

Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica

João Eduardo Gonçalves Lopes e Mario Thadeu Leme de Barros

Escola Politécnica da USP

jelopes1@gmail.com; mtbarros@usp.br

Recebido: 16/07/07 – revisado: 07/08/08 – aceito: 23/04/09

RESUMO

Este trabalho trata do desenvolvimento de um modelo de otimização para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte para produção de energia elétrica. O modelo é chamado de SolverSIN. Ele foi testado e avaliado no Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica (SIN). Foi feita a caracterização da operação histórica do SIN para determinação das funções de perdas, fundamentais para viabilizar o equacionamento proposto. O modelo SolverSIN foi escrito em duas linguagens computacionais, uma versão em planilha eletrônica e outra em linguagem GAMS. A principal contribuição do modelo é dar suporte ao despacho hidrotérmico, tratando o problema com eficiência, transparência e precisão. A eficiência do modelo está associada à proposta metodológica, baseada no balanço de energia entre fontes de produção de energia elétrica e as equações de balanço hidroenergético aplicadas aos reservatórios equivalentes de energia potencial. A transparência do modelo permite ao decisor observar claramente o comportamento das variáveis envolvidas no processamento, tanto em situações de simulação, como nas de otimização. As análises feitas para diferentes situações operacionais do SIN permitiram avaliar a precisão da metodologia proposta. Os resultados obtidos demonstram que o SolverSIN é um modelo viável para emprego nas operações de planejamento operacional, em tempo real, de sistemas hidrotérmicos.

Palavras-chave: Otimização. Sistemas Hidrotérmicos. Sistemas de Reservatórios.

INTRODUÇÃO

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte é uma questão técnica desafiadora. Do ponto de vista da modelação matemática, a complexidade se evidencia por se tratar de um problema de otimização de grande dimensão, com diversas variáveis de decisão e restrições tecnológicas. A complexidade aumenta quando se consideram as não linearidades das equações que comandam o processo de geração hidrotérmica. Este é um problema técnico que vem sendo estudado desde o desenvolvimento, na segunda metade do século XX, da teoria de análise de sistemas.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo genérico de otimização para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica. A técnica utilizada emprega o conceito de subsistemas equivalentes para reduzir a dimensão do problema, um dos aspectos restritivos para tratamento do problema (Arvanitidis et Rosing, 1970).

De acordo com a literatura técnica, não existem muitos modelos matemáticos disponíveis

para tratamento da operação de sistemas hidrotérmicos (Labadie, 2004); (Yeh, 1985). Em geral os modelos empregados para despacho são complexos e não permitem muita liberdade operacional para os decisores. O desenvolvimento de modelos alternativos pode complementar os modelos existentes, permitindo maior robustez aos processos de planejamento da operação em tempo real.

O modelo aqui proposto emprega tecnologias de programação, na linha dos chamados sistemas de suporte a decisão (Porto, 1991). Se implementados em sistemas que operam em tempo real, modelos desse tipo podem trazer enormes benefícios, relativos principalmente ao tratamento de grandes quantidades de dados e ao emprego de outras tecnologias de cálculo, substanciando com clareza decisões de elevado risco, como são os despachos hidrotérmicos. Os modelos atuais neste setor carecem, sobretudo, de transparência no tratamento e na operação de dados, isso leva a decisões que, muitas vezes, não são adequadas e/ou carecem de justificativas técnicas mais explícitas. Nesse sentido, a transparência e a clareza na tomada de decisão são essenciais para o setor hidrotérmico, principalmente se for considerada a abrangência técnica-econômica

gerada pelas decisões envolvidas no processo. Portanto, um dos principais objetivos perseguidos ao longo da pesquisa foi a transparência e a clareza no trato do problema operacional dos sistemas hidrotérmicos.

METODOLOGIA

Para apresentar a estruturação do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é necessário consolidar alguns conceitos. Isso é feito a seguir.

Sistema Hidrotérmico

Um sistema hidrotérmico é constituído de usinas hidrelétricas, usinas térmicas, usinas de outras fontes alternativas e uma rede de transmissão interligando as usinas com os centros de consumo. Um sistema hidrotérmico interligado de grande porte pode ser dividido em subsistemas menores para facilitar sua operação. Os critérios desta divisão estão associados à posição geográfica das principais linhas de transmissão e das bacias hidrográficas. É importante também considerar a contínua expansão dos sistemas hidrotérmicos pela construção de novas usinas para atendimento da demanda crescente dos centros de consumo.

Uma usina hidrelétrica, como apresentado na figura 1, é constituída de um barramento para elevação do nível a montante (H) e conseqüente criação de uma queda d'água (Hb), chamada queda bruta, em relação ao nível jusante (HT). Parte do volume de água armazenada (S), que é alimentado pela vazão afluente, será direcionada à turbina para produção de energia, gerando uma potência (P), constituindo a vazão turbinada (R'). O eventual excedente de água será extravasado constituindo a vazão vertida (R''). O nível montante (H) é função do armazenamento (S) e o nível jusante é função da vazão defluente, constituído pela soma das vazões turbinadas e vertidas (R'+R''), (Lopes, 2001).

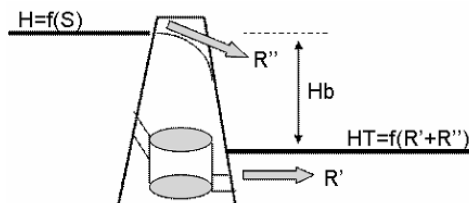


Figura 1 – Esquema de Usina Hidrelétrica

A energia produzida corresponde à potência média gerada num certo intervalo de tempo e é expressa em MW médio. A potência é função da queda bruta e da vazão turbinada:

$$P = 9,81 * 10^{-3} * \eta * Hb * R' \quad (1)$$

Onde P é expresso MW, R' em m³/s, Hb em metros e η é o rendimento médio do conjunto turbina, gerador e circuito hidráulico (adimensional). O rendimento também varia com a queda e a vazão turbinada, pois inclui todas as perdas do conjunto turbina/gerador, mais a perda hidráulica no circuito da tomada d'água até o canal de fuga. No intervalo mensal dos modelos de planejamento operacional o rendimento é considerado constante. Define-se Produtividade (MW/(m³/s)) como:

$$\xi = 9,81 * 10^{-3} * \eta * Hb \quad (2)$$

Resultando na equação simplificada abaixo para a potência

$$P = \xi * R' \quad (3)$$

Ressalta-se que em intervalos mensais de operação apenas as usinas de acumulação são passíveis de decisão operativa. Essa decisão reflete-se na produção das usinas fio d'água de jusante. As usinas a fio d'água turbinam a vazão disponível no rio, somada as defluências dos reservatórios de montante.

As usinas térmicas apresentam grande simplicidade na sua representação. Cada usina térmica é definida pela sua potência máxima, geração mínima e custo de geração. As usinas térmicas podem ser agregadas em uma única usina equivalente com custo operacional dado por uma função de custos crescente, calculada a partir dos custos operacionais de cada usina (custo de combustível), ordenados de modo crescente. Nas usinas térmicas pode ocorrer que parte de sua produção seja inflexível, devido à eventual obrigatoriedade de geração mínima para garantir estabilidade da rede elétrica ou ao processo de geração. Somente a parcela situada entre a geração mínima e a potência total instalada é passível de decisão operativa. Assim, devem-se diferenciar as parcelas de geração térmica que são inflexíveis das passíveis de decisão operativa.

Em geral os sistemas hidrotérmicos são de grande porte, com grande número de usinas, o que leva à utilização de técnicas para reduzir seu tama-

no para fins de modelagem. Tanto as usinas hidrelétricas, como as térmicas, podem ser agregadas em usinas equivalentes, correspondente a um subconjunto de usinas dentro de um subsistema. A metodologia de operação descrita a seguir tem como referência de tempo o mês, embora seu equacionamento se aplique a qualquer intervalo de tempo, com devido ajuste nas unidades.

Reservatório Equivalente de Energia Potencial e suas Características

Uma das técnicas empregadas para reduzir a dimensão do problema de representação de sistemas hidrelétricos de grande porte é o agrupamento. Arvanitidis e Rosing (1970) apresentaram uma proposta de utilizar a energia potencial para representar a capacidade de geração de um sistema hidrelétrico multireservatório, convertendo unidades de vazão e volume de água em energia.

Seguindo essa metodologia, o CEPEL (1980) desenvolveu um modelo a sistema equivalente no qual propõe tratar um sistema com vários reservatórios e usinas como um único reservatório de energia potencial, com modificações no tratamento das afluências, e fazendo distinção entre energia afluente controlável e energia a fio d'água, além de detalhar outras variáveis do processo.

O ponto central dessa idéia consiste em que, para cada usina, a água armazenada pode ser convertida em energia potencial considerando um valor médio constante de sua produtividade (equação 2). Somando-se a energia potencial de várias usinas pode-se definir a energia potencial de um sistema. Do mesmo modo, as vazões afluentes e defluentes das usinas podem ser convertidas em energia potencial, resultando numa única usina equivalente, na qual seu armazenamento, afluências e descargas passam a ser medidos em energia potencial e não em água.

Em uma usina equivalente de energia têm-se dois tipos de perdas de energia: perda por vertimento e perda por variação da queda. O vertimento corresponde à parcela de vazão defluente da usina que não passa pela turbina. A perda por variação da queda resulta da alteração da produtividade em relação à produtividade média adotada na conversão.

Para o reservatório equivalente de energia potencial podem ser definidas três variáveis fundamentais para a modelagem:

- EAR - Energia Armazenada de um sistema é a soma dos produtos do volume arma-

zenado em cada reservatório de acumulação, pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas a jusante;

- EARmax – É a máxima energia potencial que pode ser armazenada por um sistema equivalente;
- ENA - Energia Natural Afluente a um sistema é a soma dos produtos da vazão natural afluente a cada usina pela sua produtividade média.

Apenas uma parcela da ENA produz energia, pois em períodos com excedentes hídricos, acima da capacidade das turbinas, haverá vertimentos. A vazão natural afluente a uma usina corresponde à contribuição da sua bacia hidrográfica em condições naturais, sem efeitos antropogênicos, sendo usualmente calculada reconstituindo-se efeitos como uso consuntivo, evaporação de lagos e retenção em reservatórios a montante.

Portanto, tanto a EAR quanto a ENA dependem da configuração das usinas existentes em cada subsistema. Se o sistema estiver em expansão, isto é, se entrarem em operação novas usinas durante o horizonte de planejamento, a EAR e a ENA se alteram. Entrando em operação uma nova usina a jusante de outras usinas já existentes, ocorre um aumento instantâneo da energia armazenada a montante, pois toda essa água pode ser turbinada na nova usina. Do mesmo modo, a energia natural afluente de um subsistema aumenta, pois a vazão natural afluente à nova usina é também turbinada. Assim, a ENA, a EAR e a EARmax são simultaneamente alteradas quando uma nova usina entra em operação, mesmo que se trate de uma usina a fio d'água.

Ao contrário de um reservatório que armazena água, no qual só ocorre vertimento quando o reservatório está completamente cheio, o reservatório equivalente verte mesmo estando abaixo da sua capacidade máxima (EARmax). Isso ocorre devido à grande dimensão das bacias hidrográficas e pela grande variação na distribuição espacial das chuvas. Numa situação hidrológica como esta, os volumes dos reservatórios que compõem o sistema estão sempre em estados diferenciados, alguns cheios, outros vazios. Além disso, as usinas fio d'água apresentam vertimentos freqüentes na ocorrência de cheias nas suas áreas incrementais, por não disporem de capacidade de armazenamento. Outro aspecto interessante é que a probabilidade do reservatório equivalente atingir a sua capacidade máxima é muito baixa, pois isso exigiria que todos os reserva-

tórios que integram o sistema estivessem simultaneamente cheios.

Para clareza, pode-se criar um exemplo hipotético de um sistema com dois reservatórios de acumulação, de mesmo volume e produtividade. Num determinado intervalo de tempo, um se encontra com 70% de seu volume útil e o outro está cheio, com 100% de armazenamento e vertendo. O sistema formado por estes dois reservatórios estaria com 85% de sua capacidade máxima e vertendo, sem ter como acumular essa água excedente.

Esta propriedade implica na inclusão de uma variável adicional na equação do balanço hidroenergético do sistema equivalente. Essa variável representa as perdas por vertimento não causadas pelo enchimento total do reservatório equivalente. Este termo tem relação com a ENA e com a EAR, pois quanto maior a energia afluyente maior será o vertimento nas usinas fio d'água e, quanto maior o armazenamento do subsistema maior o risco de vertimento nos reservatórios de acumulação.

A segunda parcela de perda a ser considerada no balanço hidroenergético é a parcela devido à variação da produtividade. Ela é chamada de perda por variação da queda em relação à queda média (MWmédio). Este termo mantém relação com a EAR, pois um armazenamento abaixo da média causa redução de queda nas usinas de acumulação e um armazenamento acima da média leva a ganhos de produtividade. Esta perda também guarda relação com a ENA, pois as usinas a fio d'água perdem queda por elevação do canal de fuga ao escoar vazões elevadas.

Os reservatórios equivalentes podem ter limitações de capacidade temporais devido à alocação de volumes de espera para controle de cheias e atendimento de curvas de volume mínimo.

Balanço Hidroenergético

Aplicando-se a equação da continuidade ao reservatório equivalente pode-se calcular o balanço hidroenergético. Para cada subsistema i e intervalo de tempo t temos:

$$EAR_{(i,t)} = EAR_{(i,t-1)} + ExpEAR_{(i,t)} + (ENA_{(i,t)} - GH_{(i,t)} - VT_{(i,t)} - PVT_{(i,t)} - PVQ_{(i,t)} - EL_{(i,t)} - UC_{(i,t)} - VM_{(i,t)}) * ajd_{(t)} \quad (4)$$

onde:

$$PVT_{(i,t)} = f(ENA_{(i,t)}, EAR_{(i,t-1)}) \quad (5)$$

$$PVQ_{(i,t)} = g(ENA_{(i,t)}, EAR_{(i,t-1)}) \quad (6)$$

$$ExpEAR_{(i,t)} = (EAR_{max(i,t)} - EAR_{max(i,t-1)}) * \frac{EAR_{(i,t-1)}}{EAR_{max(i,t-1)}} \quad (7)$$

$$ajd_{(t)} = ndm_{(t)} / 30,4375 \quad (8)$$

$EAR_{(i,t)}$ = Energia Armazenada (MWmês).

$ExpEAR_{(i,t)}$ = Variação instantânea na energia armazenada causada pela expansão do subsistema (MWmédio).

$ENA_{(i,t)}$ = Energia Natural Afluyente (MWmédio).

$GH_{(i,t)}$ = Geração Hidráulica (MWmédio).

$VT_{(i,t)}$ = Energia Vertida (MWmédio). *Só ocorre quando $EAR = EAR_{max}$.*

$PVT_{(i,t)}$ = Perdas por Energia Vertida (MWmédio)

Este termo não é nulo quando $EAR < EAR_{max}$.

$PVQ_{(i,t)}$ = Perdas na geração hidráulica por Variação da Queda em relação à queda média (MWmédio).

$EL_{(i,t)}$ = Energia perdida por Evaporação Líquida dos Lagos (MWmédio).

$UC_{(i,t)}$ = Energia perdida por Usos Consuntivos na bacia (MWmédio).

$VM_{(i,t)}$ = Variação instantânea na energia armazenada retida pelo enchimento de volume morto de nova usina (MWmédio).

$ajd_{(t)}$ = Fator de ajuste em função da duração em dias do intervalo t .

$ndm_{(t)}$ = número de dias do intervalo de tempo t .

Balanço de Energia

O Balanço de Energia de um sistema consiste em atender a carga com as diversas fontes de energia e os intercâmbios recebidos de sistemas vizinhos:

$$DE_{(i,t)} = GH_{(i,t)} + GTif_{(i,t)} + GTad_{(i,t)} + GN_{(i,t)} + Gpqu_{(i,t)} + IP_{(i,t)} + INTrec_{(i,t)} - INTfor_{(i,t)} - PTR_{(i,t)} + DEF_{(i,t)} \quad (9)$$

onde:

$$PTR_{(i,t)} = INTfor_{(i,t)} * ftPTR \quad (10)$$

$DE_{(i,t)}$ = Demanda de Energia Elétrica (MWmédio).
 $GTif_{(i,t)}$ = Geração Térmica Mínima ou Inflexível (MWmédio).
 $GTad_{(i,t)}$ = Geração Térmica Adicional ou acima da mínima (MWmédio).
 $GN_{(i,t)}$ = Geração Nuclear (MW médio).
 $Gpqu_{(i,t)}$ = Geração de Pequenas Usinas (MW médio).
 $IP_{(i,t)}$ = Importação externa ao sistema (MWmédio).
 $INTrec_{(i,t)}$ = Intercâmbio Recebido (MWmédio).
 $INTfor_{(i,t)}$ = Intercâmbio Fornecido (MWmédio).
 $PTr_{(i,t)}$ = Perdas no Intercâmbio (MWmédio).
 $DEF_{(i,t)}$ = Déficit ao atendimento da demanda (MWmédio).
 $ftPr$ = Fator de Perdas no Intercâmbio (adimensional).

As perdas no intercâmbio de energia são aplicadas apenas ao sistema fornecedor, pois um sistema que fornece energia para outro tem que produzir mais para compensar as perdas e atender a energia requerida pelo sistema receptor.

Salienta-se que a geração nuclear, embora pertença à categoria térmica, tem suas especificidades a ponto de merecer um tratamento diferenciado das térmicas convencionais. Assim é também o tratamento da importação de energia, a qual é diferenciada do intercâmbio por tratar de energia que depende de contratos específicos e disponibilidades alheias à vontade do decisor. Normalmente essas usinas são inflexíveis e sua produção pode ser prevista até o final do horizonte de planejamento, baseado na programação de manutenção ou termos dos contratos. É importante mencionar que a geração nuclear e a importação constituem dados de entrada do modelo (equação 9).

Balço de Intercâmbios

Uma regra importante para um sistema é a necessidade de igualdade entre o total de fornecimentos e o total de recebimentos de todos os outros sistemas, considerando também as perdas de transmissão. Esse balanço pode ser equacionado da seguinte forma:

$$\sum_{i=1}^n INTfor_{(i,t)} = \sum_{i=1}^n INTrec_{(i,t)} + \sum_{i=1}^n PTr_{(i,t)} \quad (11)$$

Modelo de Otimização para Planejamento da Operação

A seguir, apresenta-se a formulação de um modelo de otimização para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. O modelo emprega as equações anteriormente apresentadas.

Considerando que a energia de origem térmica não é renovável e, usualmente, mais cara que as demais fontes de geração; considerando também que é necessário realocar excedentes de energia hidráulica entre vários sistemas antes de acionar as térmicas para atender à carga da forma mais econômica, pode-se enunciar o problema hidrotérmico de otimização: determinar a geração térmica, os intercâmbios e a geração hidráulica (variáveis de decisão) em diversos sistemas hidrotérmicos operando interligados, minimizando o custo total de operação (função objetivo).

Dessa forma, deve-se resolver o seguinte problema de otimização:

Função Objetivo

$$Min CO = CGTad + CINT + CDEF + CVT + CFUT \quad (12)$$

as variáveis da função objetivo acima são definidas por:

$$CGTad = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (Ct_{(i,t)} * ajd_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (13)$$

$$CINT = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (INTfor_{(i,t)} * CuINT * conv_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (14)$$

$$CDEF = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (DEF_{(i,t)} * CuDEF * conv_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (15)$$

$$CVT = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T (VT_{(i,t)} * CuVT * conv_{(t)} * \lambda_{(t)}) \quad (16)$$

$$CFUT = \left(\sum_{i=1}^n EAR_{max(i,T)} - \sum_{i=1}^n EAR_{(i,T)} \right) * CuFUT * conv_{(t)} * \lambda_{(t)} \quad (17)$$

onde:

$$Ct_{(i,t)} = f(GTad_{(i,t)}) \quad (18)$$

$$conv_{(t)} = ndm_{(t)} * 24 / 1000000 \quad (19)$$

$$\lambda_{(t)} = 1 / (TxRet / 100 + 1)^{(t/12)} \quad (20)$$

n = é o número total de sistemas (chamados a seguir de subsistemas).

T = é o número de intervalos de tempo t do horizonte de planejamento.

CO = custo total da operação (R\$ $\times 10^6$).

$CGTad$ = custo total da geração térmica adicional (R\$ $\times 10^6$).

$CINT$ = custo total do intercâmbio (R\$ $\times 10^6$).

$CDEF$ = custo total do déficit de atendimento à demanda (R\$ $\times 10^6$).

CVT = custo total do vertimento (R\$ $\times 10^6$).

$CFUT$ = custo futuro pós-horizonte que corresponde ao custo de não atendimento da demanda de energia após o horizonte de planejamento, estimado em função do estado final de armazenamento dos reservatórios equivalentes (R\$ $\times 10^6$).

$CuINT$ = custo unitário de intercâmbio (R\$/MWh).

$CuDEF$ = custo unitário do déficit de atendimento à demanda (R\$/MWh).

$CuVT$ = custo unitário do vertimento (R\$/MWh).

$CuFUT$ = custo unitário da energia não atendida pós-horizonte (R\$/MWh).

$Ct_{(i,t)}$ = custo da geração térmica adicional para o subsistema i (R\$ $\times 10^6$).

$\lambda_{(t)}$ = taxa de desconto no intervalo de tempo t .

$TxRet$ = taxa de desconto anual em %

$conv_{(t)}$ = fator de conversão do custo em R\$/MWh para milhões de R\$/mês.

Equações de Restrição:

1. Balanço de Energia: equação 9
2. Balanço Hidroenergético: equação 4
3. Balanço de Intercâmbios: equação 11
4. Armazenamento mínimo e máximo:

$$EAR \min_{(i,t)} \leq EAR_{(i,t)} \leq EAR \max_{(i,t)} \quad (21)$$

5. Capacidade de Geração Hidráulica:

$$GH \min_{(i,t)} \leq GH_{(i,t)} \leq GH \max_{(i,t)} \quad (22)$$

6. Capacidade de geração térmica adicional:

$$0 \leq GTad_{(i,t)} \leq (GT \max_{(i,t)} - GTif_{(i,t)}) \quad (23)$$

7. Limites de Intercâmbio mínimo e máximo:

$$0 \leq INTrec_{(i,t)} \leq INTrec \max_{(i,t)} \quad (24)$$

$$0 \leq INTfor_{(i,t)} \leq INTfor \max_{(i,t)} \quad (25)$$

O custo de geração térmica $Ct_{(i,t)}$ é uma função da geração térmica adicional que considera os custos unitários definidos pelos proprietários das usinas térmicas e determinado por curvas exponenciais dos preços ordenados de forma crescente.

O custo total de operação é dado pela soma do custo da geração térmica adicional, dos intercâmbios, do déficit, da energia vertida no período e do custo futuro.

O custo futuro (pós-horizonte) é calculado em função dos armazenamentos finais de cada subsistema, pois são esses armazenamentos que permitirão a continuidade do atendimento da demanda após o horizonte de planejamento.

Em geral não se atribui custo para a geração hidráulica, por se tratar de energia com baixo custo de operação. Do mesmo modo, não é fixado custo para a geração térmica inflexível por ser uma parcela obrigatória. Porém, o custo associado ao armazenamento final representa indiretamente um custo para a geração hidráulica e ele deve ser bem analisado no processo.

O modelo pode ser processado para diferentes cenários de ENAs, de demandas e de expansão, refletidos nas configurações de usinas ao longo do horizonte de planejamento.

Observa-se que alguns termos das equações acima estão condicionados à expansão de capacidade de geração do sistema no horizonte de planejamento considerado. São eles: Capacidade Hidráulica, Capacidade Térmica, Capacidade de Intercâmbio, Capacidade de Armazenamento e Energia Natural Afluente.

Este problema de otimização é não linear e deve ser resolvido por algoritmos de programação não linear - PNL.

ESTUDO DE CASO – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

A metodologia anteriormente proposta foi aplicada ao sistema hidrotérmico brasileiro. Segundo o ONS (2006), o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. É chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN tem tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial.

Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. A figura 2 mostra o mapa do SIN destacando os seus quatro subsistemas e interligações. O SIN é operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro -ONS.

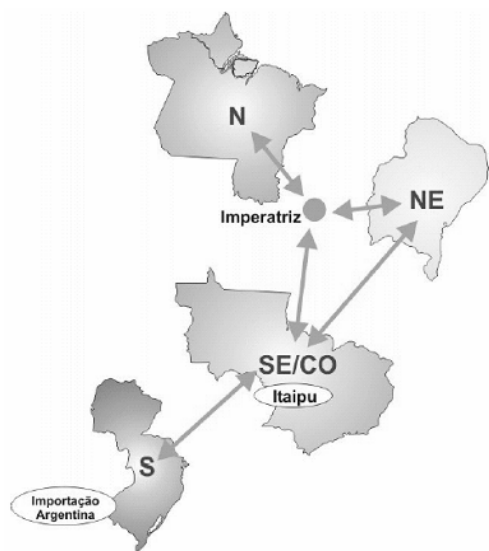


Figura 2 – Mapa do SIN (fonte: ONS, 2006)

As usinas hidrelétricas são agregadas em reservatórios equivalentes de energia, que correspondem ao armazenamento e produção de todas as usinas hidrelétricas que compõe cada subsistema.

Da mesma forma, as usinas térmicas são agregadas em quatro usinas térmicas equivalentes com custo crescente de produção, sendo essa função formada por uma composição dos custos de produção individuais.

A malha de transmissão permite trocas entre os subsistemas, caracterizando o recebimento ou fornecimento total de cada um deles.

Caracterização da Operação Histórica do SIN

Baseados nos dados históricos, divulgados pelo ONS (2006), foram reproduzidos os balanços de energia e hidroenergético em conformidade com a metodologia apresentada.

Considerando os dados dos últimos onze anos (a partir de jan/1996), em intervalo mensal, podem ser analisados em detalhes a operação do SIN. Na figura 3 apresenta-se a composição da carga

por fonte de geração. Observa-se com grande destaque a predominância das fontes de geração hidráulica (em tons de azul).

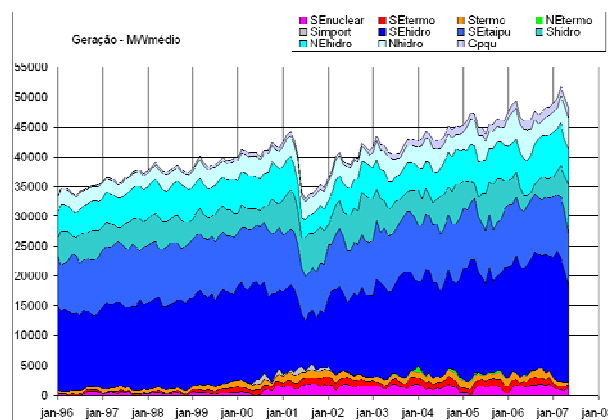


Figura 3 – Composição da Carga por Fonte

As curvas de forma ascendente indicam o aumento da carga e a expansão das fontes geradoras do SIN ao longo do período. Nota-se claramente o efeito do racionamento de energia ocorrido em 2001, com abrupta redução da carga (cerca de 25%).

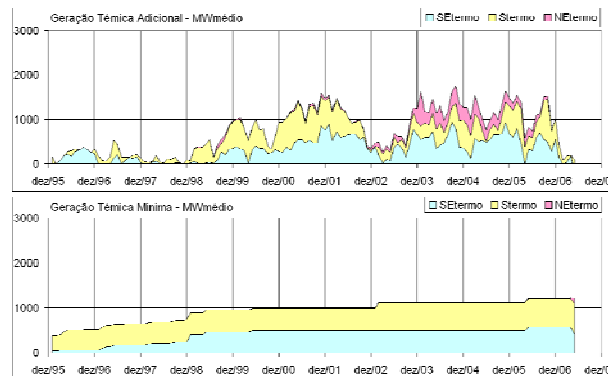


Figura 4 – Geração Térmica Convencional

A geração térmica divide-se em duas parcelas: inflexível (mínima, *GTif*) e flexível (adicional, *GTad*). A divisão dessas parcelas no período histórico não é conhecida. Para estimar a parcela de geração térmica adicional efetuada nos últimos anos, procedeu-se a seguinte hipótese simplificada de cálculo: partindo-se do instante presente, no qual é possível saber o valor da energia térmica inflexível, procede-se o cálculo retroativamente, supondo-se que o total inflexível só diminui quando se encontra um valor de geração térmica inferior ao valor consi-

derado inflexível anteriormente; assume-se então este novo valor para a parcela inflexível. Este procedimento é repetido sucessivamente até o início do histórico. Dessa forma a geração térmica apresentada na figura 4 separa as duas parcelas.

Nota-se que o despacho térmico flexível dos últimos onze anos é pequeno quando comparado com a carga total. Neste período, a energia térmica flexível foi responsável por cerca de 2% do atendimento da carga total consumida no país (cerca de 1000 MW médios). É interessante ressaltar que, apesar de sua pouca significância em termos de energia produzida, o critério de decisão para o planejamento da operação recai fundamentalmente sobre o custo do despacho térmico flexível.

Por meio dos valores medidos nas principais linhas de interligação pode-se calcular a energia recebida ou fornecida de cada subsistema. Verifica-se que o intercâmbio entre subsistemas atingiu valores bastante significativos, superiores à geração térmica. O recebimento de energia pelo subsistema Sul atingiu cerca de 5000 MW médios em 2006. Pode-se observar no histórico que o subsistema Nordeste foi quase sempre receptor. O subsistema Sul passou de receptor a fornecedor apenas no período de racionamento (2001). Os subsistemas Sudeste e Norte foram predominantemente fornecedores, com raros períodos de inversão dos fluxos de energia.

As perdas por evaporação e uso consuntivo são altas no Nordeste, superando 12% da ENA. Em comparação, essas perdas são menores no Sudeste, com 3% da ENA. No Sul e Norte ficam abaixo do patamar de 1% da ENA.

As perdas por vertimento e por variação de queda puderam ser calculadas no período histórico pelo balanço hidroenergético. Nota-se que as perdas por vertimento e por variação de queda são grandes no Norte (48% da ENA) e Sul (21% da ENA). No Sudeste com 10% da ENA e no Nordeste com 7% da ENA elas são mais reduzidas. Explica-se esta diferença pela pequena capacidade de armazenamento nos dois subsistemas.

Determinação das Funções de Perdas

Para obtenção das funções de perdas por vertimento e por variação de queda, funções "f" e "g" das equações 5 e 6, foi necessário determinar empiricamente uma relação entre as variáveis envolvidas. Utilizaram-se os dados históricos do SIN no período jan/1998 a mar/2006. As séries de energia vertida por subsistema, para esse período, foram calculadas a partir de séries diárias de vazões vertidas para cada

usina, considerando a produtividade média e a topologia dos subsistemas com sua expansão.

As perdas foram relacionadas com a ENA e também com a EAR, pois quanto maiores forem as aflúncias e quanto mais cheio estiver o reservatório equivalente é esperado um vertimento maior. O ajuste com valores históricos, para o subsistema Sudeste, pode ser visto na figura 5. As séries em azul são obtidas pela equação 4 e englobam os três termos de perdas ($PVT+VT+PVQ$), e incluem os erros de medição das demais variáveis da equação 4.

As séries em vermelho foram obtidas a partir de séries diárias de vazões vertidas por usina, que dessa forma correspondem somente ao vertimento, não incluindo o termo (PVQ).

O primeiro gráfico mostra a relação das perdas com a energia armazenada EAR. O segundo gráfico mostra a relação das perdas com a ENA. Foi ajustada uma função polinomial de segundo grau para cada série.

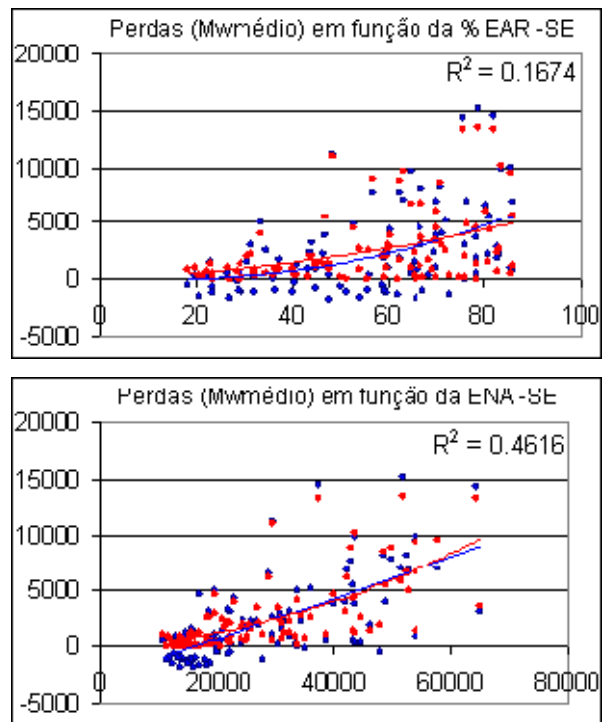


Figura 5 – Perdas em função da EAR e da ENA

O coeficiente de determinação R^2 foi empregado para avaliar a estimativa da função de avaliação das perdas. A correlação das perdas com a EAR é muito baixa, mas nota-se sensível melhora nos coeficientes de determinação quando se considera a ENA. No Sudeste o R^2 passou de 0.17 para 0.46, no

Sul de 0.32 para 0.82, no Nordeste de 0.08 para 0.25 e no Norte de 0.29 para 0.91. Foram efetuados testes de correlação múltipla das perdas com ENA e EAR, mas os resultados não apresentaram ganhos significativos.

A diferença entre as séries obtidas pela equação 4 (em azul na figura 5) e as obtidas a partir de séries diárias de vazões vertidas por usina (em vermelho na figura 5) corresponde ao valor das perdas por variação da queda (*PVQ*). As diferenças entre as duas séries foram calculadas e estão apresentadas nos gráficos da figura 6. Os valores médios situam-se em -295 MWmédio (1,2% da GH) para o Sudeste, -73 MWmédio (1,5% da GH) para o Sul, 278 MWmédio (5,4% da GH) para o Nordeste e 7 MWmédio (0,2% da GH) para o Norte. Nota-se que os valores são muito baixos quando comparados à geração hidráulica de cada subsistema, indicando uma compensação da produtividade real que ora se encontra acima, ora abaixo, da produtividade média adotada constante. É importante salientar que as perdas por variação da queda (*PVQ*) assim calculadas incluem também todos os erros de medição das demais variáveis da equação 4.

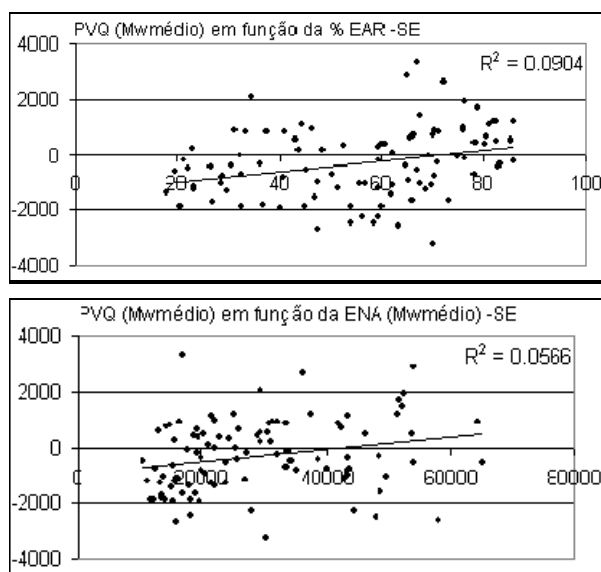


Figura 6 – Perda por Variação da Queda em função da EAR e ENA

Nos gráficos da figura 6 pode-se observar que praticamente não existe correlação da perda por variação da queda (*PVQ*) com a EAR e nem com a ENA. Presume-se que nas usinas de acumulação, *PVQ* deveria se correlacionar com a EAR pela variação do nível montante e nas usinas a fio d'água com

a ENA pela elevação do canal de fuga, acarretando perda de queda nos dois casos. Porém, no reservatório equivalente, esses dois efeitos devem se anular. Dessa forma, considerou-se nula a função "g" da equação 6.

APLICAÇÃO DO MODELO - SolverSIN

A formulação descrita anteriormente foi implementada e aplicada no Sistema Interligado Nacional - SIN. O modelo intitulado SolverSIN foi desenvolvido em duas versões, uma em planilha eletrônica e a segunda em linguagem GAMS (GAMS, 2006). As duas versões operam de forma independente, porém a versão em GAMS pode utilizar a versão em planilha como interface para entrada de dados e como interface para análise gráfica dos resultados. Neste item são descritas as duas versões e discutidos os resultados obtidos.

Os dados foram extraídos dos arquivos do Plano Mensal de Operação (CCEE, 2006). Alguns dados foram levantados nos arquivos de saída do modelo NEWAVE, como as séries de uso consuntivo, evaporação, volume morto, volumes de espera, ENA (média de longo período), capacidade de EAR, capacidade de geração térmica, geração térmica mínima e capacidade de geração hidráulica. No modelo NEWAVE essas variáveis são calculadas de acordo com cada configuração de expansão. É um cálculo algébrico no qual os volumes e as vazões são multiplicados pela produtividade média acumulada das usinas a jusante, de acordo com as definições já apresentadas.

Nas restrições de limites de armazenamento (equação 21) foram considerados como limite máximo os volumes de espera (VESP) e como limite mínimo as curvas de aversão a risco (CAR) definidas pela ANEEL para o biênio 2006/2007. As curvas de aversão a risco (CAR) correspondem ao volume necessário para atendimento à demanda, num horizonte de dois anos, considerando todos os recursos de geração disponíveis. As CAR's foram adotadas no planejamento da operação do SIN após o racionamento de energia ocorrido em 2001.

O modelo pode ser processado para diferentes cenários de ENA's. Os cenários podem ser definidos como frações das Médias de Longo Termo (MLT) das séries de ENA's observadas, ou ainda, percentis das séries observadas que permitem a associação de probabilidade ao cenário. Como as séries de vazões, e consequentemente de ENA's, têm

distribuição assimétrica a média corresponde a um cenário úmido (Lopes, 2001).

Todas as séries de dados levam em conta os efeitos da expansão do sistema, sendo crescentes com a entrada de novas usinas, respeitando a topologia dos subsistemas.

Versão do Modelo em Planilha

Para desenvolvimento da versão em planilha foi utilizado o Microsoft Excel, juntamente com o Solver da Frontline Systems Inc. Este solver utiliza o método de otimização não linear "Generalized Reduced Gradient", implementado por Leon Lasdon da University of Texas em Austin e Allan Waren da Cleveland State University (FRONTLINE, 2006).

Uma característica importante da versão em planilha é seu funcionamento como simulador, onde as variáveis de decisão podem ser inseridas manualmente. Existem botões de controle que acionam rotinas (macros) para definir soluções iniciais para a otimização. São eles: Geração térmica adicional nula; geração térmica adicional máxima; intercâmbios nulos; intercâmbio que completa o balanço de energia de "i-1" subsistemas.

Na tela de entrada de dados para o modelo pode-se alterar o armazenamento inicial e o cenário de ENA por subsistema, os custos das várias modalidades de energia, as funções de custo térmicas e os parâmetros das curvas de perda por vertimento e variação de queda.

Existem inúmeros gráficos de saída dos resultados, como ilustrado na figura 7, onde apresentam-se, por subsistema, a geração térmica adicional e os intercâmbios. Os intercâmbios são desagregados por linha de transmissão e apresentados juntamente com seus limites máximos e mínimos. Nesta topologia existem as seguintes linhas: N/Nó (Imperatriz), Nó/NE, Nó/SE, SE/NE e S/SE.

No diagrama da figura 7 apresenta-se um esquema das linhas de transmissão entre os quatro subsistemas do SIN. Como pode ser observado, o circuito fechado formado entre o Nó de Imperatriz, SE e NE cria uma indeterminação, com soluções múltiplas de fluxo. Portanto, é preciso fixar uma regra de repartição do recebimento NE pelas duas linhas que atendem a este subsistema. Adotou-se neste trabalho prioridade pela linha Nó/SE até esgotar sua capacidade, para então utilizar a linha SE/NE. Outro problema de transmissão é a produção de Itaipu, que por estar inserida no subsistema Sudeste deve ter seu detalhamento elétrico dos dois circuitos (60 Hz e de corrente contínua) resolvidos após o processo de otimização.

O tratamento aplicado ao intercâmbio consiste em calcular a energia recebida ou fornecida para cada subsistema. Por convenção, valores positivos indicam que o subsistema está recebendo energia e valores negativos indicam que o subsistema está fornecendo energia a um subsistema vizinho. Da mesma forma, estabeleceu-se uma convenção do fluxo por linha de transmissão do tipo "de - para". Valores negativos de energia indicam que o fluxo está invertido em relação ao sentido da linha. Por exemplo, um valor negativo na linha S-SE indica que o fluxo é do SE para o S. Nota-se que as restrições de capacidade das linhas são diferentes de acordo com o sentido do fluxo. Dessa forma, a desagregação do intercâmbio recebido ou fornecido pelos subsistemas para cada linha de transmissão é algébrica.

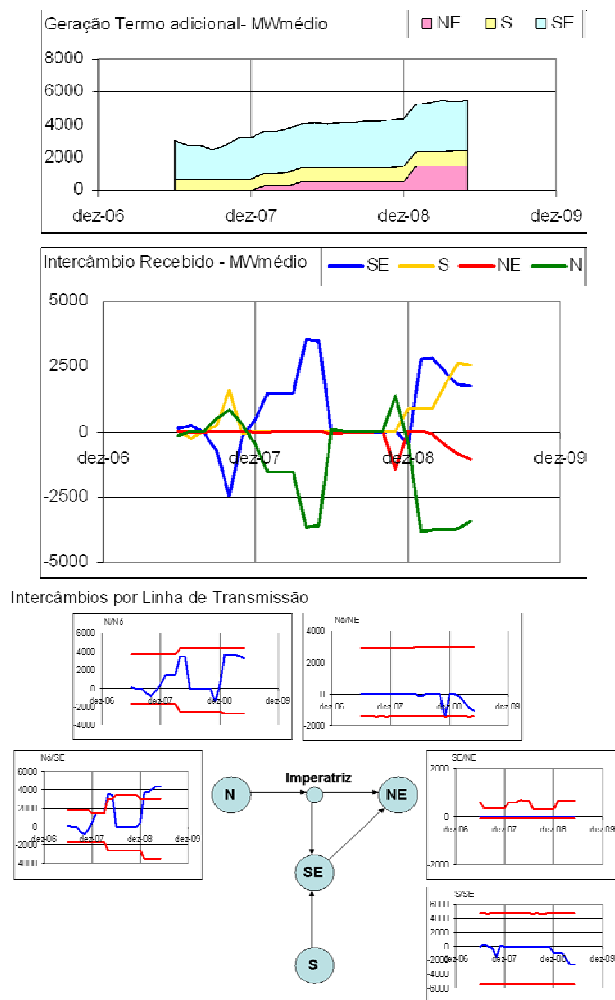


Figura 7 – Tela de Saída do SolverSIN

Nesta aplicação a importação/exportação de energia do subsistema Sul para a Argentina foi considerada como dado de entrada fixo, devido à complexidade dos contratos vigentes pela dependência da disponibilidade energética desse país. A importação pode também ser uma variável de decisão adicional, caso se considere apenas o fator custo da energia.

Versão do Modelo em GAMS

A versão do modelo em GAMS (General Algebraic Modeling System) permite aplicações mais poderosas, com utilização de diferentes programas comerciais de otimização. Além de ser utilizada de forma independente, pode ser inserida, com uma série de vantagens, em Sistemas de Suporte a Decisão (SSDs). O GAMS funciona como uma camada intermediária entre a interface com o usuário final e os algoritmos de otimização comerciais, dando maior modularidade ao desenvolvimento e incorporando ao SSD as vantagens da sua utilização para a solução dos problemas.

Neste trabalho utilizou-se a versão “GAMS Rev 145 x86/MS Windows”. Os solvers de PNL utilizados foram: MINOS 5.51, CONOPT 3 e SNOPT 6.2 (GAMS, 2006).

Um aspecto importante das versões desenvolvidas é que o programa em linguagem GAMS grava os resultados em um arquivo compatível com o Excel. Deste modo, eles podem ser visualizados na versão em Planilha, compartilhando toda a interface gráfica construída. Portanto, todos os gráficos apresentados no item anterior também estão disponíveis na versão em GAMS.

Verificação do Modelo

Para garantir que o modelo proposto representa o sistema, ele deve reproduzir operações passadas através de um processo de simulação, chamado processo de verificação. A verificação do modelo foi feita com os dados históricos do período out/2001 a dez/2006. Neste caso, admitiram-se conhecidas as variáveis de decisão de intercâmbio e geração térmica, igualando-as aos valores verificados e dessa forma acarretando nos armazenamentos a cada intervalo de tempo. As trajetórias de armazenamentos históricas estão apresentadas na Figura 8.

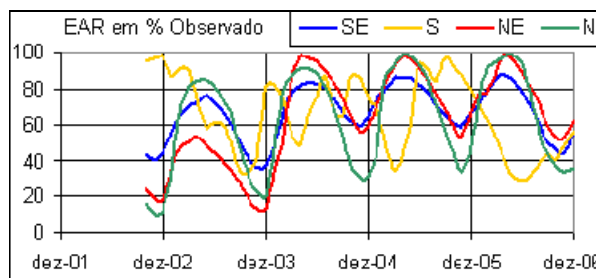


Figura 8 – Trajetórias de armazenamentos observados (fonte: site ONS, 2006)

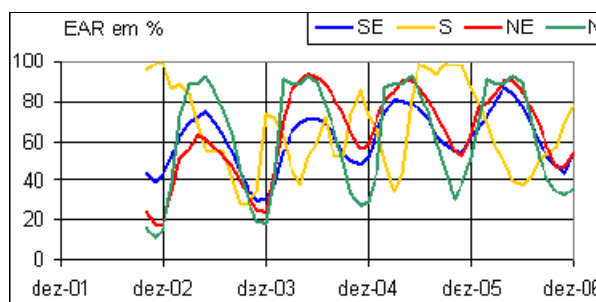


Figura 9 – Trajetórias de armazenamentos simulados pelo modelo

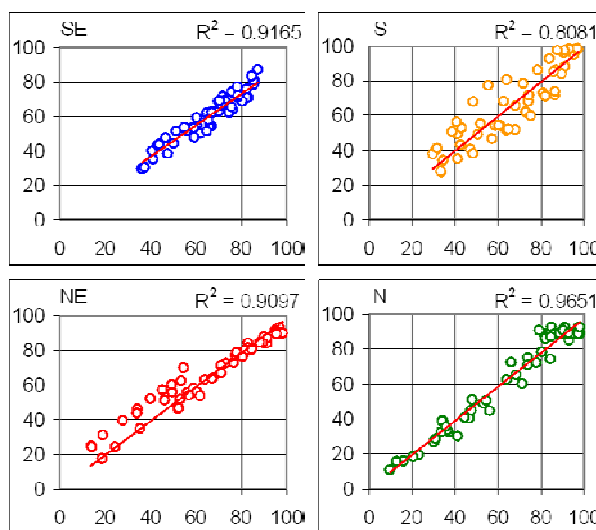


Figura 10 – Comparação entre trajetórias de armazenamentos simulados e observados

O ajuste foi muito bom para os subsistemas Sudeste e Nordeste. Porém, nos subsistemas Sul e Norte ocorreram superestimação das funções de

perdas. Sabe-se que esses subsistemas possuem pequena capacidade de armazenamento e são compostos por poucos reservatórios de acumulação. Ou seja, nessas bacias ocorrem vertimentos provocados pelo controle de cheias próximo ao enchimento dos reservatórios, fato que impõe desvios na função de perdas por vertimentos. Nesses casos, foi necessário utilizar um fator de correção nas funções de perdas.

Por tentativa e erro foram avaliados os fatores de correção para esses subsistemas. Os resultados do modelo com aplicação destes fatores estão na figura 9. Observa-se um ajuste muito bom, isto é, as trajetórias históricas e calculadas são bastante semelhantes, tanto em termos da EAR no final do horizonte, como ao longo do tempo, como apresentado na figura 10.

RESULTADOS OBTIDOS

Foram realizados exaustivos testes com o modelo (Lopes, 2007) e destes foram selecionados alguns resultados para discussão. Os testes selecionados apresentam as seguintes características:

- Variação da ENA;
- Variação da Demanda;
- Variação da Taxa de Desconto;
- Com custo futuro;
- Sem CAR;
- Sem Volume de Espera.

As análises foram feitas em comparação a um cenário padrão que tem as seguintes características:

- cenário de ENA: No primeiro mês utiliza-se a mesma porcentagem da MLT do mês anterior; do terceiro mês até o final do horizonte utiliza-se 90% da MLT; para o segundo mês faz-se um ajuste linear entre o primeiro e o terceiro mês;
- cenário de demanda do PMO de outubro/2006 (Plano Mensal de Operação do ONS);
- considera a curva de aversão a risco (CAR);
- considera os volumes de espera nos reservatórios de regularização.
- taxa de desconto (TxRet) de 10%;
- perda na transmissão (ftPTr) de 3%;
- custo unitário do déficit (Cundef) de 2000 R\$/MWh;

- custo unitário do intercâmbio (Cuint) de 5 R\$/MWh;
- custo unitário futuro (Cufut) nulo (R\$/MWh);
- custo unitário do vertimento cheio (Cvutch) de 250 R\$/MWh.

Com o teste padrão não ocorrem déficits no atendimento da demanda. Tem-se vertimentos apenas no subsistema Norte. O intercâmbio apresenta custo de 387 milhões de reais no período. A geração térmica adicional, com custo de 8,997 bilhões de reais no período, corresponde a cerca de 35% da capacidade, sendo máxima no NE. Os custos marginais de geração térmica estão equalizados entre SE e S, sendo inferior no NE por ter atingido a capacidade máxima neste subsistema. O armazenamento final é nulo, indicando o uso total do armazenamento de energia para redução do custo térmico, uma vez que o custo futuro foi definido como nulo.

Os resultados dos testes, além de permitir uma verificação do funcionamento do modelo, permitem uma análise de sensibilidade de alguns parâmetros. As análises consideram variações em relação a um caso padrão. Como síntese podem ser destacados os seguintes pontos:

- a) A sensibilidade à variação da ENA é grande. Com sua redução gradual ocorre déficit, com geração térmica máxima. Com seu aumento ocorre vertimento, com geração térmica nula. A sensibilidade à variação da demanda é maior do que a sensibilidade à variação de ENA, com os mesmos efeitos.
- b) Sem a taxa de desconto há uma antecipação na geração térmica. A sensibilidade do modelo à variação da taxa de desconto é grande, alterando a distribuição da geração térmica no tempo. O efeito é sempre postergar a geração térmica esperando custos menores no futuro. Dessa forma, um critério econômico pode influir significativamente na decisão imediata, postergando custos, a cada passo do planejamento da operação, e subestimando a necessidade de geração térmica no curto prazo.
- c) Variando-se o custo futuro (inicialmente nulo), o armazenamento final aumenta, causando aumento na geração térmica. Isso demonstra a forte dependência da garantia de atendimento futuro (pós-horizonte) deste parâmetro.

- d) Sem a curva de aversão ao risco (CAR), não ocorrem variações sensíveis em relação aos resultados do caso padrão. Notam-se apenas pequenas diferenças nas trajetórias de armazenamentos dos subsistemas S e N.
- e) Sem volume de espera, também não ocorrem variações sensíveis com relação ao caso padrão. Ocorrem pequenas diferenças na trajetória de armazenamento do subsistema Norte.

CONCLUSÕES

Ao longo deste trabalho, apresentou-se um novo modelo para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte, chamado modelo SolverSIN. A principal contribuição deste modelo é dar suporte à tomada de decisão operacional de sistemas hidrotérmicos com três propriedades relevantes: eficiência, transparência e precisão.

Essas três propriedades reunidas tornam a proposta deste modelo uma opção real de grande valia para o planejamento operacional de sistemas hidrotérmicos de grande porte, como, por exemplo, do sistema hidrotérmico brasileiro. Isso ficou evidenciado pelas diferentes situações apresentadas e analisadas.

A incorporação deste modelo a um sistema de suporte a decisão deverá torná-lo ainda mais eficiente e prático. Ou seja, a inserção de um eficiente banco de dados e uma interface conversacional modelo/decisor (com saídas gráficas, tabelas, mapas, etc.), deverá tornar o SolverSIN ainda mais apropriado para emprego em operação de sistemas hidrotérmicos. Outro fato a ser ressaltado é que o modelo atual, tanto a versão em planilha, como a versão GAMS, pode ser processado num computador portátil de hardware básico, usual no mercado.

Discutindo com um pouco mais de detalhes as três propriedades acima citadas:

- a) A eficiência do modelo está associada à proposta metodológica, baseada no balanço de energia entre fontes de produção de energia elétrica e as equações de balanço hidroenergético aplicadas aos reservatórios equivalentes de energia. O problema de otimização é resolvido por Programação Não Linear (PNL) com utilização de "solvers" comerciais de grande confiabilidade no meio técnico internacional. A simplificação proposta se deve, principalmente, à metodolo-

gia de avaliação de perdas nos reservatórios. Considerando que alguns dos principais modelos atualmente em uso no mundo se baseiam em técnicas complexas, de difícil manipulação e com muitas aproximações, caso, por exemplo, da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), a proposta do SolverSIN se mostra como uma alternativa viável, de grande aplicabilidade em sistemas hidrotérmicos de estrutura complexa.

- b) A transparência do modelo é também uma propriedade muito importante. Como foi comentado ao longo do texto, o processamento do SolverSIN permite que o decisor observe claramente o comportamento das variáveis envolvidas no processamento, tanto em simulação, como em otimização da operação. Essa transparência fornece ao modelo um potencial muito grande de análise de sensibilidade dos critérios envolvidos em cada processamento. Por exemplo, a facilidade com que diferentes situações podem ser imediatamente processadas, mensuradas e comparadas, dá ao modelo um campo vastíssimo de aplicação em discussões gerenciais de operação. Apesar de não ter sido analisada aqui a questão da estocasticidade, é importante ressaltar que o desenvolvimento da análise estocástica implícita com emprego do modelo é muito simples. O modelo pode ser aplicado a um número grande de séries geradas de ENA's, assim como a cenários múltiplos associados a probabilidades de ocorrência. Este é um tópico que merece atenção em estudos futuros com o SolverSIN.
- c) A propriedade da precisão é essencial e ficou evidente com as aplicações apresentadas. Os resultados obtidos demonstram que o equacionamento proposto é compatível com a qualidade dos resultados obtidos por outras técnicas. As comparações feitas entre os dados históricos e os resultados de simulação demonstram que os equacionamentos propostos para as perdas são perfeitamente razoáveis, com um elevado grau de precisão.

REFERÊNCIAS

ARVANITIDIS N.V. ET ROSING J, *Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System*, IEEE

- Transactions on Power Apparatus and Systems, vol 2, pp 319, Feb. 1970.
- CCEE, <http://www.ccee.org.br>, 2006.
- CEPEL, *Modelo a Sistema Equivalente, Descrição Geral*, RT 1705/80, Fev 1980.
- FRONTLINE, <http://www.solver.com>, 2006.
- GAMS, <http://www.gams.com>, 2006.
- LABADIE, J., *Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review*, J. of Water Res. Plan. And Mangt., Vol. 130, n.2, March, 2004.
- LOPES. J.E.G., *Otimização de Sistemas Hidroenergéticos*, Dissertação de Mestrado, EPUSP-PHD, 2001.
- LOPES. J.E.G., *Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica*, Tese de Doutorado, EPUSP-PHD, 2007.
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro, <http://www.ons.org.br>, 2006.
- PORTO, R.L.L., LANNA, A.E.L., BRAGA JR., B.P.F., CIRILO, J.A., ZAHED FILHO, K., GOBETTI, L., AZEVEDO, L.G.T., BARROS, M.T.L., BARBOSA, P.S.F. *Técnicas Quantitativas para o Gerenciamento de Recursos Hídricos*, Coleção da ABRH, UFRGS, 1991.
- YEH, W., *Reservoir management and operations models: A State of Art Review*, Water Resources Research, 21(2), 1797-1818, 1985.

zation runs). Precision is an essential property and provides evidence with the applications presented. The results show that the SolverSIN model is appropriate to plan any hydrothermal systems operation.

Keywords: *Optimization. Hydrothermal Systems. Reservoir Operation.*

Planning Operation Model for Hydrothermal Power Generation Systems

ABSTRACT

This paper presents an optimization model for planning the operation of large hydrothermal electrical systems. The model is called SolverSIN. It was evaluated in planning the operation of the Brazilian National Integrated System (SIN), one of the most complex hydrothermal systems in the world. A historical analysis of SIN data operation was performed in order to estimate loss functions. This was necessary due to the proposed methodology. SolverSIN was written in two computational languages: spreadsheet and GAMS. The main contribution of SolverSIN is the decision support given for planning operation dispatches considering its characteristics related to efficiency, transparency and precision. Efficiency is associated with the proposed methodology based on energy balance among electrical energy sources and hydropower balance equations applied to equivalent reservoirs of potential energy. The optimization is done using a non-linear program set including the SNOPT, CONOPT and MINOS routines. The transparency of SolverSIN is also a very important characteristic, and it allows the stakeholder to follow the variation of any model variable step by step (in simulation or optimi-