

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELETRICA
E DE COMPUTAÇÃO**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

***UM MODELO DE PRÉ-DESPACHO COM
GERENCIAMENTO DE CONGESTIONAMENTO
NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO***

Por: José Antonio Oscullo Lala.
Orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi.

Banca Examinadora:
Prof. Dr. Takaaki Ohishi (FEEC - UNICAMP)
Prof. Dr. Secundino Soares Filho (FEEC - UNICAMP)
Prof. Dr. Anésio Santos Junior (FEEC - UNICAMP)
Prof. Dr. Edson Luiz da Silva (UFSC - Florianópolis)

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual de Campinas, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Fevereiro 2002

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Os2m Oscullo Lala, José Antonio
Um modelo de pré-despacho com gerenciamento de
congestionamento no sistema de transmissão / José
Antonio Oscullo Lala.--Campinas, SP: [s.n.], 2002.

Orientador: Takaaki Ohishi.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Planejamento.
3. Otimização matemática. 4. Pesquisa operacional.
5. Energia elétrica- transmissão – corrente continua.
I. Takaaki, Ohishi. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação. III. Título.

Resumo

A operação dos mercados de energia elétrica na atualidade passa por uma profunda reestruturação especialmente nas transações entre os diferentes agentes através do sistema de transmissão. Sob este ponto de vista, o serviço de transmissão neste novo esquema de funcionamento do mercado de energia elétrica deve ser provido com eficiência econômica e atendendo às restrições de segurança do sistema.

O custo do serviço de transmissão é composto pelos custos das perdas e quando o sistema de transmissão impede a transação devido às restrições seja por manutenção ou pela violação da capacidade, então nesse caso tem o custo devido ao congestionamento. Assim o preço da energia obtido com a metodologia proposta por Schweppe nos anos 80 é a soma dos diferentes custos na geração e transmissão, os quais têm algumas considerações heurísticas na determinação de funções de penalidade para os congestionamentos, qualidade de suprimento e perdas do sistema, mas são aceitas devido a que permitem uma decomposição espacial e temporal do preço da energia, isto está bem ao início de um mercado, mas o desenvolvimento do mesmo permite a resolução do problema integral dessa maneira permitem a obtenção dos preços para cada barra incluída o sobrecusto operativo associado à barra. A inclusão das restrições da rede é feito por meio de um fluxo de potencia linear - DC, o qual permite considerar uma aproximação razoável das perdas e obter o congestionamento devido às restrições térmicas da rede.

O presente trabalho procura, principalmente, mostrar os efeitos das restrições da rede transmissão no novo esquema de funcionamento dos mercados elétricos, as transações entre os diferentes agentes para identificar os elementos que permitam uma implementação pratica num mercado elétrico.

Summary

Operation markets of electric energy at present time goes a deep restructuring in the transactions among the different agents through the transmission system. Under this point of view, transmission service in this new schematic operation market of electric energy should be provided with economic efficiency and assisting the restrictions of safety the system.

Cost transmission service is composed by costs of losses and when the transmission system impedes the transaction due to restrictions it is for maintenance or for violation of capacity, in that case has cost due to congestion. Price of energy obtained with the methodology proposal by Schweppe 80's year is like adding of different costs in generation and transmission, which have some considerations heuristics in determination of penalty functions for the congestion, supply quality and losses of system, but they are accepted due to that they allow a space and temporary discomposure price of energy, this is well beginning of market, but the development of same allows resolution of integral problem in that way they allow obtaining of prices for each node included of operative *uplift* associated to node. Inclusion of restrictions of network is made by means of linear power flow - DC, which allows to consider a reasonable approach of losses and to obtain the congestion due to thermal restrictions of network.

The present work search, mainly, show the effects the restrictions of transmission network in the new schematic of operation the electric markets, transactions among the different agents identify the elements that allow an implementation practice in electric market.

*Aos meus pais, Angel e Josefina que lutaram
para dar a mim o mais maravilhoso o amor e conhecimento.*

Agradecimentos

Quando é alcançada a meta depois de percorrer um longo caminho, a satisfação é muito grande por o que é necessário ter o controle para expressar os agradecimentos sinceros.

Primeiramente agradeço a Deus Pai Todo-Poderoso por ter-me permitido chegar com saúde e ânimo até aqui, também à ‘Virgencita Nossa Senhora do Quinche’, pela ajuda e proteção durante todo este tempo de esforço e trabalho. Em segundo lugar expresso meu agradecimento à minha noiva pela paciência e carinho dedicado durante todo o trajeto desta formosa experiência.

Especialmente, desejo agradecer ao Prof. Takaaki Ohishi o permanente apoio, companheirismo e por ter-me encorajado nesta idéia. Tem sido para mim um verdadeiro privilegio contar com sua experimentada guia com seus conhecimentos e experiência, que mostra seu continuo labor na pesquisa operacional. Devo reconhecer sua grande paciência, já que em muitas ocasiões foram colocadas em prova. Coisas das quais só posso responder com gratidão e amizade.

Também expresso meu agradecimento ao Centro Nacional de Controle de Energia – CENACE – de maneira especial ao Eng. Gabriel Argüello, que soube encontrar os meios para permitir a realização deste trabalho e todas aquelas pessoas que dedicaram parte de seu tempo de alguma forma contribuíram para este trabalho.

Finalmente, não posso deixar de mencionar o apoio constante de meus colegas da turma do DENSIS cujos nomes encheriam esta sessão o que me deixa bastante lisonjeado.

| | |
|-----------------------|-----|
| Resumo | iii |
| Summary | iv |
| Agradecimentos | vi |

CAPÍTULO 1

Introdução

| | |
|---|----|
| 1.1 O Setor Elétrico | 2 |
| 1.2 Sistema de Energia Elétrica | 3 |
| 1.3 A Nova Indústria da Energia Elétrica. | 4 |
| 1.4 A otimização do Sistema Elétrico | 6 |
| 1.5 O Valor Econômico da Energia. | 8 |
| 1.6 Planejamento | 8 |
| 1.7 Planejamento da Operação | 9 |
| 1.8 Proposta do Trabalho | 11 |

CAPÍTULO 2

Preço *Spot*

| | |
|--|----|
| 2.1 Introdução | 13 |
| 2.2 Determinação do Preço <i>Spot</i> | 14 |
| 2.2.1 Definição do Preço <i>Spot</i> | 15 |
| 2.2.2 Componentes do Preço <i>Spot</i> | 15 |
| 2.3 Obtenção das relações entre Gerador-Consumidor | 18 |
| 2.4 Obtenção das relações entre Geração-Transmissão | 21 |
| 2.4.1 Modelos para o cálculo dos componentes da rede | 23 |

CAPÍTULO 3

Novo Papel do Sistema de Transmissão

| | | |
|---------|--|----|
| 3.1 | Introdução | 26 |
| 3.2 | O Serviço de Transmissão | 27 |
| 3.3 | Os Custos do Serviço de Transmissão | 28 |
| 3.4 | Monopólio Natural | 29 |
| 3.4.1 | Regulamentação de transmissão | 29 |
| 3.4.2 | Formas de regulação econômica. | 30 |
| 3.4.3 | Impacto da nova regulamentação de transmissão. | 31 |
| 3.5 | Restrições do Sistema de Transmissão e seus Efeitos Sobre o Mercado Elétrico | 31 |
| 3.5.1 | Limitações Térmicas. | 32 |
| 3.5.2 | Restrições da tensão | 32 |
| 3.5.3 | Restrições na operação do Sistema | 33 |
| 3.5.3.1 | Fluxos de Potência no Sistema de Transmissão | 34 |
| 3.6 | Sistema de Geração de Energia Elétrica | 35 |
| 3.6.1 | Usinas Hidrelétricas | 35 |
| 3.6.2 | Usinas Termelétricas | 39 |
| 3.7 | Congestionamento de Sistemas de Transmissão | 40 |
| 3.7.1 | Gerenciamento do Congestionamento | 40 |
| 3.7.2 | Modelagem e Avaliação do Congestionamento | 41 |
| 3.7.3 | Efeito dos limites de transmissão. | 44 |
| 3.8 | Impacto econômico das Restrições | 46 |
| 3.8.1 | Efeitos econômicos da capacidade de transmissão | 47 |

CAPÍTULO 4

Estudo do Congestionamento: Sistema Elétrico

| | | |
|---------|---|----|
| 4.1 | Introdução | 49 |
| 4.2 | Descrição do Sistema Elétrico Estudado | 49 |
| 4.3 | Software Implementado | 51 |
| 4.4 | Resultados | 55 |
| 4.4.1 | Sistema Elétrico só com Geração Termelétrica. | 56 |
| 4.4.2 | Sistema Elétrico com Geração Hidrotérmica | 64 |
| 4.4.2.1 | Condições hidrológicas favoráveis. | 65 |
| 4.4.2.2 | Condições hidrológicas desfavoráveis. | 71 |
| 4.5 | Resposta da demanda ao Preço Spot | 77 |

CAPÍTULO 5

Estudo do Congestionamento: Sistema Elétrico do Equador

| | | |
|-------|--------------------------------------|-----|
| 5.1 | Introdução | 86 |
| 5.2 | Descrição do Sistema Elétrico | 88 |
| 5.3 | Análise de Resultados. | 92 |
| 5.3.1 | Caso 1: Configuração Básica. | 93 |
| 5.3.2 | Caso 2: Manutenção da linha L4 e L3. | 101 |
| 5.4 | Comentários Finais. | 108 |

CAPÍTULO 6

Conclusões

| | | |
|-----|--------------------|-----|
| 6.1 | Conclusões | 110 |
| 6.2 | Trabalhos futuros. | 113 |

| | | |
|--|--------------|-----|
| | Bibliografia | 114 |
|--|--------------|-----|

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo situa o trabalho desenvolvido quanto à sua vinculação ao planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos de energia elétrica. Posteriormente é apresentada a proposta desta tese.

1.1 O Setor Elétrico

O setor elétrico nos últimos anos tem experimentado um profundo processo de reestruturação, evoluindo para estruturas mais competitivas nas quais a energia elétrica tornou-se um produto livremente comercializado nos *Mercados de Energia Elétrica (MEE)*.

A grande maioria dos *MEE* da América do Sul tem uma forte participação de energia hidrelétrica devido ao grande potencial em recursos hídricos (figura 1.1), porém, sempre faz-se necessário uma complementação térmica, principalmente para aproveitar a diversidade hidrológica e aumentar a confiabilidade do sistema.

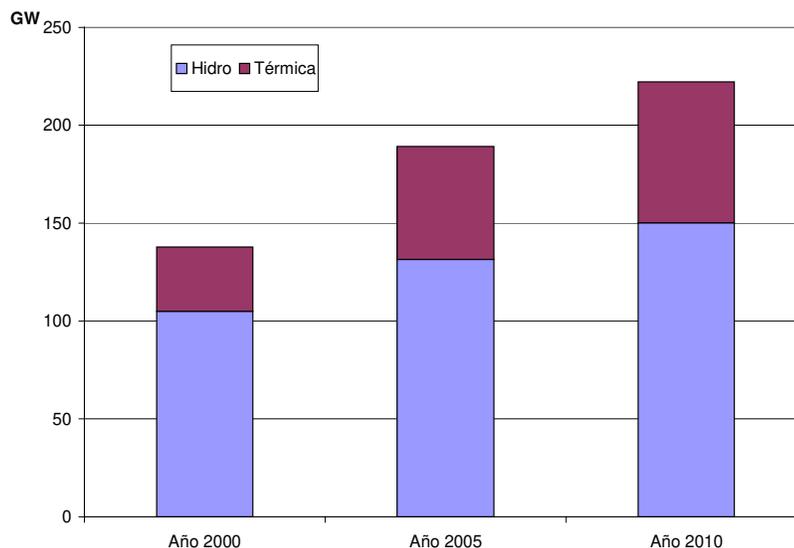


Figura 1.1 Distribuição de Fontes de Geração América do Sul [29].

Uma das principais variáveis de decisão é uma adequada gestão da utilização da água estocada nos reservatórios de uma forma ótima e econômica, e isto está relacionado com a decisão de uso da água em cada instante do tempo. O custo da energia gerada pelas usinas hidráulicas e térmicas para atender a demanda deve ter um valor razoável, o qual permita um sistema economicamente sustentável.

1.2 Sistema de Energia Elétrica

O sistema elétrico por ser muito complexo, pela quantidade de equipamentos interligados entre si e localizados em extensas áreas, tem que ser planejado, construído e operado de maneira de atender os diferentes tipos de demanda, de modo econômico e confiável.

A retrospectiva da maioria dos sistemas de energia elétrica apresenta como fato marcante a ocorrência de um extraordinário desenvolvimento em todos seus segmentos: no parque gerador mediante o aproveitamento dos diferentes recursos disponíveis, no sistema de transmissão, chegando à estruturação das atuais malhas interligadas. Esse contínuo crescimento das redes transformou a energia elétrica em um produto acessível a grande maioria da população.

Tudo isso produz a existência de subsistemas de operação que possuem diferenças, tanto em relação à capacidade instalada, como também pela diferença do mercado atendido. A operação interligada de subsistemas, para aproveitar as vantagens de cada um tem sido uma alternativa para baratear o custo da energia. Entretanto, isso fez esgotar a capacidade de transferência das interligações que não só depende das características sazonais das plantas hidrelétricas como também do desenvolvimento do mercado de atendimento das diferentes regiões.

Como mola propulsora desse desenvolvimento do setor, funcionou durante longo tempo o modelo de forte presença estatal, marcado pela multiplicidade de empresas com grande participação governamental, dedicadas a fornecer os serviços de energia elétrica, escoradas por ampla disponibilidade de recursos proporcionados pelos órgãos do governo.

Além disso, complementado esse ambiente, dispunha o setor elétrico, assim como os demais setores de serviços públicos, de linhas de crédito em condições privilegiadas proporcionadas por organismos internacionais como o Banco Mundial BID.

Esse modelo, que alavancou o desenvolvimento dos sistemas de energia elétrica durante algumas décadas, foi-se esgotando com o passar do tempo, principalmente devido à incapacidade de criar condições de sustentabilidade, continuando, permanentemente, a depender de recursos vinculados ou subsidiados.

Mas devido à dinâmica da economia mundial e à nova postura das agências financiadoras multilaterais que reduziram seus programas de financiamento, referido modelo estatal foi seriamente afetado. Daí a necessidade de sua substituição por um novo modelo, baseado em investimentos privados, comprometidos com resultados, já que realizados sob condição de risco.

1.3 A Nova Indústria de Energia Elétrica.

Para reestruturar o setor de energia elétrica fez-se necessário um novo ordenamento jurídico-institucional. A idéia modernizadora nos diferentes mercados de energia elétrica ora em curso é a separação entre o produto¹ e serviço (transmissão, distribuição e controle do sistema). Ao contrário de um setor totalmente verticalizado com empresas produzindo, transmitindo, distribuindo e comercializando energia na nova estrutura, passam a existir empresas desverticalizadas, possibilitando a competição no âmbito da geração, distribuição e da comercialização de energia.

A reestruturação do setor elétrico tem como princípio o aumento de competitividade e eficiência, o atendimento adequado à demanda, a estabilidade de regras, a racionalização da oferta e demanda, a capacidade de investimento do setor, o respeito ao meio ambiente, o fortalecimento do estado regulador e fiscalizador e a participação privada com qualidade e preço justo aos consumidores.

Na maioria dos países, cujos setores elétricos têm sido ou vêm sendo reestruturados, a energia passa a ser comercializada como um produto. O despacho dos recursos do sistema é

¹ Consideração da energia elétrica como um bem de consumo.

então definido em bases comerciais derivando-se o preço do produto energia elétrica nos chamados mercados de curto prazo, o mercado *Spot*, a partir da livre interação entre oferta e demanda.

Em mercados *Spot* típicos, como, por exemplo, Argentina, Chile, e Equador, os participantes do sistema comercializam energia diariamente. Tais participantes podem ser produtores, entidades de transmissão, distribuidores, grandes consumidores, comercializadores (traders) e corretores (brokers), cabendo ao governo a fiscalização para garantir um adequado conjunto de regras que permitam o funcionamento do sistema.

Os comercializadores e corretores, figuras inexistentes em mercados menos desenvolvidos, aproximam os produtores dos consumidores, e dos grandes consumidores. Sem tais figuras que aumentam a eficiência do mercado, os consumidores de menor porte pouco usufruiriam dos benefícios da competição, pois não teriam os meios e recursos para acessar as informações sobre as melhores ofertas da energia no mercado.

De maneira geral cada mercado tem o Operador Independente do Sistema (OIS), composto conjuntamente pelos agentes do setor, sob a supervisão do ente regulador do governo. Entidade sem fins lucrativos, o OIS de maneira generalizada é responsável, entre outras coisas, pela operação do sistema de geração e da rede de transmissão, e sendo suas funções o planejamento operacional da geração e transmissão; a programação do despacho de geração; cobrança de encargos pelo uso da rede e remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão e a contabilização e liquidação da energia comercializada no mercado de energia elétrica (*MEE*). O OIS não é proprietário dos ativos do sistema.

Para a otimização do sistema elétrico, os geradores, distribuidores, e entidades de transmissão apresentam dados técnicos ao OIS, e este realiza o planejamento, a programação e o despacho de acordo com um conjunto de procedimentos expressamente acordados entre os diferentes agentes. O OIS receberia dados sobre afluências hídricas, níveis de reservatórios, disponibilidade de equipamentos nas usinas e no sistema de

transmissão, custos dos combustíveis e restrições operativas para fazer o planejamento do sistema em períodos de tempo cada vez mais curtos, assegurando a otimização da geração hidrotérmica. O OIS calcularia também um preço de energia, representando o custo marginal do sistema², consolidando o estabelecimento e funcionamento do mercado competitivo.

1.4 A otimização do Sistema Elétrico

A dependência da economia moderna da energia, em especial da elétrica, requer o uso mais racional e efetivo pela sociedade dos recursos energéticos, principalmente dos não renováveis.

Sendo o setor energético uma parte integrante da macroeconomia, estruturando-se e integrando-se aos diversos setores da economia, é amplo o campo de atuação da energia elétrica como um fator de integração e desenvolvimento de um país.

Os Mercados de energia elétrica são compostos de vários agentes (geradores, distribuidores, comercializadores, entidades de transmissão, etc.). A adequada interação entre esses agentes é uma questão complexa e tem gerado muito debate entre pesquisadores e os órgãos governamentais responsáveis pela proposta de novos instrumentos de regulamentação.

A necessidade de otimizar o aproveitamento dos recursos naturais tem como finalidade incrementar a energia firme do sistema. Em sistemas hidrelétricos há uma forte interdependência operativa entre as usinas de uma mesma bacia hidrográfica. Por outro lado, a geração térmica é o respaldo da energia hidrelétrica em sistemas hidrotérmicos, permitindo assim “*firmar*”³ uma maior confiabilidade na possibilidade de ocorrências de hidrologias desfavoráveis.

² O custo de equilíbrio entre a oferta e a demanda.

³ Energia mínima que permite uma operação contínua das plantas hidrelétricas num período de tempo

Em geral as fontes de geração hidrelétrica nem sempre estão construídas próximo aos grandes centros de consumo, conseqüentemente é necessária uma rede de transmissão que possa interligar os mais distantes pontos de geração e consumos de energia. Com isso as linhas de transmissão, ao interligarem usinas situadas em diferentes bacias permitem compensar a diversidade hidrológica de varias regiões do país. Assim uma operação adequada do sistema de transmissão contribui para aproveitar os diferentes recursos de geração presentes nas distintas partes do sistema, auxiliando com isso a otimização dos recursos hidrelétricos.

A operação interligada nos sistemas permite obter uma série de vantagens como:

- Ganho em energia firme
- Minimização de riscos de suprimento de energia, devido ao fato da manutenção de reservas energéticas para suportar períodos de baixa hidrologia.
- Manutenção de níveis adequados de confiabilidade da rede elétrica.
- Utilização de energia hidráulica disponível em outros pontos do sistema, de maneira a diminuir os custos operativos e reduzir os preços da energia elétrica para os consumidores.
- Uma adequada reprogramação da geração, ajustando-se a mesma às condições verificadas de demanda e hidrologia.
- Outros usos dos reservatórios: navegabilidade, controle de cheias, irrigação, etc.

Esta operação integrada faz com que as empresas fiquem sujeitas a ônus e benefícios.

Ônus:

- Busca da otimização do sistema, sendo que o ótimo individual de cada agente não coincide com o ótimo global.
- Necessidade de investimentos para atender a confiabilidade do sistema pela agregação de outro agente.
- Operação das usinas segundo as políticas do órgão coordenador do sistema.
- Participação em rateios de superávit/déficits de disponibilidades para o atendimento do mercado
- Custos devido à participação na operação do sistema.

Benefícios:

- Compartilhamento das reservas energéticas do sistema.
- Compartilhamento das reservas de capacidade de geração, reduzindo a necessidade de alocação de reserva, permitindo uma melhor qualidade de serviço.
- Operação da geração térmica com custos compartilhados como complemento dos recursos hídricos.
- Aumento da confiabilidade de suprimento devido a um uso comunitário da rede.
- A possibilidade de projetos conjuntos o qual faz compartilhar custos, além de permitir a capacitação do pessoal.

1.5 O Valor Econômico da Energia.

A eletricidade está inserida na sociedade moderna como uma das principais fontes de energia. Além disso, a demanda por energia elétrica continua em crescimento e para suprir esta demanda são necessários investimentos maciços nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Assim, o processo de tomada de decisões na área de energia é um aspecto importante, pois as decisões podem implicar em alto custo financeiro, social e ambiental. Conclui-se, portanto, que é necessário um adequado planejamento da operação para retirar o máximo de benefícios dos recursos que compõem o sistema.[25].

1.6 Planejamento

De maneira geral, o planejamento do setor elétrico tem as seguintes fases [28]:

- Planejamento da expansão: Etapa na qual procura-se analisar as diferentes estratégias da expansão do sistema elétrico em relação à geração e transmissão, estabelecendo-se um programa de construção e instalação de novas unidades de geração, transmissão e controle do sistema e de inventario das bacias hidrográficas; são definidas as diretrizes que constituem a base dos estudos de médio e curto prazos, tais como reserva de potência, capacidade de geração de ponta⁴.

⁴ A capacidade de geração de ponta do sistema é dado pela folga entre a capacidade instalada e a demanda do sistema, associada ao critério de garantia de suprimento de energia.

- Planejamento de Operação: Com horizontes de até cinco anos, o objetivo é estabelecer o comportamento do sistema para um horizonte de operação de alguns anos à frente. Nesta etapa deve-se promover o aproveitamento racional dos recursos, garantindo-se a qualidade e segurança no atendimento à demanda e respeito às restrições operativas do sistema hidrotérmico.

No próximo item, serão discutidas algumas características do problema de planejamento de operação.

1.7 Planejamento da Operação

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico de geração é bastante complexo e por isso é dividido em algumas etapas. Cada etapa considera um horizonte de tempo diferente, bem como diferentes objetivos e modelos. A seguir a figura 1.2 mostra uma divisão típica do planejamento da operação e suas principais funções.

A complexidade do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é devido à dimensão dos sistemas reais, ao número elevado de variáveis de decisão, aos recursos limitados, às incertezas, etc. O planejamento da operação tem diferentes etapas onde se faz a coordenação entre as diferentes empresas do setor elétrico para obter a utilização dos diferentes recursos do sistema de uma forma econômica, e garantir o atendimento do mercado com qualidade.

O resultado deve ser uma seqüência de decisões que procure minimizar o custo da operação sempre garantindo o atendimento da demanda. A diminuição do custo de geração envolve a substituição de geração termelétrica por hidrelétrica. Porém, devido ao fato de que os recursos hídricos são limitados e dependentes do ciclo hidrológico, cria-se um compromisso entre o presente e o futuro. Assim, a água armazenada no presente assegura uma menor complementação térmica no futuro, mantendo assim um compromisso entre a operação presente e o futuro da operação do sistema.

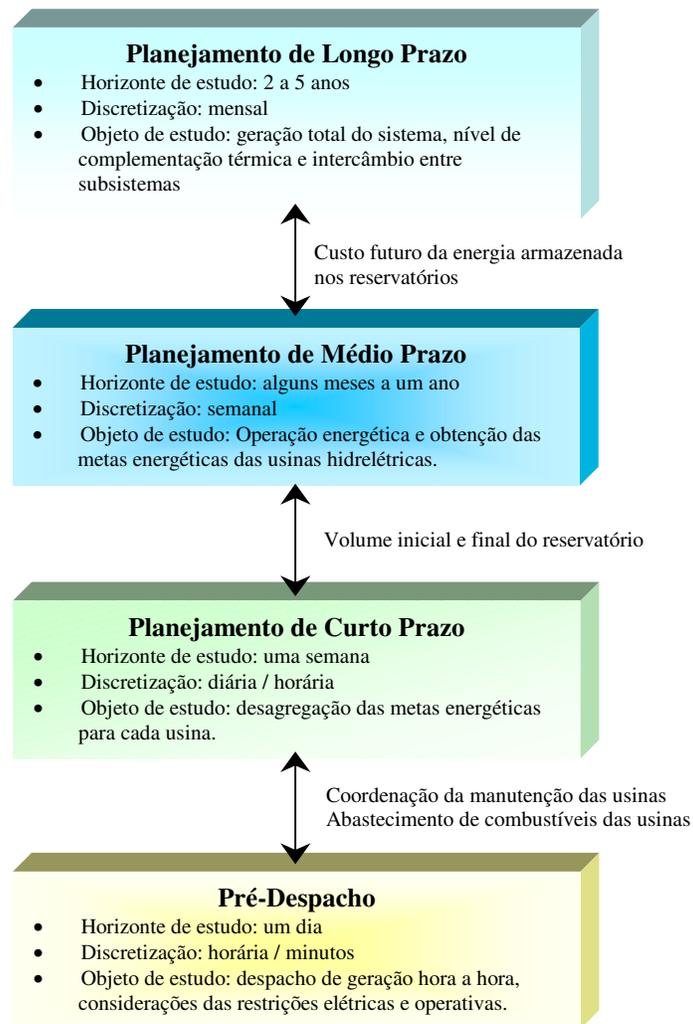


Figura 1.2. Etapas do Planejamento de Operação [2].

Outro fator que dificulta o planejamento da operação são as incertezas associadas com as afluências e mercado (carga). Além disso, o problema apresenta não linearidades na função de produção das usinas hidráulicas, nas funções de custo das unidades térmicas, e na representação da rede de transmissão. Há também restrições de integralidade associadas com a decisão da partida/parada de unidades geradoras em dado intervalo de tempo. O problema de planejamento da operação é, portanto, um problema de otimização dinâmico estocástico, misto e não linear.

Podemos agrupar algumas etapas do planejamento da operação em planejamento energético e elétrico da operação. O planejamento energético engloba as etapas de longo e médio prazo e nesta fase onde os aspectos hidráulicos e estocásticos são analisados com maior relevância. O planejamento elétrico da operação é feito na etapa de curto prazo, na qual as restrições advindas da operação elétrica são analisadas com maior relevância tais como as perdas e o congestionamento do sistema de transmissão.

1.8 Proposta do Trabalho

A proposta deste trabalho é empreender um estudo que apresente um processo de otimização no horizonte de 24 horas em sistemas hidrotérmicos que permita analisar o custo devido à presença de congestionamentos do sistema de transmissão. Estes custos são repassados aos agentes do mercado por meio do cálculo adequado do preço *Spot* para cada ponto do sistema, o qual reflete o custo da geração e transmissão incluindo nesta última o custo relacionado ao congestionamento.

O custo de congestionamento reflete em cada barra a localização e a magnitude das restrições de transmissão que podem apresentar o sistema, com isso é possível fornecer um adequado gerenciamento do congestionamento dentro do mercado de energia elétrica, já que o custo do serviço da transmissão⁵ indica um sinal econômico aos diferentes participantes do mercado.

⁵ É o custo marginal de curto prazo sendo composto por o custo das perdas acrescido o congestionamento

Capítulo 2

Preço *Spot*

Neste capítulo são apresentadas as bases teóricas de cálculo do preço *Spot* proposto por Schweppe [1]. Este modelo se baseia na teoria marginal, e portanto se constitui em uma ferramenta essencial na avaliação dos efeitos nos diferentes aspectos da operação de um sistema de energia elétrica, tais como as restrições de transmissão, sobre o preço da energia elétrica. Assim, as considerações e simplificações feitas na determinação do preço *Spot* têm efeitos importantes nos valores finais obtidos e sobre os sinais econômicos fornecidas a cada agente.

2.1. Introdução

A aplicação de metodologias baseadas em custos marginais nos sistemas de energia elétrica, a qual é defendida pelos economistas, é uma estrutura mais eficiente para calcular o preço da energia, que denominaremos daqui em diante de preço *Spot*. Assim o conceito de preço *Spot* indica-nos o custo marginal para a produção e consumo de uma unidade adicional de energia.

O preço *Spot* permite melhorar a eficiência do sistema elétrico pois constitui um sinal econômico que reflete os custos da produção de energia elétrica e das restrições operativas. As variações temporais do preço *Spot* são devidas ao despacho das unidades de geração para cumprir com o atendimento de oferta e demanda de energia no mercado ao longo de um dado período de tempo, das condições do sistema e dos requisitos do mercado. Portanto os preços *Spot* são preços marginais de curto prazo e estão associados aos valores de variáveis duais de problemas de otimização.

Assim, o preço *Spot* é definido para um determinado nível de demanda, para a qual é utilizada um determinado conjunto de equipamento de produção e transmissão, o que dá a característica instantânea já que variações de demanda ou a mudança de equipamento por causas como: falhas, congestionamentos; etc, dão alterações nos preços.

Na maioria dos mercados elétricos essa variação não é recebida pelos consumidores de maneira instantânea, mas sim em períodos de tempo previamente acordados pelos agentes e o organismo de administração do mercado, que, de forma geral, é o Operador Independente do Sistema - OIS.

O mercado *Spot* permite:

- Liberdade de escolha de parte dos consumidores para ter opções de diferentes preços.
- Eficiência econômica motivando os consumidores a ajustar os próprios usos de energia elétrica respondendo às variações do preço *Spot*.

- Equidade, através da redução de subsídios assim, levando os consumidores a pagar os custos reais da energia.
- Planejamento e operação para obter uma otimização global do sistema.

2.2. Determinação do Preço *Spot*

Como foi indicada, a energia elétrica é vista como uma *commodity* [3], que pode ser comercializada, tomando em consideração as variações no tempo e espaço. Em termos gerais, o preço instantâneo *Spot* reflete os custos de capital¹ e de produção, transmissão e distribuição da energia elétrica, o que varia a cada instante e de um lugar a outro no sistema.

Dependendo do mercado o cálculo do preço *Spot* pode ter escalas de tempo menor do que uma hora, mas neste trabalho foi utilizado uma hora como base de cálculo.

A utilização dos custos marginais² num mercado de energia fornece sinais ótimos a seus agentes, portanto otimiza a eficiência na operação e permite aos consumidores ter opções de compra.

A formulação do cálculo do preço *Spot* tem sido a base fundamental para a estimativa do preço marginal de curto prazo em mercados de energia elétrica cuja metodologia proposta por Schweppe et al [1], e apresenta-se a seguir as suas principais componentes.

O preço *Spot* horário depende de:

- Demanda total e em cada nó.
- Disponibilidade da geração e seus custos.
- Disponibilidade e capacidade do sistema de geração-transmissão.
- Perdas associadas ao sistema de transmissão.

¹ Os custos de capital são considerados constantes, pelo qual sua derivada é nula.

² Nos mercados competitivos o mais adequado seria falar de preços marginais, devido ao fato de que os geradores têm a liberdade para fixar seu preço pela energia, e isto não deve necessariamente coincidir com seus custos variáveis.

2.2.1. Definição do Preço Spot

Definem-se os seguintes termos:

$\rho_K(t)$: preço *Spot* horário para o k-ésimo consumidor durante a hora t (\$/kWh)

$d_K(t)$: demanda³ do k-ésimo consumidor durante a hora t (kWh)

$d(t)$: demanda total de todos os consumidores durante a hora t (kWh)

$$d(t) = \sum d_k(t)$$

O preço *Spot* é definido como:

$$\rho_K(t) = \frac{\partial [\text{Custo total de atendimento de energia elétrica do consumidor da barra } k]}{\partial d_K(t)} \quad (2.1)$$

A equação (2.1) deve ser avaliada considerando as restrições de:

- Balanço de energia: Geração total igual à demanda total mais as perdas.
- Limites de geração: Demanda total no instante t não pode exceder a disponibilidade de potência das plantas nesse instante de tempo.
- Leis de Kirchoff: Os fluxos de potência e perdas na rede são determinados por leis físicas.
- Limites nos fluxos das linhas: O fluxo de potência nas linhas não deve ultrapassar os limites especificados.

2.2.2. Componentes do Preço Spot

O preço *Spot* associado ao consumidor na barra k durante a hora t pode ser visto como a soma de uma série de componentes definidos por [2]:

$$\rho_K(t) = \gamma_c(t) + \gamma_M(t) + \gamma_{QS}(t) + \gamma_R(t) + \eta_{L,K}(t) + \eta_{QS,K}(t) + \eta_{R,K}(t) \quad (2.2)$$

Sendo os custos marginais :

γ_c = (geração) relacionado com combustíveis

γ_M = (geração) relacionado com manutenção

γ_{QS} = (geração) relacionado à qualidade de suprimento

γ_R = (geração) relacionado à reconciliação da renda

$\eta_{L,K}$ = (transmissão) referente às perdas

$\eta_{QS,K}$ = (transmissão) referente à qualidade de suprimento

$\eta_{R,K}$ = (transmissão) referente à reconciliação da renda

³ Supõe-se que todos os consumidores da barra K estão englobados na demanda $d_K(t)$.

Os componentes de qualidade de suprimento surgem quando os limites de operação de geração e transmissão estão sendo alcançados. No cálculo do preço *Spot* em condições normais de operação, as componentes de qualidade de suprimento referentes à geração e transmissão são em geral pouco significativas, pois os custos relacionados ao combustível, manutenção e perdas na rede são as que mais pesam. Porém, a escassez de recursos energéticos e/ou a saída forçada de equipamentos importantes podem tornar a operação do sistema crítica, e neste contexto as componentes relativas às qualidades de suprimento podem se tornar extremamente elevadas, dando assim uma característica bastante volátil ao preço *Spot*.

Apresenta-se a seguir a análise de cada termo por meio de uma classificação por grupos [1]:

$$\text{– Sistema lambda:} \quad \lambda(t) = \gamma_c(t) + \gamma_M(t) \quad (2.3)$$

$$\text{– Valor marginal de geração} \quad \gamma(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad (2.4)$$

$$\text{– Valor marginal de transmissão} \quad \eta(t) = \eta_L(t) + \eta_{QS}(t) \quad (2.5)$$

a) *Sistema lambda* $\lambda(t)$

De acordo com a equação (2.1), esta componente é calculada pela derivada do custo de manutenção e consumo de combustível na geração termelétrica em relação à demanda total na hora t . Esta componente é diretamente dependente dos seguintes parâmetros:

- Demanda da hora t .
- Custos de geração.
- Disponibilidade de geração.

b) *Componente de perdas na rede*

O sistema de transmissão e distribuição tem perdas, as quais dependem dos fluxos nas linhas. Como o consumo/geração em diferentes pontos do sistema tem diferentes impactos sobre o fluxo nas linhas e conseqüentemente sobre as perdas do sistema de transmissão, a componente de perdas no preço *Spot* é calculada para cada barra segundo a equação (2.6).

$$\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] * \frac{\partial [\sum Li(Zi(t))]}{\partial dk} \quad (2.6)$$

Onde:

$$\begin{aligned} Zi(t) &= \text{energia fluindo na linha } i \text{ durante a hora } t \text{ (kWh)} \\ Li(Zi(t)) &= \text{perdas na linha } i \text{ (função quadrática)} \end{aligned}$$

c) *Componente de Qualidade de Suprimento.*

Se a operação do sistema de transmissão tem fluxos de magnitude elevada, então a vida útil dos equipamentos diminui, incrementa a possibilidade de falhas, assim tem-se um decréscimo na qualidade do atendimento da demanda. Portanto, a componente da qualidade de serviço da rede modifica ao preço *Spot* [3], quando a capacidade do sistema de transmissão opera perto de seus limites definidos por considerações técnicas ou critério de segurança.

As componentes de qualidade de suprimento tem valor zero ou próximo de zero quando o sistema opera longe de seus limites. À medida que a operação chega a seus limites, estas componentes influenciam ao *preço Spot*. Esta é uma maneira eficiente de se tentar atuar sobre a demanda e geração para que o sistema opere dentro de seus limites de segurança. Esta componente de qualidade de suprimento que se refere à geração é obtido com base no custo de implantação de uma planta que opera na ponta.

Considere que $g(t)$ é a geração total durante a hora t , assim:

$$g(t) = d(t) + L(t)$$

Uma companhia do setor elétrico tenta operar de modo que a geração do sistema não passe a operar dentro de uma faixa preestabelecida de reserva de geração:

$$g(t) \leq \text{greserva}(t)$$

A componente de qualidade de suprimento fica:

$$\gamma_{QS}(t) = Vp * (\text{LOLP}(t) / \text{LOLH}(t)) \quad (2.7)$$

Onde:

| | | |
|-----------|---|--|
| V_p | = | Custo de capital anualizado da planta que opera na ponta (\$/kWh); |
| $LOLP(t)$ | = | Probabilidade de perda de carga devido à geração na hora t ; |
| $LOLH(t)$ | = | Horas perdidas de carga por ano. |

A variável $LOLP(t)$ pode assumir os seguintes valores considerando que todos os eventos são perfeitamente previstos [1]:

$$LOLP(t) = \begin{cases} 1 & \text{Se } g(t) \geq \text{greserva}(t) \\ 0 & \text{Se } g(t) < \text{greserva}(t) \end{cases}$$

2.3. Obtenção das relações entre Gerador-Consumidor

No desenvolvimento do preço *Spot* feito nesta seção ignora-se a rede de transmissão.

- *Custo de combustível e de manutenção*

Considera-se que existe suficiente capacidade de geração para atender a demanda.

O custo total em um intervalo do tempo é:

$$\text{CustoTotal} = \sum_{s=T1}^{T2} [C_F(g(s)) + C_M(g(s))] \quad (2.9)$$

Onde:

| | | |
|------------|---|--|
| $g(s)$ | = | Geração total do sistema. |
| C_F | = | Custo de combustível. |
| C_M | = | Custo de manutenção. |
| $[T1, T2]$ | = | Intervalo de tempo do fornecimento de energia. |

Se a demanda está agregada em um único nó e não há acoplamento no tempo, então o preço *Spot* é dado por:

$$\rho(t) = \frac{\partial(\text{custototal})}{\partial d(t)} \quad (2.10)$$

Aqui não são consideradas as perdas, isto é, $g(t) = d(t)$, e lembrando que o custo total é composto pela soma de duas parcelas, ou seja, $C_F(g(t))$ e $C_M(g(t))$, então se pode escrever a expressão anterior como:

$$\rho(t) = \frac{\partial [C_F(g(t)) + C_M(g(t))]}{\partial d(t)} = \gamma_c(t) + \gamma_M(t) \quad (2.11)$$

O preço *Spot* é baseado no conceito de benefício social da energia:

$$\text{Benefício social} = B(d(t)) - \{C_F(g(t)) + C_M(g(t))\}$$

Onde $B(d(t))$ é o benefício recebido por todos os consumidores devido ao consumo de energia $d(t)$ na hora t .

Assim em um sistema bem comportado, tem-se por objetivo a maximização do benefício social dada por:

$$\begin{aligned} & \text{Max} \{B[d(t)] - [C_F(g(t)) + C_M(g(t))]\} \\ & \text{s.a} \\ & \quad g(t) = d(\rho(t)) \end{aligned} \quad (2.12)$$

Fica explicitado aqui a dependência da demanda em relação ao preço *Spot*. Escrevendo-se a função lagrangeana do problema anterior tem-se:

$$\Omega(t) = [C_F(g(t)) + C_M(g(t))] - B[d(\rho(t))] + \mu e(t) [d(\rho(t)) - g(t)]$$

Onde $\mu e(t)$ é o multiplicador introduzido pela restrição de balanço de energia

O preço *Spot* é obtido pela derivada em relação à demanda. Depois de algum trabalho matemático, obteremos a equação (2.13):

$$\rho(t) = \lambda [d(\rho(t))] \quad (2.13)$$

Com a equação (2.13) acima mostra-se como o λ depende da demanda e a demanda depende do próprio preço *Spot*. Sendo a solução ótima da mesma dada pela interseção das curvas de demanda e suprimento de energia.

- *Custo de qualidade de suprimento na geração.*

A habilidade da geração em atender a demanda depende das características das usinas, e da operação das mesmas em relação à reserva operacional de geração. Define-se seu custo por $G_Q(g(t))$.

Existe três maneiras de quantificar $G_Q(g(t))$:

- Para os casos de emergência, a geração extra das usinas é representada como uma nova geração.
- Se é necessário cortar carga, isto é, $g(t) > g_{reserva}(t)$, a companhia pode avaliar algumas alternativas como: Compras emergenciais de energia elétrica, controle direto de carga, rodízio de corte de carga, etc.

Tais custos são conhecidos como custos de gerenciamento de carga e são determinados por análises do impacto social do uso da energia.

Dessa maneira o custo pela qualidade de suprimento fica definido da seguinte forma:

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_Q(g(t))}{\partial g(t)} \quad (2.14)$$

$$\gamma_{QS}(t) = C_{ENS} * LOLP(t)$$

Onde:

C_{ENS} = custo de energia não servida

$$LOLP(t) = \begin{cases} 1 & \text{Se } g(t) \geq g_{reserva}(t) \\ 0 & \text{Se } g(t) < g_{reserva}(t) \end{cases}$$

- *Alocação de custo anualizado de geradores que operam na ponta*

Relacionando com um custo anualizado de geração a ser instalada para atender os requerimentos de confiabilidade do sistema de geração as despesas associadas com o aumento de capacidade da geração necessária para manter um certo nível de confiabilidade do sistema especificado pode ser calculado por:

$$\begin{aligned} \text{LOLH} &= \sum_{t=1}^{8760} \text{LOLP}(t) \\ \gamma_{\text{QS}}(t) &= V_P * (\text{LOLP}(t) / \text{LOLH}) \end{aligned} \quad (2.15)$$

2.4. Obtenção das relações entre Geração-Transmissão.

O fluxo de potencia sobre uma determinada linha em um dado sistema de transmissão e as perdas referentes àquela linha são determinadas pela distribuição de geração e carga em toda rede.

A leis de Kirchoff determina os fluxos através das equações de um fluxo de carga. O vetor de injeções líquidas de potência em todas as barras exceto a barra de referência é dado por:

$$P_i(t) = P_G(t) - d(t) \quad (2.16)$$

Onde:

$P_G(t)$ = Vetor de todas as gerações com exceção da barra de referência.
 $d(t)$ = Vetor de toda as demandas nodais.

Os fluxos nas linhas são modelados através de um modelo linear e dado por:

$$\Phi(t) = H * P_i(t) \quad (2.17)$$

Onde:

H = Matriz admitância de transferência que depende dos parâmetros da rede e sua topologia.

Quando é considerada as perdas (L), a restrição de balanço de energia fica:

$$g(t) = d(t) + L(\Phi(t)) \quad (2.18)$$

O custo de manutenção da linha i resultante do fluxo durante a hora t é dado por:

$$N_M(t) = N_M[\Phi(t)] \quad (2.19)$$

Assim se tem a componente de manutenção da rede:

$$\eta_{M,K} = \frac{\partial N_M[\Phi(t)]}{\partial dk(t)} \quad (2.20)$$

Toda linha de transmissão tem limites de fluxo de energia que se pode transportar. Na prática, este limite depende do tempo de duração do fluxo e da temperatura do meio

externo, direção do fluxo e a distribuição dos fluxos no resto do sistema, mas em geral considera-se com um limite fixo:

$$|\Phi(t)| \leq \Phi_{\max} \quad (2.21)$$

O custo referente à qualidade da rede, N_{QS} , é definido como sendo o custo unitário pela qualidade de suprimento na linha i durante a hora t , o qual fornece um custo total de:

$$N_{QS}(t) = N_{QS}[\Phi(t)] \quad (2.22)$$

Então a componente de qualidade de suprimento da transmissão é dada por:

$$\eta_{QS,K} = \sum_i \frac{\partial N_{QS}[\Phi_i(t)]}{\partial \Phi_i(t)} * \frac{\partial \Phi_i(t)}{\partial dk(t)} \quad (2.23)$$

Com todo o desenvolvido até agora, é possível apresentar resultados mais gerais para o cálculo do preço *Spot*.

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS} + \eta_{L,K} + \eta_{QS,K} + \eta_{M,K} \quad (2.24)$$

Onde:

$$\lambda(t) = \frac{\partial [C_F(g(t)) + C_M(g(t))]}{\partial d(t)} \quad ; \text{Sistema lambda.}$$

$$\gamma_{QS}(t) = C_{ENS} * LOLP(t) \quad ; \text{Componente de qualidade de suprimento.}$$

$$\eta_{L,K}(t) = [\lambda(t) + \gamma_Q(t)] * \frac{\partial [\sum L_i(z_i(t))]}{\partial dk} \quad ; \text{Componente de perdas na rede.}$$

$$\eta_{M,K} = \frac{\partial NM[\Phi(t)]}{\partial dk(t)} \quad ; \text{Componente de manutenção na rede.}$$

$$\eta_{QS,K} = \sum_i \frac{\partial N_Q[\Phi(t)]}{\partial \Phi(t)} * \frac{\partial \Phi(t)}{\partial dk(t)} \quad ; \text{Componente de qualidade de suprimento da transmissão.}$$

A forma mais concisa de se escrever o preço *Spot* é:

$$\rho_k(t) = \gamma(t) + \eta_k(t) \quad (2.25)$$

Onde:

$$\gamma(t) = \lambda(t) + \gamma_Q(t)$$

$$\eta_k(t) = \eta_{L,K} + \eta_{QS,K} + \eta_{M,K}$$

2.4.1. Modelos para o cálculo dos componentes da rede

- Componente de perda na rede

Do anterior se tem:

$$\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)]^* \frac{\partial [\sum L_i(z_i(t))]}{\partial dk} \quad (2.26)$$

Modelando-se as perdas $L(z(t))$ através da aproximação do fluxo de carga linear temos o seguinte:

$$L_i(z_i(t)) = R_i * z_i^2(t) \quad (2.27)$$

Onde:

R_i é dada pela resistência da linha i .

Para obter a perda total faz-se: $L(t) = \sum L_i(t)$

Pela topologia da rede é possível obter isso por:

$$L(t) = z^T(t) R z(t) \quad (2.28)$$

Onde:

R = Matriz diagonal com elementos R_i
 z = fluxo pela linha.

Mas substituindo $z(t) = [H] * [P_i(t)]$ tem-se:

$$L(t) = [P_i(t)]^T B [P_i(t)] \quad (2.29)$$

Onde: $B = [H]^T R [H]$

Trabalhando a expressão tem-se:

$$\eta_{L,k}(t) = -2 * [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] * B * [P_i(t)] \quad (2.30)$$

- Componente de manutenção da transmissão

Como os custos associados a uma linha dependem em alguma extensão da energia transportada, então é apresentada uma estrutura que é utilizada no setor, o qual depende do fluxo limite que pode ser transportado pela linha i , a partir do qual o sistema começa a ser

penalizado pela componente de manutenção. A expressão de η_{MK} em função dos fluxos das linhas é dada por:

$$\eta_{M,K} = \begin{cases} a |z_i(t)| & \text{Se } |z_i(t)| \geq z_{\text{critico}i} \\ 0 & \text{Se } |z_i(t)| < z_{\text{critico}i} \end{cases} \quad (2.31)$$

A equação anterior é simples e dependem dos parâmetros a e $z_{\text{critico}i}$.

- Componente de qualidade de suprimento da transmissão

Do anterior tem-se:
$$\eta_{QS,K} = \sum_i \frac{\partial N_{QS} [\Phi_i(t)]}{\partial \Phi_i(t)} * \frac{\partial \Phi_i(t)}{\partial dk(t)} \quad (2.32)$$

Um modelo para a função que apresenta resultados bons é

$$\eta_{QS,K} = \begin{cases} \text{função quadrática} & \text{Se } |z_i(t)| \geq z_{\text{critico}i} \\ 0 & \text{Se } |z_i(t)| < z_{\text{critico}i} \end{cases} \quad (2.33)$$

Capítulo 3

Novo Papel do

Sistema de Transmissão

Este capítulo descreve o novo papel do sistema de transmissão dentro do processo de reestruturação que vem experimentando a indústria de energia elétrica. Essa modificação da organização do sistema elétrico afeta todo o sistema desde geração a transmissão e distribuição, e principalmente a comercialização. Finalmente são apresentados os modelos matemáticos para a representação do problema.

3.1. Introdução

Desde as origens da indústria de energia elétrica, a transmissão foi tratada como um monopólio natural cuja função principal é transportar a energia produzida num ponto da rede aos centros de consumo como mostra a figura 3.1.

Na nova organização do sistema elétrico a transmissão pode ser um novo agente econômico a mais que adquire um produto em uma região onde o seu preço é mais baixo e o revende em outra região a um preço maior. No entanto, sob qualquer ponto de vista, o serviço de transmissão deve ser provido com eficiência econômica e atendendo às restrições de segurança da operação, isto é possível garantir por meio da eliminação das barreiras ao livre acesso à rede, sendo este um requisito essencial do mercado competitivo.

Um aspecto onde o novo modelo parece superar o modelo tradicional é a questão dos sinais econômicos eficientes apresentados aos diferentes agentes na nova estrutura; já que na anterior estrutura não era necessário uma nítida separação dos diferentes custos relativos à produção, transporte e consumo da energia.

Neste novo ambiente cada segmento necessita fixar preços para seus produtos e serviços, de modo que reflitam corretamente os custos incorridos.

Os métodos e procedimentos aplicados na prática e os propostos na literatura técnica não são plenamente satisfatórios porque em geral não têm fundamentos econômicos para garantir o envio adequado de sinais aos agentes, permitindo a tomada de decisões ótimas.

Um dos métodos que tem princípios econômicos sólidos constitui a teoria marginal introduzida por Schweppe [1988] como foi indicado no capítulo anterior. Esta permite de maneira eficiente abordar o problema da alocação dos custos da energia. Mas sua aplicação não fornece uma transparente alocação dos custos devido às restrições impostas pelo sistema de transmissão.

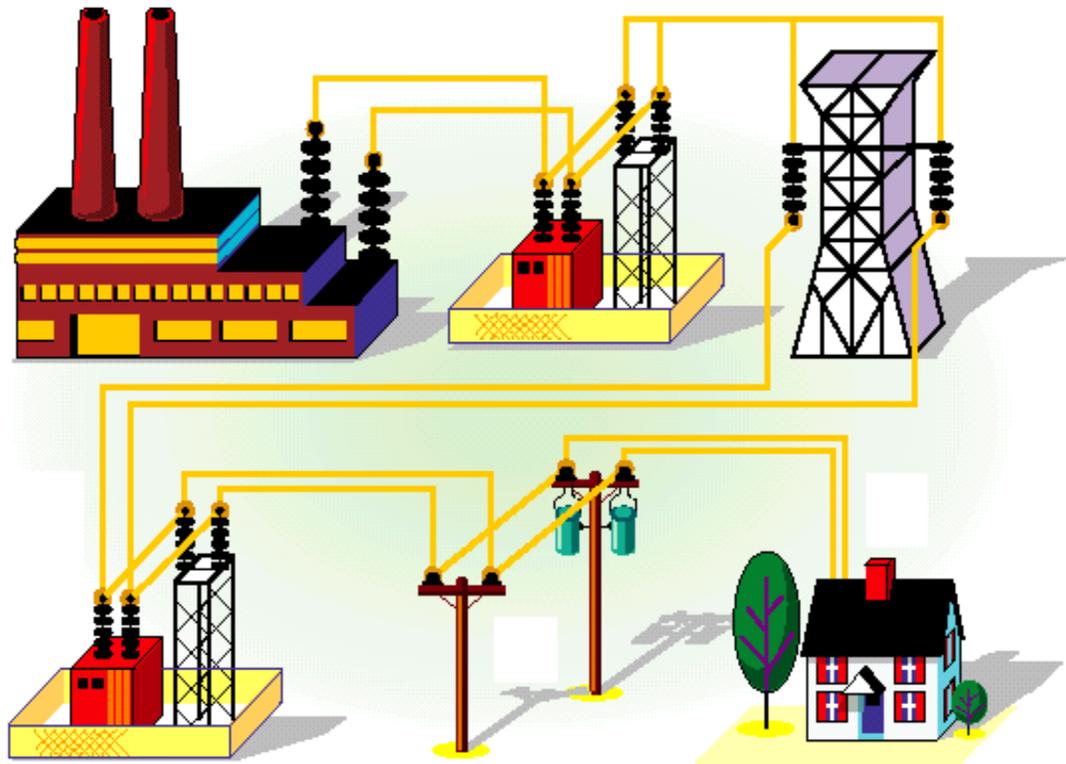


Figura 3.1 Transporte da Energia desde a Fonte até o Consumo.

3.2. O Serviço de Transmissão

Toda prestação de serviço incorre num custo. Portanto, o passo inicial é definir o serviço da transmissão cujo custo é transferido ao consumidor. O serviço principal da rede de transmissão é transportar a energia, para isso são requeridos linhas de transmissão, transformadores e equipamentos associados para que a transação seja feita com segurança, como se apresenta na figura 3.1.

Os serviços ancilares ou complementares são indispensáveis para um correto funcionamento do sistema e atuam conjuntamente com a geração; os principais são:

- Controle de frequência e tensão.
- Supervisão e controle da segurança do sistema.
- Intercâmbios de potência entre sistemas.

Além desses custos, outros surgem devido à transação de energia, tais como as perdas de transmissão, e eventuais redespachos a fim de obter uma operação segura. No âmbito desta tese somente se considera o serviço principal, a valoração econômica dos serviços ancilares que se presta tanto à geração e à rede excede os limites desta tese.

3.3. Os Custos do Serviço de Transmissão [7]

A identificação dos custos de transmissão não é trivial, pois o sistema de transmissão, quando é feita uma transação, se comporta de acordo com as leis físicas, as quais causam uma distribuição de fluxos. Não obstante, a utilização dos conceitos de custos marginais permitem razoavelmente estimar esses custos. Assim, é necessário que se interprete os conceitos de custos marginais de curto e longo prazo para a transmissão.

O Custo Marginal de Longo Prazo (*CMLP*) é o custo para incrementar (ou decrementar) a produção para atender um incremento (ou decremento) de demanda quando a capacidade de transmissão pode ser modificada.

Em um sistema de transmissão, admitindo-se que a demanda deva ser atendida obrigatoriamente, o *CMLP* é composto pelos custos de reposição das perdas e congestionamento, acrescidos do custo de ampliação da capacidade de transmissão. Por meio deles é possível proporcionar incentivos para que os usuários, geradores e consumidores, se localizem em regiões onde as necessidades de investimentos em transmissão sejam menores, sinalizando suas decisões locais.

O Custo Marginal de Curto Prazo (*CMCP*) é o custo para incrementar (ou decrementar) a produção para atender um incremento (ou decremento) de demanda com o sistema ora em operação. O *CMCP* é composto pelos custos de reposição das perdas e congestionamentos e, eventualmente pelo custo de interrupções devido às falhas de geração e/ou transmissão.

No curto prazo, quando uma transação é realizada, as perdas são modificadas; o que faz com que o custo incremental das perdas corresponde a uma parte do *CMCP* da transmissão seja alterada. Quando o sistema de transmissão impede a transação em sua forma original devido à presença de restrições, seja para manutenção da segurança do sistema, ou pela violação da capacidade física das instalações, alguns geradores (de menor custo¹) são obrigados a reduzir sua geração e outros são despachados (com maior custo). Nesse caso, o *CMCP* passa a ter uma componente devido ao congestionamento e outra devido às perdas.

3.4. Monopólio Natural

A atividade da rede é considerado como monopólio natural, mas isto não significa que não possa existir vários proprietários da rede; não é incompatível a propriedade com a operação única. É importante considerar uma adequada e clara regulação para garantir e dar confiança ao demais agentes do sistema pelo fato de que a propriedade e exploração da rede de transmissão dá um enorme poder do mercado a quem o possui.

Discutem-se, a seguir, as principais mudanças propostas para esse segmento, em particular no que concerne à regulamentação do livre acesso e economia das atividades correspondentes.

3.4.1 Regulamentação de transmissão

Os processos de reestruturação do setor elétrico adotam a premissa de regular aqueles setores onde a competição não é possível. A regulamentação que se adota em cada caso deve cumprir um conjunto mínimo de requisitos exigíveis nos diferentes aspectos como preços, acesso e operação. Os mesmos devem assegurar a eficiência econômica e qualidade do serviço entre os quais os mais importantes são:

¹ Ou seja, faz-se uma reprogramação para atender uma restrição de transmissão.

1. A garantia do livre acesso, pois é por meio dela que é possível estabelecer um mercado competitivo. Sem o livre acesso é difícil viabilizar uma transação de energia entre os distintos participantes de mercado de energia elétrica.
2. Promover a eficiência econômica de longo e curto prazo. Os custos aplicados ao sistema de transmissão não devem distorcer a operação de curto prazo, mas ao mesmo tempo devem dar incentivos para a tomada de decisões adequadas no longo prazo.
3. Incentivar a maior eficiência econômica para a realização da manutenção e operação do equipamento de maneira coordenada e centralizada. O estabelecimento de sanções para o caso de atuações deficientes no campo da operação e manutenção pode ser necessário como mecanismo de incentivo e regulação.
4. O objetivo principal da regulamentação para a atividade de transmissão é alcançar o nível máximo de disponibilidade do serviço.
5. Fornecer adequados mecanismos financeiros que permitam reduzir no possível os riscos nas incertezas sobre o valor das tarifas.

3.4.2 Formas de regulação econômica.

Basicamente existem duas formas de regulação econômica, baseado em mecanismos de partilha de lucros/perdas e a necessidade de existência de um mecanismo de controle da qualidade do serviço.

- a. Regulação por limites nos preços: neste esquema é controlado o preço unitário (*Price-Cap*) ou a receita (*Revenue-Cap*) que o setor regulado pode obter a partir de um dado nível inicial. Ao cabo de um determinado período –denominado Período Regulatório- os preços ou receita autorizada são em geral fixados de forma não exclusivamente dependentes dos custos; as empresas são induzidas a elevar seus níveis de eficiência ajustando-os ao nível de preços aprovados. Reduções muitas elevadas de custos significarão a obtenção de lucros elevados eventualmente decorrentes de um nível de preços ainda excessivamente elevado face aos ganhos de eficiência que, afinal, era possível obter. Para evitar situações em que empresas se apropriem de lucros com montante muito elevado é usual prever a existência de um mecanismo de partilha de lucros.
- b. A implementação anterior como foi indicado acima, faz necessário um controle de lucros através de mecanismos de obtenção do preço de modo de cobrir custos operacionais, depreciação e uma taxa de retorno acordada sobre o capital imobilizado, deduzida a depreciação acumulada. Esta forma de regulação aplicada da maneira tradicional, não estimulava a eficiência e costumava conduzir a excesso de investimentos. A empresa regulada tende a expandir a base sobre a qual o preço é calculado (efeito Averch-Johnson).

3.4.3 Impacto da nova regulamentação de transmissão.

O livre acesso traz novas situações antes não consideradas como por exemplo a entrada de novos agentes o qual é um fator importante na busca de competitividade, mas, por outro lado, agrava aspectos críticos como é o caso do congestionamento na rede. Na figura 3.2 a seguir mostra a comparação de tratamento que o acesso, remuneração e inversão tem na regulação tradicional e no mercado competitivo.

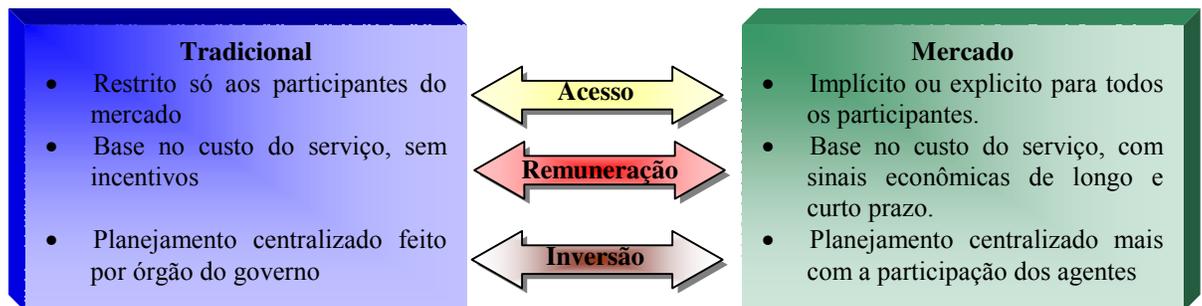


Figura 3.2 Características da regulamentação tradicional e no mercado

3.5. Restrições do Sistema de Transmissão e seus Efeitos Sobre o Mercado Elétrico.

A característica dos sistemas elétricos é ter um sistema de transmissão altamente interconectado, fornecendo forte interações elétricas entre os diferentes pontos do sistema, assim, cada geração ou carga afeta todo o sistema. A competição no mercado de energia elétrica é afetada por essas interações e as restrições.

Assim o efeito de uma simples restrição sobre o sistema pode gerar um congestionamento que faz variar fortemente o preço em cada localidade do sistema. Além, de acordo com a localização, um agente pode manipular as interações dentro da rede para incrementar suas utilidades e restringir a produção dos competidores. Para isso o órgão regulador deve fornecer mecanismos transparentes e claros para dar sinais aos agentes.

De forma geral no sistema de transmissão há três tipos de restrições que limitam sua capacidade de transporte de energia: restrições térmicas, restrições na tensão e restrições de operação do sistema.

3.5.1 Limitações Térmicas.

Esta restrição é devido à característica física dos elementos da rede (linhas, transformadores, etc). Os condutores elétricos opõem resistência ao fluxo de elétrons o qual produz aquecimento dos mesmos, a temperatura depende da corrente e condições ambientais tais como: temperatura, velocidade e direção do vento que produz a dissipação do calor no ar. A limitação térmica é expressa em termos do fluxo de corrente em vez das temperaturas devido à facilidade de medição.

A necessidade destes limites é devido a:

- Redução da vida útil da linha de transmissão ou elemento submetido à sobrecarga.
- No caso das linhas de transmissão se a temperatura é constantemente alta provoca o aumento da flecha das linhas, diminuindo assim a sua distancia do solo e aumentando o risco de acidentes.

Mas estes limites têm dos níveis:

- Normal é o fluxo que pode circular pela linha indefinidamente.
- Emergenciais são fluxos altos que podem circular pela linha no período do tempo limitados, por exemplo, algumas horas.

Similarmente para os outros elementos da rede existem limites por restrições térmicas. Assim, os transformadores são projetados para operar numa faixa de temperatura, mas tem elementos de refrigeração que permitem dissipar o calor produzido e conservar o isolamento do equipamento.

3.5.2 Restrições da tensão

As oscilações na tensão são devido à:

- Variações na demanda elétrica

- Contingências e/ou falhas nos elementos do sistema.

No caso das linhas de transmissão as restrições sobre o nível máximo na tensão são estabelecidos na etapa de projeto; no caso de violação pode-se produzir curto-circuito, interferências e ruído; para os transformadores e outros elementos uma sobre-tensão causa o deterioramento do isolamento e pode estragar o mesmo.

As restrições sobre a tensão mínima são determinadas pela carga, já que uma tensão baixa provoca uma operação inadequada dos equipamentos.

3.5.3 Restrições na operação do Sistema

São as restrições devido aos requerimentos de segurança e confiabilidade, assim é muito importante ter o controle nos fluxos de potência nas linhas de transmissão. Os fluxos de potência apresentam uma redistribuição quando a demanda muda, existindo um redespacho na geração, ou quando o sistema de transmissão é alterado devido à manutenção da rede ou por uma ação coordenada no sistema.

Todo sistema tem procedimentos para a operação preventiva o qual deve considerar restrições sobre a capacidade das linhas de transmissão. Os sistemas elétricos são projetados e operados para fornecer continuidade no serviço mesmo com a presença de interrupções devido às falhas na geração, e/ou transmissão. Com essas operações tenta-se evitar interrupções no serviço, além de incrementar a segurança na operação do sistema.

Na operação de um sistema interconectado, todos os geradores giram a uma mesma frequência específica e constante. Porém as falhas dos equipamentos elétricos provocam variações na frequência dos fluxos circulando pelo sistema, nestas circunstâncias o sistema pode ser instável –chamada instabilidade transitória– o que pode levar a colapso do sistema. Para evitar este fenômeno, a capacidade nas linhas de transmissão é limitada a níveis determinados por estudos de contingências no sistema.

3.5.3.1 Fluxos de Potência no Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão permite que a potência elétrica escoe entre os distintos pontos do sistema, mas este fluxo não percorre um trajeto único. Os fluxos têm uma distribuição paralela através de cada trajeto existente entre a geração e a demanda dependendo das condições da carga e dos parâmetros da linha.

Essa distribuição dos fluxos, dependentes de leis físicas, faz que acordos bilaterais estabelecidos no mercado não possam ser considerados independentemente, já que os fluxos percorrem a rede sem importar quem é o proprietário da linha de transmissão e de quem é a transação. Além disso, a capacidade do sistema de transmissão por condições de estabilidade pode resultar num nível inferior aos limites térmicos dependendo das condições do sistema.

Todas essas considerações acima expostas são mais fortes no caso do sistema elétrico não radial, pois fluxos gerados em pontos distantes do sistema podem afetar o despacho de agentes não envolvidos na transação.

Entre as principais desvantagens desta distribuição de fluxos são:

- Não é possível definir direitos negociáveis do sistema de transmissão.
- Não é possível definir uma capacidade de transmissão disponível sem conhecer o estado de operação do sistema de geração e demanda num instante definido.
- Não existe separação entre tarifação da transmissão e o mercado *Spot*. Devido a que o custo de oportunidade da transmissão depende diretamente dos custos marginais da energia dos diferentes nós, os quais são determinados ao realizar o despacho.

O custo de oportunidade de operação de curto prazo na transmissão aparece devido à necessidade do redespacho na geração no sistema a fim de respeitar todas as restrições impostas no sistema de transmissão. O redespacho para redistribuir o fluxo pela rede afeta a confiabilidade e segurança do sistema. Assim o custo pelo uso da rede deriva-se dos custos marginais do redespacho.

No curto prazo, se pode distinguir três tipos de custos que constitui a transmissão elétrica:

1. Perdas resistivas
2. Por congestionamentos
3. Por serviços ancilares.

O fator número 2 é o analisado no presente trabalho, devido a que sua presença afeta a eficiência do despacho e o normal desenvolvimento do mercado elétrico devido a concentração do “poder de mercado²” para alguns agentes.

3.6. Sistema de Geração de Energia Elétrica

A produção de energia no Sistema Elétrico é o resultado de um processo de transformação de energia térmica e/ou potencial da água armazenada no reservatório em energia mecânica através das turbinas, esta energia mecânica, por sua vez, é transmitida ao gerador através de um eixo, onde finalmente, grande parte de esta energia é transformada em energia elétrica.

3.6.1 Usinas Hidrelétricas

A geração elétrica obtida de um aproveitamento hidráulico é composta basicamente de: uma barragem formadora de reservatório, condutos forçados que levam a água do reservatório até a casa de força localizada num nível mais baixo; onde estão localizados os grupos geradores, e um canal de restituição através do qual a água é reconduzida ao rio ou a um outro curso d’água [8] como se mostra na figura 3.3.

² Analisado ao final o capítulo.

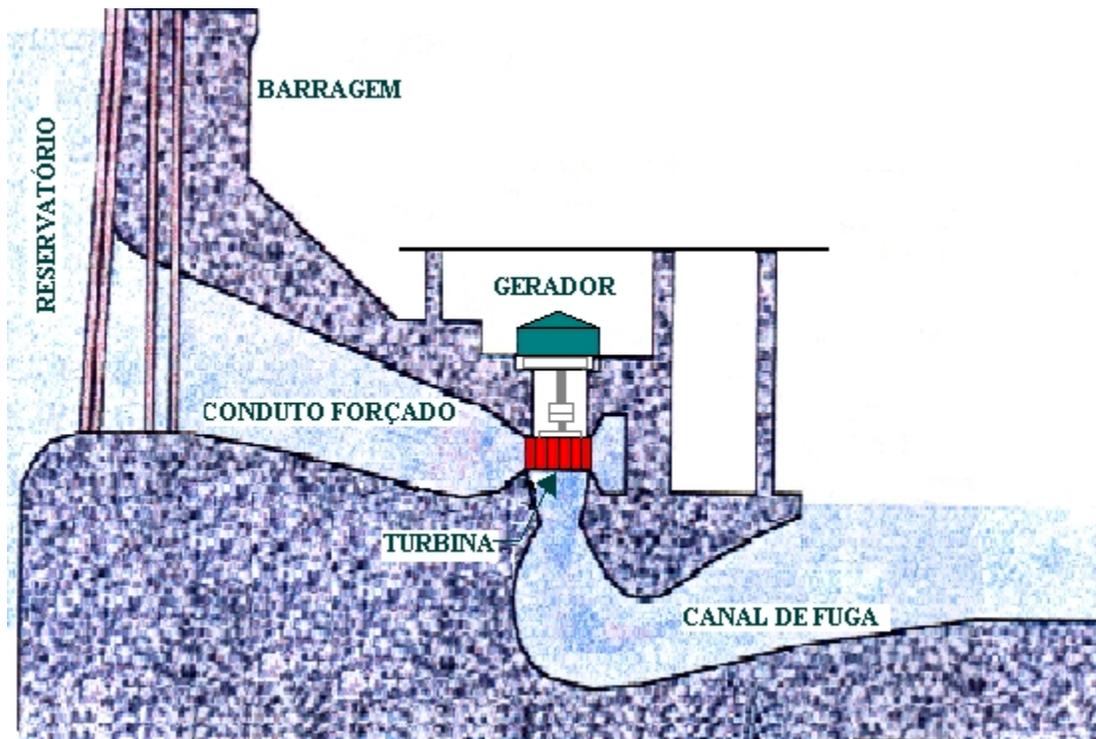


Figura 3.3 Usina Hidrelétrica

A potência elétrica gerada através de cada máquina de uma usina hidrelétrica depende:

- Quantidade de água turbinada;
- Altura líquida do reservatório;
- Rendimento do grupo turbina-gerador;
- Aceleração da gravidade.

Assim podemos escrever a seguinte equação para obter a potência hidráulica para a usina i [2]:

$$p = g \times \varphi \times 10^{-6} \times \eta_{\text{tur}} \times \eta_{\text{ger}} \times h_l \times q \quad (3.1)$$

Onde:

- p : potência gerada na usina em (MW);
- g : aceleração da gravidade em (m/s²);
- φ : peso específico da água em (kg/m³);
- η_{tur} : rendimento da turbina em (%);
- η_{ger} : rendimento do gerador em (%);
- h_l : altura de queda líquida do reservatório da usina em (m);
- q : volume d'água turbinada na usina por unidade de tempo em (m³/s).

A diferença entre a cota do nível do reservatório e a cota do nível do canal de fuga fornece a altura de queda bruta da usina. Para o cálculo da altura de queda líquida é necessário ainda descontar as perdas hidráulicas, resultando na seguinte expressão:

$$h_l = h_r - h_{cf} - h_p \quad (3.2)$$

Onde:

- h_r : cota do nível do reservatório em (m);
- h_{cf} : cota do nível do canal de fuga em (m);
- h_p : perda hidráulica, expressa em (m).

O nível do reservatório h_r (.) é uma função não linear do volume de água armazenado (V) no reservatório. O nível do canal de fuga h_{cf} (.) é uma função não linear da vazão turbinada total da usina i (q) em um dado instante. A perda hidráulica h_p refere-se à redução da energia potencial pelo atrito da água ao escoar pelo interior do conduto forçado. Para o cálculo da perda são levados em consideração os dados referentes as características físicas do conduto forçado e o nível de armazenamento do reservatório assim como o nível do canal de fuga.

O rendimento da turbina hidráulica é uma função não linear da vazão turbinada e da altura líquida. Na figura 3.4 pode-se ver o rendimento de uma turbina hidráulica, que pela sua forma é conhecida como curva colina, assim para uma dada altura de queda (h) constante, uma variação de vazão turbinada (q) do seu valor mínimo até seu valor máximo, faz o rendimento variar do seu valor mínimo, passar por um máximo, e chega-se a um valor intermediário na turbinagem máxima. Considerando a faixa de operação de uma usina hidrelétrica, há uma grande variação no seu rendimento (em torno de 20%), de modo que é importante escolher adequadamente o seu ponto de operação.

A transformação da energia mecânica em energia elétrica pelo gerador não é verificada de maneira total, pois nessa transformação também há perdas nos enrolamentos, perdas mecânicas originadas pelo atrito nas escovas do sistema de excitação, perdas no sistema de ventilação e nos mancais. Ainda são verificadas perdas provocadas pela

histerese e correntes de Foucault, originadas pela variação da densidade de fluxo magnético no ferro do gerador. Os geradores modernos apresentam rendimentos na faixa de $0.90 \leq \eta_{\text{ger}} \leq 0.97$. Em geral o uso do rendimento do conjunto turbina-gerador (η_{tg}) é mais freqüente, o qual pode ser definido como o produto entre rendimentos da turbina (η_{tur}) e do gerador (η_{ger}), de acordo com a seguinte equação:

$$\eta_{\text{tg}} = \eta_{\text{tur}} \times \eta_{\text{ger}} \quad (3.3)$$

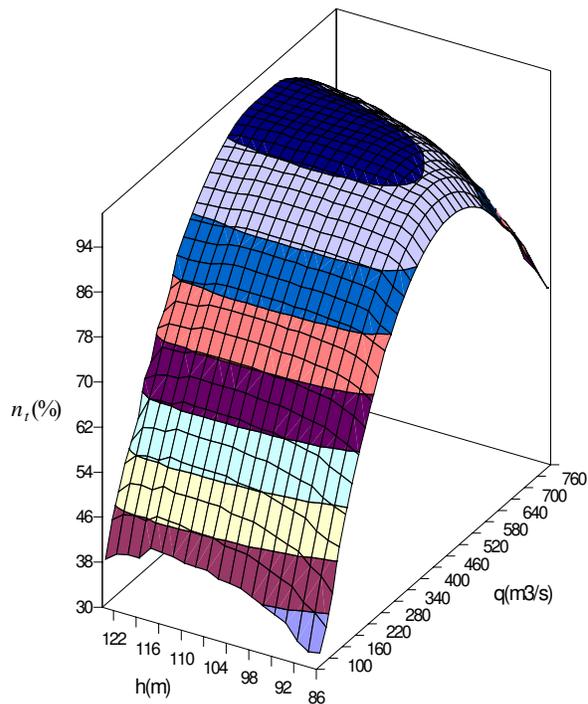


Figura 3.4 Curva de rendimento de uma turbina hidráulica (Curva Colina)

Neste Trabalho considerou-se o rendimento do gerador constante.

A variação da geração em uma dada usina hidrelétrica requer a variação da vazão turbinada em cada grupo gerador em operação. Dessa forma a variação na turbinagem implica em uma variação no nível do canal de fuga, nos rendimentos e nas perdas hidráulicas. O aumento da turbinagem eleva o nível do canal de fuga, diminuindo assim a altura de queda e que, por sua vez, diminui a produtividade da usina. Assim, quando se aumenta a turbinagem ocorre um aumento também nas perdas nos condutos forçados.

No período de operação de 24 horas, não está longe da realidade supor a altura líquida do reservatório constante, e a equação de produção hidráulica (3.1) que define a relação entre vazão turbinada e potência elétrica gerada pode ser aproximada por uma função quadrática para cada altura líquida.[2]

3.6.2 Usinas Termelétricas

A geração termelétrica é aquela que utiliza a energia térmica para a qual a turbina está conectada a um gerador elétrico produzindo assim energia elétrica. Um esquema simplificado de geração termelétrica é mostrada na figura 3.5. Nas usinas termelétricas, apesar do uso de distintos combustíveis, sua representação nos estudos de planejamento é feito tomada em conta: potência máxima, e mínima operativa, a taxa de tomada de carga e a função de custo.

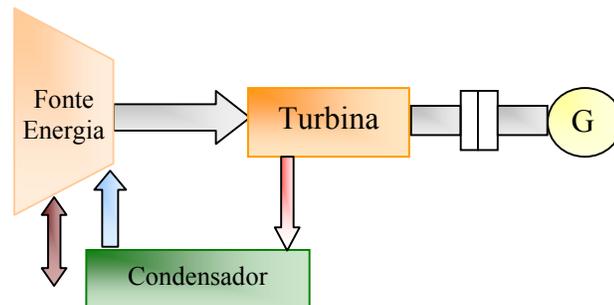


Figura 3.5 Usina Termelétrica.

Em cada unidade térmica existe uma função quadrática que representa a relação entre o custo de combustível e potência gerada e é expressa como:

$$C_T = a + b.P + c.P^2 \quad (3.4)$$

Onde:

C_T : Custo de combustível (u.m/MWh).

P : Potência Gerada (MW).

a, b e c : Coeficientes do polinômio.

Obs.:

u.m : Unidades monetárias.

3.7. Congestionamento de Sistemas de Transmissão

O sistema de transmissão é o meio físico que permite a interconexão entre os geradores e consumidores, mas na nova estrutura do mercado constitui-se um agente econômico que permite ao operador do sistema selecionar os geradores mais eficientes para o atendimento da demanda. O funcionamento de um sistema de transmissão deve ser feito de maneira coordenada que permite garantir o cumprimento de níveis de confiabilidade e segurança do sistema, impõem restrições que impedem o despacho mais econômico causando um acréscimo ao custo de energia ao consumidor. Este acréscimo é chamado *Custo de Congestionamento*. Este custo não permite atender o mercado a um único preço de equilíbrio.

No presente trabalho o problema de congestionamento é avaliado em relação à limitação da capacidade de transporte da rede, dado pelo limite térmico dos elementos da rede. Assim, dentro do limite consideramos incluídos alguns aspectos eventuais que impedem um nível satisfatório de transferência de potência.

3.7.1. Gerenciamento do Congestionamento

Considerando todo o exposto anteriormente, dentro de um mercado de energia elétrica os produtores e consumidores querem transferir uma determinada quantidade de energia de um lugar a outro do sistema. Se para atender toda essa demanda a operação viola alguns limites na capacidade da rede, então se diz que o sistema de transmissão está congestionado.

A administração do congestionamento é controlar o sistema de transmissão observando seus limites de operação, sendo o alvo o controle na geração mantendo um nível adequado de segurança ao mínimo custo de operação possível.

Assim é necessário encaminhar os sinais econômicos fornecidos pelos diferentes agentes os quais determinam o ponto ótimo na operação e dependendo do grau de estágio

de desenvolvimento do mercado, esta pode ser feita de maneira centralizada pelo órgão no qual tenha representação os distintos agentes ou pela interação entre eles quando seja feita uma transação bilateral.

3.7.2. Modelagem e Avaliação do Congestionamento

Para o sucesso do mercado é necessário que todos os participantes possam avaliar e entender claramente o impacto devido ao congestionamento. Considera-se que o operador do sistema tem acesso aos dados dos agentes e preços da energia permitindo ter todas as informações para alocar a energia da melhor e mais eficiente maneira.

No presente trabalho pela grande facilidade de proporcionar uma aproximação adequada da rede é utilizado um fluxo de potência linearizado DC, onde os geradores indicam suas correspondentes disponibilidades de geração termelétrica e hidroelétrica e suas restrições operativas, além dos geradores termelétricos fornecem seus custos de produção para atendimento da demanda.

Cada linha de transmissão do sistema está representada pela sua condutância e susceptância e sua capacidade máxima de transferência de potência ativa.

a. Despacho sem restrição de transmissão

O Operador do sistema despacha as usinas sem considerar as restrições de transmissão, isto é, obtém-se o despacho irrestrito onde os geradores atendem a demanda ao custo marginal de curto prazo, o denominado preço de equilíbrio no mercado *Spot*.

Para resolver o despacho ótimo em um determinado período de tempo temos que resolver o seguinte problema:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in G \cup H} f_i(P_i)$$

s.a

$$\sum_{i \in G} P_i + \sum_{j \in H} P_j = D^t \quad t \in T \quad (3.5)$$

$$\sum_{t \in T} P_j^t = M_j \quad j \in H \quad (3.6)$$

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad i \in G \quad (3.7)$$

$$P_j^{\min} \leq P_j \leq P_j^{\max} \quad j \in H \quad (3.8)$$

Onde:

- f_i : Custo de produção da geração térmica e hidráulica i
- D^t : Demanda do sistema na hora t
- M_j : Meta energética fixada para unidade hidrelétrica j
- G : Conjunto das unidades térmicas
- H : Conjunto das unidades hidráulicas

O modelo anteriormente descrito tem como função objetivo minimizar o custo total da operação térmica (custo de combustíveis) atendendo as restrições de atendimento a demanda, limites operacionais dos geradores. O modelo inclui também a presença de usinas hidráulicas no atendimento da demanda tentando representar a generalidade de geração dos sistemas elétricos, para isto o modelo inclui uma restrição sobre o consumo total de água na usina hidrelétrica.

A função Lagrangeana é:

$$\ell = \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in G \cup H} f_i(P_i) + \lambda^t \left(\sum_{i \in G} P_i + \sum_{j \in H} P_j - D^t \right) + \sum_{j \in H} v_j (P_j^t - M_j) \right)$$

A resolução do modelo é obtida ao aplicar as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker à função Lagrangeana [35]. O método aplicado para obter a solução do problema foi à relaxação Lagrangeana, com o qual foi possível obter o multiplicador de Lagrange λ associado com a restrição (3.5) e v relacionado à restrição (3.6). Com este λ podemos determinar o despacho ótimo para uma determinada configuração do sistema. Ao resolver o

problema (3.5)-(3.8) o multiplicador de Lagrange λ representam o custo marginal de curto prazo, o qual é similar para todas as barras do sistema sem levar em conta as perdas.

A característica do custo marginal é que depende do atendimento da demanda, isto é, o custo marginal tem a capacidade de incentivar ou desmotivar variações de geração ou demanda devido ao valor alcançado. Esta abordagem só permite olhar as alterações de custo marginal devido aos limites na geração, assim se alcança algum de seus limites operacionais o preço da energia sobe de modo a inibir um aumento no consumo.

b. Despacho com restrição de transmissão

No despacho irrestrito quando verifica-se violação dos limites do sistema de transmissão, o operador do sistema deve alterar o despacho de geração para reduzir o fluxo de potência pela linha de transmissão congestionada mediante a resolução do problema de otimização restrito.

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in G \cup H} f_i(P_i)$$

sa

$$B\Theta^t = P^t - D^t \quad t \in T \quad (3.9)$$

$$\sum_{j \in H} P_j^t = M_j \quad j \in H \quad (3.10)$$

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad i \in G \quad (3.11)$$

$$P_j^{\min} \leq P_j \leq P_j^{\max} \quad j \in H \quad (3.12)$$

$$\left| \Gamma \hat{A} \Theta^t \right| \leq f^{\max} \quad t \in T \quad (3.13)$$

Onde:

A equação (3.9) representam o fluxo de potência linearizado

Θ : Vetor de ângulos da tensão nas barras.

B : Matriz B representa o sistema de transmissão.

\hat{A} : Matriz incidência do ramo-nó sem a coluna da barra de referência i .

Γ : Matriz diagonal das susceptância das linhas de transmissão.

$\Gamma \hat{A} \Theta^t$: Vetor de fluxos de potência ativa linearizado nas linhas para o intervalo t .

f^{\max} : Fluxo máximo pela linhas de transmissão.

P_i^t : Vetor da geração injetada na barra i no intervalo t .

A função Lagrangeana é dada por:

$$\ell = \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in G \cup H} f_i(P_i) + \lambda_i^t (B \Theta - P_i^t + D_i^t) + \sum_{j \in H} v_j (P_j^t - M_j) + \sum_{k \in Z} \mu_k^t \left(\left| \Gamma_k \hat{A} \Theta_k^t \right| - f_k^{\max} \right) \right)$$

A resolução do modelo, assim como no caso anterior, é obtida ao aplicar as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker à função Lagrangeana. O mesmo método de resolução foi aplicado ao problema anterior (3.5) a (3.8). Porém agora existe um multiplicador de Lagrange λ_i , o qual é associado a cada equação da restrição (3.9) dando como solução um vetor de custos marginais nodais para cada barra, além de proporcionar um multiplicador de Lagrange μ_k associada à restrição da capacidade de cada linha de transmissão (3.13), é dizer, de acordo com as condições do problema que ele é diferente de zero se houver violação dos limites, dando uma indicação ao mercado que a ampliação da capacidade desses circuitos permitiria uma redução de custos.

Caso contrario é zero; a variável μ é denominada sensibilidade da capacidade de transmissão permitindo avaliar a variação do custo de operação em relação ao incremento de capacidade do circuito da rede do sistema de transmissão.

O despacho considerando as restrições de transmissão, com uma modelagem da rede por meio de um fluxo de potencia DC, faz necessário alterar o despacho da geração para reduzir o fluxo de potência pela linha de transmissão congestionada. Nessa solução o preço marginal λ_i reflete o incremento do custo marginal de operação e faz com que sejam diferentes para cada barra $-i-$ e são obtidos diretamente da solução do problema.

3.7.3. Efeito dos limites de transmissão.

No capítulo anterior apresentou-se a metodologia para a determinação do preço *Spot* (equação 2.2), assim a componente de operação do sistema λ que é obtido pela utilização

do modelo de despacho sem a consideração das restrições do sistema de transmissão. A componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão (equação 2.32) permite penalizar as violações dos limites [3&5]:

$$fp = C * (X - X^{lim})^2 \quad (3.14)$$

Onde:

C : Parâmetro definido por heurística (No mercado pela decisão política do órgão regulador).

X^{lim} : Valor limite da variável do sistema assumido pelo operador do sistema

Assim, como para a componente das perdas, a contribuição de todas as linhas é levada em consideração, a componente de qualidade de suprimento da transmissão só apresenta valores diferentes de zero obtidos pela equação (3.14) quando o fluxo de alguma linha do sistema ultrapassar um determinado limite; quanto mais exceder o limite de fluxo estipulado (aceitado por todos os agentes do mercado de energia) maior será a penalização por esta componente. Esta metodologia adotada para o cálculo do preço *Spot* [1] faz com que o preço para cada barra é obtido com o conceito de eficiência econômica da teoria marginalista, além de fornecer transparência na obtenção dos diferentes valores das componentes do preço da energia elétrica aos participantes do mercado.

As considerações anteriores podem ser eliminadas pela utilização de um fluxo de potência ótimo, o qual permite obter os preços nodais (pelo fato que é para cada barra - nó), λ_i . Este considera o impacto causado pelo sistema de transmissão e correspondem as variáveis duais do problema (3-9) a (3-13). Supondo que a barra 1 seja a referência (matriz B do fluxo de potencia sem a linha e a coluna da barra de referência), e aplicando as condições de otimalidade à função Lagrangeana com algum trabalho matemático é obtido para cada intervalo de tempo³:

$$\lambda_j = - \left[\hat{B}^T \right]^{-1} b_1 \lambda_i - \left[\hat{B}^T \right]^{-1} \left[\hat{A}^T \right] \Gamma \mu_k \quad (3.15)$$

³ Mais detalhes consultar referencia [21].

Onde:

- \hat{B} : Matriz B sem a coluna da barra de referência i do fluxo de potência DC.
 \hat{A} : Matriz incidência do ramo-nó sem a coluna da barra de referência i .
 Γ : Matriz diagonal das susceptância das linhas de transmissão.
 λ_j : Custo marginal da barra j a exceção da barra de referência i .
 μ_k : Custo do congestionamento da linha k .
 bi : Vetor da coluna i da matriz B a exceção do elemento ii .

Da equação (3.15) tem-se que, se nenhum limite de fluxo é atingido, os λ 's das barras do sistema são iguais entre si ao de referencia, pois neste caso μ_k é nulo. Assim a ativação de um único limite de fluxo tende a causar alterações em todos os λ 's do sistema, e não apenas nos λ 's associados às barras terminais da linha que sofre o congestionamento.

3.8. Impacto econômico das Restrições

A modelagem do sistema de transmissão por meio do fluxo de carga linearizado, para a operação de curto prazo é relativamente simples, permitindo a simulação das injeções de potência em algum ponto do sistema dentro do qual a transmissão modifica a operação de curto prazo através da introdução das perdas e possíveis custos de congestionamento.

A transmissão da potência nas linhas do sistema é afetada pelas resistências, as quais geram perdas. Portanto, o custo marginal da transferência de potência aos diferentes nós do sistema diferem pelo menos no efeito marginal das perdas.

As limitações presentes na transmissão para o curto prazo restringem o movimento de energia o qual impõe um custo marginal, mais alto em certas barras do sistema. Assim para eliminar o congestionamento e permitir a operação do sistema é necessária a redistribuição dos fluxos nas linhas desde a região de custo menor à de custo maior.

Os problemas de capacidade de transferência de potência do sistema de transmissão são mais relevantes no período de demanda alta, já que nem toda a potência gerada pelas usinas de custo menor pode ser transportada; assim a demanda é atendida por usinas de

custo maior as quais só operam pela presença das restrições na transmissão, assim o custo marginal das regiões é diferente por causa do congestionamento. Portanto, quando o sistema tem congestionamentos, os modelos de operação do mercado de curto prazo na determinação dos custos marginais requer o modelamento dos impactos das restrições dos elementos do sistema de transmissão.

3.8.1. Efeitos econômicos da capacidade de transmissão

A capacidade nas linhas de transmissão para transferir energia entre os diferentes nós da rede determina o grau de competição entre os geradores. Uma capacidade ilimitada na transmissão conduz a um mercado mais competitivo.

O novo papel do sistema de transmissão na emergente organização industrial do mercado de energia elétrica é permitir o livre acesso, competição e incorporação de mercados (carga) que potencialmente estejam isolados. Assim, além de fornecer aos agentes do mercado a capacidade de explorar vantagens dos custos de diferentes regiões do sistema, os serviços de transmissão jogam um papel importante na determinação das características do poder de mercado [3]:

- *Vantagens das diferenças de custos regionais.* Se os custos de um mercado são mais atrativos sobre outro, o sistema de transmissão que os une, provavelmente, ficara mais congestionado com os fluxos atraídos para o mercado de custo menor; mas se existisse um gerador monopólico no mercado mais caro este aproveitara a restrição de capacidade para incrementar seus lucros.
- *O poder de mercado.* Considerando a existência dos mercados com as mesmas características elétricas, localizados em diferentes pontos, mas caracterizados por conter um gerador monopólico; com incremento na interconexão dos mercados os benefícios são muito maiores que o simples incremento nos fluxos, devido a que só ameaça da competição fornecida pela capacidade adicional constitui-se uma influência direta para o gerador de cada mercado dominante, fazendo com que cada um gere perto de seus níveis competitivos.

A quantificação do poder do mercado é uma tarefa bastante difícil, mais ainda pela presença de perdas existentes nas linhas e os congestionamentos, limitantes na transação. Assim uma linha congestionada divide o mercado em duas regiões que não competem entre si.

Capítulo 4

Estudo do Congestionamento:

Sistema Elétrico

Neste capítulo é feito um estudo com o objetivo de ilustrar o impacto das restrições de transmissão sobre o preço *Spot* nos distintos pontos do sistema, os ingressos marginais nos elementos congestionados e as diferenças de preços entre um sistema com congestionamento e outro sem.

4.1 Introdução

De acordo com o apresentado no capítulo anterior o sistema de transmissão na estrutura do mercado é um serviço necessário e de livre acesso, requisito indispensável para o desenvolvimento e operação de um mercado competitivo.

A transmissão de energia elétrica é mais do que uma simples conexão de linhas; de maneira particular, o fluxo de potência no sistema necessita de coordenação nas operações, onde o OIS deve fornecer um despacho econômico de mínimo custo, e com condições de segurança.

Este estudo divide-se em duas partes para o análise de um pequeno sistema elétrico:

1. Sistema I: Constituído exclusivamente de geração termelétrica. O objetivo principal é mostrar como o preço da energia elétrica é distribuído nas barras de geração e carga.
2. Sistema II: Constituído por geração hidrotérmica. O objetivo principal é mostrar as alterações que podem ocorrer no comportamento do preço da energia elétrica quando da entrada em operação de uma usina hidrelétrica.

4.2 Descrição do Sistema Elétrico Estudado

O sistema elétrico estudado é obtido de [8], cujos dados para o caso dos geradores hidráulicos foram obtidos de [33]; possui seis barras sendo três de carga e três de geração. A interligação entre estas barras é feita por onze linhas de transmissão, a tabela 4.1 mostra os parâmetros da rede de transmissão.

| <i>linha</i> | <i>Barra origem</i> | <i>Barra destino</i> | <i>Resistência (pu)</i> | <i>Reatância (pu)</i> | <i>Limite (MW)</i> |
|--------------|---------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------|
| 1 | 1 | 2 | .10 | .20 | 40 |
| 2 | 1 | 4 | .05 | .20 | 80 |
| 3 | 1 | 5 | .08 | .30 | 70 |
| 4 | 2 | 3 | .05 | .25 | 20 |
| 5 | 2 | 4 | .05 | .10 | 90 |
| 6 | 2 | 5 | .10 | .30 | 42 |

| | | | | | |
|----|---|---|-----|-----|-----|
| 7 | 2 | 6 | .07 | .20 | 60 |
| 8 | 3 | 5 | .12 | .26 | 40 |
| 9 | 3 | 6 | .02 | .10 | 100 |
| 10 | 4 | 5 | .20 | .40 | 20 |
| 11 | 5 | 6 | .10 | .30 | 20 |

Tabela 4.1 Parâmetros do Sistema Teste.

Conforme a figura 4.1, D1, D2 e D3 são as demandas nas suas respectivas barras de carga; L1 a L11 são as linhas de transmissão que interligam as barras do sistema, as reatâncias e resistências nas linhas de transmissão têm seus valores todos no sistema p.u; G1, G2 e G3 são os geradores com suas respectivas características. Para o caso do sistema com geração hidrotérmica, a usina térmica G1 é substituída por uma usina hidrelétrica e as outras seguem sendo térmicas.

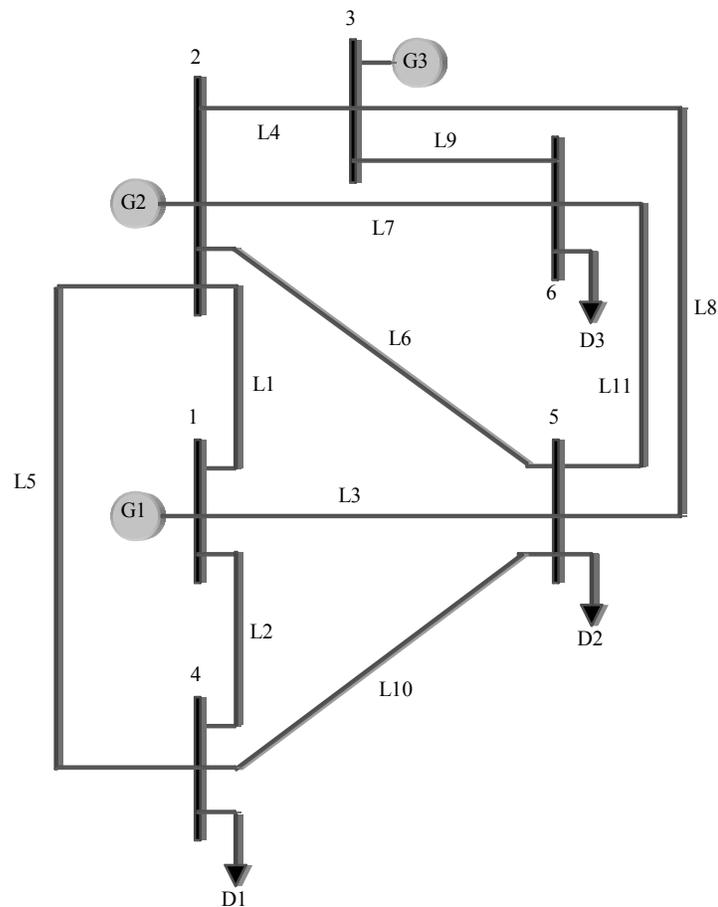


Figura 4.1 Sistema Teste.

As funções de custo para representar as unidades térmicas que utilizam diferentes fontes energéticas (Carvão, Óleo, ou Gás) são mostradas a seguir.

$$\begin{aligned}C_1 &= 213 + 12.77 P_1 + 0.00633 P_1^2 \\C_2 &= 200 + 10.33 P_2 + 0.00889 P_2^2 \\C_3 &= 240 + 10.83 P_3 + 0.00741 P_3^2\end{aligned}$$

4.3 Software Implementado

O programa desenvolvido foi implementado baseado nos princípios apresentados no capítulo 2 e no capítulo 3, e utilizando o software MATLAB[®][37]. O MATLAB[®] reúne facilidades para o usuário na resolução de modelos matemáticos, as quais permitem maior rapidez e agilidade na implementação de rotinas e sub-rotinas, sendo uma excelente ferramenta para o desenvolvimento e teste de protótipos de algoritmos.

As vantagens de utilizar MATLAB[®] são: possui ferramentas que permitem trabalhar no cálculo matricial e elaboração de gráficos; a simplicidade de representação das funções e relações do modelo, o que faz obter uma listagem do programa implementado reduzida ao compará-la com outras ferramentas de implementação (C, Delphi). A desvantagem clara é no tratamento de grande porte quando requererem muito tempo de execução ou até mesmo não conseguirem executar. A implementação das funções que permitem simular o algoritmo para o problema de congestionamento tem como argumentos os seguintes parâmetros:

Entrada:

- Geração: Barra de conexão, Disponibilidade, tipo (H=Hidráulica, T=Térmico), curva de custo;
- Meta para as Unidades Hidráulicas;
- Parâmetros da Rede;
- Condições iniciais para: custos marginais (λ), valor da água (v), variável dual da capacidade de transmissão (μ);

Saída:

- Despacho de geração;
- Custos marginais de operação;
- Custo do congestionamento;

- Componentes de preço *Spot*;
- Sensibilidade da capacidade dos elementos do sistema de transmissão.

Considerando o despacho irrestrito, o algoritmo de solução do problema pode ser descrito como a seguir:

1. Entrada dos dados: parâmetros das linhas de transmissão, demanda distribuída por cada barra, curvas de custo de geração térmica, meta de geração das usinas hidrelétricas.
2. Cálculo do despacho ótimo com barra única:
Neste despacho é necessário encontrar os dois multiplicadores de Lagrange que satisfaçam as restrições do problema indicado nas equações (3.5) a (3.8) para o qual no caso de sistemas hidrotérmicos é importante verificar quanto a usina hidráulica pode gerar com a meta de água estipulada.
Se a demanda no instante estudado for menor que a geração das usinas hidráulicas, a meta não será atendida e haverá água para armazenar ou ser vertida, se maior, a meta também será satisfeita mas teremos operação de usinas térmicas. A seguir mostra-se o fluxograma do despacho ótimo de geração (figura 4.2).

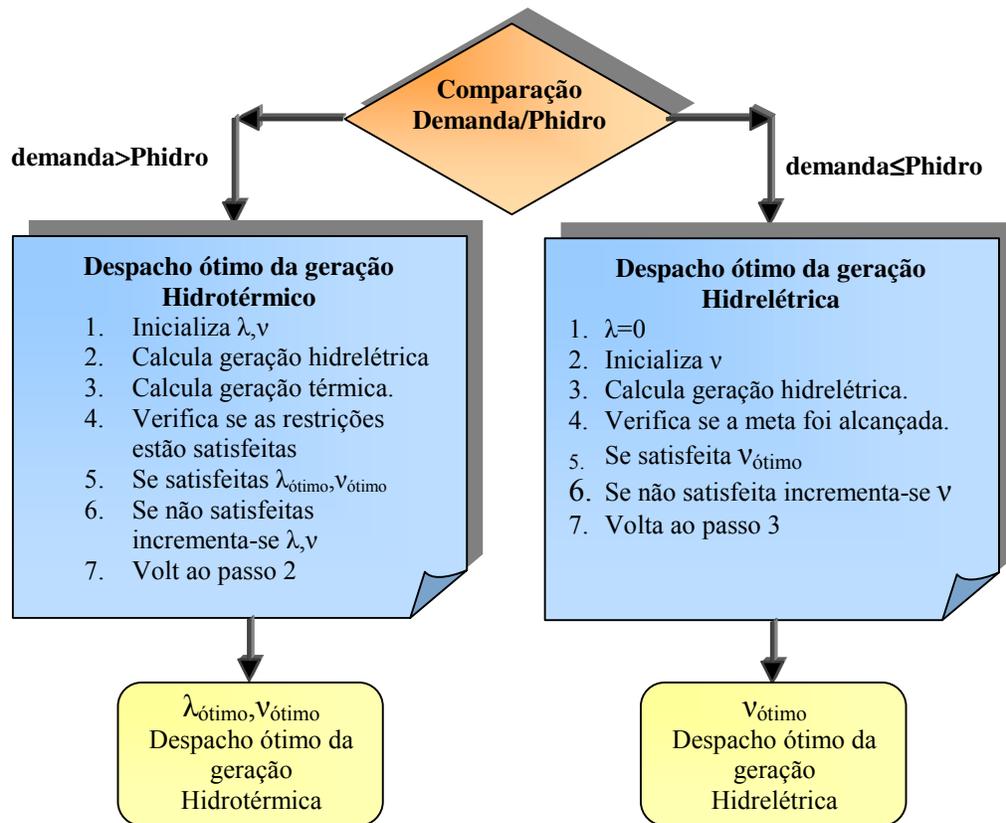


Figura 4.2 Fluxograma da Subrotina do Despacho Ótimo de Geração [2&3].

Tudo isto permite calcular os valores das variáveis duais do problema como são o custo marginal (λ), e o valor da água (v), para a geração hidrelétrica.

3. Com o despacho energético obtido no passo (2), e a demanda distribuída por barra faz-se uma análise elétrica no intervalo t por meio de um fluxo de potência ótimo DC.
 - Cálculo dos fluxos pelos elementos da rede, avaliação e obtenção dos elementos congestionados.
 - Com o passo anterior e aplicando as equações (2.30) e (2.32) obtém-se as componentes do preço *Spot*.
4. Com as violações do passo (3), calcula-se os fatores de sensibilidade da capacidade (μ) nos elementos, assim incentivando ou desmotivando a geração para permitir um despacho possível eletricamente. Obtenção do custo do congestionamento.
5. Os passos 1 a 4 são feitos até cobrir o período de análise, após são calculados os desvios do despacho para o atendimento da demanda, e o cumprimento da meta no caso da geração hidrelétrica.

Caso o sistema não tenha plantas hidráulicas o problema só resolve o caso termelétrico, o qual não tem conexão temporal devido ao fato de que não existe uma meta a cobrir por parte deste tipo de usinas.

6. Se os desvios não são satisfeitos, se incrementa ou decrementa os valores dos custos marginais e o valor da água para permitir reduzir os desvios, aumentando ou diminuindo a geração.
7. Se os desvios são satisfeitos, então são obtidos os despachos e as variáveis duais (custos marginais, valor de água e sensibilidade da capacidade).

Para o caso do despacho com restrição de transmissão os preços nodais são obtidos diretamente da solução do problema de fluxo de potencia ótimo DC, e correspondem aos multiplicadores de Lagrange associados às restrições do problema (3.9) a (3.13). O fluxograma da figura 4.3 descreve o comportamento do algoritmo:

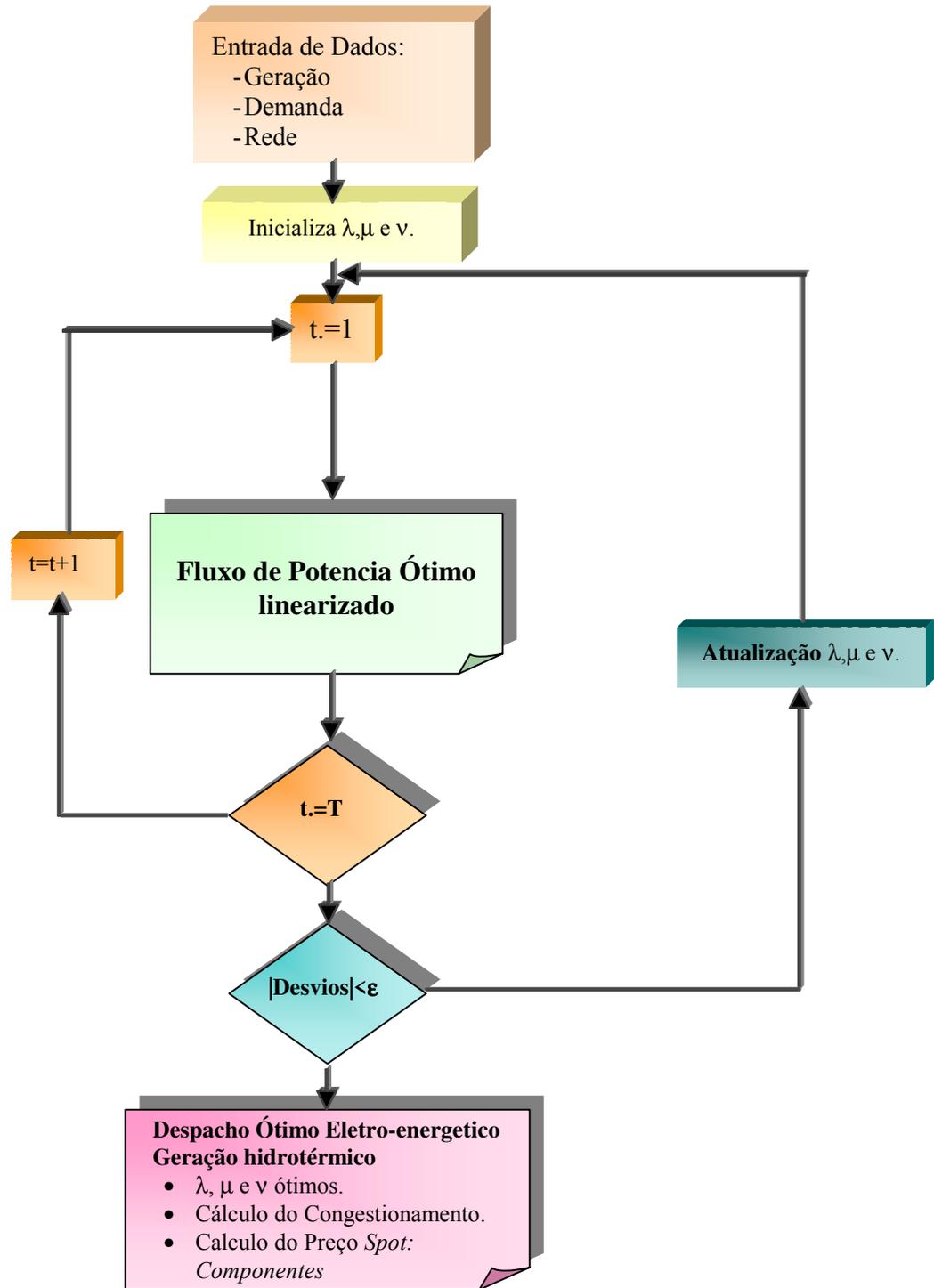


Figura 4.3 Fluxograma da avaliação do Congestionamento

4.4 Resultados

Com o objetivo de avaliar o desempenho do algoritmo, este será aplicado em diferentes configurações de geração, demanda e transmissão. O problema de congestionamento no sistema de transmissão apresenta-se quando algum elemento da rede impõe restrições que impedem o despacho. Assim, dentro do período de 24 horas com discretização horária o algoritmo procura atender a demanda levando em conta as restrições na geração e no sistema de transmissão, ou seja, temos que encontrar os multiplicadores de Lagrange que satisfaçam o problema.

O estudo considera a criação dos casos de análise, a partir dos quais se determinaram os casos para avaliar o impacto das restrições de transmissão. Basicamente são modelados dois casos para cumprir com o objetivo, o denominado caso Irrestrito, no qual só é obtido o despacho a mínimo custo sem a consideração do sistema de transmissão, e outro é quando é considerado o caso Restrito com restrição de transmissão.

Após a resolução do problema, apresenta-se os gráficos que mostram o comportamento do preço *Spot*, os quais definem os custos de oportunidade para as ofertas de energia através do mercado *Spot*; a diferença nos preços nodais definem os custos de oportunidade da transmissão. Portanto, o mercado opera através de preços distintos em cada barra do sistema. Como os preços *Spot* estão baseados em custos marginais em cada barra¹, pode-se calcular os preços *Spot* de transmissão² definidos como a diferença entre os preços *Spot*; desta maneira o custo de oportunidade da transmissão em cada hora está diretamente ligada com o custo de oportunidade da energia nos diferentes nós ao mesmo período do tempo. O equilíbrio dentro do mercado competitivo de transmissão depende, portanto, do equilíbrio competitivo dentro do mercado de energia elétrica.

¹ Preço *Spot* = Custo de operação + Custo de Perdas + Custos por Congestionamento.

² Preço de transmissão = Custo de Perdas + Custos por Congestionamento.

A continuação apresenta-se as simulações para o caso do sistema teste da figura 4.1 nos casos com geração exclusivamente:

- Termelétrica;
- Hidrotérmica.

4.4.1 Sistema Elétrico só com Geração Termelétrica.

- Demanda no horizonte de 24 horas

A curva de demanda total e em cada barra para o sistema ao longo das 24 horas representa de maneira geral um perfil de consumo de energia elétrica de um sistema real. Assim temos a demanda atingindo seu valor máxima, “Demanda do Pico”, ao redor das vinte horas, neste horário a possibilidade de ocorrer o congestionamento é muito elevado de acordo aos valores ilustrados na figura 4.4.

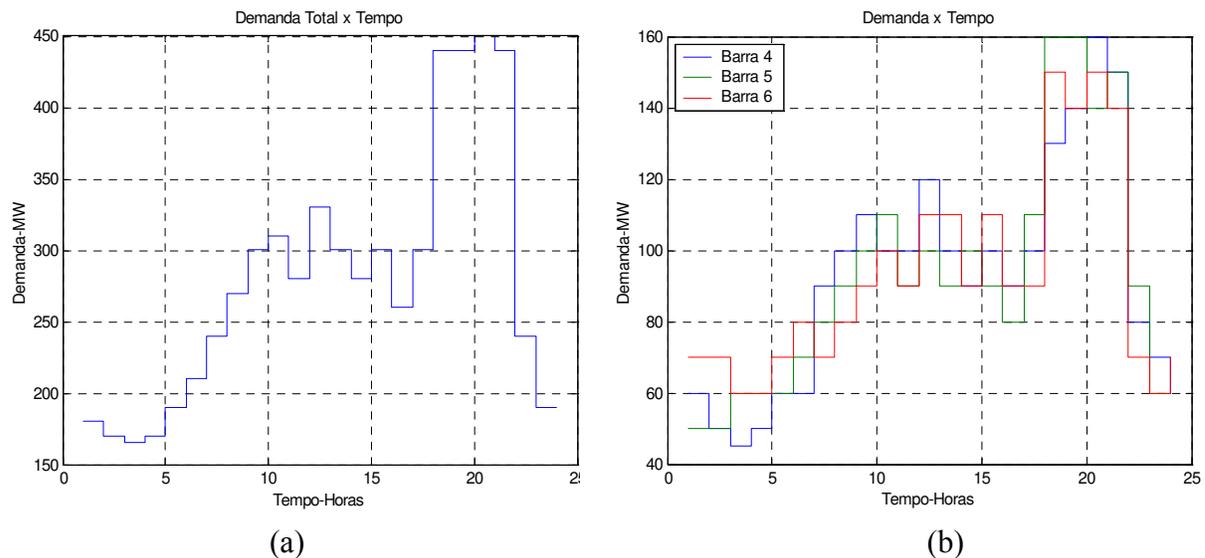


Figura 4.4 Perfil da Demanda. (a) Total (b) Por barras.

- Despacho Ótimo de Geração.

O despacho ótimo ao longo do horizonte do período de análise, é mostrada na figura 4.5. No gráfico apresenta-se por meio de uma linha continua o despacho sem a

consideração do sistema de transmissão – *Despacho Irrestrito* – o qual atende o balanço de geração-demanda do sistema.

Este despacho é de mínimo custo, assim, a usina térmica na barra 3 possui a maior participação no atendimento da demanda do que as usinas das barras 1 e 2. Isto se deve ao fato de que a usina da barra 3 apresenta uma melhor relação custo/geração, o que faz com que a usina opere o maior tempo possível e no período de ponta no seu limite operacional.

Neste caso não leva-se em consideração a restrição do sistema de transmissão. A consideração das restrições do sistema de transmissão – *Despacho Restrito* – no gráfico é indicado por meio da linha tracejada; assim permite-se observar como as usinas de maior relação custo/geração operam incrementando sua geração nos intervalos onde apresenta-se as violações dos limites operacionais da rede para aliviar o congestionamento; os resultados mostram a alterações no despacho nos períodos com sobrecargas em especial o período de demanda da ponta.

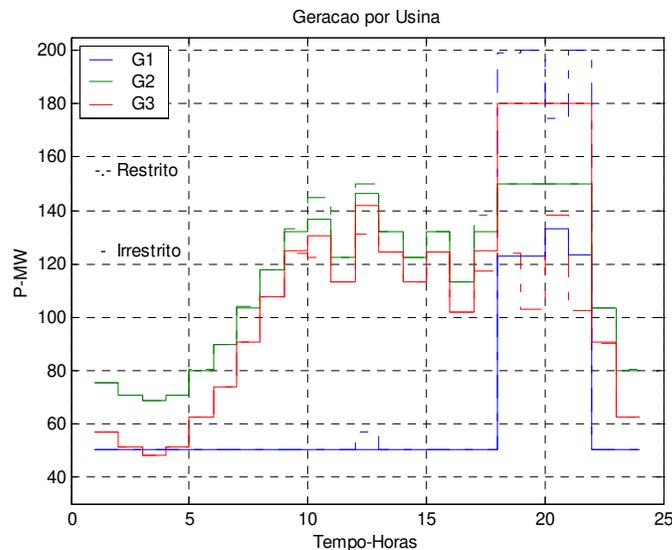


Figura 4.5 Despacho de Geração Ótimo.

Na figura 4.6 se mostra o congestionamento nas linhas 5, 8 e 9 observando o fluxo através do sistema de transmissão, onde verifica-se que existem linhas que apresentam

violações do limite operativo (congestionamentos), em especial no período da ponta da demanda.

No gráfico da figura 4.7 pode-se notar o fluxo pela linha 9, que é o de maior carregamento. Note a variação no carregamento da linha oscila de maneira muito semelhante a demanda da barra 6 (figura 4.7 b), à qual está conectada, operando no limite máximo (100MW) no período da demanda de pico.

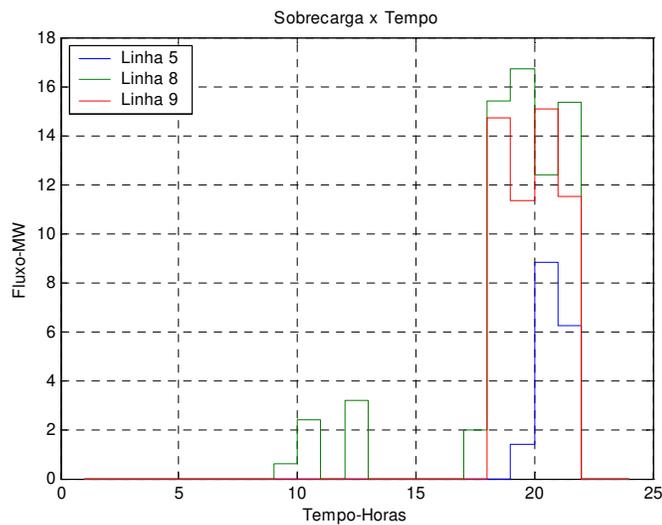


Figura 4.6 Congestionamento do Sistema de Transmissão

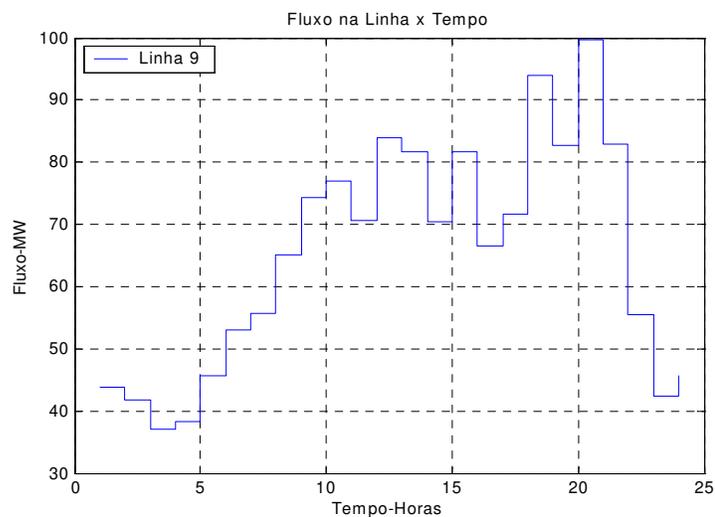


Figura 4.7 Fluxo na Linha 9 obtido para o despacho ótimo restrito

- Valores de Preço *Spot*.

A simulação feita permite observar o impacto do congestionamento sobre o despacho, e isso afeta diretamente o preço da energia como foi indicado no capítulo 2. Aplicando a teoria de Schweppe para a obtenção do preço nas barras, avaliamos cada uma das componentes tais como: operação do sistema (λ), perdas e qualidade do sistema de transmissão. É importante salientar que a obtenção delas é feita partir do despacho irrestrito onde se obtém o custo marginal do sistema que é igual para todas as barras do sistema.

Para obter o preço *Spot* em cada barra são calculadas as diferentes componentes, para compor o preço *Spot* em parcelas para apresentar aos participantes do mercado cada uma delas.

No caso do despacho irrestrito como foi apresentado, o valor do congestionamento é obtido por meio de funções de penalização que dependem de critérios políticos. Mas quando a resolução é feita considerando o problema completo encontra-se diretamente o custo marginal incluindo o efeito do congestionamento.

- Componente de Operação do Sistema: Esta componente mostrada na figura 4.8 representa o custo marginal da operação (λ) para cada instante do tempo do horizonte de 24 horas estudado; cada um destes valores é o que define o despacho ótimo do sistema ao longo deste intervalo de tempo. Note-se que o perfil da curva obedece às mesmas oscilações da curva de demanda total do sistema, devido ao fato de que só avalia a restrição de balanço geração-demanda, assim se a demanda é pouca o custo é baixo, se a demanda é alta o custo é alto.
- Componente de perdas no sistema de transmissão (η_L): A componente de perda na transmissão é a maior responsável para dar dimensão espacial ao preço *Spot* devido o seu cálculo que depende dos parâmetros dos elementos do sistema de transmissão, assim como do despacho de geração (Irrestrito ou Restrito).

Como pode-se observar nas figuras 4.9 e 4.13; e como foi dito anteriormente, a componente de perdas depende da quantidade de energia elétrica transportada e a distância percorrida por esta energia em cada elemento.

Os efeitos que se têm são valores do preço da energia de acordo com a localização de cada barra no sistema e do instante do tempo; por exemplo, na demanda de ponta do sistema as linhas apresentam carregamento muito alto, o que acarreta grandes perdas. Nestas horas esta componente penaliza de maneira distinta as barras predominantemente com geração e carga. Para as barras de carga, seu valor eleva sobremaneira o preço da energia, inibindo o consumo na ponta.

Para as barras de geração, com exceção da barra de referência que só depende da componente de operação, a componente de perda apresenta valores negativos ou ao redor de zero o que fornece um sinal forçando uma queda na produção de energia elétrica nas gerações que causam maiores perdas.

- Componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão (η_{QS}): Esta componente é mostrada na figura 4.10 e apresenta valores diferentes de zero quando o fluxo por algum elemento do sistema de transmissão ultrapassa o seu limite, quanto mais o limite é violado, maior será a penalização. Vale lembrar que para a determinação desta componente de perda é necessário levar em conta a contribuição de todo o sistema.

Assim temos também que, quanto mais linhas que apresentarem sobrecarga, maior será a amplitude desta componente. Aplicando a teoria de Schweppe, o seu cálculo depende da função de penalização de um parâmetro chamado de coeficiente de amortecimento (ζ), cujo valor influencia na importância que esta componente terá no cálculo do preço *Spot*.

Neste análise foi considerado $\zeta = -0.1$ (Oliveira 1999 [5]); se é adotado outro valor absoluto maior, com certeza existiria grandes modificações para o valor desta componente e conseqüentemente ao preço da energia elétrica.

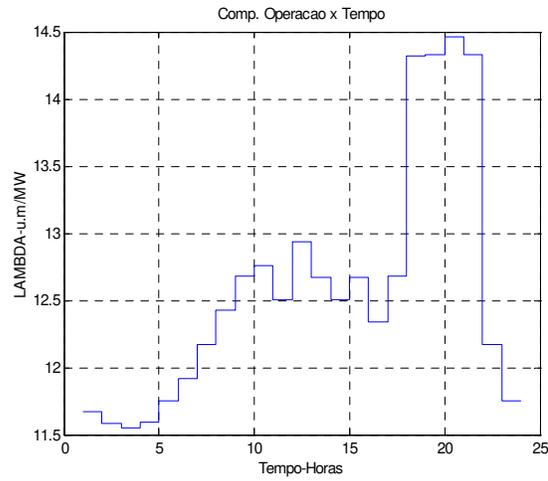


Figura 4.8 Custo marginal obtido com o Despacho Irrestrito

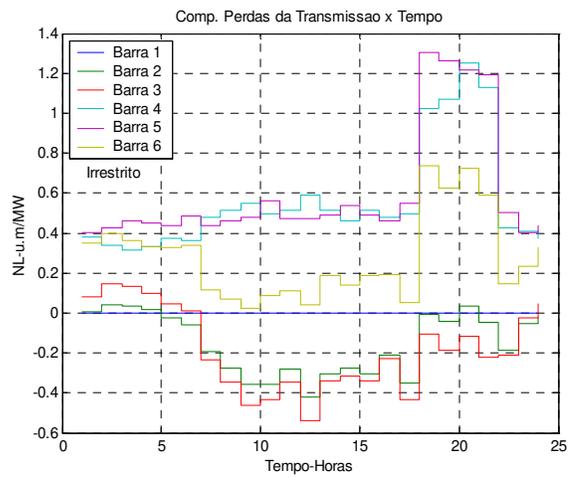


Figura 4.9 Componente de perdas na rede de Transmissão obtida com o Despacho Irrestrito

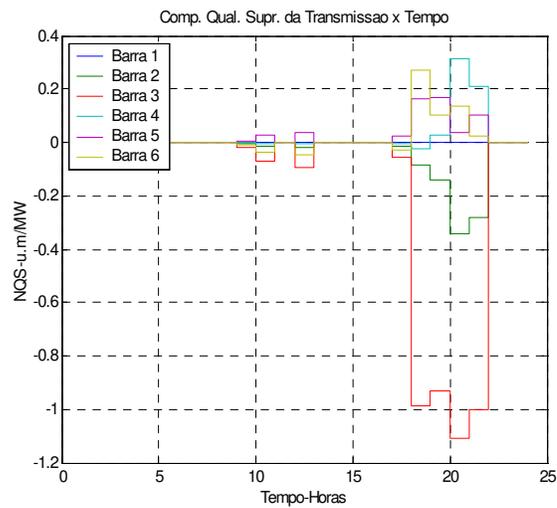


Figura 4.10 Componente da qualidade de suprimento da rede de transmissão.

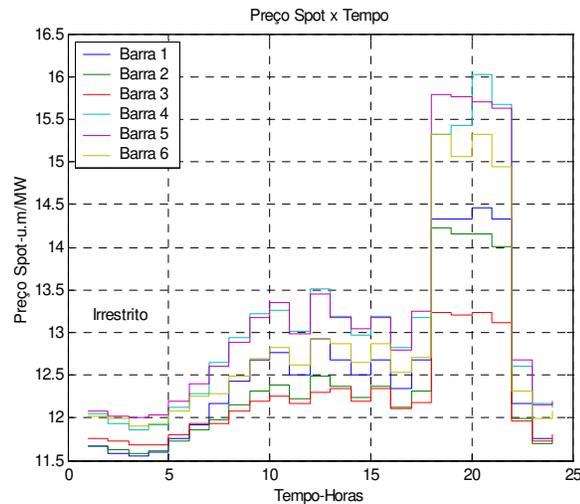


Figura 4.11 Preço *Spot* em cada barra obtido com o Despacho Irrestrito.

No gráfico da figura 4.11 apresenta-se o preço *Spot* em cada barra do sistema para o período de estudo. Note-se como o preço da energia elétrica acompanha as flutuações da demanda, assim na maior demanda o preço é elevado para as barras de carga para inibir o consumo e baixo para as barras de geração.

Este comportamento é uma maneira de se obter controle na geração e demanda, impondo ao sistema que este opere fora das faixas onde ocorra ociosidade e congestionamentos.

De acordo com o indicado anteriormente, na figura 4.12 mostra-se a componente do preço da energia para cada barra incluída o custo de congestionamento, obtida da resolução do modelo do despacho restrito.

A mesma apresenta um comportamento similar ao anterior, mas tem diferenças devido a que é calculado o efeito da rede internamente não existindo alguma função de penalização para avaliar as sobrecargas, também foi obtido o preço da componente das perdas para o despacho restrito indicando como não está no ponto ótimo irrestrito tendo portanto valores maiores aos anteriores, em especial pode-se notar isto nas barras de geração da figura 4.13.

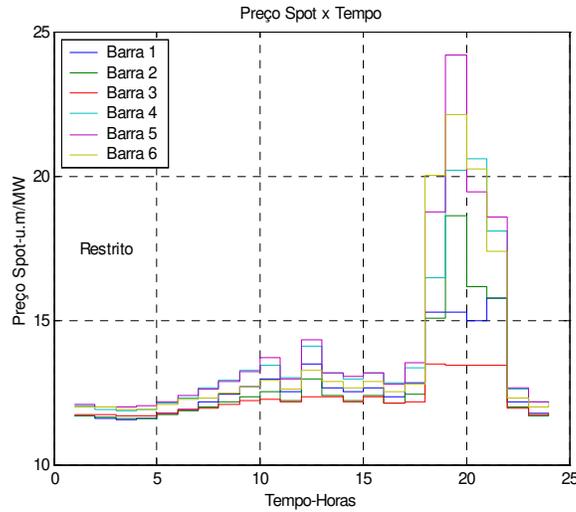


Figura 4.12 Preço *Spot* em cada barra obtido com o Despacho Restrito

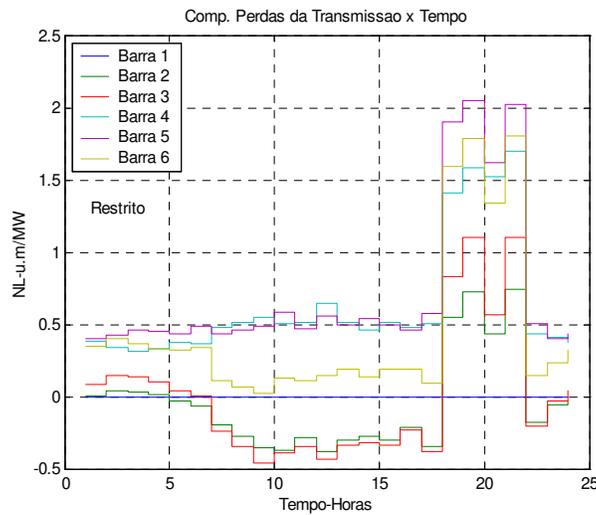


Figura 4.13 Custo das perdas obtido com o Despacho Restrito

- Custo de Operação.

No gráfico da figura 4.14 apresenta-se o custo de operação do sistema para o caso em que não é considerado o sistema de transmissão, sendo este menor comparado com a operação do sistema no qual tem o atendimento das restrições da rede de transmissão; na figura 4.15 pode-se observar as diferenças as quais estão presentes nos períodos de sobrecarga do sistema de transmissão.

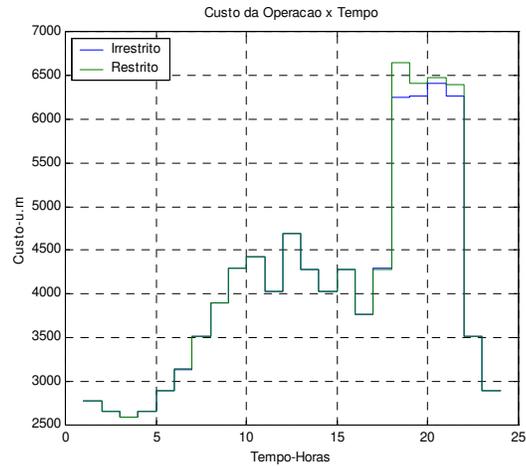


Figura 4.14 Custo de Operação do Sistema no Despacho Restrito e Irrestrito

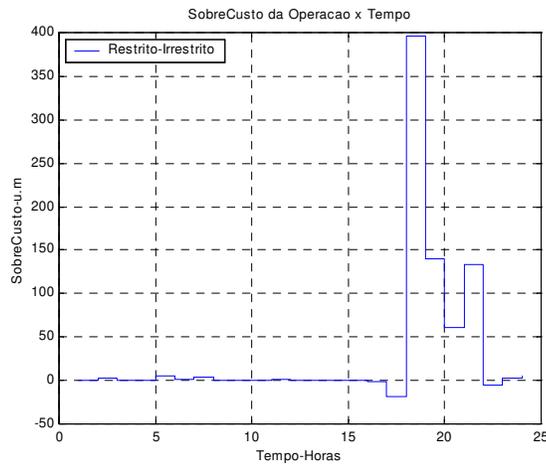


Figura 4.15 Sobre-Custo Operativo (Despacho Restrito – Despacho Irrestrito).

4.4.2 Sistema Elétrico com Geração Hidrotérmica

Como no ponto 4.4.1 dedicado ao sistema puramente térmico, realiza-se testes similares para o sistema hidrotérmico e suas diversas configurações de operação do sistema, pela presença de usinas hidrelétricas as quais dependem da vazão afluente aos reservatórios, a qual depende das condições hidrológicas da bacia na qual está localizada a planta. Faz-se duas análises considerando:

- Condições hidrológicas favoráveis;
- Condições hidrológicas desfavoráveis.

A barra de referência para este sistema continua sendo a barra 1.

4.4.2.1 Condições hidrológicas favoráveis.

Considera-se aqui o reservatório da usina hidráulica localizada na barra 1, com hidrologia favorável e tendo suficiente água para a operação da usina o tempo todo.

- Demanda no horizonte de 24 horas

A figura 4.16 (a) a seguir mostra a curva de demanda total do sistema ao longo do período de análise, e na figura 4.16(b) é apresentada a demanda para cada barra de carga no mesmo período. Esta foi utilizada para o estudo do sistema só com a consideração de geração térmica.

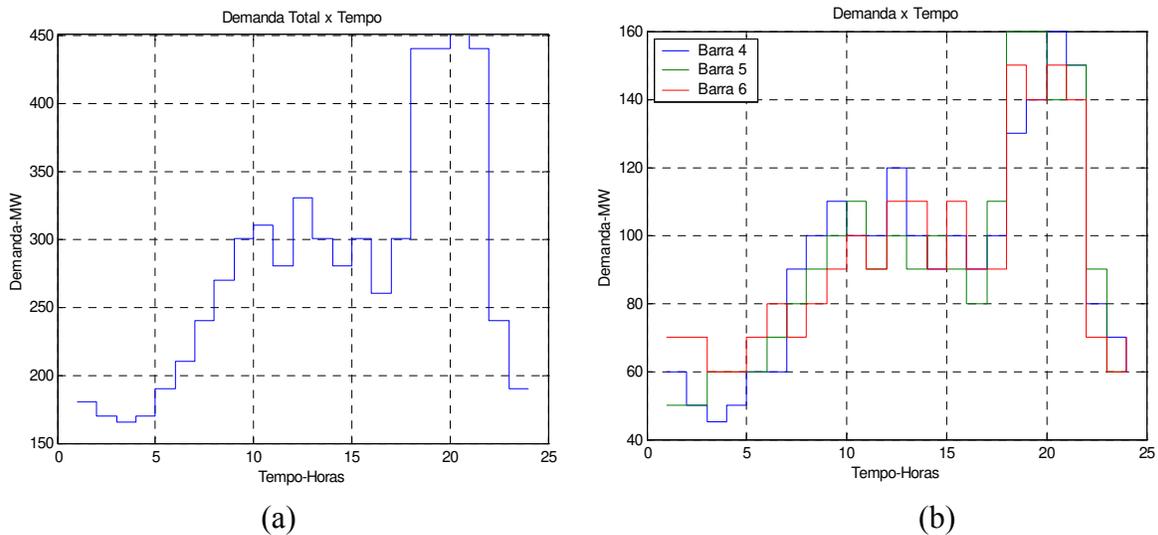


Figura 4.16 Perfil da Demanda. (a) Total (b) Por barras.

- Despacho Ótimo de Geração.

Igual ao caso anterior, apresenta-se por meio de uma linha contínua o despacho Irrestrito e com linha tracejada o despacho Restrito. Na figura 4.17, observa-se o despacho da geração térmica ao longo do período de 24 horas, onde a usina da barra 3 tem maior participação, isto é devido a fato de que ela apresenta uma melhor relação custo/geração.

No caso da geração hidroelétrica (Usina da barra 1), apresenta-se um comportamento muito diferente comparado com as térmicas.

Para esta condição hidrológica a usina hidrelétrica é despachada para operar o tempo todo com elevado nível de geração (tem-se uma elevada meta), as variações da demanda são supridas pelas usinas térmicas, exceto quando a demanda pode ser totalmente atendida pela usina hidrelétrica (respeitando os limites mínimos das usinas térmicas), nesta situação não existiria participação da usina térmica (custo zero na operação)³.

O despacho restrito permite observar como existe conexão no tempo na operação da usina hidráulica devido à necessidade de incrementar a operação na demanda de pico e realocar a geração nos outros instantes para cumprir com a restrição da meta.

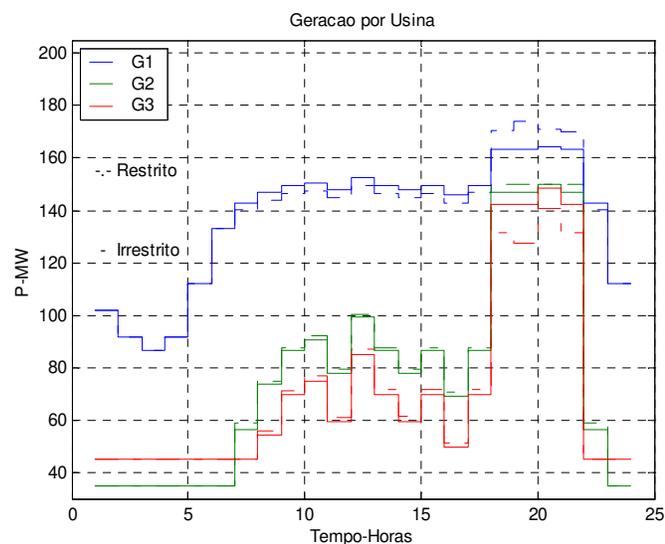


Figura 4.17. Despacho Ótimo para os casos: Restrito e Irrestrito

Na figura 4.18 mostra-se o congestionamento nas linhas 5, 8 e 9. Pode-se observar que existem linhas que apresentam violações do limite operativo (congestionamentos), em especial no período da ponta da demanda onde é mais requerida a capacidade da rede devido ao aumento do consumo.

³ Na maioria dos mercados adota-se um custo mínimo de operação o qual representa o custo de operação e manutenção para as usinas hidrelétricas, este depende do órgão regulador.

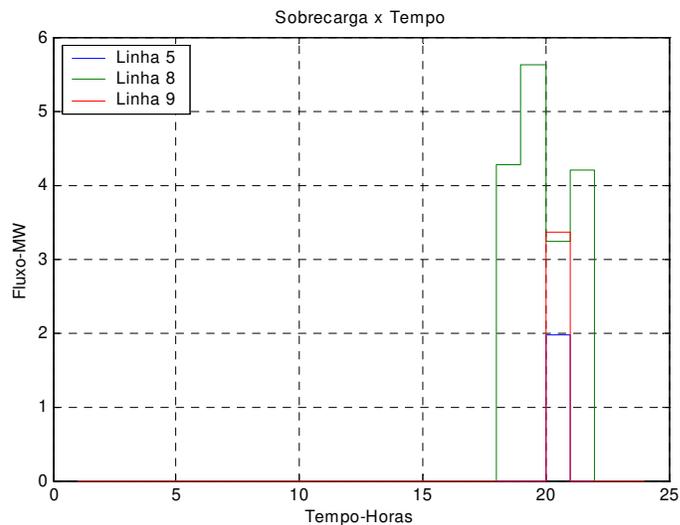


Figura 4.18 Congestionamento do Sistema de Transmissão

- Preço *Spot*

Como se fez anteriormente, primeiramente apresentam-se as diferentes componentes do preço *Spot* para logo obter a soma de todas as componentes para cada hora do horizonte de tempo analisado do preço *Spot*.

- Componente de Operação do Sistema: Na figura 4.19, mostra-se como esta componente segue a curva de carga, mas apresenta variações de acordo com a maior o menor participação térmica no balanço geração-demanda.

- Componente de Perdas na rede de Transmissão (η_L): Igual ao caso anterior é a componente que dá a característica espacial ao preço *Spot*, na figura 4.20; a seguir apresenta como os valores aumentam para incrementar o preço da energia elétrica de maneira de inibir o consumo ao aumentar a demanda (nas barras de carga), mas tende a diminuir de modo a não incentivar o aumento na produção.

- Componente de Qualidade de Suprimento da rede de Transmissão: Esta componente associa-se ao preço da energia de modo que quanto maior é a participação de uma barra na sobrecarga de uma linha de transmissão maior o valor desta componente no preço de energia daquela barra, mas influencia nos preços das outras barras do sistema, como na figura 4.21.

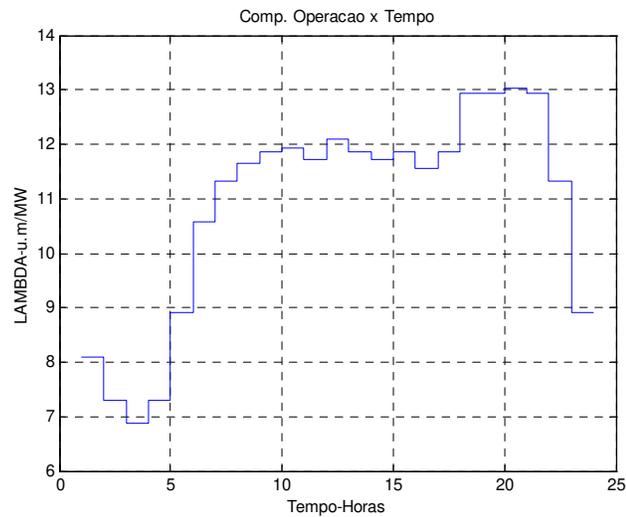


Figura 4.19 Custo marginal obtido com o Despacho Irrestrito

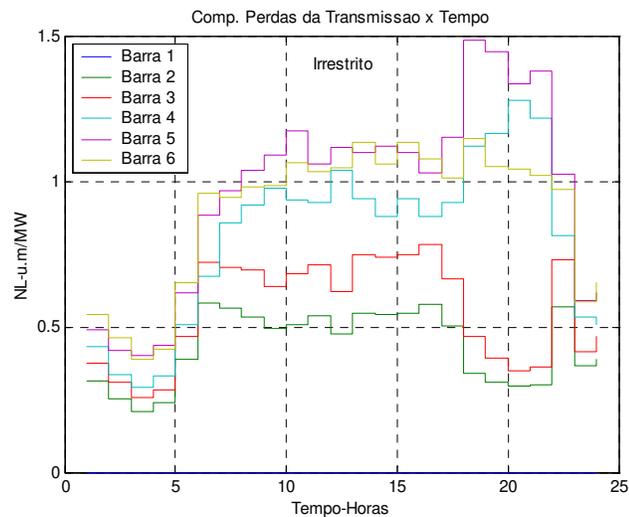


Figura 4.20 Componente de perdas na rede Transmissão obtida com o Despacho Irrestrito

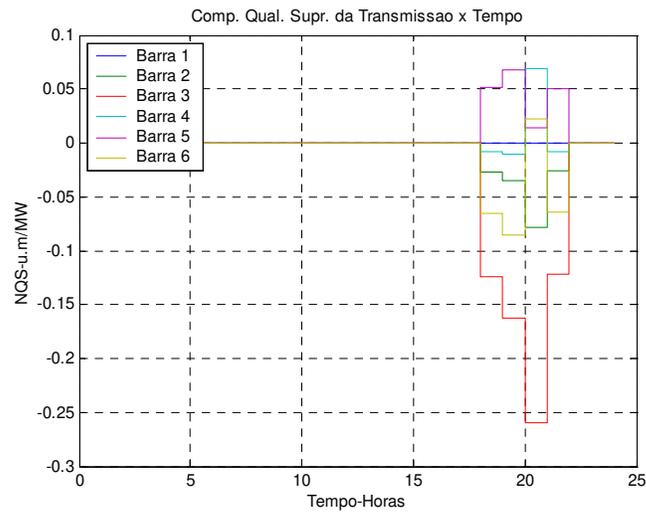


Figura 4.21 Componente da qualidade de suprimento na rede de Transmissão.

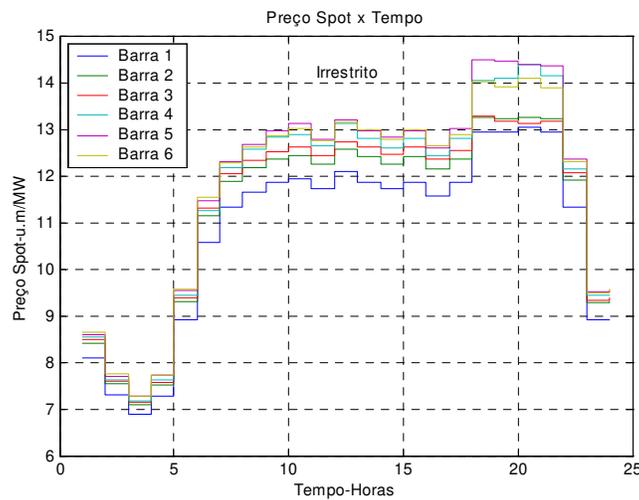


Figura 4.22 Preço *Spot* em cada barra obtido com o Despacho Irrestrito

No gráfico da figura 4.22 mostra-se o preço *Spot* por barra do sistema ao longo do horizonte de tempo estudado, dando um comportamento semelhante à curva da demanda, nos horários de demanda baixa se tem o menor preço para a energia elétrica, para os períodos de demanda alta a confiabilidade do sistema torna-se critica dando um preço alto para desmotivar o consumo de energia elétrica. É necessário lembrar que o valor pago para a geração é baixo para inibir a produção de energia elétrica, e alto para as barras de carga para inibir o consumo.

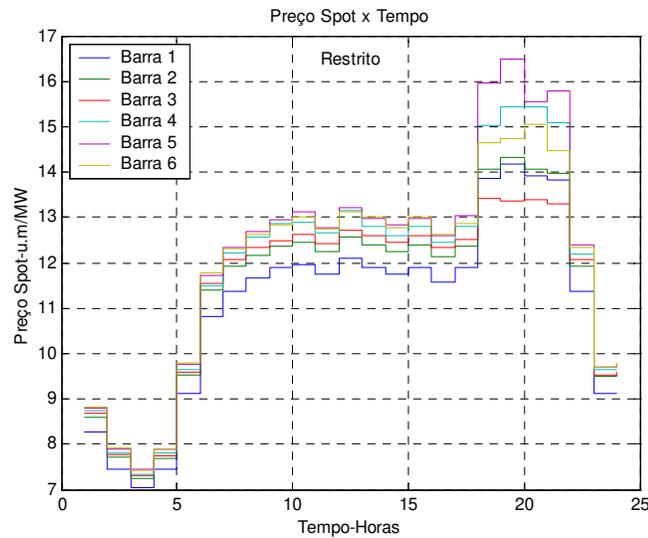


Figura 4.23 Preço *Spot* por barra Despacho Restrito

Mas considerando a resolução completa do problema tem-se o custo pelas barras no qual já se encontra incluindo as componentes de perdas na rede e qualidade de suprimento na rede. Como mostra a figura 4.23 o comportamento é semelhante ao caso anterior, além dela, mostra-se na figura 4.24 a componente das perdas as quais tem valores maiores devido ao fato de que é obtida para outra distribuição de fluxos pelo sistema e não para o despacho de mínimo custo de operação.

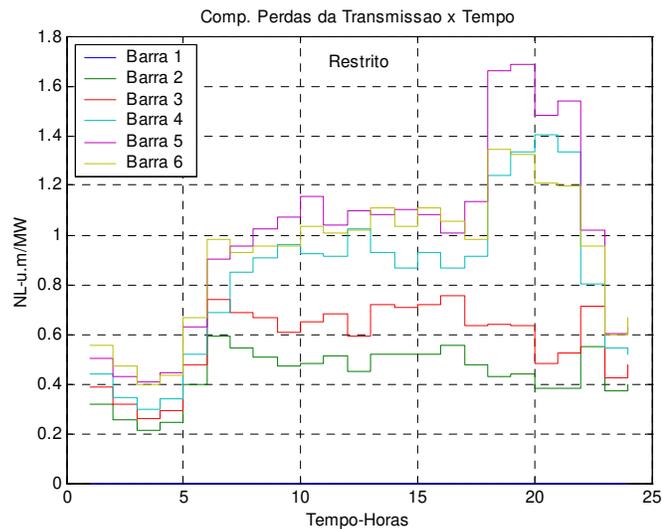


Figura 4.24 Custo das Perdas para Despacho Restrito.

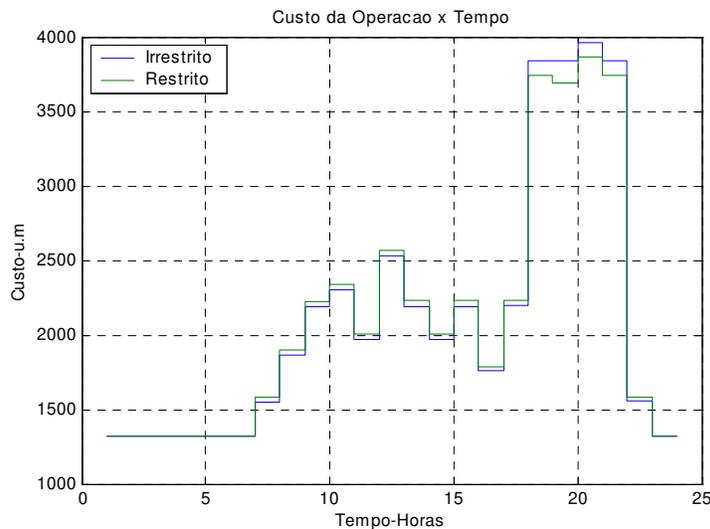


Figura 4.25 Custo de Operação do Sistema

A curva da figura 4.25 mostra os custos de operação para os despachos restrito e irrestrito. Assim, devido ao fato da presença da usina hidrelétrica e a redistribuição do seu despacho para o período de ponta, faz com que o custo nestas horas seja mais baixo que o irrestrito, mas nas outras horas o custo de operação é muito maior. Comparado com o custo de operação do sistema térmico tem-se valores menores.

4.4.2.2 Condições hidrológicas desfavoráveis.

Neste análise é considerado que as condições hidrológicas de reservatório da usina hidrelétrica apresenta vazões afluentes reduzidas. As curvas de demanda total e para cada barra do sistema permanecem inalteradas.

- Despacho Ótimo de Geração.

Com as mesmas considerações para os gráficos dos despachos restrito e irrestrito, na figura 4.26 mostra-se como a geração da usina hidráulica na barra 1 diminui sua produção e para compensar isto as usinas térmicas têm que gerar mais para atender a demanda no mesmo horizonte de tempo.

Mas para cumprir com as restrições do sistema de transmissão apresentadas principalmente na ponta da demanda, faz-se necessária uma redistribuição do despacho no período de estudo para atender a meta da configuração hidráulica, assim de acordo com as características do sistema nos outros períodos a redução de geração hidráulica incrementa ainda mais a produção de geração térmica, com o qual o sistema opera perto de seus limites operacionais.

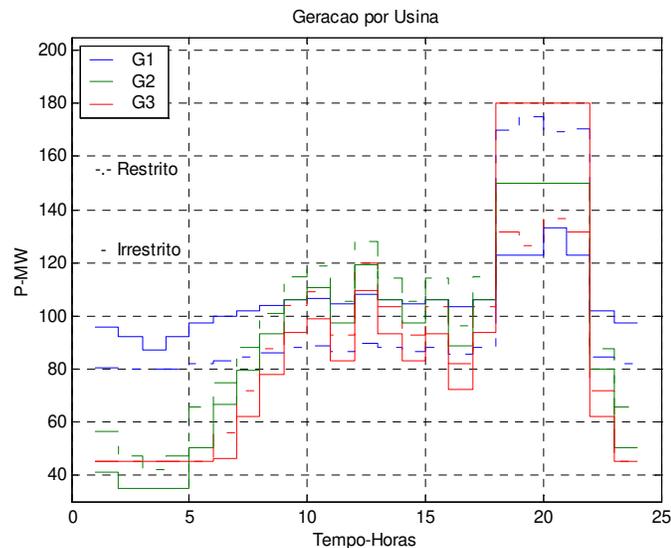


Fig 4.26 Despacho de Geração Ótimo.

- Componente de Operação do Sistema: De acordo com o despacho da geração do sistema existe uma elevada participação das usinas térmicas ao longo do período, fazendo com que haja uma redução da capacidade hidráulica, e o sistema passa a operar praticamente sem reservas, o que leva a incrementar os custos marginais semelhantes à curva de demanda, conforme mostrado na figura 4.27.

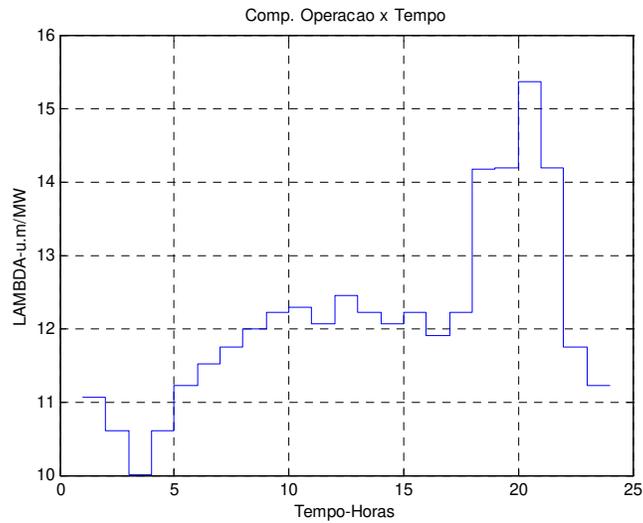


Figura 4.27 Componente de Operação do Sistema.

- Componentes da rede de Transmissão.

Estas componentes dependem principalmente do fluxo que percorre as linhas e dos parâmetros do sistema de transmissão. As perdas na rede tendem a ser semelhante às obtidas para o caso do sistema térmico principalmente no período da ponta da demanda ocasionando o incremento dos custos, conforme a figura 4.28. A componente de qualidade de suprimento na transmissão tem variação significativa em relação ao caso anterior devido ao fato de que se ultrapassam os limites, figuras 4.29 e 4.30.

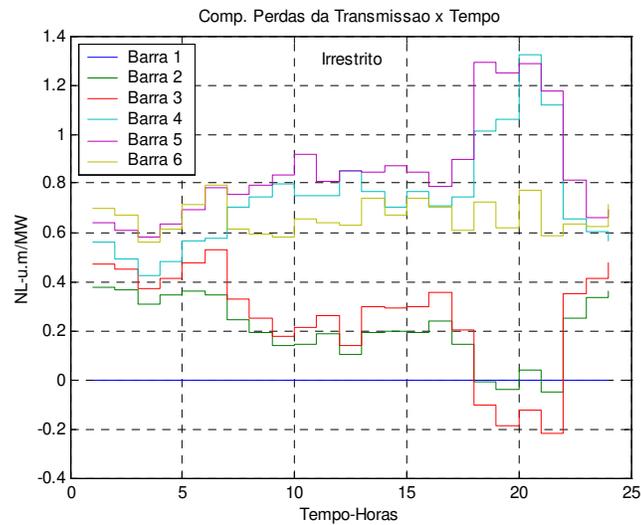


Figura 4.28 Componente de Perdas

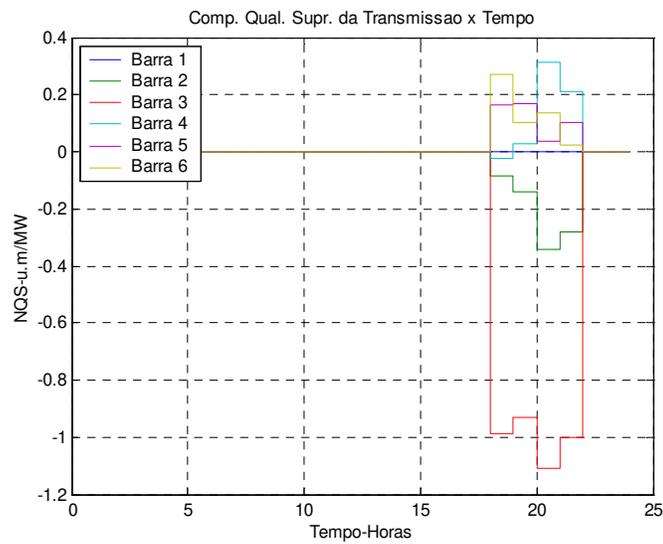


Figura 4.29 Componente de Qualidade de Suprimento

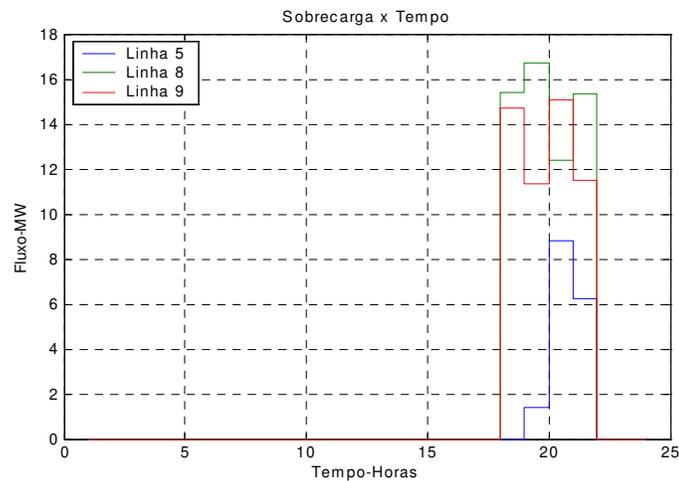


Figura 4.30 Sobrecarga dos elementos do Sistema de Transmissão.

Após a avaliação das componentes é possível obter o preço *Spot*, o qual apresenta maiores valores do que com o teste anterior devido ao fato da redução de geração hidráulica, figura 4.31.

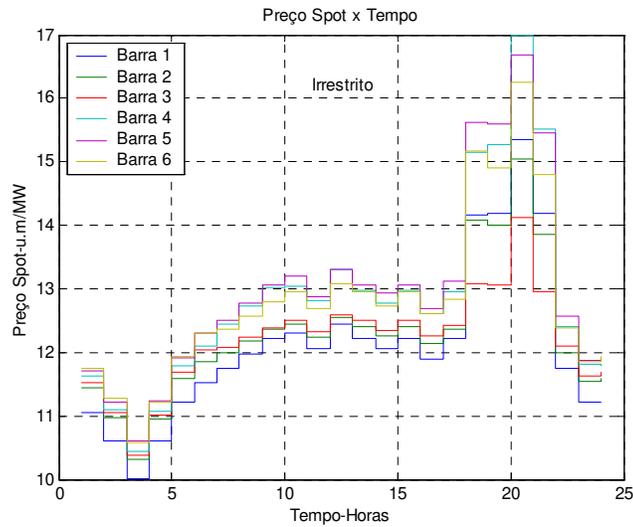


Figura 4.31 Preço *Spot* para cada barra obtido com o Despacho Irrestrito.

O preço *Spot* obtido resolvendo o problema completo se apresenta na figura 4.32. Pode-se observar que existe uma grande diferença devido ao fato da consideração do atendimento das restrições de transmissão e a meta na geração hidráulica, assim como as perdas apresentam um elevado incremento conforme na figura 4.33.

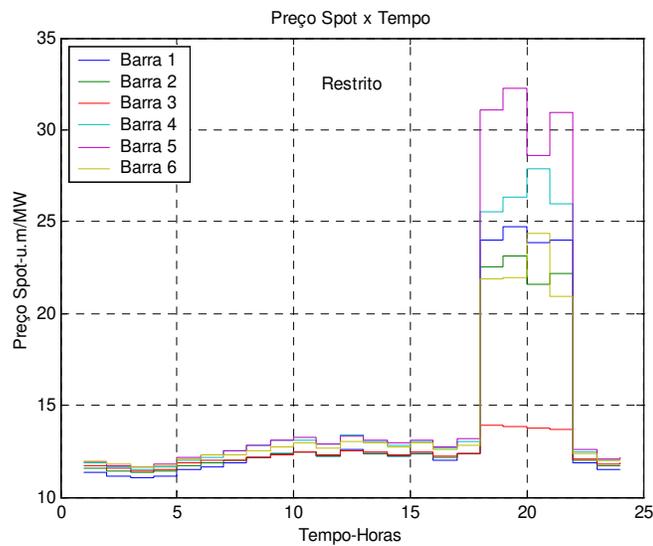


Figura 4.32 Preço *Spot* para cada barra obtido com o Despacho Restrito.

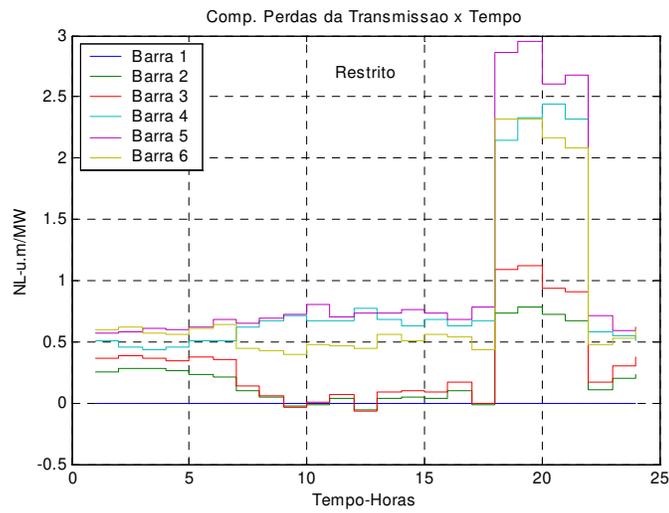


Figura 4.33 Componente das perdas

A figura 4.34 mostra de maneira mais clara a influência da condição hidrológica e das restrições do sistema de transmissão no custo de operação do sistema.

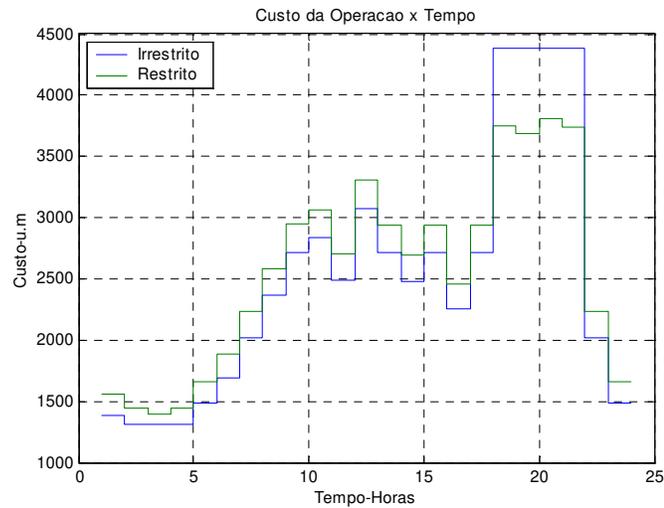


Figura 4.34 Sobre-custo de Operação.

Comparado as curvas da figura 4.34 com às obtidas na figura 4.25, mostra o fato do incremento do custo de operação devido a que o sistema não tem água suficiente para as usinas hidrelétricas.

4.5 Resposta da demanda ao Preço *Spot*

Até agora foi apresentado o gerenciamento do congestionamento através de redistribuição da geração no sistema, mas na prática a demanda pode ser alterada considerando-se a quantidade e horários no consumo por duas componentes principalmente, uma industrial⁴ e outra residencial⁵. Assim, é possível considerar que os consumidores residenciais não são capazes de responder as variações do preço da energia elétrica, enquanto que, os consumidores industriais podem responder de maneira linear a tais variações mediante a expressão a seguir [1]⁶:

$$d_{k,m+1} = d_m \left(1 + \beta \left(\frac{\rho_m - \lambda_{crit}}{\lambda_{crit}} \right) \right)$$

Onde:

- $d_{k,m+1}$: Demanda da barra k na iteração m+1
- $d_{k,m}$: Demanda da barra k na iteração m
- ρ_m : Preço *Spot*.
- λ_{crit} : Componente de operação cuja geração alcança 90% do valor máximo.
- β : Parâmetro de elasticidade da demanda (Valores negativos).

O parâmetro de elasticidade da demanda dentro de um mercado é um valor subjetivo e depende de variáveis externas ao mercado elétrico, como a situação político-econômica do país, clima, período do ano, etc., (Oliveira 1999 [5]). Mas com tudo isso pode-se utilizar a resposta da demanda como outra maneira de gerenciar o congestionamento do sistema de transmissão.

A figura 4.35 mostra novamente a demanda total e de cada barra, sendo estas as mesmas figuras 4.16 (a) e (b) neste capítulo, a quais não permitem diferenciar a demanda industrial de residencial mas será importante para podermos compará-lo com os novos perfis de demanda após a resposta da componente industrial de cada barra.

⁴ Representam os grandes consumidores de energia elétrica, podem escolher seu fornecedor de energia.

⁵ Representam os pequenos consumidores. Sendo na maioria dos mercados os consumidores cativos.

⁶ Existem outros modelos para expressar essa relação como o mostra a referência [1].

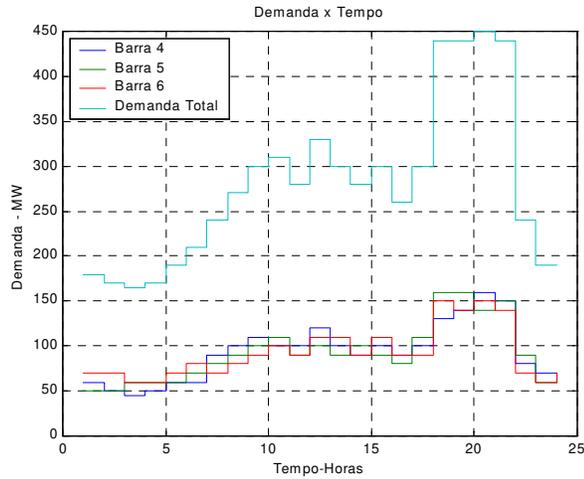


Figura 4.35 Curvas da demanda antes da resposta ao Preço Spot.

A figura 4.36 apresenta as curvas da demanda da componente industrial. De maneira geral, a participação da demanda industrial é de vinte a cinquenta por cento da demanda total de cada barra.

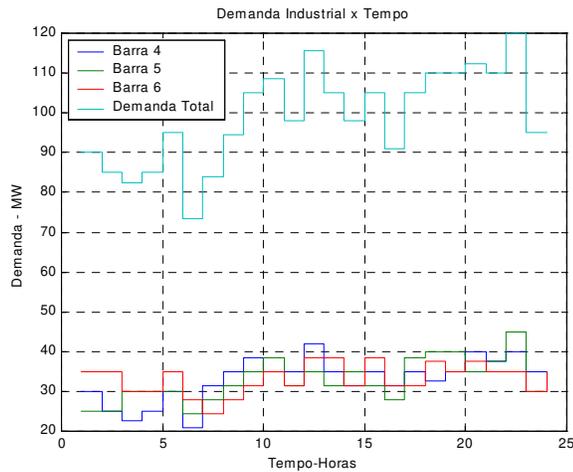


Figura 4.36 Curvas da Demanda Industrial antes da resposta ao Preço Spot.

Em continuação na figura 4.37 mostra-se as curvas do preço *Spot* (restrito e irrestrito) antes da resposta da demanda; observe-se a faixa grande que existe entre o valor mínimo e máximo, assim como o valor alto do preço da energia elétrica na ponta da demanda, sendo estas figuras as mesmas que as figuras 4.22 e 4.23.

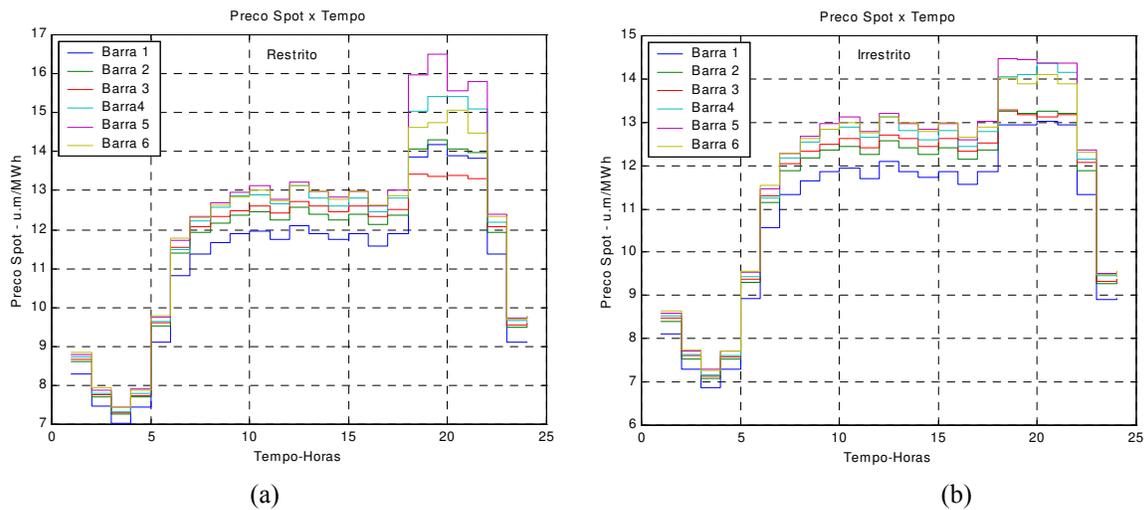


Figura 4.37 Preços *Spot* para cada Barra do Sistema antes da resposta da Demanda.

Após da resposta da demanda industrial ao preço, o novo perfil da demanda do sistema total e por barra é obtido, figuras 4.38 e 4.39.

Na figura 4.38 pode-se observar que existe a tendência a diminuir os excessos no consumo, como por exemplo na ponta do sistema, mas houve um aumento da demanda nos horários onde o sistema apresentava folga, pois nestes intervalos o preço é baixo.

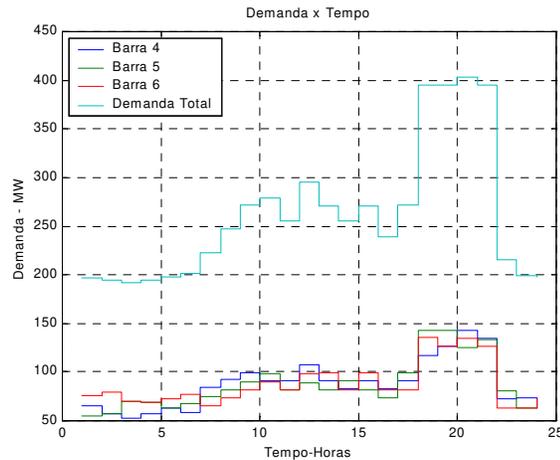


Figura 4.38 Perfil de demanda após a resposta ao preço *Spot* ($\beta=-2$).

No perfil da demanda industrial fica visível a capacidade dos consumidores de reagir às variações no preço da energia elétrica, estes concentram sua atividade nos períodos de preço baixo, como mostra a figura 4.39.

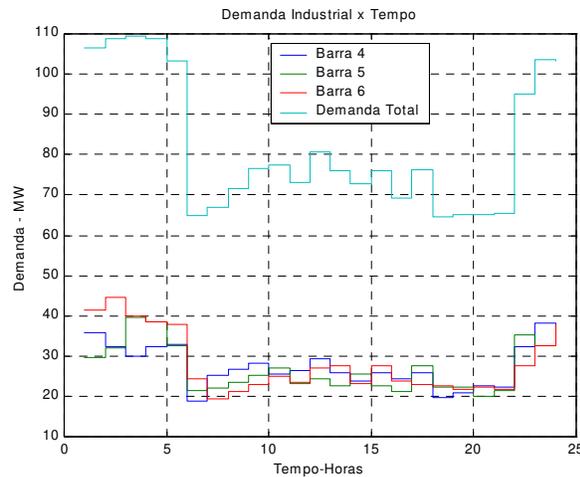


Figura 4.39 Perfil de Demanda Industrial após a resposta ao preço *Spot* ($\beta=-2$)

Com essa nova distribuição da energia, faz-se uma redistribuição nos fluxos na rede de transmissão. Na figura 4.40 pode-se observar a tendência de equalização nos preços *Spot*, devido ao fato de diminuir a diferença entre os extremos da demanda.

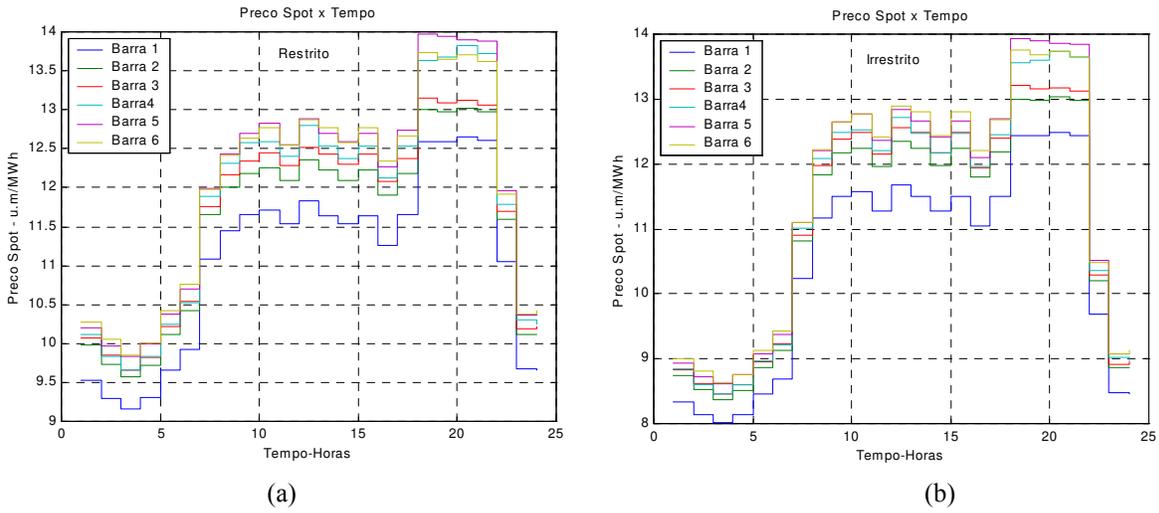


Figura 4.40 Curvas de preço *Spot* do Sistema após a resposta da demanda ($\beta=-2$)

Mas pode o sistema ficar congestionado em outro elemento do sistema (linha 1), devido ao fato de que um grande consumidor procure energia do sistema justamente no período em que os consumidores residências aumentem sua demanda como acontece no caso da demanda media do sistema e mostra-se na figura 4.41 comparada com a figura 4.18 neste capítulo.

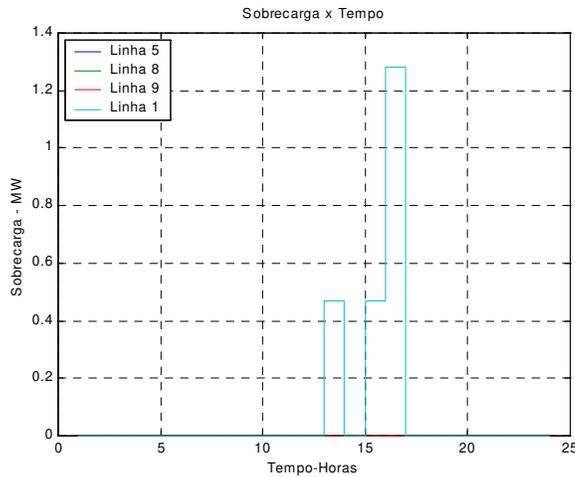


Figura 4.41 Sobrecarga após da resposta da demanda ($\beta=-2$)

Como o sistema encontra-se no período que tem alguma folga nos outros elementos do sistema o custo de congestionamento não apresenta valores altos, como mostra-se na figura 4.42.

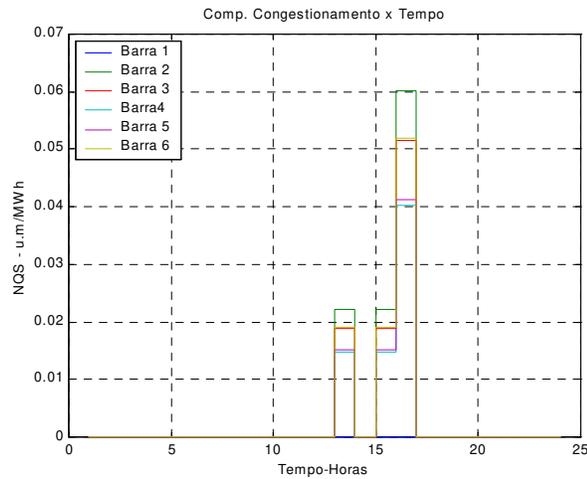


Figura 4.42 Componente de Custo de Congestionamento após da resposta da Demanda ($\beta=-2$)

A calibração do parâmetro de elasticidade β na pratica depende das características do mercado; em continuação mostra-se a sensibilidade dos preços da energia elétrica a pequenas variações neste parâmetro; uma redistribuição na demanda no período de ponta como indica a figura 4.43 onde observa-se a demanda de cada barra e a demanda total.

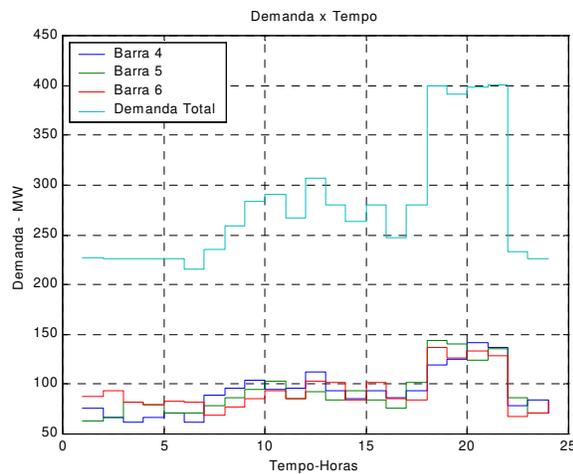


Figura 4.43 Perfil de demanda após a resposta ao preço *Spot* ($\beta=-2.6$).

A componente da demanda industrial tenta localizar seu maior consumo nos períodos de preço mais baixo, igual ao caso anterior, como mostra a figura 4.44.

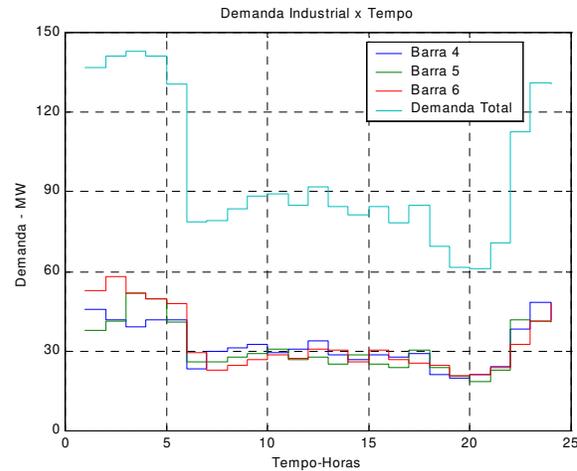


Figura 4.44 Perfil de Demanda Industrial após a resposta ao preço Spot ($\beta=-2.6$)

A equalização nos preços da energia elétrica é muito mais visível para este caso como os apresentam os gráficos da figura 4.45 como no caso anterior e devido ao fato da redução dos extremos da demanda.

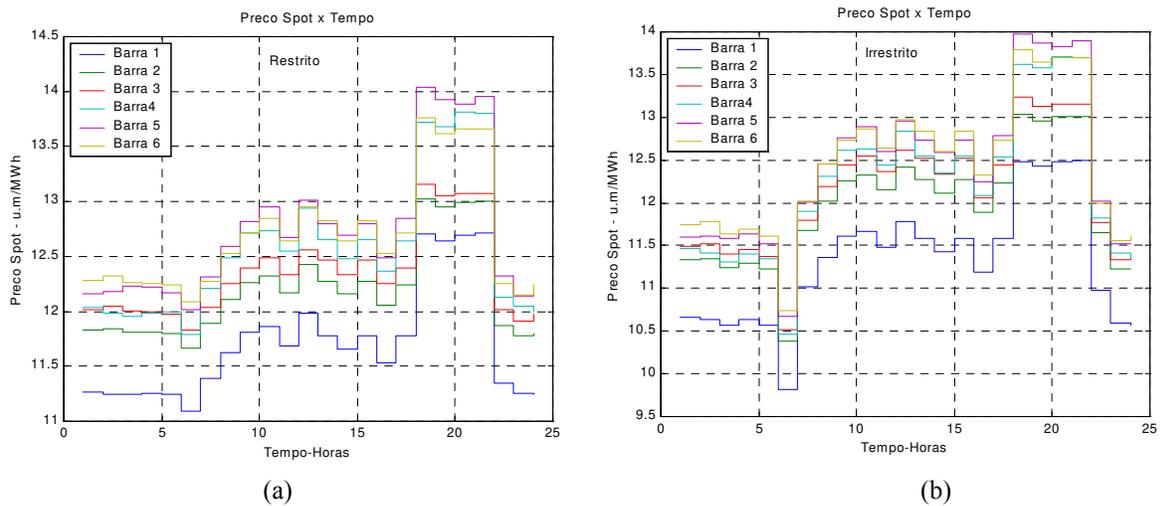


Figura 4.45 Curvas de preço *Spot* do Sistema após a resposta da demanda ($\beta=-2.6$)

Como no caso anterior pode-se observar na figura 4.46 (a) que o congestionamento do sistema de transmissão é na linha 1, mas em outro período do tempo onde existe muita folga nos demais elementos do sistema de transmissão e seu custo fica muito baixo como apresenta-se na figura 4.46 (b).

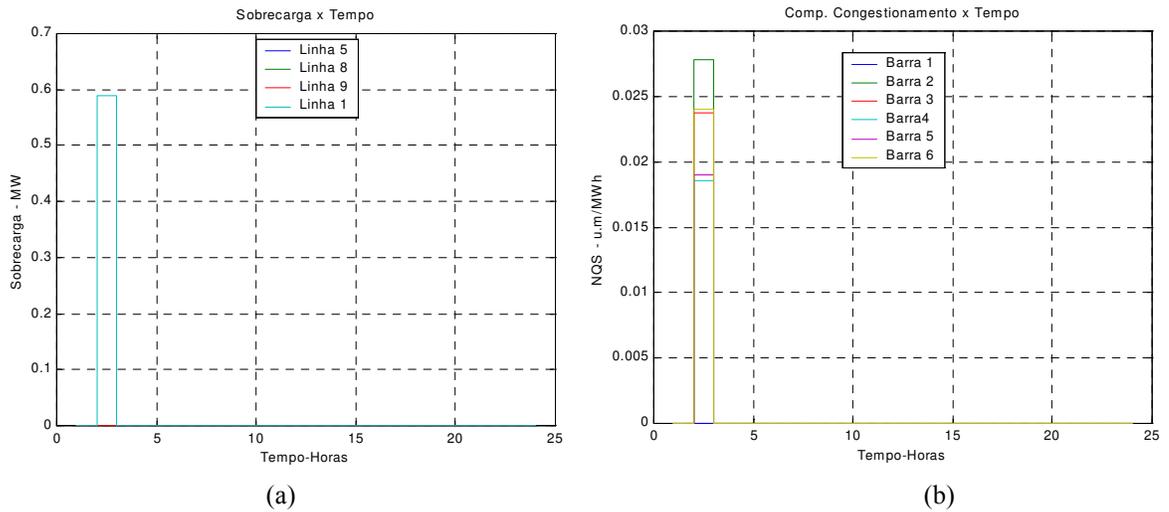


Figura 4.46 (a) Sobrecarga após da resposta da demanda ($\beta=2.6$)

(b) Componente de Custo de Congestionamento após da resposta da demanda ($\beta=2.6$)

Capítulo 5

Estudo do Congestionamento:

Sistema Elétrico do Equador

Neste capítulo é apresentado uma configuração equivalente do sistema elétrico de Equador obtendo informações ao respeito dos preços da energia.

5.1 Introdução

A reestruturação do setor elétrico já é uma realidade em grande parte dos países da América Latina. Cada país adota um modelo diferente, mais adequado às suas características, principalmente no âmbito das regras econômicas de interação entre os diferentes componentes da indústria elétrica: geração, transmissão e distribuição. Em todos os países em reestruturação, em maior ou menor grau, conta-se com a participação privada e o governo tem a função de definir políticas para permitir um adequado desenvolvimento do mercado.

Para o caso do mercado Equatoriano o processo de reestruturação iniciou-se em 1996, quando o governo estabeleceu uma estrutura do mercado competitivo, e o início efetivo das operações do mercado com as novas regras se deu em abril de 1999. Isto gerou novas maneiras de fazer o planejamento, operação e transação comercial da energia na indústria elétrica, o qual é chamado – Mercado Elétrico Maiorista (MEM) – basea-se num sistema de custos de energia definido no pré-despacho de mínimo custo, mas os custos das restrições são alocados aos agentes que solicitam ou apresentam as restrições no seu equipamento.

A figura 5.1 apresenta uma visão geral da estrutura do setor elétrico onde o operador administrador Centro Nacional de Controle de Energia – CENACE e órgão regulador CONELEC, entidades sem fins de lucro, geram o ambiente legal e técnico para possibilitar as diferentes transações de compra-venda de energia entre os diferentes agentes.

É importante salientar o papel do Operador do Sistema, este é responsável entre outras coisas pelo planejamento operacional da geração e transmissão no curto e médio prazos; pela programação e despacho da geração; pela cobrança devida a todas as transações, incluídas o uso da rede de transmissão e a contabilização e liquidação da energia. Mas no caso Equatoriano, a expansão do sistema de transmissão é assumido por um agente privado sujeito às regras do mercado.

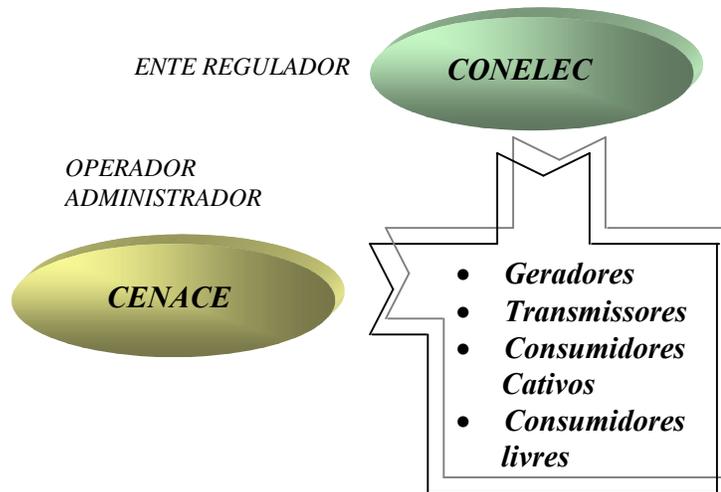


Figura 5.1 Estrutura do Setor Elétrico Equatoriano [22].

Na figura 5.2 tem-se uma visão do funcionamento comercial do MEM, onde observa-se o pagamento entre os consumidores e geradores estabelecidos por meio de contratos e os pagamentos negociados no mercado *Spot* referentes aos fluxos não contratados. Os contratos que podem fazer os geradores e consumidores só devem ser num montante de sua energia máxima disponível¹, portanto, sempre existirá uma porcentagem de energia a ser alocada no mercado *Spot*.

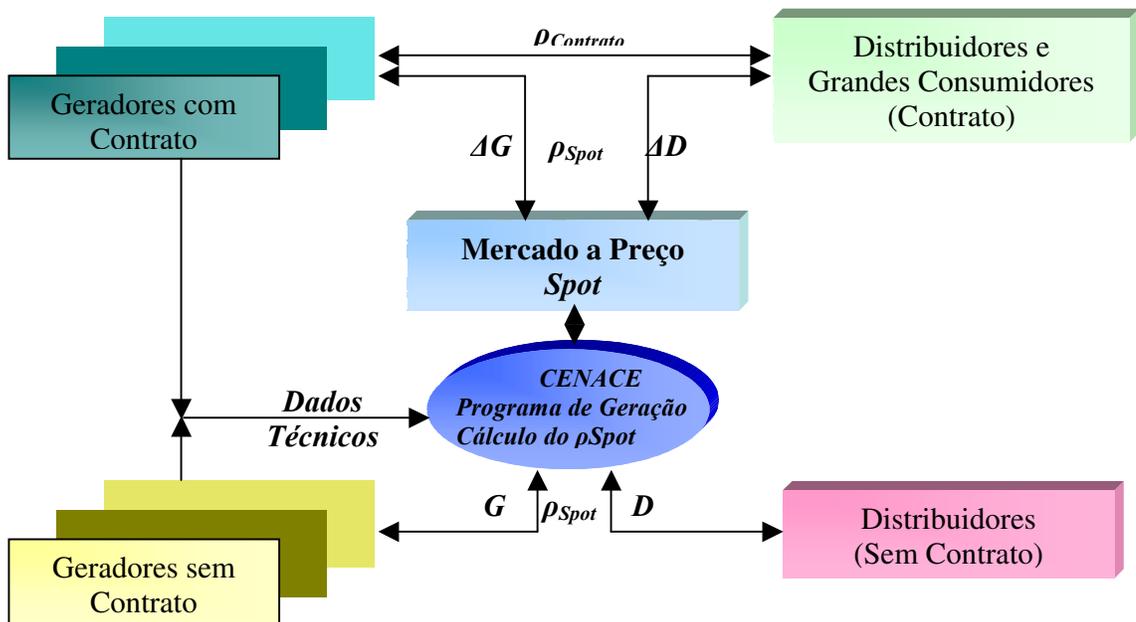


Figura 5.2 Visão Funcionamento Comercial do MEM [22 & 23].

¹ A qual basea-se na estatística.

5.2 Descrição do Sistema Elétrico

O sistema hidrotérmico equivalente do Equador, cujos dados para o sistema foram obtidos de [22], possui 19 barras e a interligação entre estas barras é feita por 31 linhas de transmissão; o sistema de geração é composto por 60.5% de geração hidráulica e complementado por 39.5% de geração térmica instalada, tendo um mercado aproximadamente de 10000 GWh anuais. Na figura 5.3 apresenta-se o esquema de distribuição da geração hidráulica e térmica disponível para a operação. De acordo com o gráfico o sistema não conta com reserva e é muito dependente das condições hidrológicas devido ao fato de possuir reservatórios pequenos, como mostra a tabela 5.1.

| <i>Usina</i> | <i>Regulação Reservatório</i> |
|--------------|-------------------------------|
| HidroPaute | Semanal |
| HidroAgoyan | Fió d'água |
| HidroPucara | Mensal |
| HidroNación | Anual |

Tabela 5.1 Regulação dos Reservatórios das Usinas [22]

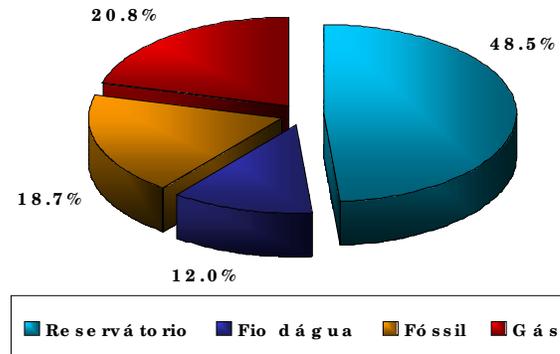


Figura 5.3 Potência Disponível no MEM [22]

A rede de transmissão do sistema é o denominado Sistema Nacional Interconectado (SNI), opera num anel a 230 kV e tem corredores radiais de 138 e 69 kV para alimentar os centros de consumo; na figura 5.5 mostra-se o sistema equivalente no qual tem principalmente o anel de 230 kV e os principais corredores onde apresentam problemas de congestionamento de 138 kV. Para o cálculo dos fluxos é utilizado a aproximação do fluxo linearizado DC, onde se considera apenas a parte ativa das potências que são transportadas pela rede, assim os parâmetros usados são as resistências e reatâncias de cada linha.

A tabela 5.2 mostra os parâmetros da rede de transmissão. As curvas de custo para a geração térmica são aproximadas e obtidas por pesquisa de alguns pontos fornecidos pelo Centro Nacional de Controle de Energia – CENACE (Operador Independente do Sistema Equatoriano), tentou-se representar as principais usinas de combustível fóssil, assim como para as usinas hidrelétricas com o critério da capacidade de potência, sua característica mostra-se na tabela 5.3.

| <i>Linha Circuito</i> | <i>Barra origem</i> | <i>Barra destino</i> | <i>Resistência (pu)</i> | <i>Reatância (pu)</i> | <i>Limite (MW)</i> |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
| 1 | 1 | 3 | .0152 | .1245 | 420 |
| 2 | 1 | 3 | .0152 | .1245 | 420 |
| 3 | 1 | 4 | .0211 | .1713 | 300 |
| 4 | 1 | 4 | .0211 | .1713 | 300 |
| 5 | 1 | 2 | .0177 | .1459 | 420 |
| 6 | 1 | 10 | .0225 | .1857 | 420 |
| 7 | 2 | 10 | .0048 | .0398 | 420 |
| 8 | 3 | 4 | .0059 | .0471 | 300 |
| 9 | 3 | 4 | .0059 | .0471 | 300 |
| 10 | 4 | 5 | --- | .0194 | 350 |
| 11 | 4 | 6 | .0032 | .0253 | 200 |
| 12 | 4 | 6 | .0032 | .0253 | 200 |
| 13 | 4 | 19 | .0162 | .1298 | 420 |
| 14 | 4 | 19 | .0162 | .1298 | 420 |
| 15 | 5 | 7 | .0123 | .0447 | 150 |
| 16 | 5 | 7 | .0123 | .0447 | 150 |
| 17 | 7 | 8 | --- | .0564 | 150 |
| 18 | 8 | 9 | --- | .0010 | 150 |
| 19 | 10 | 11 | --- | .0866 | 350 |
| 20 | 10 | 17 | .0124 | .1021 | 420 |
| 21 | 10 | 17 | .0124 | .1021 | 420 |
| 22 | 11 | 12 | .0059 | .0185 | 150 |
| 23 | 12 | 13 | .0196 | .0724 | 150 |
| 24 | 13 | 14 | .0248 | .0914 | 150 |
| 25 | 14 | 15 | .0524 | .1932 | 100 |
| 26 | 15 | 16 | .0131 | .0483 | 100 |
| 27 | 16 | 17 | --- | .0196 | 350 |
| 28 | 17 | 18 | .0088 | .0727 | 350 |
| 29 | 17 | 18 | .0088 | .0727 | 420 |
| 30 | 18 | 19 | .0160 | .0929 | 420 |
| 31 | 18 | 19 | .0160 | .0929 | 420 |

Tabela 5.2 Parâmetros do Sistema de Transmissão [22].

| <i>Usina</i> | <i>Identificação</i> | <i>Pot. Max MW</i> | <i>Pot. Min MW</i> | <i>Combustível</i> |
|--------------|----------------------|------------------------|------------------------|--------------------|
| 1 | HidroPaute | 1075 | 100 | água. |
| 2 | HidroPucara | 75 | 10 | água. |
| 3 | HidroNación | 210 | 60 | água. |
| 4 | HidroAgoyan | 160 | 30 | Água |
| 5 | TV-Trinitaria | 130 | 50 | fóssil. |
| 6 | TV-Esmeraldas | 120 | 60 | fóssil. |
| 7 | TV-G Zevallos | 140 | 18 | fóssil. |
| 8 | CI-Guangopolo | 30 | 5 | Diesel |
| 9 | G-Electroquil 3 | 40 | 20 | Gás |
| 10 | G-Electroquil 1,2,4 | 130 | 20 | Gás |
| 11 | G-S. Rosa | 50 | 10 | Gás |
| 12 | G-Pascuales | 90 | 40 | Gás |

TV=Turbina de Vapor G=Turbina a Gás CI= Combustão interna.

Tabela 5.3 Características do Sistema Gerador [22].

Na figura 5.4 mostra-se a curva de custos médios da geração térmica do sistema, apresentando os menores custos às usinas de combustível fóssil, mas são as que têm maiores restrições na sua operação tais como: tempo de arranque, tempo de parada, variação de tomada de carga, etc. As usinas a gás são as mais flexíveis na sua operação por isso só utilizadas na maioria dos casos no período de ponta devido a seus custos altos.

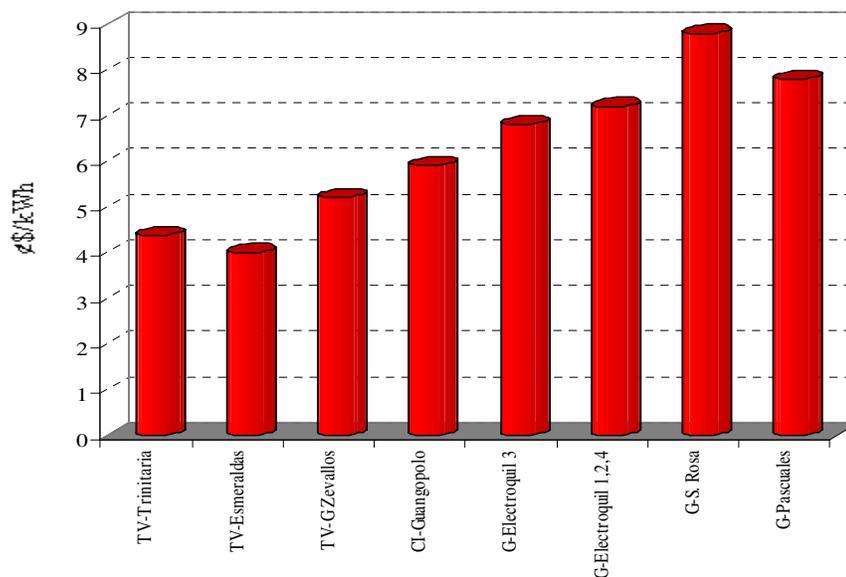


Figura 5.4 Custos Médios da Geração para o mês de Setembro 2001 Fonte CENACE.

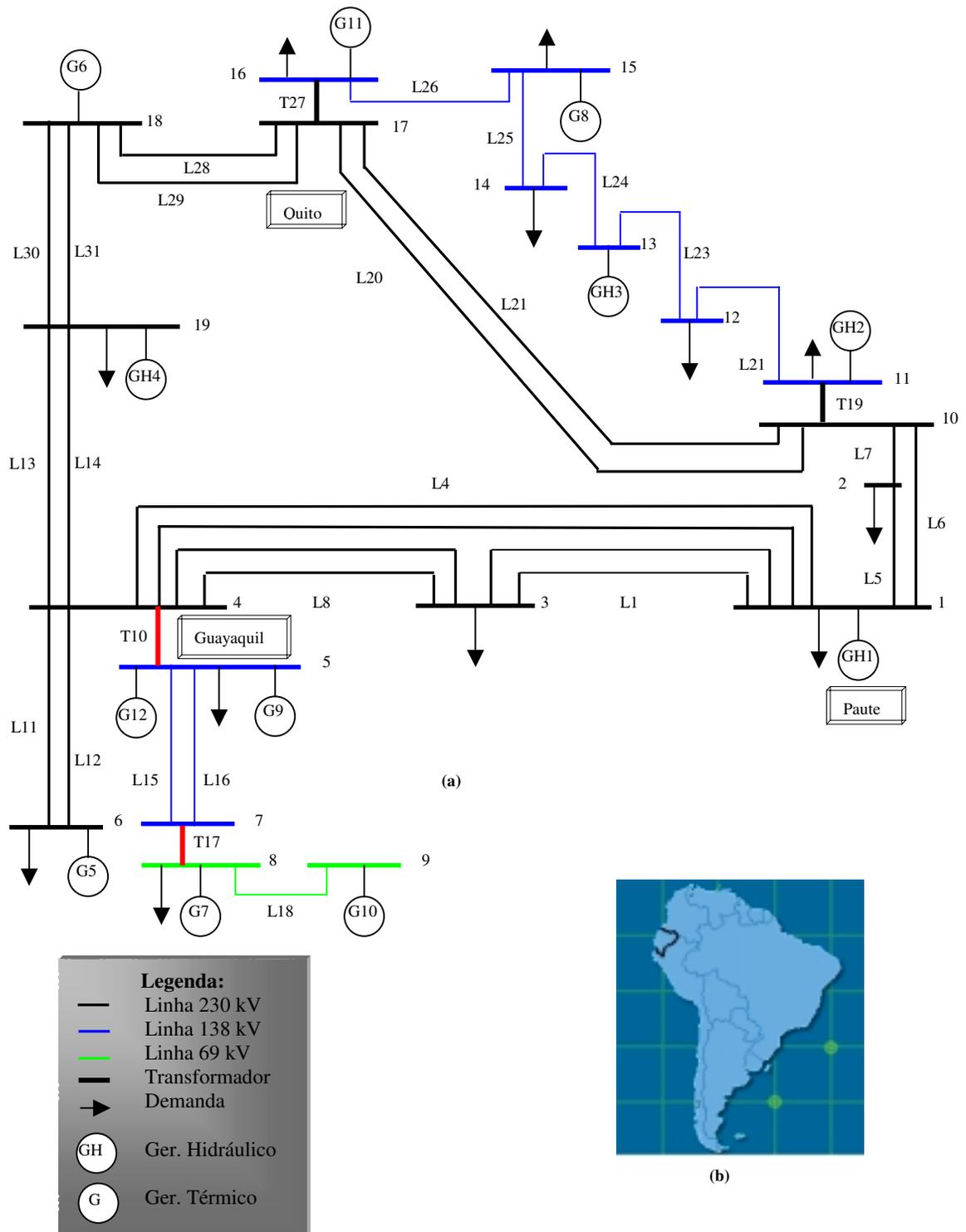


Figura 5.5 (a) Sistema Elétrico Equivalente MEM.(b) Localização geográfica
 Fonte CENACE.

5.3 Análise de Resultados.

Em continuação são realizados alguns testes tentando-se expor os problemas de congestionamento devido à falta de capacidade principalmente dos elementos do sistema de transmissão. Acima foi apresentada a característica básica dos principais agentes do Mercado Elétrico Equatoriano.

É importante salientar que a principal usina é a planta hidrelétrica HIDROPAUTE; assim os custos da energia elétrica dependem diretamente das condições hidrológicas da zona onde está localizada essa planta, mas este recurso energético fica longe do principal centro de consumo industrial e comercial do país, a cidade de Guayaquil, pelo qual os principais problemas de congestionamento nos elementos de transmissão se apresentam nesta área, no patamar de demanda média e de ponta, quando as condições hidrológicas são favoráveis na bacia do Rio Paute onde está localizada a planta de HIDROPAUTE. Os transformadores da S/E Pascuales 230/138 kV e S/E Salitral 138/69 kV correspondentes aos elementos T10 e T17 (em vermelho) mostrados no sistema equivalente da figura 5.5 são os pontos mais críticos.

Devido a uma grande quantidade de informações e para uma adequada interpretação dos resultados as figuras a seguir foram divididas em áreas de acordo com as barras mais influenciadas pelo congestionamento, assim as barras da área 2 são: 2, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 e na área 1 são: 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 18 e 19.

De acordo com as considerações acima indicadas, o sistema será analisado para duas configurações de geração no período de condições hidrológicas favoráveis, já que para o caso de hidrologia desfavorável a operação normal das usinas térmicas elimina o congestionamento da área de Guayaquil. Para todos os casos a barra de referência será considerada a barra 1.

5.3.1 Caso 1: Configuração Básica.

A seguir mostraremos os gráficos das demandas nas barras de carga e a demanda total do sistema, levando em consideração que estas curvas de demanda tem um perfil semelhante às curvas de demanda do sistema para um dia de trabalho. Como é mostrado nas figuras 5.6 (a, b, c); a grande variação da demanda no período de análise de 24 horas é importante para avaliar o comportamento do congestionamento. Todos os testes deste capítulo serão realizados levando em consideração estas curvas de demanda.

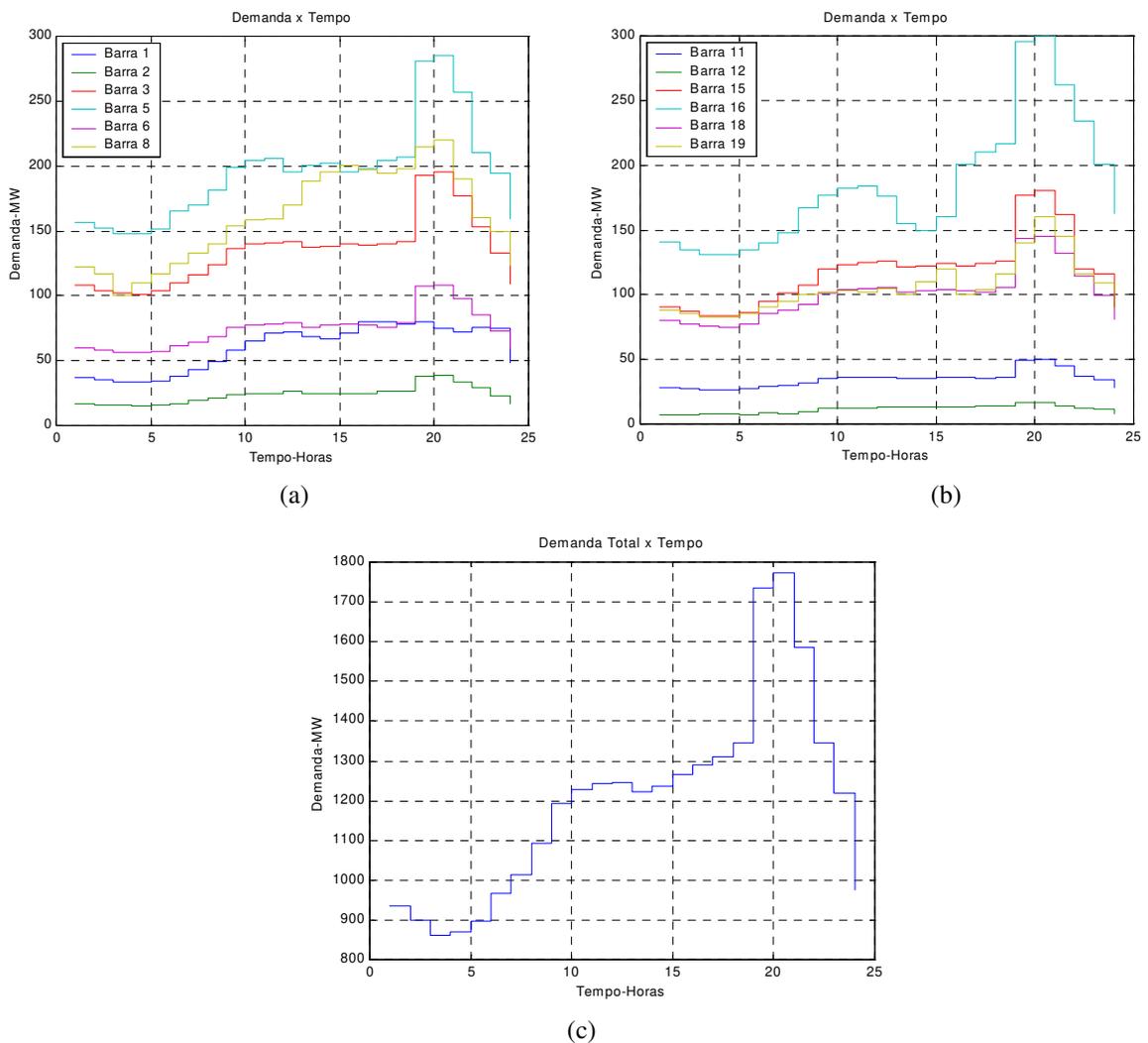
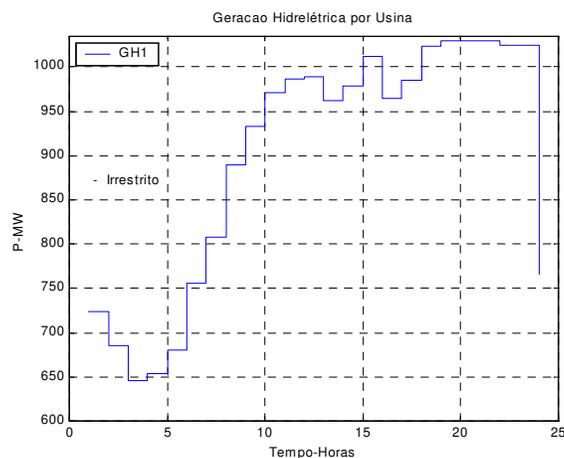


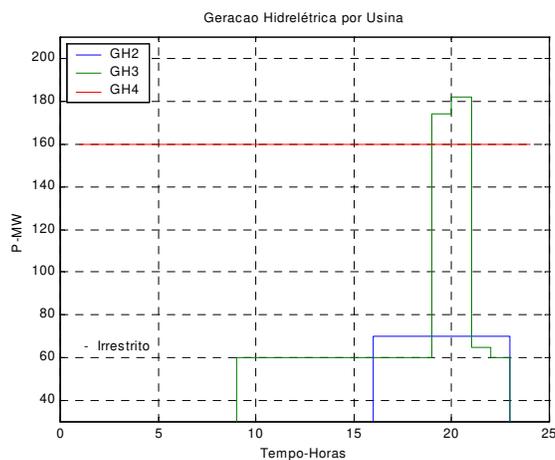
Figura 5.6 Curvas de demanda por barra e Total do Sistema Elétrico Equatoriano.
 (a) Demanda das barras do litoral onde o maior centro de consumo é a área de Guayaquil
 (b) Demanda das barras da área da serra, onde o maior centro de consumo é a área de Quito.
 (c) Demanda Total do Mercado.

Considerando as condições hidrológicas favoráveis (meta energética das plantas hidráulicas altas), nos gráficos da figura 5.7 pode observar-se o despacho ótimo irrestrito, para a planta 4 tem-se um comportamento fixado devido a que é uma planta a fio d'água.

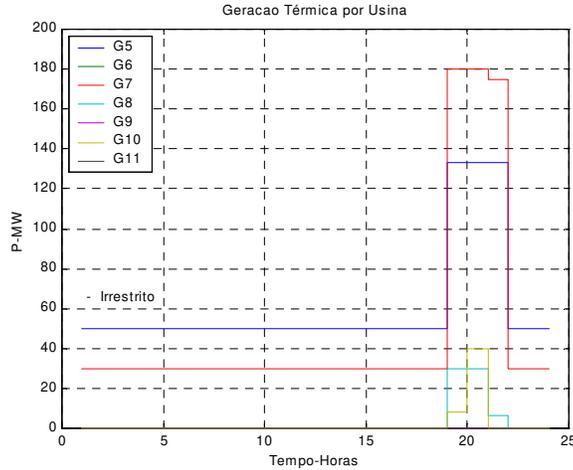
Todas as usinas tentam acompanhar as variações da curva de demanda total da figura 5.6 (c), assim deslocando a maior parte de geração no período de demanda de ponta do sistema, tendo presente às restrições das metas de energia de cada planta. Para este despacho observa-se que a geração termelétrica está presente de maneira mais significativa no período de ponta do sistema, devido ao fato da demanda não poder ser atendida totalmente pelas usinas hidrelétricas, mas nos outros intervalos sua presença é devido ao fato de cumprir as restrições operativas de cada uma delas.



(a)



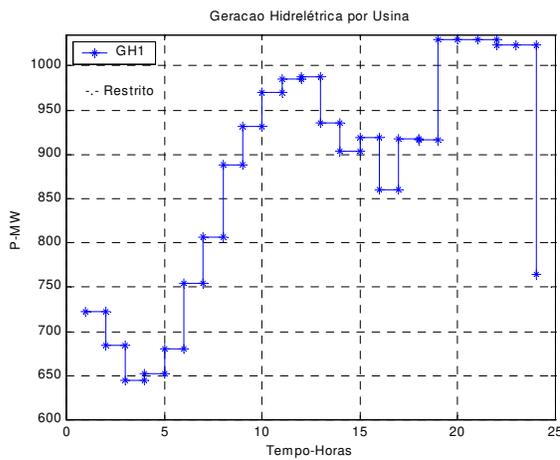
(b)



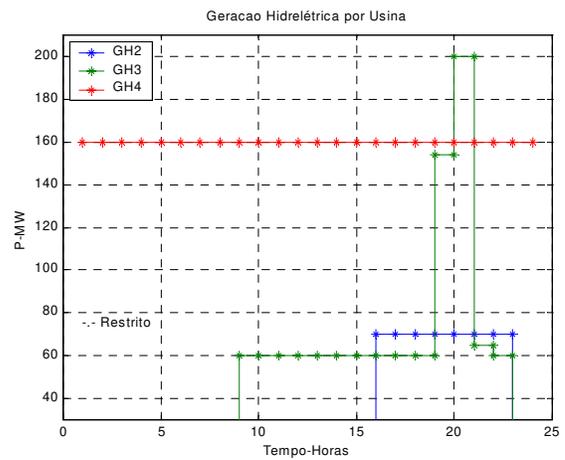
(c)

Figura 5.7 Despachos Ótimos Irrestritos para o Sistema Elétrico(a) e (b) Hidrelétricos (c) Termelétrico.

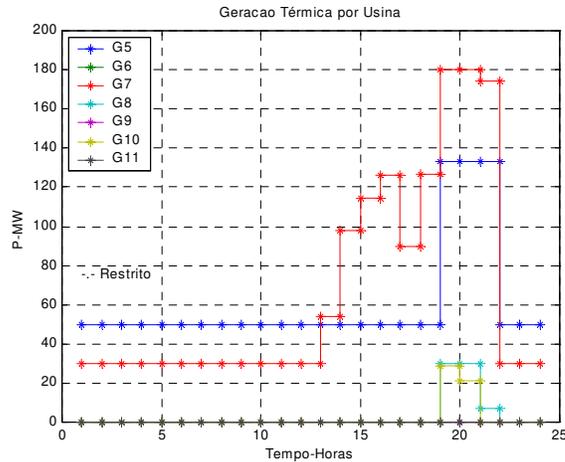
Nos despachos anteriores pode-se observar a otimização energética, mas esta alocação de energia para atender a demanda gera violações no sistema de transmissão assim sua inclusão gera a redistribuição do despacho das usinas para atender essas restrições na rede, mas para o caso das plantas hidrelétricas é necessário, além disso, cumprir as restrições de meta de consumo de água (excluindo a usina 3 que é uma usina a fio d'água). Na figura 5.8 apresenta-se o despacho restrito; nota-se como existe um incremento de geração na área onde apresentam o congestionamento sendo isto principalmente no período de demanda média e de ponta.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.8 Despachos Ótimos Restritos para o Sistema Elétrico (a) e (b) Hidrelétricos (c) Termelétrico.

Como no capítulo 4, são apresentados os resultados obtidos para a obtenção do congestionamento e o preço *Spot* para cada barra do sistema por meio da utilização da soma parcial de cada componente de acordo com o indicado por Schweppe e os obtidos de maneira direta por meio da resolução completa do problema.

Para o primeiro caso tem-se a componente de operação; seu perfil tenta seguir o mesmo comportamento que as variações da demanda total do sistema, figura 5.6(c), mas devido à alta disponibilidade de geração das plantas hidráulicas o custo da energia elétrica é muito baixo comparada com o período de ponta devido a que em este existe uma maior participação térmica dentro da geração total para atender a demanda do sistema como mostra-se na figura 5.9.

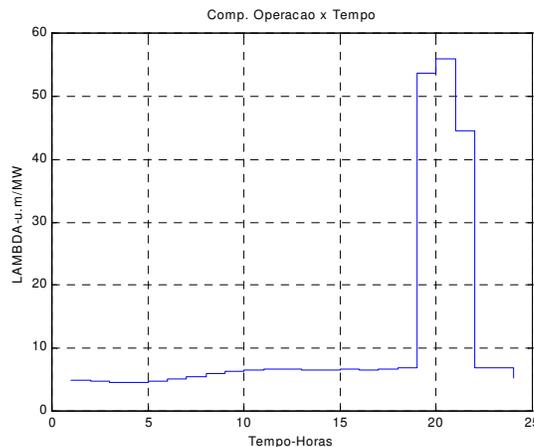


Figura 5.9 Componente de Operação.

A componente de perdas na rede de transmissão indicada na figura 5.10 apresenta valores pequenos comparados com os obtidos no período de ponta da demanda, no qual pode-se ver um incremento substancial em especial nas barras, mais distantes eletricamente dos pontos de maior geração da barra 1 e área de Guayaquil, sendo o maior valor alcançado pela barra 15, devido ao fato de se ter uma demanda considerável atendida por uma rede longa e a uma tensão pequena, o qual faz com que os parâmetros da rede influenciem fortemente as perdas. As barras de carga e pela presença de geração térmica, esta componente tem valores positivos, o que é uma maneira de aumentar o valor do preço da energia elétrica ao consumo.

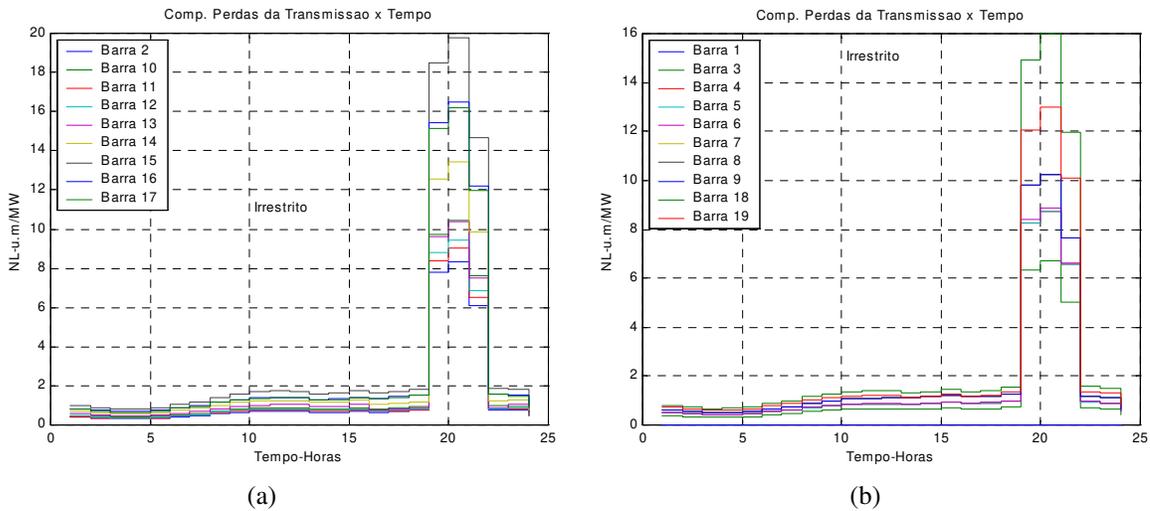


Figura 5.10 Componente das Perdas (a) Área 2 (b) Área 1

Nos gráficos da figura 5.11 a componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão mostra valores altos, em especial onde existe os congestionamentos do sistema de transmissão, incrementando o custo da energia nas barras da área afetada dando um sinal para reduzir o consumo nessa área. Quanto maior é o valor ultrapassado pelo fluxo, maior é esta componente; assim tem-se que na demanda média é muito maior que no caso da demanda de ponta pelo fato de que energeticamente a demanda pode ser atendida por usinas muito mais baratas que as que possui esta área. No período de ponta devido ao fato de que as usinas térmicas ingressam por despacho a operação faz reduzir o congestionamento da rede e se apresentam valores pequenos, devido à característica

malhada do sistema existe influência em barras distantes do sistema ao congestionamento como é o caso das barras 15 e 16, por exemplo, isso devido à redistribuição de fluxos na rede.

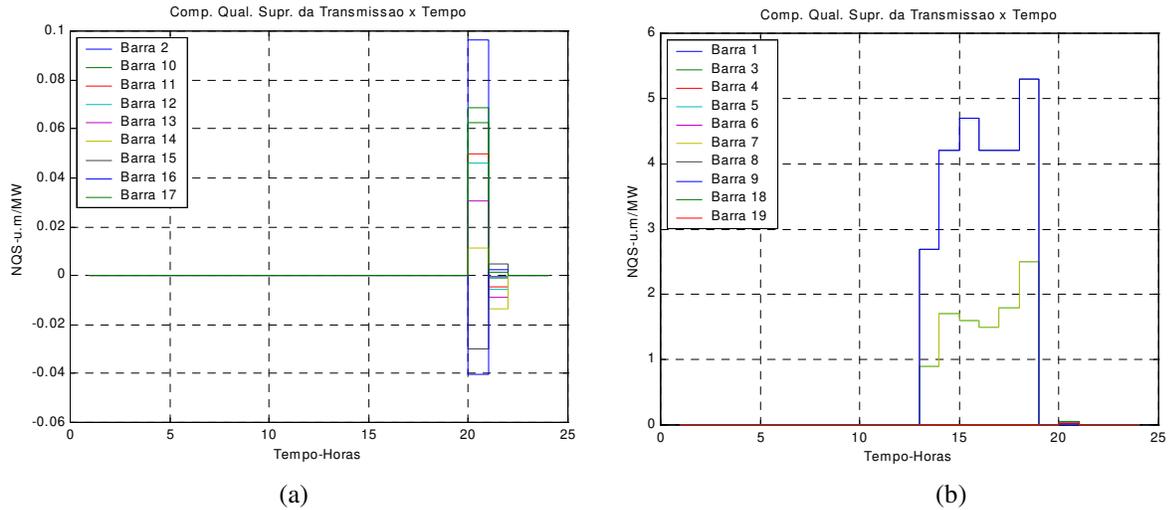


Figura 5.11 Componente de Congestionamento do Sistema de Transmissão.

Com toda esta informação é possível obter o preço *Spot* da energia para todas as barras do sistema, como mostra a figura 5.12. Note que as curvas mais “baixas” correspondem às barras onde têm presença de usinas hidrelétricas e onde se têm usinas termelétricas apresentam custos maiores, tal situação ocorre porque as usinas começam a operar quando o valor da energia gerada é suficientemente alto, caso contrário operam fora de critério de despacho permanecendo por restrições operativas das unidades. A maneira de pagamento dessa geração escapa do escopo do presente trabalho. A barra 2 apresenta um comportamento muito semelhante à barra 1, assim quando uma barra de carga é muito próxima a uma barra geradora com uma elevada oferta de geração esta é influenciada diretamente.

Os preços das barras 5, 7 e 9 são muito diferentes das outras barras na demanda média devido ao fato de apresentar em congestionamento, como observa-se na figura 5.11(b); isto é o modo de indicar que os elementos do sistema de transmissão ligados às

barras 7 e 8 apresentam-se mais carregadas que as 4 e 5, mas devido ao fato de ser um atendimento radial no problema, o atendimento da restrição ajuda diretamente o outro e faz com que os preços da energia elétrica sejam diferentes para as barras muito próximas.

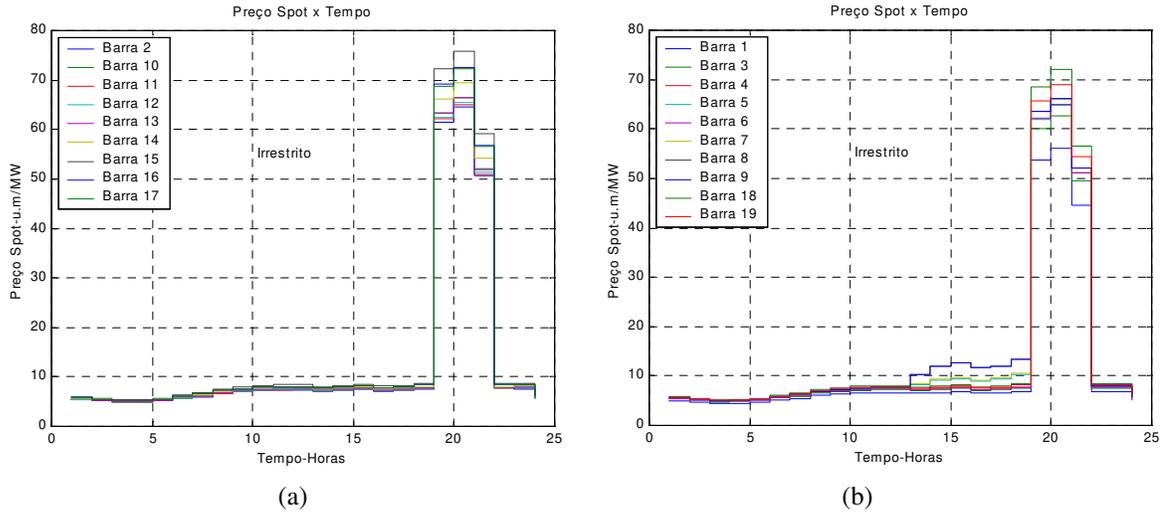


Figura 5.12 Preço *Spot*-Despacho Irrestrito.

Considerando as restrições do problema para otimizar, a solução do mesmo é obtido diretamente os preços da energia elétrica em cada barra do sistema como apresentam a figura 5.13, comparada com as obtidas anteriormente observe-se um comportamento semelhante sem a presença de congestionamentos; a diferença mostrada é devido às perdas presentes no sistema pelo fato de se ter presente à redistribuição de fluxos pelo despacho de geração.

Mas no período existe uma diferença substancialmente alta pelo fato de que as variáveis duais do problema que permitem indicar a usina necessária para aliviar a restrição tomam valores altos para o preço para permitir a operação da mesma, mas neste caso é importante considerar que os valores obtidos não são aproximados por funções de penalização como é no caso anterior.

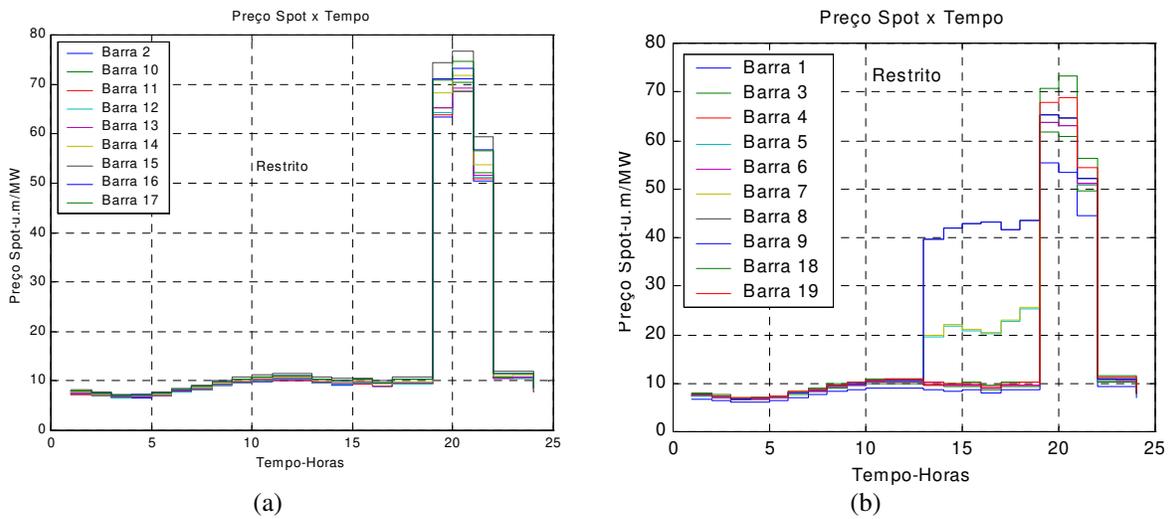


Figura 5.13 Preço *Spot*-Despacho Restrito

O sobre-custo devido o congestionamento é obtido pelo custo de operação entre os dois despachos sem a presença da rede (Irrestrito) e com a presença da rede do sistema de transmissão (Restrito), mas os valores recuperados da operação do mercado dos consumidores são muitos maiores, já que eles pagam ao preço de cada barra e os geradores cobram ao preço de cada barra a qual eles fornecem a energia; essas diferenças contém as parcelas de congestionamentos e operação da rede.

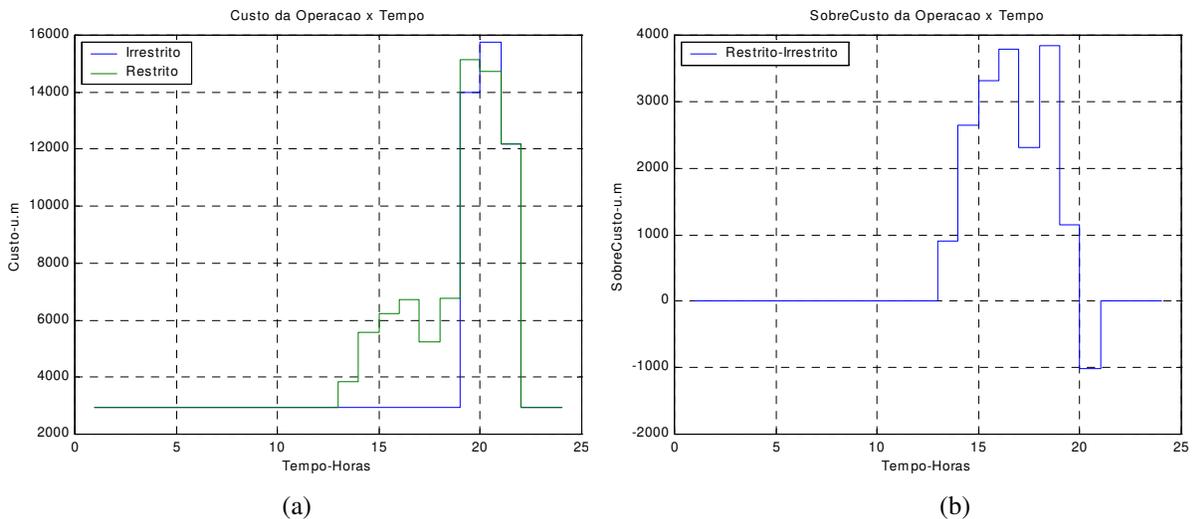


Figura 5.14 Custo de Operação Despacho Restrito-Irrestrito

Na figura 5.14 mostra-se o sobrecusto da operação a qual concorda com os mesmos intervalos onde estão presentes os congestionamentos do sistema de transmissão e devido ao fato de alocar mais geração hidráulica na ponta tem-se o sobrecusto negativo, isto é, o sistema beneficia-se do mesmo respeitando as restrições do sistema.

5.3.2 Caso 2: Manutenção da linha L4 e L3.

Para observar outra situação operativa é considerada a manutenção² das linhas que interconectam a principal central hidrelétrica HIDROPAUTE com o principal centro de consumo a área de Guayaquil, neste caso é necessário considerar por condições de estabilidade a redução na produção da central em 20% em relação ao caso anterior, mas sendo assim apresentam congestionamentos nas linhas que permanecem na interligação desta usina com o sistema.

As curvas de demanda para este teste são as mesmas utilizadas para o caso 1 de acordo as figuras 5.6 (a), (b) e (c).

Em continuação apresenta-se os gráficos do despacho ótimo irrestrito na figura 5.15 no qual pode-se observar como a produção da usina 1 foi reduzida, mas nas outras usinas permanecem iguais, isto requer um incremento de geração das usinas térmicas mais econômicas do sistema que justamente ficam localizadas na área de Guayaquil.

Isto causa o congestionamento dos elementos do sistema de transmissão nessa área; a geração da usina hidrelétrica da barra 1 procura outro trajeto congestionando a linha 5 que interconecta a barra 2 no período de demanda de ponta onde a usina da barra 1 apresentam a maior disponibilidade de energia como o indica a figura 5.16.

² A manutenção é considerada no período completo de análise.

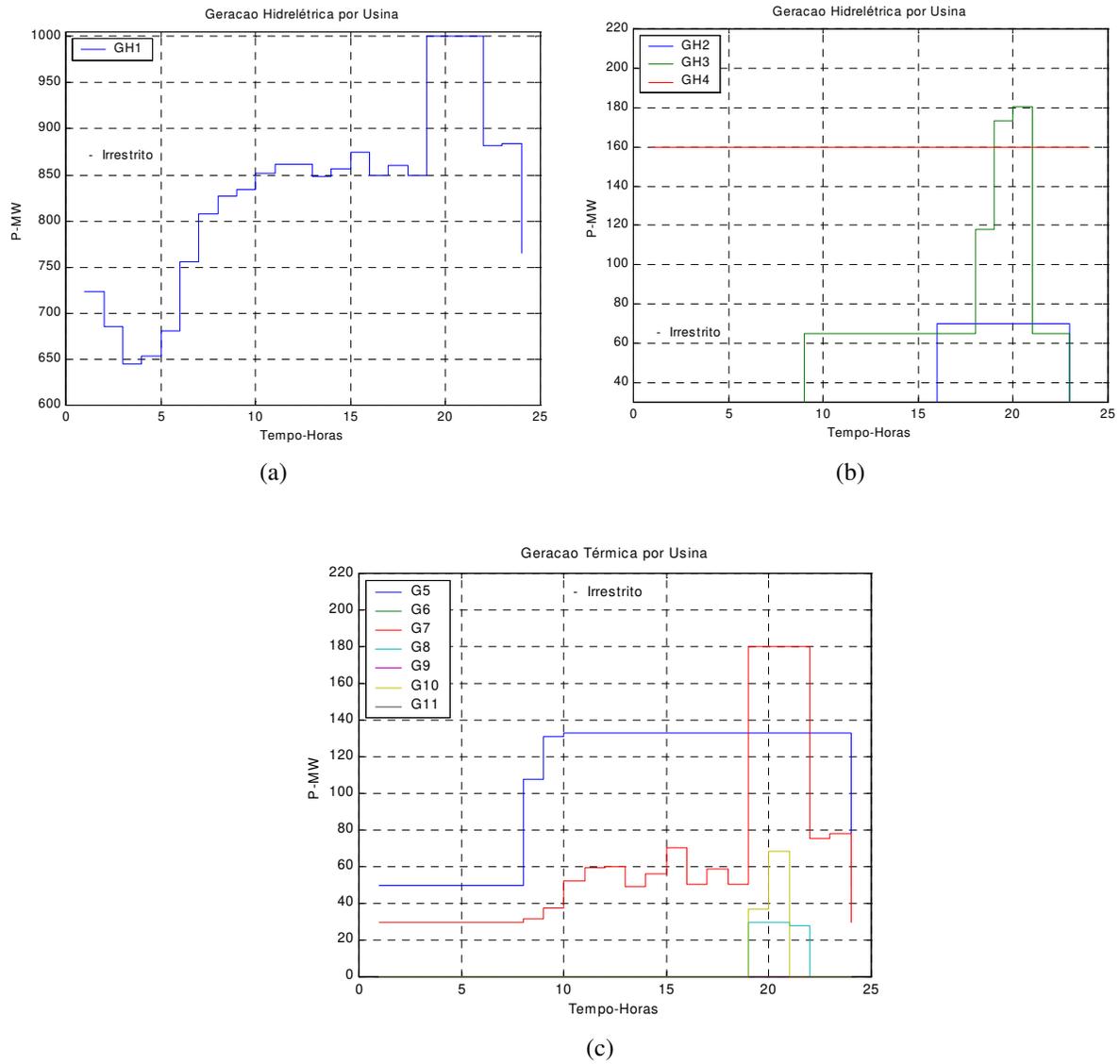


Figura 5.15 Despacho Ótimo Irrestrito para o Caso 2.

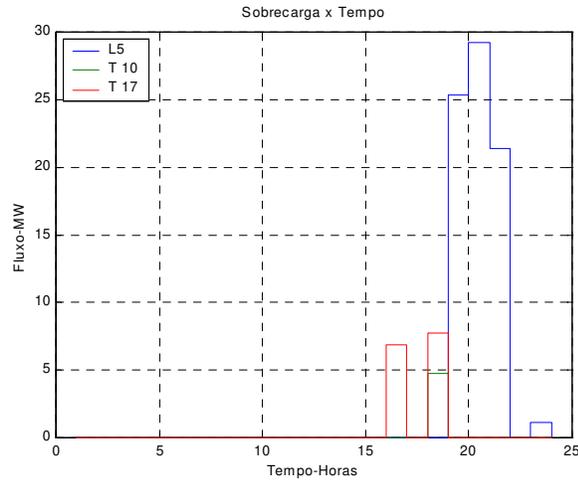
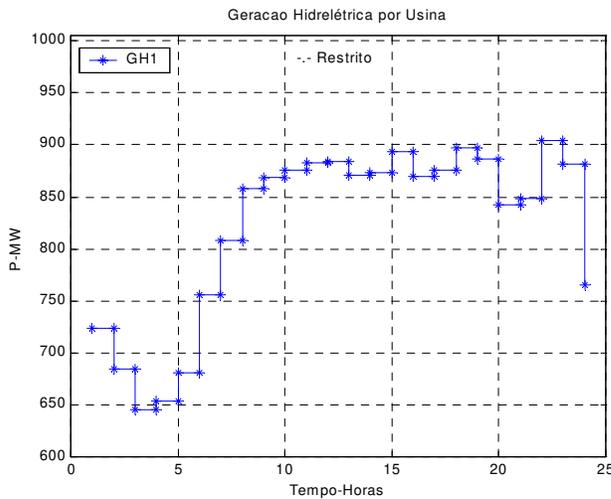
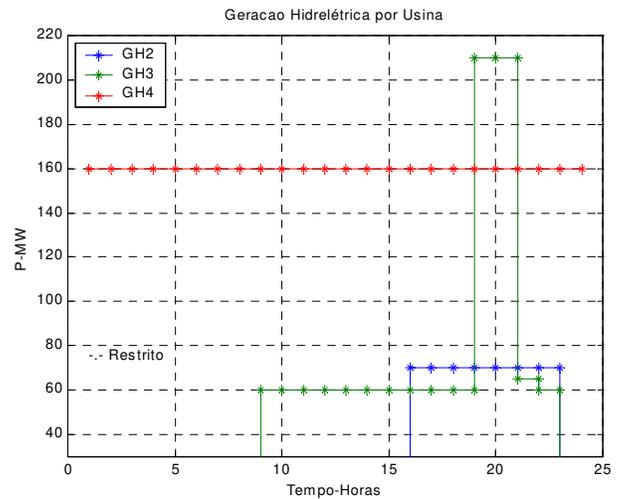


Figura 5.16 Congestionamentos Linha 5, Transformador da S/E Pascuales e S/E Salitral.

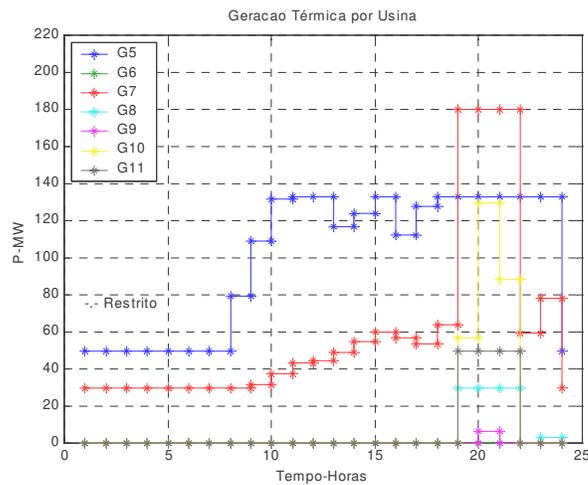
Para atender as restrições do sistema de transmissão é necessário a redistribuição da energia nas usinas, assim a usina da barra 1 diminui sua produção e isto requer um incremento substancial de outros geradores disponíveis para o atendimento das restrições. Na figura 5.17 mostra-se o despacho ótimo restrito, este novo despacho fez com que as usinas sofram alterações importantes de geração com um alta participação térmica no período da ponta do sistema, além de ingressar geração na área de Quito para procurar aliviar o congestionamento da linha 5.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.17 Despacho Ótimo Restrito para o Caso 2.

As componentes do preço *Spot* obtidas são mostradas na figura 5.18, pelas considerações indicadas, a componente de operação sofre variações substanciais no período de demanda média (comparada com figura 5.9), mas no período da demanda de ponta devido ao fato de ter disponível a usina da barra 1 sem a consideração da rede não apresentam variações, este intervalo coincide com o ingresso da geração térmica para suprir a redução de energia da usina da barra 1.

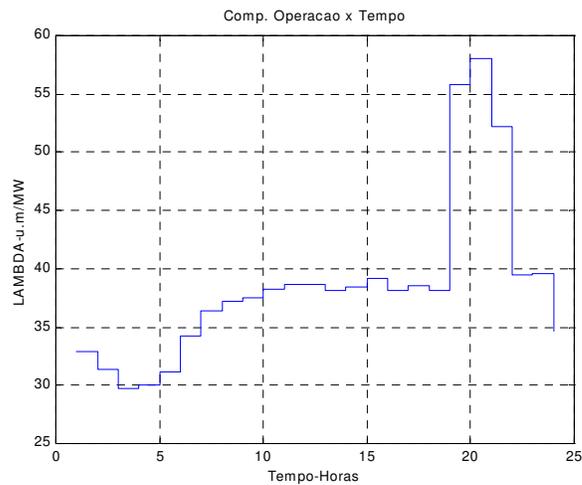


Figura 5.18 Componente de Operação Caso 2

A redistribuição de geração modifica o fluxo pelo sistema de transmissão, o que reflete diretamente nas componentes das perdas e a qualidade de suprimento da rede (congestionamento). Na figura 5.19 observa-se que existe mudança significativa devido a que a distancia elétrica entre a barra de referência e o sistema foi incrementado pelo fato de incrementar a impedância assim como também o fluxo percorre por linhas da tensão reduzida e incrementa a corrente o que aumenta as perdas.

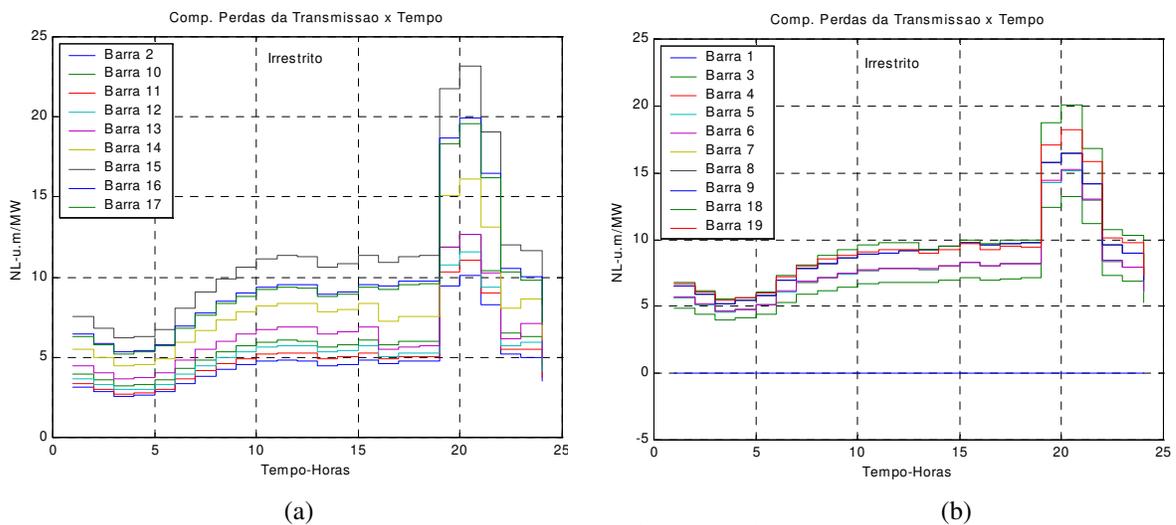


Figura 5.19 Componente das Perdas (a) Área 2 (b) Área 1 para o Caso 2.

Na figura 5.20 mostra-se a componente devido ao congestionamento. Note-se que o comportamento nas barras do sistema sofreu algumas mudanças, devido ao fato da redistribuição dos fluxos provocados pelos congestionamentos no período de demanda média e ponta do sistema, com acréscimos nesta componente para o caso da área 2, e decréscimo para o caso da área 1, porque agora as usinas que ajudam a aliviar a restrição dessa área estão presentes no despacho ótimo do sistema, como foi indicado anteriormente.

Isto já era esperado, pois se tem mais elementos do sistema com congestionamento em maior o menor grau dependendo do caminho percorrido pelo fluxo de carga.

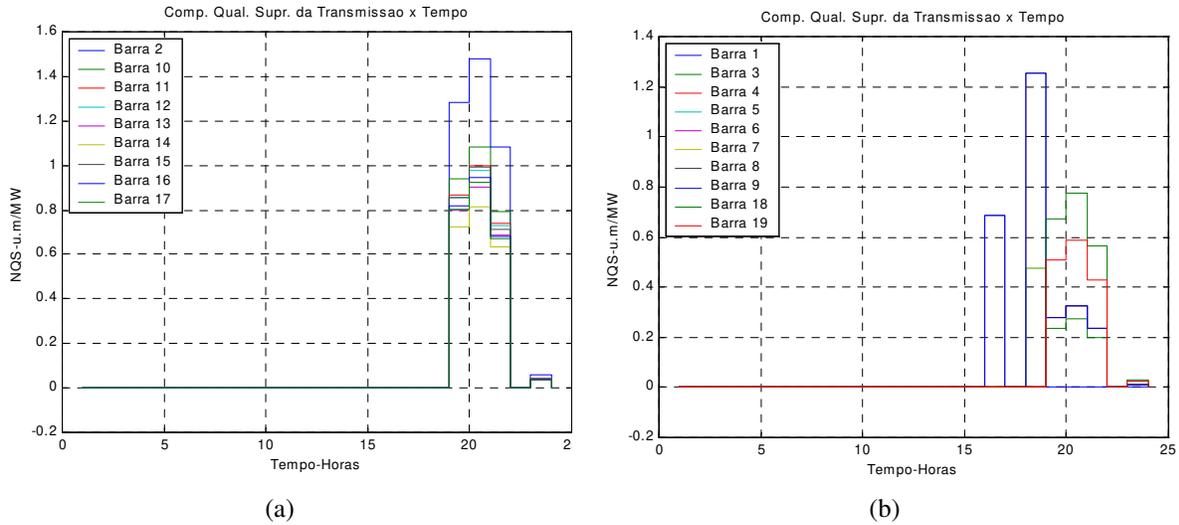


Figura 5.20 Componente do Congestionamento (a) Área 2 (b) Área 1 para o Caso 2.

Com tudo isto o preço *Spot* obtido para cada barra como a soma das diferentes componentes sofreram elevação de modo geral, assim as barras de carga mais longe da usina 1, como é o caso da barra 15, tem um preço alto, o que dá incentivo a uma geração que o sistema não possui, mas isto é devido a que as funções de penalização avaliam de maneira externa de acordo com a figura 5.21.

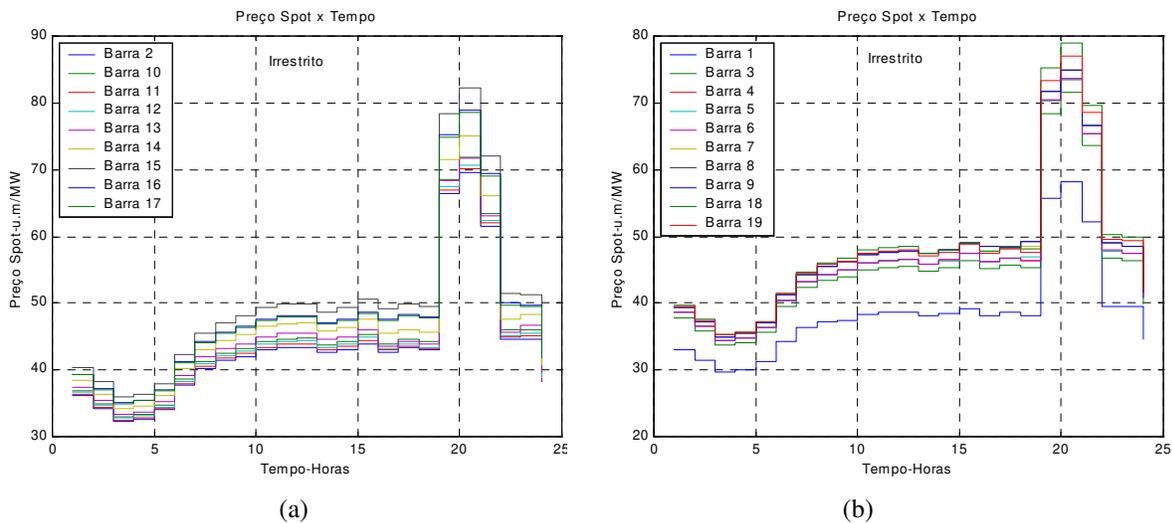


Figura 5.21 Preço *Spot* Despacho Irrestrito

De maneira semelhante ao caso anterior, apresenta-se na figura 5.22 o preço *Spot* para cada barra obtido considerando na resolução do problema com as restrições da rede de transmissão. Pode-se observar no período de ponta que os preços na área 2 são maiores que na área 1 devido ao fato de permitir o ingresso de geradores nessa área para diminuir o congestionamento presente na linha 5, mas na demanda média os preços são mais altos para a área 1 pela mesma consideração anterior, mas para aliviar o congestionamento dos elementos T10 e T17.

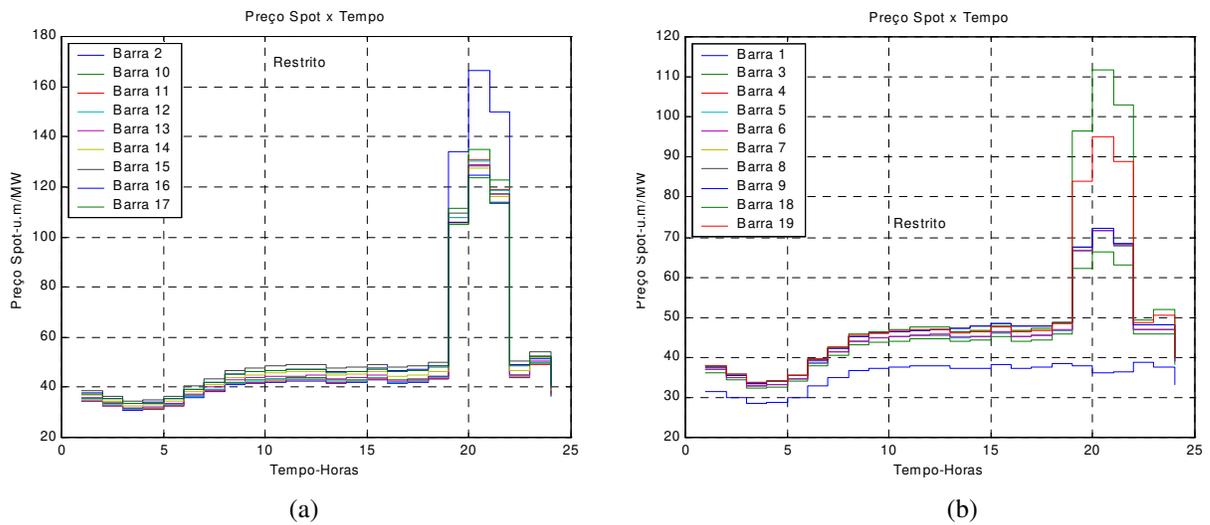


Figura 5.22 Preço *Spot* Despacho Restrito Caso 2

Tanto na figura 5.21 e 5.22 o preço na barra 1 é o menor, o que indica que o gerador não é incentivado a incrementar sua geração, dessa forma dá a sinal para diminuir o congestionamento.

Na figura 5.23.(a) apresenta-se o custo da operação para os dois tipos de despacho. Mostra-se como no período de demanda média o custo do despacho restrito é menor; mas tem a presença de congestionamento, o fato é devido a que pelo cumprimento da meta de geração das usinas hidrelétricas, sua distribuição preferencial no caso da demanda da ponta para o despacho irrestrito faz com que seja alocada essa energia nesse patamar da demanda, sempre levando em conta que a energia das usinas termelétricas nesse patamar é devido a

despacho irrestrito e outra pela presença do congestionamento. Assim também a figura 5.23 (b) permite observar a distribuição do sobrecusto no sistema.

O administrador da rede de transmissão vê-se beneficiado desse tipo de operação, mas isto mostra a falta de uma adequada expansão da rede de transporte que tem a ver com o planejamento de longo prazo do sistema elétrico.

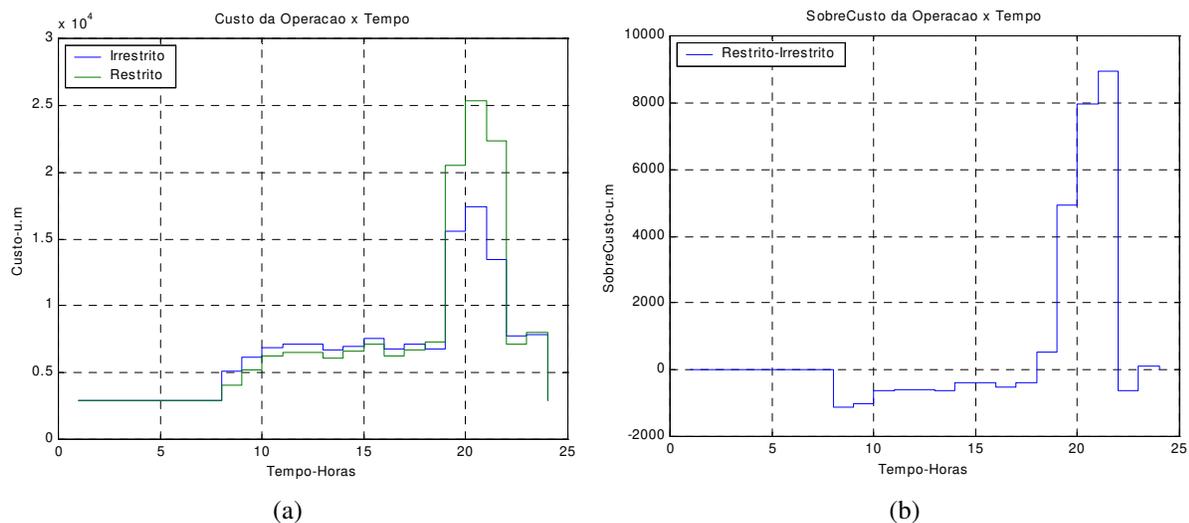


Figura 5.23 Custo de Operação Despacho Restrito-Irrestrito Caso2

5.4 Comentários Finais.

A obtenção dos preços para cada barra no ambiente competitivo, é baseada na teoria marginalista introduzida por meio do custo marginal e é um meio de organizar o sistema competitivo que contribuía para melhorar a eficiência e segurança da operação dos recursos do sistema.

De todo o exposto até aqui o ingresso das variáveis da rede de transporte é o produto da desagregação espacial dos preços marginais de cada barra do sistema, assim os ingressos variáveis se geram dessa diferença entre os preços *Spot* obtidos para cada barra o qual como foi apresentado são causadas pelas seguintes causas:

- As perdas que produz a transferência de energia elétrica pelos elementos da rede (linhas, transformadores, etc) faz com que a geração seja maior que a demanda, isto incrementa o preço *Spot* das barras de carga em relação aos de geração, dando um sinal eficiente no longo prazo devido a que permite indicar aos diferentes agentes o ponto de melhor localização.
- Quando no sistema elétrico existem elementos nos quais o fluxo percorrido chega a um limite permitido, então se diz, que existe o congestionamento, isto faz com que o despacho de geração não seja “estritamente econômico” e dê caminho a uma distribuição de geração e utilização dos recursos existentes que é mais custoso do que o obtido sem a presença do congestionamento. Isto produz uma separação grande dos preços *Spot* não só nas barras dos elementos congestionados, levando o sistema a uma divisão em áreas de preços altos e baixos. Com os preços por barra obtidos conforme um sinal a mais para obter a operação eficiente do sistema no curto prazo, e indicando ao longo prazo ao mercado a necessidade de evitar as congestões.

A operação de elementos físicos tem outras restrições que afetam diretamente a operação do sistema, por exemplo, a consideração de confiabilidade na operação.

A experiência até hoje num mercado elétrico mostra que a aplicação apenas dos preços *Spot* não é suficiente, é necessário procurar e fornecer procedimentos e regras para dar sinais corretos de operação e localização aos participantes de um sistema elétrico, em qualquer caso a decisão do regulador utilizar essas diferenças nos preços para pagar ou não ao administrador da rede de transporte, já que a utilização ou não desse ingresso não influencia na qualidade dos sinais econômicas fornecidas aos agentes do mercado.

Capítulo 6

Conclusões

Nesta parte final do trabalho se faz um balanço dos temas abordados, resultados e procura-se obter conclusões e possíveis linhas de pesquisa na busca de soluções para as diferentes questões que apresentam o novo âmbito da indústria de energia elétrica.

6.1 Conclusões

Como foi visto no desenvolvimento do presente trabalho, se fez um análise das principais características do sistema de transmissão (perdas e congestionamentos) que refletem nos preços da energia elétrica. Os mesmos são à base das relações entre os distintos agentes dentro do mercado elétrico aberto à competição, onde decisões de seus participantes são tomadas de maneira independente para o caso da geração e distribuição; sendo fundamental garantir o livre acesso ao sistema de transmissão, mas devido à natureza do comportamento da rede de transmissão no transporte de energia elétrica que dá ao setor um dinamismo complexo e grande.

Embora o problema do congestionamento não seja um tópico novo do ponto de vista técnico, mas é uma novidade do ponto de vista econômico de mercado de energia elétrica para permitir alcançar a eficiência, devido ao fato de que este reflete diretamente sobre os diferentes agentes do mercado elétrico. A aplicação da teoria marginalista permite a utilização dos preços *Spot*, os quais possibilitam de maneira adequada guiar o comportamento de todos os agentes (consumidores e geradores) à consecução da eficiente operação do sistema.

O objetivo de avaliar quantitativamente e qualitativamente o efeito do congestionamento dentro do sistema buscam:

- Identificar períodos críticos da operação do sistema de transmissão para o período de estudo.
- Mostrar os efeitos nos preços *Spot* das barras do sistema.

Dos resultados das simulações foi possível observar o forte impacto das restrições do sistema de transmissão não só por condições não controláveis como é o caso das condições hidrológicas, assim como também por condições normais de operação que faz a tomada de ações corretivas para a utilização dos recursos disponíveis, mas com o

incremento forte nos preços da energia devido a que trajetos que normalmente não tem congestionamento o apresentam pelos recursos disponíveis nesse instante no sistema.

Devido às restrições do sistema de transmissão o sistema elétrico é dividido economicamente em áreas (variações dos preços semelhantes), cada uma delas com preços *Spot* diferentes entre si (uma área com preços altos e outra com preços baixos) como foi indicado não só representa as perdas que tem a rede de transmissão, mas reflete o congestionamento o qual faz a necessidade de utilizar geração mais custosa para atender a demanda com uma adequada qualidade e segurança. Tudo isto gera um grande debate no momento de determinar que agente deve ficar com a diferença pela energia consumida pelos distribuidores e fazer o pagamento aos geradores. Mas o componente marginal produzido pelo congestionamento chega a ser importante como componente da perdas, embora não deva ser utilizado para financiar o sistema de transmissão, já que só considera a capacidade dos elementos da rede de transmissão no curto prazo e não os outros custos fornecidos pelos serviços ancilares.

Como foi possível observar no exemplo do capítulo 5, na implementação deste modelo sobre um mercado elétrico real é fundamental reconhecer o papel que jogam alguns elementos dentro da modelagem de mercado:

- Operador do Sistema (OIS). É o órgão que tem os meios para implementar e indicar as diretrizes para uma adequada tarifação que ajude ao desenvolvimento do mercado competitivo. Ele realiza os balanços e ajustes por restrições no sistema de transmissão para atender a demanda do sistema.
- Os preços *Spot* obtidos pelo despacho ótimo mostram-se adequados para servir de base na tarifação, mas só considerando as restrições do sistema modeladas por meio de funções de penalização. Este preço indica um poder de regulação que ajuda a manter políticas do órgão de governo, além de permitir uma decomposição em vários termos do preço que são claramente identificáveis.

O presente trabalho possibilita comparar alternativas que a teoria fornece ao pesquisador para avaliar o problema técnico-econômico do congestionamento, assim tem-se uma base mais sólida para propor alternativas para a alocação dos recursos obtidos por causa da mesma, sem esquecer a necessidade de fornecer um alívio ao agente afetado pelos altos custos produzidos pelo congestionamento.

6.2 Trabalhos futuros

Durante o desenvolvimento do presente trabalho, foi possível vislumbrar áreas que seria interessante abordar, entre as principais temos:

- A regulação do sistema de transporte inclui áreas como: remuneração, acesso e inversão, assim com uma visão mais clara do mercado como fazer uma complementação aos procedimentos e regras na área do sistema de transmissão para permitir alcançar a competição e eficiência dos diferentes agentes.
- Avaliação das tarifas da rede de transmissão de maneira eficiente comparada com a ideal para dessa maneira gerar confiança no mercado.
- Buscar alguns indicadores para medir nível de benefícios produzidos pela rede de transmissão em cada usuário.
- Buscar mecanismos mais adequados que permitam obter preços da energia que não dependam de incertezas como, por exemplo, variações hidrológicas.

Bibliografia

- [1]. **Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors e R. Bohn** “Spot Price of Electricity”, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [2]. **Fortunato, L. Machado; Araripe, T. Neto; e outros** “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistema de Produção de Energia Elétrica”, Eletrobrás, Eduff-Editora Universitária, Niterói-RJ, 1990.
- [3]. **Tapia, K** “Impacto de las Restricciones de Transmisión en un Mercado Competitivo de Electricidad”, Tese de Maestría , Escuela de Ingeniería PUC-Chile Febrero 1998.
- [4]. **Odériz, F** “Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia”, Tese de Doctorado, ICAI-Universidad Pontificia Comillas-Madrid Enero 1999.
- [5]. **Oliveira, A** “Uma Metodologia para o Cálculo do Spot Price em Sistemas Hidrotérmicos”, Tese de Mestrado, FEEC/UNICAMP, Agosto 1999.
- [6]. **Galiana, F. et al.** “Power Systems Restructuring: Engineering and Economics” Kluwer Academic Publishers, 1998
- [7]. **Silva, E.** “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica” Sagra Luzzatto, 2001.
- [8]. **Wood, J. Wollenberg B** “Power Generation Operation and Control”, John Wiley & Sons, 1996.
- [9]. **Lorrin, P** “Understanding Electric Utilities and De-Regulation” Dekker 1999
- [10]. **Borestein, S** “ The trouble with Electricity Markets” January 2001
- [11]. **Bakirtzis, A.** “Aumann-Shapley Transmission Congestion Pricing”, IEEE Power Engineering Review, Mar 2001.
- [12]. **Silva, E et al** “Gerenciamento do Congestionamento em Mercados de Energia Elétrica Sob Competição”, VII SEPOPE, Curitiba, Maio 2000.
- [13]. **Gedra, T** “On transmission Congestion and Pricing”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 14, No. 1, February 1999.

- [14]. **Oren, S; et al** “Nodal Prices and Transmission Rights: A critical Appraisal”, The Electricity Journal, Vol 8, No.3, pp 24-35, April 1995.
- [15]. **Finney, J; et al** “Evaluating Transmission Congestion Constrains in System Planning”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, No.3, August 1997.
- [16]. **Rudnick, H; et al** “Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, No.3, May 1995.
- [17]. **Papalexopoulos, A; et al** “Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 13, pp 672-680, May 1998.
- [18]. **Berzal, D; et al** “Algoritmo de Casación para tratar las Saturaciones de las Líneas de Transporte en Mercados Eléctricos”, 7^a Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Leganés-España, Julio 2001.
- [19]. **Hogan, W** “Restructuring the Electricity Market: Institutions for Network Systems”, Harvard University, April 1999.
- [20]. **Monticelli, Alcir J.**, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, CEPEL-ELETROBRAS, Edgard Blücher, 1946.
- [21]. **Almeida, K. Costa, A.**, “Efeitos dos Limites de Transmissão e Interpretação dos Multiplicadores de Lagrange”, Universidade Federal de Santa Catarina, Working Paper, 1999.
- [22]. **Centro Nacional de Control de Energía – CENACE** “Operador Administrador del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, <http://www.cenace.org.ec>
- [23]. **Procedimientos de Despacho de Operación del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano – CONELEC** “Regulador del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, <http://www.conelec.org.ec>.
- [24]. **Soares, S.** “Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos”, Revista SBA: Controle e Automação, Vol.1, no. 2, pp.122-123, 1987.
- [25]. **Borestein, C; Camargo, C.** “O Setor Elétrico No Brasil: Dos desafios do passado às alternativas do futuro”, 1^a ed, Porto Alegre, Sagra Luzzatto, 1997.

- [26]. **Silva, M; Oliveira, M** “Interface para Determinação de Tarifas Nodais de Uso do Sistema de Transmissão em Horizontes Plurianuais”, IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré, Comitê 37, 27 a 31 de Maio, pp 132-146,2001.
- [27]. **Ferreira, R. F.** “Contribuições ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas de Energia Elétrica”, Tese de Mestrado, FEEC/UNICAMP, Dezembro 1997.
- [28]. **Cicogna, M** “Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos”, Tese de Mestrado, FEEC/UNICAMP, Fevereiro 1999.
- [29]. **Granville, S; Pereira, M; Oliveira, G** “Handbook of Applied Optimization: Applications in Energy Electric Power”, Oxford University Press, 2001.
- [30]. **NERA**, “Transmisión Pricing:International Developments”, Report por NECA prepared by National Economic Research Associates, Sydney Australia 1998.
- [31]. **Alva, J e Oren, S** “Integrating Price-Based Resources In Short-Term Scheduling of Electric Power Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.9, no. 4, December 1994.
- [32]. **Joskow, P.** “A Quantitative Analysis of Pricing Behaviour in california’s Whosale Electricity Market During Summer 2000’ January 2001
- [33]. **El-Hawary,M and Christensen, G** “Optimal Economic Operation of Electric Power Systems”,Academic Press, New York, 1979.
- [34]. **ALURE-GREG** “Regulación y Economía del Transporte de Energía Eléctrica”, Junio 1999.
- [35]. **Bazaraa, M,** “Nonlinear Programming-Theory and Algorithms”, John Wiley & Sons, 1979
- [36]. **Luenberger, David G.** “Linear and No Linear Programming”, Addison Wesley, 1937
- [37]. **Matlab** “Matlab Users’s Guide”, August, 1992