

CADERNOS DO IME – Série Estatística

Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
Rio de Janeiro - RJ - Brasil
ISSN 1413-9022 / v. 20: p. 01 - 19, 2006

DISCUSSÃO DE PREMISSAS BÁSICAS PARA A MODELAGEM DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE LONGO PRAZO

Maria Luiza.V.Lisboa
CEPEL / UERJ
mlisboa@cepel.br

Luiz.Guilherme B.Marzano
CEPEL
marzano@cepel.br

Carlos Henrique M. Saboia
CEPEL
saboia@cepel.br

Maria Elvira P.Maceira
CEPEL / UERJ
elvira@cepel.br

Albert Cordeiro G. Melo
CEPEL / UERJ
albert@cepel.br

Resumo

Para sistemas hidrotérmicos, a modelagem do subproblema de operação impõe um grande desafio no que diz respeito à representação matemática das incertezas hidrológicas. Uma representação simplificada, porém adequada, é necessária para viabilizar computacionalmente a solução do problema. No modelo MELP, desenvolvido pelo CEPEL para estudos de planejamento da expansão da geração de longo prazo, estas incertezas são representadas através de apenas dois cenários hidrológicos. A modelagem proposta requer o conceito de energias firme e média de usinas hidrelétricas e de fatores de participação crítico e médio de usinas termelétricas. Este artigo tem por objetivo descrever a formulação matemática do modelo MELP, analisando, de forma detalhada, as premissas e conceitos utilizados.

Palavras-chave: Planejamento da Expansão da Geração, Sistemas Hidrotérmicos, Incertezas Hidrológicas.

1. Introdução

Um dos principais objetivos do planejamento da expansão da geração de um sistema elétrico é determinar um cronograma de construção de usinas geradoras e troncos de interligação que assegure um atendimento confiável e de custo mínimo à demanda futura de energia elétrica. É um problema complexo, que impõe grandes desafios para sua modelagem matemática, principalmente para sistemas hidrotérmicos de grande porte, como é o caso do sistema brasileiro.

A questão da confiabilidade está associada ao suprimento adequado de energia elétrica mesmo sob condições operativas futuras adversas, as quais são incertas. A modelagem matemática das incertezas não é trivial, especialmente quando feito por critérios probabilísticos, o que pode exigir grande esforço computacional.

Por outro lado, a questão do custo mínimo de atendimento está associada ao custo do programa de expansão, que inclui os custos de investimentos e de operação. Os custos de investimentos são os custos de construção de usinas geradoras e reforços de interligação, e os custos de operação estão associados aos custos dos combustíveis, cortes de carga e manutenção. Enquanto que as variáveis que modelam os investimentos são binárias (0-não constrói-se; 1-constrói-se), as variáveis que modelam a operação são contínuas (o despacho das usinas e fluxos nas interligações podem variar continuamente dentro de seus limites operacionais). Desta forma, a minimização dos custos resulta em um problema de programação inteira mista. Sua resolução requer um esforço computacional proporcional à dimensão do sistema elétrico e horizonte de planejamento.

Pelo exposto, para sistemas hidrotérmicos de grande porte, a modelagem matemática do problema da expansão requer um compromisso entre simplicidade e adequabilidade, de forma a viabilizar sua resolução do ponto de vista computacional. Uma modelagem criteriosa das incertezas hidrológicas, com base em programação dinâmica dual estocástica, há tempos já foi desenvolvida e é largamente utilizada para o planejamento da operação [MACEIRA,2002]. Porém, exige um esforço computacional extremamente elevado quando aplicada ao planejamento da expansão de longo prazo, podendo ser inviável sua aplicação a sistemas elétricos do porte do brasileiro. Por outro lado, neste horizonte, geralmente superior a 20 anos, outras incertezas podem impactar o programa de expansão de forma muito mais significativa que as incertezas

hidrológicas (CROUSSILAT, 1988), como as incertezas de demanda, de custos de combustíveis, de atrasos de obras etc. Portanto, para reduzir o esforço computacional e viabilizar a representação de outras incertezas, torna-se imperioso que as incertezas hidrológicas sejam modeladas de forma simplificada.

Está em desenvolvimento pelo CEPEL um modelo de planejamento da expansão da geração denominado MELP (TERRY, 2004), que avalia a operação do sistema para apenas dois cenários hidrológicos: crítico e médio. O horizonte de planejamento é dividido em estágios, com duração de 1 a 5 anos, e para cada estágio a operação do sistema é analisada para os dois cenários hidrológicos considerados. Os limites de produção de energia das usinas hidrelétricas e termelétricas para cada estágio de operação e cenário hidrológico são obtidos a partir de simulações dos programas SUIHI-O (MACEIRA, 2002) e NEWAVE (MACEIRA, 2002), respectivamente, conforme detalhado em (LISBOA, 2005). Espera-se que a modelagem simplificada da operação permita obter, aproximadamente, a operação ótima do sistema, que pode ser determinada de forma mais criteriosa através de modelos sofisticados de planejamento da operação energética, por exemplo, o programa NEWAVE.

Este trabalho tem dois objetivos principais: (i) descrever a formulação matemática do modelo MELP detalhando os conceitos e premissas utilizados; (ii) avaliar a adequação das premissas adotadas, comparando-se o cronograma de expansão do sistema elétrico brasileiro, para o horizonte 2004-2013 obtido com o modelo MELP, com aquele obtido a partir de simulações do programa NEWAVE (Plano Decenal de Expansão 2004-2013, elaborado pelo MME).

Ressalta-se que embora o MELP tenha sido desenvolvido para aplicação ao planejamento da expansão de longo prazo (geralmente superior a 20 anos), não existe, para fins de comparação, um plano de expansão obtido a partir de simulações com o programa NEWAVE que contemple tal horizonte. Por este motivo trabalhou-se com o horizonte decenal.

2. O Processo de Planejamento da Expansão da Geração

Os estudos de planejamento da expansão da geração de um sistema elétrico envolvem duas atividades distintas (FORTUNATO, 1990): (i) o mapeamento, avaliação e dimensionamento dos recursos energéticos primários e; (ii) a determinação do

programa de expansão. A primeira atividade inclui estudos que devem ser executados com alguns anos de antecedência à entrada em operação das usinas. Especificamente, para a exploração do potencial hidráulico, são necessários inicialmente estudos de inventário de bacias hidrelétricas, seguidos de estudos de viabilidade técnico-econômica dos aproveitamentos inventariados, o projeto básico e o projeto executivo de cada aproveitamento. Por outro lado, os estudos para determinação do programa de expansão do sistema também devem ser realizados com grande antecedência, pois as usinas geradoras, especialmente as hidrelétricas, têm períodos de construção longos. Em função desses prazos, o planejamento da expansão do sistema elétrico requer a análise de um longo horizonte, seguidos de análises de médio e curto prazos à medida que informações mais detalhadas e precisas são obtidas.

Os estudos de longo prazo (ELETROBRAS, 2000), com horizonte de até 30 anos, procuram analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, a composição futura do parque gerador, os principais troncos de interligação, e estabelecer um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial e de inventário de bacias (caso o sistema elétrico seja hidrotérmico). Nestes estudos são definidas as diretrizes para os estudos de médio e curto prazos e determinados os custos marginais de expansão a longo prazo. São dados fundamentais para estes estudos a evolução do mercado, a disponibilidade das fontes energéticas primárias para geração, as tendências de evolução tecnológica e os impactos ambientais dos projetos. Devido ao longo horizonte de análise, deve-se ressaltar que existem grandes incertezas associadas aos principais dados.

Os estudos de curto prazo, com horizonte de 10 anos, analisam detalhadamente a expansão da geração, indicando as necessidades quanto ao início de construção de novos projetos, bem como a priorização da continuidade das obras em andamento, de forma a garantir o pleno atendimento ao mercado consumidor. São estudos que, em princípio, procuram atualizar os primeiros 10 anos dos estudos de longo prazo da expansão da geração, considerando as mudanças conjunturais e de premissas, tais como condições hidrológicas, previsões de crescimento de mercado de energia elétrica e reavaliação da economicidade de projetos, fruto do maior aprofundamento dos estudos técnicos de engenharia e meio ambiente. Neste horizonte de análise as incertezas hidrológicas merecem ser destacadas.

De forma a apoiar a revisão anual dos estudos de curto prazo, podem ser feitos estudos de médio prazo, com horizonte de 15 anos, com o objetivo de atualizar as diretrizes de longo prazo em função de variações significativas do cenário macroeconômico.

2.1. O Tratamento das Incertezas Hidrológicas nos Estudos de Curto e Longo Prazos

Embora comuns a todo o processo de planejamento, as diversas variáveis envolvidas têm importância e níveis de incertezas bastante distintos em cada um dos horizontes de planejamento. Por exemplo, nos estudos de longo prazo, as incertezas quanto à evolução do mercado são bem maiores do que nos estudos de curto prazo. Por outro lado, as incertezas hidrológicas merecem atenção especial nos estudos de curto prazo para sistemas hidrotérmicos com predominância hidráulica. Se não forem analisadas com rigor, a probabilidade de risco de déficit pode ser bastante elevada em caso de ocorrência de um cenário hidrológico desfavorável.

Foi desenvolvido pelo CEPEL, um modelo de otimização de geração hidrotérmica para estudos de planejamento da operação denominado NEWAVE. A solução ótima é obtida através da técnica de programação dinâmica dual estocástica, utilizando várias séries sintéticas de energias afluentes, e portanto, com um tratamento criterioso das incertezas hidrológicas. Neste modelo, o sistema elétrico é dividido em subsistemas de acordo com suas bacias hidrográficas e interligações. Tendo sido concebido primordialmente para o planejamento da operação, este modelo analisa a operação do sistema elétrico para uma dada configuração. O horizonte de estudo é usualmente de 5 anos, analisados em estágios mensais. A análise da operação em base mensal permite captar as sazonalidades hidrológicas e de demanda dos diversos subsistemas.

O modelo NEWAVE também tem sido usado para realizar os estudos do planejamento da expansão da geração de curto prazo do sistema elétrico brasileiro. O programa de expansão é obtido a partir de inúmeras simulações, com alterações sucessivas da configuração do sistema. Estas alterações são feitas incluindo-se ao longo do horizonte de estudo, na base de tentativa-e-erro, projetos de usinas geradoras e/ou reforços de interligação selecionados de um elenco fixo de projetos. Para cada configuração obtém-se, através de simulação da operação do sistema com 200 cenários

hidrológicos, o valor esperado de custo marginal da operação (CMO). Busca-se determinar o programa de expansão de custo mínimo ao longo do horizonte através da igualdade dos custos marginais de operação (CMO) e expansão (CME) (ELETROBRAS, 2000), isto é critério econômico. Mais recentemente, para o planejamento decenal da expansão do sistema elétrico brasileiro, além desta igualdade; adicionou-se o critério de riscos de déficit dos subsistemas abaixo de 5% .

Tendo em vista o esforço computacional na utilização deste modelo para estudos de planejamento de curto prazo, percebe-se a dificuldade de sua aplicação para estudos de médio e longo prazos. Para estudos com horizonte superior a 10 anos, é primordial que a escolha dos projetos e sua alocação temporal seja feita por meio de um algoritmo de otimização ao invés de tentativa-e-erro. Conforme já mencionado anteriormente, nos estudos de longo prazo, a análise da operação precisa ser feita de forma simplificada, sem um tratamento rigoroso das incertezas hidrológicas, para reduzir o esforço computacional.

O modelo MELP (TERRY, 2004), ao contrário do NEWAVE, determina diretamente o programa de expansão da geração de custo mínimo através de um algoritmo de Branch and Bound. A função objetivo do modelo consiste em determinar um cronograma de construção de usinas geradoras e interligações que minimize a soma dos custos de investimentos e de operação ao longo do horizonte de planejamento. Os custos de operação, associados à geração das usinas termelétricas, manutenção e cortes de carga, são definidos a partir da análise da operação para um cenário hidrológico médio. Adicionalmente, o modelo avalia a operação do sistema para um cenário hidrológico crítico, incluindo para este cenário uma restrição de atendimento à demanda com corte de carga nulo, garantindo-se assim a expansão necessária do parque gerador para atender a demanda futura sem risco de déficit.

Para a condição hidrológica média, a geração de uma usina hidrelétrica está limitada ao valor médio de geração desta usina para as séries de vazões históricas, i.e. considera as energias firme e secundária. Para a condição hidrológica crítica, a produção de energia está limitada ao valor de energia firme. Os valores de energia média e firme podem ser obtidos através de simulação do modelo SUIISHI-O. No caso das termelétricas, a geração máxima é definida em função de fatores de participação das usinas nas condições hidrológicas média e crítica. Estes fatores (LISBOA, 2005) são

calculados a partir de simulações do modelo NEWAVE, de forma semelhante à metodologia para determinação de energia assegurada. A seguir são destacadas as premissas adotadas na modelagem do MELP.

Premissa 1: As simulações para cálculo dos fatores de participação das termelétricas e das energias firmes das usinas hidrelétricas, feitas com os programas SUIISHI-O e NEWAVE, são realizadas com base em uma dada configuração estática. Na realidade, a configuração se altera ao longo do horizonte do plano de expansão, e a rigor, para cada configuração os valores máximos de geração de cada usina nos dois cenários hidrológicos devem ser distintos. Entretanto, pressupõe-se que estes valores não devem variar muito de uma configuração para outra.

Premissa 2: A modelagem da operação do sistema é feita em estágios com duração no mínimo anual. Esta duração é conveniente do ponto de vista de esforço computacional, pois quanto maior ela for, menor será o número de estágios a serem analisados. Entretanto, a análise operativa em base anual não permite captar as sazonalidades hidrológicas e de demanda dos diversos subsistemas, que podem ser importantes no dimensionamento dos reforços das interligações.

Premissa 3: Ao utilizar o valor de energia firme como disponibilidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica em condição hidrológica crítica em cada estágio do horizonte de planejamento, assume-se que os reservatórios das usinas hidrelétricas encontram-se com um volume de água armazenado equivalente a tal energia no início de cada estágio. Por definição, energia firme é a energia média que uma usina pode gerar ao longo de um período crítico, que pode durar mais de um ano. Assim, para estágios com duração anual, esta premissa pode ser considerada otimista e conduzir a uma expansão menor que a necessária para garantir déficit nulo em todo o horizonte de planejamento.

2.2. Formulação Matemática adotada no Modelo MELP

A modelagem do problema de otimização do planejamento da expansão da geração implementada no modelo MELP pode ser matematicamente expressa por:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1+\tau)^{k-1}} \left\{ \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in i}} \phi_{i,j}^k \cdot x_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in i}} \phi_{i,j}^k \cdot x_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in i}} \phi_{i,j}^k \cdot x_{i,j}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in i \\ l=1,\dots,L}} \gamma_{i,j}^k \cdot \tilde{t}_{i,j,l}^k + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ d=1,\dots,D}} \delta_{i,d}^k \cdot \tilde{w}_{i,d}^k \right\}$$

onde:

i, j, k, l, d - índices para subsistemas, projetos, período de planejamento, patamar de carga e patamar de déficit respectivamente;

K, I, L, D - número total de períodos, subsistemas, patamar de carga e patamar de déficit respectivamente;

τ - taxa de desconto;

$\phi h_{i,j}^k$ - custo de investimento do projeto de usina hidrelétrica j do subsistema i no estágio k ;

$\phi t_{i,j}^k$ - custo de investimento do projeto de usina termelétrica j do subsistema i no estágio k ;

$\phi z_{i,j}^k$ - custo de investimento do projeto de intercâmbio que conecta os subsistemas i e j no estágio k ;

$xh_{i,j}^k$ - projeto de usina hidrelétrica j do subsistema i no estágio k ;

$xt_{i,j}^k$ - projeto de usina termelétrica j do subsistema i no estágio k ;

$xz_{i,j}^k$ - projeto de intercâmbio que conecta os subsistemas i e j no estágio k ;

$\gamma_{i,j}^k$ - custo unitário de produção da usina termelétrica j do subsistema i durante o estágio k ;

$\tilde{t}_{i,j,l}^k$ - produção da usina termelétrica j do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições médias;

$\delta_{i,d}^k$ - custo de déficit do subsistema i no patamar l durante o estágio k ;

$\tilde{w}_{i,d}^k$ - déficit do subsistema i no patamar l durante o estágio k , em condições médias;

Sujeito às seguintes restrições:

- Construção de cada projeto em um único período do horizonte de planejamento

$$\begin{aligned} \sum_{k=1,\dots,K} xh_{i,j}^k &\leq 1, & i = 1,\dots,I; \forall j \in i \\ \sum_{k=1,\dots,K} xt_{i,j}^k &\leq 1, & i = 1,\dots,I; \forall j \in i \\ \sum_{k=1,\dots,K} xz_{i,j}^k &\leq 1, & i = 1,\dots,I; \forall j \in i \\ xh_{i,j}^k, xt_{i,j}^k \text{ e } xz_{i,j}^k &\in \{0,1\} \end{aligned}$$

Considerando o cenário hidrológico médio:

- Atendimento à demanda em cada patamar, subsistema e estágio

$$\sum_{\forall j \in i} \tilde{h}_{i,j,l}^k + \sum_{\forall j \in i} \tilde{t}_{i,j,l}^k + \sum_{\forall j \in i} (\eta_{j,i}^k \tilde{z}_{j,i,l}^k - \tilde{z}_{i,j,l}^k) + \sum_{\forall d} \tilde{w}_{i,d}^k \geq \theta_l \cdot \bar{W}_{i,l}^k$$

$\tilde{h}_{i,j,l}^k$: produção da usina hidrelétrica j no estágio k , no subsistema i e patamar l ;

$\tilde{z}_{i,j,l}^k$: intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema j no patamar l

durante o estágio k ;

$\eta_{j,i}^k$: rendimento de um intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema j ,

durante o estágio k ;

θ_l : duração do patamar l na curva de carga;

$\bar{W}_{i,l}^k$: potência a ser atendida no subsistema i , patamar l e estágio k ;

- Limite máximo de geração em cada período, para cada usina hidrelétrica (incluindo todos os patamares)

$$\sum_{l=1,\dots,L} \tilde{h}_{i,j,l}^k \leq x h_{i,j}^p \tilde{E}_{i,j}$$

$\tilde{E}_{i,j}$: Energia média produzido pela usina j do subsistema i ;

- Limite máximo de geração em cada período e patamar de carga, para cada usina hidrelétrica para potência de base

$$\tilde{h}_{i,j,l}^k \geq x h_{i,j}^p \underline{H}_{i,j} \cdot \theta_l \quad ; \quad \tilde{h}_{i,j,l}^k \leq x h_{i,j}^p \bar{H}_{i,j} \cdot \theta_l$$

$\underline{H}_{i,j}$: potência mínima da usina hidrelétrica j do subsistema i ;

$\bar{H}_{i,j}$: potência máxima da usina hidrelétrica j do subsistema i ;

- Limite máximo de geração em cada período, para cada usina termelétrica (incluindo todos os patamares)

$$\sum_{l=1,\dots,L} \tilde{t}_{i,j,l}^k \geq x t_{i,j}^p \underline{T}_{i,j} \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l \quad ; \quad \sum_{l=1,\dots,L} \tilde{t}_{i,j,l}^k \leq x t_{i,j}^p [\tilde{F}(c_j) \bar{T}_{i,j} + (1 - \tilde{F}(c_j)) \cdot \underline{T}_{i,j}] \cdot \sum_{l=1,\dots,L} \theta_l$$

$\underline{T}_{i,j}$: limite inferior da potência produzida pela usina termelétrica j no subsistema i ;

$\bar{T}_{i,j}$: limite superior da potência produzida pela usina termelétrica j no subsistema i ;

$\tilde{F}(c_j)$: fator de participação em condições médias da usina termelétrica j com custo de operação c_j

- Limites de geração em cada período e patamar de carga, para cada usina termelétrica

$$\tilde{t}_{i,j,l}^k \geq xt_{i,j}^p \underline{T}_{i,j} \cdot \theta_l \quad ; \quad \tilde{t}_{i,j,l}^k \leq xt_{i,j}^p \bar{T}_{i,j} \cdot \theta_l$$

- Limites de intercâmbio em cada período e patamar de carga

$$\tilde{z}_{i,j,l}^k \geq 0 \quad ; \quad \tilde{z}_{i,j,l}^k \leq xz_{i,j}^p \bar{Z}_{i,j,l} \cdot \theta_l$$

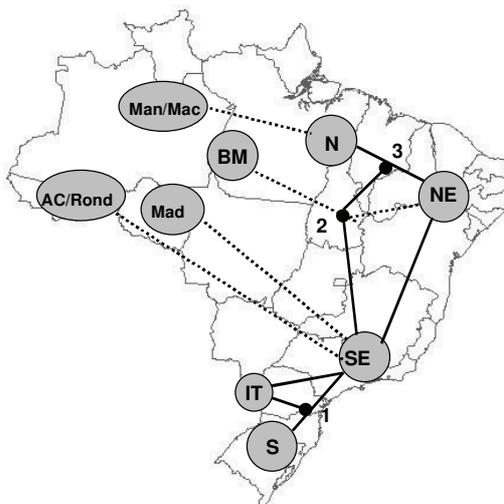
$\bar{Z}_{i,j,l}$: capacidade de intercâmbio entre os subsistemas i e j no patamar l ;

O conjunto de restrições acima descrito também se aplica ao cenário hidrológico crítico, substituindo-se os valores de energia média de usinas hidráulicas e fatores de participação médios de usinas termelétricas por energia firme e fatores de participação críticos, respectivamente. Nesta condição hidrológica, inclui-se ainda a restrição de corte de carga nulo:

3. Sistema Teste

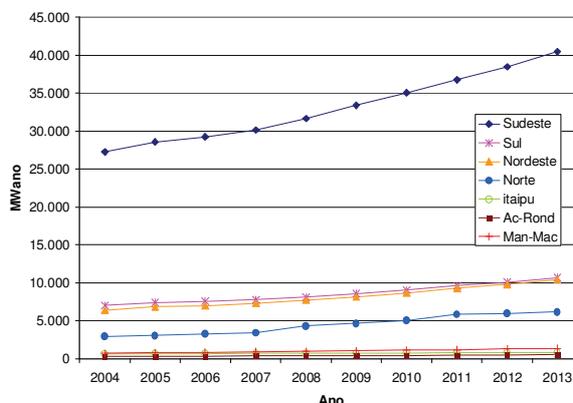
Para fins de comparação do programa de expansão determinado pelo modelo MELP, foi adotado como referência o Plano Decenal de Expansão para o horizonte 2004-2013, elaborado pelo MME utilizando o modelo NEWAVE (MME, 2004). Neste plano, o sistema brasileiro foi dividido em nove subsistemas: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE), Norte (N), Rondônia-Acre (AC/Rond), Manaus-Macapá (Man/Mac), Belo Monte (BM), Madeira (Mad) e Itaipu (IT) e três nós fictícios: Ivaiporã (1), Colinas (2) e Imperatriz (3). Os subsistemas e suas interligações estão ilustradas de forma simplificada na Figura 1, onde as linhas pontilhadas representam os projetos de interligações.

Figura 1. Diagrama Esquemático do Sistema Elétrico Brasileiro



A evolução das demandas de energia para cada subsistema ao longo do horizonte considerado está ilustrada na Figura 2, apresentando uma taxa de crescimento médio em torno de 5% ao ano.

Figura 2. Evolução da Demanda



A Tabela 1 descreve a configuração existente no início do horizonte de estudo do parque gerador brasileiro, que apresenta uma composição hidrotérmica com 93% de usinas hidrelétricas e 7% de usinas termelétricas (em termos de potência instalada). As interligações entre subsistemas existentes em 2004 e suas correspondentes capacidades máximas (média anual) estão descritas na Tabela 2.

O plano de expansão definido no Plano Decenal 2004-2013, obtido através de simulações com o programa NEWAVE, doravante denominada solução NEWAVE, resultou em um cronograma de expansão de usinas geradoras que está descrito de forma

resumida na Tabela 3 relacionando para cada subsistema, o número de projetos hidrelétricos e termelétricos e suas correspondentes capacidades expandidas.

Tabela 1. Parque Gerador Existente

| Subsistema | Usinas hidráulicas | | Usinas térmicas | |
|---------------|--------------------|--------|-----------------|-------|
| | Quant. | MW | Quant. | MW |
| Sudeste | 66 | 32.040 | 10 | 3.211 |
| Sul | 14 | 10.833 | 12 | 1.989 |
| Nordeste | 6 | 10.672 | 0 | 0 |
| Norte | 2 | 5.770 | 0 | 0 |
| Itaipu | 1 | 12.600 | 0 | 0 |
| Belo Monte | 1 | 2 | 0 | 0 |
| Acre-Rondônia | 1 | 216 | 2 | 125 |
| Manaus-Macapá | 2 | 325 | 3 | 246 |
| Madeira | 1 | 2 | 0 | 0 |
| Total | 94 | 72.460 | 27 | 5.571 |

Tabela 2. Interligações Existentes

| Interligação | | Capacidade (MW) | |
|---------------|-----------------|-----------------|---------|
| Subsistema De | Subsistema Para | De-Para | Para-De |
| SE/CO | S | 1900 | 2050 |
| SE/CO | NE | 850 | 0 |
| SE/CO | Itaipu | 0 | 5667 |
| SE/CO | Ivaiporã | 0 | 7000 |
| SE/CO | Colinas | 1900 | 1640 |
| S | Ivaiporã | 2100 | 2100 |
| NE | Imperatriz | 1200 | 1300 |
| N | Imperatriz | 4500 | 4500 |
| Itaipu | Ivaiporã | 6300 | 0 |
| Imperatriz | Colinas | 2000 | 2033 |

Tabela 3. Projetos de Usinas Geradoras Implementados

| Subsistema | Solução NEWAVE | | | | Solução MELP | | | |
|---------------|--------------------|--------|-----------------|--------|--------------------|--------|-----------------|--------|
| | Usinas hidráulicas | | Usinas térmicas | | Usinas hidráulicas | | Usinas térmicas | |
| | Quant. | MW | Quant. | MW | Quant. | MW | Quant. | MW |
| Sudeste | 48 | 7.114 | 36 | 12.725 | 47 | 7.053 | 33 | 11.225 |
| Sul | 19 | 4.688 | 8 | 3.118 | 19 | 4.688 | 8 | 3.118 |
| Nordeste | 7 | 1.359 | 59 | 6.058 | 5 | 943 | 59 | 6.058 |
| Norte | 6 | 6.921 | 0 | 0 | 6 | 6.921 | 0 | 0 |
| Itaipu | 1 | 1.400 | 0 | 0 | 1 | 1.400 | 0 | 0 |
| Belo Monte | 1 | 5.500 | 0 | 0 | 1 | 5.500 | 0 | 0 |
| Acre-Rondônia | 1 | 74 | 3 | 744 | 1 | 74 | 3 | 744 |
| Manaus-Macapá | 0 | 0 | 32 | 2.682 | 0 | 0 | 18 | 1.577 |
| Madeira | 2 | 1.480 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 85 | 28.536 | 138 | 25.328 | 80 | 26.579 | 121 | 22.723 |

O conjunto de reforços de interligações está descrito na Tabela 4. O conjunto de novas usinas somado à configuração existente resulta em um parque gerador com composição hidrotérmica com 77% de usinas hidrelétricas e 23% de usinas termelétricas ao final do horizonte de estudo.

Tabela 4. Reforços de Interligações Implementados.

| Subsistema De | Subsistema Para | Capacidade Implementada (MW) | | | |
|---------------|-----------------|------------------------------|---------|---------|---------|
| | | Newave | | Melp | |
| | | De-Para | Para-De | De-Para | Para-De |
| SE | S | 1300 | 1600 | 300 | 600 |
| SE | NE | 150 | 0 | 150 | 0 |
| SE | AC/RO | 480 | 580 | 240 | 580 |
| SE | Colinas | 5000 | 2278 | 5000 | 2278 |
| S | Ivaiporã | 1530 | 1530 | 1530 | 1530 |
| NE | Colinas | 0 | 2200 | 0 | 2200 |
| NE | Imperatriz | 0 | 950 | 0 | 950 |
| N | Man/Mac | 1850 | 1850 | 1850 | 1850 |
| N | Imperatriz | 5499 | 1000 | 5499 | 1000 |
| Bmonte | Colinas | 6000 | 0 | 6000 | 0 |
| Madeira | SE | 3000 | 0 | 0 | 0 |
| Colinas | SE | 6000 | 0 | 3000 | 0 |
| Colinas | NE | 3000 | 0 | 0 | 0 |
| Colinas | Imperatriz | 1500 | 1500 | 0 | 0 |
| Imperatriz | Colinas | 1600 | 1567 | 1600 | 1567 |

3.1. Solução MELP

Para comparar a solução obtida pelo programa MELP com aquela definida no Plano Decenal de Expansão 2004-2013 (solução NEWAVE), foi feita uma simulação do programa MELP adotando-se como conjunto de projetos candidatos todos aqueles implementados no Plano Decenal com as seguintes considerações:

Projetos com entrada em operação entre 2004-2008: foram considerados no MELP como projetos com data de entrada fixada no ano definido pelo Plano Decenal de Expansão 2004-2013. Esta premissa se deve ao fato que no primeiro quinquênio existe uma probabilidade muito grande de as obras serem construídas nas datas previstas;

Projetos com entrada em operação entre 2009-2013: foram considerados projetos que podem entrar em operação ou não em qualquer ano deste período. Portanto, eles podem ser antecipados, postergados ou mesmo não serem implementados na solução do MELP.

Os dados de entrada referentes a energia firme e média das usinas hidrelétricas foram obtidos através de simulações do modelo SUIISHI-O, e os fatores de participação termelétricos crítico e médio foram obtidos com base em simulações do programa NEWAVE, considerando em ambas as simulações a configuração do ano 2013 do Plano Decenal de Expansão 2004-2013.

A simulação do programa MELP foi realizada adotando um gap de 0,03% para a diferença entre a solução inteira e a melhor relaxação linear dos nós abertos na árvore do algoritmo de Branch and Bound. A solução, doravante denominada solução MELP, foi obtida com um tempo de processamento bastante reduzido (computador Athlon XP 1700 MHz, com 512 MB de RAM), cerca de 40 (s), devido ao número relativamente pequeno de projetos e ao curto horizonte de planejamento considerado.

3.2. Análise Comparativa

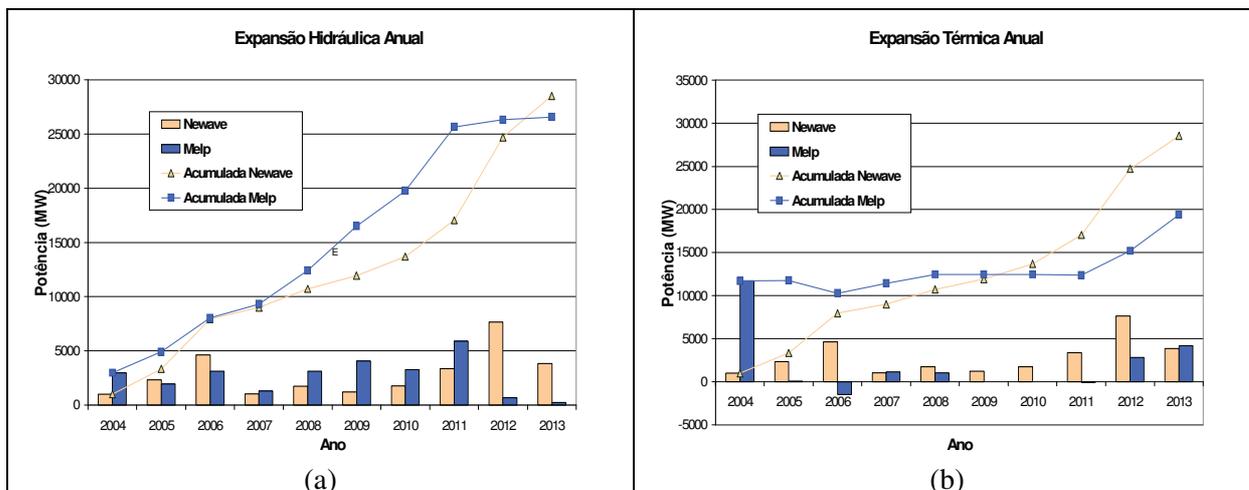
Com relação ao plano de expansão definido no Plano Decenal de Expansão 2004-2013, a solução MELP definiu uma menor expansão do parque gerador e um menor número de reforços das interligações. As Tabelas 3 e 4 relacionam, ao lado da solução NEWAVE, a expansão do parque gerador e interligações determinados pela solução MELP. No total, 1957 (MW) de projetos de usinas hidrelétricas e 2605 (MW) de usinas termelétricas não foram implementados.

Era de se esperar que as soluções não fossem exatamente iguais devido à representação simplificada da operação do sistema hidrotérmico adotada no modelo MELP. Além de simplificada, é uma representação otimista, conforme mencionado anteriormente, pois assume estar disponível em todos os anos do horizonte o valor de energia firme das usinas hidrelétricas. Assim, a solução MELP expande menos, porém a diferença com relação à solução NEWAVE é relativamente pequena, cerca de 3,5% (4562 MW).

A expansão de um menor número de reforços de interligações pode ser em parte devido à análise com base anual feita pelo MELP. Nesta base temporal, perde-se a possibilidade de representar as sazonalidades de demanda e de afluições ao longo do ano, que podem resultar em maiores fluxos de energia entre subsistemas e, conseqüentemente na necessidade de maiores reforços das interligações.

As expansões dos parques geradores hidrelétrico e termelétrico do sistema brasileiro ao longo do horizonte 2004-2013 definidas pelas soluções MELP e NEWAVE estão ilustradas nas Figuras 3(a) e 3(b), respectivamente. Por conta das premissas adotadas, as duas soluções não deveriam apresentar diferenças no primeiro quinquênio 2004-2008. As diferenças verificadas são devido às várias motorizações adicionais das novas usinas, que são representadas de forma distinta nos dois programas. O MELP permite apenas uma motorização adicional enquanto o NEWAVE permite tantas quantas forem previstas no projeto. Assim, para as usinas que devem ser construídas com motorizações sucessivas ao longo do ano (ou anos), a evolução de sua capacidade instalada é representada no MELP em apenas duas etapas (motorização inicial e uma adicional), resultando em um cronograma com entrada em operação de várias máquinas antecipada. A expansão termelétrica negativa verificada em 2006 é referente à desativação das usinas termelétricas emergenciais. Finalmente, foi realizada uma simulação com o programa NEWAVE, com 2000 séries sintéticas de energias afluentes, considerando o programa de expansão determinado pelo MELP. O objetivo desta simulação era obter os riscos de déficit, CMOs e EENS (Energia Esperada Não Suprida) ao longo do horizonte de planejamento de forma a avaliar a adequacidade do programa de expansão determinado pelo MELP.

Figura 3. Evolução dos Parques Geradores Hidrelétrico e Termelétrico do Sistema Elétrico Brasileiro



Os resultados estão ilustrados nas Figuras 4 (a)-(c)-(e)-(g). Para facilitar uma análise comparativa, tais resultados referentes à solução NEWAVE (Plano Decenal de Expansão 2004-2013) estão ilustrados nas Figuras 4 (b)-(d)-(f)-(h).

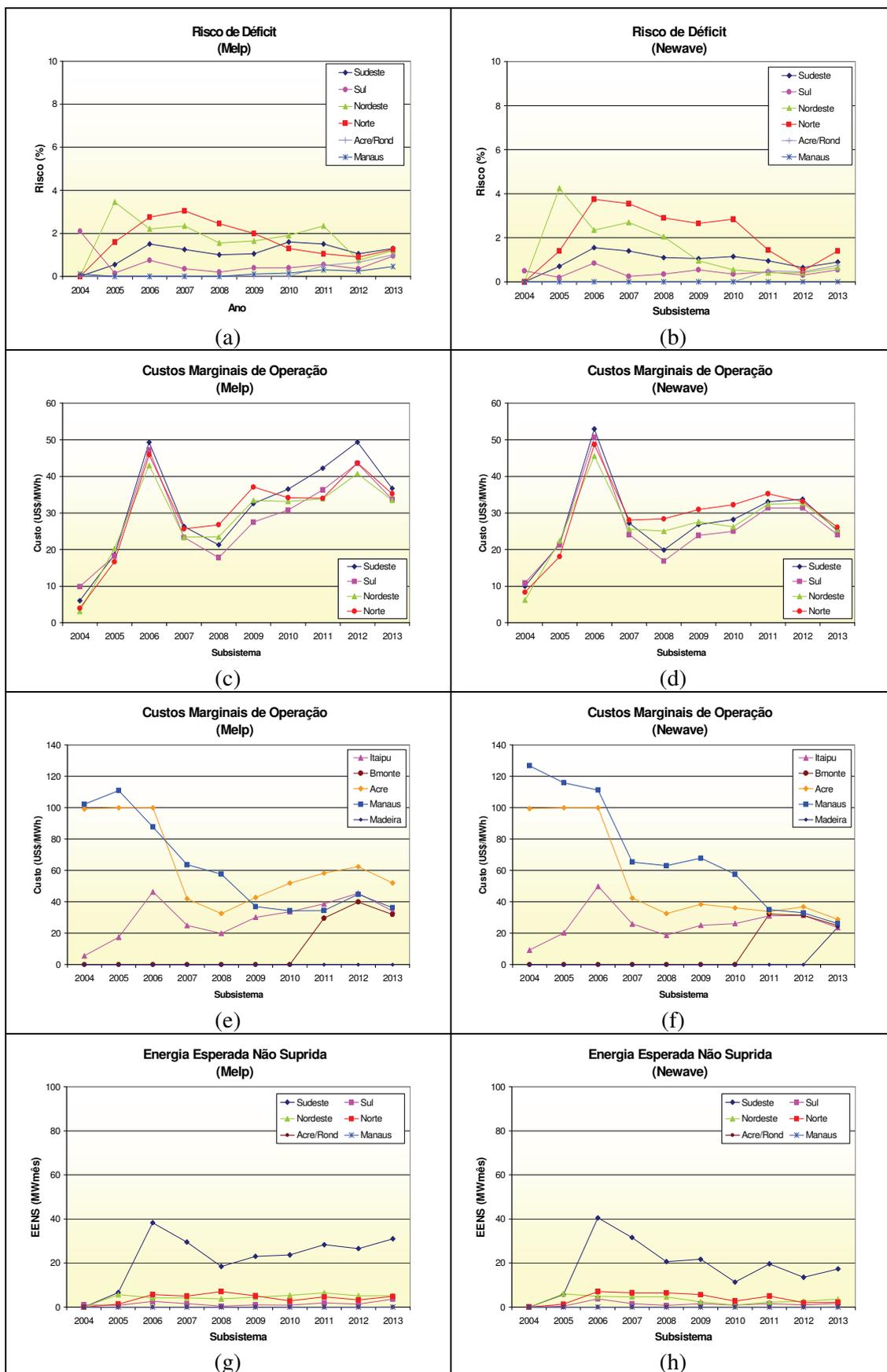
De uma maneira geral, apesar da representação simplificada da operação, o programa de expansão determinado pelo MELP apresenta diferenças pequenas com relação ao programa definido no Plano Decenal de Expansão 2004-2013, sendo capaz de atender a demanda com riscos de déficit e custos operativos próximos dos valores desejados.

4. Conclusões

Este trabalho teve por objetivo descrever a formulação matemática do modelo de expansão da geração de longo prazo MELP, desenvolvido pelo CEPEL, detalhando as principais premissas adotadas. As incertezas hidrológicas são consideradas de forma simplificada, analisando-se a operação do sistema hidrotérmico para apenas dois cenários hidrológicos: crítico e médio. Esta modelagem requer o conhecimento das disponibilidades máximas de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas nestes dois cenários, isto é, os valores de energia firme e média.

As simulações para cálculo dos fatores de participação das termelétricas e das energias firmes das usinas hidrelétricas, feitas com os programas SUSHI-O e NEWAVE, são realizadas com base em uma dada configuração estática. Na realidade, a configuração se altera ao longo do horizonte do plano de expansão, e a rigor, para cada

Figura 4. Resultados de CMOs, ENNS e Riscos de Déficit - Soluções MELP e NEWAVE



configuração os valores máximos de geração de cada usina nos dois cenários hidrológicos devem ser distintos. Entretanto, pressupõe-se que estes valores não devem variar muito de uma configuração para outra.

A modelagem da operação do sistema é feita em estágios com duração no mínimo anual. Esta duração é conveniente do ponto de vista de esforço computacional, pois quanto maior ela for menor será o número de estágios a serem analisados. Entretanto, a análise operativa em base anual não permite captar as sazonalidades hidrológicas e de demanda dos diversos subsistemas, o que pode resultar em uma menor expansão de reforços de interligações. Finalmente, se a análise da operação é feita em base anual, está sendo implicitamente assumido que os reservatórios das usinas hidrelétricas encontram-se com um volume de água armazenado equivalente a tal energia no início de cada estágio. Esta premissa pode ser considerada otimista e conduzir a uma expansão menor que a necessária para garantir déficit nulo em todo o horizonte de planejamento.

Para verificar se as premissas adotadas não comprometiam a adequação da modelagem do MELP, foi feita uma análise comparativa entre o programa de expansão determinado pelo programa MELP para o sistema elétrico brasileiro, horizonte 2004-2013, com aquele obtido utilizando o programa NEWAVE (Plano Decenal de Expansão 2004-2013, elaborado pelo MME). Ressalta-se que embora o MELP tenha sido desenvolvido para aplicação ao planejamento da expansão de longo prazo, geralmente superior a 20 anos, considerou-se este curto horizonte porque não existe, para fins de comparação, um plano de expansão obtido a partir de simulações com o programa NEWAVE que contemple tal horizonte.

De uma maneira geral, apesar da representação simplificada da operação, o programa de expansão determinado pelo MELP apresenta diferenças pequenas com relação ao Plano Decenal de Expansão 2004-2013. No total, 1957 (MW) de projetos de usinas hidrelétricas e 2605 (MW) de usinas termelétricas não foram implementados pelo MELP, ou seja, expandiu cerca de 3,5% a menos. Alguns projetos de reforços não foram implementados pelo MELP, porém os valores de riscos de déficits, energia não suprida e CMOs ao longo do horizonte de planejamento apresentaram valores próximos àqueles obtidos no Plano Decenal 2004-2013. Especificamente, para o quinquênio 2009-2013, os valores de riscos de déficit referentes ao programa de expansão do MELP

são pouco superiores com relação àqueles do Plano Decenal 2004-2013, mas abaixo de 5%. Estes resultados permitem concluir que as premissas adotadas no modelo MELP são adequadas, conduzindo a um programa de expansão com valores de CMO próximos aos do CME e riscos abaixo de 5%. As diferenças com relação ao Plano Decenal 2004-2013 são razoáveis tendo em vista que o MELP destina-se a estudos de longo prazo, com grandes incertezas nos principais dados.

Referências

CROUSSILAT, E., **Risk and Uncertainty in Power Planning**, UNDP General Review Seminar, Tunísia, 1988.

ELETRONBRAS, **Plano Decenal de Expansão 2000-2009**, 2000.

FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., ALBUQUERQUE, PEREIRA, M.V. F., **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**, EDUFF-Editora Universitária, 1990.

LISBOA, M.L.V., L.G.B. MARZANO, M.E.P. MACEIRA, MELO, A.C.G., SABOIA, C.H.M., JUSTINO, T.C., **A Simplified Approach to Estimate The Energy Production of Thermal Plants for Long Term Generation Expansion Planning Studies**, VI Congresso Latino-Americano de Geração e Transporte de Energia Elétrica, Argentina, 2005.

MACEIRA, M.E.P., TERRY L.A., COSTA F.S., DAMAZIO J.M., MELO A.C.G., **Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System**, Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference, session 43, paper 1, Junho 2002, Sevilha, Espanha

MME, **Plano Decenal de Expansão 2004-2013**, 2004.

TERRY, L.A., MELO, A.C.G., LISBOA, M.L.V., MACEIRA, M.E.P., SABOIA, C.H.M., SAGASTIZABAL, C., DAHER, M.J., SALES, P.R.H., Application of the MELP Program to Define a Long Term Generation and Interconnection Expansion Plan for the Brazilian System, **Proceedings** of IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, SP-006, 2004, Brasil.

DISCUSSION OF THE BASIC PREMISES FOR THE MODELING OF THE LONG TERM GENERATION EXPANSION PLANNING PROBLEM

Abstract

For hydrothermal systems, the operation subproblem represents a challenge regarding the modeling of hydrology uncertainties. A simplified and adequate representation is necessary in order to reduce computation effort to achieve the solution. In the model developed at CEPEL for the long term generation expansion planning studies, called MELP, the hydrology uncertainties are taken in account in a simplified manner by considering two hydrology scenarios. The proposed model is based on the concepts of firm and average energies of a hydro plant and critical and average participation factor of thermal power plants. The objective of this paper is to describe MELP mathematical formulation and analyze the adequacy of the adopted premises and concepts.

Key-words: *Generation Expansion Planning, Hydrothermal Systems, Hydrology Uncertainties.*