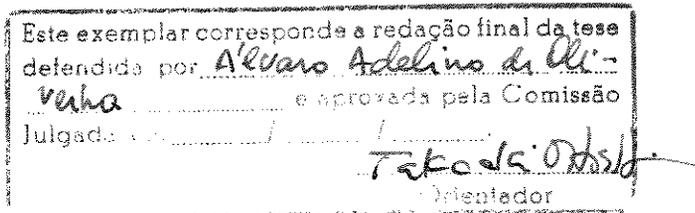


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS



Uma Metodologia para o Cálculo do Spot Price em Sistemas Hidrotérmicos

Por: Álvaro Adelino de Oliveira

Orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi

Banca examinadora:

Takaaki Ohishi (FEEC – Unicamp)

Secundino Soares Filho (FEEC – Unicamp)

Adriano Alber de França Mendes Carneiro (USP – São Carlos)

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.

Agosto de 1999



69 00639/2

CHAMADA: _____

 Ex. _____
 AMBIO BC/ 4053E
 ROC. 278/00
 C 0
 RECO 511,00
 DATA 16/03/00
 V* CPD _____

CM-00135082-B

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

OL4m Oliveira, Álvaro Adelino de
 Uma metodologia para o cálculo do spot price em
 sistemas hidrotérmicos / Álvaro Adelino de Oliveira.--
 Campinas, SP: [s.n.], 1999.

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

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

Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia para o cálculo do *spot price* em sistemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica. A reestruturação, ora em curso no setor elétrico brasileiro, terá como elemento básico, um mercado atacadista de energia. Neste mercado o preço da energia elétrica tem variação horária, de acordo com as condições de oferta (geração) e consumo (demanda) do sistema hidrotérmico. O fato do parque gerador brasileiro ter grande participação hidrelétrica dificulta a elaboração de um modelo para o cálculo do *spot price*, uma vez que a dificuldade está em se definir um custo para a geração hidrelétrica. A metodologia proposta apresenta um novo modelo de otimização da geração, onde as máquinas das usinas são despachadas individualmente. Deste modo, é possível analisar a influência que o despacho da geração pode ocasionar no preço da energia elétrica.

Abstract

This work presents a methodology to the compute of the spot price in hydrothermal systems with predominance hydroelectric. The new structure used in the Brazilian electric sector, will have element basic, a wholesale merchant of energy. In this market the price of the electric energy has hourly variation, according to the bid conditions (generation) and consumption (demand) of the hydrothermal system. The fact of the Brazilian electric generation has big participation hydroelectric make difficult the construct to a model to the compute of the spot price, once the difficulty is in with to define a cost for the hydroelectric generation. The proposed methodology present a new model of generation optimization, where the generator of the plants are dispatch individuality. Therefore, it is possible to analyze the influence that the dispatch of the generation can occasion in the price of electric energy.

Aos meus pais,

*Que souberam transformar a pequena
semente, numa árvore frondosa e de frutos
admiráveis*

Agradecimentos

Ao Prof. Takaaki Ohishi, pela atenciosa orientação, companheirismo e motivação presentes em todo o trajeto até aqui.

A Renata pela compreensão e apoio na dura caminhada realizada.

Aos amigos Daniel, Edilson, Marcelo , pelo valor da palavra amizade.

Ao amigo Wagner, pela ajuda e motivação mostrada no decorrer deste trabalho.

A todas as amigas e amigos do COSE e DENSIS cujos nomes encheriam esta sessão, o que me deixa bastante lisonjeado.

Sumário

Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract	v
<u>INTRODUÇÃO</u>	<u>1</u>
1.1. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	2
1.2. A GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
1.3. A OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	5
1.4. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	7
1.5. PROPOSTA DESTE TRABALHO	8
1.6. ORGANIZAÇÃO DA TESE	9
1.7. BIBLIOGRAFIA	10
<u>REESTRUTURAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</u>	<u>11</u>
2.1. INTRODUÇÃO	12
2.2. BOLSAS DE ENERGIA	13
2.3. TIGHT POOL	14
2.4. OPERADOR INDEPENDENTE DO SISTEMA (OIS)	17
2.5. OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA	19
2.6. MONOPÓLIOS NATURAIS	21
2.6.1. FORMAS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA	21
2.6.2. TRANSMISSÃO	22
2.6.3. DISTRIBUIÇÃO	23
2.7. DIFICULDADES E PARTICULARIDADE DO CASO BRASILEIRO	23

2.8. BIBLIOGRAFIA	26
<u>TEORIA DO SPOT PRICE</u>	<u>27</u>
3.1. INTRODUÇÃO	28
3.2. SPOT PRICE HORÁRIO	28
3.2.1. DEFINIÇÃO DO SPOT PRICE HORÁRIO	29
3.2.2. COMPONENTES DO SPOT PRICE HORÁRIO	29
3.3. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO DO SPOT PRICE HORÁRIO: GERAÇÃO	33
3.3.1. CUSTO DE COMBUSTÍVEL E DE MANUTENÇÃO: $\lambda(T)$	33
3.3.2. COMPONENTE DE QUALIDADE DE SUPRIMENTO NA GERAÇÃO: APROXIMAÇÃO DA FUNÇÃO CUSTO.	35
3.3.3. MÚLTIPLOS PERÍODOS DE TEMPO	38
3.4. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO DO SPOT PRICE HORÁRIO: GERAÇÃO E REDE	38
3.4.1. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA CONSIDERANDO APENAS POTÊNCIA ATIVA.	38
3.5. BIBLIOGRAFIA	47
3.6. BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR	47
<u>ESTUDO DO SPOT PRICE: SISTEMA ELÉTRICO COM GERAÇÃO TERMELÉTRICA</u>	<u>48</u>
4.1. INTRODUÇÃO	49
4.2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA TERMELÉTRICO ESTUDADO	49
4.3. UNIDADES GERADORAS TÉRMICAS	50
4.4. O MODELO MATEMÁTICO SEM CONSIDERAR A VARIÁVEL TEMPO	52
4.5. SOFTWARE IMPLEMENTADO	54
4.6. TESTES REALIZADOS PARA UMA UNIDADE DE TEMPO	56
4.6.1. TESTE 1: DEMANDA APENAS NA BARRA 4 (200 MW)	56
4.6.2. TESTE 2: DEMANDA DE 300 MW NA BARRA 4 E 100 MW NA BARRA 5	57
4.6.3. TESTE 3: DEMANDA DE 300 MW EM TODAS AS BARRAS DE CARGA	57
4.6.4. TESTES 4 E 5: DEMANDAS DE 300 MW, 450 MW E 550 MW. BARRAS 4, 5 E 6 (TESTE 4) E BARRAS 6, 5 E 4 RESPECTIVAMENTE (TESTE 5)	58
4.6.5. TESTES 6: DEMANDAS DE 550 MW EM TODAS BARRAS DE CARGA	59
4.7. ESTUDO DO SPOT PRICE EM UM HORIZONTE DE TEMPO DE 24 HORAS	61

4.7.1. DEMANDA NO HORIZONTE DE 24 HORAS	62
4.7.2. DESPACHO ÓTIMO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA	63
4.7.3. COMPONENTE DE OPERAÇÃO DO SISTEMA (λ)	63
4.7.4. COMPONENTE DE PERDAS NA REDE DE TRANSMISSÃO (η_L)	64
4.7.5. COMPONENTE DE QUALIDADE DE SUPRIMENTO DA REDE DE TRANSMISSÃO (η_{QS})	65
4.7.6. COMPONENTE DE QUALIDADE DE SUPRIMENTO DA GERAÇÃO (γ_{QS})	66
4.7.7 VALORES DE <i>SPOT PRICE</i> ($\rho_k(T)$)	67
4.8. BIBLIOGRAFIA	68

ESTUDO DO SPOT PRICE: SISTEMA ELÉTRICO COM GERAÇÃO HIDROTÉRMICA

	<u>69</u>
5.1. INTRODUÇÃO	70
5.2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO ESTUDADO	70
5.3. UNIDADES HIDRELÉTRICAS	71
5.4. UNIDADES TERMELÉTRICAS	74
5.5. O MODELO MATEMÁTICO SEM CONSIDERAR A VARIÁVEL TEMPO	75
5.6. SOFTWARE IMPLEMENTADO	79
5.7. TESTES REALIZADOS PARA UMA UNIDADE DE TEMPO	80
5.7.1. TESTE 1: CASO BÁSICO	80
5.7.2. TESTE 2	80
5.7.3. TESTE 3	81
5.7.4. TESTE 4	82
5.7.5. TESTE 5	82
5.7.6. TESTE 6	83
5.7.7. TESTE 7	84
5.8. TESTE REALIZADO PARA UM HORIZONTE DE TEMPO DE 24 HORAS	84
5.8.1. TESTE 1: CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS FAVORÁVEIS	85
5.8.2. TESTE 2: CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS DESFAVORÁVEIS	91
5.9. RESPOSTA DA DEMANDA AO <i>SPOT PRICE</i>	95
5.10. BIBLIOGRAFIA	99

ESTUDO DO SPOT PRICE: SISTEMA ELÉTRICO COM GERAÇÃO PREDOMINANTEMENTE HIDRELÉTRICA

100

6.1. INTRODUÇÃO	101
6.2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO	101
6.2.1. PARQUE GERADOR HIDRELÉTRICO	103
6.2.2. PARQUE GERADOR TERMELÉTRICO	105
6.2.3. REDE DE TRANSMISSÃO	105
6.3. SOFTWARE IMPLEMENTADO	105
6.4. RESULTADOS	106
6.4.1. TESTE 01: CONFIGURAÇÃO BÁSICA.	106
6.4.2. TESTE 02: USINA DA BARRA 4 NÃO É DESPACHADA	112
6.5. RESPOSTA LINEAR DA DEMANDA AO <i>SPOT PRICE</i>	117
6.6. BIBLIOGRAFIA	120
<u>CONCLUSÃO</u>	121

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é dada, de modo sucinto, uma visão geral do setor elétrico brasileiro. Posteriormente é apresentada a proposta de trabalho desta tese, e sua contribuição no estudo do *spot price*. Finalmente mostramos a organização dos assuntos tratados neste estudo.

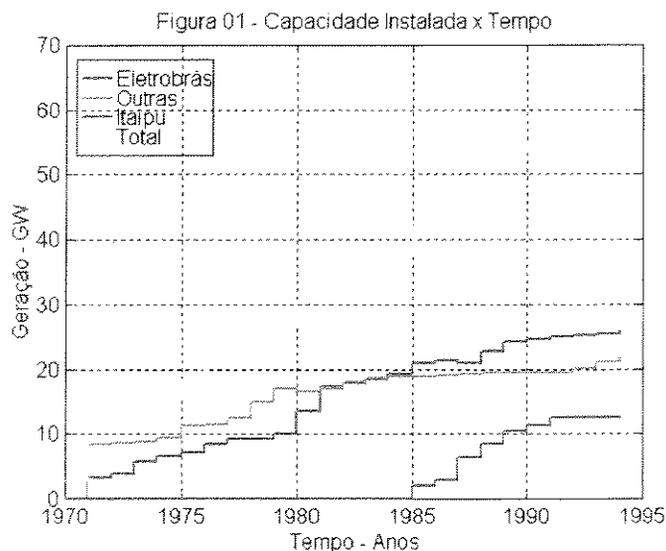
1.1. O Setor Elétrico Brasileiro

A eletricidade representa atualmente cerca de 40% do consumo total de energia do Brasil, percentual este que, em 1975, antes do “segundo choque do petróleo” representava menos de 22%.

A geração de energia elétrica no Brasil conheceu várias fases distintas: até o término da segunda guerra mundial, a geração de energia elétrica decorria de investimentos da iniciativa privada. A partir da década de 1950, o crescimento da geração passou a ser atendido por empresas estaduais e, desde a década de 1960 também por empresas federais.

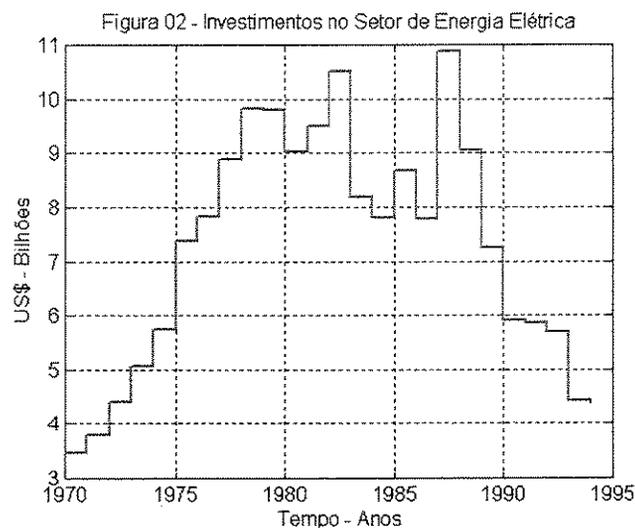
A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidrelétrica, com menos de 5% de produção de origem termelétrica. De fato, com um grande potencial hidrelétrico, com reservas insuficientes em termos de petróleo e com reservas de carvão mal distribuídas em seu território, o país tem investido pesadamente na geração hidrelétrica. Se por um lado os empreendimentos requerem investimentos de vulto, o custo de geração resultante tem sido compensador em relação às demais alternativas. Os investimentos na geração térmica tem se limitado, nas últimas décadas, a algumas usinas isoladas de pequeno porte e a alguns projetos de maior envergadura com sentido de complementação do sistema e de garantir uso do carvão existente no sul[1].

A capacidade instalada do parque gerador brasileiro é de aproximadamente 60 GW sendo que deste total 12.6 GW são provenientes da usina de Itaipu, binacional. Em 1975 a capacidade instalada era de 18.5 GW. Estes dados mostram a importância desta usina no contexto da capacidade total do sistema e a velocidade em que ocorreu sua expansão (figura 1).



A geração de energia elétrica no Brasil pode ser agrupada em: Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, Sistema interligado Norte/Nordeste e Sistemas Isolados.

O crescimento da produção de energia e da demanda decorrem de pesados investimentos setoriais, que atingiram um pico de 11 bilhões de dólares em 1986. Com o esgotamento do modelo estatal e em face da precária situação econômico-financeira das concessionárias, os investimentos setoriais decaíram de forma substancial nos últimos anos, atingindo o nível de 4,4 bilhões de dólares nos anos de 1993 e 1994 conforme mostrado na figura 2.



O sistema brasileiro de geração de energia elétrica tem características que o tornam único em todo o mundo. São elas:

- 1) predominantemente hidrelétrico;
- 2) grandes extensões geográficas e grandes distâncias entre as fontes geradoras e os principais centros consumidores;
- 3) vários potenciais de aproveitamentos nos mesmos rios, com reservatórios pertencentes, em muito casos, a empresas distintas;
- 4) regimes hidrológicos e pluviométricos diversos nas diferentes regiões;

- 5) alto grau de interligação elétrica(região sul/sudeste/centro-oeste).
- 6) grande potencial hidrelétrico a ser explorado. (cerca de 102 GWano e 205 GW de capacidade instalável, metade da qual na Amazônia).

Tais peculiaridades, adicionada à necessidade de economia de derivados de petróleo, têm mostrado a conveniência de que a expansão do sistema de geração e transmissão seja planejado de modo a operar integradamente.

Se por um lado a operação integrada das várias usinas hidrelétricas e termelétricas traz enormes vantagens do ponto de vista de redução de custos de investimentos e conseqüentemente de custos de geração, provoca por outro lado, uma interdependência entre os vários agentes do processo[1].

1.2. A geração termelétrica no Sistema Elétrico Brasileiro

Em um país onde as características hidrográficas favorecem a instalação de usinas hidrelétricas e as fontes de combustíveis fósseis não se mostram em abundância, a presença de usinas térmicas fica, notoriamente, em segundo plano. Porém as termelétricas possuem a vantagem de fácil instalação o que é uma vantagem importante, visto que nos grandes centros de consumo de energia elétrica o potencial hidroelétrico está praticamente esgotado.

Vale a pena falar um pouco a respeito das principais fontes energéticas utilizadas como combustíveis nas usinas térmicas, assim com sua viabilidade de consumo. São elas:

- 1) *Óleo Diesel*: espera-se que a geração termelétrica proveniente da utilização de óleo diesel deva ser contida nos menores níveis possíveis (muito caro), uma vez que a disponibilidade do mesmo tem sido direcionada basicamente para o transporte de carga e passageiros. Seu uso ficaria então, reduzido a sistema isolados de pequeno porte, onde em alguns casos seu uso pode ser a única opção para geração.
- 2) *Gás Natural*: A disponibilidade de gás natural no Brasil ainda é pequena. Porém a importação de gás da Bolívia (gasoduto Brasil-Bolívia) e Argentina, assim como o desenvolvimento de tecnologias que permitam baixos custos de operação para termelétricas a gás, pode tornar esta fonte não renovável de energia em uma forte alternativa na complementação da geração do sistema, principalmente em regiões com insuficiência de geração como, por exemplo, o sudeste.
- 3) *Carvão Mineral*: Um dos maiores recursos energéticos brasileiro não renováveis, as jazidas deste minério são suficientes para a instalação de um forte parque térmico no Brasil. No entanto o carvão mineral nacional apresenta as desvantagem de possuir baixo poder calorífico, elevado teor de cinzas e agravar substancialmente os custos de proteção ambiental. Se forem desenvolvidas melhores técnicas na atividade mineradora, melhoramentos no controle de

emissão de gases e resíduos sólidos, assim como uma reestruturação nas normas ambientais brasileiras, o carvão mineral nacional pode aumentar sua participação no cenário da geração elétrica brasileira.

- 4) *Urânio*: O Brasil apresenta grandes reservas deste tipo de mineral, o que torna viável sua utilização como combustível no processo de geração elétrica. Com o esgotamento das possibilidades de expansão do sistema hidrelétrico e a formação de uma maturidade tecnológica, a energia nuclear poderá alcançar uma participação expressiva no quadro energético nacional[3].
- 5) *Resíduos da Cana de Açúcar*: O potencial brasileiro de produção de energia elétrica a partir de resíduos da cana de açúcar é bastante apreciável. Se considerarmos que o aproveitamento integral do bagaço de cana (com baixo teor de umidade) e das folhas e pontas, em processo de co-geração tecnologicamente desenvolvido, a produção poderia chegar a cerca de 40% da energia elétrica hoje consumida no país[1]. Evidentemente, tal percentual é teórico mas demonstra o grande potencial energético dos resíduos de cana. O custo de produção de energia elétrica, com a aplicação das tecnologias hoje existentes é, ainda, relativamente elevado, o que também ocorre com os investimentos necessários à produção e às adaptações das usinas de álcool e açúcar. Trata-se entretanto de potencial a ser seguramente melhor equacionado e aproveitado nos próximos anos.

O desenvolvimento de novas tecnologias aproveitando melhor o potencial de alguns dos combustíveis acima citados, a implantação de um mercado onde se possa comprar e vender energia elétrica e a possibilidade que as termelétricas tem de ser instaladas próximo aos grandes centros consumidores do país, favorecerá um aumento considerável no parque gerador térmico brasileiro nos próximos anos.

1.3. A otimização do Sistema Elétrico Brasileiro

O equacionamento da otimização de geração e da transmissão da energia elétrica no Brasil, a ser obtida pela integração dos vários agentes envolvidos, é tema que têm preocupado os investidores em potencial e os órgãos do governo responsáveis pela proposta de novos instrumentos de regulamentação setorial.

O desejo e a necessidade de otimização do aproveitamento dos recursos naturais, e aumentar a energia firme do sistema, associado ao fato de várias empresas construírem e operarem usinas hidrelétricas e reservatórios que se situam em seqüência num mesmo rio ou em bacias hidrográficas, gera uma forte interdependência operativa entre estas entidades, uma vez que a geração de cada usina depende das vazões de água liberadas pelas outras usinas que se situam a montante da bacia. Assim sendo, numa mesma região, em termos de disponibilidade de água, a geração de quase todas as usinas são influenciadas e, simultaneamente, influenciam a geração das demais. A geração térmica, quando interligada ao sistema, auxilia a “firmar” a energia hidrelétrica, permitindo assim uma maior confiabilidade, em face das possibilidades de ocorrências de períodos de condições hidrológicas desfavoráveis.

No Brasil, as usinas hidrelétricas nem sempre estão construídas próximo aos grandes centros consumidores, conseqüentemente, é necessária uma boa rede de transmissão que possa interligar os mais distantes pontos de geração e consumo de energia elétrica. As principais linhas de transmissão, ao interligarem eletricamente usinas situadas em bacias hidrográficas diferentes, permitem compensar a diversidade hidrológica de várias regiões do país. Desta forma, a operação adequada do sistema de transmissão contribui para a integração das diversas empresas geradoras, auxiliando também significativamente na otimização do aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

O processo de otimização integrada da operação de todo setor elétrico brasileiro apresenta uma série de vantagens que são apresentadas a seguir:

- 1) ganho da energia firme do sistema;
- 2) manutenção de reservas energéticas capazes de suportar períodos de baixas precipitações pluviométricas, com conseqüente minimização dos riscos de déficits de suprimento de energia;
- 3) manutenção de níveis adequados de confiabilidade no atendimento elétrico, visando evitar interrupções de suprimento por problemas na rede elétrica;
- 4) minimização da geração térmica, utilizando-se energia hidráulica disponível em outros pontos do sistema, de modo a diminuir os custos operativos e reduzir os preços da energia elétrica para os consumidores;
- 5) programação da operação dos aproveitamentos em tempo real, ajustando-se a mesma às condições hidrológicas e de carga verificadas;
- 6) manutenção de condições de navegabilidade nos rios;
- 7) proteção de portos, pontes e outras instalações ribeirinhas;
- 8) segurança do abastecimento de água de núcleos populacionais;
- 9) controle de cheias.

As empresas que operam integradamente, ficam sujeitas a ônus e benefícios, relacionados a seguir:

- Ônus:
 - 1) necessidade de buscar a otimização do sistema como um todo, mesmo quando o ótimo global não coincide com o ótimo empresarial;
 - 2) necessidade de eventuais investimentos para atender a confiabilidade do sistema elétrico, sem agregar um novo mercado;

- 3) operação do parque gerador segundo as diretrizes dos organismos de coordenação da operação;
- 4) participação em eventuais rateios de superávites ou déficits de disponibilidades para atendimento do mercado previsto;
- 5) participação na cobertura dos custos de geração térmica;
- 6) custos associados a participação na estrutura de coordenação operativa do sistema.

- Benefícios:

- 1) o compartilhamento das reservas energéticas do sistema, tornando a empresa menos dependente das condições hidrológicas da(s) bacia(s) onde estiverem localizadas suas usinas;
- 2) o compartilhamento das reservas de capacidade de geração, reduzindo as necessidades de alocação de reserva de potência operativa, e aumentando as margens de regulação da geração, com benefícios à qualidade do serviço;
- 3) a utilização da geração térmica, com custos compartilhados, como complemento dos recursos hidrelétricos;
- 4) o tratamento igualitário, entre todas as empresas do GCOI, no atendimento de energias excedentes;
- 5) o compartilhamento do uso do sistema de transmissão, o que aumenta a confiabilidade do suprimento elétrico;
- 6) a possibilidade de compartilhar custos em projetos de desenvolvimento tecnológico e de capacitação de pessoal.

1.4. Planejamento da operação

O planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro apresenta a seguinte divisão: planejamento de longo prazo, planejamento de médio prazo, planejamento de curto prazo e pré-despacho da operação[2].

As partes componentes do planejamento lidam com modelos diferentes de otimização. Cada uma delas, apresenta à etapa posterior informações para que se possa ir refinando e detalhando a operação.

A seguir, a figura 3 mostra um diagrama ilustrativo de cada uma destas etapas do planejamento e suas principais funções.

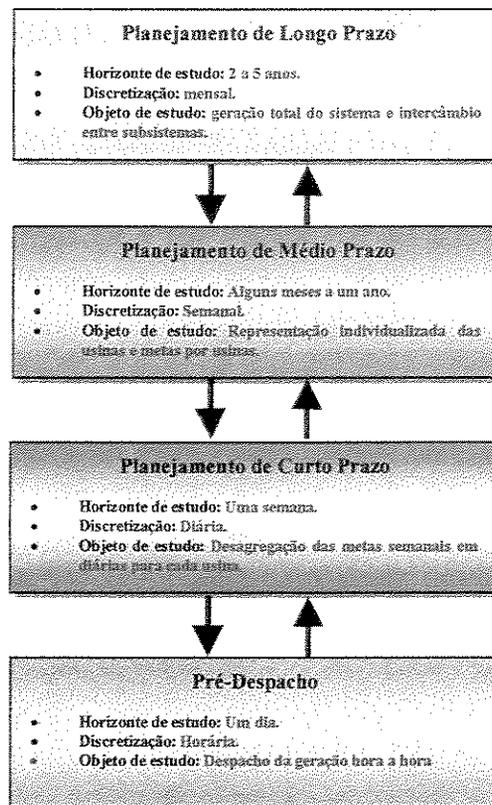


Figura 3 – Etapas do planejamento da operação

1.5. Proposta deste trabalho

O setor elétrico brasileiro, como mostrado anteriormente, passa por um profundo processo de reestruturação. As empresas hoje participantes do sistema, ainda tem em sua maioria estruturas verticalizadas, ou seja, são possuidoras das etapas de produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Com a reestruturação em implementação, teremos empresas especializadas e operando em partes específicas do sistema ou mesmo apenas na comercialização da energia.

Para garantir que uma gama de interesses, muitas vezes opostos, da nova configuração de empresas possam comprometer a operação racional de todo o sistema elétrico, é necessária a criação de um operador independente do sistema (OIS). Este operador terá como objetivo principal o planejamento da operação ótima de todo o sistema.

Dentro desta nova realidade, a proposta deste trabalho é empreender um estudo que apresenta um processo de otimização, no horizonte de 24 horas, de sistemas hidrotérmicos, com destaque para um novo modelamento do parque hidrelétrico. Associado a esta nova metodologia vem o cálculo do *spot price* que será de fundamental importância para a implementação de um mercado atacadista de energia elétrica no Brasil sob a realidade da reestruturação do setor.

A contribuição desta tese diante da nova realidade que se instala no setor elétrico brasileiro, está no tratamento da otimização da produção hidrelétrica. Neste caso foi realizado um modelamento de cada usina de modo a se otimizar a geração individualizada de cada máquina (grupo turbina-gerador).

1.6. Organização da tese

A organização desta tese segue uma ordem que será comentada a seguir.

O capítulo 1 apresentou informações gerais a respeito do parque gerador do sistema elétrico brasileiro. Mostrou um pouco a importância do processo de otimização da operação em um sistema de grande porte como o instalado em nosso país. Também foram mostradas as etapas do planejamento da operação, e por fim, a motivação que levou a elaboração deste trabalho científico.

O capítulo 2 apresenta um resumo dos principais componentes da nova estrutura que está sendo implementada no setor elétrico brasileiro.

O capítulo 3 faz uma representação resumida da teoria do *spot price* voltada para o setor de energia elétrica.

O capítulo 4 traz a aplicação do cálculo do *spot price*, obtendo seu valor em cada uma das barras de um sistema puramente térmico.

O capítulo 5 é muito semelhante ao anterior. Porém modificamos o sistema termelétrico de modo a retirar uma usina termelétrica e substituí-la por uma hidrelétrica. O sistema passa a ser então hidrotérmico.

No capítulo 6 apresentamos um sistema hidrotérmico de maior porte, onde a participação da geração hidrelétrica é muito maior que a termelétrica. Este fato faz com que obtenhamos resultados da otimização da geração e do cálculo do *spot price* mais próximos da realidade do sistema brasileiro.

1.7. Bibliografia

- [1] **Embaixada Brasileira em Washington**, “*A geração de Energia Elétrica no Brasil*”, <http://www.brasil.emb.nw.dc.us>.
- [2] **Fortunato, L. A. Machado, Araripe, T. A. Neto, Albuquerque, J. C. Ribeiro, Pereira, M. V. Ferraz**, “*Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistema de Produção de Energia Elétrica*”, Eletrobrás, Eduff – Editora Universitária, Niterói – RJ, 1990.
- [3] **ABEN – Associação Brasileira de Energia Nuclear**, revista “**Brasil Nuclear**”, <http://www.alternex.com.br/~aben/bnuclea.htm>.

Capítulo 2

Reestruturação e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro

Neste capítulo são apresentados os principais pontos a serem tratados na reestruturação do setor elétrico brasileiro. No final, é feita uma análise de suas particularidades e as dificuldades que serão enfrentadas neste processo.

2.1. Introdução

A retrospectiva do Setor Elétrico Brasileiro apresenta como fato marcante a ocorrência de um extraordinário desenvolvimento em todos os seus segmentos, seja pela expansão do parque gerador, mediante o amplo aproveitamento de nossos potenciais hidroenergéticos, seja pelo desenvolvimento dos sistemas de transmissão, chegando à estruturação das atuais malhas interligadas, seja pelo contínuo crescimento das redes de distribuição, transformando a energia elétrica em um produto acessível a grande maioria da população brasileira.

Como mola propulsora desse desenvolvimento setorial, funcionou durante longo tempo o modelo de intervenção estatal, marcado pela multiplicidade de empresas federais e estaduais, dedicando-se aos serviços de energia elétrica, escoradas por ampla disponibilidade de recursos proporcionados por fontes vinculadas setoriais, como eram o empréstimo compulsório da ELETROBRAS e o imposto único sobre energia elétrica.

De outro lado, completando esse ambiente, dispunha o Setor Elétrico, assim como os demais setores de serviços públicos, de linhas de crédito em condições privilegiadas, proporcionadas, dentre outras, pelas Agências Financeiras Multilaterais, como o Banco Mundial e o BID.

Esse modelo, que alavancou o desenvolvimento do Setor Elétrico durante as décadas de 50 a 70, foi-se esgotando com o passar do tempo, principalmente em razão de sua incapacidade de criar condições de realimentação própria, continuando, permanentemente a depender de recursos vinculados ou subsidiados.

Assim é que as mudanças determinadas pela Constituição de 1988, que redundaram na extinção a curto e médio prazos do imposto único sobre energia elétrica e do empréstimo compulsório da ELETROBRÁS, aliadas à nova postura das Agências Financeiras Multilaterais, que descontinuaram seus programas de financiamento a investimentos estatais, decretaram o fim do referido modelo estatal de desenvolvimento e a necessidade de sua substituição por um novo modelo, baseado em investimentos privados, comprometidos com resultados, já que realizados sob condição de risco [7].

Essa mudança, no entanto, para adequadamente se efetivar, requeria um novo ordenamento jurídico-institucional, diverso do anterior, que fora criado para o ambiente de atuação estatal.

A idéia norteadora das mudanças ora em curso no setor elétrico é a separação entre produto (a energia elétrica) e serviço (a transmissão e a distribuição). Ao contrário de um setor totalmente verticalizado, com empresas produzindo, transmitindo, distribuindo e comercializando energia, passam a existir empresas desverticalizadas, possibilitando competição no âmbito da geração e da comercialização de energia [1].

A idéia de reestruturação do setor elétrico brasileiro tem como princípios a competitividade e eficiência, o atendimento adequado a 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.

2.2. Bolsas de Energia

Na maioria dos países, cujos setores elétricos têm sido ou vêm sendo reestruturados, a energia passa a ser comercializada em bolsas de energia como uma *commodity*. O pré-despacho do sistema é então definido em bases comerciais, derivando-se o preço nos chamados mercados *spot* a partir de livre interação entre oferta e demanda, conforme mostrado na figura 1.

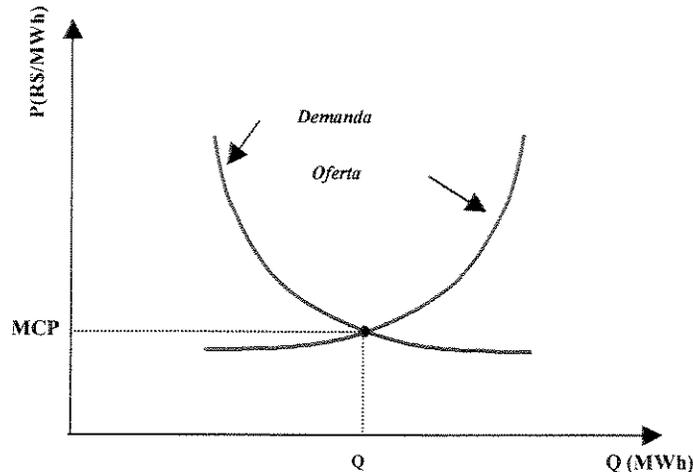


Figura 01 – Formação de Preços no Pool

A teoria microeconômica supõe que, se o mercado operasse em condições de concorrência perfeita, os preços tenderiam aos *custos marginais de curto prazo* (CMCP). O preço de equilíbrio em um mercado *spot* costuma ser denominado *Market Clearing Price* (MCP) [2].

A expressão mercado *spot* tem sido utilizada, no setor elétrico, para designar a comercialização pré-operacional. Em geral, um mercado *spot* é caracterizado pela entrega imediata do produto. Os mercados *spot* de energia não atendem inteiramente a esta descrição, uma vez que, nos mercados diários (*day ahead*), os preços para cada período horário ou *patamar* resultam conhecidos no dia anterior ao que se dá a entrega do produto [1]. Cabe mencionar, entretanto, que sistemas em tempo real têm sido propostos para alguns sistemas (Austrália e Califórnia) o que os tornaria completamente compatíveis com a expressão ora em uso.

Em mercados *spot* típicos, como, por exemplos, os da Noruega e Suécia e do Reino Unido, os participantes do sistema comercializam energia diariamente. Tais participantes podem ser produtores, distribuidores, grandes consumidores, comercializadores (*traders*) e corretores (*brokers*). A figura 2 mostra a quantidade de energia comercializada (Q) em função das variações no seu preço (P). Desta figura, podemos perceber que o perfil de negociação de um comercializador, para uma determinada hora do dia, proporá compra de energia até 10 MWh, enquanto ela custar menos de 35 R\$/MWh, e venderá energia até 6 MWh, quando ela custar mais de 45 R\$/MWh [3].

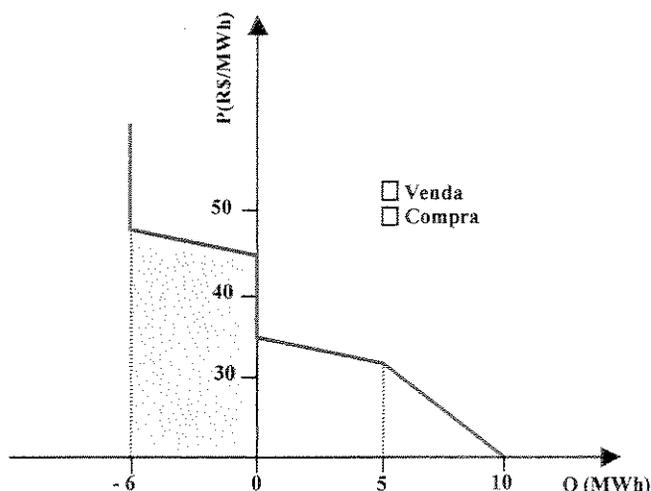


Figura 02 – Compra e Venda no Pool

Os comercializadores e corretores, figuras inexistentes em mercados menos desenvolvidos, aproximam os produtores dos distribuidores, bem como dos grandes consumidores. Sem tais figuras, que aumentam a eficiência do mercado, consumidores de menor porte pouco usufruiriam dos benefícios da competição, pois perderiam muito tempo em busca de informações sobre as melhores ofertas de energia.

Durante o despacho, os ajustes necessários são feitos no chamado *mercado de regulação*, cuja função é corrigir desequilíbrios imprevistos surgidos na operação em tempo real. Este mercado também se baseia na oferta de preços e quantidades, diferenciando-se do mercado *spot* pelo requisito de que as ofertas refiram-se a alterações possíveis em *short notice*, por exemplo com antecedência de 15 minutos.

2.3. Tight Pool

O consórcio liderado pela *Coopers & Lybrand*, que dá suporte ao projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, não recomendou o estabelecimento imediato de uma bolsa de energia, com preços e quantidades livremente negociados no mercado *spot*. Em vez disso, a comercialização no curto prazo será feita num regime denominado *tight pool*, onde o despacho é definido centralizadamente com base em ferramentas de otimização. A proposta da consultoria justifica-se, entre outras razões, pela pouca presença termelétrica nos sistemas interligados brasileiros e pelos complexos vínculos hidráulicos existentes entre usinas de diferentes proprietários. De fato, o sistema brasileiro é um dos poucos casos em que usinas de mesma cascata pertencem, muitas vezes, a diferentes proprietários. O *tight pool* é caracterizado pelos seguintes aspectos [4]:

- a. os geradores hidrelétricos submetem os dados técnicos de suas usinas, incluindo níveis de armazenamento, vazões afluentes e disponibilidade das turbinas;

- b. os geradores termelétricos também submetem dados técnicos de suas usinas, além dos preços de combustível e seu consumo por unidade de energia produzida;
- c. os participantes do mercado pelo lado da demanda (comercializadores e grandes consumidores) submetem seus dados de carga;
- d. os preços de energia no mercado *spot* são então obtidos com base nos custos marginais de curto prazo, calculados por um modelo de otimização;
- e. a metodologia de obtenção dos preços *spot* é definida no âmbito de um acordo celebrado entre os participantes do *Mercado Atacadista de Energia* (MAE);
- f. o despacho da geração é controlado por um *operador Independente do Sistema*(OIS).

O preço do mercado *spot* é usado para liquidar os volumes de energia que não sejam cobertos por contratos bilaterais. Mesmo assim, todos os fluxos de energia, incluindo os volumes contratados, devem ser levados em conta no estabelecimento do preço *spot*.

Os consultores sugerem que, nas fases iniciais da implantação do MAE, o cálculo dos preços de energia seja feito em base semanal. Futuramente, com o desenvolvimento de modelos mais sofisticados, a otimização e cálculo dos preços poderão ser feitas para diversos períodos diários.

Outra peculiaridade brasileira é a grande variabilidade dos custos marginais de energia. A reduzida base térmica do sistema brasileiro faz com que estes custos sejam muito dependentes das probabilidades de déficit e dos custos unitários de déficit [5]. A figura 3, a seguir, ilustra este problema, onde os custos marginais de curto prazo e as energias armazenadas foram calculados para as vazões afluentes do período histórico (1931 a 1994). Percebe-se a grande variabilidade dos CMCPs, mesmo tomando-se a média móvel para 5 meses.

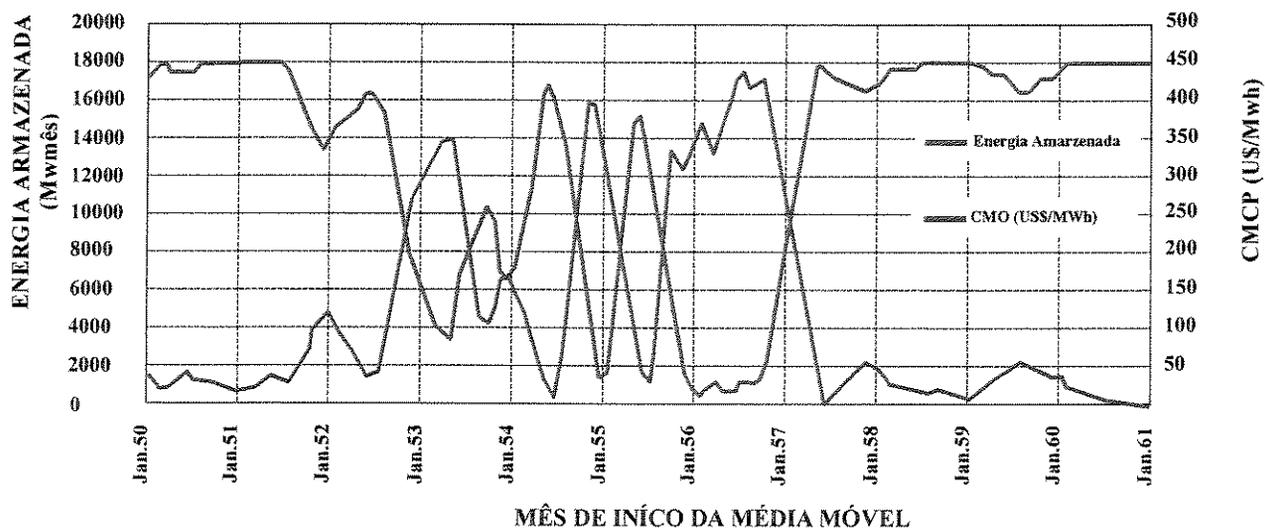


Figura 03 – Comparação entre Energias Armazenadas e CMCP's (Região Sul; médias móveis de 5 meses)

Nota-se que, em um período de poucos meses o CMCP pode variar desde poucas unidades até o custo do déficit (450 US\$/MWh no caso ilustrado). O período mostrado na figura 3 inclui, propositadamente, o período crítico do subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Nada garante, entretanto, que uma condição crítica semelhante ou pior não possa se repetir.

Os geradores hidrelétricos estarão protegidos dos riscos decorrentes da variação de preços no mercado *spot* por meio do chamado *Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*. Mecanismo análogo já existe atualmente, na forma de uma tarifa de baixo valor utilizada para valorizar as trocas de otimização energética do sistema. O *MRE* permite transferência de energia das usinas superavitárias para as deficitárias, quando o volume total de energia produzido pelas usinas hidrelétricas do *MAE* for suficiente para atender sua energia garantida global. Essa transferência é feita a uma tarifa suficiente para cobrir os custos variáveis de operação das usinas. Um fato a ser ressaltado é que o *MRE* protege os geradores hidrelétricos individuais do risco hidrológico, mas não evita que o sistema todo passe por situações críticas e por dramáticas elevações do CMCP com mostra a figura 3. O *MRE* traz efeitos semelhantes aos da formação de um *portifólio* de usinas hidrelétricas com diferentes regimes hídricos.

Apesar do *MRE*, a elevada variabilidade hidrológica do parque gerador brasileiro, decorrente de sua atual composição, faz com que os riscos referentes à operação do parque gerador brasileiro sejam elevados. Este fato pode ser observado quando se compara a variação dos preços da eletricidade e de um *commodity* convencional, como por exemplo o petróleo. O caso do petróleo, por exemplo, as maiores elevações dos preços internacionais foram causadas pela revolução iraniana, em 1979, quando o preço do barril chegou a US\$ 70. Em outra situação, no auge da Guerra do Golfo, no segundo semestre de 1990, o preço do barril atingiu cerca de US\$ 47, retornando a níveis abaixo de US\$ 20 já no final de 1993. Atualmente tem-se mantido um patamar de US\$ 20 o barril com pequenas variações em torno deste valor. Portanto, a variação de preço no período de 1979 a 1999, mesmo em situações de tensão internacional, não foi superior a 600%, muito abaixo da variação de mais de 5.000% que se poderia esperar nos *CMCPs* das regiões Sul e Sudeste do Brasil na ocorrência de um novo período crítico.

Os preços de mercado *spots* de energia já estabelecidos ao redor do mundo também são voláteis, mas não atingem valores tão extremos. Para efeito de comparação, a tabela 1, a seguir, apresenta as variações típicas de preços em três mercados.

Apesar dessas observações, o mercado *spot* brasileiro terá funções importantes, entre as quais:

- a. indicar o valor marginal de curto prazo da energia, correspondendo ao valor no qual as decisões de produtores e consumidores são mais eficientes;
- b. fornecer um sinal econômico para futuros investimento no setor e para a contratação de energia a longo prazo.

Tabela 1
Variações de preços em alguns mercados spot de energia elétrica

Mercado	P_{min} (3)	P_{max} (3)	Período
Reino Unido (1)	16	52	1990 a 1997
Argentina (2)	20	80	1992 a 1994
Chile (2)	≈zero	52	1985 a 1994

(1) Fonte: National Grid Corporation, UK; (2) Fonte: Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and pooling in a Competitive Environment; (3) Preços médios mensais, em US\$/MWh(997)

2.4. Operador Independente do Sistema (OIS)

A entidade principal do MAE seria o Operador Independente do Sistema (OIS), composto conjuntamente pelos agentes do setor, sob a supervisão do Ministério de Minas e Energia e a regulamentação da Aneel. Entidade sem fins lucrativos, o OIS seria responsável, entre outras coisas, pela rede de transmissão, mas não seria proprietário dos ativos de transmissão. Suas funções abrangeriam o planejamento operacional da geração e transmissão em horizontes de até cinco anos; a programação e despacho da geração; cobrança de encargos pelo uso da rede e remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão; planejamento do investimento em transmissão em horizontes de tempo de até cinco anos; assegurar novos investimentos em transmissão ; e a contabilização e liquidação de energia em nome do MAE.

Para a otimização do sistema elétrico, os geradores, as empresas de D/V(distribuição e Varejo) e outros varejistas apresentariam dados técnicos ao OIS, o qual realizaria o planejamento operacional, a programação e o despacho de acordo com um conjunto de procedimentos expressamente acordados. O OIS receberia dados sobre afluências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis. A partir destas informações, planejaria a operação do sistema em períodos de tempo cada vez mais curtos, assegurando a otimização da geração hidrotérmica por meio de procedimentos semelhantes àqueles atualmente em vigor.

O OIS calcularia também um preço de energia, representando o custo marginal do sistema ou preço *spot*, em que oferta e demanda estarão equilibradas. (Ainda indefinido, este preço de equilíbrio, refletindo o custo marginal, se consolidaria com o estabelecimento e funcionamento do mercado competitivo).

Os geradores e as empresas de serviço público de transmissão e varejo (empresas de D/V) continuariam a negociar a maior parte de sua energia por meio de contratos bilaterais, especificando preços e volumes contratados. O objetivo de tais contratos é o de proteger as partes contra a exposição ao risco de volatilidade do preço *spot* de energia do MAE, e não o de garantir a entrega física da energia – este seria um direito dos membros do MAE.

Somente fluxos de energia não contratados seriam negociados diretamente no MAE e liquidados ao preço deste. Mas todos os fluxos de energia seriam levados em consideração na determinação da programação ideal, no tratamento de perdas e para outras funções relevantes da liquidação [6].

A criação de um OIS é fundamental porque, entre outras coisas, permitiria:

- manter os ativos de transmissão sob propriedade de diversas entidades, ao mesmo tempo em que instituiria um único conjunto de encargos nacionais de transmissão;
- licitar novos projetos de transmissão de grande porte;
- preservar a otimização global do sistema, ainda que aumente o número de participantes envolvidos;
- realizar a eventual privatização dos ativos de transmissão, se assim se desejar no futuro, sem transferência da responsabilidade sobre a operação do sistema.

A figura 4 apresenta uma visão geral do MAE. Ela mostra os pagamentos entre as áreas de varejo das empresas de D/V (e outros possíveis varejistas) e geradores, dependendo dos volumes e preços contratados, e os pagamentos do e para o MAE referentes aos fluxos não contratados.

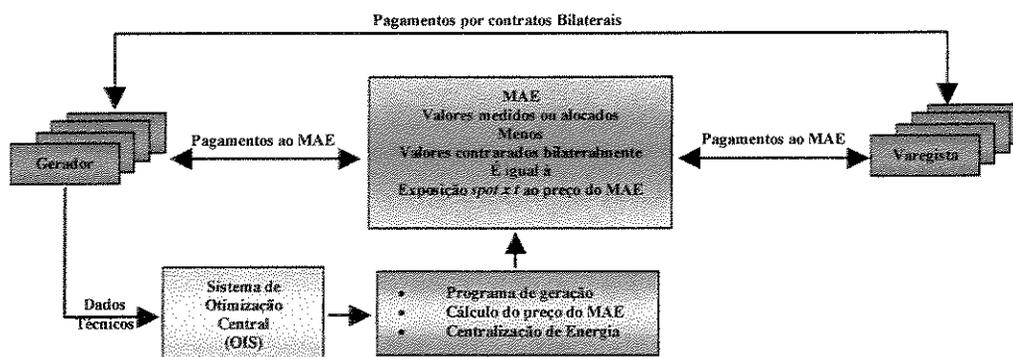


Figura 04 – Visão geral do MAE

2.5. Otimização Energética

Este é um dos aspectos em que se verifica uma grande convergência entre os diversos agentes do Setor Elétrico Brasileiro, que consideram que o processo de reestruturação deve preservar os benefícios decorrentes da otimização energética. Para tanto, é necessária a utilização de uma metodologia única para a operação do sistema, que deverá ser adotada por todos os agentes.

Mesmo no plano operacional, a proposta formulada desconsiderou o nível de descentralização já vigente no sistema elétrico brasileiro.

A coordenação e supervisão da operação devem ser preservadas para garantir a otimização, sem retirar dos agentes a flexibilidade para a definição inicial dos despachos e de seus preços. A coordenação técnica e operacional deve ser realizada, por órgão coordenador nacional (OIS), sem as funções de definição de preço, sendo que no plano das instalações de caráter regional estas atribuições estariam a cargo de empresas operadoras regionais (OIR – operador independente regional). Isto sinalizará aos novos investidores um quadro mais transparente e atrativo[7].

A figura 5 mostra as diversas etapas do planejamento e operação do sistema [8]. Nota-se que o planejamento continua a ser dividido em longo, médio, curto prazo e despacho. Vale lembrar também que a maioria dos programas apresentados e comentados ainda está em desenvolvimento.

No planejamento a longo prazo o horizonte de tempo é de cinco anos discretizados em intervalos mensais, Baseia-se para isto, num plano de expansão para dez anos. Nesta etapa tem-se a previsão de demanda e a configuração do sistema interconectado, a política de racionamento e função de penalidade para energia não servida, assim como o histórico hidrológico das bacias hidrográficas. Todos estes dados serão avaliados pelo programa NEWWAVE que fornece o valor mensal da água e o programa SUIISHI que calcula a taxa de confiabilidade de suprimento a longo prazo.

No planejamento de médio prazo tem-se um horizonte de tempo de um mês discretizado semanalmente. O software DECOMP de posse do valor mensal da água, da disponibilidade e custo de operação térmica e da previsão de demanda semanal fornece o valor semanal da água e o objetivo de armazenamento para o período avaliado.

No planejamento de curto prazo tem-se um horizonte de uma semana com discretização diária. Um software faz o unit commitment e a otimização do despacho de carga. Para isto são necessários os dados de custo de operação e disponibilidade térmica, previsão de afluência e demanda diárias, níveis de armazenamento dos reservatórios, análise de fluxo de carga (software ANNAREDE) e o valor da água para cada reservatório.

No pré-despacho tem-se horizonte de um dia discretizado em intervalos horários. Um plano de operação horária é fornecido para os operadores regionais e central do sistema (OIS). Após o despacho é feita uma análise pós-operativa.

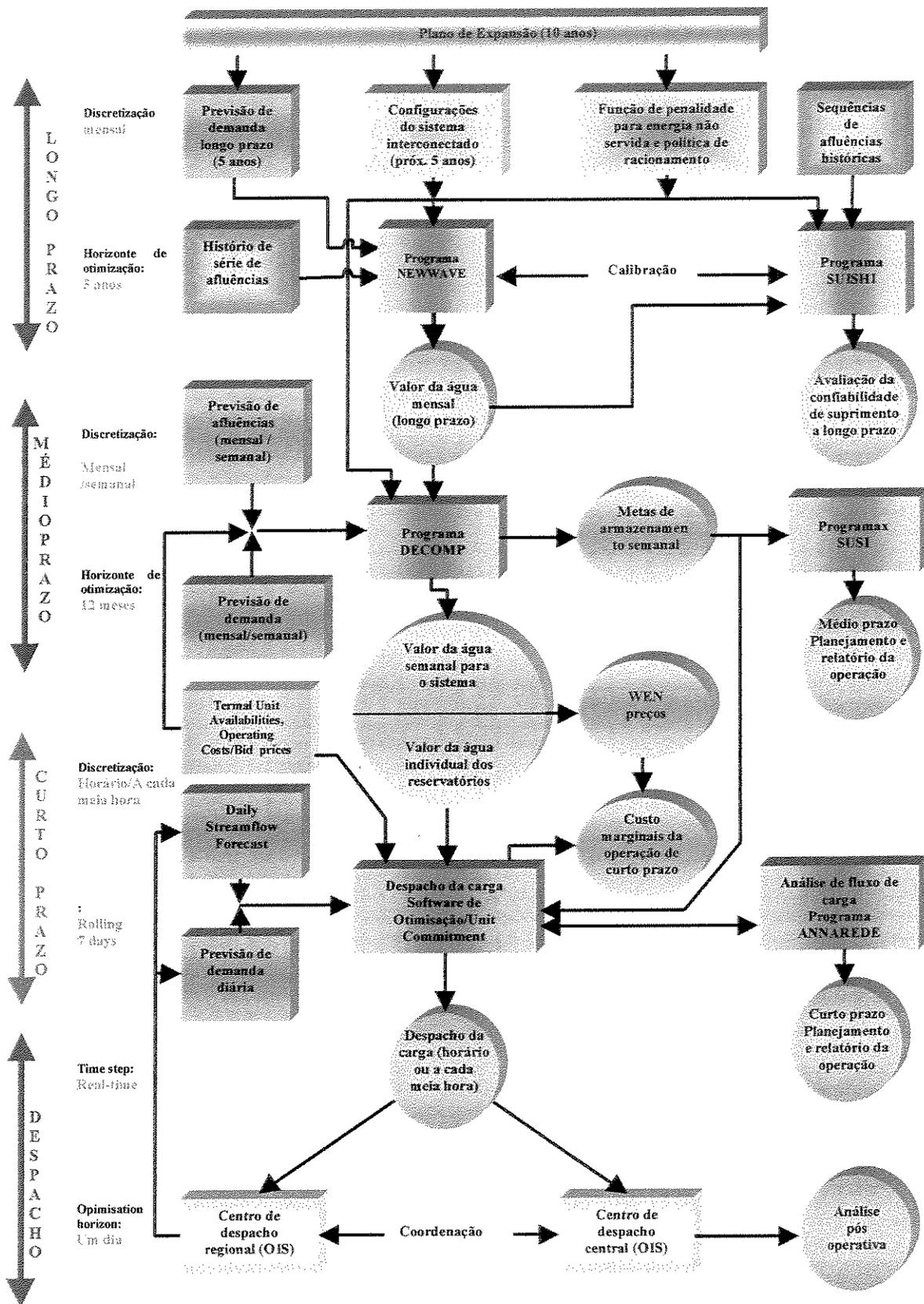


Figura 05 – Proposta de procedimento de otimização

2.6. Monopólios Naturais

Os serviços de transmissão e distribuição de energia continuam sendo vistos, na nova estrutura do setor elétrico, como monopólios naturais. Discutem-se, a seguir, as principais mudanças propostas para esses segmentos, em particular no que concerne à regulamentação do livre acesso a esses sistemas e à regulamentação econômica das atividades correspondentes.

Os consultores do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro recomendam que todos os ativos da rede em tensões de 230 kV ou superiores e todas as interconexões internacionais em tensões de 138 kV ou superiores sejam definidos como ativos de transmissão. Os ativos da rede em tensões inferiores a 230 kV passam a ser definidos como ativos de distribuição, com exceções limitadas. Isto posto, pode-se definir a metodologia de encargos e regulação econômica para os serviços de transmissão e distribuição[4].

2.6.1. Formas de regulação econômica

Os trabalhos de reestruturação do setor elétrico adotam a premissa de regular aqueles setores onde a competição não for possível. Este é o caso da transmissão, da distribuição, da comercialização para o mercado cativo e do funcionamento do Agente Operador.

No que diz respeito à transmissão e à distribuição, existem basicamente duas formas de regulação econômica:

- a. controle de preços: esta abordagem controla o preço unitário (*price-cap*) ou a receita (*revenue-cap*) que o setor regulado pode obter a partir de um dado nível inicial. Em um esquema de *revenue-cap*, a fórmula básica para reajustes é $RA_t = RA_{t-1}(1 + \Delta IGP.E)$, onde RA_t é a receita autorizada no ano t , ΔIGP é a variação em um índice geral de preços e E é um índice de ganhos de eficiência. Pode-se observar que há um forte incentivo para que os prestadores dos serviços obtenham ganhos de eficiência superiores aos previstos na fórmula. Ao cabo de um determinado período – o chamado período regulatório – o preço unitário ou a receita autorizada são revistos de forma a repartir ganhos de eficiência adicionais aos previstos no índice E , entre usuários e prestadores dos serviços [9];
- b. controle de lucros: esta abordagem determina os preços de modo a cobrir custos operacionais, depreciação e uma taxa de retorno acordada sobre o capital imobilizado, deduzida depreciação acumulada. Esta forma de regulação, como aplicada tradicionalmente, 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).

As formas de regulação econômica propostas pelos consultores do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro são a seguir descritas para os diversos segmentos monopolistas da indústria.

2.6.2. Transmissão

A receita autorizada para os prestadores de serviços de transmissão é composta das seguintes partes:

- a. ativos existentes são sujeitos a controle de receita (*revenue-cap*);
- b. novos ativos de grande porte são sujeitos a licitação de concessão, a qual pode ser realizada tendo como critério de julgamento a menor receita proposta;
- c. novos ativos de médio e pequeno porte ficam sujeitos a controle de lucros, baseados, respectivamente, em licitações para aquisição e instalação dos equipamentos e em custos-padrão;
- d. ajustes na receita são previstos para incentivar a disponibilidade operativa das instalações.

Resolvido o problema das receitas das empresas prestadoras dos serviços de transmissão, resta dividir o valor total entre os diversos usuários. Os consultores recomendam que os encargos de uso dos sistemas de transmissão sejam estabelecidos de forma a que 50 % da receita provenha da geração e 50 % da carga [4].

Separadamente dos encargos de uso da transmissão, devem ser definidos os encargos de conexão. Definem-se ativos de conexão como aqueles utilizados com exclusividade por um único usuário. Todos os ativos são remunerados pelas tarifas e uso do sistema. Dessa forma, os encargos de conexão são cobrados com base em contratos firmados com o proprietário do sistema de transmissão e são do tipo conexão *rasa* (*shallow connection*). Em contraste, uma conexão *profunda* (*deep connection*) envolveria também necessidades de reforço em outros pontos do sistema. Contra si, o conceito de conexão profunda apresenta maior subjetividade.

No que diz respeito aos encargos pelo uso do sistema de transmissão (*UST*), que são cobrados mediante contratos firmados com o Operador Independente do Sistema, os consultores recomendam que estes se baseiem em uma metodologia que representa uma aproximação dos Custos Marginais de Longo Prazo (*CMLP*). Tal metodologia pode ser vista como um compromisso entre os incentivos à eficiência e a instabilidade inerente à adoção de Custos Marginais de Curto Prazo (*CMCP*).

Os consultores recomendam que: (a) os encargos de *UST* sejam baseados em uma abordagem de Precificação Ligada ao Custo de Investimento (*PLCI*), onde os usuários do sistema de transmissão pagarão encargos baseados no custo da expansão da rede para atender a aumentos do uso que fazem do sistema; (b) o sistema de precificação seja por zona, em oposição a um sistema nodal. Os custos são definidos para cada nó do sistema, mas as tarifas pagas pelos usuários são zonais.

A abordagem via *CMLP* proporciona incentivo para que os usuários – geradores e carga – se localizem em regiões onde as necessidades de investimentos em transmissão sejam menores, sinalizando suas decisões locais.

2.6.3. Distribuição

A receita autorizada para os prestadores de serviços de distribuição é composta das seguintes partes:

- a. a remuneração do sistema existente e de sua necessária expansão são sujeitos a controles de receita (*revenue-cap*);
- b. os custos de compra de geração são repassados tendo em conta uma ponderação entre os custos efetivamente incorridos e custos de referência definidos pelo regulador;
- c. receita adicional pode ser autorizada condicionalmente ao atendimento de metas de conservação de energia;
- d. ajustes na receita são previstos para incentivar a redução de perdas comerciais.

2.7. Dificuldades e particularidade do caso brasileiro

É voz corrente que a reformulação do setor elétrico brasileiro é um dos mais complexos do mundo, por uma série de razões que devem estar presentes na formulação de soluções ajustadas à sua realidade e na programação e estratégia de condução do processo.

Para muitos não ficou clara a necessidade da revisão do modelo, inviabilizado no plano econômico e gerencial (eficiência econômica) e cuja crise, sempre uma ameaça latente, nunca chegou a se configurar num déficit de carga reincidente ou num racionamento dramático .

O setor elétrico brasileiro é um modelo estatal híbrido onde a propriedade e controle sobre os ativos é dividida entre os governos federal e estaduais. Assim, as reformas não podem ser decididas pelo governo federal sem passar por uma negociação com os estados. Neste aspecto nos colocamos entre a Inglaterra – onde o governo, como proprietário exclusivo, podia reestruturar o setor de forma a privatizá-lo, e os Estados Unidos onde a predominância de monopólios privados, dificultam a reestruturação do setor (interesses antagônicos).

Em geral os países industrializados apresentam elevado consumo energético, baixas taxas de expansão do mesmo e eventualmente, excedentes de capacidade. Diferentemente, o Brasil se encontra ainda na fase de elevação do consumo per capita de energia e de extensão dos serviços a novos consumidores, não dispondo, portanto, excedentes de capacidade [10].

Defrontando-se com elevadas taxas de crescimento da demanda, o País também não dispõe de capacidade de reserva, nem se vislumbra significativas possibilidades de ganhos de eficiência, pois seu sistema hidráulico, que responde por 92% da energia gerada, está operando no limite de sua capacidade teórica. Em outros países, ao contrário, há espaço para ganhos de produtividade e racionalização, a ponto da competição levar à redução dos preços num mercado de oferta. Assim, na Argentina a gestão privada elevou o índice de disponibilidade do parque térmico, representando 45% da capacidade instalada, de 42 para 82%, passando-se do racionamento para um quadro de super-oferta [10].

Vale dizer que, tanto no período da reforma como após, o processo deve priorizar a viabilização de investimentos significativos na expansão.

Dispondo de um sistema predominantemente hídrico, não se ajustam ao País as concepções usuais de um mercado competitivo em que cada gerador oferece energia e preço, para serem despachados num mercado licitatório, pois as decisões individuais comprometeriam a possibilidade de maximização da geração do sistema de hidrelétricas. Cabia, portanto, conceber um processo competitivo subordinado ao processo de otimização da geração hídrica.

Contando o País ainda com um potencial hidrelétrico que permitiria mais do triplicar sua capacidade instalada, era necessário analisar e definir uma diretriz estratégica que possibilite viabilizar seu aproveitamento com capitais privados através de instrumentos governamentais capazes de reduzir os elevados riscos deste tipo de empreendimento, e reconhecer os benefícios futuros que excedam o horizonte de sensibilidade dos fluxos de caixa em que se baseiam os investidores privados. Se for decidida a manutenção e desenvolvimento de um programa hidrelétrico, este deverá ser suportado por um planejamento que não poderá ser desenvolvido exclusivamente pelo setor privado, compreendendo: inventário, projetos, pré-viabilidades, etc. Outros campos fundamentais para uma decidida ação governamental (viabilização de projetos via alocação de recursos públicos) seriam o da eletrificação rural e da construção de linhas de transmissão estratégicas, cuja importância no País dispensa comentários.

É também necessário considerar ser indispensável para o País a condução de um programa de Pesquisa e Desenvolvimento, pois as soluções energéticas passam por tecnologias aderentes às características de cada região/país, sendo provável que o capital privado, em parte estrangeiro, recorra apenas às tecnologias disponíveis no mercado internacional, o que poderá não atender às peculiaridades das necessidades nacionais.

É necessário não perder de vista que, nas atuais condições do mercado energético mundial, ser o gás natural/ciclo combinado o referencial competitivo do mercado. Afortunadamente ela é também uma alternativa para o País, pelo menos por alguns anos, permitindo cobrir importante parte das necessidades de expansão durante o período de mudanças. Suas perspectivas futuras merecem, entretanto, uma análise mais acurada quanto ao volume das reservas no País e na América Latina e dos cenários futuros do mercado.

É necessário modificações nos postulados de “soluções de mercado” que vem sendo aplicados, na maioria dos casos de setores elétricos com sistemas de geração e expansão em base térmica. Assim, no caso de sistemas de base hídrica, a exemplo do caso brasileiro, alguns aspectos deverão merecer atenção especial, entre eles o da conciliação dos prazos de concessão e da longa vida útil das hidrelétricas com o período de sensibilidade econômica das decisões dos investidores e a possibilidade dos futuros custos marginais de expansão, isto é, os preços de mercado, permitirem rendas em excesso[10].

Emergindo de um período hiper-inflacionário, que impactou seriamente o seu sistema de custos fomentando a introdução de importantes distorções de subsídios, e submetido a mudanças nem sempre conceitualmente consistentes, o realinhamento do setor requererá um amplo esforço de consolidação de conceitos e critérios. Estrutura tarifária, definição do equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão, conciliação dos prazos de concessão com o horizonte dos fluxos de caixa em que se baseiam as decisões dos investidores, são alguns deles.

O processo, no geral, tornou-se mais complexo. Porém, reconhecida esta limitação, agregaram-se-lhe procedimentos interativos que podem permitir não só superar as desvantagens iniciais como conceber e construir um modelo muito mais ajustado à realidade brasileira. O esquema da figura 6 mostra a seqüência ideal e teórica além de apontar os ajustes feitos para conciliar e contemplar a racionalidade do processo uma vez iniciado o desafio de reestruturação.

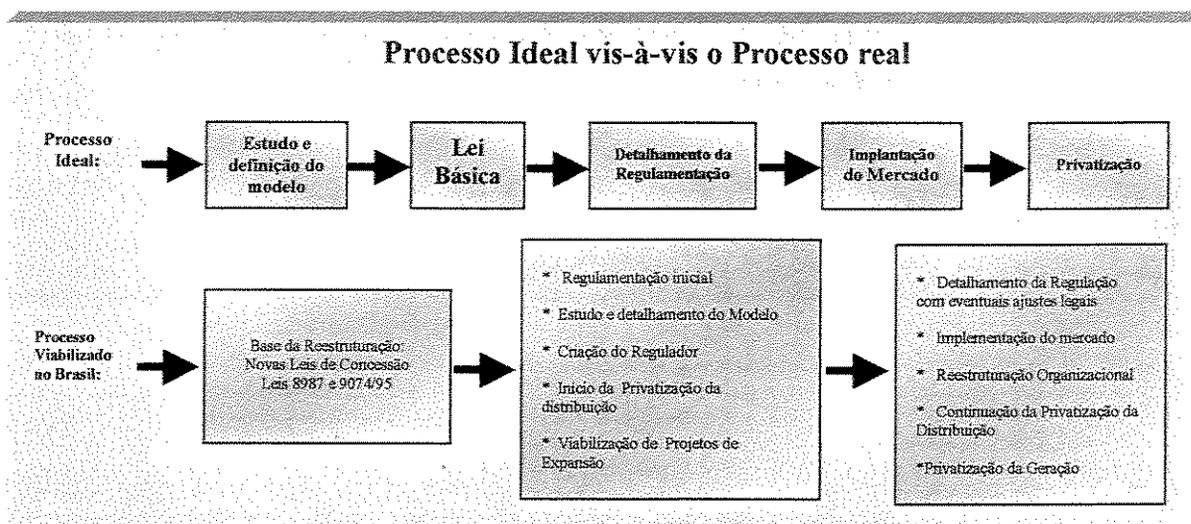


Figura 06 – Processo de reestruturação

2.8. Bibliografia

- [1] **Born, P.H.S & Nagayama, M. U.**, “*Uma abordagem Marginalista das Mudanças Estruturais no Setor Elétrico*”, IV Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, Vitória, 1996;
- [2] **Knivsfla, K.H. & Rud, L.**, “*Markets for Electricity: Structure, pricing and Performance*”, 17th Annual International Energy Conference, International Association for Energy Economics, Stavanger, Noruega, 1994;
- [3] **Nordpool**, “*The Spot Market*”, May/1996;
- [4] **Coopers & Lybrand**, “*Relatório Consolidado Etapa IV – 1, Volume II: Projeto Comercial e Regulamentar*”, Jun/1997;
- [5] **Born, P.H.S et alii**, “*O Novo Marco Regulatório Brasileiro – Implicações no Processo de Planejamento da Expansão da Geração*”, CIER/SUPLAMA, Cartagena, Colômbia, 1996;
- [6] **EM – Revista Eletricidade Moderna**, “*A nova cara do setor elétrico, segundo a proposta Coopers*”, Julho/1997;
- [7] **Coopers & Lybrand**, “*RE-SEB: Relatório Sistema Elétrico Brasileiro*”;
- [8] **Coopers & Lybrand**, “*Working Paper A3: System Operation and Optimisation*”, Jan/1997;
- [9] **Weyman-Jones, T.G.**, “*RPI-X Price Cap Regulation: The Controls Used in UK Electricity*”, Utilities Policy, Out/1990, pp. 60-77;
- [10] **Ministério de Minas e Energia - MME**, “*Reestruturação e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, Encaminhamento e Resultados*”, Abril de 1998.

Capítulo 3

Teoria do Spot Price

No decorrer deste capítulo é mostrada a teoria que dá suporte ao cálculo do *spot price*. São mostradas as principais definições e considerações necessárias para o bom embasamento teórico a respeito deste assunto.

3.1. Introdução

O setor de energia elétrica vem sofrendo mudanças rápidas e irreversíveis em função de sua reestruturação. A necessidade de se aumentar a produtividade e a eficiência, além de melhorar a flexibilidade em se manusear as incertezas futuras são fatores determinantes na implementação de um novo modelo para racionalizar custos operacionais, de planejamento e de capitais.

Uma boa parte das mudanças a serem efetuadas em mercado de energia elétrica estão fundamentadas no preço variável da energia elétrica (*spot price*) conforme os custos de operação, planejamento e expansão do sistema elétrico. Quatro são os objetivos que se procura alcançar ao se aplicar o *spot price*. São eles:

- 1) liberdade de escolha - tornar possível que os consumidores tenha opções de diferentes preços, otimizando assim seus gastos de energia elétrica;
- 2) eficiência econômica - motivar os consumidores a ajustar os próprios usos da energia elétrica atendendo às variações do *spot price*;
- 3) equidade - reduzir subsídios, ou seja, a taxa ao consumidor será baseada nos custos das companhias para servi-lo;
- 4) planejamento, operação e controle do sistema elétrico pela companhia utilizando parâmetros de engenharia.

Para se implementar um mercado de energia são necessárias três etapas:

- 1) definir o *spot price* hora a hora e avaliar seu comportamento;
- 2) especificar um conjunto apropriado de tipos de transações entre fornecedores de energia elétrica e consumidores baseadas nas variações do *spot price*.
- 3) Implementar o mercado de energia considerando a necessidade e capacidade das companhias de energia elétrica e seus consumidores;

3.2. *Spot price* horário

Spot price é o preço da energia elétrica em um determinado intervalo de tempo levando em consideração condições de operação, planejamento e expansão do sistema elétrico. O preço *spot* é um componente do mercado de energia cuja finalidade principal é fechar o balanço energético do sistema atuando sobre geração e carga de modo a levar o sistema a operar sempre o mais próximo possível de seu ponto ótimo.

O *spot price* horário é determinado pelas condições de suprimento/demanda que existem na hora em que estará sendo avaliado. Em particular, estas condições são [1]:

- 1) demanda de todo o sistema elétrico ou partes deste;
- 2) disponibilidade de geração e custos (incluindo compras junto a outras companhias geradoras);
- 3) disponibilidade de redes de transmissão/distribuição assim como suas perdas.

3.2.1. Definição do *spot price* horário

Definindo:

$\rho_k(t)$: *spot price* para o k -ésimo consumidor durante a hora t (\$/kwh).

$d_k(t)$: demanda do k -ésimo consumidor durante a hora t (kwh).

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

$d(t) = \sum_k d_k(t)$.

k : consumidor localizado em um determinado ponto (barra k) do sistema elétrico

Podemos definir o *spot price* de várias maneiras, uma delas o define como sendo o custo marginal (ou incremental) de se prover energia elétrica para o consumidor k durante a hora t levando em consideração custos de operação e de capital. Deste modo o preço da energia elétrica passa a ser diferente em cada ponto do sistema uma vez que depende de parâmetros tais como resistências e impedâncias das linhas de transmissão.

Matematicamente temos que o *spot price* é tido como a derivada do custo total para se prover energia elétrica a todos os consumidores em relação a demanda do consumidor k durante a hora t , ou seja:

$$\rho_k(t) = \frac{\partial}{\partial d_k} [\text{custo total para se prover energia elétrica para todos os consumidores no instante } t] \quad (3.1)$$

Esta definição está sujeita as restrições de balanço de energia, limites de geração, leis de Kirchoff e limites nos fluxos das linhas.

3.2.2. Componentes do *spot price* horário

O *spot price* horário associado ao k -ésimo consumidor durante a hora t é visto como a soma de componentes individuais definidos por:

$$\begin{aligned} \rho_k(t) = & \gamma_F(t) && [\text{custo marginal da geração relacionado com combustíveis}] \\ & + \gamma_M(t) && [\text{custo marginal da geração relacionado com manutenção}] \\ & + \gamma_{QS}(t) && [\text{custo marg. de geração referente à qualidade de suprimento}] \\ & + \gamma_R(t) && [\text{custo marg. de geração referente à reconciliação de renda}] \\ & + \eta_{L,k}(t) && [\text{custo marg. da transmissão referente as perdas}] \\ & + \eta_{QS,k}(t) && [\text{custo marg. da transmissão ref. à qualidade de suprimento}] \end{aligned}$$

$$+ \eta_{R,k}(t) \quad [\text{custo marg. da transmissão ref. a reconciliação de renda}] \quad (3.2)$$

Os componentes de qualidade de suprimento surgem quando os limites de operação da geração e da transmissão estão sendo alcançados. Alguns componentes do *spot price* podem ser agrupados da seguinte maneira:

$$1) \lambda(t) = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) \quad [\text{sistema do Lambda}] \quad (3.3)$$

$$2) \gamma(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad [\text{valor marginal de operação da geração}] \quad (3.4)$$

$$3) \eta_k(t) = \eta_{L,k}(t) + \eta_{QS,k}(t) \quad [\text{valor marginal de operação da transmissão}] \quad (3.5)$$

No cálculo do *spot price* as componentes referentes à geração e transmissão são usualmente os de maiores valores, isto é, em condições normais de operação as componentes que mais pesam no valor do *spot price* são os custo relacionados ao combustível, manutenção e perdas na rede.

Cada uma das componentes do *spot price* é descrita a seguir:

- 1) *Sistema do lambda: $\lambda(t)$*

Esta componente do *spot price* é calculada pela derivada do custo de manutenção e consumo de combustível na geração termelétrica com relação à demanda na hora t .

As componentes do sistema do Lambda tendem a aumentar com o aumento da demanda $d(t)$. Saídas forçadas de máquinas, disponibilidade de água, oportunidades de compra e venda de energia, custo de seguimento da curva de carga afetado por restrições de rampa e máquinas que trabalham na base influenciam extremamente as variações desta componente. Quando estas restrições intertemporais são importantes, $\lambda(t)$ pode ser pesadamente influenciado pelo planejamento de eventos futuros.

- 2) *Componente de perdas na rede: $\eta_{L,k}(t)$*

Esta componente provém das perdas resultantes da transmissão e distribuição. Se assumirmos uma dependência quadrática das perdas em função dos fluxos das linhas, teremos:

$$\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \frac{\partial L(t)}{\partial d_k(t)} \quad (3.6)$$

onde:

$z_i(t)$: energia fluindo na linha i durante a hora t (kwh);
 $L(t)$: perdas totais durante a hora t (kwh);

$$L(t) = \sum_i L_i[z_i(t)];$$

$L_i[z_i(t)]$: perdas na linha i (L_i quadrática).

- 3) Componentes de Qualidade de suprimento

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 próxima de seus limites, estas componentes crescem rapidamente penalizando o consumo de energia elétrica. Esta é uma maneira eficiente de se tentar atuar sobre a demanda para que o sistema opere dentro de seu limites de segurança.

A componente de qualidade de suprimento que se refere à geração, $\gamma_{QS}(t)$, pode ser calculada de várias maneiras, aqui será discutido o *método de alocação de custo da planta que opera na ponta*.

Considere que:

$g(t)$: geração total durante a hora t (kwh);

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

$g_{crit,\gamma}(t)$: geração crítica, ou seja, valor da geração total a partir do qual o sistema passa a operar dentro de uma faixa preestabelecida de reserva da geração;

Uma companhia do setor elétrico tenta operar de modo a atender a seguinte restrição:

$$g(t) \leq g_{crit,\gamma}(t)$$

A componente de qualidade de suprimento referente a geração na ponta é dada por:

$$\gamma_{QS}(t) = A_{QS,\gamma} \frac{a_\gamma(t)}{\bar{a}_\gamma} \quad (3.7)$$

Onde:

$$\bar{a}_\gamma = \sum_{t=1}^{8760} a_\gamma(t);$$

$A_{QS,\gamma}$: custo de capital anualizado da planta que opera na ponta (\$/kwh);

$a_\gamma(t) = LOLP_\gamma(t)$: probabilidade de perda de carga devido a geração na hora t ;

$\bar{a}_\gamma = LOLH_\gamma(t)$: horas perdidas de carga por ano.

Sendo que $LOLP_\gamma(t)$ pode assumir os seguintes valores:

$$LOLP_{\gamma}(t) = \begin{cases} 1 & , g(t) \geq g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & , g(t) < g_{crit,\gamma}(t) \end{cases}$$

A componente de qualidade de suprimento referente à rede pode ser calculada do seguinte modo:

$$\eta_{QS,k}(t) = \theta_{QS,\eta,i}(t) \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k(t)} \quad (3.8)$$

Onde:

$\theta_{QS,\eta,i}(t)$ tem unidade de custo marginal, \$/kwh.

Para obtermos $\theta_{QS,\eta,i}(t)$, podemos ajustá-lo até os consumidores e a geração responder as mudanças dos padrões de consumo e geração que estão sobrecarregando uma determinada linha i .

- 4) *Componente de reconciliação de renda*

A idéia básica é modificar os preços pagos pelos consumidores tal que a renda da companhia de energia elétrica sobre algum intervalo de tempo recubra sua operação e o custo do capital embutido adicionado a taxas de retorno do investimento.

Se considerarmos que:

$$\tilde{\rho}_k(t) = \gamma(t) + \eta_k(t) \quad [Spot\ price\ sem\ reconciliação\ de\ renda] \quad (3.9)$$

$$\gamma_R(t) = m \gamma(t) \quad (3.10)$$

$$\eta_{R,k}(t) = m \eta_k(t) \quad (3.11)$$

Então podemos definir o novo *spot price* como sendo:

$$\rho_k(t) = (1 + m) \tilde{\rho}_k(t) \quad (3.12)$$

Onde m é uma constante denominada de multiplicador de reconciliação que é ajustada até que a renda anual esperada se iguale a renda anual objetivada. m é especificado pela seguinte condição[1]:

$$(1 + m) \sum_{t=1}^{8760} \sum_k \tilde{\rho}_k(t) d_k(t) = \text{Renda anual objetivada} \quad (3.13)$$

3.3. Desenvolvimento teórico do *spot price* horário: Geração

Nesta seção assumiremos um modelo simples de um sistema companhia-consumidor que ignora custo das redes de transmissão/distribuição e reconciliação de renda. Também agrega todos os consumidores dentro de uma demanda simples e todos os geradores agregados em um gerador equivalente.

3.3.1. Custo de combustível e de manutenção: $\lambda(t)$

Consideraremos aqui, apenas os custo associados com combustível e manutenção. Assumiremos que exista suficiente capacidade de geração e que a demanda nunca excederá o suprimento.

Definindo:

- t - índice de tempo na escala de hora a hora;
- j - Índice para o geradores j ;
- $g_{j,max}(t)$ - Máxima produção do gerador j durante a hora t (kWh);
- $g_j(t)$ - Produção atual do gerador j durante a hora t (kWh);
- $g(t)$ - Geração total do sistema;
- $g_{max}(t) = \sum_j g_j(t)$ - Máxima geração possível durante a hora t (kWh);
- k - Índice para o consumidor k
- $G_{j,F}[g_j(t)]$ - Custo de combustível do j -ésimo gerador com $g_j(t)$ kWh de saída na hora t (\$);
- $G_{j,M}[g_j(t)]$ - Custo de manutenção do j -ésimo gerador com $g_j(t)$ kWh de saída na hora t (\$);
- $G_{j,FM}[g_j(t)] = G_{j,F}[g_j(t)] + G_{j,M}[g_j(t)]$ - Custo total de combustível e manutenção do j ésimo gerador (\$);
- $G_F[g(t)] = \sum_j G_{j,F}[g_j(t)]$ - Custo total de combustível de todos os geradores com saída total $g(t)$ (\$);
- $G_M[g(t)] = \sum_j G_{j,M}[g_j(t)]$ - Custo total de manut. de todos os geradores na hora t (\$);
- $G_{FM}[g(t)] = G_F[g(t)] + G_M[g(t)]$ - Custo total de combustível e manutenção durante a hora t (\$).

O custo total em um intervalo de tempo é dado como sendo:

$$\text{Custo Total} = \sum_{s=T_1}^{T_2} G_{FM}[g(s)] \quad (3.14)$$

Lembrando que toda a demanda está agregada de modo simples e que não há acoplamento no tempo, temos então que o *spot price* é dado por:

$$\rho_k = \frac{\partial(\text{Custo Total})}{\partial d(t)} = \frac{\partial G_{FM}[g(t)]}{\partial d(t)} \quad (3.15)$$

Para o presente caso, considerando que não há perdas, o balanço de energia nos mostra que:

$$g(t) = d(t) \quad (3.16)$$

Portanto podemos reescrever o *spot price* como sendo:

$$\rho = \frac{\partial G_{FM}[d(t)]}{\partial d(t)} \quad (3.17)$$

Lembrando que o custo total de combustível e manutenção ($G_{FM}[g(t)]$) é dado pela soma de duas parcelas, ou seja, $G_F[g(t)]$ e $G_M[g(t)]$ a expressão anterior pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\rho(t) = \frac{\partial(G_F[g(t)] + G_M[g(t)])}{\partial d(t)} = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) = \lambda(t) \quad (3.18)$$

- *Propriedades ótimas de $\rho(t)$*

Definindo:

$$\text{Custo social} = G_{FM}[g(t)] - B[d(t)] \quad (3.19)$$

Onde $B[d(t)]$ é o benefício recebido por todos os consumidores usando a demanda $d(t)$ kWh de energia elétrica na hora t .

Os consumidores apresentam comportamento ótimo quando se maximiza a diferença entre seus benefícios e seus custos, ou seja, teremos o seguinte problema:

$$\text{Max } \{ B[d(t)] - G_{FM}[g(t)] \}$$

s.a

$$g(t) = d(\rho(t))$$

Fica explicitado aqui a dependência da demanda em relação ao *spot price* ($\rho(t)$). O Lagrangeano do problema anterior mostra o seguinte:

$$\Omega(t) = G_{FM}[g(t)] - B[d(\rho(t))] + \mu_e(t)[d(\rho(t)) - g(t)] \quad (3.20)$$

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

Se fizermos as derivadas do Lagrangeano em relação a demanda e ao *spot price* ($\rho(t)$) e depois de algum trabalho matemático, obteremos a equação para o *spot price* que é $\rho(t) = \lambda(t)$ conforme definido em (3.18). Podemos ainda rescrever esta equação como sendo:

$$\rho(t) = \lambda[d(\rho(t))] \quad (3.21)$$

Nota-se mais uma vez que o sistema do Lambda é dependente da demanda e esta última dependente do próprio *spot price*. A solução ótima para esta equação é tida como sendo a interseção das curvas de demanda e suprimento de energia.

3.3.2. Componente de qualidade de suprimento na geração: aproximação da função custo.

Neste tópico abordaremos a inclusão de mais um termo na função custo responsável pela qualidade de suprimento, ou seja, a habilidade da geração em atender a demanda.

Considere as seguintes definições:

$g_{max}(t)$ - máxima geração disponível durante a hora t ;

$g_{crit,\gamma}(t)$ - nível de geração crítico;

$g_{res}(t)$ - reserva operacional da geração;

$$g_{crit,\gamma}(t) = g_{max}(t) - g_{res}(t).$$

Sabemos que as medidas que a companhia toma para que $g(t)$ não exceda $g_{crit,\gamma}(t)$ custam dinheiro, portanto definiremos o seguinte:

$G_{QS}[g(t)]$ - custo de qualidade de suprimento da geração para se prover energia confiável aos consumidores durante a hora t ;

$\gamma_{QS}(t)$ - componente de qualidade de suprimento do *spot price*.

A componente de qualidade de suprimentos pode ser definida do seguinte modo:

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}[g(t)]}{\partial g(t)}$$

Portanto podemos quantificar, agora, o *spot price* como sendo:

$$\rho(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t)$$

Há três maneiras de quantificar $G_{QS}[g(t)]$:

- *Custos de compra emergenciais*

Para este caso os custos são incluídos no sistema Lambda $\lambda(t)$ e não como parte $\gamma_{QS}(t)$, ou seja, a compra é representada como uma nova geração.

- *Custos de gerenciamento de carga / energia não servida*

Quando $g(t) > g_{crit,\gamma}(t)$, a companhia pode exercer o gerenciamento de carga para reduzi-la e/ou em complementação, realizar compras emergenciais de energia elétrica. Os caminhos para obter o gerenciamento de carga incluem contratos de interruptibilidade, controle direto de carga, rodízio de corte de carga, etc.

Os custos de gerenciamento de carga / energia não servida é quantificado por:

$$G_{QS}[g(t)] = \theta_{QS,\gamma}(t)u_{\gamma}(t) \quad (3.22)$$

Onde:

$u_{\gamma}(t)$ - energia não servida durante a hora t (KWh);

$\theta_{QS,\gamma}$ - custo da energia não servida.

$$u_{\gamma}(t) = \begin{cases} d(t) - g_{crit,\gamma}(t) & d(t) \geq g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & d(t) < g_{crit,\gamma}(t) \end{cases} \quad (3.23)$$

Podemos agora obter a componente de qualidade de suprimento.

$$\gamma_{QS}(t) = \theta_{QS,\gamma}(t)b_{\gamma}(t) \quad (3.24)$$

Onde:

$$b_{\gamma}(t) = \frac{\partial u_{\gamma}(t)}{\partial g(t)}$$

$$b_{\gamma}(t) = \begin{cases} 1 & g(t) \geq g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & g(t) < g_{crit,\gamma}(t) \end{cases}$$

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

Assume-se que a companhia tenha elaborado seu processo de planejamento combinando recursos computacionais (softwares) e julgamento humano (experiência dos operadores, por exemplo), chegando então a um plano de expansão de seu parque gerador. As despesas associadas com o aumento de capacidade da geração necessária para manter um certo nível de confiabilidade do sistema especificado, pode ser calculada.

Definindo:

$A_{QS,\gamma}(t)$ - custo anualizado por kW do custo de minimização da tecnologia de geração que deve ser instalada para atender os requerimentos de confiabilidade do sistema de geração (\$/kW/ano);

$LOLP_{\gamma}(t)$ - probabilidade de perda de carga devido à geração, isto é, probabilidade que $d(t) \geq g_{crit,\gamma}(t)$ durante a hora t ;

$LOLH_{\gamma}$ - expectativa anual de horas de perda de carga na geração.

Então temos que:

$$a(t) = LOLP_{\gamma}(t)$$

$$\bar{a} = LOLH_{\gamma}$$

$$LOLH_{\gamma} = \sum_{t=1}^{8760} LOLP_{\gamma}(t)$$

A componente de qualidade suprimento será dada por:

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}[g(t)]}{\partial g(t)} = A_{QS,\gamma} \frac{a(t)}{a} \quad (3.25)$$

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{A_{QS,\gamma}}{LOLH_\gamma} LOLP_\gamma(t) \quad (3.26)$$

3.3.3. Múltiplos períodos de tempo

Para muitas companhias, o custo marginal da geração durante um dada hora é dependente dos níveis de geração que antecederam aquela hora e os custos esperados para as gerações futuras. Como exemplos de acoplamento temporal temos custos de partida e parada de máquinas, armazenamento de água nos reservatórios e vários tipos de contratos de combustível e intercâmbios[1].

Para o sistema Lambda temos a seguinte expressão:

$$\lambda(t) = \frac{\partial}{\partial d(t)} \left\{ \sum_{s=T_1}^t G_{FM}[d(s)] + \sum_{s=t+1}^{T_2} E\{G_{FM}[d(s)]\} \right\} \quad (3.27)$$

onde:

E - esperança matemática sobre a incerteza futura;

$T_1 \leq s \leq T_2$ - intervalo sobre o qual os custos de acoplamento no tempo ocorrem.

3.4. Desenvolvimento teórico do *spot price* horário: Geração e rede

Nesta seção incluiremos ao *spot price* custos referentes a manutenção, perdas e qualidade de suprimento para as redes de transmissão de um sistema de energia elétrica.

3.4.1. Formulação do problema considerando apenas potência ativa.

O fluxo de potência sobre uma determinada linha em um dado sistema de transmissão e as perdas referentes àquela linha são determinados pela geração e cargas em todas as barras da rede de transmissão e não apenas as barras as quais está ligada esta linha. Os fluxos nas linhas são determinados pelas leis de Kirchoff e dependem da estrutura de interligação da rede de transmissão e de parâmetros físicos tais como: impedâncias, resistências e reatâncias.

Novas definições referentes a rede são necessárias.

$\underline{g}(t)$ - vetor de todas as gerações $g_j(t)$;

$\underline{g}^*(t)$ - vetor de todas as $g_j(t)$, exceto a geração da barra de referência $g_*(t)$;

$\underline{d}(t)$ - vetor de todas as demandas;

$z_i(t)$ - fluxo de energia na linha i durante a hora t ;

$\underline{z}(t)$ - vetor de todos os fluxos em todas as linhas;

$\underline{y}(t)$ - vetor das injeções líquidas de potências em todas as barras exceto a barra de referência.

$$\underline{y}(t) = [\underline{g}^*(t) - \underline{d}(t)]$$

Usando as leis de Kirchoff temos:

$$z_i = z_i[\underline{g}^*(t), \underline{d}(t), \text{Parâmetros de rede, Estrutura da transmissão}] = z_i[\underline{y}(t)]$$

Para o fluxo de carga DC temos as seguintes aproximações:

$$\underline{z}(t) = \underline{H} \underline{y}(t) \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k} = -H_{ik} \quad (3.29)$$

onde:

\underline{H} - matriz admitância de transferência que depende dos parâmetros e estrutura da rede de transmissão;

H_{ik} - elemento de \underline{H} ;

$L_i(t) = L_i[z_i(t)]$ - perda de energia na linha i durante a hora t (kWh);

$L(t) = \sum_i L_i[z_i(t)] = L[\underline{z}(t)]$ - perdas totais nas linhas.

Quando as perdas na rede estão presentes, a restrição de balanço de energia torna-se:

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

$$\begin{aligned} \sum_j g_j(t) &= \sum_k d_k(t) + \sum_i L_i(t) \\ g(t) &= d(t) + L[\underline{z} [\underline{y} (t)]] \end{aligned} \quad (3.30)$$

Os custos as serem acrescentados são:

$N_{M,i}(t)$ - custo de manutenção na linha i resultante do fluxo durante a hora t ;

$N_M(t) = \sum_i N_{M,i}[z_i(t)] = N_M[\underline{z} (t)]$ - custo de manutenção total.

Em toda linha de transmissão temos um limite para a quantidade de fluxo de energia que podemos transportar. Na prática, este limite pode variar com o tempo de duração do fluxo, a temperatura do meio externo à linha, a direção do fluxo e as condições em outras barras. No entanto assumiremos um limite fixo para a operação das linhas de um sistema de potência, tal que:

$$|z_i(t)| \leq z_{i,max} \quad (3.31)$$

Os custos referentes a qualidade de suprimento na rede são:

$N_{QS,i}(t)$ - custo de qualidade de suprimento na linha i durante a hora t (\$);

$N_{QS}(t) = \sum_i N_{QS,i}[z_i(t)] = N_{QS}[\underline{z} (t)]$ - custo total de qualidade de suprimento na rede (\$).

Podemos agora apresentar resultados mais gerais para o cálculo do *spot price*.

O *spot price* é calculado pela seguinte expressão:

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) + \eta_{L,k}(t) + \eta_{M,k}(t) + \eta_{QS,k}(t) \quad (3.32)$$

Onde:

- $\lambda(t) = \frac{\partial G_{F,M,j}(t)}{\partial g_j(t)}$ - sistema do Lambda;
 - $\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}[g(t)]}{\partial g(t)} + \mu_{QS,\gamma}(t)$ - componente de qualidade de suprimento.
- $\mu_{QS,\gamma}(t)$ é o multiplicador de Lagrange proveniente da restrição de geração máxima total;

- $\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \frac{\partial L(\underline{z}(t))}{\partial d_k(t)}$ - componente de perdas na rede;
- $\eta_{M,k}(t) = \frac{\partial N_M[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)}$ - componente de manutenção na rede;
- $\eta_{QS}(t) = \sum_i \left[\frac{\partial N_{QS,i}[z_i(t)]}{\partial z_i(t)} + \mu_{QS,\eta,i}(t) \right] \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k(t)}$ - componente de qualidade de suprimento da transmissão.

Sendo que:

$$\frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k(t)} = -H_{ik} \text{ é elemento da matriz admitância de transferência;}$$

$\mu_{QS,\eta,i}(t)$ é o multiplicador de Lagrange vindo da restrição de máximo fluxo de energia na linha i .

A maneira mais concisa de se escrever o *spot price* é:

$$\rho_k = \gamma(t) + \eta_k(t) \quad (3.33)$$

Onde:

$$\gamma(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad (3.34)$$

$$\eta_k(t) = \eta_{L,k}(t) + \eta_{M,k}(t) + \eta_{QS,k}(t) = \sum_i \xi_i(t) \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k(t)} \quad (3.35)$$

$$\xi_i(t) = \frac{\partial}{\partial z_i(t)} \{ \gamma(t) L_i[z_i(t)] + N_{M,i}[z_i(t)] + N_{QS,i}[z_i(t)] \} + \mu_{QS,\eta,i}(t) \quad (3.36)$$

As expressões acima citadas foram provenientes do desenvolvimento matemático exposto a seguir.

O objetivo é minimizar a função custo social sujeito a restrição de atendimento a demanda. Assim o Lagrangeano fica sendo:

$$\begin{aligned}
\Omega(t) = & G[\underline{g}(t)] && \text{(Custos de geração e restrições)} \\
& + N[\underline{z}(t)] && \text{(Custos da transmissão e restrições)} \\
& - B[\underline{d}(t)] && \text{(Benefício dos consumidores)} \\
& + \mu_e[d(t) + L[\underline{z}(t)] - g(t)] && \text{(Restrição de balanço de energia)}
\end{aligned} \tag{3.37}$$

Onde:

$$\begin{aligned}
G[\underline{g}(t)] = & G_{FM}[\underline{g}(t)] && \text{(Custo de manutenção e combustível)} \\
& + G_{QS}[\underline{g}(t)] && \text{(Custo de qualidade de suprimentos)} \\
& + \mu_{QS,\gamma}(t)[g(t) - g_{crit,\gamma}(t)] && \text{(Restrição de máxima geração total)} \\
& + \sum_j \mu_{max,\gamma_j}(t)[g_j(t) - g_{max,j}(t)] && \text{(Restrição de máx. geração individual)} \\
N[\underline{z}(t)] = & \sum_i N_M[\underline{z}(t)] && \text{(Custo de manutenção)} \\
& + \sum_i N_{QS,i}[\underline{z}_i(t)] && \text{(Custo de qualidade de suprimentos)} \\
& + \mu_{QS,\eta,i}(t)[z_i(t) - z_{i,max}] && \text{(Restrição de capacid. indiv. das linhas)} \\
B[\underline{d}(t)] = & \sum_k B_k[d_k(t)] && \text{(Benefício total)}
\end{aligned}$$

$$z_i(t) = z_i[\underline{g}^*(t), \underline{d}(t)]$$

A próxima etapa consiste em obter as derivadas do Lagrangeano (em relação g_j para $j = 1\dots$ e ρ_k (ou d_k) para $k = 1\dots$) e torná-las igual a zero. Obtemos assim:

$$\rho_k(t) = \frac{\partial N[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} + \mu_e(t) \left[1 + \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} \right] \tag{3.38}$$

A expressão anterior juntamente com a expressão do *spot price* (Eq. 3.32) aplicadas a todas as barras j e k , assim como as condições de otimalidade podem ser claramente sumarizadas por:

$$\frac{\partial G[\underline{g}(t)]}{\partial g_j(t)} = \rho_j(t) \tag{3.39}$$

$$\frac{\partial B[\underline{d}(t)]}{\partial d_k(t)} = \rho_k(t) \tag{3.40}$$

A próxima etapa é avaliar $\mu_e(t)$. Assumindo sem perda de generalidade que o gerador da barra de referência está no custo marginal, assim $*$ é o valor de j que denota um gerador operando no custo marginal. Então desde que $\underline{g}^*(t)$ não contenha $g^*(t)$ podemos afirmar que as derivadas de $z_i(t)$, $N[\underline{z}(t)]$ e $L[\underline{z}(t)]$ em relação a $g^*(t)$ são iguais a zero. Com base nesta afirmação, temos que:

$$\mu_e = \frac{\partial G[\underline{g}(t)]}{\partial g^*(t)} \quad (3.41)$$

Da definição de $G[\underline{g}(t)]$ temos que:

$$\mu_e(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad (3.42)$$

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}[\underline{g}(t)]}{\partial g^*(t)} + \mu_{QS,\gamma}(t) \quad (3.43)$$

$$\lambda(t) = \frac{\partial G_{FM,*}[\underline{g}^*(t)]}{\partial g^*(t)} \quad (3.44)$$

Onde o fato de $g^*(t)$ estar operando no custo marginal é usado para obter $\mu_{\max,*}(t)=0$. Substituindo (3.42) em (3.38) temos que:

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) + [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \frac{\partial L[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} + \frac{\partial N[\underline{z}(t)]}{\partial d_k(t)} \quad (3.45)$$

A etapa final para obtermos a equação (3.32) é inserir a definição de $N[\underline{z}(t)]$ na equação (3.37).

Note que o multiplicador de Lagrange μ_{\max,γ_j} que foi introduzido para manipular a restrição $g_j < g_{\max,j}$ não aparece explicitamente em (3.32). Sua função é ajudar a definir quais os geradores que estão em seus valores máximos.

Embora (3.32) seja apresentada de maneira simples, muito esforço computacional pode ser necessário para se obter valores numéricos. Primeiramente é necessário resolver um problema de despacho ótimo da geração para determinar o gerador marginal (aquele que esteja operando no custo marginal do sistema) para se definir a barra de referência. Segundo, muitos termos do lado direito da igualdade da equação (3.32) dependem de $d_k(t)$ que por sua vez depende de $\rho_k(t)$.

A seguir desenvolveremos alguns modelos para o cálculo dos componentes de rede.

- *Componente de perda na rede: $\eta_{L,k}(t)$*

O componente do *spot price* devido às perdas na rede é dado por:

$$\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \frac{\partial L(\underline{z}(t))}{\partial d_k(t)} \quad (3.46)$$

$$\eta_{L,k}(t) = [\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \frac{\partial L(z_i(t))}{\partial z_i(t)} \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k} \quad (3.47)$$

Modelando as perdas $L(\underline{z}(t))$, através da aproximação do fluxo de carga linear, temos os seguinte:

$$L_i[z_i(t)] = R_i z_i^2(t) \quad (3.48)$$

Onde R_i é uma constante que depende da resistência da linha i .
A perda total é dada por:

$$L(t) = \Sigma_i L_i(t) \quad (3.49)$$

Podendo ainda ser escrita como:

$$L(t) = \underline{z}^T(t) \underline{R} \underline{z}(t) \quad (3.50)$$

Onde:

\underline{R} : Matriz diagonal definida positiva cujos elementos da diagonal principal são R_i ;

\underline{T} : Denota uma matriz(vetor) transposta;

Substituindo $\underline{z}(t) = \underline{H} \underline{y}(t)$ na equação anterior temos que:

$$L(t) = \underline{y}^T(t) \underline{B} \underline{y}(t) \quad (3.51)$$

Sendo que:

$$\underline{B} = \underline{H}^T \underline{R} \underline{H}$$

Assim a componente do *spot price* devido a perda na rede é escrita como:

$$\eta_{L,k}(t) = 2[\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)] \Sigma_i R_i z_i(t) \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k(t)} \quad (3.52)$$

Esta mesma componente ainda pode ser escrita em função das injeções nas barras.

$$\eta_{L,k}(t) = -2[\lambda(t) + \gamma_{QS}(t)]B_{kY}(t) \quad (3.53)$$

- *Componente de manutenção da transmissão: $\eta_{M,k}(t)$*

Embora os custos associados com uma dada linha dependam em alguma extensão da energia transportada por ela, bons modelos matemáticos para esta dependência ainda não são conhecidos atualmente. Portanto será mostrado uma estrutura que parece ser a mais racional.

Imagine que:

$$N_{M,i}[z_i(t)] = N^0_{M,i} + N^1_{M,i}[z_i(t)] \quad (3.54)$$

onde:

$N^0_{M,i}$ - é uma constante que não depende de $z_i(t)$.

$$N^1_{M,i}[z_i(t)] = \begin{cases} 0 & , |z_i(t)| < z_{crit,i} \\ \text{Função quadrática em } |z_i(t)| & , |z_i(t)| \geq z_{crit,i} \end{cases}$$

Onde $z_{crit,i}$ é um valor limite de fluxo de energia que é transportado na linha i a partir do qual o sistema começa a ser penalizado pela componente de manutenção.

A estrutura de $N^1_{M,i}[z_i(t)]$ é baseada nas seguintes suposições:

- Existe um limiar em torno de um determinado nível de carregamento crítico no qual a manutenção não depende do carregamento da linha.
- A manutenção é proporcional ao aquecimento provocado quando o carregamento de uma linha está acima de seu valor crítico.

A formulação de $\eta_{M,k}(t)$ em função dos fluxos das linhas é dada por:

$$\eta_{M,k}(t) = \sum_i \eta_{M,k,i}(t) \quad (3.55)$$

$$\eta_{M,k,i}(t) = \begin{cases} \theta_{M,i}|z_i(t)| \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k(t)} & , |z_i(t)| \geq z_{crit,i} \\ 0 & , |z_i(t)| < z_{crit,i} \end{cases} \quad (3.56)$$

Onde $\theta_{M,i}$ é uma constante.

A equação anterior é simples de se usar. O problema está em se especificar as constantes $\theta_{M,i}$ e $z_{crit,i}$. Note que na prática, o termo $N_{M,i}^0$ sempre será dominante. Assim é necessário cuidado se dados históricos são utilizados para tentar especificar estas constantes.

- *Componente de qualidade de suprimento da transmissão: $\eta_{QS,k}(t)$*

Esta componente do *spot price* horário é dada pela equação 1.32 como:

$$\eta_{QS,k}(t) = \sum_i \left[\frac{\partial N_{QS,i}[z_i(t)]}{\partial z_i(t)} + \mu_{QS,\eta,i}(t) \right] \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_k(t)} \quad (3.57)$$

Um modelo para a função custo de qualidade de suprimento, assumindo que $\mu_{QS,\eta,i}(t)$ seja igual a zero, é:

$$\eta_{M,k,i}[z_i(t)] = \begin{cases} \text{Função quadrática} & , |z_i(t)| \geq z_{crit,i} \\ 0 & , |z_i(t)| < z_{crit,i} \end{cases} \quad (3.58)$$

3.5. Bibliografia

- [1] **Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors e R.E. Bohn, F.C.**, “*Spot Price of Electricity*”, Kluwer Academic Publishers, 1988

3.6. Bibliografia complementar

A. Johannessen, A. Gjelsvik, O. B. Fosso, N. Flatabo, “Optimal short term hydro scheduling including security constraints”, IEEE Paper 90 SM 477 – 0 PWRS, 1990

Alva J. Svoboda and Shmuel S. Oren, “Integrating Price-Based Resources In Short-Term Scheduling Of Electric Power Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 9, No. 4, December 1994

Edward P. Kahn, Steven Stoft, Douglas Berman, “Optimization Methods For Evaluating Competitive Bids From Private Producers”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991

Marcelo Positino, Enrique Gonzales, “Modelo De Calculo De Tarifas Por Costo Marginal”, Dirección Nacional de Prospectiva, Secretaria de Energia Y Puertos, Av. Paseo Colón 171 5º Of. 503 – 1063 Capital Federal, Argentina

Assef Zebian, Marija D. Ilic, “Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part I: Technical Issues”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May 1997

Gary W. Rosenwald, Chen-Ching Liu, “Consistency Evaluation in an Operational Environment Involving Many Transactions”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4 November 1996

Capítulo 4

Estudo do Spot Price: Sistema Elétrico com Geração Termelétrica

Neste capítulo é apresentado um pequeno sistema elétrico com toda a geração proveniente de usinas termelétricas. Este estudo divide-se em duas partes: na primeira faz-se o despacho de máquinas e o cálculo do *spot price* para um instante qualquer. A segunda apresenta o mesmo estudo, porém levando em consideração a operação do sistema em um horizonte de um dia.

4.1. Introdução

Neste capítulo é mostrado o cálculo do *spot price* para um sistema elétrico constituído exclusivamente de geração termelétrica. O objetivo principal é mostrar como o preço da energia elétrica é distribuído nos pontos de geração e carga deste sistema. Os testes, onde se variam valores de carga e geração, são realizados para duas situações. A primeira consiste em calcular o *spot price* para um instante qualquer, ou seja, obter o valor do preço da energia elétrica, gerada ou consumida nas diversas barras de um sistema, para uma determinada configuração elétrica em um determinado instante de operação. A segunda consiste em se obter o preço da energia, porém agora, em um horizonte de tempo de um dia a frente com discretização horária.

4.2. Descrição do sistema termelétrico estudado

O sistema elétrico estudado possui seis barras, sendo três de carga e três de geração. A interligação entre estas barras é feita por nove linhas de transmissão. A figura 1, a seguir, mostra sua configuração (criada pelo autor da tese), assim como os parâmetros da rede transmissora.

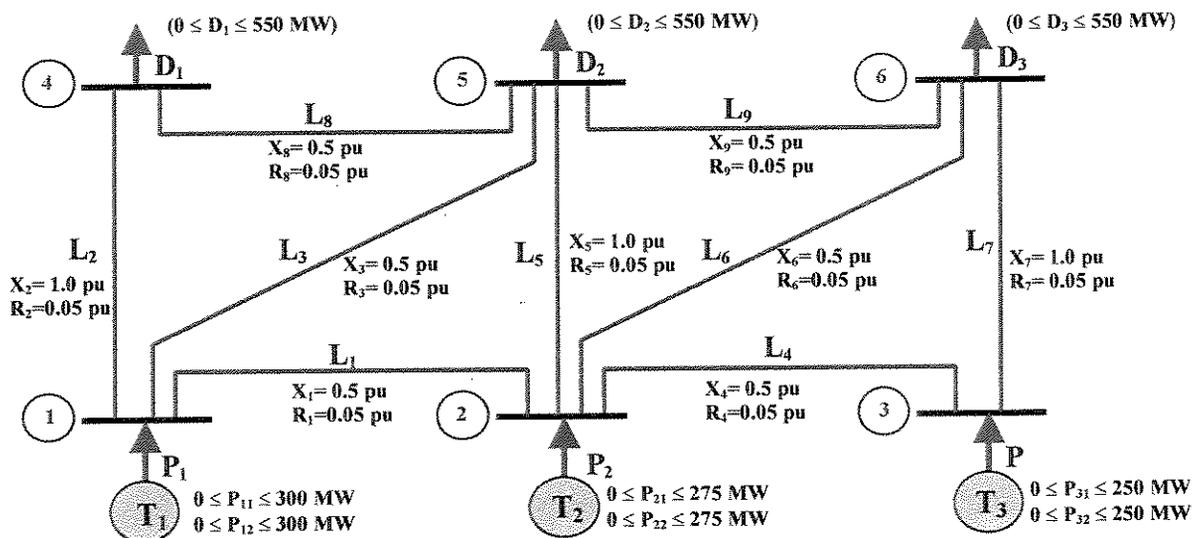


Figura 01 – Sistema Termelétrico

Conforme a figura 1, D_1 , D_2 e D_3 são as demandas nas suas respectivas barras de carga. L_1 a L_9 são as linhas de transmissão que interligam as barras do sistema. X_1 a X_9 e R_1 a R_9 são, respectivamente, as reatâncias e resistências nas linhas de transmissão. Seus valores estão todos no sistema p.u.. T_1 , T_2 e T_3 são as usinas térmicas do sistema. Cada usina do sistema possui duas máquinas cujos limites de geração são apresentados na fig. 01.

4.3. Unidades geradoras térmicas

As usinas termelétricas são aquelas que se utilizam de vapor para movimentar a turbina. As mais comuns são aquelas que utilizam combustíveis fósseis para o aquecimento de uma caldeira. O vapor produzido neste aquecimento movimenta uma turbina que está conectada ao eixo do gerador elétrico produzindo assim energia elétrica. Após a passagem pela turbina o vapor é resfriado em um condensador e retorna à caldeira completando seu ciclo [1]. A figura 2, a seguir, ilustra, de maneira simplificada, seu funcionamento.

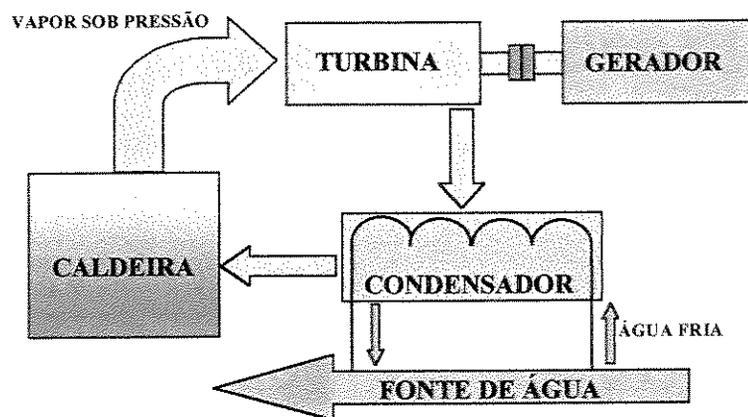


Figura 02 –Esquema Simplificado da Geração Termelétrica

Nas usinas termelétricas, para cada unidade geradora térmica existe uma função quadrática aproximada que mostra a relação entre custo com combustível e potência gerada, conforme a expressão a seguir[2]:

$$C_T = a + b \cdot P + c \cdot P^2 \quad (4.1)$$

Onde:

C_T → Custo de Combustível (u.m./MWh);

P → Potência gerada (MW);

a, b e c → Coeficientes do polinômio;

obs:

u.m. → Unidade monetária

Para o sistema estudado, temos as seguintes equações:

$$C_1 = 560 + 7.92 P_1 + 0.00156 P_1^2 \quad (4.2)$$

$$C_2 = 580 + 8.42 P_2 + 0.00176 P_2^2 \quad (4.3)$$

$$C_3 = 630 + 9.22 P_3 + 0.00182 P_3^2 \quad (4.4)$$

As equações anteriores podem ser vistas no gráfico da figura 3, a seguir:

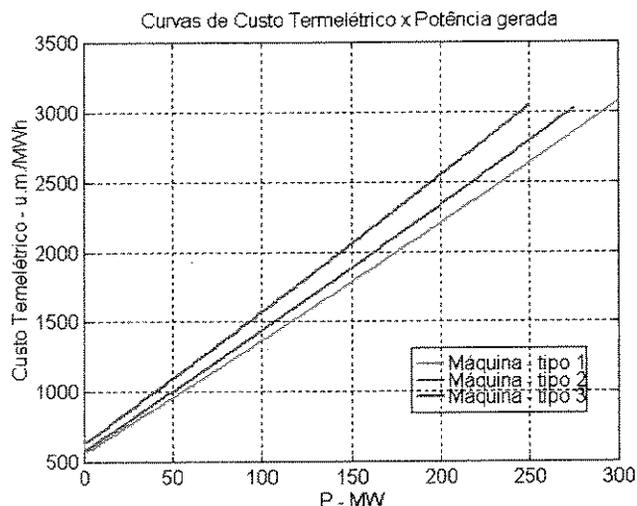


Figura 03 –Curvas de Custo Termelétrico

Estas equações podem representar unidades térmicas que utilizam diferentes fontes energéticas (Gás, Óleo ou Carvão). Examinando as equações 4.2, 4.3 e 4.4, podemos notar que a usina da barra 1 é a que possui a curva de custo mais “baixa”, portanto trata-se da termelétrica mais “barata” de se operar e, por este motivo, será escolhida como barra de referência de todo o sistema elétrico.

4.4. O modelo matemático sem considerar a variável tempo

Para realizarmos o despacho ótimo do sistema estudado em um determinado instante da operação temos o seguinte problema a ser resolvido:

$$\text{Min} \quad \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 C_{ij}(P_{ij})$$

s.a

$$\sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 P_{ij} = d$$

Com os limites operacionais de cada gerador.

$$P_{ij \min} \leq P_{ij} \leq P_{ij \max}$$

Onde:

C_{ij} → Custo operacional da máquina j da usina térmica i ;

P_{ij} → Potência elétrica gerada pela máquina j da usina térmica i ;

d → Demanda total nas barras de carga do sistema;

O modelo anteriormente descrito tem como função objetivo minimizar o custo total com combustíveis atendendo à restrição de atendimento a demanda e limites operacionais das máquinas despachadas.

A resolução do modelo é obtida ao se aplicar as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker à função lagrangeana. O método aplicado para se obter a solução do problema foi o do Gradiente. Com ele foi possível obter o multiplicador de Lagrange(λ) associado com a restrição de atendimento à demanda e que atenda ao ótimo da função [3]. Para este λ podemos determinar o despacho ótimo de todas as máquinas para uma determinada configuração do sistema.

A função Lagrangeana é dada por:

$$L = C_T + \lambda \phi \tag{4.5}$$

Onde:

$$C_T = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 C_{ij}(P_{ij})$$

$$\phi = d - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 P_{ij}$$

Então temos que:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{ij}} = b_{ij} + 2c_{ij}P_{ij} - \lambda = 0 \quad (4.6)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = d - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 P_{ij} = 0 \quad (4.7)$$

Das equações anteriores, eq. 4.6 e 4.7, podemos concluir que para cada P_{ij} existirá sempre um valor de λ e este deve ser o mesmo para todas as gerações. Dizemos então que todas as usinas operam sempre no custo marginal quando o ótimo operacional do sistema é alcançado.

De posse destas duas últimas equações podemos obter um gráfico (figura4), onde é claro o despacho das máquinas, pois para uma determina demanda, em um instante qualquer, podemos encontrar o λ correspondente do sistema.

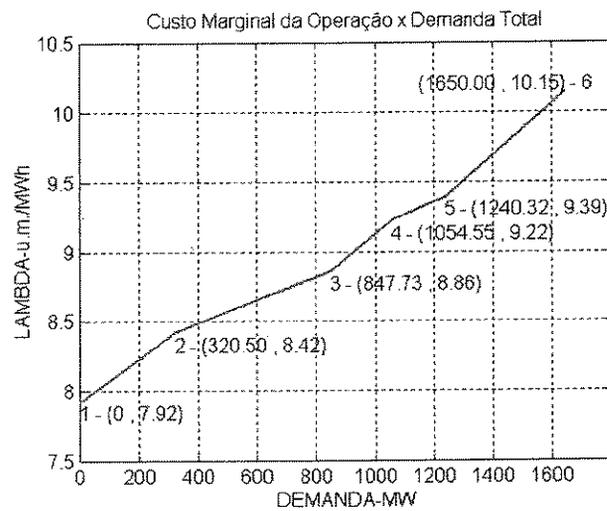


Figura 04 – Curva de Custo Marginal da Operação para o Sistema

Para o gráfico da figura 4 podemos perceber que a curva plotada é toda segmentada. Isto ocorre porque à medida que a demanda total do sistema cresce, mais máquinas entram em operação juntamente com aquelas que já alcançaram seus limites operacionais mudando assim a inclinação da curva. Podemos descrever toda curva da seguinte forma:

No primeiro trecho, que liga os pontos 1 e 2, está operando apenas a térmica da barra 1 que é a de menor custo operacional. Para qualquer valor de demanda entre 0 e 320.50 MW esta usina deverá suprir as necessidades do sistema. Quando o valor do custo marginal do sistema ultrapassar 8.42, a térmica da barra 2 deverá entrar em operação em conjunto com a térmica da barra 1. Para um λ igual a 8.86, a térmica da barra 1 chega ao seu limite operacional. Deste ponto até λ alcançar 9.22, teremos que todo incremento de demanda deverá ser compensado pelo aumento de geração na barra 2, uma vez que a barra 1 está no seu limite. A partir do preço de 9.22 a térmica da barra 3 entra em operação respondendo, junto com a usina da barra 2 aos incrementos de demanda do sistema. Quando o valor de λ do sistema alcançar 9.39, a térmica da barra 2 alcança seu limite operacional. A partir deste ponto todo aumento de demanda deve ser compensado pela usina da barra 3 visto que as outras térmicas estão em seus limites operacionais. Quando o λ do sistema alcançar um valor de 10.15, toda a geração do sistema chegará ao seu limite operacional que é de 1650 MW.

Se quisermos trabalhar com este tipo de gráfico devemos agir da seguinte maneira: dada uma certa demanda para o sistema obtemos o λ correspondente. De posse deste Custo Marginal, basta calcularmos a geração de cada máquina do sistema, utilizando para isto, as equações provenientes da derivada do Lagrangeano em relação a P_{ij} (eq. 4.6). De posse do multiplicador λ e do fluxo de carga podemos calcular o *Spot Price* determinando seu valor em cada barra.

4.5. Software implementado

O programa desenvolvido foi implementado no software MATLAB [4]. Trata-se de um aplicativo construído tendo por base a linguagem “C” e que reúne diversas facilidades para o usuário que trabalha com a resolução de modelos matemáticos. Estas vantagens permitem maior rapidez e agilidade na implementação de rotinas e subrotinas, o que torna este aplicativo uma ótima ferramenta para se testar protótipos de programas.

No MATLAB encontramos diversas ferramentas para trabalhar com cálculo matricial e elaboração de gráficos. Uma outra vantagem deste aplicativo é a simplicidade da linguagem utilizada, o que torna a listagem do programa implementado reduzida e direta quando comparada com outras ferramentas de programação tais como o “PASCAL”, “FORTRAN” e “C”. Uma desvantagem clara é o fato de programas de grande porte demandarem muito tempo para “rodar” ou até mesmo não conseguirem executar.

Para um bom entendimento do programa implementado é mostrado nas figuras 5 e 6, a seguir, o fluxograma que descreve o resumo da lógica utilizada. Ele, basicamente, possui duas partes bem definidas, a primeira esboça a rotina principal desde a entrada dos dados, passando pelo despacho ótimo das máquinas, o cálculo do fluxo DC [5] e o cálculo de cada componente do *spot price*[6] até a apresentação do valor do *spot price* em cada barra do sistema. A segunda parte mostra, de maneira um pouco mais detalhada, a função que calcula o despacho ótimo das máquinas operadas no sistema, devolvendo ao programa principal o $\lambda_{\text{ótimo}}$ e o melhor despacho para uma determinada configuração de demanda.

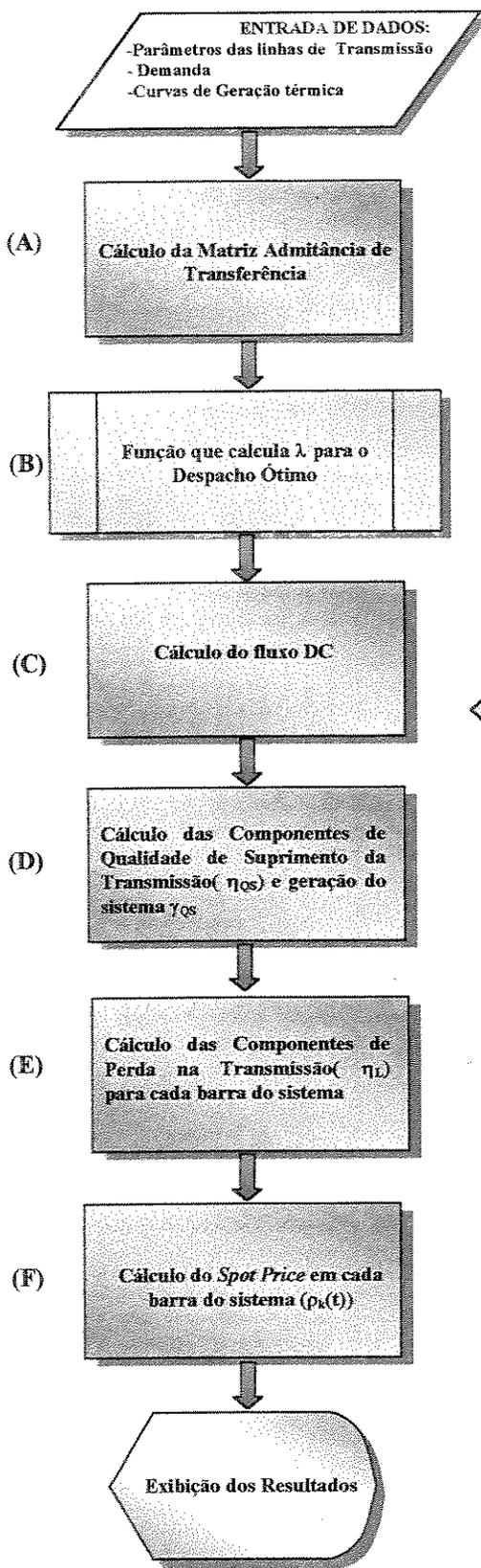


Figura 05 – Fluxograma Principal: Cálculo do Spot Price

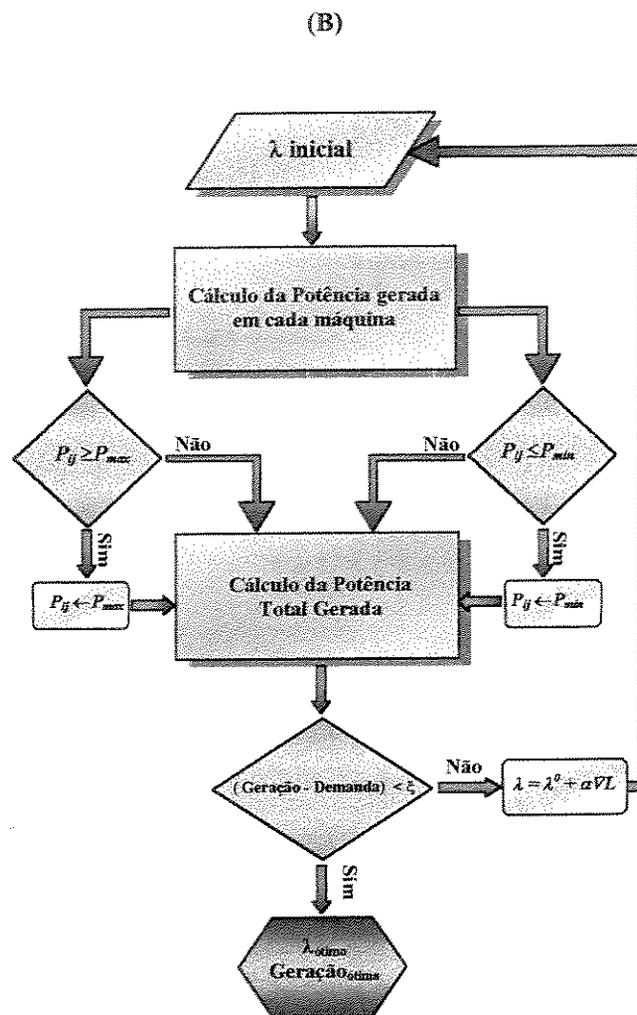


Figura 06 – Fluxograma da Subrotina: do Despacho Ótimo da Geração

4.6. Testes realizados para uma unidade de tempo

Nessa parte do capítulo, serão realizados sete testes com a finalidade de estudar o comportamento do *spot price* de acordo com as mais variadas configurações de demanda, geração e sistema de transmissão. Em todas as tabelas que serão apresentadas neste item, serão mostradas as seguintes informações:

- demandas na barra de carga;
- produção termelétrica das máquinas das usinas do sistema;
- valor das componentes do *spot price* em cada barra;
- valor do *spot price* em cada barra;
- limites de fluxo de carga em cada linha;
- fluxo de carga em cada linha.

4.6.1. Teste 1: Demanda apenas na barra 4 (200 MW)

A tabela 1 apresenta os valores obtidos no teste 1. Neste teste, apresentamos uma configuração de carga onde apenas se consome energia elétrica na barra 4.

Analisando os resultados, notamos que, no despacho ótimo, a geração ficou limitada à operação das máquinas da barra 1, visto que a componente de operação do *spot price* para o sistema é menor que o mínimo necessário para a operação das máquinas das barras 2 e 3 (respectivamente de 8.42 e 9.22). Outra característica importante do *spot price* notada até aqui é sua capacidade de incentivar ou desmotivar variações na demanda ou geração do sistema. Se existe ociosidade de geração ou na rede transmissora, o preço da energia é baixo. Se o sistema de energia elétrica possui algum componente que esteja alcançando seu limite operacional, o preço da energia sobe de modo a inibir um aumento no consumo, ou o preço cai para desmotivar um aumento na geração.

	Barra k	Demanda	G_{maq1}	G_{maq2}	$\lambda_{ótimo}$	γ_{qs}	η_{qs}	η_L	ρ_k
Teste Nº 01	1(ger.)	-	99.996	99.996	8.232	0	0	0	8.232
	2(ger.)	-	0	0	8.232	0	0	0.264	8.496
	3(ger.)	-	0	0	8.232	0	0	0.301	8.533
	4	200	-	-	8.232	0	0	1.141	9.373
	5	0	-	-	8.232	0	0	0.439	8.670
	6	0	-	-	8.232	0	0	0.333	8.565
	F_{max}	0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200
Fluxo	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9
	0.373	0.907	0.721	0.050	0.174	0.150	0.050	-1.093	-0.199

Tabela 1

Neste teste as únicas componentes existentes são a relacionada à operação e de perdas na rede de transmissão. Não há penalidades por infração dos limites impostos aos fluxos de carga e geração.

4.6.2. Teste 2: Demanda de 300 MW na barra 4 e 100 MW na barra 5

No segundo teste, tabela 2, a demanda na barra 4 fica aumentada em 100 MW, na barra 5, o consumo vai para 100 MW e na barra 6, continua não havendo carga para este instante. Com esta nova configuração, o despacho ótimo do sistema mostra a participação da termelétrica da barra 2, uma vez que o custo marginal do sistema (λ) ultrapassou o valor mínimo para a entrada em operação desta usina (8.42). Porém, o maior suprimento ainda é da barra 1. Como nenhuma das linhas apresentam fluxo de energia elétrica superior ao seu valor máximo absoluto, não há componente de qualidade de suprimento na transmissão. A componente de perda na rede aumenta um pouco mais, pois o aumento na carga provocou uma redistribuição nos fluxos de todas as linhas do sistema.

	Barra k	Demanda	G_{maq1}	G_{maq2}	$\lambda_{ótimo}$	γ_{os}	η_{os}	η_L	ρ_k
Teste Nº 02	1	-	181.325	181.325	8.486	0	0	0	8.486
	2	-	18.674	18.674	8.486	0	0	0.467	8.952
	3	-	0	0	8.486	0	0	0.575	9.060
	4	300	-	-	8.486	0	0	1.934	10.425
	5	100	-	-	8.486	0	0	1.002	9.488
	6	0	-	-	8.486	0	0	0.680	9.166
F_{max}	0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100
Fluxo	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9
	0.604	1.506	1.517	0.130	0.456	0.391	0.130	-1.494	-0.521

Tabela 2

4.6.3. Teste 3: Demanda de 300 MW em todas as barras de carga

Na tabela 3, a demanda nas três barras de carga são de mesmo valor, sendo que o consumo de energia em cada uma delas, ainda está longe de seu máximo especificado que é de 550 MW. O despacho ótimo realizado prevê, para aquele instante, máxima geração na barra 1 sendo o restante suprido pela barra 2 sem a participação da barra 3. Podemos perceber que no despacho ótimo as máquinas que entram em operação primeiro são aquelas que apresentam menor custo operacional passando então para as demais em ordem crescente de custo. Uma nova máquina só deverá entrar em operação se seu custo operacional igualar-se com os custos das demais já em operação.

A barra de referência, para este sistema, é a barra 1. A escolha foi feita por esta barra conter a usina térmica com maior capacidade geradora (600MW) e menor custo operacional. Para o caso da barra de referência, o *spot price* sempre coincide com a componente de operação λ , sendo nulas as demais componentes.

Nas demais barras notamos que o valor do *spot price* varia, principalmente, de acordo com duas grandezas. Trata-se do percurso percorrido pela energia entre a barra em questão e a barra de referência e do fluxo de energia elétrica que é transportado em cada linha de transmissão. Neste teste a componente de perdas na transmissão é a que apresenta valores mais significativos entre as componentes do preço da energia elétrica, pois houve um aumento significativo das perdas na transmissão. A componente de qualidade de suprimento da geração é nula em todas as barras, um vez que a geração total do sistema está abaixo de seu valor crítico (g_{crit} , estipulado aqui como sendo 90% da geração total do sistema). Se compararmos os valores dos fluxos nas linhas de transmissão com os valores de fluxos máximos (F_{max}), notaremos que apenas o fluxo na linha 1 ultrapassou um pouco seu valor crítico. Isto faz com que a componente de qualidade de suprimento da transmissão se apresente de maneira pouco significativa.

	Barra k	Demanda	G_{maq1}	G_{maq2}	$\lambda_{ótimo}$	γ_{qs}	η_{qs}	η_L	ρ_k
Teste Nº 03	1(ger.)	-	300.000	300.000	8.948	0	0	0	8.948
	2(ger.)	-	149.995	149.995	8.948	0	0.119	0.877	9.945
	3(ger.)	-	0	0	8.948	0	0.110	1.642	10.700
	4	300	-	-	8.948	0	0.035	2.688	11.671
	5	300	-	-	8.948	0	0.053	2.247	11.249
	6	300	-	-	8.948	0	0.091	2.522	11.561
F_{max}	0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100
Fluxo	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9
	0.950	2.012	3.038	0.727	1.044	2.180	0.727	-0.988	0.093

Tabela 3

4.6.4. Testes 4 e 5: Demandas de 300 MW, 450 MW e 550 MW. Barras 4, 5 e 6 (teste 4) e barras 6, 5 e 4 respectivamente (teste 5)

As tabelas 4 e 5 apresentam os valores obtidos nos testes 4 e 5 respectivamente. Apresentamos um aumento na demanda das barras de carga em relação ao consumo de energia elétrica do teste 3. A carga total nestes dois testes permanece com o mesmo valor, porém muda sua distribuição nas barras de carga. Esta mudança se reflete nas componentes de qualidade de suprimento da transmissão e de perdas, visto que elas dependem diretamente do fluxo de carga das linhas. Portanto se há modificações nos fluxos das linhas de transmissão, podemos concluir que a mudança de posição de um conjunto de cargas entre as barras de consumo de um sistema, altera completamente o valor do preço da energia elétrica em todas as barras (exceto a barra de referência que só depende de λ) apesar da demanda total não ter sofrido alterações.

Quanto à geração, seu despacho ótimo mostra que todas usinas térmicas devem operar. As térmicas das barras 1 e 2 já alcançaram seus limites operacionais, ficando a responsabilidade de qualquer eventual aumento de carga por conta da térmica da barra 3. Note que independente da troca de posição ocorrida entre as demandas, não há mudança

alguma no despacho ótimo dos geradores termelétricos (tabelas 4 e 5). Isto ocorre porque para o despacho ótimo, o que se leva em consideração é a demanda total de um sistema.

	Barra k	Demanda	G_{maq1}	G_{maq2}	$\lambda_{ótimo}$	γ_{os}	η_{os}	η_L	ρ_k
Teste Nº 04	1	-	300.000	300.000	9.499	0	0	0	9.499
	2	-	275.000	275.000	9.499	0	0.082	0.300	9.880
	3	-	74.996	74.996	9.499	0	0.531	0.853	10.883
	4	300	-	-	9.499	0	0.690	3.072	13.260
	5	450	-	-	9.499	0	1.034	2.811	13.344
	6	550	-	-	9.499	0	1.430	3.178	14.106
F_{max}	0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100
Fluxo	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9
	0.131	2.217	3.652	0.217	1.761	3.652	1.717	-0.782	0.131

Tabela 4

	Barra k	Demanda	G_{maq1}	G_{maq2}	$\lambda_{ótimo}$	γ_{os}	η_{os}	η_L	ρ_k
Teste Nº 05	1	-	300.000	300.000	9.499	0	0	0	9.499
	2	-	275.000	275.000	9.499	0	0.312	-0.424	9.387
	3	-	74.996	74.996	9.499	0	0.336	-0.212	9.622
	4	550	-	-	9.499	0	1.357	4.237	15.093
	5	450	-	-	9.499	0	0.742	2.568	12.809
	6	300	-	-	9.499	0	0.384	1.679	11.562
F_{max}	0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100
Fluxo	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9
	-0.599	3.025	3.575	-0.047	2.087	2.860	1.453	-2.475	-1.314

Tabela 5

4.6.5. Testes 6: Demandas de 550 MW em todas barras de carga

No teste 6, conforme tabela 6, a demanda nas barras de cargas exige máxima geração termelétrica. As componentes do *spot price* para as barras de carga tornaram-se muito altas desmotivando o consumo. Já para as barras de geração, as componentes atuam de modo a inibir a geração, ou seja, baixam o preço pago pela energia elétrica gerada nestas barras. Isto explica o fato das componentes relacionada a geração apresentarem valores negativos (componente de qualidade de sup. da transmissão e perdas na rede).

Para níveis muito elevados de geração, a componente de qualidade de suprimento da geração passa a penalizar as barras consumidoras de energia. Isto ocorre sempre que a geração total do sistema ultrapassar o seu valor crítico (g_{crit}), que é o valor a partir do qual o sistema entra na reserva de geração. Neste sistema foi especificado que g_{crit} igual a 90% de $g_{máx}$ do sistema ou seja, 1485 MW de um total de 1650 MW. Se a participação das barras de carga neste estado do sistema fosse diferente para cada uma delas, esta componente também as penalizaria de modo diferente apresentando-se maior para a carga que mais contribua para o excesso de carregamento na geração.

Conforme podemos observar nos testes realizados até aqui a componente relacionada com a operação, λ , obedeceu rigidamente os valores apresentados no gráfico *Lambda x demanda total* mostrado na figura 4. Para o teste 6 seu valor chegou no limite uma vez que não há como incrementar a geração. Podemos notar, até aqui, como ocorreu a entrada e saída de máquinas na geração total do sistema, uma vez que todas elas devem sempre operar no mesmo λ .

	Barra k	Demanda	G_{maq1}	G_{maq2}	$\lambda_{ótimo}$	γ_{os}	η_{os}	η_L	ρ_R
Teste Nº 06	1	-	300.000	300.000	10.150	0	0	0	10.150
	2	-	275.000	275.000	10.150	0	-0.179	-0.861	9.111
	3	-	249.997	249.997	10.150	0	-0.754	-2.280	7.116
	4	550	-	-	10.150	4.922	1.556	6.923	23.550
	5	550	-	-	10.150	4.922	1.082	4.480	20.630
	6	550	-	-	10.150	4.922	1.147	3.030	19.249
F_{max}	0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100
Fluxo	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9
	-1.146	3.162	3.985	-2.053	2.565	3.841	2.947	-2.339	-1.289

Tabela 6

4.6.6. Testes 7: Contingência na linha 6.

No teste 7, conforme tabela 7, apresentamos uma falha na transmissão em um certo instante da operação. O sistema apresentava a mesma configuração de carga e demanda do teste 6 (tabela 6) quando ocorreu a saída de operação da linha 6 (linha que liga a barra de geração 2 a barra de carga 6, ver figura 1). Podemos notar na tabela 7 que o fluxo de carga nesta linha é nulo, o que reflete esta falha.

Com a saída da linha 6, o fluxo que circulava nela antes da interrupção terá que ser compensado com aumento de fluxo nas demais linhas do sistema. Isto aumentará as componentes de qualidade de suprimento e perda na transmissão. Se compararmos os valores nos testes 6 e 7, notaremos que a saída desta linha ocasionou mudanças no *spot price* de todas as barras de carga (exceto na barra de referência). De todos os incrementos, ou decrementos, ocorridos no *spot price*, o da barra 6 foi o mais pronunciado pelo fato da linha 6 estar conectada a ele e as linhas 7 e 9 terem que transportar toda energia necessária ao abastecimento desta barra. Com o aumento da sobrecarga nestas duas linhas o preço da energia na barra 6 sofreu acentuada alta, aproximando-se ao da barra 4.

Se relacionarmos o *spot price* destes dois últimos testes notaremos que quanto mais crítico for o estado de operação de um sistema elétrico, maior será a pressão sobre geração e carga para que estas restabeleçam padrões normais de operação. A tendência do sistema é forçar a operação o mais próximo possível do custo marginal do sistema. Neste caso o *spot price* tende ao λ da operação.

	Barra k	Demanda	G _{maq1}	G _{maq2}	λ _{ótimo}	γ _{os}	η _{os}	η _L	ρ _k
Teste Nº 07	1	-	300.000	300.000	10.150	0	0	0	10.150
	2	-	275.000	275.000	10.150	0	-0.235	-1.423	8.492
	3	-	249.997	249.997	10.150	0	-0.478	-1.508	8.164
	4	550	-	-	10.150	4.922	1.210	7.105	23.386
	5	550	-	-	10.150	4.922	1.467	4.986	21.524
	6	550	-	-	10.150	4.922	1.710	5.867	22.647
F_{max}	0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100
Fluxo	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9
	-2.392	3.473	4.919	-0.547	3.656	0	4.453	-2.027	1.047

Tabela 7

4.7. Estudo do spot price em um horizonte de tempo de 24 horas

Para estudarmos o *spot price* em um horizonte de 24 horas com discretização horária, algumas modificações foram necessárias no programa que calcula o preço da energia elétrica em um determinado instante. Embora mantendo o mesmo sistema estudado anteriormente, o modelo matemático passa a apresentar maior complexidade, pois agora temos que atender a 24 restrições de atendimento a demanda, ou seja, temos que encontrar 24 multiplicadores de Lagrange que satisfaçam ao problema. Este por sinal pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^{24} \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 C_{ij,k}(P_{ij,k}(t))$$

s.a

$$\sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^2 P_{ij,k} = d_k \quad k = 1, \dots, 24$$

Com os limites operacionais de cada gerador.

$$P_{ij \min} \leq P_{ij,k} \leq P_{ij \max}$$

Onde:

$C_{ij,k}$ → Custo operacional da máquina j da usina térmica i na hora k ;

$P_{i,kj}$ → Potência elétrica gerada pela máquina j da usina térmica i na hora k ;

d_k → Demanda total nas barras de carga do sistema na hora k ;

Após a resolução do problema, onde utilizamos o mesmo método aplicado anteriormente [3], apresentamos os gráficos a seguir que mostram o comportamento do *spot price* e suas componentes. Um outro gráfico que mostra um resultado importante obtido, foi o que mostra o perfil da geração ótima do sistema ao longo de horizonte de tempo estudado, o que será mostrado mais adiante.

4.7.1. Demanda no horizonte de 24 horas

A figura 7 mostra a curva de demanda total para o sistema ao longo de 24 horas, assim como a demanda em cada barra de carga neste mesmo horizonte de tempo. É importante notar que o perfil geral da curva foi baseado no comportamento do consumo de energia elétrica do sudeste brasileiro. Assim temos a demanda atingindo o seu “pico” por volta das vinte e uma horas. Este é o horário em que o sistema fica mais próximo de seu limite operacional. A possibilidade de ocorrer uma contingência neste intervalo de tempo é maior do que em qualquer outro intervalo do horizonte estudado.

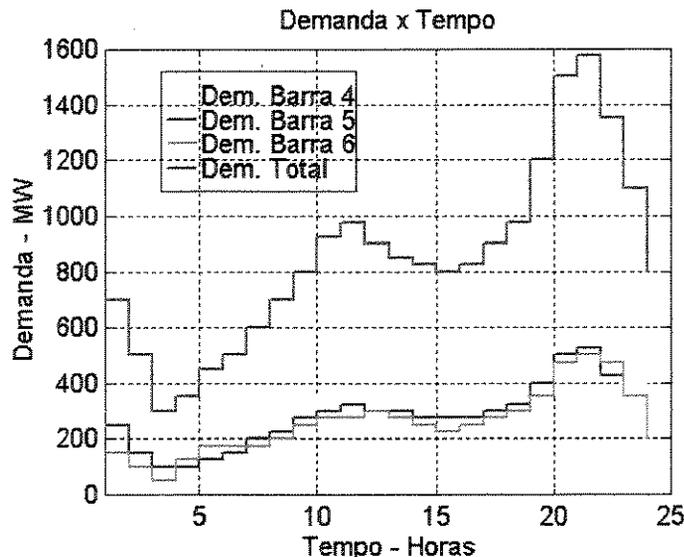


Figura 07 – Curvas de Demanda

4.7.2. Despacho ótimo da geração termelétrica

A figura 8, a seguir, mostra as curvas de geração das máquinas de cada usina térmica. A existência de apenas três tipos de curvas se dá pelo fato das unidades geradoras que operam em uma mesma usina, possuírem as mesmas características e portanto operarem segundo a mesma curva *Custo x Geração*.

Como podemos observar na figura 8, o gráfico da geração térmica versus tempo mostra o despacho de todas as unidade geradoras do sistema para um horizonte de vinte e quatro horas. As máquinas 1 e 2 instaladas na barra 1 operam a maior parte do tempo no seu limite operacional. Isto ocorre por estas serem as mais eficientes (apresentam a melhor relação custo/geração de todo o sistema). As unidades 3 e 4 instaladas na barra 2 operam também a maior parte do horizonte de tempo avaliado, porém, por apresentarem uma relação custo/geração um pouco superior as máquinas da barra 1, são menos exigidas na maior parte do despacho ótimo. As máquinas da barra 3, unidades 5 e 6, são unidade que operam basicamente na ponta da curva de demanda do sistema. Isto ocorre por serem as unidade de pior relação custo/geração do sistema, ou seja, de todas as máquinas, estas são as mais caras de se operar.

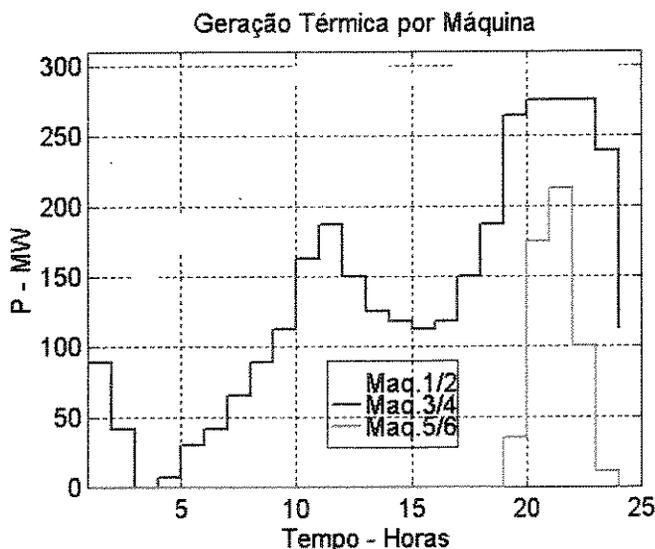


Figura 08 – Curvas de Geração Ótimas

4.7.3. Componente de Operação do Sistema (λ)

A componente de operação, figura 9, mostra o custo marginal da operação (λ) em cada hora do horizonte de 24 horas estudado. Vale lembrar que o conjunto de valores desta

componentes no horizonte de 24 horas é que define a geração ótima do sistema ao longo deste intervalo de tempo. Nota-se que o perfil de sua curva obedece as mesmas oscilações da curva de demanda, ou seja, se temos pouca demanda, λ é baixo. Se a demanda é alta, λ é alto.

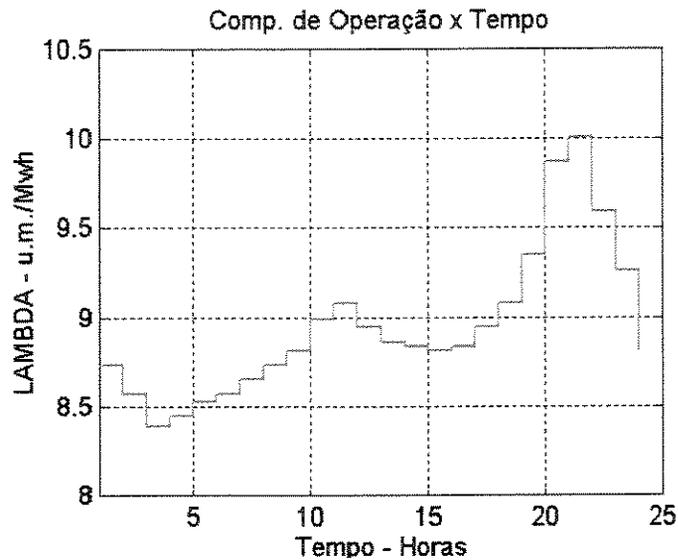


Figura 09 – Curva do Custo Marginal da Operação (CMO)

4.7.4. Componente de perdas na rede de transmissão (η_L)

A componente de perda na transmissão é a maior responsável por dar dimensão espacial ao *spot price*, pois no seu cálculo entram os parâmetros das linhas de transmissão de todo o sistema. O seu valor, como dito anteriormente, depende da quantidade de energia elétrica transportada e a distância percorrida por esta energia em cada linha. Os efeitos que se tem são valores do preço da energia de acordo com a localização de cada barra no sistema.

Para o gráfico a seguir, figura 10, a componente de perda traz incrementos para todas as 6 barras do sistema na maioria das 24 horas estudadas. Na ponta do sistema, as linhas apresentam carregamento muito alto, o que acarreta grandes perdas. Nestas horas, esta componente penaliza de modo diferente geração e carga. Para as barra de carga, seu valor eleva de 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 com o intuito de baixar o preço pago pela energia gerada, forçando uma queda na produção elétrica.

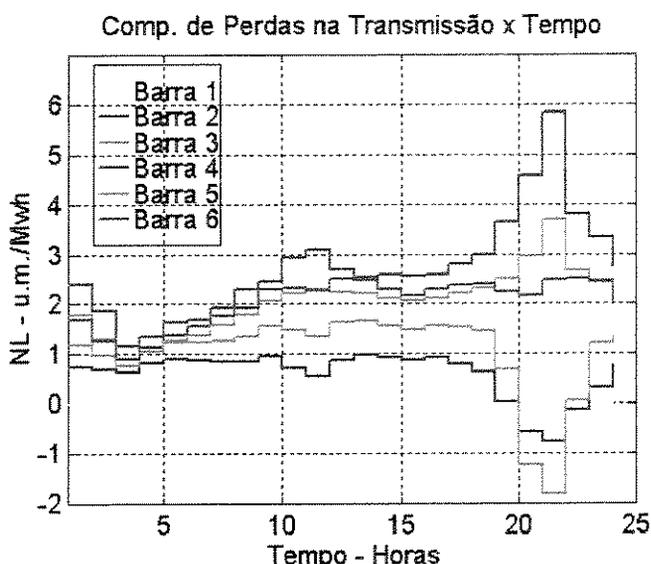


Figura 10 – Componente de Perdas na Rede de Transmissão

4.7.5. Componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão (η_{QS})

A componente de qualidade de suprimento da transmissão só apresenta valores diferentes de zero quando o fluxo de alguma linha do sistema ultrapassar um determinado limite, figura 11. Quanto mais se exceder o limite de fluxo estipulado maior será a penalização por esta componente.

Vale lembrar que no cálculo desta componente, em cada barra, assim como para a componente de perda, a contribuição de todas as linhas é levada em consideração. Assim temos também que, quanto mais linhas tivermos com sobrecarga, maior será a amplitude desta componente.

No cálculo desta componente, existe um parâmetro chamado de coeficiente de amortecimento (β) cujos valores influenciam na importância que esta componente terá no cálculo do *spot price* [6]. Neste estudo adotamos $\beta = -0.1$. Se adotássemos valores absolutos maiores para β , com certeza teríamos grandes modificações no preço da energia elétrica (a decisão sobre qual valor β de assumir é puramente política).

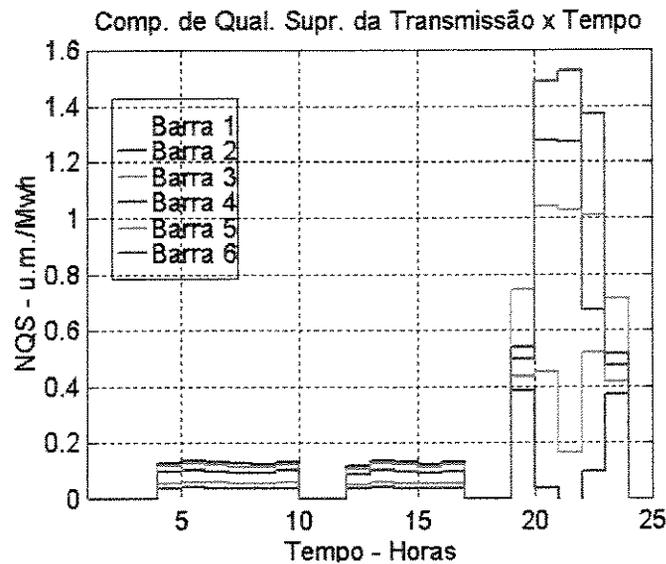


Figura 11 – Componente de Qualidade de Suprimento da Rede de Transmissão

4.7.6. Componente de qualidade de suprimento da geração (γ_{QS})

A componente de qualidade de suprimento da geração só apresenta valores diferentes de zero quando a geração total ultrapassar seu valor crítico que neste caso é de 90% da geração total. Como a contribuição para excesso de geração em cada barra de consumo é diferente, esta penalização passa a ser diferenciada. Se compararmos o gráfico de demandas (figura 7) com o da componente de qualidade de suprimento da geração (figura 12), notaremos que as participação no consumo de energia elétrica aumenta da barra 6 para a barra 4. Assim a penalização cresce na mesma seqüência como mostra o gráfico da figura 12.

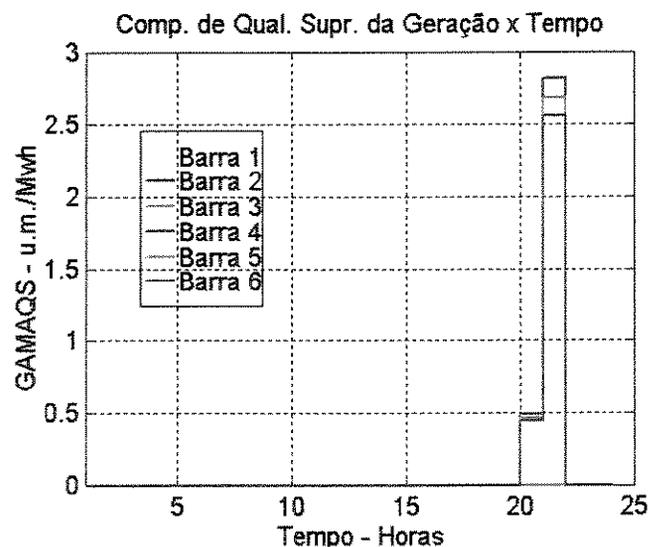


Figura 12 – Componente de Qualidade de Suprimento da Geração

4.7.7 Valores de Spot price($\rho_k(t)$)

No gráfico da figura 13 que mostra o *spot price* de cada barra do sistema ao longo do horizonte de tempo estudado, podemos perceber que o preço da energia elétrica acompanha as flutuações da demanda. Deste modo, quando a demanda do sistema elétrico é pequena, o preço da energia também se apresenta baixo. Se o consumo de energia nas barras de carga aumenta, o preço da energia tende a aumentar também nestas barras.

Podemos notar também que se o sistema apresenta demanda muito alta, as componentes do *spot price* “distorcem” o seu valor, elevando-o muito para o caso das barras de consumo e abaixando-o de modo a inibir aumentos de geração. As componentes de qualidade de suprimento da geração e de perdas na transmissão são as maiores participantes neste processo. Este comportamento é uma maneira de se obter controle sobre geração e demanda, impondo ao sistema que este opere fora das faixas onde ocorra ociosidade ou sobrecarga. Este processo de controle sobre o preço da energia gerada e/ou consumida é benéfico para todo o sistema, uma vez que diminui o risco de saídas forçadas de algum de seus componentes, melhorando a qualidade do fornecimento ao consumidor.

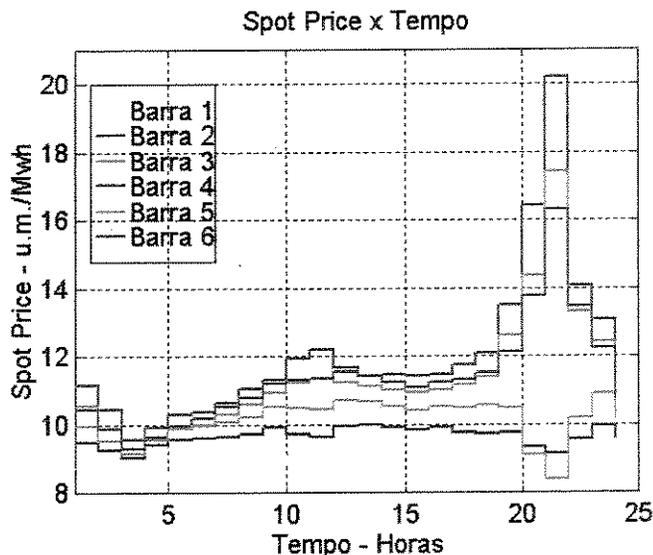


Figura 13 – Spot Price

4.8. Bibliografia

- [1] **Fortunato, L. A. Machado, Araripe, T. A. Neto, Albuquerque, J. C. Ribeiro, Pereira, M. V. Ferraz**, *“Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistema de Produção de Energia Elétrica”*, Eletrobrás, Eduff – Editora Universitária, Niterói – RJ, 1990
- [2] **Wollenberg, Allen J. Wood, Bruce F.**, *“Power Generation Operation and Control”*, 2th edition, Wiley, 1996;
- [3] **Luemberger, David G.**, *“Linear and Nonlinear Programming”*, 2th edition, Addison Wesley, 1937;
- [4] **Matlab**, *“Matlab – User’s Guide”*, August, 1992;
- [5] **Monticelli, Alcir J.**, *“Fluxo de Carga em redes de Energia Elétrica”*, CEPEL/ELETROBRÁS, Edgard Blücher, 1946;
- [6] **Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors e R.E. Bohn, F.C.**, *“Spot Price of Electricity”*, Kluwer Academic Publishers, 1988

Capítulo 5

Estudo do Spot Price: Sistema Elétrico com Geração Hidrotérmica

Neste capítulo é apresentado um pequeno sistema elétrico com geração hidrotérmica. Este estudo, assim como no capítulo 4, divide-se em duas partes: na primeira, faz-se o despacho de máquinas e o cálculo do *spot price* para um instante qualquer. A segunda apresenta o mesmo estudo levando em consideração um horizonte de tempo de 24 horas.

5.1. Introdução

Neste capítulo é mostrado o cálculo do *spot price* para um sistema elétrico cujo parque gerador é hidrotérmico. O sistema idealizado aqui é semelhante àquele estudado no capítulo anterior. O principal objetivo é mostrar as alterações que podem ocorrer no cálculo e no comportamento do preço da energia elétrica quando da entrada em operação de uma usina hidrelétrica. Os testes realizados investigaram diversas configurações do sistema, onde foram modificados parâmetros na carga, geração e linhas de transmissão. Assim como o capítulo anterior, este apresenta o cálculo do *spot price* para um instante qualquer e depois para um horizonte de 24 horas discretizado hora-a-hora.

5.2. Descrição do sistema hidrotérmico estudado

O sistema elétrico estudado possui praticamente a mesma configuração do sistema estudado no capítulo anterior. A diferença está na troca da térmica da barra 1 por uma usina hidrelétrica com cinco grupos “turbina-gerador”. As máquinas desta usina estão dispostas em três etapas. A primeira compreende duas máquinas com potência instalada de 80 MW, a segunda possui duas de 120 MW e a terceira uma de 150 MW. Cada uma destas unidades é capaz de turbinar até 600 m³/s. O nível ótimo de armazenamento do reservatório é de 122 m. Vale lembrar que este sistema foi idealizado pelo autor desta tese, não havendo correspondência com nenhum sistema em operação atualmente.

Nas barras 2 e 3 estão as usinas térmicas com as mesmas características das térmicas das barras 1 e 2 do capítulo anterior. Na prática, sai a térmica menos eficiente para a entrada da usina hidrelétrica. Quanto às linhas de transmissão, não foi realizada nenhuma modificação em seus parâmetros.

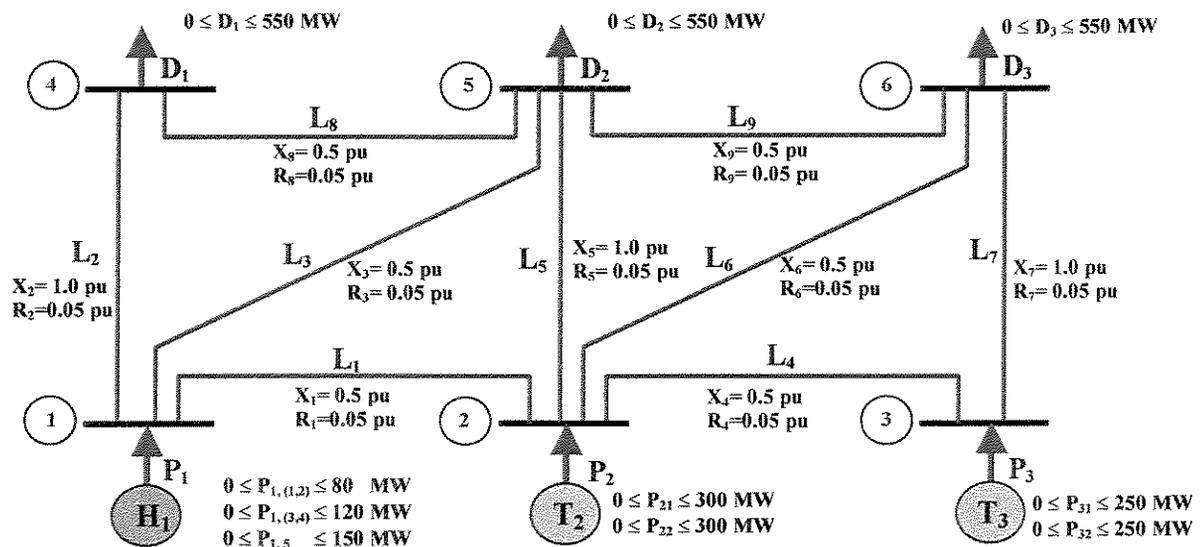


Figura 1 – Sistema Hidrotérmico

5.3. Unidades hidrelétricas

Um aproveitamento hidráulico para geração de energia elétrica é composto, basicamente, por: uma barragem formadora de um reservatório, que represa um curso d'água; uma tomada d'água e condutos forçados que levam a água do reservatório até a casa de força, situada num nível mais baixo; a casa de força, onde estão instalados os grupos turbina-gerador e outros equipamentos auxiliares; além de um canal de restituição, através do qual a água é reconduzida ao rio ou a um outro curso d'água (figura 2) [1].

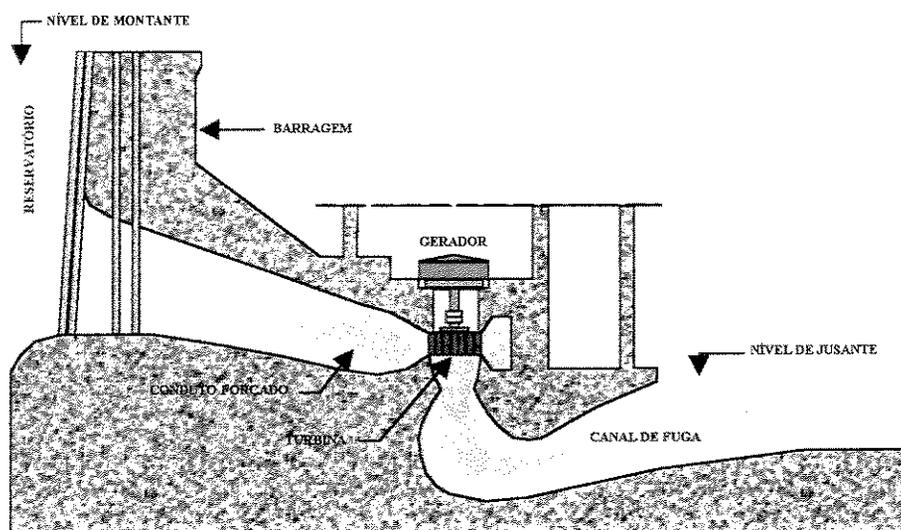


Figura 02 –Usina Hidrelétrica

A potência elétrica gerada por cada máquina de uma usina hidrelétrica depende da quantidade de água que é turbinada, da altura líquida do reservatório, dos rendimentos do gerador e turbina além da gravidade. Assim podemos descrevê-la da seguinte forma:

$$Ph_i = 9,81 \cdot 10^{-3} \cdot q_i \cdot hl_i \cdot rt_i \cdot rg_i \quad (5.1)$$

Onde:

q_i → Quantidade de água turbinada (m^3/s);

hl_i → Altura líquida do reservatório (m);

rt_i → Rendimento da turbina;

rg_i → Rendimento do gerador;

Em estudos de longo prazo, normalmente, os rendimentos da turbina e do gerador são considerados constantes e iguais a valores médios. Contudo, em estudos de curto prazo, como é o nosso caso, não podemos fazer esta consideração. Devemos portanto fazer uma representação mais detalhada destas variáveis.

Uma abordagem realista da operação de uma turbina hidráulica deve levar em conta o inter-relacionamento das seguintes variáveis: altura líquida, vazão turbinada e rendimento da turbina. Estas relações são bastante complexas, sendo normalmente expressas nas curvas de desempenho da turbina [1].

A dificuldade de obtermos dados a respeito das máquinas hidráulicas, faz-nos levantar algumas considerações importantes para nosso modelo de máquina hidráulica. Primeiramente vamos supor a altura líquida do reservatório constante em um horizonte de tempo de 24 horas. Se variarmos a vazão turbinada de um ponto inicial até seu valor máximo, a potência produzida no gerador é sempre crescente, enquanto o rendimento da turbina cresce até atingir um valor máximo, decrescendo em seguida. Uma aproximação razoável para este caso, seria modelarmos para cada altura líquida, uma quadrática que definisse a relação entre vazão turbinada e potência elétrica gerada. Se assim o fizermos teremos um gráfico tridimensional mostrando as relações entre potência gerada, vazão turbinada e altura líquida do reservatório.

Como exemplo, a figura 3 mostra o gráfico da potência elétrica gerada em função da altura líquida do reservatório e vazão turbinada para uma das máquinas de 80 MW da usina hidrelétrica do sistema estudado, levando em consideração as suposições feitas anteriormente[1].

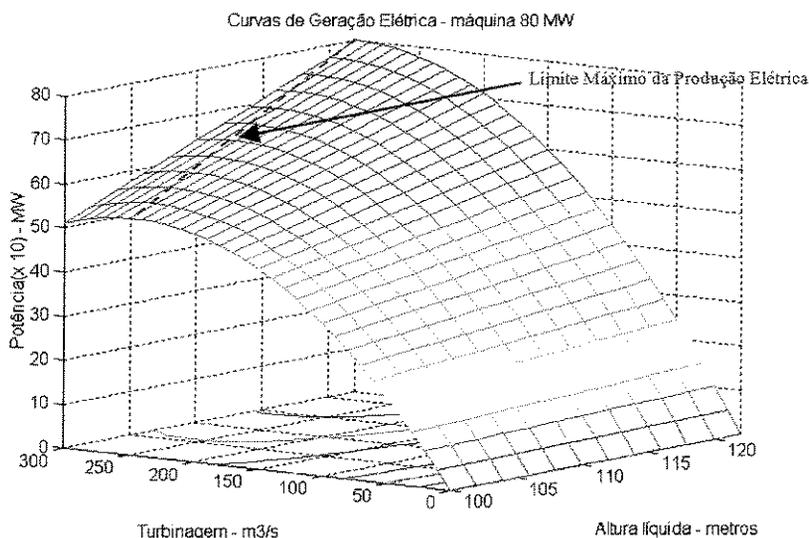


Figura 03 –Curvas de Geração

No gráfico da figura 3, apresentamos uma vista parcial em três dimensões da curva que relaciona potência elétrica, vazão turbinada e altura líquida. Neste tipo de representação o leitor tem uma idéia clara como se comporta a geração elétrica para variações de

turbinagem e altura líquida. Vale lembrar que o gráfico mostrado na figura 3 mostra uma relação aproximada entre as grandezas envolvidas, conforme exposto anteriormente. Se fizermos “cortes” na curva apresentada na figura 3 para diferentes níveis de potência e os representarmos em um mesmo plano, obteremos curvas de potência elétrica constante (equipotenciais) conforme mostrado na figura 4.

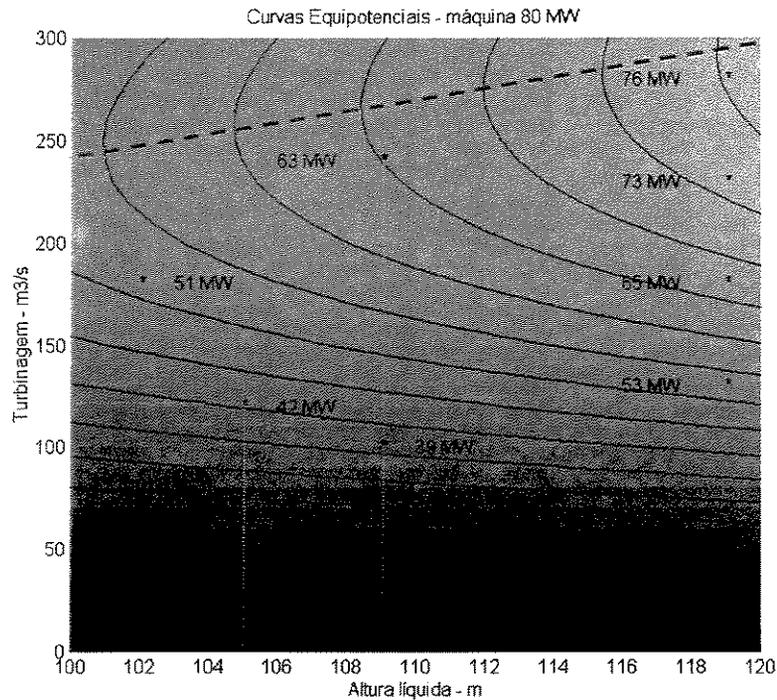


Figura 04 –Curvas Equipotenciais

A linha pontilhada que aparece nos gráficos das figuras 3 e 4 representa o limite máximo que está sujeita a geração da máquina de 80 MW. O modelo não permite geração acima deste limite. Alguns pontos foram plotados dentro da região de operacionalidade da turbina para que o leitor saiba como se obter a potência do gerador dadas turbinagem e altura líquida do reservatório.

Partindo da consideração que a altura líquida do reservatório é constante em um horizonte de tempo de 24 horas, podemos representar a relação entre vazão turbinada e potência elétrica como uma curva quadrática. Como exemplo, algumas destas curvas serão mostradas na figura 5.

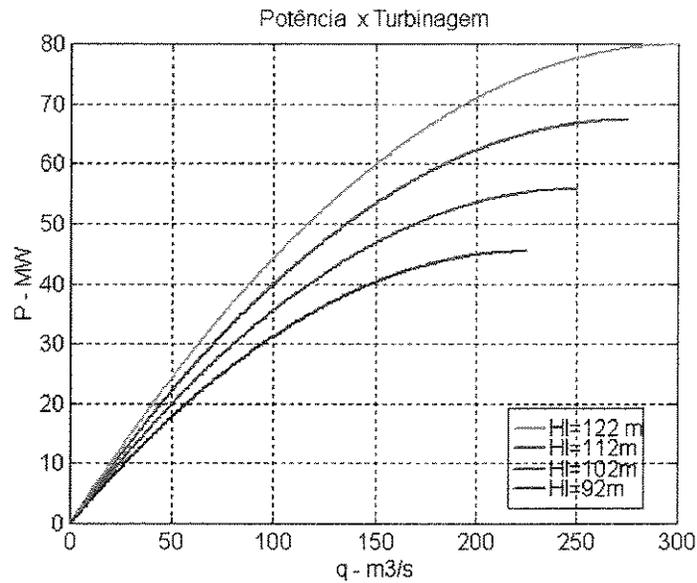


Figura 05 – Curvas de Potência para Hl Constante

5.4. Unidades termelétricas

Assim como no capítulo anterior, as relações entre custo operacional e geração térmica se mantêm as mesmas [2]. Ou seja:

$$C_T = a + b P + c P^2 \quad (5.2)$$

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

Para este novo sistema, temos as seguintes equações:

$$C_2 = 560 + 7.92 P_2 + 0.00156 P_2^2 \quad (5.3)$$

$$C_3 = 580 + 8.42 P_3 + 0.00176 P_3^2 \quad (5.4)$$

As equações anteriores podem ser vistas no gráfico da figura 6, a seguir:

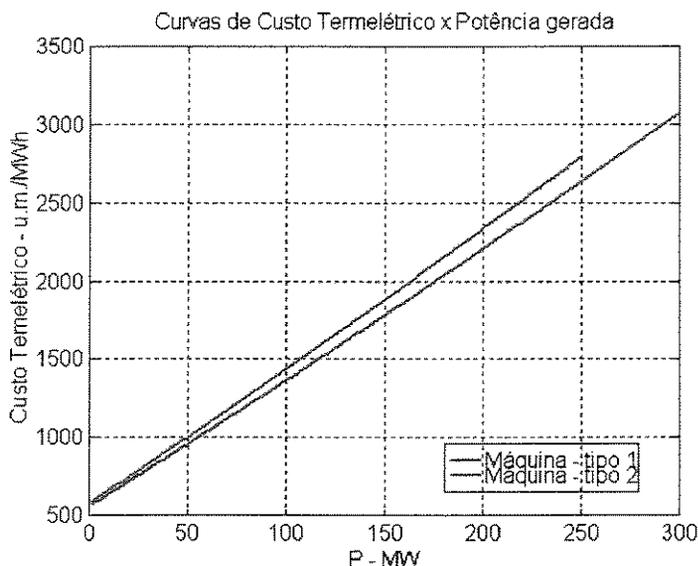


Figura 06 –Curvas de Custo Termelétrico

5.5. O modelo matemático sem considerar a variável tempo

Para realizarmos o despacho ótimo do sistema estudado em um determinado instante da operação temos o seguinte problema a ser resolvido:

$$\text{Min} \sum_{i=2}^2 \sum_{j=1}^2 C_{ij}(P_{ij})$$

s.a

$$\sum_{i=2}^2 \sum_{j=1}^2 P_{ij} + \sum_{k=1}^5 P_k(q_k) = d$$

$$\sum_{k=1}^5 q_k = m$$

Os limites operacionais de cada gerador do sistema são:

1) Geradores térmicos:

$$P_{ij \min} \leq P_{ij} \leq P_{ij \max}$$

2) Geradores hidrelétricos:

$$P_{k \min} \leq P_k \leq P_{k \max}$$

Onde:

C_{ij} → custo operacional da máquina j da usina térmica i ;

P_{ij} → potência elétrica gerada pela máquina j da usina térmica i ;

$P_k(q_k)$ → potência elétrica gerada na máquina k da usina hidrelétrica da barra 1;

m → consumo total de água na hidrelétrica em m^3/s ;

d → demanda total nas barras de carga do sistema.

Neste capítulo, o modelo inclui uma restrição sobre o consumo total de água na usina hidrelétrica, pois, caso contrário, a geração hidrelétrica seria a sua geração máxima. Uma outra alternativa seria incluir na função objetivo, o custo da água consumida e não incluir a restrição de consumo de água. A primeira alternativa foi a escolhida pelo fato de haver dificuldade em se modelar a relação entre o custo de operação da usina e seu “combustível”, a água.

A resolução do modelo, assim como o do capítulo anterior, é obtida ao se aplicar as condições de otimalidade de Kuhn-Tucker à função lagrangeana. O mesmo método de resolução foi aplicado ao problema (método do gradiente) [3]. Porém temos agora dois multiplicadores de Lagrange, λ relacionada à restrição de atendimento à demanda e μ que se relaciona à restrição de consumo total de água.

A função Lagrangeana é dada por:

$$L = C_T + \lambda\phi + \mu\theta \quad (5.5)$$

Onde:

λ → multiplicador de Lagrange relacionado à restrição de atendimento à demanda;

μ → multiplicador de Lagrange relacionado à restrição de atendimento à meta de água.

Com:

$$C_T = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 C_{ij}(P_{ij});$$

$$\phi = d - \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 P_{ij} - \sum_{k=1}^5 P_k(q_k);$$

$$\theta = m - \sum_{i=1}^5 q_k ;$$

Então temos que:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{ij}} = b_{ij} + 2c_{ij}P_{ij} - \lambda = 0 \tag{5.6}$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_k} = -\lambda(b_k + 2c_kq_k) - \mu = 0 \tag{5.7}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = d - \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 P_{ij} - \sum_{k=1}^5 P_k = 0 \tag{5.8}$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu} = m - \sum_{k=1}^5 q_k = 0 \tag{5.9}$$

De acordo com as equações obtidas anteriormente (equações 5.6 a 5.9), o sistema estará operando de modo ótimo quando existirem pelo menos um valor de λ e um valor de μ que satisfaçam as restrições do problema. Assim como no capítulo anterior, podemos plotar o gráfico de Lambda versus demanda que é dado a seguir:

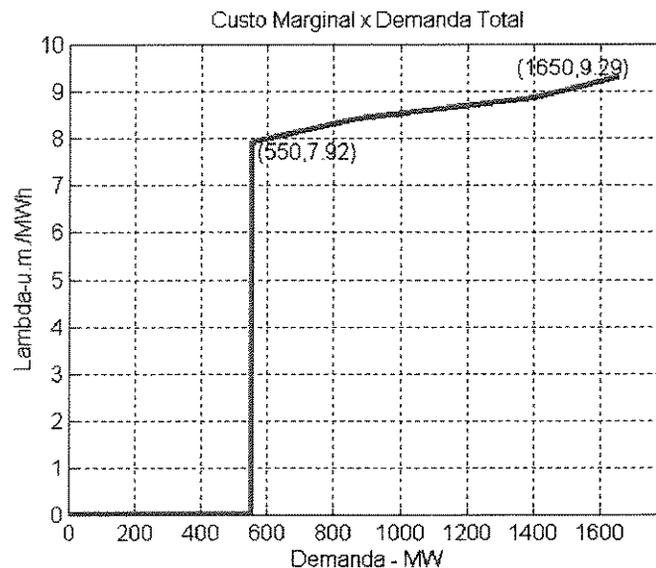


Figura 07 –Curva de Custo Marginal de Operação para o Sistema Hidrotérmico

O que mais caracteriza o gráfico de *Lambda x demanda*, para um sistema hidrotérmico, é o corte que a curva sofre quando apenas a usina hidrelétrica está operando. Como mencionado anteriormente, a operação deste tipo de usina não acarreta custos operacionais, portanto o curva mantém-se em zero enquanto houver disponibilidade de geração hidráulica. Os custos dão um “salto” com a entrada em operação das térmicas. A partir daí, a entrada em operação das máquinas térmicas procede sempre da mais “barata” para a “cara”, conforme visto no capítulo anterior.

O ponto a partir do qual o sistema passa a registrar custos operacionais é definido pela restrição de consumo de água que a usina hidrelétrica tem que atender. Se as máquinas hidráulicas são obrigadas a turbinarem pouca água(meta baixa), haverá pouca produção hidráulica e conseqüentemente o “degrau” descrito no gráfico tende a deslocar-se para a esquerda. Caso contrário, teremos mais produção hidráulica em detrimento das térmicas. Resumindo, o início de operação das usinas térmicas depende de que a produção hidrelétrica chegue em seu limite operacional, que de maneira geral, depende da meta de consumo de água de cada usina. Se compararmos o gráfico da figura 8, a seguir, com o anterior (figura 7), podemos confirmar as afirmações realizadas. Para o primeiro temos uma meta de 1500 m³/s, portanto temos máxima produção para a usina hidrelétrica. No segundo temos meta de 500 m³/s, o que confere menor geração na hidroelétrica e conseqüentemente mais produção termelétrica.

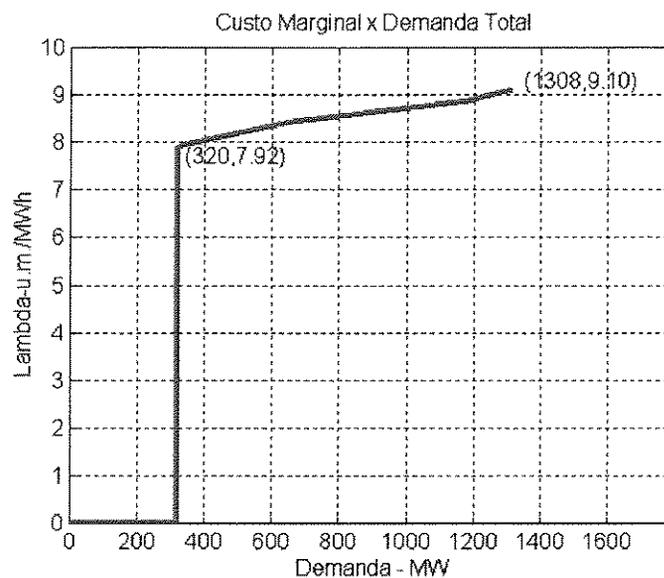


Figura 08 –Curva de Custo Marginal de Operação para o Sistema Hidrotérmico

No planejamento a curto prazo, a meta de água que cada usina hidroelétrica deve atender é estipulada para um horizonte de um dia. Portanto o modelo descrito neste item, ainda deixa a desejar quanto a fidelidade da realidade modelada. Porém este modelo nos mostra o efeito que usinas hidrelétricas tem sobre o componente de operação do *spot price*, quando comparado com um sistema puramente térmico.

5.6. Software implementado

Para o cálculo do *spot price* em cada barra deste novo sistema, algumas modificações no programa do capítulo anterior forma necessárias. O método de resolução aplicado continua sendo do Gradiente [3], porém temos agora que encontrar dois multiplicadores de lagrange que satisfaçam as restrições do problema. Outro detalhe importante é que temos de fazer um teste inicial com a restrição da geração hidráulica. Primeiramente verificamos quanto a usina hidráulica pode gerar com a meta de água estipulada. Se a demanda no instante estudado for menor que a geração desta usina, a meta não será atendida e haverá água para se armazenar no reservatório ou ser vertida. Se igual, a restrição de meta será atendida e não haverá a necessidade de complementação térmica. Finalmente, se maior, a meta também será satisfeita mas teremos operação de térmicas. O novo fluxograma do programa é apresentado nas figuras 9 e 10.

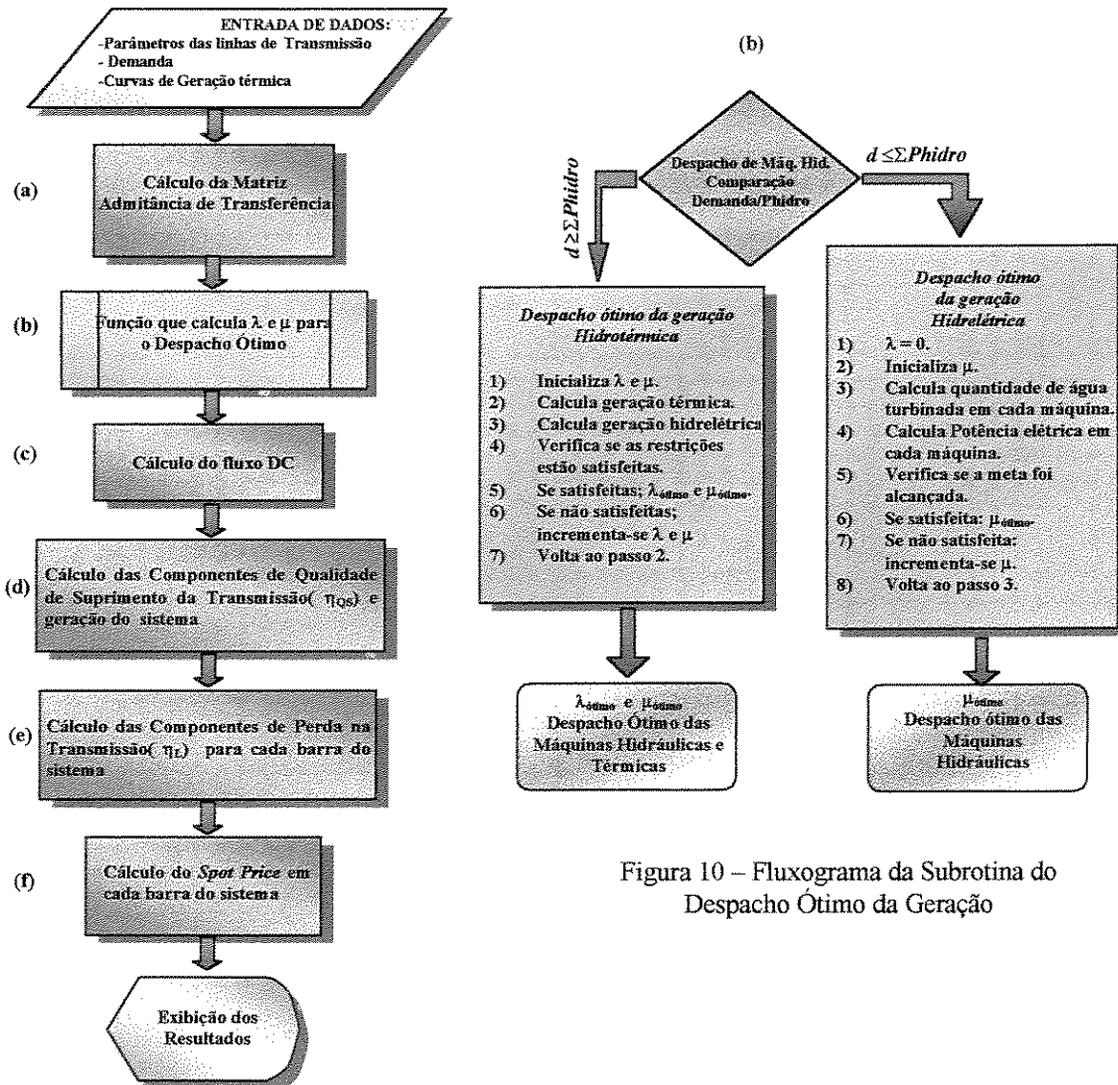


Figura 09 – Fluxograma Principal: Cálculo do *Spot price*

Figura 10 – Fluxograma da Subrotina do Despacho Ótimo da Geração

5.7. Testes realizados para uma unidade de tempo

Assim como no capítulo dedicado a sistemas puramente térmicos (capítulo 4), realizaremos testes semelhantes para um sistema hidrotérmico. O objetivo continua sendo de avaliar o comportamento do *spot price* para diversas configurações de operação do sistema.

Neste item, serão apresentadas várias tabelas. Cada uma delas representará um teste realizado e nela serão fornecidos todos os dados úteis na análise do *spot price*.

A barra de referência, para este sistema, é a barra 1. Nela como exposto anteriormente está instalada a usina hidrelétrica, cuja geração máxima pode chegar em 550 MW. As termelétricas das barras 2 e 3 tem geração máxima 600 MW e 500 MW respectivamente.

5.7.1. Teste 1: Caso Básico

O teste 1 será para nós, considerado referência para a avaliação de outros estados de operação do sistema. As principais informações obtidas estão apresentadas na tabela 1. Neste teste temos um estado de normalidade operacional, onde não há penalidades referentes a excessos na rede de transmissão e geração. A única componente registrada é a de perdas devido aos fluxos nas linhas de transmissão, o que é inevitável qualquer que seja o estado do sistema.

Teste Nº 01											
META (m ³ /s)	1500	DEMANDA (MW)			D1	300	D2	300	D3	300	HL 122m
Barra	G ₁ (MW)	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	λ	γ _{QS}	η _{QS}	η _L	ρ _k	
1(ref.)	79,94	79,94	120,09	120,09	150,12	8,44	0	0	0	8,444	
2	168,02	168,02				8,44	0	0	0,588	9,032	
3	6,88	6,88				8,44	0	0	1,258	9,703	
4						8,44	0	0	2,466	10,911	
5						8,44	0	0	1,995	10,440	
6						8,44	0	0	2,165	10,609	
Fmax		0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100	
μ	- 8,85(-4)	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	
FLUXO		0,645	1,964	2,893	0,651	1,124	2,230	0,789	- 1,036	- 0,019	

Tabela 1

5.7.2. Teste 2

No teste número 2, tabela 2, a demanda nas barras 2 e 3 caem de modo considerável, a demanda total chega a 400 MW. A capacidade máxima de turbinagem para toda a usina hidrelétrica é de 1500 m³/s. Como a meta de consumo de água escolhida apresenta este valor, a potência elétrica gerada também é máxima e vale 550 MW. Como a capacidade de geração para a meta escolhida é maior que a demanda no instante analisado,

teremos o completo atendimento desta por parte da usina hidrelétrica e haverá, pelo não cumprimento da restrição de consumo de água, vertimento ou armazenamento no reservatório da água não utilizada na geração.

O pleno atendimento à demanda por parte da usina hidrelétrica traz valores nulos para o preço da energia elétrica em todas as barra do sistema. Isto ocorre pelo fato de não existir no modelamento, um custo operacional para a geração hidrelétrica.

Teste Nº 02											
META (m ³ /s)	1500 (691,82)	DEMANDA (MW)			D1	300	D2	100	D3	0	HL 122m
Barra	G ₁ (MW)	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	λ	γ _{OS}	η _{OS}	η _L	ρ _k	
1(ref.)	41,09	41,09	94,20	94,20	129,40	0	0	0	0	0	
2	0	0				0	0	0	0	0	
3	0	0				0	0	0	0	0	
4						0	0	0	0	0	
5						0	0	0	0	0	
6						0	0	0	0	0	
Fmax		0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100	
μ	0.372	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	
FLUXO		0,839	1,540	1,621	0,112	0,391	0,335	0,112	- 1,460	0,447	

Tabela 2

5.7.3. Teste 3

No terceiro teste, tabela 3, temos o sistema operando mais carregado que no teste 1. Começam aparecer as primeiras linhas sobrecarregadas, portanto já ocorre uma penalização por parte da componente de qualidade de suprimento da transmissão. As térmicas aumentam sua participação para que o sistema possa suprir o aumento da demanda. A componente de perdas na rede começa a inibir o crescimento na geração e demanda, ela diminui o valor do *spot price* na primeira e aumenta-o na segunda.

Teste Nº 03											
META (m ³ /s)	1500	DEMANDA (MW)			D1	550	D2	450	D3	300	HL 122m
Barra	G ₁ (MW)	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	λ	γ _{OS}	η _{OS}	η _L	ρ _k	
1(ref.)	79,94	79,94	120,09	120,09	150,12	8,775	0	0	0	8,775	
2	274,04	274,040				8,775	0	0,141	- 0,622	8,295	
3	100,86	100,860				8,775	0	0,141	- 0,697	8,219	
4						8,775	0	0,821	3,834	13,430	
5						8,775	0	0,429	2,229	11,432	
6						8,775	0	0,139	1,272	10,186	
Fmax		0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100	
μ	- 9,26(-4)	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	
FLUXO		- 0,886	2,972	3,416	- 0,398	2,151	2,841	1,620	- 2,528	- 1,461	

Tabela 3

5.7.4. Teste 4

No teste 4, tabela 4, apresentamos a mesma configuração do teste 3. Porém para este teste vamos supor que as condições hidrológicas não sejam favoráveis e que o reservatório da usina da barra 1 se encontre com o nível de água bem abaixo. Sua altura líquida é de 102 m, portanto 20 m abaixo de seu nível ótimo de operação (122 m). Podemos perceber que este fato ocasionará queda na produção hidráulica. Se isto ocorre teremos mais participação térmica e, com isto, um novo arranjo nos fluxos das linhas de transmissão. Estas mudanças são todas transmitidas às componentes do *spot price* referentes à rede de transmissão.

A queda na produção hidráulica ocasionou alterações no preço da energia elétrica em todas as barras do sistema. Estas modificações nos preços da energia elétrica se dão principalmente pela elevação da geração termelétrica e na redistribuição dos fluxos nas linhas de transmissão. Podemos concluir que em sistema hidrotérmicos, períodos hidrológicos adversos influenciam consideravelmente o valor do preço da energia elétrica, modificando, de modo geral, seu valor nas barras do sistema.

Teste Nº 04										
META (m ³ /s)	1500	DEMANDA (MW)		D1	550	D2	450	D3	300	HL 102m
Barra	G ₁ (MW)	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	λ	γ _{OS}	η _{OS}	η _L	ρ _k
1(ref.)	52,29	52,29	81,56	81,56	103,02	9,000	0	0	0	9,000
2	300,00	300,00				9,000	0	-0,372	-1,519	7,109
3	164,64	164,64				9,000	0	-0,395	-2,250	6,354
4						9,000	0	0,262	3,647	12,909
5						9,000	0	-0,149	1,776	10,627
6						9,000	0	-0,442	0,363	8,920
Fmax		0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100
μ	1,017	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉
FLUXO		-1,949	2,789	2,867	-1,236	2,408	2,879	2,057	-2,711	-1,936

Tabela 4

5.7.5. Teste 5

No teste 5, tabela 5, o objetivo é observar o comportamento do sistema para uma demanda muito próxima do limite máximo da geração. Neste caso, todas as componentes do *spot price* possuem valores que tornam proibitivo o consumo e geração de energia elétrica. Este comportamento do preço atua de modo a se obter um certo controle sobre geração e demanda. Se temos preço alto da energia nas barra de carga, a tendência é de queda na demanda, por outro lado se o preço pago na geração é baixo, a tendência é de queda na produção fazendo assim que o sistema volte a valores normais de operação.

A componente de qualidade de suprimento da geração aparecerá sempre que a geração ultrapassar a 90% de seu valor máximo, o que foi definido no capítulo 3 como geração crítica. Note que não há penalização, por parte desta componente, para a geração, uma vez que, apenas a demanda é responsável pela instabilidade do sistema neste instante.

Outro fato importante é que esta componente penaliza a demanda em cada barra de acordo com sua participação no estado do sistema, ou seja, quanto maior a participação de uma barra de carga na sobrecarga da geração, maior será sua penalização.

A componente de perda na transmissão é a que possui maior peso no cálculo do *spot price*. Porém as componentes de qualidade de suprimento da transmissão e da geração podem assumir este papel, visto que dependem dos parâmetros (α) e (β), [4] respectivamente, e cujos valores dependem de decisão técnica ou política.

Teste Nº 05											
META (m ³ /s)	1500	DEMANDA (MW)			D1	550	D2	530	D3	500	HL 122m
Barra	G ₁ (MW)	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	λ	γ_{OS}	η_{OS}	η_L	ρ_k	
1 _(ref.)	79,94	79,94	120,09	120,09	150,12	9,177	0	0	0	9,177	
2	300,00	300,00				9,177	0	-0,228	-0,972	7,976	
3	164,64	164,64				9,177	0	-0,201	-1,931	7,045	
4						9,177	2,709	0,905	5,333	18,123	
5						9,177	2,610	0,567	3,270	15,623	
6						9,177	2,462	0,389	2,014	14,041	
Fmax		0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100	
μ	-9,93(-4)	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	
FLUXO		-1,349	3,088	3,763	-1,625	2,556	3,720	2,673	-2,412	-1,393	

Tabela 5

5.7.6. Teste 6

No sexto teste, tabela 6, mantém-se a mesma configuração do teste 1. Porém vamos supor que ocorreu uma contingência e a linha de transmissão 3 que liga as barra 1 e 5 ficou sem condições de operar. Para suprir a falta desta linha, há uma redistribuição do fluxo de carga em todas as linhas de transmissão do sistema elétrico. As linhas restantes do sistema de transmissão, que permaneceram operando, estarão mais carregadas que no momento anterior a falha, o que ocasionará maiores penalidades por partes das componentes do *spot price* associadas a rede de transmissão (η_L e η_{OS}).

Teste Nº 06											
META (m ³ /s)	1500	DEMANDA (MW)			D1	300	D2	300	D3	300	HL 122m
Barra	G ₁ (MW)	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	λ	γ_{OS}	η_{OS}	η_L	ρ_k	
1 _(ref.)	79,94	79,94	120,09	120,09	150,12	8,444	0	0	0	8,444	
2	168,02	168,02				8,444	0	0,425	1,678	10,547	
3	6,88	6,88				8,444	0	0,560	2,501	11,505	
4						8,444	0	0,732	3,319	12,495	
5						8,444	0	0,788	3,754	12,986	
6						8,444	0	0,832	3,513	12,789	
Fmax		0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100	
μ	-8,85(-4)	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	
FLUXO		2,404	3,098	0	0,886	1,945	2,933	1,024	0,098	0,957	

Tabela 6

5.7.7. Teste 7

O teste 7, tabela 7, trás uma contingência onde duas máquinas da usina hidrelétrica sofrem uma saída forçada da operação. Este problema é contornado com a compensação por parte da geração termelétrica, aumentando o valor de λ . Isto ocasionará uma redistribuição dos fluxos nas linhas de transmissão modificando a componente de perdas na rede.

Um fato interessante é a queda no preço da energia elétrica de todas as barras do sistema apesar do aumento ocorrido na componente de operação. A justificativa está no fluxo de carga. Com a saída forçada das duas máquina da hidrelétrica, a redistribuição dos fluxos para atender a nova configuração da geração fez com que deixasse de existir sobrecarga nas linhas, o que se comprova com a diminuição dos fluxos em muitas linhas do sistema. Consequentemente a componente de qualidade de suprimento da transmissão é nula. Se os fluxos nas linhas decrescem, o mesmo ocorre com as perdas, assim a componente referente a perdas também sofre queda, o que é repassado ao *spot price*.

Teste Nº 07											
META (m ³ /s)	900	DEMANDA (MW)			D1	300	D2	300	D3	300	HL 122m
Barra	G ₁ (MW)	G ₂	G ₃	G ₄	G ₅	λ	γ_{OS}	η_{OS}	η_L	ρ_k	
I _(ref.)	0	0	120,09	120,09	150,12	8,576	0	0	0	8,576	
2	210,34	210,34				8,576	0	0	- 0,170	8,407	
3	44,44	44,44				8,576	0	0	0,170	8,747	
4						8,576	0	0	2,271	10,847	
5						8,576	0	0	1,607	10,184	
6						8,576	0	0	1,454	10,031	
Fmax		0.900	2.800	3.200	1.800	2.500	3.200	2.500	2.200	1.100	
μ	- 0,004	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	
FLUXO		- 0,321	1,806	2,418	0,185	1,370	2,333	1,074	- 1,194	- 0,406	

Tabela 7

5.8. Teste realizado para um horizonte de tempo de 24 horas

Para estudarmos o *spot price* em um horizonte de 24 horas com discretização horária, algumas modificações foram necessárias no programa que calcula o preço da energia elétrica em um determinado instante. O problema a ser resolvido passa a ter maior porte que o anterior, são 24 restrições de atendimento à demanda e uma restrição de consumo de água na usina hidrelétrica. O modelo matemático resolvido ficou da seguinte forma:

$$Min \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 C_{ij,t}(P_{ij,t}(t))$$

s.a

$$\sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 P_{ij,t} + \sum_{k=1}^5 P_{k,t}(q_k(t)) = d_t \quad t = 1, \dots, 24$$

$$\sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^5 q_k(t) = m$$

Com os limites operacionais de cada gerador.

$$P_{ij \min} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij \max}$$

$$P_{k \min} \leq P_{k,t} \leq P_{k \max}$$

Onde:

$C_{ij,t}$ → Custo operacional da máquina j da usina térmica i na hora t ;

$P_{ij,t}$ → Potência elétrica gerada pela máquina j da usina térmica i na hora t ;

$P_{k,t}(q_k(t))$ → Potência elétrica gerada pela máquina k da usina hidrelétrica na hora t ;

d_t → Demanda total nas barras de carga do sistema na hora t .

Após a resolução do problema, onde utilizamos o mesmo método aplicado anteriormente [3], obtivemos vários gráficos que mostram o comportamento do *spot price* e suas componentes. Outros gráficos que mostram resultados importantes obtidos, foram os que mostram os perfis das geração ótima do sistema hidrotérmico ao longo de horizonte de tempo estudado, o que será mostrado mais adiante.

5.8.1. Teste 1: Condições hidrológicas favoráveis

Para o teste 1, estamos supondo que a situação hidrológica da bacia que compõe o reservatório da usina hidrelétrica seja favorável. Assim esta usina tem por meta turbinar 90.10^6 m^3 em cada hora do horizonte com o reservatório cheio, ou seja, altura líquida de 122 m. O máximo permitido é de $129,6.10^6 \text{ m}^3/\text{h}$.

1) Demanda do sistema

O gráfico da figura 11, a seguir, mostra a curva de demanda total para o sistema ao longo de 24 horas, assim como a demanda em cada barra de carga neste mesmo horizonte de tempo.

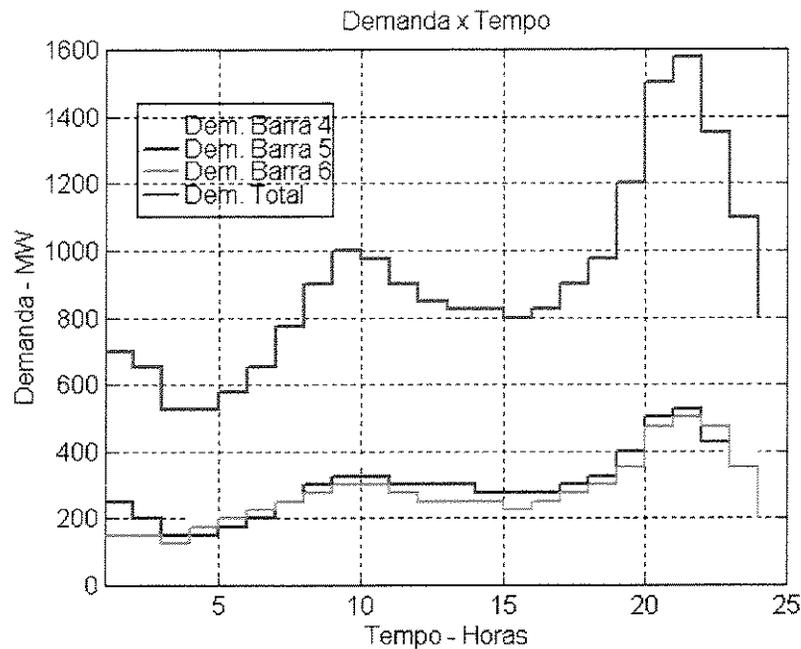


Figura 11 –Curvas de Demanda

2) Geração termelétrica ótima

O gráfico da figura 12, a seguir, mostra todo o despacho ótimo da geração térmica ao longo do horizonte de tempo estudado. A térmica da barra 2 possui maior participação no atendimento a demanda que a da barra 3. Isto ocorre pelo fato desta usina apresentar melhor relação *custo x geração* que esta última térmica, como foi dito anteriormente.

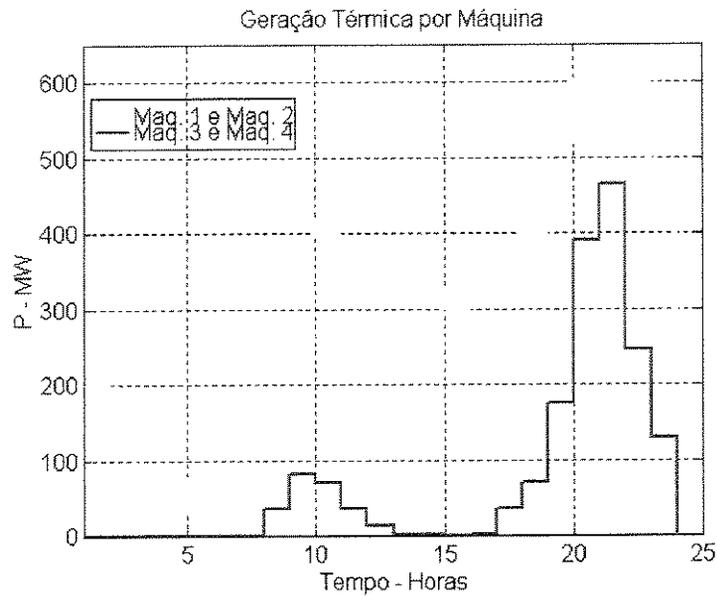


Figura 12 – Curvas de Geração Termelétrica Ótima

3) Geração hidrelétrica ótima

Para a geração hidrelétrica, o gráfico da figura 13 apresenta comportamento muito diferente quando comparado com as térmicas. Para esta configuração hidrológica, as máquinas desta usina são despachadas para operarem o tempo todo com altos níveis de geração (estabeleceu-se uma meta muito elevada para o consumo de água). No processo de otimização, a falta de custo da geração referente a combustíveis impõe este tipo de comportamento. Neste sistema, normalmente as oscilações de demanda são supridas pelas térmicas. A exceção ocorre quando a demanda pode ser toda atendida pela hidrelétrica, neste caso não temos participação térmica (custo zero na operação).

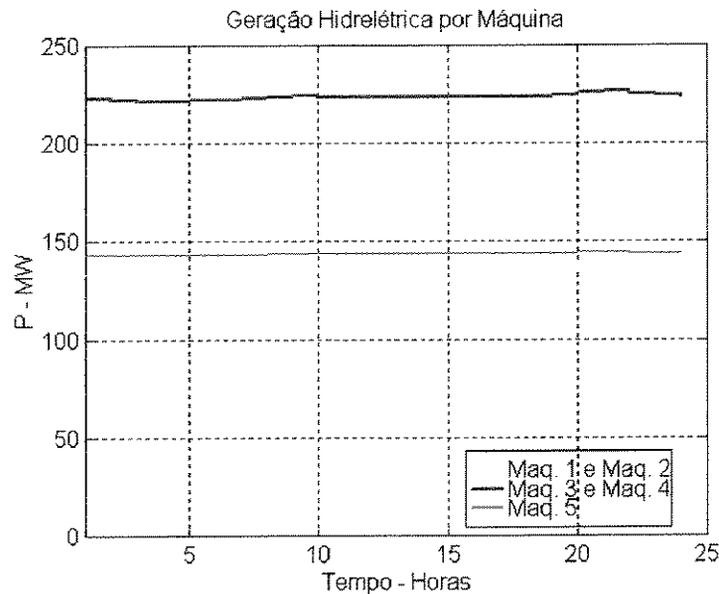


Figura 13 – Curvas de Geração Hidrelétrica Ótima

4) Componente de operação do sistema (Sistema do Lambda- λ)

A componente de operação (Sistema do Lambda), mostrada na figura 14, segue, de modo semelhante, as variações na carga do sistema elétrico. Observe que as variações ocorridas nesta componentes decorrem da maior ou menor participação térmica na geração total do sistema.

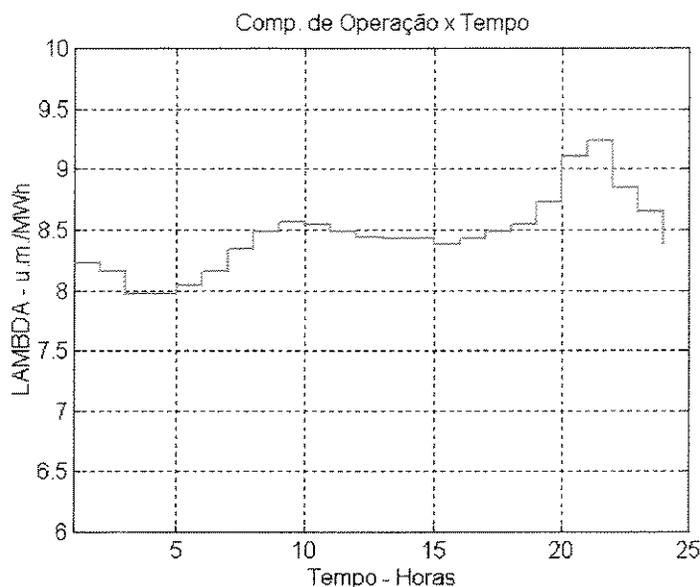


Figura 14 –Curva da Componente de Operação do Sistema

5) Componente de perdas na rede de Transmissão (η_L)

A componente de perdas na transmissão, mostrada na figura 15, é a maior responsável por dar dimensão espacial ao *spot price*, pois no seu cálculo entram os parâmetros das linhas de transmissão de todo o sistema.

Se o carregamento das linhas do sistema é alto, a componente de perdas tributa carga e geração de modo diferente. Na primeira, esta componente tende a aumentar o valor do preço da energia elétrica de modo a inibir seu consumo. Na segunda, o valor pago pela energia gerada tende a diminuir de modo a não incentivar aumento na produção.

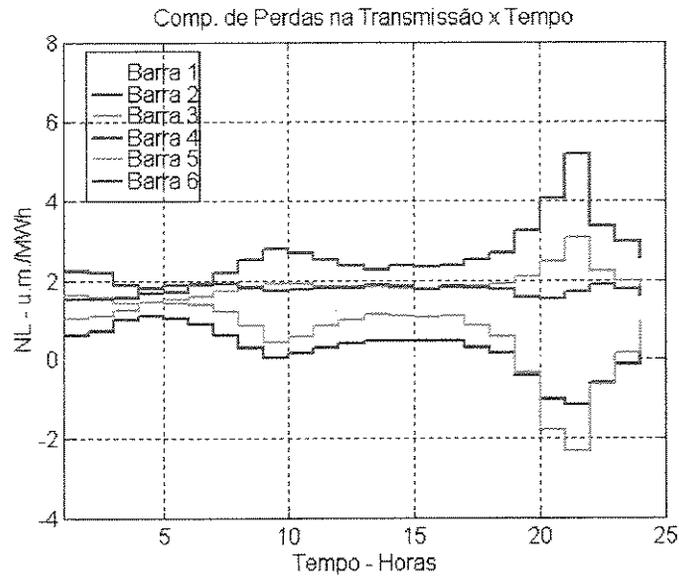


Figura 15 – Curvas da Componente de Perdas

6) Componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão

A componente de qualidade de suprimento da transmissão, mostrada na figura 16, associa-se ao preço da energia da seguinte forma. Quanto maior a participação de uma barra na sobrecarga de uma linha de transmissão, maior o valor desta componente no preço da energia daquela barra.

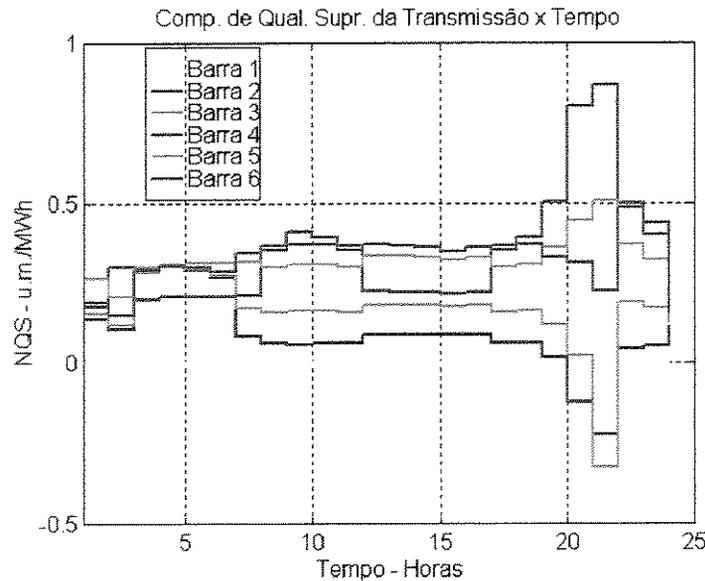


Figura 16 – Curvas da Componente de Qualidade de Suprimento da Rede de Transmissão

7) Componente de qualidade de suprimento da geração

A componente de qualidade de suprimento da geração, figura 17, só apresenta valores diferentes de zero quando geração total ultrapassar seu valor crítico que neste caso está definido em 90% da geração total [4]. Portanto esta componente só depende de valores da demanda, o que justifica seu gráfico ser o mesmo que o apresentado no capítulo anterior.

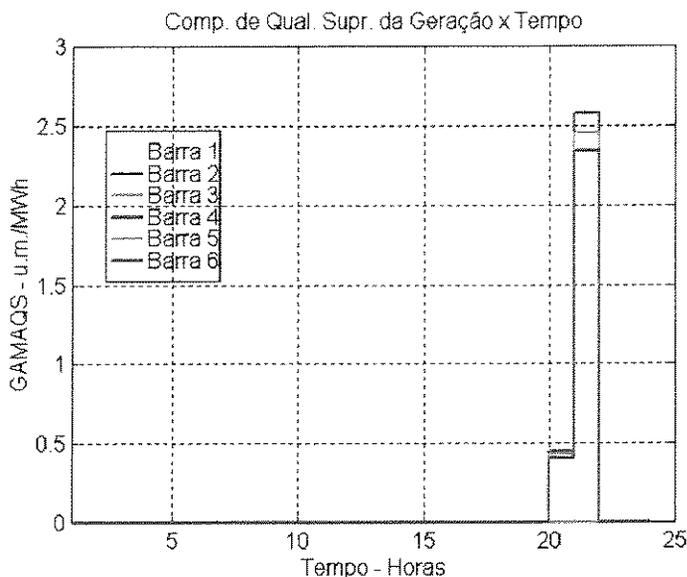


Figura 17 – Curvas da Componente de Qualidade de Suprimento da Geração

8) Spot price

Após a apresentação e avaliação de todas as componentes do *spot price*, podemos entender melhor o comportamento do preço da energia elétrica em cada barra do sistema estudado. Os valores obtidos para o *spot price* horário nada mais são que a soma de todas as suas componentes para cada hora do horizonte de tempo estudado.

No gráfico da figura 18, que mostra o *spot price* ao longo do horizonte de tempo estudado, temos um comportamento semelhante ao da demanda. Nos horários de demanda baixa, o valor do preço da energia apresenta apenas componentes de operação e perdas na rede. Nos horários de demanda alta (principalmente a “demanda na ponta”) a confiabilidade do sistema torna-se crítica, assim as componentes do *spot price* tornam seu valor elevado desmotivando o consumo da energia elétrica. Vale lembrar que o valor pago pela geração é baixo quando a demanda apresenta-se muito alta inibindo a produção de energia elétrica.

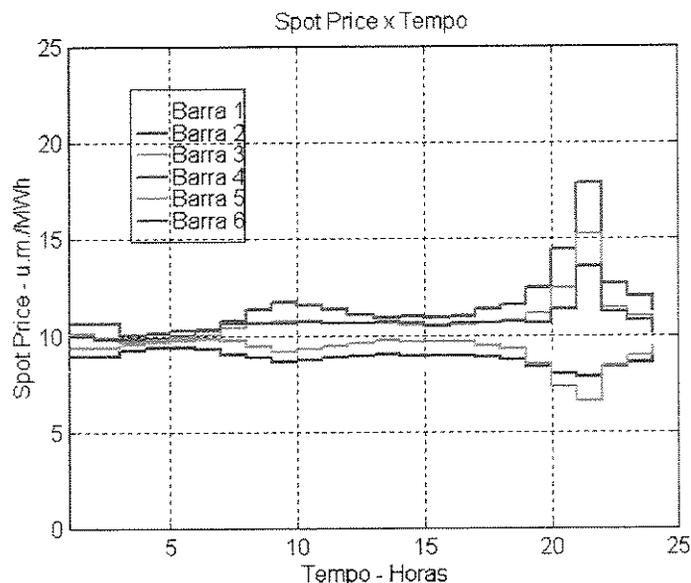


Figura 18 – Curvas do Spot Price para cada barra do Sistema

5.8.2. Teste 2: Condições hidrológicas desfavoráveis

Com o objetivo de realizar outro teste, vamos supor que as condições hidrológicas do reservatório da usina hidrelétrica pioraram. A altura líquida está em 117 m e a meta estimada para o horizonte de 24 horas é de $54 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, portanto as máquinas hidráulicas terão sua produção reduzida. As curvas de demanda nas barras de carga permanecem inalteradas.

1) Geração total e componente de operação do sistema

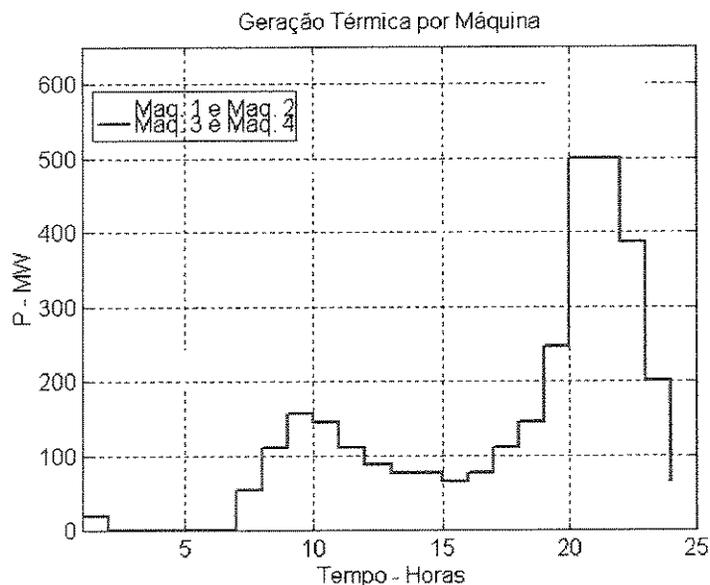


Figura 19 – Curvas de Geração Termelétrica

Esta nova configuração hidrológica faz diminuir a geração hidrelétrica (figura 20). Para compensar esta queda, uma vez que a demanda do sistema não sofreu nenhuma modificação, as térmicas terão que ofertar mais energia para conseguir atendê-la no mesmo horizonte de tempo (figura 19).

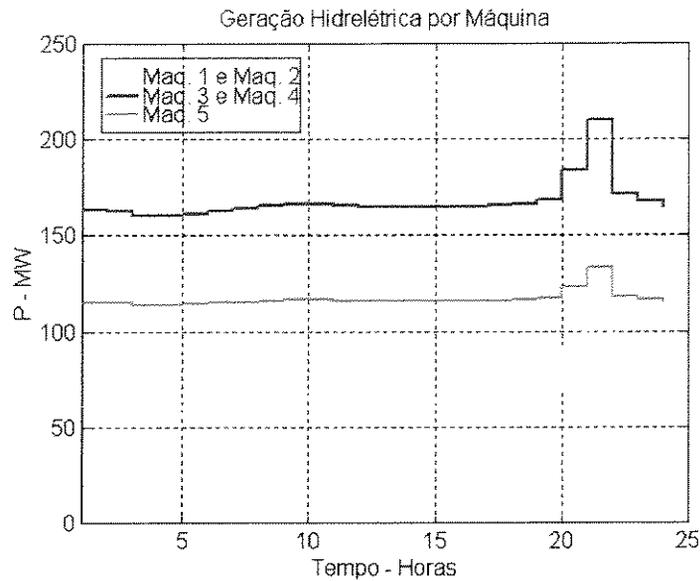


Figura 20 – Curvas de geração Hidrelétrica

Podemos perceber que na ponta da demanda todas as unidades geradoras térmicas estão operando em seus limites máximos (figura 19). As máquinas da hidrelétrica estão muito próximas de seu limites operacionais. Portanto com a redução da capacidade hidráulica, o sistema passa a operar praticamente sem reservas o que ocasiona custos marginais da operação (λ) muito elevados, conforme mostrado na figura 21.

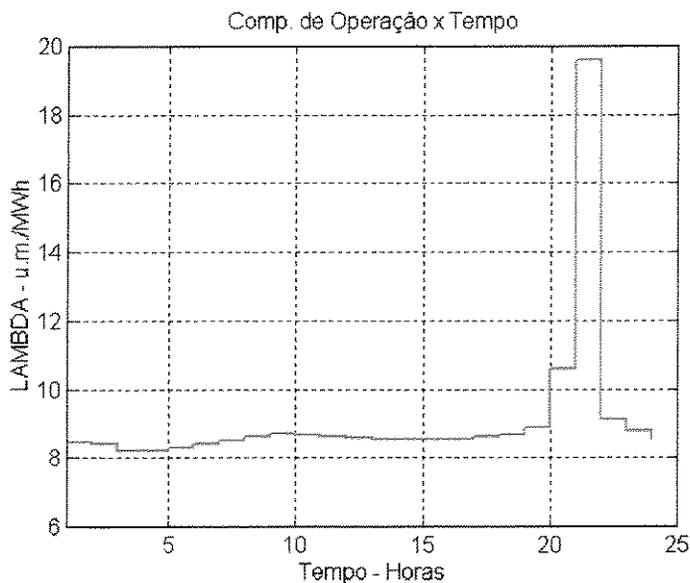


Figura 21 – Curvas das Componentes de Operação

2) Componentes relacionadas a rede de transmissão

Com a redução da geração hidráulica e o aumento da geração térmica, o fluxo de carga se modifica consideravelmente. As perdas na transmissão tendem a aumentar principalmente na ponta da demanda ocasionando maiores custos (figura 22).

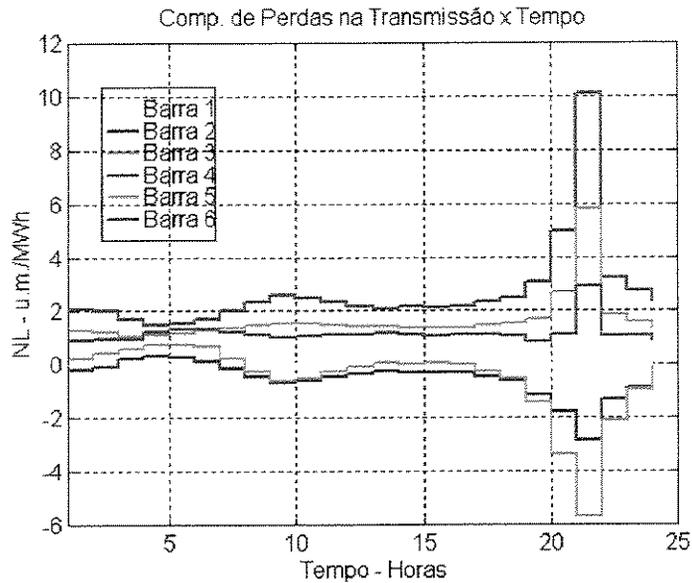


Figura 22 – Curvas das Componentes de Perdas na Rede de Transmissão

A Componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão, figura 23, sofre aumentos significativos pois mais linhas ultrapassam seus limites normais de operação (cerca de 80% do carregamento máximo).

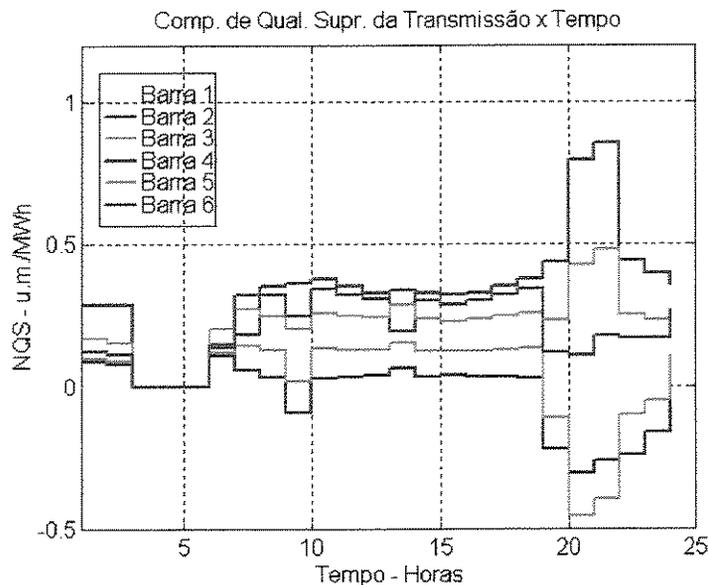


Figura 23 – Curvas das Componentes de Qualidade de Suprimento da Rede de Transmissão

3) Componente de qualidade de suprimento da geração

A componente de qualidade de suprimento da geração, (figura 24), também apresenta mudanças em relação ao teste 1. A diminuição da capacidade de geração da usina hidrelétrica afeta a capacidade de geração total do sistema. Com esta mudança, o nível de geração crítico também sofre queda, uma vez que este é estipulado em função da reserva de geração que se quer para o sistema. Como a demanda não sofreu modificações e a componente de qualidade de suprimento da geração começa atuar a partir de um valor de geração crítico inferior, ocorrerá maior penalização, por parte desta componente, às barras de carga do sistema.

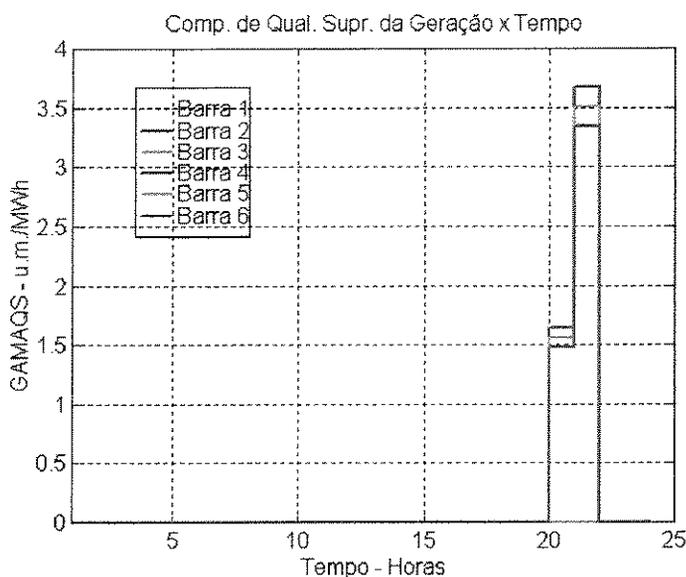


Figura 24 – *Curvas das Componentes de Qualidade de Suprimento da Geração*

4) *Spot Price*

Após a análise de todas as componentes que formam o preço da energia elétrica, podemos analisar, de maneira mais fácil, as curvas obtidas do *spot price* em cada barra do sistema (figura 25). Com a ocorrência desta nova situação hidrológica, a participação das usinas termelétrica passa a ser maior que no teste 1. Por outro lado com a diminuição da capacidade de geração total do sistema (redução da capacidade hidrelétrica), é natural que haja maiores penalidades, principalmente às barras de carga. Isto justifica a grande elevação do preço da energia na ponta da demanda.

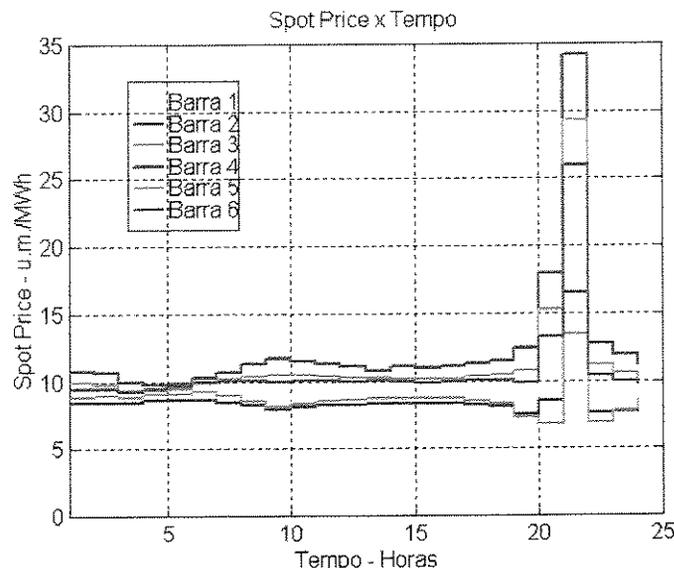


Figura 25 – Curvas do Spot Price

5.9. Resposta da demanda ao *spot price*

Neste tópico, vamos supor uma certa configuração inicial de demanda do sistema hidrotérmico estudado. A demanda em cada barra de carga será composta de duas componentes, uma industrial (representando os grandes consumidores de energia elétrica) e outra residencial (representando os pequenos). Vamos definir que os residenciais não são capazes de responder as variações do preço da energia elétrica. Já para os consumidores industriais, será definido que estes responderão de modo linear a tais variações. A expressão que mostra esta resposta é a que segue [4]:

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

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 → *Spot Price*;

λ_{crit} → Comp. de operação cuja geração alcança 90% do valor máximo;

β → Parâmetro de elasticidade da demanda. (valores negativos);

A figura 26, a seguir, mostra as curvas de demanda total do sistema e as de demanda total em cada barra. Note que não há modificações em relação ao teste realizado no item 5.7 deste capítulo. Neste gráfico não é possível diferenciarmos demanda industrial de residencial, mas será importante para podermos compará-lo com os novos perfis das curvas de demanda após a resposta da componente industrial da demanda de cada barra.

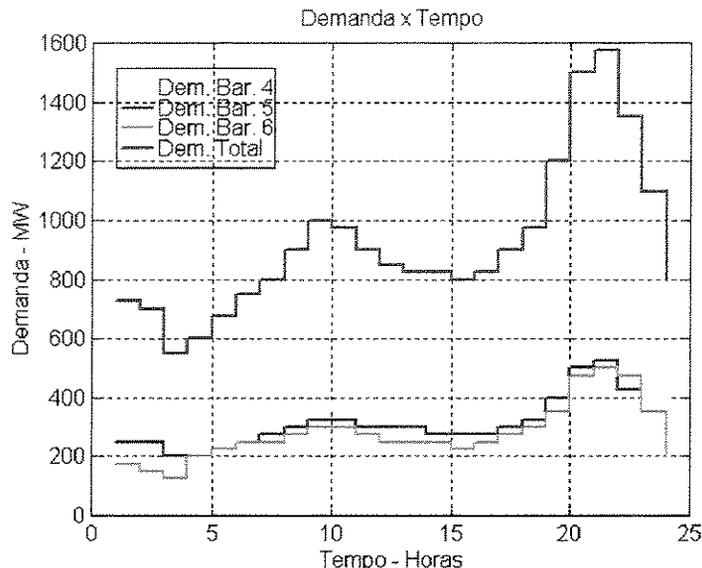


Figura 26 – Curvas de Demanda antes da resposta ao Spot Price

As curvas da componente industrial da demanda do sistema, figura 27, são mostradas a seguir. De modo geral, a participação da demanda industrial é de vinte e cinco por cento da demanda total em cada barra de carga.

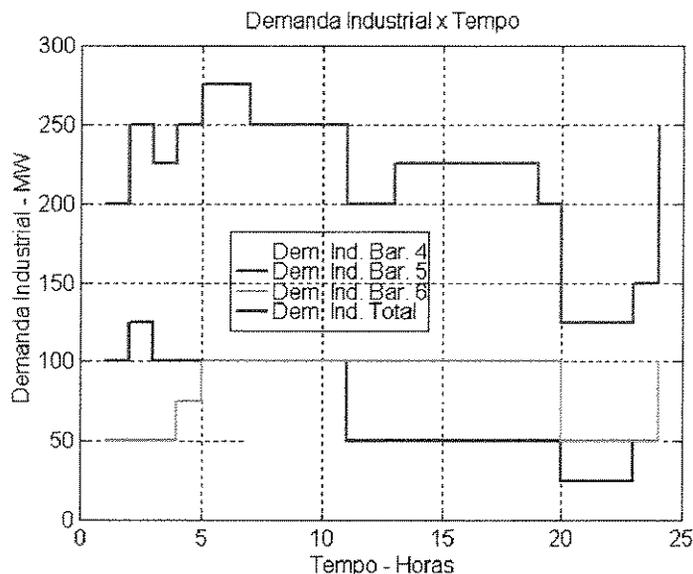


Figura 27 – Curvas de Demanda Industrial antes da resposta ao Spot Price

O gráfico da figura 28, mostra as curvas do *spot price* antes da resposta da demanda. Observar o elevador valor do preço da energia elétrica na ponta da demanda.

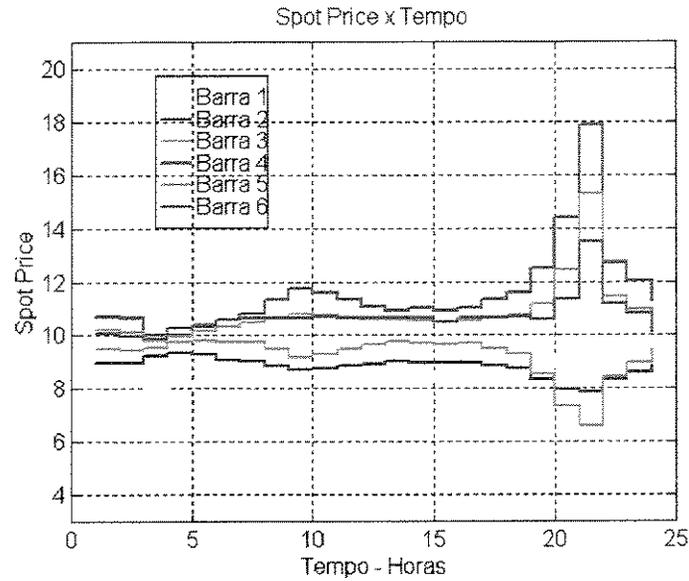


Figura 28 – Curvas do *Spot Price* para cada barra do Sistema antes da resposta da demanda

Após a resposta dos consumidores industriais ao estado inicial da demanda proposto, obtivemos os gráficos das figuras 29, 30 e 31. A figura 29 mostra o novo perfil da demanda total e também as demandas em cada barra de carga. Podemos notar que houve uma tendência de diminuir excessos no consumo, como por exemplo a diminuição na ponta da demanda. Por outro lado, houve aumento de consumo nos horários que há ociosidade do sistema, pois neste caso, o preço da energia é baixo.

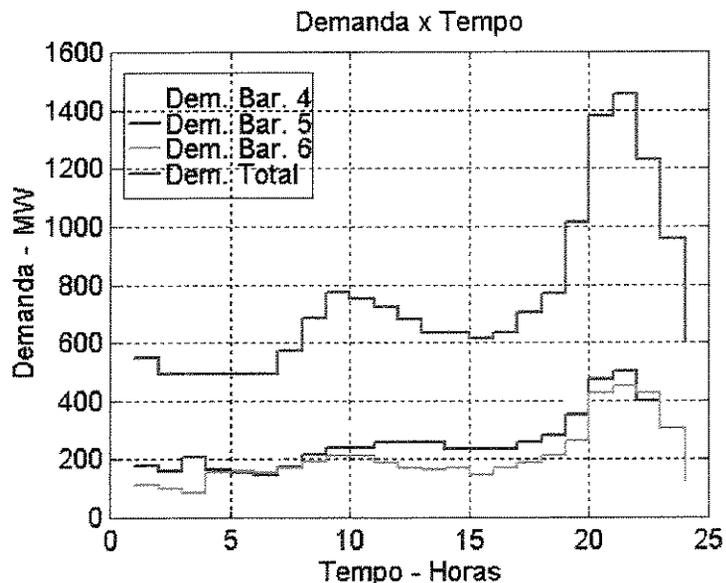


Figura 29 – Curvas de Demanda após a resposta ao *Spot Price*

A figura 30 mostra apenas as curvas da componente industrial da demanda. Fica claro, observando esta figura, que ao dar capacidade de resposta aos consumidores industriais em função das variações do preço da energia elétrica, este deverão concentrar as atividade onde se consome energia elétrica nos horário em que seu preço seja mais baixo.

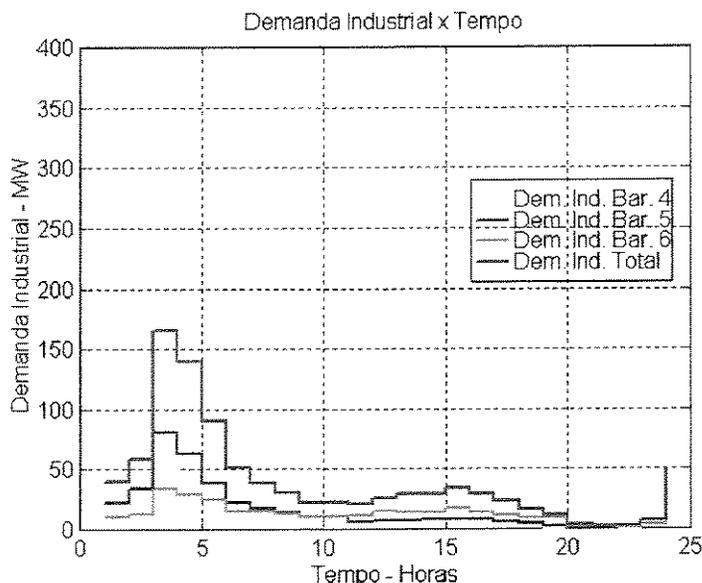


Figura 30 – Curvas de Demanda Industrial após a resposta ao Spot Price

A figura 31 mostra as curvas do preço da energia após a resposta da componente industrial da demanda. Podemos notar, também neste gráfico, a tendência de equalização do *spot price*, pois diminui a diferença entre os extremos da demanda.

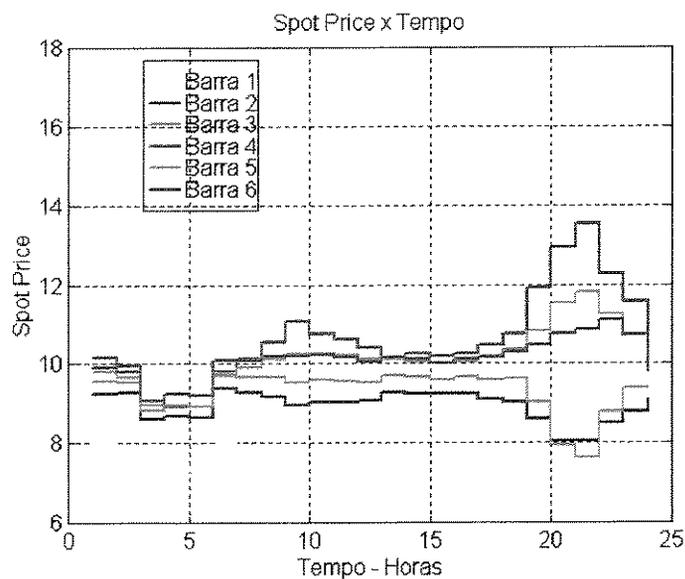


Figura 31 – Curvas do Spot Price para cada barra do Sistema após a resposta da demanda

5.10. Bibliografia

- [1] **Fortunato, L. A. Machado ,Araripe, T. A. Neto, Albuquerque, J. C. Ribeiro, Pereira, M. V. Ferraz**, “*Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistema de Produção de Energia Elétrica*”, Eletrobrás, Eduff – Editora Universitária, Niterói – RJ, 1990
- [2] **Wollenberg, Allen J. Wood, Bruce F.**, “*Power Generation Operation and Control*”, 2th edition, Wiley, 1996;
- [3] **Luemberger, David G.**, “*Linear and Nonlinear Programming*”, 2th edition, Addison Wesley, 1937;
- [4] **Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors e R.E. Bohn, F.C.** , “*Spot Price of Electricity*”, Kluwer Academic Publishers, 1988

Capítulo 6

Estudo do Spot Price: Sistema Elétrico com Geração Predominantemente Hidrelétrica

Neste capítulo, o sistema apresentado tem por base parte do sistema Sudeste/Centro-Oeste. Varias configurações do sistema são apresentadas de modo a se obter diversas informações a respeito do *spot price* de um sistema cujas características se assemelha ao brasileiro.

6.1. Introdução

O estudo do *spot price* até aqui, tem avaliado apenas sistemas pequenos onde não havia participação predominantemente hidrelétrica na geração. Com o objetivo avaliar o comportamento do preço da energia elétrica em sistemas com esta característica, implementamos um sistema de maior porte que os anteriormente estudados, onde a participação da geração hidrelétrica é muito maior que a geração térmica. Este novo sistema trás algumas semelhanças ao sistema brasileiro.

Outra possibilidade a ser explorada com este novo modelo são as diversas situações hidrológicas que podemos simular neste novo parque gerador hidrelétrico.

6.2. Descrição do sistema hidrotérmico

O sistema hidrelétrico estudado neste capítulo possui 4 usinas hidrelétricas, uma térmica, onze pontos de consumo e vinte e três linhas de transmissão. Sua configuração foi escolhida tomando como base uma parte do sistema Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste. O sistema real hoje em operação e que serviu com base para este modelo, compreende as usinas de Emborcação, Itumbiara, Cachoeira Dourada e Serra da Mesa. As barras de carga escolhidas estão localizadas nas regiões metropolitanas de Goiânia e Brasília, além de uma barra em Uberlândia e uma outra em Niquelândia no norte de Goiás onde existe grande atividade mineradora.

Devido a dificuldade de obtenção de dados a respeito do sistema real, muitas aproximações tiveram que ser realizadas. Todas as usinas hidrelétricas possuem as mesmas quantidades de grupos geradores ora em operação real. Como não foi possível obtermos as curvas de geração reais destas máquinas, tivemos que construir modelos aproximados de acordo com os poucos pontos obtidos nas pesquisas de dados realizadas [1][2].

O sistema real que inspirou a confecção do modelo implementado, não possui geração térmica, portanto acrescentamos uma térmica de capacidade ilimitada, de modo que esta sempre faça a complementação da geração hidrelétrica para atender a demanda.

Parâmetros de transmissão como resistências e reatâncias, foram obtidos junto a Eletrobrás. Algumas simplificações na rede foram realizadas, como por exemplo, linhas de transmissão paralelas foram substituídas por modelos equivalentes.

Como pontos de consumo de energia elétrica, foram consideradas somente as barras mais importantes do sistema real. Como o sistema idealizado possui um parque gerador muito forte, foram extrapolados as curvas reais de cargas em todas as barras. A idéia desta alteração é obtermos uma curva de demanda que leve o sistema aos extremos de operação. Isto permitirá uma melhor observação do comportamento do *spot price*. Assim como as cargas, os limites dos fluxos de cargas tiveram que sofrer alterações.

Podemos observar na figura 1 que algumas barras de carga possuem parte do consumo considerado como intercâmbio. Neste capítulo estas quantidades de energias contratadas não recebem atenção especial no modelo. Sua finalidade principal é aumentar os níveis de consumos nas barras em que ocorrem.

Sistema Hidrotérmico

- (a) Localização geográfica do Sistema real
- (b) Sistema Elétrico equivalente Idealizado

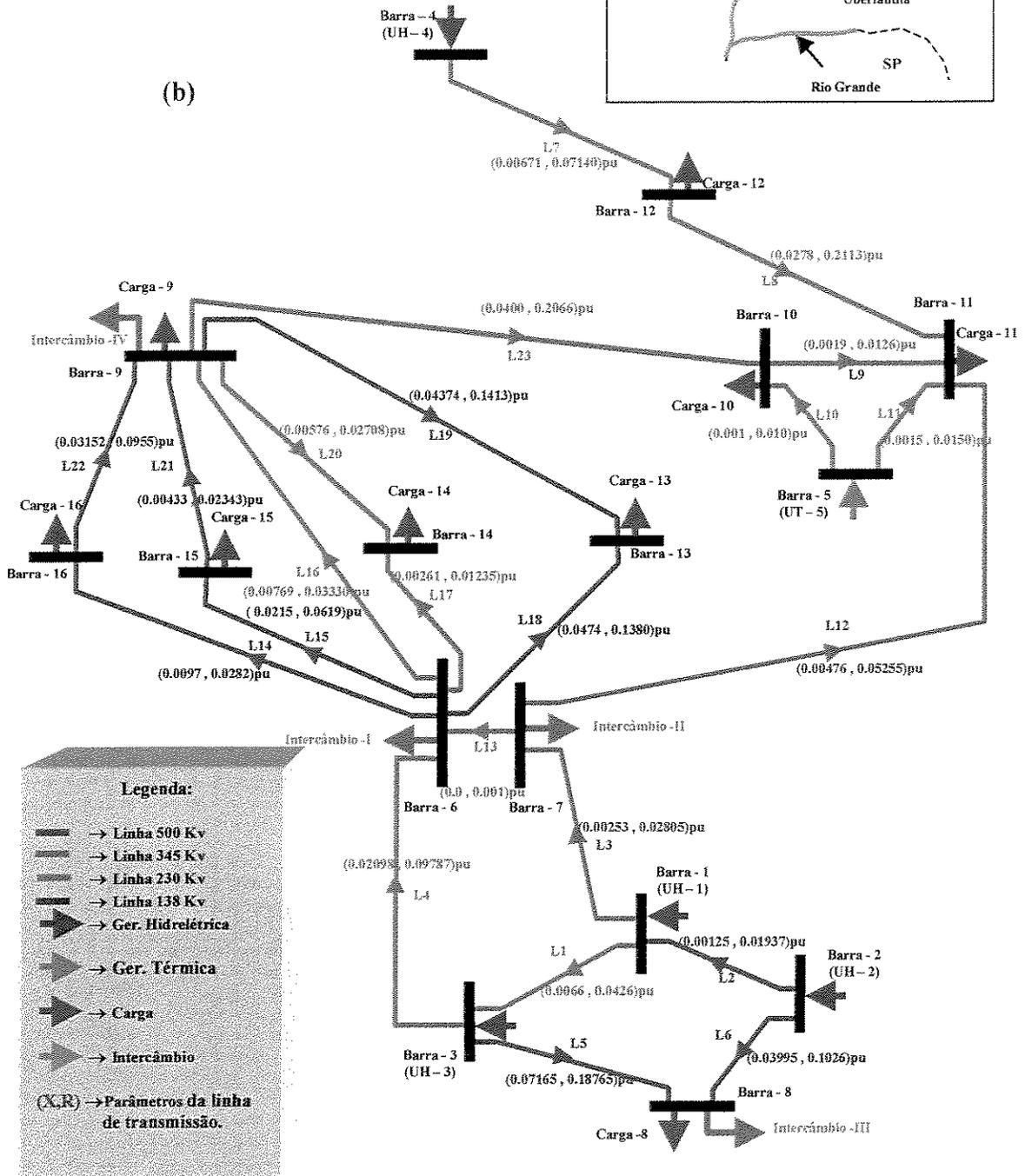
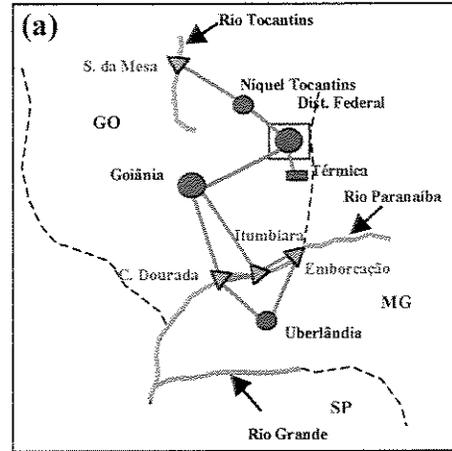


Figura 1

6.2.1. Parque gerador hidrelétrico

Como a capacidade de geração hidrelétrica é muito maior que a termelétrica, faremos aqui uma breve apresentação do parque gerador real que serviu de base para nosso modelo(figuras1)[1].

- *Usina de Itumbiara:*

- 1) *Localização:* Rio Paranaíba, divisa entre Goiás e Minas Gerais;
- 2) *Início de operação:* 1981;
- 3) *Número de Geradores:* 6 unidades;
- 4) *Potência ativa máxima de cada unidade:* 347 MW;
- 5) *Nível d'água máximo normal:* 520 m;
- 6) *Nível d'água mínimo normal:* 495 m;
- 7) *Comprimento da barragem:* 6.260 m;
- 8) *Área inundada:* 778 km²;
- 9) *Volume total do reservatório:* 17.000 x 10⁶ m³;

- *Usina de Emborcação:*

- 1) *Localização:* Rio Paranaíba, divisa entre Goiás e Minas Gerais;
- 2) *Início de operação:* 1982;
- 3) *Número de Geradores:* 4 unidades;
- 4) *Potência ativa máxima de cada unidade:* 298 MW;
- 5) *Altura máxima do reservatório:* 156 m;
- 6) *Comprimento da barragem:* 1.507 m;
- 7) *Volume total do reservatório:* 17.600 x 10⁶ m³;

- *Usina de Cachoeira Dourada[2]:*

- 1) *Localização:* Rio Paranaíba, divisa entre Goiás e Minas Gerais;
- 2) *Início de operação(1ª etapa):* 1959;
- 3) *Início de operação(2ª etapa):* 1968 a 1972;
- 4) *Início de operação(3ª etapa):* 1976 e 1977;
- 5) *Início de operação(4ª etapa):* 1995;
- 6) *Número de Geradores(1ª etapa):* 2 unidades de 17 MW;
- 7) *Número de Geradores(2ª etapa):* 3 unidades de 52 MW;
- 8) *Número de Geradores(3ª etapa):* 3 unidades de 82 MW;
- 9) *Número de Geradores(4ª etapa):* 2 unidades de 95 MW;
- 10) *NA máximo normal:* 431.5 m;
- 11) *NA mínimo normal:* 428.0 m;
- 12) *Comprimento da barragem:* 3.200 m;
- 13) *Volume total do reservatório:* 40 x 10⁶ m³;

- *Usina de Serra da Mesa:*

- 1) *Localização:* Rio Tocantins, Estado de Goiás;
- 2) *Início de operação:* 1997;
- 3) *Número Geradores:* 3 unidades;
- 4) *Potência ativa máxima de cada unidade:* 431 MW;
- 5) *NA máximo normal do reservatório:* 460 m;
- 6) *NA mínimo normal do reservatório:* 417,3 m;
- 7) *Queda bruta Máxima:* 129 m;
- 8) *Volume total:* $54,400 \times 10^6 \text{ m}^3$;

Das usinas anteriormente citadas Emborcação e Serra da Mesa são usinas localizadas nas cabeceiras dos rios Paranaíba e Tocantins, respectivamente. Como possuem grandes reservatórios e conseqüentemente grande capacidade de armazenamento de água, são muito importantes na regulação destes cursos d'água e no planejamento da operação das demais usinas a jusante. Cachoeira Dourada é uma usina que possui pequeno reservatório e praticamente nenhuma capacidade de regulação ficando sua operação limitada a fio d'água [3].

Em um horizonte de tempo de um dia, para efeito de simplificação dos cálculos, vamos considerar que as cotas de jusante e de montante do reservatório permaneçam inalteradas. Porém neste mesmo intervalo de tempo, não podemos considerar o rendimento das máquinas constante, este cresce junto com a potência até um determinado valor de turbinagem. Com estas duas observações, podemos aproximar a relação entre vazão turbinada e potência gerada por curvas quadráticas, ou seja, para cada altura líquida do reservatório temos a correspondente relação entre turbinagem e potência elétrica.

De posse dos dados anteriormente citados e das considerações realizadas no item 5.3 do capítulo 5, conseguimos plotar curvas de geração hidrelétrica que representam, de modo ideal, a relação entre *turbinagem*, *altura líquida* e *geração hidrelétrica* para cada máquina do sistema. Com a finalidade de ilustrar este tipo de curva, mostraremos uma delas para o caso das máquinas da 1ª etapa de Cachoeira Dourada (figura 2).

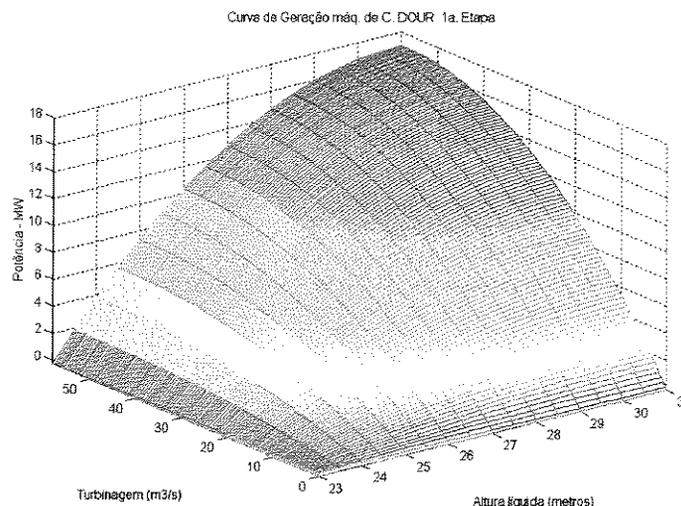


Figura 2

6.2.2. Parque gerador termelétrico

O parque gerador térmico para este sistema fica reduzido a apenas uma usina cujos custos são idênticas a térmica da barra 2 do sistema hidrotérmico descrito no capítulo 5. Porém aqui, neste capítulo, não houve a preocupação de impor limites máximos a geração térmica. As duas máquinas modeladas geram de acordo com a necessidade de complementação da geração hidrelétrica.

6.2.3. Rede de transmissão

A malha de transporte de energia elétrica é constituída de vinte e três linhas de transmissão. Existem linhas que operam a 138 Kv, 230 Kv, 345 Kv e 500 Kv conforme o diagrama unifilar descrito na figura 1. Para se chegar a configuração de rede mostrada na figura 1 foram realizadas associações em série e paralelo no sistema real com o objetivo de simplificar substancialmente a rede de transmissão, diminuindo assim o número total de barras e linhas do sistema[4].

No cálculo das componentes do *spot price* relacionadas ao sistema de transmissão é usada a aproximação do fluxo linearizado, ou fluxo DC, onde se considera apenas a parte ativa das potências que são transportadas pela rede, assim os parâmetros utilizados foram as resistências e reatâncias de cada linha [5].

Uma peculiaridade desta malha de transmissão é o fato da linha 13 que liga as barras 6 e 7 ser muito curta. No circuito real, esta é a linha que interliga duas concessionárias de energia, CELG e FURNAS. Possui menos de 500 metros de extensão. Portanto é importante observarmos nos testes se há diferenças significativas entre os preços da energia elétrica nestas barras.

6.3. Software implementado

A rotina utilizada para a resolução do despacho ótimo[6] e cálculo do *spot price* [7] deste novo sistema possui estrutura lógica idêntica a do capítulo anterior. Um esforço computacional mais acentuado é requerido, pois trata-se de um sistema muito maior e isto aumenta significativamente o número de variáveis envolvidas em sua resolução.

Para se ter uma noção da dimensão do código implementado, o programa principal possui cerca de 1200 linhas. As soma de todas as linhas das subrotinas utilizadas chega a cerca de 1430 linhas ou que dá aproximadamente 2630 linhas de código no total. Aparentemente não se trata de uma estrutura grande, isto se dá pelo fato de ter-se implementado em MATLAB [8], onde muitas funções utilizadas nos diversos cálculos, já se encontram prontas, facilitando muito o trabalho de confecção de um programa protótipo.

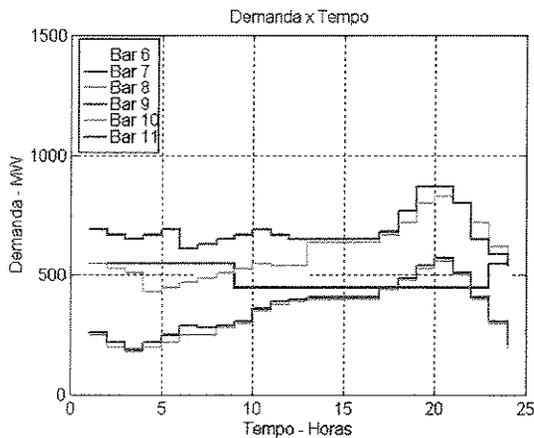
6.4. Resultados

A seguir são realizados alguns testes, onde algumas configurações de geração e rede de transmissão são utilizadas.

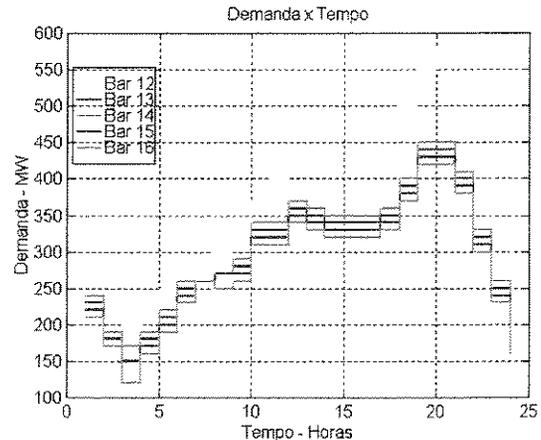
6.4.1. Teste 01: Configuração básica.

A seguir mostraremos os gráficos das demandas nas barras de carga. Todos os testes deste capítulo serão realizados levando em consideração estas curvas de demanda, que tem um perfil semelhante às curvas de demandas reais da região. Como mostrado nas figuras 3, 4 e 5, a seguir, a grande variação que sofre a carga durante um horizonte 24 horas é importante para podermos avaliar o comportamento do *spot price* diante de condições extremas de operação do sistema.

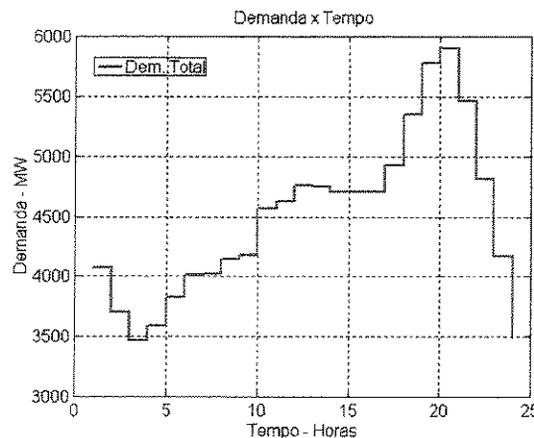
Na figura 3, toda a demanda das barras 6 e 7 foi baseada em contratos preestabelecidos, o que justifica um comportamento que não segue a tendência de ter uma ponta por volta das vinte horas como nas demais barras. Nas barra 8 e 9, parte da demanda é residencial e comercial, a outra parte obedece a contratos predefinidos. Nas demais barras não há diferenciação entre os tipos de consumidores.



(Figura 3)



(Figura 4)



(Figura 5)

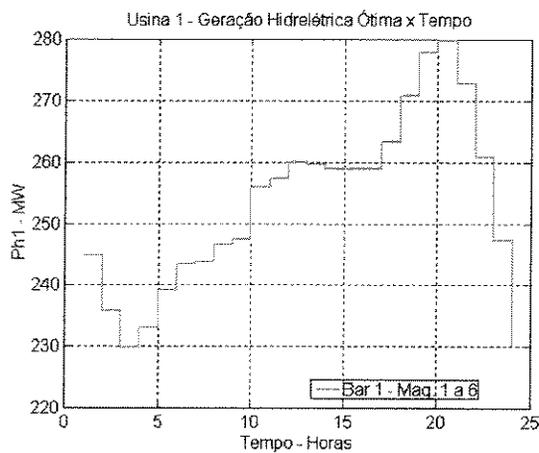
A tabela 1, a seguir, mostra a configuração geral da geração hidrelétrica do sistema assim como alguns de seus limites operacionais. Na última linha da tabela, 1 significa máquina operando e 0 máquina fora de operação. Como podemos perceber, todas as máquinas das usinas estão operando neste teste.

TESTE 01	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4
Limites de Meta	7.200 a 64.800	4.800 a 33.600	12.264 a 55.200	3.600 a 57.600
Meta	31.200	15.600	50.500	14000
Limites de H_{liq}	86 a 106	102 a 152	23 a 35	83 a 123
H_{liq}	100	150	31	120
Máq. em Op.	1111111	1111	11111111111	111

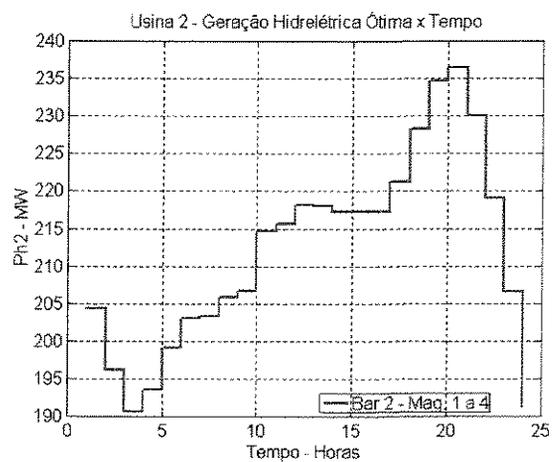
(Tabela 1)

1) Geração ótima do sistema

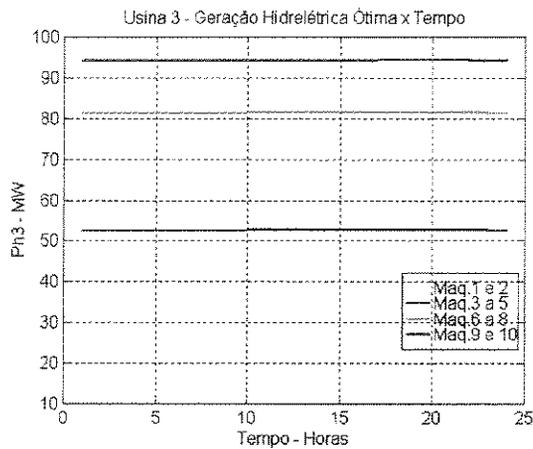
Observando os gráficos de geração, figuras 6, 7, 8 e 9 para despacho ótimo, podemos observar que, excluindo a usina da barra 3 cujo comportamento foi fixado como fio d'água (determinou-se uma meta de consumo de água muito alta), as demais usinas procuram acompanhar as variações da curva de demanda total mostrada anteriormente (as metas de consumo de água definidas permitiram deslocar a maior parte da geração para ponta)(figura 4). As curvas de geração tem comportamento bem definido, pois no processo de otimização as restrições de meta de consumo de água são atendidas de modo se obter máxima geração na ponta da demanda.



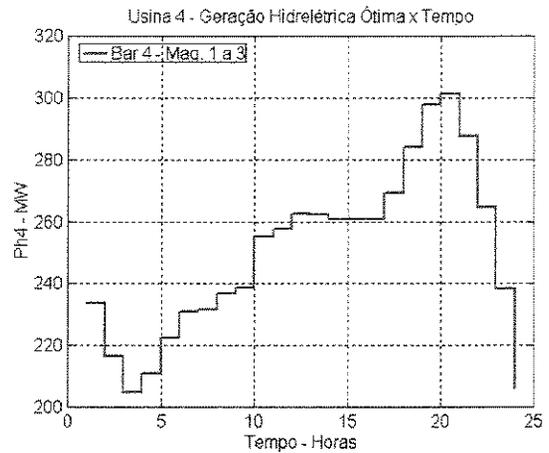
(Figura 6)



(Figura 7)

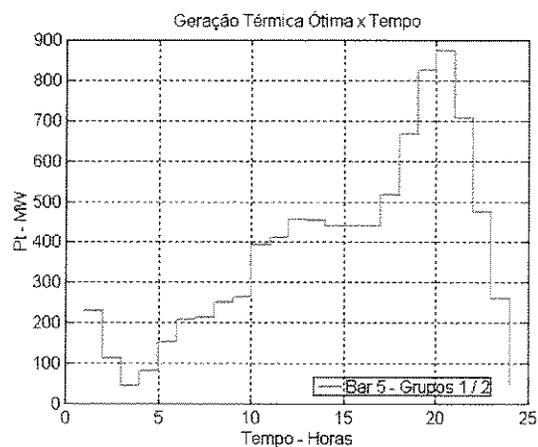


(Figura 8)



(Figura 9)

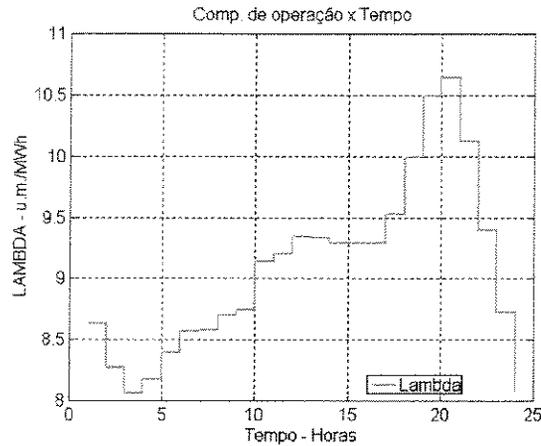
A geração termelétrica se apresenta mais significativa nos horários em que a demanda é alta (principalmente na ponta da demanda). Neste intervalo de tempo, não há como toda a produção hidrelétrica atender ao incrementos da carga, tornando inevitável a maior participação das máquinas das termelétricas (figura 10).



(Figura 10)

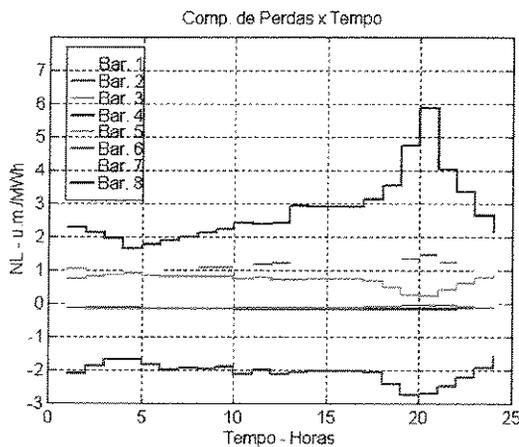
2) Componentes do Spot Price

A figura 11, a seguir, mostra a componente de operação do *spot price* (sistema do lambda). Seu perfil possui o mesmo comportamento que o da curva de demanda total do sistema (figura 5).

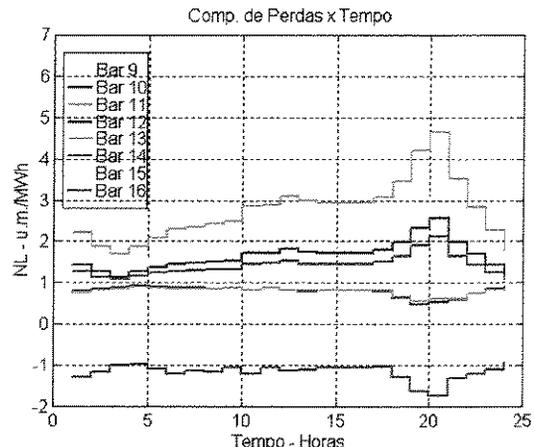


(Figura 11)

A componente de perdas na rede de transmissão, figuras 12 e 13, apresenta valores negativos para as barras de geração hidrelétrica de modo a diminuir o valor pago pela energia elétrica. Os grandes valores obtidos para a barra 4, devem-se ao fato desta barra estar localizada no ponto mais distante do sistema em relação à barra de referência, portanto a influências das perdas é forte. Nas barras de carga e na geração térmica esta componente apresenta valores positivos, que é uma maneira de aumentar o valor do preço da energia elétrica ao consumo. A exceção continua sendo a barra 12 que devido a proximidade da barra 4, apresenta mesmo comportamento desta barra geradora.

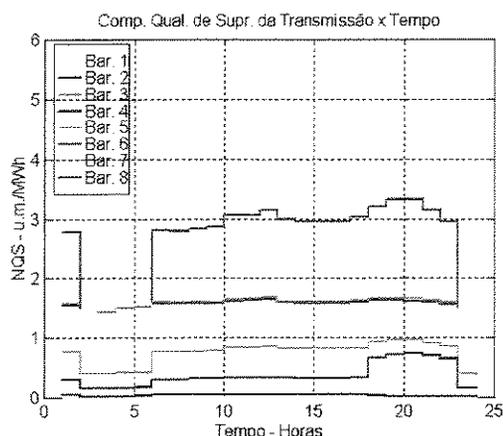


(Figura 12)

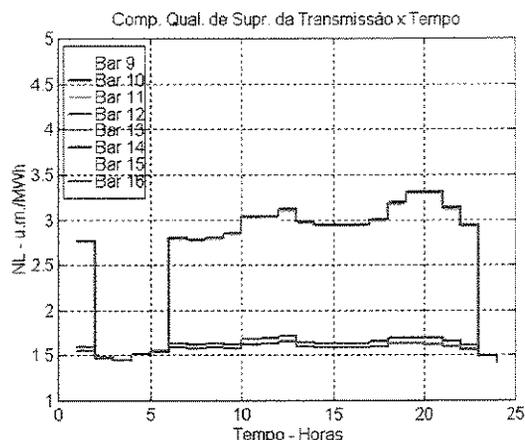


(Figura 13)

A componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão, figuras 14 e 15, apresenta sempre valores positivos. Sua participação no cálculo do *spot price* aumenta a partir do instante em que mais linhas de transmissão ultrapassam seu limites normais de operação (cerca de 90% do carregamento máximo em cada linha de transmissão). Quanto maior o valor ultrapassado pelo fluxo em uma linha, maior será sua componente de qualidade de suprimento, ou seja, maior será sua participação no cálculo do *spot price*.

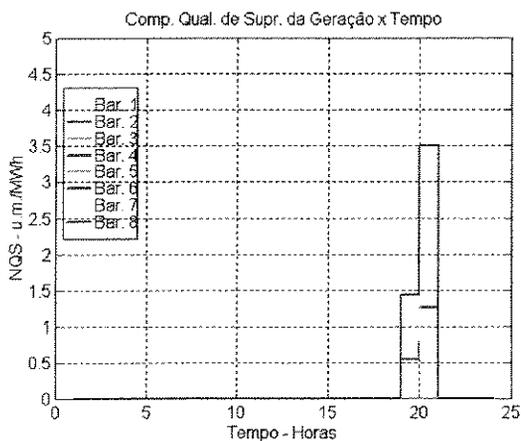


(Figura 14)

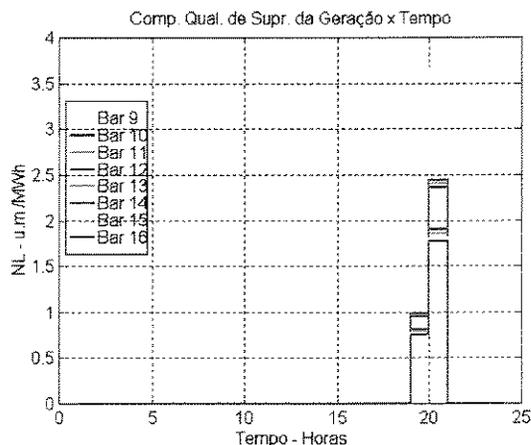


(Figura 15)

A componente de qualidade de suprimento da geração (figuras 16 e 17), como dito em capítulos anteriores, apresentam valores não nulos sempre que a geração total ultrapassar um certo valor crítico. Portanto é normal que ela só exista na ponta da demanda. Outra característica importante que podemos perceber aqui, é que a penalização imposta por esta componente ocorre de acordo com a participação da barra de carga na sobrecarga da geração.



(Figura 16)

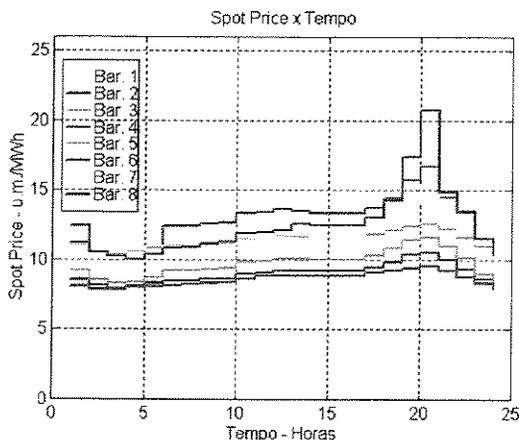


(Figura 17)

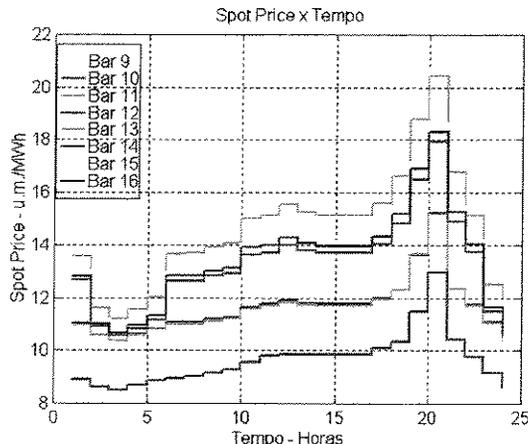
3) Spot Price nas barras do sistema

Os gráficos do *spot price*, mostrados nas figuras 18 e 19, mostram que o preço em todas as barra dos sistema acompanham as variações da demanda. Note que as curvas mais “baixas” correspondem aos preços pagos a geração hidrelétrica pela energia gerada. A usina da barra 4 é a que apresenta menores valores do *spot price*. A resposta esta no fato desta usina ser a barra mais distante da barra de referência e portanto apresentar maiores perdas. A termelétrica da barra 5 é a usina mais bem paga pela energia gerada. Tal situação ocorre porque as máquinas desta térmica entram em operação quando o valor do preço pago pela energia elétrica gerada é suficientemente alto.

Nas barras de carga apresentam comportamentos semelhantes. Chama a atenção a barra 12 que apresenta valores de preço da energia muito aquém das demais barras de carga do sistema. Se notarmos a disposição desta barra no diagrama unifilar do início deste capítulo (figura 1), perceberemos que esta barra é a mais próxima da usina hidrelétrica da barra 4 e esta possui *spot price* muito baixo. Podemos concluir então que a proximidade de uma barra de carga com uma barra geradora que permita grande oferta de energia elétrica, mesmo distante da barra de referência influenciará o preço da energia nesta de modo a diminuir o valor do pago por seus consumidores.



(Figura 18)



(Figura 19)

Se retornarmos ao gráfico do *spot price* percebemos que as barra 6 e 7 apesar de muito próximas, apresentam diferenças significativas no preço da energia elétrica. O gráfico da figura 14 fornece a resposta para este fato. Podemos notar que a componente de qualidade de suprimento da transmissão apresenta valores distintos para estas duas barras. Isto é um modo de mostrar que as linhas ligadas a barra 6 apresentaram-se mais carregadas

que as ligadas a barra 7, justificando então preços da energia elétrica diferentes para duas barras muito próximas fisicamente.

6.4.2. Teste 02: Usina da barra 4 não é despachada

A tabela 2, a seguir, apresenta as informações de meta de consumo de água, altura líquida do reservatório e as máquinas que estarão operando neste intervalo de tempo. Note que nenhuma máquina da usina 4 foi despachada neste dia, portanto não há gastos com água. Por outro lado, tivemos que aumentar as metas de consumo de água para as demais usinas com reservatório para compensar a falta de geração da barra 4.

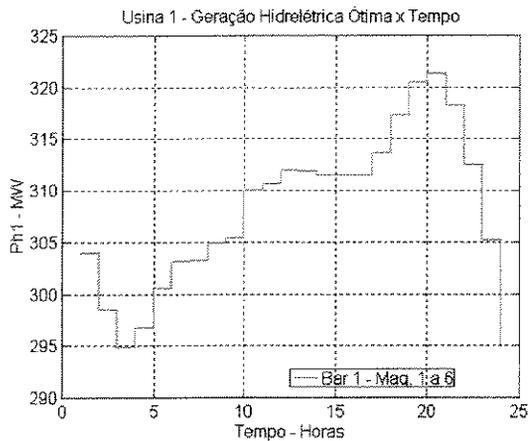
TESTE 02	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4
Limites de Meta	7.200 a 64.800	4.800 a 33.600	12.264 a 55.200	3.600 a 57.600
Meta	42.200	23.600	45.500	0
Limites de H_{liq}	86 a 106	102 a 152	23 a 35	83 a 123
H_{liq}	100	150	31	120
Máq. em Op.	1111111	1111	1111111111	000

(Tabela 2)

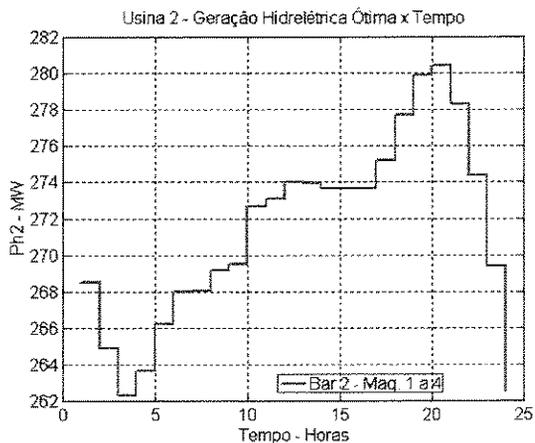
As curvas de demanda, para este teste, não serão mostras aqui, visto que já foram apresentadas no teste 1 (figura 3, 4 e 5).

1) Geração ótima do sistema

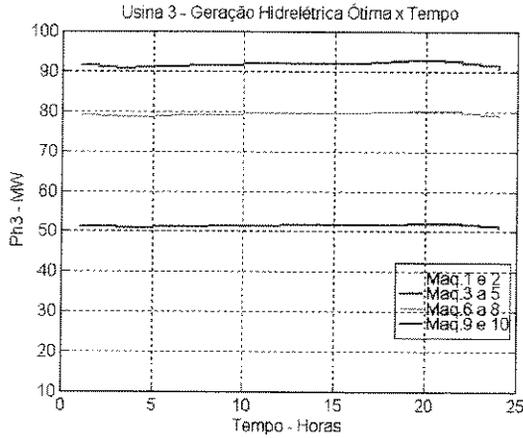
Mostraremos a seguir os gráficos do despacho ótimo da geração (figuras 20 a 24). Podemos perceber que, como não houve geração na barra 4, as demais usinas do sistema deverão suprir esta falta.



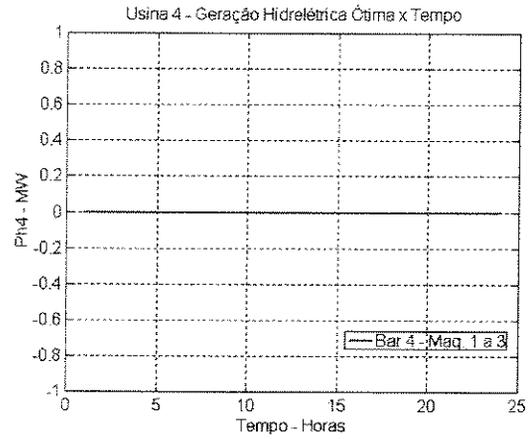
(Figura 20)



(Figura 21)

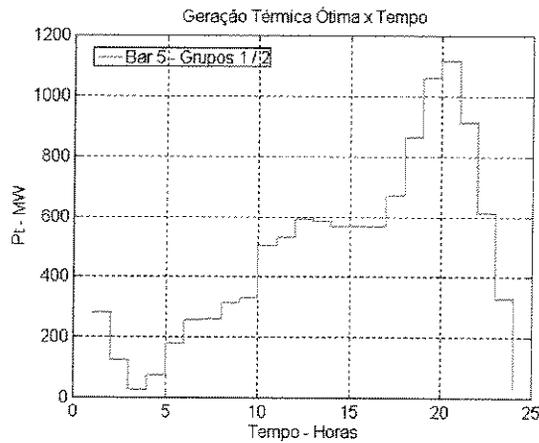


(Figura 22)



(Figura 23)

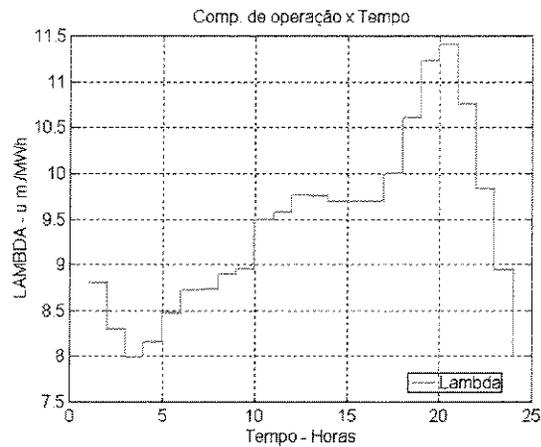
As usinas das barra 1 e 2 (figuras 20 e 21), tem que aumentar seus níveis de geração hoara-a-hora. Este novo pré-despacho fez com que as máquinas destas usinas sofram menores oscilações de geração, por outro lado a participação térmica aumentou consideravelmente no sistema.



(Figura 24)

2) Componentes do Spot Price

A componente de operação do sistema (sistema lambda) mostrada no gráfico da figura 25, sofre alta substancial na ponta da demanda (comparara com figura 11). Este intervalo coincide com a maior participação térmica na geração total do sistema para suprir a saída da barra 4.

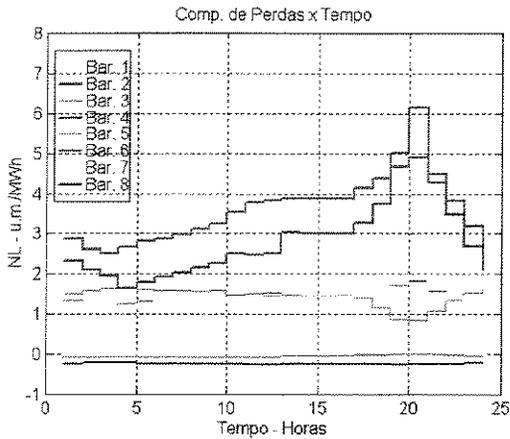


(Figura 25)

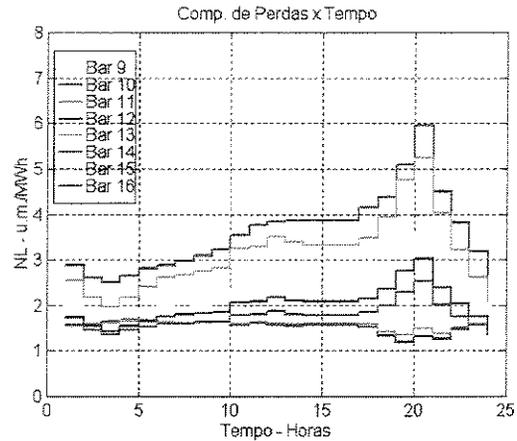
A não operação da usina da barra 4, fez com que as demais usinas tivessem que suprir sua falta aumentando seus níveis de geração, mas respeitando, é claro, as limitações impostas pelas restrições de meta de consumo de água e atendimento à demanda. Este remanejamento da geração modificou toda a matriz de fluxo de carga do sistema o que acabou refletindo nas componentes de perdas e qualidade de suprimento da rede de transmissão.

No que se refere a componente de perdas na rede de transmissão (figuras 26 e 27), as barra 4 e 12 apresentam mudanças significativas. Como não há geração na barra 4, esta componente inverte seu modo de penalização, tornando-se positiva. A distância entre esta usina e a barra de referência é muito grande, portanto as perdas também o serão, o que justifica os elevados valores alcançados.

Não havendo a influência da barra 4, a componente de perdas volta a penalizar a barra 12 como uma barra de carga, ou seja, aumentando o preço da energia elétrica de acordo com a quantidade de perdas nas linhas de transmissão.

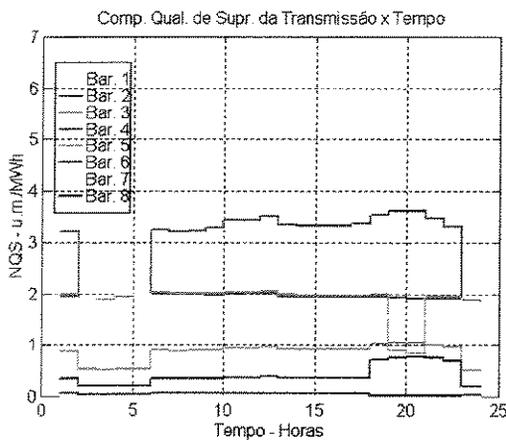


(Figura 26)

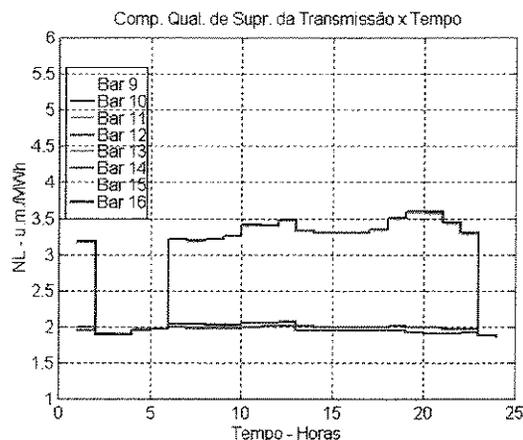


(Figura 27)

Nas figuras 28 e 29, temos os gráficos da componente de qualidade de suprimento da rede de transmissão. O comportamento desta componente nas barras do sistema sofreu algumas mudanças, o que podemos notar é que a modificação nos fluxos das linhas devido a saída da hidrelétrica na barra 4, provocou acréscimos nesta componente. O que já era esperado pois assim teremos mais linhas transportando energia elétrica fora de seu padrões normais de operação.



(Figura 28)

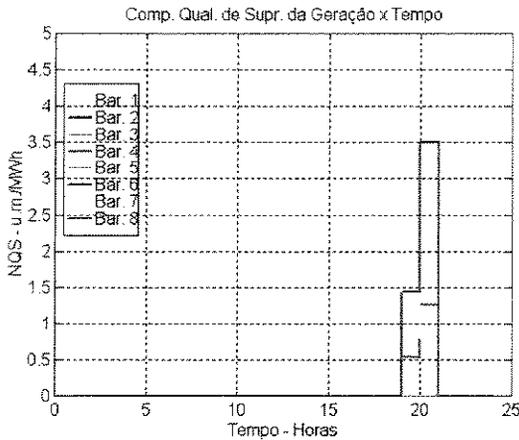


(Figura 29)

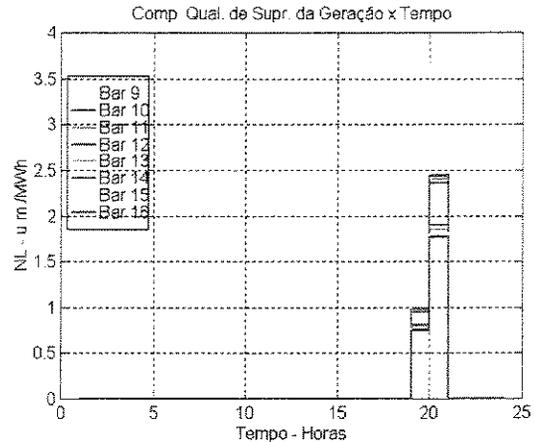
A componente de qualidade de suprimento da geração, figuras 30 e 31, não sofreu qualquer modificação. O fato é que no modelo da usina térmica, não se preocupou em impor limites à sua capacidade de geração. Assim eventuais diminuições na capacidade

hidrelétrica não afeta a capacidade de geração total, estando a térmica sempre pronta para compensá-las.

Se o modelo da térmica teve sido considerado com limites na geração, a saída de alguma máquina diminuiria a capacidade total de geração do sistema. Assim uma nova margem de segurança teria que ser calculada, $g_{crit.}$, para o cálculo desta componente.



(Figura 30)

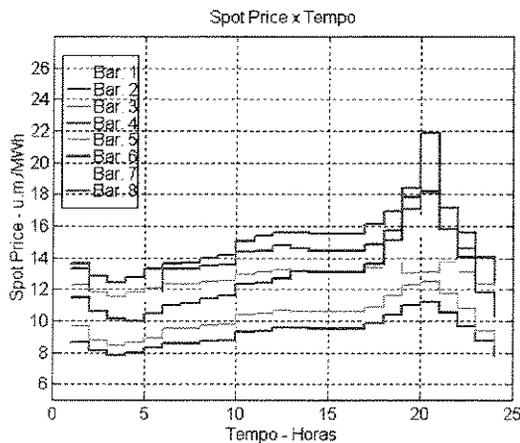


(Figura 31)

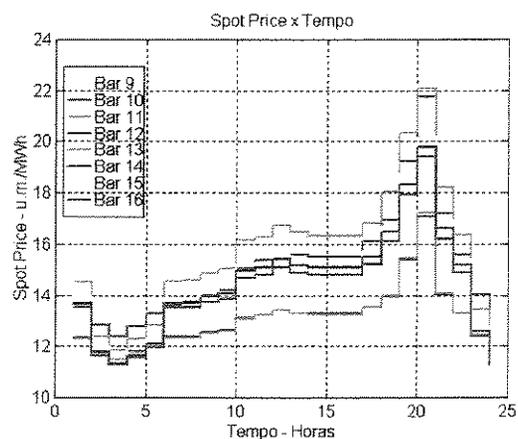
3) Spot Price nas barras do sistema

As curvas dos gráficos do *spot price*, figuras 32 e 33, sofreram elevação de modo geral. Na barra 4 o preço pago pela energia é o mais alto entre todas as barras de geração, o que sugere uma situação ilusória visto que não há energia para ser vendida.

O principal objetivo deste teste é identificar se o preço cobrado na barra 12 é baixo por influência da barra 4 ou não. Como podemos observar nas figuras 32 e 33, com a retirada de operação desta usina a curva do preço da energia elétrica para a barra 12 deu um salto, passando a ser uma das barras mais cara do sistema (comparar com as figuras 18 e 19). Isto é suficiente para comprovar a influência da barra 4.



(Figura 32)



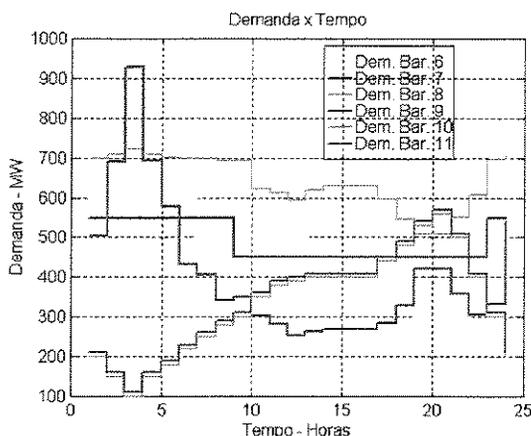
(Figura 33)

6.5. Resposta linear da Demanda ao *spot price*

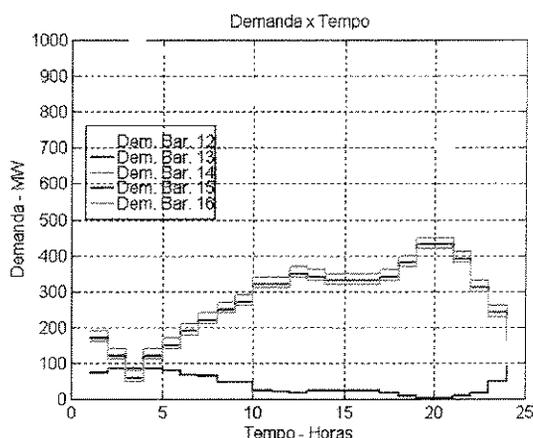
Assim como no capítulo anterior, dotamos algumas barras de carga do sistema hidrotérmico com capacidade de responder ao preço da energia elétrica. A expressão da resposta da demanda é a mesma utilizada no item 5.9 do capítulo anterior.

Para responder ao *spot price* foram escolhidas as barra 8, 9, 12 e 13. Nas duas primeiras, apenas parte da demanda tem capacidade de resposta, na figura 1 (diagrama unifilar) estas parcelas são nomeadas intercâmbios III e IV respectivamente. Nas barras 12 e 13, toda a demanda tem capacidade de resposta.

As figuras 34 e 35, a seguir, mostram as curvas de demanda, para cada barra do sistema, após a resposta ao preço da energia.



(Figura 34)

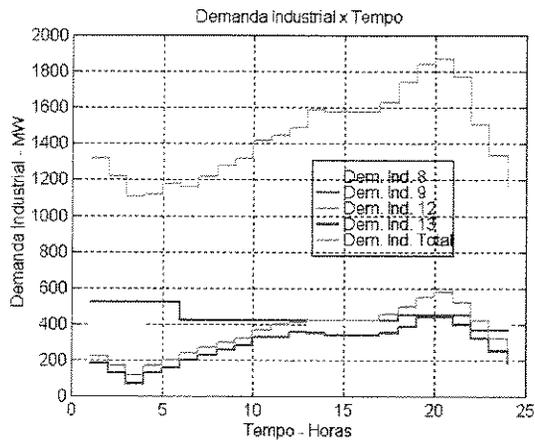


(Figura 35)

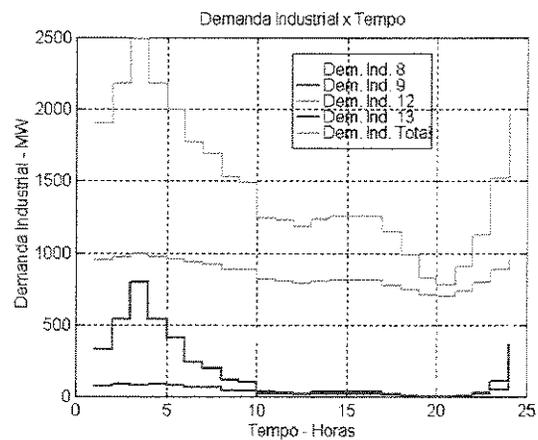
Podemos notar que houve significativa mudança de comportamento nas barras dotadas de poder de resposta ao *spot price*. A barra 12 possuía uma curva de preço muito “barata” por influência da usina da barra 4, isto permitiu que ela fosse incentivada ao consumo o que justifica seu crescimento exagerado (comparar com as figuras 3,4 e 5).

Todas as barras reduzem suas demandas quando estas estiverem no horário da ponta da demanda do sistema, ou seja, nesta faixa de tempo o valor do preço pago pela energia elétrica é alto o que não motivando seu consumo. A situação inversa ocorre quando o valor pago é baixo, há um incentivo econômico para aumentar o consumo da energia elétrica.

Este comportamento é claro se observarmos as curvas de demanda antes e após a resposta, conforme as figuras 36 e 37. Podemos notar também que apesar da inversão no comportamento do consumo destas barras, a quantidade total de energia elétrica consumida no sistema praticamente não se alterou em todo o período de tempo estudado.

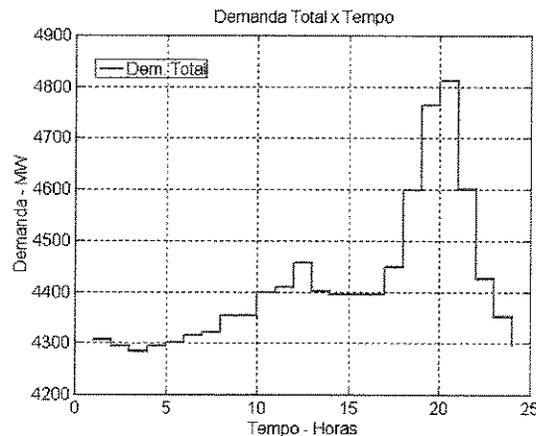


(Figura 36)



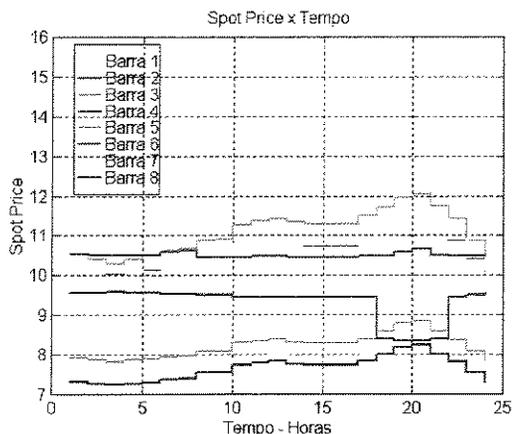
(Figura 37)

A figura 38, a seguir, mostra que este tipo de resposta trás benefícios ao sistema. Podemos notar que com apenas quatro barras de carga respondendo ao *spot price*, já houve uma redução acentuada na ponta da demanda (comparar com a figura 5). Na faixa de tempo que o sistema estava mais ocioso, que é por volta das três horas, houve um aumento de demanda. As vantagens estão no fato da operação do sistema distanciar-se de seus limites extremos, o que diminui a possibilidade de ocorrência de contingências, ou mesmo ociosidade da geração.

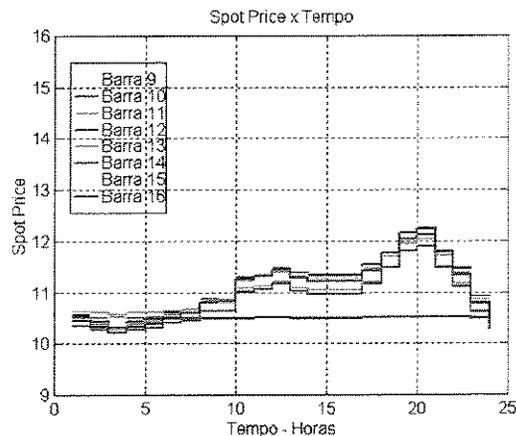


(Figura 38)

Outra consequência importante deste tipo de resposta é que todas as barras do sistema acabam obtendo benefícios. No caso das barras de carga que não participaram da resposta ao *spot price*, a tendência de equalização da demanda reduz o preço da energia elétrica, diminuindo as penalizações aos consumidores. Já para as barras de geração, esta mudança faz com que o preço da energia gerada seja mais elevado, propiciando então mais lucros na produção (figuras 39 e 40).



(Figura 39)



(Figura 40)

6.6. Bibliografia

- [1] **Furnas**, “*Usinas Hidrelétricas*”, <http://www.furnas.com.br>
- [2] **Celg, Centrais Elétricas do Estado de Goiás**, “*Cachoeira Dourada*”, <http://www.celg.com.br>
- [3] **Fortunato, L. A. Machado, Araripe, T. A. Neto, Albuquerque, J. C. Ribeiro, Pereira, M. V. Ferraz**, “*Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistema de Produção de Energia Elétrica*”, Eletrobrás, Eduff – Editora Universitária, Niterói – RJ, 1990
- [4] **Burian, Yaro Jr.**, “*Circuitos Elétricos*”, UNICAMP, agosto de 1991;
- [5] **Monticelli, Alcir J.**, “*Fluxo de Carga em redes de Energia Elétrica*”, CEPEL/ELETROBRÁS, Edgard Blücher, 1946;
- [6] **Wollenberg, Allen J. Wood, Bruce F.**, “*Power Generation Operation and Control*”, 2th edition, Wiley, 1996;
- [7] **Schweppe, M.C. Caramanis e outros, F.C.**, “*Spot Price of Electricity*”, 1988;
- [8] **Matlab**, “*Matlab – User’s Guide*”, August, 1992;

Conclusão

Após a apresentação da atual realidade do setor elétrico brasileiro, de um estudo dos principais assuntos que regem o seu processo de reestruturação, da teoria do spot price e a execução de diversos testes em sistemas termelétricos e hidrotérmicos podemos enumerar algumas conclusões importantes:

1) Primeiramente, podemos afirmar que a idéia de propor uma nova metodologia para o cálculo do spot price em sistema hidrotérmicos foi concretizada. Propomos o cálculo do valor pago ou recebido pela energia elétrica em cada barra de um sistema tendo como base um pré-despacho que enxerga a produção ótima de cada máquina de uma determinada usina do sistema durante o horizonte de um dia. Deste modo abre-se a possibilidade de escolhermos a melhor maneira de despacharmos as máquinas de uma usina de modo a satisfazermos demanda e consumo de água.

2) O preço da energia elétrica é muito sensível a variações nos parâmetros do sistema. Se uma usina hidrelétrica passa por período cujas condições hidrológicas são ruins ou ocorre alguma contingência em alguma máquina ou mesmo no sistema de transmissão, o valor do preço da energia elétrica sofre variações significativas.

3) Uma função importante do spot price é de atuar como agente regulador do sistema. Isto ocorre porque suas componentes podem motivar ou desmotivar o consumo ou geração de energia elétrica. Os testes mostram que com o spot price o sistema tende a operar fora de seu limites extremos, ou seja, não há ociosidade nem sobrecarga na geração e transmissão. A demanda passa a ser altamente influenciável pelo preço da energia elétrica, o que é natural.

4) No cálculo do spot price podemos concluir que a inclusão de determinados componentes, como por exemplo, perdas e qualidade de suprimento da transmissão podem penalizar fortemente os consumidores conectados em determinados pontos da rede. A decisão de incluir ou não, ou o peso atribuído a cada um desses componentes é no fundo uma decisão política. Acreditamos que órgão regulador do sistema (OIS), além de absolutamente necessário, terá que atuar com determinação para se alcançar todos os benefícios da otimização da operação do sistema.

5) O acesso a novas fontes de combustíveis, como por exemplo o gás proveniente da Bolívia, tendem a favorecer a implantação de novas usinas térmicas. Outra boa possibilidade é a cogeração em empresas de grande porte como por exemplo usinas de álcool e açúcar que podem utilizar o bagaço de cana desidratado como combustível. Com estas possibilidades, as perspectivas de melhorar a proporção entre usinas termelétricas e hidrelétrica são positivas para o parque gerador brasileiro, diminuindo assim, sua dependência em relação as variações hidrológicas.

