO] BLOOM, Jeremy "Solving and Electricity Generating Capacity Expansion Planning by Generalized Bender's Decomposition" Operations Research, Vol 3 No 7 Jan-Feb, pp. 85-100, 1982.
- [BMc] BROWN, G, McBride, R. "Solving Generalized Network" Vol. 30, No 12, December 1984.
- [BUV] BUSLUKOV V.A. & Vanilov A. "Investigating Efficiency of the PGU-250 Steam Gas-Turbines Power Generation Unit" Thermal Engineering Vol. 9, No 32, pp. 27-31, 1985.
- [CAR] CARVALHO, M.F. & Soares S. " An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithms" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRs-2, No 3, pp. 537-543, 1989.
- [CHE] CHERNETSKYII, G.G et alii. "Combined Cycle Power Plant of 800 MW Capacity for Central Power Stations Burning natural Gas" Thermal Engineering translated from Teploenergitka Vol. 9, No 32, pp. 27-31, 1985.
- [CHG] CHRISTODOULO, D. Graça, G. " The Distribution of natural gas to the residential sectors: is it justifiable?" São Paulo, August, 1986.
- [COR] CORREIA. P. "Um modelo multisetorial para otimização do suprimento de energia: eletricidade, gás natural e cogeração com biomassa" Tese de Doutorado apresentada na FEE/UNICAMP, dezembro 1989.
- [COL] CORREIA, P, Lyra C. "Otimização em grafos generalizados com arcos de perda fixa" SOBRAPO 1987.
- [CLP] CÔTE, G, Lafond L, Pham C. "A Fast production scheduler for generation expansion planning in a hydrothermal system" IEEE Transaction on Power System, Vol. 4, PWRs-2, No 1, pp. 101-107, 1987

- [DOG] DOUGHERTY, E.L. et alii. "Use of mathematical decomposition to optimize investments in gas production and distribution" Journal of Petroleum Technology, January 1986 pp.70-84, 1988.
- [ELC] EL-HAWARY, M.E. & Christensen G. "Optimal economic operation of electric power systems" Academic Press New York. 1979
- [GAN] GARFINKEL, R, Newhauser G. "Integer Programming" John Wiley & Sons USA, 1972.
- [GKK] GLOVER, F., Karney, O., Klingman, D.. "Implementation and computational comparisons of primal dual computer codes for minimum cost network flow problems" Networks, No 4, pp. 191-212, 1974.
- [GKS] GLOVER, F., Karney, O., Stuts, J "Extensions of the augmented predecessor index method to generalized network problems" Operation Research.
- [HAY] HAYWOOD, R.W "Analysis of engineering cycles" Pergamon Press, New York, 1980.
- [HNG] HANDBOOK OF NATURAL GAS American Association of Natural Gas
- [IKO] IKOKU, C. "Natural gas production engineering" John Wiley & Sons, New York, 1987.
- [JEB] JENSEN C., Barnes D. "Network Flow Programming" John Wiley & Sons. 1980.
- [KAT] KATS, D.L. et alii. "Handbook of natural gas engineering" Mc Graw Hill, New York, 1959.
- [KEH] KENNINGTON J. & Helgasson, R. "Algorithms for network programming" John Wiley & Sons USA, 1980.
- [LIR] LYRA, C. F^o. "Contribuição ao Planejamento de Energia em Sistemas de Potência" Tese de Doutorado FEC UNICAMP Maio 1984.
- [MAR] MARCH, R., "Economics of Electricity Utility Power Generation" Oxford Engineering Science Series, New York, 1980.
- [MUE] MUELLER, L. "Gás natural da extração ao consumo" 2^o Seminário Internacional sobre o gás Natural, Anais IBP, pp. 153-164, Salvador- Bahia, 1988.
- [MON] MONTICELLI, A. "Fluxo de carga em redes de energia elétrica" Edgar Blücher, São Paulo, 1983.
- [NOG] NOONAN F, Giglio, R. "Planning electric power generation: A non-linear mixed integer model employing Bender's decomposition"

Management Sciences pp. 946-956, 1975.

- [NOR]f NORDLUND, R., Sjelvegrend, K., Pereira, V.M.F., Bubenko, J., "Generation Expansion Planning for Systems with a High Share of Hydro Power" IEEE, Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, nº 1, pp Feb. 1987
- [PLANO 2010] Plan Nacional de Energia 2010 ENDE - MEH - BM Relatório 1990
- [PER] PERCEBOIS, J "L'economie de l'energie" Paris Economica, 1989.
- [POU] POULALLION, P. "Manual de gás natural" CNI, 1986.
- [RGL] RICE et alii. "Power generation Scheduling through use of generalized network flow programming" IEE, Vol. 138, No 1, Jan. 1991.
- [SAI] SAID A. "Um método de síntese de redes na transmissão para auxílio ao planejaemento a longo prazo" Tese de Mestrado FEE/UNICAMP, 1988.
- [SAN] SANTANA, E. "Preço do gás natural- Um problema de otimização" Anais do I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético Campinas SP, Vol.2, pp 289-300, 1989.
- [SFS] SANTOS, A. França P, Said A. "An optimization model for long range transmission expansion planning" IEEE, transactions on Power Systems, Vol. 4, No 1, feb. pp.94-101, 1989.
- [STE] STEVENSON W. "Elementos de análise de sistemas de potência" Mc-Graw Hilldo Brasil, 1974.
- [SUL] SULLIVAN, R. "Power System Planning" McGraw-Hill, New York, 1977
- [TRU] TRUE W. " Pipeline economics: 1990 U.S. Interstate pipelines efficiency continues improving" OIL & GAS JOURNAL Vol. 89, No 47, Nov. 25, 1991.
- [VTC] VALENZUELA-TURDERA M.V. Correia P. "Operational optimization of the Bolivian energy systems with generalized network" ENSEC-93 Cracow Poland, July, 1993.
- [VCG] VEIGA, M. F.P. et alii. "Modelo de expansão da capacidade de geração de um sistema hidrotérmico" Relatório Interno ELETROBRAS, setembro 1988.
- [WYS] VAN WYLEN G., Sonntag G. "Fundamentos de termodinâmica clássica" Ed. Edgar Blücher, São Paulo 1976.