



**XX SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO IX**

**GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA DAS REDES DE GÁS NATURAL E DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

**Clayton Rodrigues Cintra**

**Petrobrás**

**Carmen Lucia Tancredo Borges**

**Poli-COPPE/UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro**

**Djalma Mosqueira Falcão**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta uma forma simplificada de se planejar a operação do sistema elétrico, associando ao modelo de operação de sistemas hidrotérmicos, o modelo da operação do sistema de produção e transporte de gás natural através de gasodutos. Para tanto, as previsões hidrológicas para as usinas hidrelétricas são tratadas como previsões determinísticas, tendo em vista o horizonte de curto prazo. Para o sistema de gás natural, as pressões, as características físicas dos gasodutos e os limites de produção são as restrições do modelo. Ambos são associados através do modelo linear de operação da rede elétrica. O objetivo é otimizar o custo de operação do sistema elétrico, tendo como restrições o atendimento às demandas de eletricidade e de gás, os limites dos reservatórios, os limites da rede de gás e os limites da rede elétrica de transmissão.

**PALAVRAS-CHAVE**

Operação do Sistema Elétrico, Otimização, Rede de Gás Natural, Geração de Energia Elétrica.

**1 INTRODUÇÃO**

Um aumento significativo do consumo de gás natural no Brasil vem se verificando nos últimos anos, sendo grande parte utilizada para suprimento das usinas termelétricas a gás, o que aumenta a correlação entre o sistema elétrico e o sistema de produção e transporte de gás natural. O sistema elétrico brasileiro ainda é predominantemente hidroelétrico, tendo um modelo de planejamento da operação que simplifica a modelagem das usinas termelétricas, as quais são tratadas como uma simples injeção de potência na rede, desconsiderando limitações no suprimento de combustível (1).

Com o aumento significativo da participação de usinas termelétricas a gás na geração de energia elétrica, são necessárias mudanças na forma de planejar a operação do sistema. Negligenciar restrições no suprimento de combustíveis para termelétricas, como é feito hoje, é válido para combustíveis de mais fácil manuseio e cujos mercados são mais maduros, como óleo e carvão. Para o gás natural essa consideração não é válida (2).

Alguns trabalhos publicados fornecem modelos associando o sistema elétrico de potência e a rede de gás natural. Por exemplo, em (4), a integração entre os sistemas se dá no estudo de longo prazo e considerando somente o atendimento a demanda de energia elétrica, desprezando a rede elétrica. Em (5), modela-se a rede de gás para suprimento de usinas termelétricas na geração de energia elétrica. Em (3), propõem-se um modelo probabilístico, tanto para a análise do modelo hidrológico quanto para o modelo de gás nos estudos de longo e médio prazo,

analisando as regiões brasileiras; em (2), uma rede de gás e elétrica simplificada é analisada em um estudo de um dia em base horária.

Neste contexto, a proposta deste trabalho é apresentar um modelo integrado para o planejamento da operação de curto prazo do sistema elétrico, considerando além das restrições hidrológicas para as usinas hidrelétricas e limitações na rede de transmissão, restrições de fornecimento e transporte de gás natural, para atendimento às usinas termelétricas levando-se em conta a rede de gasodutos.

## 2 MODELO DESENVOLVIDO

Em geral, os estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos não consideram as restrições no fornecimento de combustíveis para usinas termelétricas, tanto para térmicas a carvão, a óleo combustível, quanto para térmicas a gás natural. As usinas hidrelétricas, por sua vez, no planejamento de curto prazo, podem ser analisadas com parâmetros determinísticos, isto é, aceitam-se como razoavelmente precisas, as previsões de aflúncias e demandas ao longo do período (6). Foram modelados basicamente três sistemas para análise do planejamento de curto prazo da operação: um para as usinas hidrelétricas e seus reservatórios, um para a rede de gás natural e um para a rede elétrica.

### 2.1 Modelo para Usinas Hidrelétricas

O modelo hidrológico foi simplificado em um modelo determinístico, cujos dados pluviométricos e de aflúncias nos rios analisados são considerados conhecidos previamente. O modelo é mostrado nas equações (2.1).

$$V_i^t = V_i^{t-1} + A_i^t - Q_i^t - S_i^t + \sum_{m \in \Omega_i} (Q_m^t + S_m^t) \quad (2.1)$$

$$P_i^t(Q_i^t) = \rho_i Q_i^t$$

$$S_i^t < S_{i_{\max}}^t$$

$$Q_{i_{\min}}^t < Q_i^t < Q_{i_{\max}}^t$$

$$V_{i_{\min}}^t < V_i^t < V_{i_{\max}}^t$$

onde:

V – volume do reservatório

A – aflúncia do reservatório

S – vazão vertida

Q – vazão turbinada

S<sub>max</sub> – vazão máxima vertida

Q<sub>min</sub> – vazão mínima turbinada

Q<sub>max</sub> – vazão máxima turbinada

V<sub>min</sub> – volume mínimo permitido para o reservatório

V<sub>max</sub> – volume máximo do reservatório

t – período analisado

i – i-ésima usina do sistema

Q<sub>i</sub> – conjunto de usinas a montante da i-ésima usina

P<sub>i</sub> – potência gerada pela i-ésima usina

ρ<sub>i</sub> – coeficiente de vazão turbinada / potência gerada

### 2.2 Modelo para a Rede de Gás Natural

Para a rede de gás, considerou-se basicamente a diferença do quadrado da pressão em cada nó do gasoduto para definir o fluxo de gás no mesmo, além de limites máximos e mínimos na produção e nas pressões em cada nó da rede (7). A demanda de gás natural foi suposta em duas parcelas, uma considerando a demanda industrial e comercial, e outra sendo a usada para geração elétrica nas usinas térmicas. Para o modelo, a demanda industrial de gás é uma restrição, sendo prioritária. As equações são mostradas no sistema de equações (2.2).

$$\sum_{i|(i,j) \in A} f_{ij} = \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} + w_i - d_{GN\_ind} - d_{GN\_ute} \quad (2.2)$$

$$sign(f_{ij})f_{ij}^2 = C_{ij}^2(p_i^2 - p_j^2), \forall (i,j) \in A_p$$

$$sign(f_{ij})f_{ij}^2 \geq C_{ij}^2(p_i^2 - p_j^2), \forall (i,j) \in A_a$$

$$P_{GN} = k_{GN} d_{GN\_ute}$$

$$p_{\min} \leq p \leq p_{\max}$$

$$w_{\min} \leq w \leq w_{\max}$$

onde:

$f_{ij}$  – fluxo de gás que flui do nó  $i$  para o nó  $j$   
 $w_i$  – produção de gás no nó  $i$   
 $d_{GN\_ind}$  – demanda industrial de gás  
 $d_{GN\_ute}$  – demanda de gás para termelétrica  
 $C_{ij}$  – constante que representa as características físicas do gasoduto de  $i$  para  $j$   
 $p_i$  – pressão do nó  $i$   
 $A_p$  – conjunto dos gasodutos passivos, isto é, que não possuem estação de compressão  
 $A_a$  – conjunto dos gasodutos ativos, isto é, que possuem estação de compressão  
 $P_{GN}$  – potência elétrica gerada pela usina termelétrica a gás  
 $k_{GN}$  – coeficiente de potência gerada / vazão de gás consumido  
 $p_{min}, p_{max}$  – limites de pressão nos nós da rede  
 $w_{min}, w_{max}$  – limites de produção nos nós da rede

### 2.3 Modelo para a Rede Elétrica

Para a análise da rede elétrica, utilizou-se um modelo de fluxo de potência linearizado, conforme mostrado no sistema de equações (2.3).

$$P_{Gi} + \sum_{(i,j) \in E} \frac{\theta_{ij}}{x_{ij}} = D_i \quad (2.3)$$

$$\frac{\theta_{ij}}{x_{ij}} \leq f_{ij\max}$$

onde:

$P_{Gi}$  = potência gerada na usina  $i$ , que pode ser hidrelétrica, termelétrica a gás ou termelétrica convencional;  
 $\theta_{ij}$  – diferença angular entre o barra  $i$  e a barra  $j$ ;  
 $x_{ij}$  – reatância na linha de transmissão entre a barra  $i$  e a barra  $j$ ;  
 $D_i$  – demanda elétrica na barra  $i$ ;  
 $f_{ij\max}$  – fluxo de potência máximo na linha de transmissão entre a barra  $i$  e a barra  $j$ .

### 2.4 Modelo Completo

O objetivo do problema de otimização é a minimização do custo de operação do sistema elétrico. Assim, o problema de otimização é representado por:

$$\min \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i \in \Delta} c_{GNi} P_{GNi}^t + \sum_{j \in H} c_{UHEj} P_{UHEj}^t + \sum_{k \in C} c_{UTEk} P_{UTEk}^t + \sum_{h \in \Lambda} c_{def}^h P_{defh}^t \right) \quad (2.4)$$

s.a.

equações (2.1), (2.2) e (2.3)

onde:

$T$  – período de estudo;  
 $\Delta$  – conjunto de nós onde existe uma usina térmica a gás natural;  
 $c_{GN}$  – custo de geração da usina térmica a gás;  
 $P_{GN}$  – potência gerada na termelétrica a gás natural;  
 $H$  – conjunto de usinas hidrelétricas;  
 $c_{UHE}$  – custo de geração da usina hidrelétrica;  
 $P_{UHE}$  – potência gerada na usina hidrelétrica;  
 $C$  – conjunto de usinas termelétricas convencionais;  
 $c_{UTE}$  – custo de geração da usina termelétrica convencional;  
 $P_{UTE}$  – potência gerada na usina termelétrica convencional, a qual é a denominação, usada neste trabalho, para usinas térmicas que utilizam outro combustível que não gás natural;  
 $\Lambda$  – conjunto barras da rede elétrica;  
 $c_{def}$  – custo do déficit de geração;  
 $P_{def}$  – potência não gerada, déficit de geração;

## 3 RESULTADOS

### 3.1 Descrição do sistema

A fim de demonstrar a aplicabilidade do modelo, foram realizados estudos em um sistema hipotético simplificado, que representa uma parte do sistema Sul e Sudeste brasileiros. Utilizou-se 3 usinas hidrelétricas da cascata do rio Tocantins, cujos dados foram tirados do ONS (8), 3 termelétricas a gás e 1 termelétrica convencional, cujo combustível não é gás natural. O sistema elétrico utilizado foi baseado em (9), o qual é um sistema simplificado que reproduz algumas características do sistema SE/S brasileiros. Utilizou-se uma simplificação da rede de gás do

Sudeste e Sul brasileiros, com os gasodutos operados pela Transpetro e o Gasbol, gasoduto que transporta o gás vindo da Bolívia. Os dados de demanda de gás foram obtidos da Transpetro (10) e TBG (11). Já a demanda elétrica, foi adaptada à característica semanal da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) (12).

A otimização considera apenas uma parte da carga para despacho nas 7 usinas geradoras, pois as outras usinas da rede elétrica são consideradas como potências fixas. Os custos das usinas geradoras foram adaptados de leilões de energia realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (13).

Foram analisados 4 cenários de oferta e demanda de energia: oferta de energia no verão (estação chuvosa) e no inverno (estação seca); além de demanda base e demanda 10% maior. Assim os itens a seguir serão a análise em cada um desses cenários.

### 3.2 Cenário 1 – Carga Base. Período Úmido

Nesse cenário, a demanda elétrica é a demanda padrão de 10.238 MW e os dados hidrológicos dos reservatórios das usinas hidrelétricas são os dados do PMO de março de 2007, tirados do ONS (8). Os resultados são mostrados na tabela 1 e figura 1.

Tabela 1: Potência gerada em cada usina (MW médios) – caso 1

Usinas	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
UHE Jaguará	362,7	372,0	388,1	355,8	359,8	347,7	372,0
UHE Marimbondo	1140,2	1095,2	684,4	0,0	1267,6	1175,9	1030,8
UHE Água Vermelha	1313,4	1246,4	816,7	508,1	1085,4	1396,0	1363,3
UTE Termorio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	153,6
UTE Piratininga	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UTE Canoas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G.B.Munhoz (considerada uma UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total UHE</b>	<b>2816,3</b>	<b>2713,6</b>	<b>1889,2</b>	<b>863,9</b>	<b>2712,8</b>	<b>2919,6</b>	<b>2766,1</b>
<b>Total UTE</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>153,6</b>
<b>Perdas</b>	<b>31,1</b>	<b>30,7</b>	<b>25,4</b>	<b>23,8</b>	<b>30,0</b>	<b>32,0</b>	<b>32,1</b>
<b>Geração Total (Demanda + Perdas)</b>	<b>2816,3</b>	<b>2713,6</b>	<b>1889,2</b>	<b>863,9</b>	<b>2712,8</b>	<b>2919,6</b>	<b>2919,7</b>

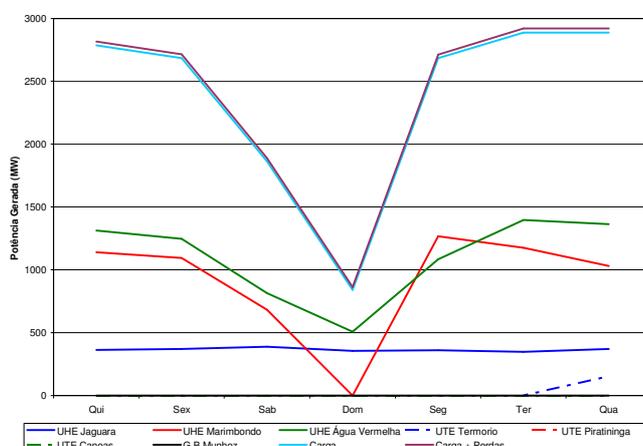


Figura 1: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 1

Como esperado, a usina hidrelétrica de Jaguará, que é uma usina a fio d'água e a primeira da cascata, possui um comportamento mais estável. As outras duas usinas, que possuem reservatório, acompanham a oscilação de demanda. Houve necessidade de geração em apenas uma usina termelétrica, UTE Termorio, no último dia do estágio, porque os reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os limites estabelecidos pelo estudo sem que as usinas fossem capazes de atender a demanda completamente. A rede de gás não ofereceu limitações.

### 3.3 Cenário 2 – Carga Base. Período Seco

Nesse cenário, a demanda elétrica é novamente a demanda padrão e os dados hidrológicos dos reservatórios das usinas hidrelétricas são os dados do PMO de setembro de 2007, tirados do ONS (8). Os resultados são mostrados na tabela 2 e figura 2.

Nota-se, pela figura 2, que a usina de Marimbondo gera bem menos do que no caso anterior e bem menos

também que a usina de Água Vermelha. Isso se dá porque a afluição no seu reservatório é bem menor no período seco, além da restrição do seu reservatório ( $V_0 = 48,4\%$  e  $V_{final} = 47,5\%$ ) ser mais severa do que a usina de Água Vermelha ( $V_0 = 48,5\%$  e  $V_{final} = 31,7\%$ ).

Na rede de gás há uma diminuição significativa de pressão no terminal no qual está ligada a UTE Termorio. A pressão passou de 58 bars aproximadamente para 37 bars para conseguir transportar mais de 4,5 milhões de  $m^3$  de gás nesse dia, que é o necessário para a geração dos 930 MW médios.

Tabela 2: Potência gerada em cada usina (MW médios) – caso 2

Usinas	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
UHE Jaguará	311,3	331,5	347,7	355,8	319,4	347,7	331,5
UHE Marimbondo	1109,1	49,4	146,9	0,0	998,0	1175,9	1192,0
UHE Água Vermelha	1396,0	1396,0	1396,0	508,1	1396,0	1396,0	1396,0
UTE Termorio	0,0	930,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UTE Piratininga	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UTE Canoas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G.B.Munhoz (considerada uma UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total UHE</b>	<b>2816,4</b>	<b>1776,9</b>	<b>1890,6</b>	<b>863,9</b>	<b>2713,4</b>	<b>2919,6</b>	<b>2919,5</b>
<b>Total UTE</b>	<b>0,0</b>	<b>930,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Perdas</b>	<b>31,1</b>	<b>24,8</b>	<b>26,8</b>	<b>23,8</b>	<b>30,5</b>	<b>32,0</b>	<b>31,9</b>
<b>Geração Total (Demanda + Perdas)</b>	<b>2816,4</b>	<b>2707,6</b>	<b>1890,6</b>	<b>863,9</b>	<b>2713,4</b>	<b>2919,6</b>	<b>2919,5</b>

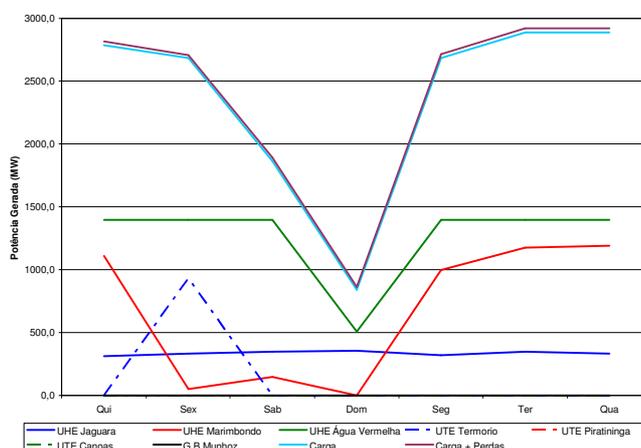


Figura 2: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 2

### 3.4 Cenário 3 – Carga 10% maior, Período Úmido

Nesse cenário, a demanda elétrica é 10% maior do que a demanda padrão. Esse aumento na demanda não foi acompanhado com o aumento na geração das barras geradoras fixas (barras PQ com injeção de potência). Assim, a carga vista pelas usinas a serem otimizadas aumentou pouco mais de 35%, ficando em torno de 3900 MW. Os dados das usinas hidrelétricas são novamente os dados do PMO de março de 2007 (8). Os resultados são mostrados na tabela 3 e figura 3.

Tabela 3: Potência gerada em cada usina (MW médios) – caso 3

Usinas	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
UHE Jaguará	362,7	372,0	388,1	355,8	359,8	347,7	372,0
UHE Marimbondo	1224,5	1070,7	618,1	0,0	1193,7	1200,9	1086,2
UHE Água Vermelha	1396,0	1222,5	751,7	169,0	1393,7	1396,0	1396,0
UTE Termorio	409,4	1050,0	1050,0	1050,0	770,8	998,2	1050,0
UTE Piratininga	400,0	0,0	0,0	104,3	0,0	0,0	0,0
UTE Canoas	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,5
G.B.Munhoz (considerada uma UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total UHE</b>	<b>2983,1</b>	<b>2665,2</b>	<b>1757,9</b>	<b>524,8</b>	<b>2947,1</b>	<b>2944,5</b>	<b>2854,2</b>
<b>Total UTE</b>	<b>846,9</b>	<b>1050,0</b>	<b>1050,0</b>	<b>1154,3</b>	<b>770,8</b>	<b>998,2</b>	<b>1087,5</b>
<b>Perdas</b>	<b>31,3</b>	<b>29,1</b>	<b>22,7</b>	<b>20,0</b>	<b>31,8</b>	<b>31,4</b>	<b>30,3</b>
<b>Geração Total (Demanda + Perdas)</b>	<b>3830,0</b>	<b>3715,2</b>	<b>2807,9</b>	<b>1679,1</b>	<b>3718,0</b>	<b>3942,7</b>	<b>3941,7</b>

Observa-se que as duas usinas hidrelétricas a reservatório da cascata obedecem a um despacho proporcionalmente semelhante, gerando bastante nos dias úteis e preservando seus reservatórios durante o final de semana. Já as usinas térmicas têm um papel mais importante nesse cenário, principalmente a UTE Termorio, que gera durante todo o tempo, mostrando uma complementaridade com as hidrelétricas a reservatório.

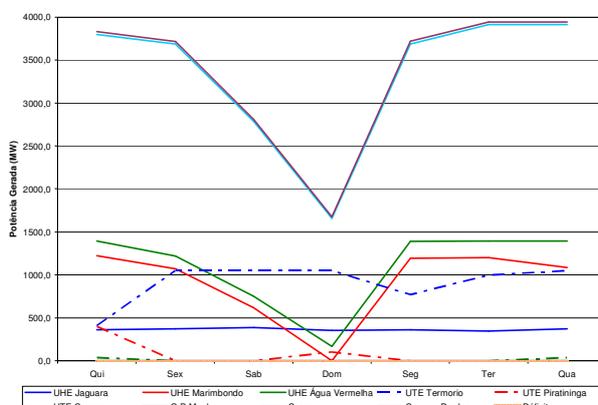


Figura 3: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 3

O despacho da UTE Termorio durante todo o período se justifica por 3 motivos principais: primeiro: a Termorio está localizada, no sistema elétrico estudado aqui, numa barra que possui uma carga elevada; segundo, a Termorio tem uma localização na rede de gás próxima a uma fonte de produção, facilitando a entrega de gás; por fim, dentre as usinas termelétricas analisadas, ela é a mais eficiente.

### 3.5 Cenário 4 – Carga 10% maior, Período Seco

Nesse cenário, a demanda elétrica é a mesma do item anterior com as mesmas considerações, porém com dados hidrológicos do período seco, de setembro. Os resultados são mostrados na tabela 3 e figura 4.

Tabela 4: Potência gerada em cada usina (MW médios) – caso 4

Usinas	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
UHE Jaguará	311,3	331,5	347,7	355,8	319,4	347,7	331,5
UHE Marimondo	1488,0	630,6	0,0	0,0	642,7	841,4	1068,7
UHE Água Vermelha	1396,0	1396,0	1396,0	1329,3	1396,0	1396,0	1396,0
UTE Termorio	291,4	1050,0	1050,0	0,0	1050,0	1050,0	1050,0
UTE Piratininga	307,8	304,6	15,3	0,0	304,6	304,6	96,0
UTE Canoas	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G.B.Munhoz (considerada uma UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total UHE</b>	<b>3195,3</b>	<b>2358,1</b>	<b>1743,7</b>	<b>1685,1</b>	<b>2358,1</b>	<b>2585,1</b>	<b>2796,2</b>
<b>Total UTE</b>	<b>636,6</b>	<b>1354,6</b>	<b>1065,3</b>	<b>0,0</b>	<b>1354,6</b>	<b>1354,6</b>	<b>1146,0</b>
<b>Perdas</b>	<b>33,2</b>	<b>26,5</b>	<b>23,8</b>	<b>26,0</b>	<b>26,5</b>	<b>28,3</b>	<b>30,8</b>
<b>Geração Total (Demanda + Perdas)</b>	<b>3798,7</b>	<b>3686,1</b>	<b>2785,2</b>	<b>1659,1</b>	<b>3686,1</b>	<b>3911,4</b>	<b>3911,4</b>

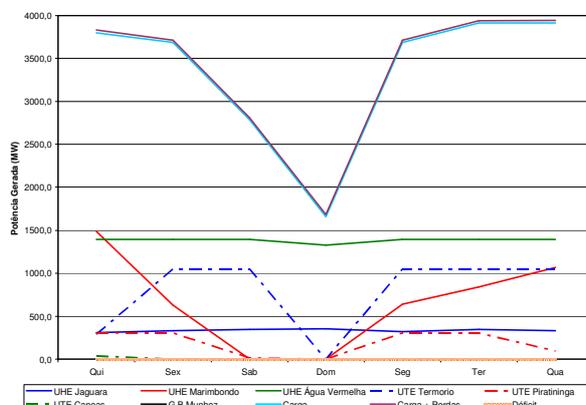


Figura 4: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 4

Observa-se neste cenário estudado que a usina hidrelétrica de Água Vermelha gera todo o tempo quase que na

sua capacidade máxima. Isso se dá pela reserva de potência que essa usina tem devido à diminuição do nível de seu reservatório ao longo dos dias analisados.

A rede de gás revela uma limitação no fornecimento de gás natural para as termelétricas. Na figura 5, mostra-se a produção de gás natural nas três fontes existentes. Pode-se notar que na sexta, segunda e terça as duas principais fontes de gás, Bolívia e Cabiúnas, atingem o máximo de sua produção, e apesar de Santos ainda possuir gás, a rede de gasodutos limita o atendimento à demanda requerida. Conseqüentemente, nesses três dias a UTE Piratininga teve sua geração limitada em torno de 305 MW. Apesar dessa limitação, não há déficit na rede elétrica, porque outras usinas conseguem atender a demanda.

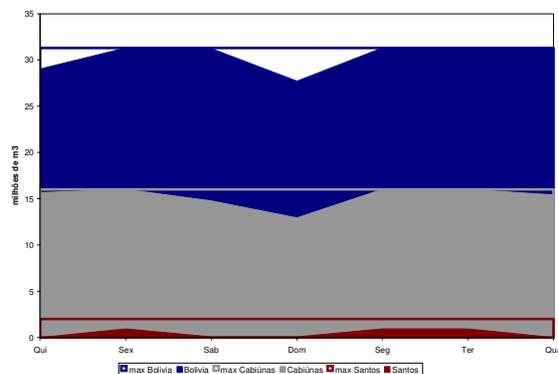


Figura 5: Produção de GN no período

### 3.6 Análise dos Resultados

Mostra-se, na figuras 6, o total de geração para cada tipo de usina do sistema nos 4 cenários analisados. Observa-se que o total gerado por usina hidrelétrica, com exceção de alguns dias, não se altera nos 4 casos estudados. Já o montante das usinas térmicas varia bastante, principalmente nos casos de aumento de demanda (os 2 últimos cenários). Isso mostra que o modelo objetivou a maximização da geração hidrelétrica, por ser de menor custo. Por esse motivo, nos dois primeiros cenários, quase não há geração térmica. Nos casos 3 e 4, o aumento na demanda foi atendido pelas UTE's, o que provocou um acréscimo médio na demanda de gás natural de mais de 5 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Houve um impacto na rede de gasodutos, evidenciado pela limitação de fornecimento de gás natural para UTE Piratininga em alguns dias no caso 4.

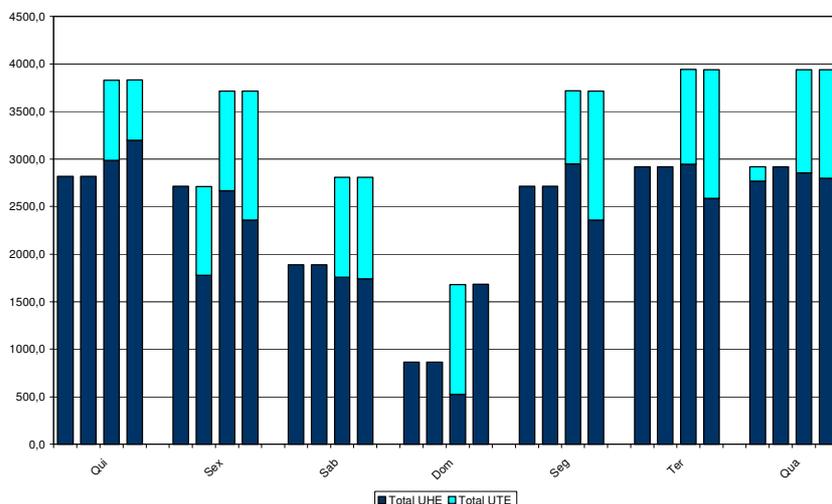


Figura 6: Potência total gerada por tipo de usina em cada um dos 4 cenários estudados (sequencial do caso 1 para o 4)

## 4 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo mostrar a necessidade de se considerar o sistema de produção e transporte de gás natural no planejamento da operação do sistema elétrico. Evidenciou-se a cada vez maior correlação entre os dois sistemas, já que nos últimos anos houve, no Brasil, um grande aumento no uso do gás natural, especialmente em usinas termelétricas.

Obtiveram-se bons resultados do ponto de vista qualitativo, permitindo uma análise mais completa do sistema eletro-energético. Foi possível tratar, em um só modelo, as principais fontes para geração de energia elétrica do sistema brasileiro, evidenciando inclusive, algumas restrições para o atendimento à demanda elétrica e de gás.

Essas análises possibilitaram um melhor entendimento das alternativas de operação do sistema eletro-energético e de seus problemas e limitações, o que permite melhores estratégias no planejamento da operação do sistema.

## 5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) DESSEM, 2002, Modelo Dessem: Resumo metodológico. *Relatório Técnico CEPEL*. Rio de Janeiro.
- (2) UNSIHUAY, C., MARANGON-LIMA, ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., 2007, Short-term operation planning of integrated hydrothermal and natural gas systems, *IEEE PES PowerTech Conference*, Switzerland, July.
- (3) BEZERRA, B., KELMAN, R., BARROSO, L. A., et al, 2006, Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems, *X SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, SP-145, Florianópolis, Maio.
- (4) SKUGGE, G.; BUBENKO, J. A.; SJELVGREN, D., 1994, Optimal seasonal scheduling of natural gas unit in a hydro-thermal power system, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9. n. 2, pp. 848-854.
- (5) MELLO, O. D., OHISHI, T., 2006, An integrated dispatch model of gas supply and thermoelectric generation with constraints on the gas supply, *X SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, SP-085, Florianópolis, Maio.
- (6) FORTUNATO, L. A., ARARIPE NETO, T., ALBUQUERQUE, J. C. et al., 1990, Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica. Niterói: EDUFF.
- (7) WOLF, D., SMEERS, Y., 2000 The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm, *Management Sciences*, vol. 46, n. 11, pp. 1454-1465.
- (8) ONS, 2007 Programa Mensal de Operação. Eletroenergética para o Mês de Março, Julho e Setembro de 2007: dados DECOMP. Programa Mensal de Operação. ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/home/>>. Acesso em: 10 dez. 2007.
- (9) ALVES, W., 2007, Proposição de Sistemas Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência. *Dissertação de M.Sc., Faculdade de Engenharia, Universidade Federal Fluminense*, Niterói.
- (10) TRANSPETRO, 2007, Volume Programado Malha Sudeste, Petrobrás Transporte S.A. Disponível em: <[http://www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/files/h\\_Prog\\_SE\\_2007\\_SET.pdf](http://www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/files/h_Prog_SE_2007_SET.pdf)>. Acesso em: 12 dez. 2007.
- (11) TBG - TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL, 2007. Quantidades Programadas e Realizadas de Gás. Disponível em: <[http://www.tbg.com.br/site/media/Programacao\\_x\\_Realizacao\\_Set\\_2007.pdf](http://www.tbg.com.br/site/media/Programacao_x_Realizacao_Set_2007.pdf)>. Acesso em: 10 out. 2007.
- (12) ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2007. <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>
- (13) CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA <<http://www.ccee.org.br>>

## 6 DADOS BIOGRÁFICOS

Clayton Rodrigues Cintra

Mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ em 2008. Graduação na USP em 2002.

Engenheiro da Petrobrás desde 2006.

Trabalha no Planejamento e Programação da Operação do Parque Termelétrico da Petrobrás.

Carmen Lucia Trancredo Borges

Doutorado (1998) e Mestrado (1991) em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ. Graduação em 1984 pela UERJ.

Docente do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ desde 1996.

Djalma Mosqueira Falcão

PhD na UMIST, Reino Unido (1981). Mestrado (1974) e Graduação (1971) em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ e pela UFPR, respectivamente.

Professor Titular do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ.



**XX SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE