



**XXI SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO VI**

**GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**UM MODELO DE PRÉ-DESPACHO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS PARA FORMAÇÃO DE PREÇOS EM  
MERCADOS DE ENERGIA**

**André Henrique Benetton Vergílio  
UNESP – Bauru**

**Marcelo Augusto Cicogna  
Anhanguera Educacional**

**Leonardo Nepomuceno (\*)  
UNESP - Bauru**

**RESUMO**

Este trabalho propõe um modelo de pré-despacho (PD) de sistemas hidrotérmicos para a formação de preços em mercados de energia de curto prazo (preços hora-a-hora em um dia de operação). O modelo incorpora restrições de mercado e aspectos negligenciados nos modelos adotados no Brasil, além de adotar uma estrutura de decomposição que viabiliza sua solução com tempos computacionais bastante reduzidos. Simulações são apresentadas envolvendo um sistema teste e o SIN. Análises de sensibilidade com relação aos principais parâmetros são apresentadas, de modo a verificar a consistência/coerência da construção teórica do modelo e do processo de formação de preços obtido.

**PALAVRAS-CHAVE**

Pré-despacho, mercados de energia, formação de preços, sistemas hidrotérmicos.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Em um ambiente de mercados, os modelos de pré-despacho (PD) de sistemas hidrotérmicos possuem seu escopo de aplicação ampliado. Nesses ambientes, além das tarefas tradicionais relacionadas ao despacho, tais modelos também devem ser capazes de: i) individualizar os despachos realizados nos mercados *pool* e bilateral; ii) representar as inter-relações entre os mercados *pool* e bilateral; iii) calcular os preços *spot* hora-a-hora por meio de um mecanismo de formação de preços eficiente; iv) fornecer sinalizações econômicas que viabilizem a expansão dos sistemas de geração, a partir de um mecanismo de formação de preços adequado; v) mitigar riscos associados aos déficits futuros de energia e riscos associados ao poder de mercado [3].

O Brasil não possui ainda um mercado *pool* de curto prazo no qual os preços *spot* sejam calculados hora-a-hora. Os preços *spot* são calculados pela CCEE em base semanal em três patamares de carga, utilizando os pacotes NEWAVE e DECOMP. Esta abordagem está baseada em conceitos desenvolvidos para o ambiente anterior à implantação dos mercados. No que diz respeito às questões de mercado, as principais deficiências dessa abordagem são: i) a produção hidráulica não é otimizada, ou seja, os critérios de otimização utilizados não buscam a operação em pontos de maior produtividade das usinas hidráulicas; ii) em algumas situações, não parece haver correlação entre os preços *spot* e a situação hidrológica; como exemplo, cita-se que antes do racionamento de 2001, os preços estavam inesperadamente baixos; iii) os geradores hidráulicos, que correspondem à maior parcela de geração, não podem dar lances no *pool*, pois a possibilidade de tais lances pode comprometer a confiabilidade do sistema [1]; iv) o mecanismo de realocação de energia (MRE) [2] separa o despacho físico do despacho financeiro, de modo que um gerador não recebe pelo que ele gera de fato, mas pelo que ele contribui para a energia assegurada do sistema. Esse tipo de sinalização econômica distorce os preços, que devem estar sempre baseados na relação produção-consumo. Trabalhos anteriores divulgados no SNPTTE sugerem que o MRE tem prejudicado a arrecadação de algumas concessionárias de forma discriminatória [2].

Este trabalho propõe um novo modelo de PD específico para o ambiente de mercados de sistemas predominantemente hidráulicos, que incorpora as principais restrições associadas aos sistemas de geração. O modelo proposto apresenta alguns aspectos de modelagem que têm sido desprezados na abordagem adotada no

(\*) Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia, Univ Estadual Paulista - UNESP, Av. Eng. Luiz Edmundo Carrijo Coube, 14-01, 17033-360, Bauru – SP – Brasil. Tel.: (+55 14) 3103-6115 – Fax: (+55 14) 3103-6115, e-mail: leo@feb.unesp.br.

Brasil, tais como: i) a produção hidráulica é otimizada, por meio da função de oportunidade hidráulica proposta; ii) não há desvinculação entre os despachos físico (*pool*) e comercial (bilateral); iii) não há necessidade de mecanismos de realocação; iv) as inter-relações entre os mercados *pool* e bilateral são representadas em um único problema de otimização denominado de PD combinado *pool*-bilateral; v) a exposição ao risco de déficit futuro é intrinsecamente mitigada; vi) há uma correlação coerente entre as condições hidrológicas e os preços de mercado, que é o que se espera para um sistema hidrotérmico; vii) a metodologia de decomposição adotada reduz drasticamente o esforço computacional de solução, viabilizando a solução de sistemas de grande porte.

Resultados numéricos são obtidos com simulações envolvendo um sistema teste e o SIN. Para ambos os sistemas mostra-se que o PD proposto é capaz de calcular os preços *spot* hora-a-hora em tempos computacionais muito reduzidos. Noa seção de resultados, são apresentadas análises de sensibilidade com relação aos parâmetros do modelo, destacando alterações dos preços *spot* calculadas com relação às variações na demanda, metas energéticas, e contratos bilaterais.

## 2.0 - MODELO PROPOSTO

O modelo de PD proposto é matematicamente descrito pelo problema de otimização dado de (1) a (12).

$$\text{Min} \quad \sum_{t=1}^T \left[ \sum_j C_{j,t} (pt_{j,t}) + \sum_i Co_{i,t} (ph_{i,t}) \right] \quad (1)$$

s.a:

$$\sum_j pt_{j,t} + \sum_i ph_{i,t} = D_t; \forall t \quad (2)$$

$$pt_j^{\min} \leq pt_{j,t} \leq pt_j^{\max}; \quad ph_i^{\min} \leq ph_{i,t} \leq ph_i^{\max}; \quad \forall t, i, j \quad (3)$$

$$\sum_{t=1}^T ph_{i,t} + \sum_{t=1}^T L_{i,t} (ph_{i,t}) = M_i; \quad \forall i \quad (4)$$

$$ph_{i,t} \geq GDh_{i,t}; \quad pt_{j,t} \geq GDt_{j,t}; \quad \forall t, i, j \quad (5)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left( y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t-TV} - u_{i,t} \right) \frac{\Delta t}{10^{-6}}; \quad \forall i, t \quad (6)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2}; \forall i, t \quad (7)$$

$$hl_{i,t} = hm_i (x_{i,t}^{med}) - hj_i (u_{i,t}) - pc_{i,t}; \quad \forall i, t \quad (8)$$

$$ph_{i,t} = \rho \cdot g \cdot \eta_{i,t} \cdot hl_{i,t} \cdot q_{i,t}; \quad \forall i, t \quad (9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t}; \quad \forall i, t \quad (10)$$

$$x_i^{\min} \leq x_{i,t} \leq x_i^{\max}; \quad q_{i,t}^{\min} \leq q_{i,t} \leq q_{i,t}^{\max} (hl_{i,t}); \quad \forall i, t \quad (11)$$

$$v_{i,t} \geq 0; \quad \forall i, t \quad (12)$$

Em que:

$T$  = número total de intervalos de tempo

$t$  = índice dos intervalos de tempo

$j$  = índice das usinas termoeletricas

$i$  = índice das usinas hidrelétricas

$C_j$  = função de custo de geração térmica da usina termoeletrica  $j$  (\$)

$pt_{j,t}$  = potência gerada pela termoeletrica  $j$  (MW)

$Co_{i,t} = preço_i L_i(ph_{i,t})$  = função custo de oportunidade da hidrelétrica  $i$  (MW)

$L_i(ph_{i,t})$  = função de perdas hidráulicas da usina  $i$  (MW)

$preco_t$  = preço spot elétrica no intervalo  $t$  (\$)

$ph_{i,t}$  = potência gerada pela hidrelétrica  $i$  no intervalo de tempo  $t$  (MW)

$D_t$  = demanda total no intervalo de tempo  $t$  (MW)

$pt_j^{\min}$  = potência mínima que pode ser gerada pela termoeletrica  $j$  (MW)

$pt_j^{\max}$  = potência máxima que pode ser gerada pela termoeletrica  $j$  (MW)

$ph_i^{\min}$  = potência mínima que pode ser gerada pela hidrelétrica  $i$  (MW)

$ph_i^{\max}$  = potência máxima que pode ser gerada pela hidrelétrica  $i$  (MW)

$M_i$  = meta energética diária para a hidrelétrica  $i$  (MWh)

$Gdh_{i,t}$  = potência da hidrelétrica  $i$  no intervalo de tempo  $t$  reservada para contratos bilaterais previamente firmados (MW)

$GD_{j,t}$  = potência da termoeletrica  $j$  no intervalo de tempo  $t$  reservada para contratos bilaterais previamente firmados (MW)

$\Omega_i$  = conjunto de todas as usinas imediatamente a montante da usina  $i$

$u$  = vazão defluente ( $m^3/s$ )

$tv$  = tempo de viagem da água entre a usina  $k$  e a usina  $i$

$x_{i,t}$  = volume armazenado no reservatório da hidrelétrica  $i$  e no intervalo  $t$  ( $hm^3$ )

$y$  = vazão incremental afluyente ( $m^3/s$ )

$k$  = índice das usinas a montante da usina  $i$

$\Delta t$  = tamanho do intervalo  $t$  em segundos (1 hora = 3600 segundos)

$x_{i,t}^{med}$  = volume médio do reservatório da hidrelétrica  $i$  no intervalo  $t$  ( $hm^3$ )

$hl_{i,t}$  = altura de queda líquida da água na hidrelétrica  $i$  durante o intervalo  $t$  (m)

$hm_i$  = polinômio de cota de montante da hidrelétrica  $i$  (m)

$hj_i$  = polinômio de cota de jusante da hidrelétrica  $i$  (m)

$pc_{i,t}$  = perda de carga da usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$  (m)

$\rho$  = peso específico da água ( $kg/m^3$ )

$g$  = aceleração da gravidade ( $m/s^2$ )

$\eta_{i,t}$  = rendimento da usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$

$q_{i,t}$  = vazão turbinada da hidrelétrica  $i$  no intervalo de tempo  $t$  ( $m^3/s$ )

$v_{i,t}$  = vazão vertida da hidrelétrica  $i$  no intervalo de tempo  $t$  ( $m^3/s$ )

$x_i^{\min}$  = volume mínimo de reservatório para a hidrelétrica  $i$  ( $hm^3$ )

$x_i^{\max}$  = volume máximo de reservatório para a hidrelétrica  $i$  ( $hm^3$ )

$u_i^{\min}$  = defluência mínima para a hidrelétrica  $i$  ( $m^3/s$ )

$u_i^{\max}$  = defluência máxima para a hidrelétrica  $i$  ( $m^3/s$ )

$q_{i,t}^{\min}$  = turbinagem mínima para a hidrelétrica  $i$  durante o intervalo  $t$

$q_{i,t}^{\max}$  = máximo de turbinagem da hidrelétrica  $i$  durante o intervalo  $t$

O problema proposto tem como objetivo a minimização dos custos de produção térmica e hidráulica. Os custos térmicos são tradicionalmente descritos por funções quadráticas, sendo que os parâmetros da curva são os lances fornecidos pelos agentes nos leilões de energia; já os custos hidráulicos são os custos de oportunidade propostos em [4] e [5], os quais precificam as perdas hidráulicas descritas em [8]. A minimização da função de custo de oportunidade busca levar a operação hidráulica para pontos próximos à condição de máxima produtividade. Nesses pontos as perdas na função de produção hidráulica são próximas a zero.

As restrições (2) consistem no atendimento da demanda em cada intervalo. As restrições (3) estabelecem limites mínimos de geração das usinas em cada intervalo. As restrições (4) são as metas energéticas fixadas por modelos de longo/médio prazo, que acoplam as decisões de curto e médio/longo prazos. Essa é uma diferença crucial entre o modelo proposto e aquele adotado pelo setor elétrico brasileiro. No modelo do setor, o acoplamento é feito por meio da função de custo esperado futuro (ver em NEWAVE). Do ponto de vista de mercados, a restrição (4) é uma forma mais eficiente, uma vez que os riscos de déficit são intrinsecamente mitigados, o que ocorre porque as usinas dispõem de valores fixos de potência (ou de água) para utilizar em um dia de operação, os quais já foram validados, quanto a critérios de risco, nos estudos de médio/longo prazo. Não existe, portanto, o risco de se gastar mais água do que foi previsto pelos estudos de longo/médio prazo. As restrições (5) fixam valores mínimos de geração em função de contratos bilaterais pré-estabelecidos por usinas térmicas e hidráulicas em cada intervalo. Essas restrições descrevem os despachos dos mercados pool e bilateral em um único problema de otimização, conforme proposto inicialmente em [6]. As restrições (6) correspondem ao balanço de massa dos reservatórios, enquanto (7) e (8) representam o cálculo das alturas de queda líquida das usinas. A função de produção hidráulica é dada por (9), e a defluência é calculada por meio da equação (10). Os limites nos volumes armazenados nos reservatórios, e nas vazões turbinadas pelas usinas são dados respectivamente em (11). As restrições (12) fixam valores não negativos para os vertimentos.

### 3.0 - TÉCNICA DE SOLUÇÃO

O PD proposto é resolvido neste trabalho através de uma abordagem sub-ótima, em que as restrições (6) a (12) relacionadas à parte hidráulica do modelo são relaxadas, e tratadas *a posteriori* por meio de modelos de simulação hidráulica. A abordagem utilizada é sintetizada na Figura 1. O despacho calculado para cada problema relaxado é submetido à simulação hidráulica. Se os limites hidráulicos dados por (6) a (12) não estiverem violados, a solução foi encontrada. Caso contrário, novas restrições hidráulicas são repassadas pelo simulador ao módulo de otimização, de modo a contornar os problemas de infactibilidade nas restrições e o despacho combinado é recalculado. Esse processo é repetido até que todas as restrições estejam satisfeitas. Em geral, o processo iterativo possui convergência bastante simples, dado o acoplamento temporal do problema e o acoplamento dos despachos das usinas hidráulicas, em função das metas energéticas a serem cumpridas.

Modelos de simulação hidráulica para o curto prazo são descritos em [7] e [9]. O problema relaxado resultante da decomposição descrita na Figura 1 envolve apenas variáveis elétricas, e consiste na minimização de funções quadráticas de custo térmico e hidráulico, sujeito a restrições lineares, exceto pela restrição (4), a qual representa a função quadrática de perdas hidráulicas. Tal problema relaxado é resolvido utilizando-se o método de pontos interiores (MPI) primal-dual barreira logarítmica, o qual calcula o despacho de cada usina em cada intervalo de tempo de forma não linear e sem decomposições entre os despachos térmico e hidráulico. Mais detalhes sobre a aplicação do MPI ao problema relaxado podem ser obtidos em [9].

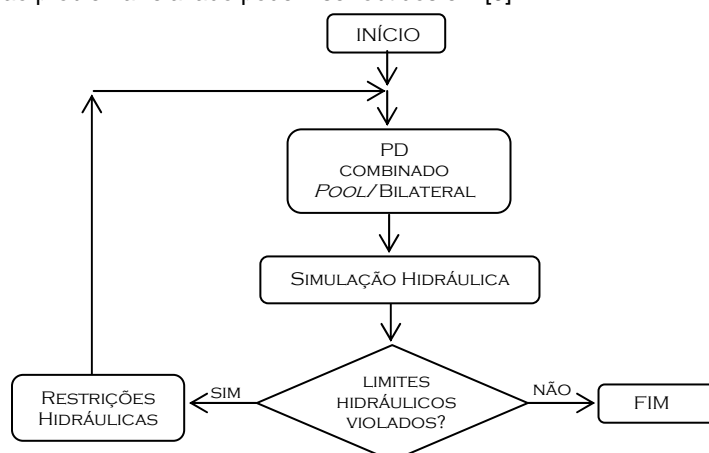


FIGURA 1 – Metodologia de decomposição do problema: modelos de despacho e de simulação hidráulica

### 4.0 - RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

#### 4.1 Resultados com Sistema-Teste

##### 4.1.1 Dados

Este sistema teste foi construído a partir de dados de 10 hidrelétricas situadas no rio Paranapanema, e 3 termoeletricas obtidas a partir de [6]. As vazões foram retiradas do relatório do ONS de previsão de vazões e geração de cenários de afluências - PMO de março de 2010 (revisão da semana 3). Todos os reservatórios foram considerados com 95% da capacidade máxima. As metas energéticas, dadas em MW, na Tabela 1 foram fixadas como sendo 80% da capacidade máxima das usinas para o período.

Tabela 1 – Metas Energéticas

Usina	Meta	Usina	Meta
Jurumirim (H1)	1962.2	Canoas II (H6)	1612.8
Piraju (H2)	1751.7	Canoas I (H7)	1785.6
Chavantes (H3)	8448.0	Capivara (H8)	12749.0
Ourinhos (H4)	979.2	Taquaruçu (H9)	11040.0
L. N. Garcez (H5)	1689.6	Rosana (H10)	8448.0

Os dados de demanda horária, em MW, foram retirados do ANAREDE e são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 – Perfil diário de demanda

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
1971,0	1863,0	1809,0	1782,0	1755,0	1809,0	1836,0	1863,0	1998,0	2079,0	2133,0	2106,0
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
2079,0	2065,5	2060,1	2057,4	2079,0	2214,0	2700,0	2592,0	2457,0	2322,0	2187,0	2025,0

Os dados da curva de custo das usinas térmicas são fornecidos na Tabela 3, na qual os termos  $b_0, b_1, b_2$  representam os lances da curva quadrática associados aos termos: independente, de ordem 1 e de ordem 2, respectivamente. Os dados das usinas hidráulicas relacionados ao primeiro intervalo de tempo (situação inicial) são fornecidos na Tabela 4 e os limites hidráulicos dessas usinas são mostrados na Tabela 5.

Os polinômios *cota de montante x volume* e *cota do canal de fuga x defluência* são mostrados na Tabela 6, na qual estão os coeficientes de ordem 4 até o termo independente dos polinômios. Na Tabela 7 mostram-se os dados das curvas de perdas hidráulicas (dos coeficientes de ordem 2 até o termo independente dos polinômios) obtidos conforme mostrado em [8] e os limites mínimos e máximos das usinas hidráulicas, obtidos conforme [7].

Tabela 3 – Dados a curva de custo térmica

Usina $j$	$P_j^{\min}$	$P_j^{\max}$	$b_2$	$b_1$	$b_0$
T1	15	150	0,2	21	180
T2	16	160	0,05	25	120
T3	12	120	0,15	35	100

Tabela 4 – Situação inicial ( $t = 1$ ) da usinas hidráulicas

Usina	Previsão $u_i$ ( $m^3/s$ )	$hm_i$ (m)	$x_{i,0}$ ( $hm^3$ )
Jurumirim	434	567.59	6828.9
Piraju	442	531.92	112.78
Chavantes	565	473.56	8615
Ourinhos	800	398.3	22.15
L. N. Garcez	773	384.5	42.166
Canoas II	791	365.95	144.56
Canoas I	824	351.05	208.48
Capivara	1811	333.35	10154
Taquaruçu	1894	283.9	669.4
Rosana	2050	257.9	1887.3

Tabela 5 – Restrições Hidráulicas

Usina $i$	$hm_i^{\min}$ (m)	$hm_i^{\max}$ (m)	$x_i^{\min}$ ( $hm^3$ )	$x_i^{\max}$ ( $hm^3$ )
Jurumirim	559,7	568	3843	7010,6
Piraju	530,5	532	89,87	114,09
Chavantes	465,23	474	5754	8795,24
Ourinhos	397,5	398,34	18,68	22,34
L. N. Garcez	381,17	384,67	15,14	44,48
Canoas II	365	366	122,8	145,7
Canoas I	350	351,1	179,3	207,22
Capivara	321	334	4821,84	10550,55
Taquaruçu	282	284	538,69	676,83
Rosana	256	258	1501,48	1909,73

Tabela 6 – Polinômios das Usinas Hidráulicas

Polinômio cota de montante x volume

Usina	m4	m3	m2	m1	m0
Jurumirim	-1,7E-15	5,18E-11	-6,8E-07	0,006502	542,2366
Piraju	0	0	-0,00018	0,097933	523,1330
Chavantes	-1,5E-15	5,84E-11	-9,4E-07	0,00951	432,0012
Ourinhos	0	0	-0,00279	0,343805	392,0505
L. N. Garcez	0	0	-0,00092	0,171585	378,8918
Canoas II	0	0	-2,4E-07	0,043685	359,64
Canoas I	0	0	-5,5E-07	0,035918	343,5807
Capivara	0	6,96E-12	-2,7E-07	0,005179	301,6274
Taquaruçu	0	0	-8,4E-06	0,024624	271,1629
Rosana	0	0	-7,6E-07	0,00751	246,4441

Polinômio cota do canal de fuga x defluência

Usina	j4	j3	j2	j1	j0
Jurumirim	0	0	-4,4E-07	0,003363	531,3950
Piraju	-5,1E-13	2,69E-09	-5,4E-06	0,006419	503,8101
Chavantes	0	0	-2,8E-07	0,002982	397,4000
Ourinhos	-7,4E-14	5,33E-10	-1,5E-06	0,003721	385,6416
L. N. Garcez	0	0	-1,1E-07	0,002105	365,4050
Canoas II	0	0	0	0,001349	350,9510
Canoas I	0	0	0	0,001376	333,6010
Capivara	0	0	-3,2E-08	0,001083	283,7480
Taquaruçu	0	0	-1,8E-08	0,000753	258,0790
Rosana	0	6,76E-12	-1,9E-07	0,002143	234,8130

Tabela 7 – Dados das curvas de perdas hidráulicas e limites mínimos e máximos de geração hidráulica

Usina	$P_i^{\min}$	$P_i^{\max}$	a2	a1	a0
Jurumirim	14.0	102.2	0.001190	-0.098270	2.057500
Piraju	24.525	91.233	0.003509	-0.358540	8.883700
Chavantes	30.0	440.0	0.000154	-0.052390	6.274300
Ourinhos	2.0	51.0	0.007497	-0.150740	0.788280
L. N. Garcez	2.0	88.0	0.002545	-0.113070	1.047700
Canoas II	3.0	84.0	0.001643	-0.065160	0.666500
Canoas I	4.0	93.0	0.001120	-0.048320	0.560760
Capivara	50.0	664.0	0.000145	-0.066830	13.637200
Taquaruçu	30.0	575.0	0.000245	-0.051340	3.027500
Rosana	10.0	440.00	0.001027	-0.190380	8.087800

#### 4.1.2 Caso Base

Com os dados fornecidos na seção anterior, simulou-se o sistema teste, utilizando o MPI proposto, mas sem levar em conta o mercado bilateral. Assim, nesse caso base todo o despacho foi fechado somente por meio do mercado *pool*. Além disso, este caso base não utiliza o modelo de simulação hidráulica, ou seja, apenas o módulo de PD foi resolvido. O impacto do simulador hidráulico é estudado em outro estudo de caso, a seguir. O despacho obtido, em MW, para esse caso base é mostrado na Tabela 8, em que as usinas térmicas são apresentadas pelas siglas T1,T2,... etc. e as hidráulicas por H1,H2,... etc. A correlação entre as siglas e os nomes das usinas mostradas na Tabela 8 é mostrada na Tabela 1.

Nota-se que a soma de cada linha da Tabela 8 iguala a respectiva demanda, conforme restrição (2). Além disso, a soma das colunas relacionadas às usinas hidráulicas iguala a meta energética, conforme restrição (4). Além disso, pode-se verificar que os limites dados em (3) são respeitados. Assim, a solução obtida é factível com relação a todas as restrições do problema. Da Tabela 8, verifica-se que o modelo despacha a maior parte da geração nas usinas hidráulicas, que possuem custo de operação menor, e uma parcela menor para as térmicas. Conforme se verificou em outros estudos, se não fosse pela restrição de meta energética, a complementação térmica seria nula na maioria das soluções. Os preços *spot* hora-a-hora são mostrados na Tabela 9. Nota-se a tendência de aumento de preços à medida que a demanda aumenta no decorrer do dia, conforme esperado.

Tabela 8 – Despacho calculado para o caso base

Hora	T1	T2	T3	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	Soma
01:00	21.9	47.6	12.0	75.8	70.0	321.9	35.1	63.4	60.7	67.4	482.6	411.3	301.2	1971.0
02:00	20.5	42.0	12.0	71.8	68.7	291.1	34.6	61.6	57.9	63.2	450.0	392.3	297.4	1863.0
03:00	19.8	39.3	12.0	69.8	68.0	275.6	34.3	60.8	56.5	61.1	433.6	382.8	295.5	1809.0
04:00	19.5	37.9	12.0	68.9	67.7	267.9	34.1	60.3	55.8	60.0	425.5	378.0	294.5	1782.0
05:00	19.1	36.5	12.0	67.9	67.3	260.2	34.0	59.9	55.0	59.0	417.3	373.2	293.5	1755.0
06:00	19.8	39.3	12.0	69.8	68.0	275.6	34.3	60.8	56.5	61.1	433.6	382.8	295.5	1809.0
07:00	20.2	40.7	12.0	70.8	68.3	283.4	34.4	61.2	57.2	62.1	441.8	387.5	296.4	1836.0
08:00	20.5	42.0	12.0	71.8	68.7	291.1	34.6	61.6	57.9	63.2	450.0	392.3	297.4	1863.0
09:00	22.3	49.1	12.0	76.8	70.3	329.7	35.2	63.9	61.5	68.4	490.8	416.0	302.1	1998.0
10:00	23.3	53.4	12.0	79.8	71.3	352.8	35.6	65.2	63.6	71.6	515.3	430.2	304.9	2079.0
11:00	24.1	56.3	12.0	81.8	72.0	368.2	35.9	66.1	65.0	73.7	531.6	439.7	306.8	2133.0
12:00	23.7	54.8	12.0	80.8	71.7	360.5	35.8	65.7	64.3	72.6	523.4	434.9	305.9	2106.0
13:00	23.3	53.4	12.0	79.8	71.3	352.8	35.6	65.2	63.6	71.6	515.3	430.2	304.9	2079.0
14:00	23.2	52.6	12.0	79.3	71.2	348.9	35.6	65.0	63.2	71.1	511.2	427.8	304.5	2065.5
15:00	23.1	52.4	12.0	79.1	71.1	347.4	35.6	64.9	63.1	70.8	509.6	426.9	304.3	2060.1
16:00	23.1	52.2	12.0	79.0	71.1	346.6	35.5	64.9	63.0	70.7	508.8	426.4	304.2	2057.4
17:00	23.3	53.4	12.0	79.8	71.3	352.8	35.6	65.2	63.6	71.6	515.3	430.2	304.9	2079.0
18:00	25.2	60.7	12.0	84.7	73.0	391.3	36.3	67.4	67.1	76.8	556.0	453.8	309.6	2214.0
19:00	42.1	128.2	12.0	102.2	86.4	440.0	41.6	85.3	84.0	93.0	664.0	575.0	346.2	2700.0
20:00	33.2	92.6	12.0	102.2	79.8	440.0	39.0	76.4	81.5	93.0	664.0	550.0	328.3	2592.0
21:00	29.0	76.0	12.0	94.7	76.3	440.0	37.7	71.9	74.2	87.3	638.0	501.2	318.9	2457.0
22:00	26.7	66.6	12.0	88.7	74.3	422.2	36.9	69.2	69.9	81.0	588.6	472.7	313.3	2322.0
23:00	24.8	59.2	12.0	83.7	72.7	383.6	36.2	67.0	66.4	75.8	547.9	449.1	308.7	2187.0
00:00	22.6	50.5	12.0	77.8	70.7	337.4	35.4	64.3	62.2	69.5	499.0	420.7	303.1	2025.0
			Perdas:	45.6	30.7	166.9	120.4	112.5	79.2	70.2	436.1	655.0	1106.3	
			Soma	1962.2	1751.7	8448.0	979.2	1689.6	1612.8	1785.6	12749.0	11040.0	8448.0	

Tabela 9 – Preços spot calculados para o caso base

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
29.76	29.2	28.93	28.79	28.65	28.93	29.07	29.2	29.91	30.34	30.63	30.48
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
30.34	30.26	30.24	30.22	30.34	31.07	37.82	34.26	32.6	31.66	30.92	30.05

#### 4.1.3 Caso 1 – Alterações em Metas Energéticas

Nessa seção estuda-se o comportamento dos preços quanto a variações nas metas energéticas de médio/longo prazo. Para isso, as metas foram reduzidas para 70% da capacidade máxima das usinas, refletindo uma situação em que há menor disponibilidade hídrica futura no sistema. Os preços mostrados na Tabela 10 sofreram aumentos em todos os intervalos. Conforme esperado, a redução da fração da demanda atendida pelas hidráulicas requer um redespacho por meio do aumento da complementação térmica, o que eleva os preços *spot* do sistema. Essa correlação direta e coerente entre a disponibilidade de recursos hídricos e os preços é uma das boas características do modelo.

Tabela 10 – Preços spot calculados para o caso de redução na meta das usinas para 70% da capacidade máxima.

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
55,6	54,5	54,0	53,7	53,5	54,0	54,3	54,5	55,8	56,6	57,2	56,9
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
56,6	56,5	56,4	56,4	56,6	58,0	63,9	62,2	60,5	59,1	57,7	56,1

#### 4.1.4 Caso 3 – Introdução de Contratos Bilaterais

Nesta seção estuda-se o comportamento dos preços quanto à introdução dos contratos bilaterais (em MW) mostrados na Tabela 11 para cada intervalo de tempo, conforme restrições (5). Com a introdução dos contratos, os despachos foram alterados, evidenciando a inter-relação entre os mercados bilateral e *pool*. Os preços *spot* também foram alterados em relação ao caso base, conforme mostrado na Tabela 12.

Sempre que as restrições de contratos bilaterais estiverem ativas na solução ótima do *pool*, como neste caso, tanto o despacho quanto os preços *spot* serão impactados pelos contratos. Se compararmos essa solução com o caso base, verifica-se que a introdução dos contratos elevou o custo total de produção de \$160.337,162 para \$160.493,14, já que o espaço de otimização do *pool* foi reduzido em função das restrições de contratos bilaterais ativas. Por outro lado, houve uma diminuição nos preços no mercado *pool*. Isto acontece porque a energia despachada no mercado bilateral é “retirada” da demanda do mercado *pool*. Com uma demanda menor, a média dos preços tende a reduzir.

Tabela 11 – Somatória dos Contratos bilaterais estabelecidos pelos agentes geradores em cada intervalo

	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00
T1	31,0	29,0	28,0	28,0	27,0	28,0	29,0	29,0	31,0	32,0	33,0	33,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	34,0	42,0	40,0	38,0	36,0	34,0	32,0
T2	33,0	31,0	30,0	30,0	29,0	30,0	30,0	31,0	33,0	34,0	35,0	35,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	37,0	45,0	43,0	41,0	39,0	36,0	34,0
T3	25,0	23,0	23,0	22,0	22,0	23,0	23,0	23,0	25,0	26,0	27,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	28,0	34,0	32,0	31,0	29,0	27,0	25,0
H1	23,0	22,0	21,0	21,0	21,0	21,0	22,0	22,0	23,0	24,0	25,0	25,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	26,0	32,0	30,0	29,0	27,0	26,0	24,0
H2	28,0	26,0	25,0	25,0	25,0	25,0	26,0	26,0	28,0	29,0	30,0	30,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	31,0	38,0	36,0	34,0	33,0	31,0	28,0
H3	82,0	77,0	75,0	74,0	73,0	75,0	76,0	77,0	83,0	86,0	88,0	87,0	86,0	86,0	85,0	85,0	86,0	92,0	112,0	108,0	102,0	96,0	91,0	84,0
H4	9,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	10,0	12,0	11,0	11,0	10,0	10,0	9,0
H5	14,0	13,0	13,0	13,0	12,0	13,0	13,0	13,0	14,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	16,0	19,0	18,0	17,0	17,0	16,0	14,0
H6	14,0	13,0	13,0	13,0	12,0	13,0	13,0	13,0	14,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	16,0	19,0	18,0	17,0	17,0	16,0	14,0
H7	16,0	15,0	15,0	14,0	14,0	15,0	15,0	15,0	16,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	18,0	22,0	21,0	20,0	19,0	18,0	16,0
H8	126,0	119,0	116,0	114,0	112,0	116,0	118,0	119,0	128,0	133,0	137,0	135,0	133,0	132,0	132,0	132,0	133,0	142,0	173,0	166,0	157,0	149,0	140,0	130,0
H9	101,0	96,0	93,0	92,0	90,0	93,0	95,0	96,0	103,0	107,0	110,0	108,0	107,0	106,0	106,0	106,0	107,0	114,0	139,0	133,0	126,0	120,0	113,0	104,0
H10	23,0	22,0	21,0	21,0	21,0	21,0	22,0	22,0	23,0	24,0	25,0	25,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	26,0	32,0	30,0	29,0	27,0	26,0	24,0

Tabela 12 – Preços spot calculados para o caso introdução de contratos bilaterais mostrados na Tabela 11.

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
28,81	28,27	28	27,86	27,72	28	28,13	28,26	28,94	29,21	29,68	29,55
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
29,4	29,34	29,31	29,3	29,4	30,11	36,81	33,25	31,6	30,69	29,97	29,13

#### 4.1.5 Caso 4 – Caso sem Simulação Hidráulica

Nesta seção mostra-se o impacto das restrições (6) associadas ao subsistema hidráulico nos preços spot do sistema. Para isso, a solução obtida no caso base foi submetida ao simulador hidráulico, que impõe estas restrições adicionais ao problema, conforme mostrado na Figura 1. Os preços são mostrados na Tabela 13.

Tabela 13 – Preços spot calculados para o caso de introdução das restrições hidráulicas através do simulador.

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
28,69	28,16	27,89	27,75	27,62	27,89	28,02	28,16	28,83	29,25	29,53	29,39
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
29,25	29,18	29,15	29,14	29,25	30,00	58,57	42,15	34,30	30,98	29,82	28,97

Percebe-se que quando se leva em consideração as restrições hidráulicas há um aumento no preço da energia em horários de pico. Esse aumento está relacionado à necessidade de satisfazer todos os tipos de restrições hidráulicas. Nos horários de picos a disponibilidade de água é menor, o que acarreta uma diminuição da geração hidráulica, e conseqüente aumento da geração térmica, mais cara.

## 4.2 Sistema Interligado Nacional - SIN

Nesta seção estuda-se uma versão do SIN, envolvendo 131 usinas hidráulicas e 1 térmica equivalente. O modelo foi implementado em um processador Intel Core i5 750 2.66 GHz, com memória RAM de 4 GB DDR3 1333MHz, com sistema operacional Windows 7 Professional 64bits, e linguagem Matlab R2010a 64bits. Com essa configuração, o problema tem sido resolvido em tempos computacionais que vão de 1.5 até 3 minutos para o SIN, representando um avanço muito significativo para a solução de modelos de PD de sistemas hidrotérmicos para o ambiente de mercados.

### 4.2.1 Caso Base

Neste caso é estudado o modelo completo com simulação hidráulica para o SIN. Os parâmetros do modelo foram estabelecidos por meio de heurísticas envolvendo dados oficiais fornecidos pela CCEE, ONS, etc. A disponibilização desses dados é incompatível com as dimensões desse trabalho. Os preços são mostrados na Tabela 14.

Tabela 14 – Preços spot calculados para o caso base do SIN.

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
27,69	27,51	27,42	27,37	27,32	27,42	27,47	27,51	27,73	27,83	27,91	27,87
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
27,83	27,82	27,81	27,81	27,83	28,02	28,99	28,74	28,48	28,22	27,98	27,77

### 4.2.2 Alterações nas Metas Energéticas e em Contratos

Nesta seção são estudadas as alterações nas metas e nos contratos bilaterais respectivamente. No primeiro caso, simulou-se a redução de 10% no valor das metas do caso base. Os preços spot são mostrados na Tabela 15. De modo análogo ao que aconteceu no sistema teste, a diminuição nas metas energética implicou em uma maior complementação térmica, o que elevou os preços spot.

No segundo caso, estabeleceu-se um novo perfil de contratos para a termelétrica equivalente. Esse perfil foi estabelecido de modo que algumas das restrições de contratos bilaterais (5) ficassem ativas. Os preços spot para esse caso são mostrados na Tabela 16. Também de forma análoga ao estudo com o sistema teste, houve diminuição nos preços spot, aumento na complementação térmica com conseqüente aumento dos custos totais, que foram de \$ 7.544.788,907 para \$ 7.546.054,525.

Tabela 15 – Preços *spot* calculados para o SIN – redução de 10% nas metas.

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
29,44	29,24	29,15	29,09	29,03	29,15	29,19	29,24	29,48	29,59	29,66	29,63
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
29,59	29,58	29,57	29,56	29,59	29,78	30,76	30,52	30,24	29,96	29,74	29,52

Tabela 16 – Preços *spot* calculados para o SIN – alteração na matriz de contratos.

01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
27,53	27,35	27,26	27,21	27,17	27,26	27,30	27,35	27,56	27,66	27,74	27,70
13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
27,66	27,65	27,64	27,63	27,66	27,59	28,59	28,34	28,32	28,06	27,80	27,60

## 5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho propõe um modelo de pré-despacho de geração (PD) de sistemas hidrotérmicos para a formação de preços *spot* em mercados de energia de curto prazo. Como o Brasil não possui ainda um mercado nessas bases, o presente trabalho é uma investigação envolvendo a viabilidade técnica desse tipo de mercado, e busca mostrar suas possibilidades e dificuldades. O modelo proposto introduz alguns aspectos de modelagem que têm sido desprezados na abordagem adotada no Brasil, tais como: i) a otimização dos custos de produção hidráulica é feita através da função de custo de oportunidade proposta; ii) não há desvinculação entre despachos físico (*pool*) e comercial (bilateral); iii) não há necessidade de mecanismos de realocação; iv) as inter-relações entre *pool* e bilateral são representadas em um único problema de otimização; v) a exposição ao risco de déficit futuro é intrinsecamente mitigada no modelo; iv) o esforço computacional é drasticamente reduzido, mostrando que é viável obter soluções com tempos computacionais muito reduzidos para sistemas de grande porte. Os resultados envolvendo alterações em vários parâmetros destacam a consistência/coerência do modelo proposto. Mostra-se a correlação entre preços *spot* e variações na demanda, nas metas energéticas e a influência dos contratos bilaterais e das restrições hidráulicas nos preços *spot*. Esta coerência/consistência se confirmou em ambos os sistemas estudados: sistema teste e SIN. Assim, o PD proposto dá um passo no sentido de mostrar que é tecnicamente viável a existência de um mercado de curto prazo no Brasil.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Oliveira, A. M.; Melo, A. C. G.; Souza, R. C., Optimum Price Bidding Strategy in the Short-Term Market of Hydro-Dominated Systems", 8<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004.
- (2) Nasser, I. C.; Carvalho, L. C. X.; Negri, J. C.; Barillari, S. N.; Zuculin, S., "Regras de Mercado: Um Estudo de Caso Sobre o Impacto do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE", Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 2001.
- (3) Kelman, R.; Barroso, L. A.; Pereira, M. V. F.; Market Power Assesment and Mitigation in Hydrothermal Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 3, 354-359, 2001.
- (4) Luciano, E. R.; Silva P. S.; Nepomuceno, L., "Um modelo de unit commitment para o ambiente dos novos mercados de energia", XVIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA, 2010.
- (5) Silva, A. L.; Silva P. S.; Nepomuceno, L., "Um Modelo de Pré-Despacho de Sistemas Hidrotérmicos para o Ambiente de Mercados de Energia", IEEE/PES T&D Latin America, 2010.
- (6) Galiana, F. D.; Kockar, I.; Franco, P. C., "Combined Pool/Bilateral Dispatch—Part I: Performance of Trading Strategies", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 1, 92-99, 2002.
- (7) Cicogna, M. A., "Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica" – Tese de doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, dezembro, 2003.
- (8) Soares, S.; Salmazo, C. T., Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 3, 1220-1228, 1997.
- (9) Vergilio A. H. "Um Modelo de Pré-Despacho Hidrotérmico para o Ambiente de Mercados de Energia", dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, UNESP, Bauru, 2011.