



**GRUPO VII
GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA DE USINAS TERMELÉTRICAS PARA ESTUDOS
DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE LONGO PRAZO**

M. L. V. Lisboa^{*1,2}

M. E. P. Maceira^{1,2}

L. G. B. Marzano¹

A. C. G. Melo^{1,2}

¹ CEPEL

² UERJ

RESUMO

O planejamento da expansão da capacidade de geração de um sistema elétrico é um problema de programação linear inteira mista de grande porte, caracterizado pela existência de dois subproblemas lineares acoplados: investimento e operação. Uma modelagem detalhada da operação de um sistema hidrotérmico requer grande esforço computacional, o que é inviável para um sistema do porte do sistema brasileiro. O modelo MELP, desenvolvido pelo CEPEL para estudos de planejamento da expansão da geração de longo prazo, modela a operação de forma simplificada, considerando dois cenários hidrológicos: crítico e médio. Este trabalho tem por objetivo estabelecer um critério para estimar a produção de energia de usinas térmicas nestes dois cenários hidrológicos, com base em fatores de participação térmicos. Adicionalmente, as premissas adotadas no critério proposto são avaliadas para o sistema interligado brasileiro através de análises de sensibilidade.

PALAVRAS-CHAVE

Geração térmica, planejamento da expansão, sistema hidrotérmico.

1.0 - INTRODUÇÃO

Diferentemente de quase todos os outros grandes sistemas elétricos do mundo, que são de base preponderantemente térmica, o sistema elétrico brasileiro tem e deverá continuar a ter, nas próximas duas ou três décadas, a hidroeletricidade como a sua principal fonte de produção. Trata-se de uma energia renovável de reduzido custo operacional, e portanto, pode ser considerada como fator de competitividade da produção nacional no mercado internacional (1). Essa predominância hidroelétrica resulta em uma oferta de energia com grande volatilidade, tendo em vista a aleatoriedade das afluições aos grandes reservatórios.

Devido a esta volatilidade, tornou-se necessário adotar modelos estocásticos tanto no planejamento da operação, quanto no planejamento da expansão de médio prazo (10 anos). Nesses estudos de simulação do comportamento do sistema, o valor esperado das diversas variáveis de interesse pode ser determinado através de modelos com base em programação dinâmica dual estocástica (NEWAVE (2)), utilizando-se séries sintéticas de afluições aos reservatórios. No entanto, para o planejamento da expansão da geração de longo prazo (20 anos), estes modelos apresentam as seguintes limitações: (i) o elevado esforço computacional, (ii) o desconhecimento da configuração do sistema (que é o objetivo do planejamento da expansão).

Pelo exposto, torna-se imperativo assumir hipóteses simplificadoras, que permitam derivar modelos matemáticos que representem de forma adequada o problema do planejamento da expansão da geração, isto é, com uma precisão condizente com o horizonte de estudo. Trata-se de um problema de otimização, que tem por objetivo 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, observando as condições de confiabilidade no atendimento à demanda.

* Av. Um, S/N, Cidade Universitária, CEP 21941-590, Rio de Janeiro, RJ
Tel: 021 598 6232 – Fax: 021 2598 6482 - email: mlisboa@cepel.br

O modelo computacional MELP (3) adota dois cenários hidrológicos, crítico e médio, para analisar a adequabilidade do atendimento à demanda e quantificar os custos operacionais para cada período do horizonte de planejamento (usualmente, períodos anuais). Este trabalho tem por objetivo estabelecer um critério para estimar a produção de energia de usinas térmicas nestes dois cenários hidrológicos.

O critério proposto baseia-se em fatores de participação térmicos, definidos como a probabilidade de uma usina termelétrica ser colocada em operação em sua geração máxima, para um dado cenário hidrológico (para o modelo MELP, cenários médio e crítico). Estes fatores são calculados a priori, a partir de simulações do modelo NEWAVE, de acordo com critérios existentes para determinação da energia assegurada de usinas hidrelétricas, isto é, utilização de 2000 séries sintéticas, configuração estática e convergência a um risco de déficit de 5%. Para cada classe térmica, determina-se o correspondente valor esperado de fator de participação térmico para os cenários hidrológicos crítico e médio.

Este critério pressupõe que estes fatores não devem variar muito de uma configuração para outra, tendo em vista que o parque gerador brasileiro deve continuar preponderantemente hidrelétrico nas próximas duas ou três décadas. No entanto, para avaliar a validade desta premissa, neste trabalho é apresentada uma análise de sensibilidade destes fatores em função de diversas configurações, isto é, com parque geradores com distintos valores de participação térmica. Adicionalmente, é apresentada uma análise de sensibilidade destes fatores com relação aos níveis de inflexibilidade de geração das usinas térmicas. As simulações foram realizadas para o sistema interligado brasileiro.

2.0 - DEFINIÇÕES

2.1 O problema da expansão da geração e troncos de interligação

A formulação básica do problema da expansão da geração do modelo MELP é descrita de forma sucinta a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c^T x + d^T y_m + e^T \omega_m \\ \{x, y_m, y_c, \omega_m, \omega_c\} \end{aligned} \quad (1)$$

sujeito a

$$A[y_m \quad y_c \quad \omega_m \quad \omega_c]^T \leq g \quad (2)$$

$$Bx \leq h \quad (3)$$

$$Cx + J[y_m \quad y_c]^T \leq l \quad (4)$$

$$\omega_c = 0 \quad (5)$$

$$x \in \{0,1\}^P$$

onde

x - vetor de variáveis de investimento; c - vetor de custos de investimento; y - vetor de variáveis de operação; d - vetor de custos de operação; e - vetor de custo de déficit associadas à condição hidrológica média; ω_m - vetor de variáveis de déficit associadas à condição hidrológica média; ω_c - vetor de variáveis de déficit associadas à condição hidrológica crítica.

A função objetivo (1) representa a minimização dos custos de investimento e custos operacionais das usinas térmicas e de déficits em condição hidrológica média. As inequações (2) representam as restrições de atendimento à demanda, as inequações (3) as restrições de investimento, e as inequações (4) representam as restrições de operação. Finalmente, a equação (5) representa a condição de déficit nulo para cenário hidrológico crítico.

Com relação às restrições de operação, para as condições hidrológicas média e crítica, a geração de uma usina hidrelétrica está limitada aos valores de energia média e energia firme, respectivamente. Por outro lado, as restrições de geração máxima de uma usina termelétrica, nestes dois cenários hidrológicos, são definidas em função dos fatores de participação crítico e médio, respectivamente. Para uma usina térmica i , as gerações máximas durante cada período são determinadas pela equação a seguir:

$$G \max_{c,m}^i = \left[FP_{c,m}^i G \max^i + (1 - FP_{c,m}^i) G \min^i \right]$$

onde o subscrito c e m representam as condições hidrológicas média e crítica, $FP_{c,m}^i$ e $G \max^i$ o fator de participação e a disponibilidade de geração máxima da usina térmica i (i.e. potência nominal descontada das indisponibilidades forçadas e programadas).

2.2 Fator de participação térmico médio ou em condições de hidrologia média

Uma usina térmica flexível, isto é, uma usina cujo nível geração de energia não é fixa, com custo variável de produção c , somente deve ser posta em operação de base (geração máxima) quando o custo marginal de operação do sistema se tornar maior do que c . Em termos simplificados, pode-se definir o fator de participação em determinada seqüência hidrológica, para uma fonte flexível, através da relação entre a duração do tempo em que a fonte é despachada na base e a duração total da particular seqüência.

Como as seqüências hidrológicas são aleatórias, o fator de participação em cada uma delas é uma variável também aleatória. Tal fator está diretamente relacionado às despesas com combustível da usina, quando ela estiver despachada na base. Seu valor esperado, tomado para todas as seqüências possíveis, independentemente das condições iniciais do sistema, é o fator de participação médio, FPM_j , ou fator de participação em condições médias da usina térmica j . Em outras palavras, o fator de participação médio representa a própria probabilidade da fonte ser despachada na base.

2.3 Fator de participação em períodos críticos

De forma análoga ao caso anterior, o fator de participação em um período crítico pode ser definido pela relação entre o tempo em que uma fonte flexível é posta em regime de base, durante o período crítico (ver definição de período crítico em (4)), e a duração total deste período. Como no caso anterior, o fator de participação em um período crítico é uma variável aleatória, também de grande importância, pois está diretamente relacionado com a capacidade de produção garantida da usina térmica. Seu valor esperado, tomado em todas as seqüências hidrológicas que se caracterizam como períodos críticos, é o fator de capacidade em períodos críticos, FPC_j , ou fator de participação em período crítico da térmica j . Ele representa a probabilidade de operação da usina em regime de base, durante os períodos críticos.

Ressalta-se que no cálculo destes dois fatores, também foram considerados os meses em que uma térmica não está na base, mas é geração marginal do sistema.

3.0 - CRITÉRIO PARA CÁLCULO DOS FATORES DE PARTICIPAÇÃO

O critério proposto para cálculo dos fatores de participação adota premissas semelhantes àquelas para cálculo de energia assegurada, isto é, com base em simulações do programa NEWAVE, modificando-se a demanda de energia iterativamente até obter convergência ao risco de déficit desejado (neste estudo adotado como 5%). Adota-se um horizonte de estudo de 20 anos e limites de intercâmbios sem restrições.

Após a convergência, é feita uma simulação da operação do sistema interligado com 2000 séries sintéticas de energia. Com os resultados obtidos, o seguinte algoritmo foi desenvolvido para cálculo dos fatores de participação:

- *Fator de participação crítico*
 1. Localizam-se os períodos críticos com início e fim no horizonte de estudo;
 2. Para cada período crítico j , calcula-se o fator de participação crítico de uma classe térmica i dividindo-se o número de meses em que a classe térmica foi despachada no máximo ou de forma marginal pelo número total de meses do período crítico j ;
 3. Determina-se o fator de participação crítico de uma classe térmica i através da média aritmética dos fatores determinados no passo anterior.
- *Fator de participação médio*
 1. Para cada série j de aflúências, determina-se o fator de participação de uma classe térmica i dividindo-se o número de meses em que a classe térmica foi despachada na base ou de forma marginal, pelo número de meses total do período de estudo.
 2. Determina-se o fator de participação médio de uma classe térmica i através da média aritmética dos fatores determinados no passo anterior.

4.0 - DADOS PRINCIPAIS

Neste estudo, o sistema interligado brasileiro foi considerado composto por oito subsistemas: (1) Sudeste/ Centro Oeste; (2) Sul; (3) Nordeste; (4) Norte, (5) Itaipu, (6) Belo Monte; (7) Acre/Rondonia; (8) Manaus/Macapá e três nós fictícios: Ivaiporã, Colinas e Imperatriz. O diagrama esquemático do sistema brasileiro é ilustrado na Figura 1.

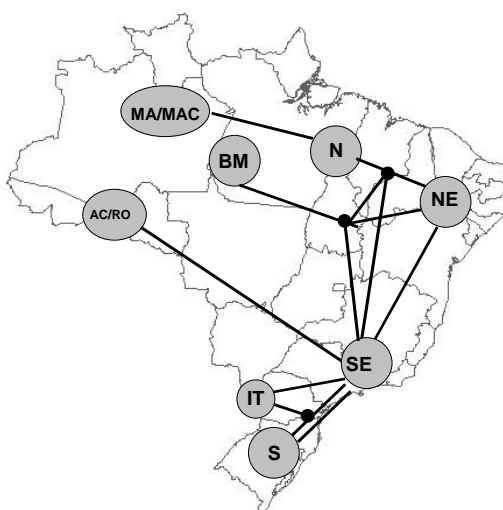


FIGURA 1. Diagrama esquemático do sistema brasileiro

A relação de usinas hidrotérmicas e seus respectivos dados são aqueles constantes no Informe Técnico DEME – 003/2004 (4). Neste informe técnico utilizou-se como premissa a expansão da participação térmica na matriz de produção de energia, chegando ao final do horizonte (2013) com uma participação em torno de 20%, postergando a meta prevista na Portaria nº 43 do MME, de 25 de fevereiro de 2000, que previa atingir em 2009 um perfil hidrotérmico com 80% de usinas hidráulicas e 20% térmicas. A Tabela 1 descreve a composição hidrotérmica dos subsistemas considerados no caso base, doravante denominado caso T20.

TABELA 1. Parque hidrotérmico dos subsistemas brasileiros

Subsistemas	Nº Usinas. Hidroelétricas	Pot. Nominal (MW)	Nº Usinas Térmicas	Pot. Nominal (MW)
Sudeste	94	36320	34	16748
Sul	29	14481	22	6467
Nordeste	10	10670	12	3900
Norte	7	11382	0	0
Itaipú	1	14000	0	0
B. Monte	2	11002	0	0
Acre / Ro	4	387	4	709
Ma / Macapá	1	250	7	2295
Total	148	98491	79	30119

Para avaliar a influência da composição hidrotérmica no cálculo dos fatores de participação, foram considerados dois outros casos:

- Caso T30: inclusão de uma usina térmica fictícia, à gás, com custo operacional de 20US\$/MWh, de potência nominal de 9700MW, no subsistema Sudeste, e outra, de mesmo custo, porém de potência nominal de 2300MW, no Nordeste, de forma que a composição hidrotérmica do sistema brasileiro resultasse em 30% de usinas térmicas e 70% de usinas hidráulicas.
- Caso T40: inclusão de uma usina térmica fictícia, à gás, com custo operacional de 20US\$/MWh, de potência nominal de 19100MW, no subsistema Sudeste, e outra, de mesmo custo, porém de potência nominal de 4400MW, no Nordeste, de forma que a composição hidrotérmica do sistema brasileiro resultasse em 40% de usinas térmicas e 60% de usinas hidráulicas.

Além disto, para cada uma das composições hidrotérmicas, foram feitas análises de sensibilidade com relação ao nível de inflexibilidade das usinas térmicas.

As simulações foram realizadas utilizando a versão 11.2a do modelo NEWAVE. Foi adotado um patamar de déficit, no valor 1.222,95 US\$/MWh, obtido pela média ponderada dos valores por patamares dos custos de déficits constantes na Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, atualizados, via IGP-DI, para a data de referência (outubro/2003) do Informe Técnico DEME - 003/2004. Investigações iniciais encontram-se em (6).

5.0 - RESULTADOS

5.1 Sensibilidade com relação à inflexibilidade de usinas térmicas

Para avaliar a sensibilidade dos fatores de participação com relação ao nível de inflexibilidade das usinas térmicas, foram feitas simulações considerando três níveis de inflexibilidade: 0%, 40% e 70%, para cada uma das três configurações analisadas neste trabalho. Os resultados estão ilustrados nas Figuras 2 (a)-(f).

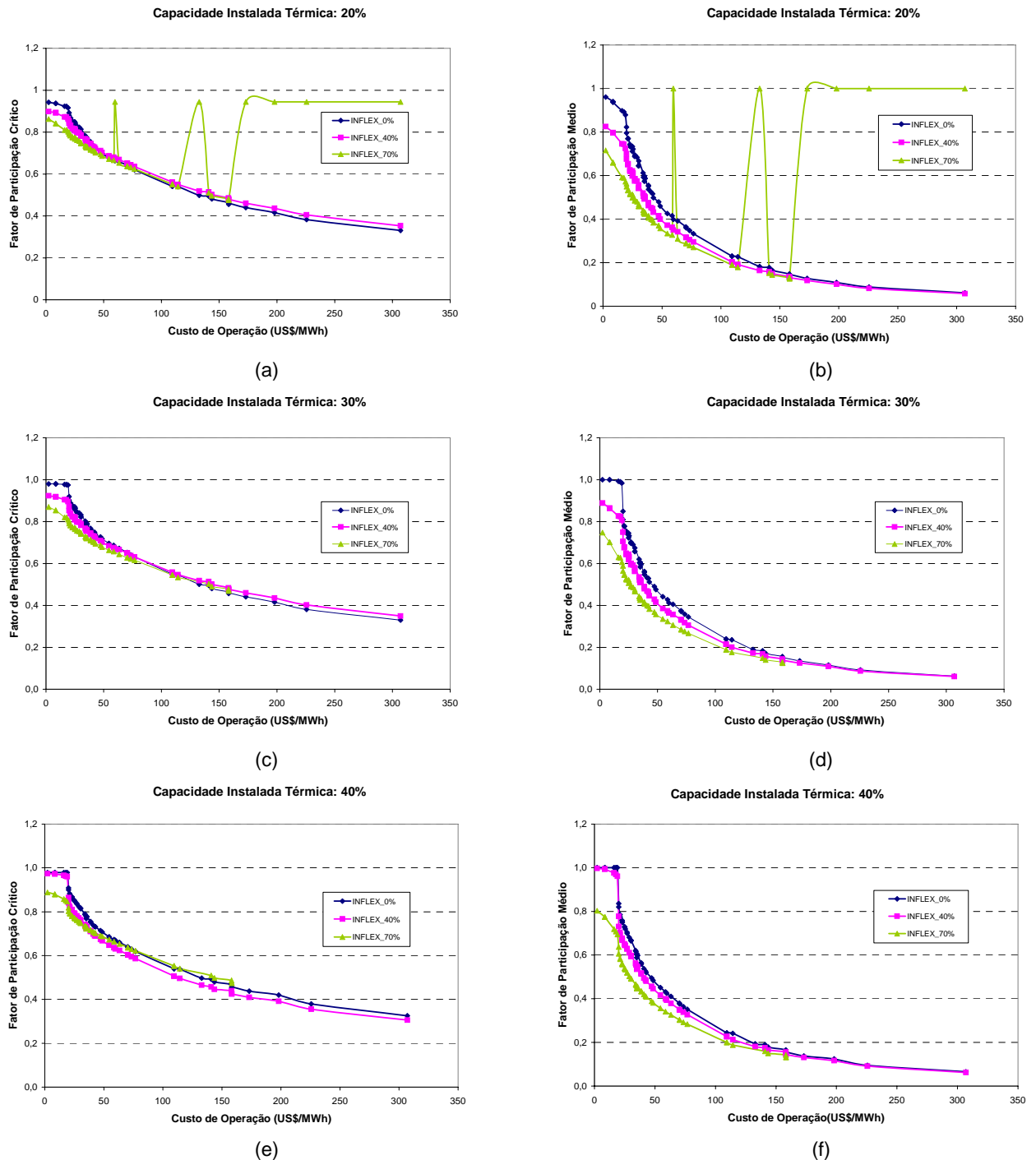


FIGURA 2 – Fatores de participação médio e crítico de usinas térmicas

Os fatores de participação críticos para a configuração T20, ilustrados na Figura 2 (a), apresentam valores bastante próximos para os três níveis de inflexibilidade, com exceção de algumas usinas, que para o nível de

inflexibilidade igual a 70%, apresentam fatores de participação críticos iguais a um. Estes valores são decorrentes do elevado nível de inflexibilidade, que acarreta valores de geração mínima igual à geração máxima disponível em todo horizonte do estudo.

Os fatores de participação médios (Figura 2 (b)) apresentam resultados semelhantes, porém com diferenças mais significativas para as usinas com custo operacional inferior a 50 US\$/MWh. Estas diferenças são coerentes, visto que para um nível de inflexibilidade menor, as usinas de menor custo tendem a gerar mais. Estas passam a suprir parte da demanda que seria suprida através da geração térmica mínima das usinas térmicas de maior custo, caso o nível de inflexibilidade destas fosse maior.

Resultados semelhantes foram obtidos para as configurações T30 e T40, ilustrados nas Figuras 2(c)-(d) e 2(e)-(f), respectivamente. Para facilitar a análise dos resultados, foram excluídos os fatores de participação artificialmente iguais a um, para o nível de inflexibilidade de 70%.

5.2 Sensibilidade com relação à composição hidrotérmica

Para avaliar a sensibilidade dos fatores de participação com relação à configuração do sistema gerador, são mostrados na Figura 3(a)-(b), os fatores de participação crítico e médio referentes ao nível de inflexibilidade de 40% para as configurações T20, T30 e T40.

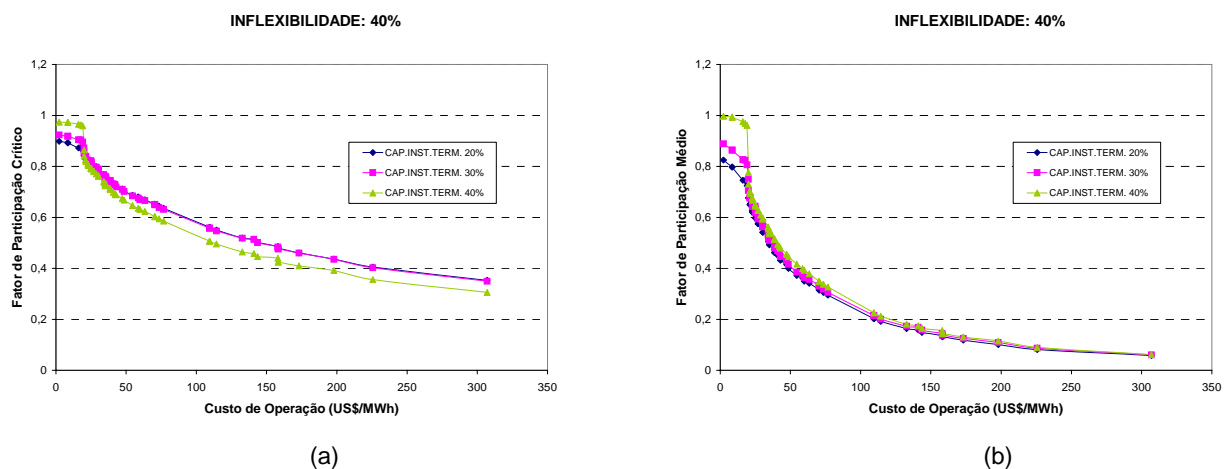


FIGURA 3. Fatores de participação para as configurações T20, T30 e T40 com inflexibilidade 40%

Os fatores de participação críticos, ilustrados na Figura 3-(a), apresentam variações desprezíveis para as configurações T20 e T30. Para a configuração T40, pode-se perceber uma diferença mais acentuada: para as usinas com custo inferior a 20US\$/MWh, os fatores são ligeiramente maiores, pois há um deslocamento de geração hidráulica em detrimento da maior participação térmica a um custo de operação de 20US\$/MWh. Já para as usinas superiores a este valor, os fatores são menores pois as gerações térmicas são chamadas menos vezes a gerar.

Os fatores de participação médios ilustrados na Figura 3-(b), apresentam diferenças mais acentuadas para usinas térmicas com custos operacionais inferiores a 20 US\$/MWh, sendo as diferenças com relação ao caso base (configuração T20) tanto maiores quanto maior é a proporção da capacidade térmica instalada. Isto indica que durante o horizonte de estudo a carga está sendo atendida tanto mais por geração térmica do que geração hidráulica à medida que se aumenta a proporção de geração térmica no sistema. Isto significa que a geração hidráulica está sendo deslocada da geração de base.

5.3 Sensibilidade com relação ao risco de déficit adotado para convergência do programa NEWAVE

Para avaliar a sensibilidade dos fatores de participação térmicos com relação ao nível de risco de déficit, realizou-se uma simulação adicional para a configuração com participação térmica de 20% e inflexibilidade térmica igual a 0%, considerando um risco de déficit de 5%.

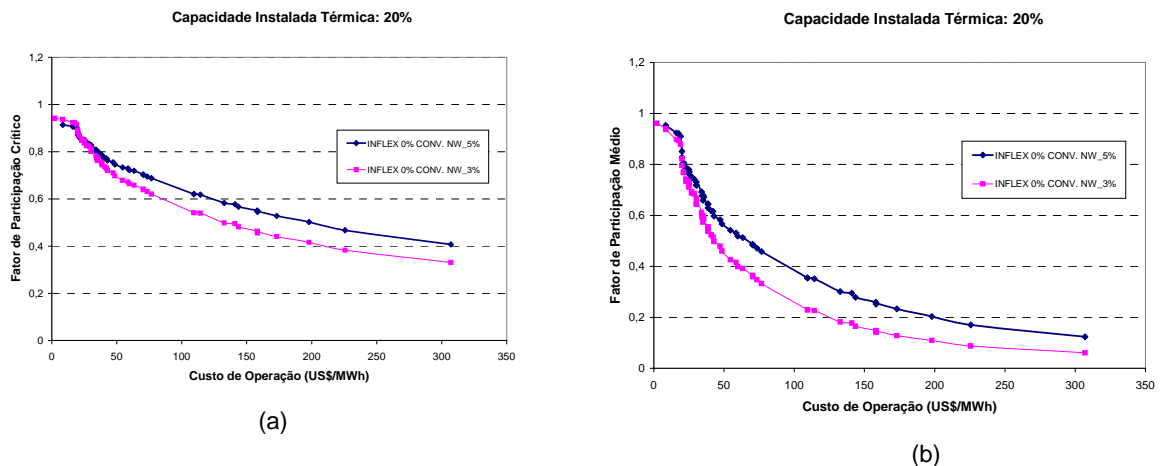


FIGURA 4. Fatores de participação considerando convergência com risco de déficit de 3% e 5%.

As Figuras 4(a) e (b) ilustram os fatores de participação crítico e médio determinados com base nas simulações do NEWAVE com risco de déficit 3% e 5%. Pode-se observar que os fatores de participação crítico e médio são influenciados pelo nível de risco de déficit adotado para usinas térmicas com custo de operação maiores que 30US\$/MWh, sendo tanto menores quanto menor for o risco de déficit adotado. Estes resultados são decorrentes das diferenças dos valores de carga crítica, que é menor para um risco de 3%.

6.0 - CONCLUSÕES

O planejamento da expansão da geração de longo prazo de um sistema elétrico é um problema de otimização de grande porte, que procura minimizar os custos de investimentos e operacionais necessários para atender a demanda ao longo do horizonte de estudo. Para um sistema hidrotérmico, um cálculo mais rigoroso dos custos operacionais requer grande esforço computacional, o que é inviável para um sistema do porte do sistema brasileiro. Para estes estudos, os custos operacionais podem ser calculados de forma simplificada, considerando apenas os cenários de hidrologia crítica e média, conforme proposto no modelo MELP, desenvolvido pelo CEPREL. O objetivo deste trabalho foi o de estabelecer um critério para estimar a produção de energia de usinas térmicas operando em um sistema hidrotérmico, nos dois cenários hidrológicos adotados no modelo MELP. Este critério baseia-se em fatores de participação térmicos, que representam a probabilidade de uma usina operar na base ou de forma marginal nos cenários hidrológicos considerado. Estes fatores são determinados com base em simulações do programa NEWAVE, considerando configuração estática. A premissa básica é de que estes fatores não devem alterar substancialmente com a configuração hidrotérmica, se considerarmos que nas próximas duas ou três décadas haverá preponderância do parque hidráulico. No entanto, para verificar a validade desta premissa, foram calculados fatores de participação térmicos para três configurações distintas para o sistema brasileiro, com participações térmicas de 20%, 30% e 40%. O acréscimo do parque térmico foi obtido incluindo usinas térmicas a gás com custo operacional de 20 US\$/MWh.

Foram também realizadas simulações para verificar a sensibilidade dos fatores de participação com relação ao nível de inflexibilidade das usinas térmicas, e ao valor de risco de déficit adotado para convergência do programa NEWAVE. Os resultados obtidos indicaram que:

i) Com relação à composição hidrotérmica do parque gerador: Os fatores de participação críticos apresentam variações desprezíveis para as configurações com participação térmica de 20% e 30%. Para a configuração com 40% de participação térmica, ocorre uma diferença mais acentuada: para as usinas com custo inferior a 20US\$/MWh, os fatores são maiores, pois há um deslocamento de geração hidráulica em detrimento da maior participação térmica a um custo de operação de 20US\$/MWh. Já para as usinas superiores a este valor, os fatores são menores pois as gerações térmicas são chamadas menos vezes a gerar.

Os fatores de participação médios apresentam diferenças mais acentuadas para usinas térmicas com custos operacionais inferiores a 20 US\$/MWh, sendo maiores para as configurações com maior participação térmica. À medida que se aumenta a proporção de geração térmica no sistema a carga passa a ser atendida tanto mais por geração térmica do que geração hidráulica. Isto significa que a geração hidráulica está sendo deslocada da geração de base.

ii) Com relação à inflexibilidade das usinas térmicas, os fatores de participação críticos apresentaram diferenças mínimas para os diversos níveis de inflexibilidade analisados. Por outro lado, os fatores de participação médios apresentaram resultados semelhantes, porém com diferenças mais significativas para as usinas com custo operacional inferior a 50 US\$/MWh. Estas diferenças são coerentes, visto que para um nível de inflexibilidade menor, as usinas de menor custo tendem a gerar mais. Estas passam a suprir parte da demanda que seria suprida

através da geração térmica mínima das usinas térmicas de maior custo, caso o nível de inflexibilidade destas fosse maior.

iii) Com relação ao risco de déficit das simulações do NEWAVE, concluiu-se que os fatores de participação crítico e médio são influenciados pelo nível de risco de déficit para usinas térmicas com custo de operação maiores que 30US\$/MWh, sendo tanto menores quanto menor for o risco de déficit adotado. Estes resultados são decorrentes das diferenças dos valores de carga crítica, que é menor para um risco menor. Foram analisados riscos de déficit de 3% e 5%.

Este estudo ainda carece de uma análise mais criteriosa com relação às restrições de intercâmbio entre subsistemas, ao custo operacional das novas térmicas, e sensibilidade com relação à inflexibilidade restrita a usinas térmicas a gás. Finalmente, é importante avaliar as diferenças dos fatores de participação térmicos nos resultados das simulações com o modelo MELP, ou seja, no cronograma de expansão.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as diversas discussões sobre o tema ocorridas durante 2004 com a equipe do DEM/DEME/ELETROBRAS, que muito contribuíram para a realização deste trabalho, e também aos estagiários F.J. Cattán (atualmente em FURNAS) e Thatiana da Conceição Justino, pela ajuda nas simulações realizadas com o modelo NEWAVE.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) M.F.M. Santos, "A Importância da Complementaridade Térmica", site do ONS (www.ons.org.br).
- (2) M.E.P. Maceira et al, "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System", Power System Computation Conference, Sevilla-Spain, 2002.
- (3) A. Terry et al, "Application of the MELP Program to Define a Long Term Generation and Interconnection Expansion Plan for the Brazilian System", IX SEPOPE-Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, 2004, SP-006.
- (4) E.L. da Silva, "Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica", Editora Sagra Luzzato, 1ª Edição, 2001.
- (5) Informe Técnico DEM/DEME - 003/2004, "Oferta e Demanda de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional no horizonte 2004/2013", ELETROBRÁS, 2004.
- (6) Informe Técnico DEM/DEME-029/2004, "Cálculos dos Fatores de Participação Térmicos a serem Adotados no MELP", ELETROBRÁS, Dezembro de 2004.