

**RUI BERTHO JUNIOR**

**ESTUDO DA REPRESENTAÇÃO  
DETERMINÍSTICA E DE MÚLTIPLOS CENÁRIOS  
DAS ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES NO  
PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA  
OPERAÇÃO ENERGÉTICA DO SIN**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia de  
São Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e  
Automação

ORIENTADOR: Eng. Rodrigo Sacchi, D.Sc.  
SUPERVISOR: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

São Carlos  
2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES  
TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,  
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

B542e      Bertho Junior, Rui  
              Estudo da representação determinística e de múltiplos  
cenários das energias naturais afluentes no problema de  
planejamento da operação energética do SIN / Rui Bertho  
Junior ; orientador Rodrigo Sacchi. -- São Carlos, 2010.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em  
Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e  
Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da  
Universidade de São Paulo, 2010.

1. Planejamento da operação. 2. Reservatório  
equivalente. 3. Energia natural afluente. 4. Múltiplos  
cenários. 5. Média de longo termo. 6. Custo de  
operações. I. Título.

# Sumário

1	Introdução .....	1
2	Objetivos .....	2
3	Sistemas Hidrotérmicos de Potência .....	3
4	Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência .....	5
5	Modelos Utilizados no Planejamento da Operação Energética no Brasil .....	9
5.1	Novas Abordagens no Planejamento da Operação Energética Brasileiro .....	16
6	Formação de Preços da Energia no Mercado de Curto Prazo.....	18
7	Metodologia .....	22
7.1	Modelagem do Parque Hidroelétrico .....	22
7.2	Modelagem do Parque Térmico .....	27
7.3	Formulação Matemática .....	40
8	Resultados .....	48
8.1	Representação Determinística da ENA.....	48
8.2	Representação de Múltiplos Cenários da ENA.....	62
8.3	Representação Determinística x Representação de Múltiplos Cenários da ENA .....	71
9	Conclusões .....	83
	Referências Bibliográficas.....	85

## Índice de Figuras

Figura 1: Esquema de um sistema hidrotérmico de potência. ....	4
Figura 2: Cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de potência.....	8
Figura 3: Cadeia de modelos para o planejamento da operação energética no Brasil.10	
Figura 4: Divisão dos subsistemas brasileiros.....	11
Figura 5: Seqüência de operação da cadeia de modelos .....	14
Figura 6: Incerteza nas vazões x horizonte de planejamento .....	15
Figura 7: Energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE, 2010) .....	21
Figura 8: Subsistemas modelados.....	23
Figura 9: CVU Sudeste .....	29
Figura 10: Custo de operação mensal do subsistema sudeste .....	30
Figura 11: Custo de operação modelado do subsistema Sudeste .....	31
Figura 12: CVU modelado do subsistema Sudeste.....	32
Figura 13: Custo de operação modelado do subsistema Sul.....	34
Figura 14: CVU Modelado do subsistema Sul.....	34
Figura 15: Custo de operação Modelado do subsistema Nordeste .....	35
Figura 16: CVU Modelado do subsistema Nordeste .....	36
Figura 17: Custo de operação Modelado do subsistema Norte .....	37
Figura 18: CVU Modelado do subsistema Norte .....	37
Figura 19: Média de longo termo da energia natural afluyente.....	49
Figura 20: Trajetória da <i>EArm</i> na representação determinística da ENA.....	50
Figura 21: <i>EArm</i> por subsistema na representação determinística da ENA.....	51
Figura 22: Seqüência para execução da otimização com demandas diferentes .....	52
Figura 23: Geração hidráulica para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA.....	53
Figura 24: Geração térmica para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA.....	54
Figura 25: CMO do sistema para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA.....	55
Figura 26: Vertimento de energia para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA.....	56
Figura 27: Intercâmbios para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA.....	57
Figura 28: Geração térmica para a demanda de 2014 na representação determinística da ENA.....	58

Figura 29: Geração térmica para a demanda de 2019 na representação determinística da ENA.....	59
Figura 30: Geração hidráulica para a demanda de 2014 na representação determinística da ENA.....	60
Figura 31: Geração hidráulica para a demanda de 2019 na representação determinística da ENA.....	60
Figura 32: CMO do sistema para a demanda de 2014 na representação determinística da ENA.....	61
Figura 33: CMO do sistema para a demanda de 2019 na representação determinística da ENA.....	61
Figura 34: Trajetória da <i>EArm</i> na representação de múltiplos cenários .....	63
Figura 35: <i>EArm</i> por subsistema na representação de múltiplos cenários.....	64
Figura 36: Geração hidráulica para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários .....	65
Figura 37 Vertimento total para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários .....	66
Figura 38: Geração hidráulica para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários .....	67
Figura 39: CMO para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários ...	67
Figura 40: Geração hidráulica para a demanda de 2014 na representação de múltiplos cenários .....	68
Figura 41: Geração hidráulica para a demanda de 2019 na representação de múltiplos cenários .....	68
Figura 42: Geração hidráulica para a demanda de 2014 na representação de múltiplos cenários .....	69
Figura 43: Geração hidráulica para a demanda de 2019 na representação de múltiplos cenários .....	69
Figura 44: CMO para a demanda de 2014 na representação de múltiplos cenários ...	70
Figura 45: CMO para a demanda de 2019 na representação de múltiplos cenários ...	70
Figura 46: Comparativo entre as energias armazenadas resultantes dos modelos.....	72
Figura 47: Família de curvas para a energia armazenada total.....	73
Figura 48: Família de curvas para a <i>EArm</i> do nordeste.....	74
Figura 49: Família de curvas para a <i>EArm</i> do subsistema sudeste.....	75
Figura 50: Família de curvas para a <i>EArm</i> do subsistema norte .....	75
Figura 51: Família de curvas para a <i>EArm</i> do subsistema sul.....	76
Figura 52: Esquema para viabilizar a comparação entre as respostas obtidas por meio da abordagem determinística e de múltiplos cenários .....	77

Figura 53: Geração hidráulica total na simulação MLT para demanda de 2010 .....	78
Figura 54: Comparativo da geração hidráulica média entre os modelos para demanda de 2010 .....	79
Figura 55: Geração térmica total na simulação MLT para demanda de 2010.....	80
Figura 56: Comparativo da geração termoelétrica média entre os modelos para demanda de 2010.....	81
Figura 57: Custo marginal de operação na simulação MLT para demanda de 2010...	81

## Resumo

Bertho Junior, R. **Estudo da representação determinística e de múltiplos cenários das energias naturais afluentes no problema do planejamento da operação energética do SIN**. 2010. 92p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

Este trabalho visa à realização de um estudo para a determinação das diferenças introduzidas no planejamento energético da operação dos sistemas hidrotérmicos de potência ao variar-se a forma de representação da energia natural afluente. Atualmente, o planejamento energético de médio prazo no Brasil é realizado com a utilização do software Newave, que utiliza duas mil séries sintéticas para a representação da energia afluente. A modelagem aqui proposta sugere a representação da energia natural afluente de forma determinística, por meio da média de longo termo, e a representação por meio de múltiplos cenários, obtidos do histórico de energia afluente. Os testes realizados indicarão qual a melhor representação a ser utilizada no planejamento energético de médio prazo, quais suas vantagens e/ou desvantagens e, principalmente, qual representação das vazões apresenta os menores custos operativos frente a diferentes cenários de demanda.

Palavras chave: Planejamento da operação, reservatório equivalente, energia natural afluente, múltiplos cenários, média de longo termo, custo de operação.

## **Abstract**

Bertho Junior, R. **Study of the deterministic and multiple scenarios representation of natural inflow energy in the energetic operation planning of the SIN problem.**

92p. Final Course Report –School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2010

This report aims to conduct a study to determine the differences introduced in the energetic planning of the hydrothermal power systems operation while the form of representation of natural inflow energy is changed. Nowadays, the medium-term energetic planning in Brazil is done using the Newave software, which uses two thousand synthetic series to represent the inflow energy. The model proposed here suggests the representation of natural inflow energy in a deterministic form, by means of the long-term average, and representation through multiple scenarios, obtained from the inflow historic energy. The tests done will indicate which is the best representation to be used in medium-term energetic planning; as well as which are their advantages and / or disadvantages, especially which flow representation has the lowest operating costs facing different demand scenarios.

Keywords: Planning of the operation, equivalent reservoir, natural inflow energy, multiple scenarios, long-term average and cost of operation.



# 1 Introdução

A energia desempenha um papel fundamental nas sociedades modernas. Ao lado das telecomunicações, transportes, água e saneamento, ela compõe a infraestrutura necessária para incorporar o ser humano ao denominado modelo de desenvolvimento vigente. Assim, a energia, essência da própria vida, é fator preponderante no desenvolvimento dos povos. Sua abundância ou escassez influencia o potencial econômico das nações. A eletricidade está inserida na sociedade atual como uma de suas principais formas de energia. Não obstante, a energia elétrica, uma vez gerada, é limpa, invisível, sem resíduos e contaminantes (Muller, 1995).

A energia elétrica tem se caracterizado como uma fonte de energia altamente versátil, capaz de ser utilizada nos mais diferentes meios e para as mais diferentes finalidades, suprimindo desde grandes fornos de siderúrgicas, até simples aparelhos eletrodomésticos. Essa versatilidade fez com que sua utilização aumentasse sensivelmente ao longo das últimas décadas, apresentando, taxas elevadíssimas de crescimento (Silva Filho, 2003). Conseqüentemente, a geração de energia elétrica e o melhor aproveitamento possível dos recursos utilizados para tal devem estar entre as principais preocupações de qualquer país.

O melhor aproveitamento dos recursos para geração de energia pode ser obtido realizando-se o correto planejamento da operação para sistemas de geração de energia elétrica. O planejamento é importante pois influencia diretamente na garantia de fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento apropriado da disponibilidade da fonte primária de geração. Além disso, é por meio do planejamento da operação do sistema elétrico que se obtém o custo associado à energia elétrica.

Em sistemas de geração de energia elétrica com predominância de fontes hidráulicas de geração, como o caso do Brasil, o problema do planejamento da operação torna-se fortemente relacionado aos valores das vazões afluentes futuras, e a incerteza das vazões faz com que toda operação corra o risco da ineficiência.

A abordagem desse trabalho busca identificar as influências de diferentes formas de representação das vazões afluentes no problema da operação energética do sistema interligado brasileiro.

## 2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo identificar a influência da representação determinística ou de múltiplos cenários no planejamento da operação energético do sistema interligado nacional.

A cadeia de modelos atualmente utilizada no planejamento do SIN faz uso de um gerador de séries sintéticas na determinação dos cenários. Deste modo, a característica estocástica das vazões afluentes faz-se presente no modelo.

Será implementado um módulo que trata o sistema interligado nacional sob a mesma ótica do módulo Newave (apresentado no Capítulo 5), realizando a agregação dos reservatórios das usinas hidroelétricas em reservatórios equivalentes de energia. Logo, as vazões afluentes consideradas também devem ser transformadas em séries de energia natural afluente, denominada Energia Natural Afluente (ENA). Entretanto, no estudo, a ENA será considerada por meio de seu histórico ao invés de ser originada por um gerador de séries sintéticas, e também será considerada pelos seus valores médios, definindo a representação determinística das afluições.

Com isto, será realizada uma bateria de testes, de modo a identificar os impactos da representação determinística ou de múltiplos cenários no planejamento da operação do SIN, em termos do custo de operação, do aproveitamento das usinas hidroelétricas, do despacho de usinas termoelétricas, uso dos intercâmbios e quantidade de energia vertida.

### **3 Sistemas Hidrotérmicos de Potência**

A geração engloba as unidades responsáveis pela produção de energia elétrica que podem ser hidroelétrica, quando resulta do aproveitamento da energia potencial da água; ou termoelétrica, quando resulta da queima de combustíveis diversos, tais como carvão, óleo, gás e urânio (fissão). Os diferentes graus de utilização das usinas hidroelétricas e termoelétricas na composição dos parques geradores permitem classificar os sistemas elétricos em três grandes grupos: termoelétricos, hidroelétricos e hidrotérmicos. Em alguns países, as condições geográficas determinam a inexistência de potencial hidroelétrico aproveitável, sendo seus sistemas de geração exclusivamente termoelétricos. Em outros, o aproveitamento de recursos hidroelétricos de porte resulta em sistemas quase que exclusivamente hidroelétricos.

Entretanto, na maioria dos países, os dois tipos de geração são conjugados, formando sistemas hidrotérmicos de geração. Portanto, um sistema hidrotérmico de geração é constituído por dois subsistemas: o subsistema hidráulico e o térmico. O objetivo deste sistema é fornecer energia a uma rede de transmissão que deve atender aos centros de carga (Figura 1). O sistema brasileiro de produção de energia elétrica é um sistema hidrotérmico, com forte predominância da geração de origem hidráulica.

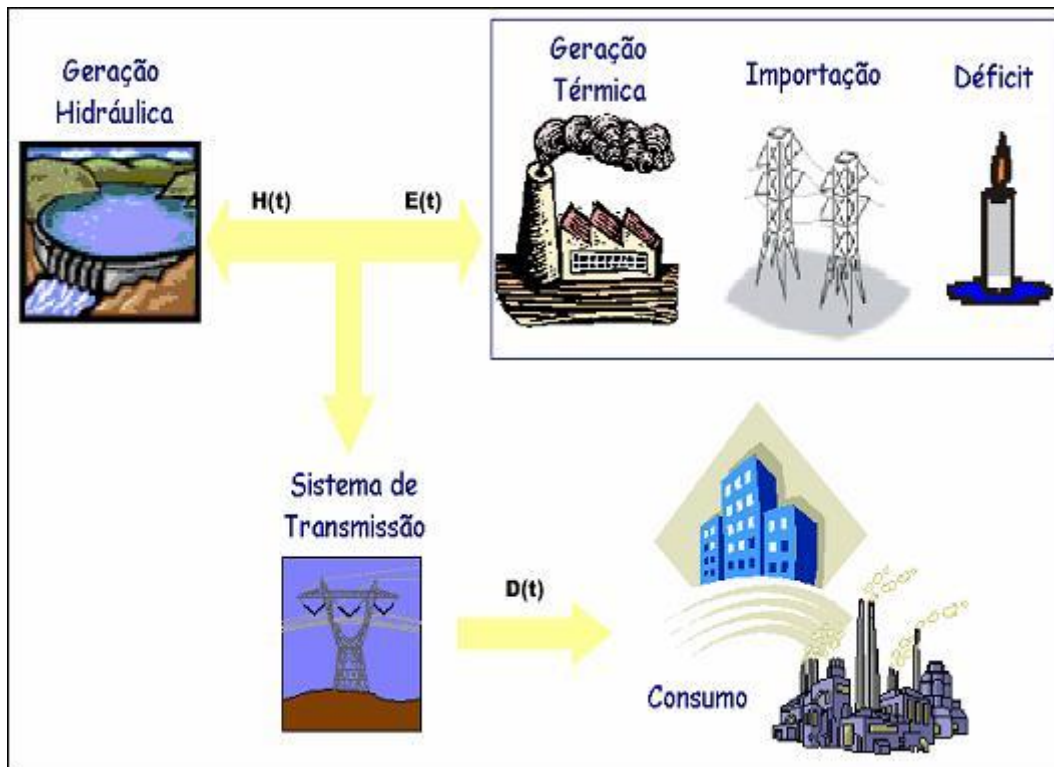


Figura 1: Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.

Na Figura 1, as variáveis indicadas são:

- $D(t)$ : demanda média durante o intervalo  $t$ , em MW médio;
- $H(t)$ : geração média total das usinas hidroelétricas durante o intervalo  $t$ , em MW médio;
- $E(t)$ : geração média das fontes não hidráulicas (complementação térmica) durante o intervalo  $t$ , em MW médio.

## **4 Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**

O planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico de potência tem como objetivo estabelecer uma política de operação racional, que atenda à demanda de forma confiável e a baixos custos, em um determinado horizonte de planejamento (Pereira M. V., 1985). Para alcançar tal objetivo são utilizadas diferentes ferramentas computacionais de otimização e simulação (Soares, 1987). Ressalta-se que os modelos computacionais devem ser cuidadosamente desenvolvidos, a fim de reduzir as incertezas para o mercado de energia elétrica, contribuindo para a diminuição do risco de déficit de energia e dando uma maior segurança ao planejamento da operação energética.

Deste modo, o objetivo básico do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar, para cada etapa do período de planejamento, as metas de geração para cada usina que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas termoeletricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia e também por eventuais importações de energia (Duarte, Penna, Maceira, & Moraes, 2007).

O planejamento da operação para sistemas de geração de energia elétrica é importante pelo fato dele agir sobre o suprimento da fonte energética, afetando diretamente dois itens fundamentais no funcionamento dos sistemas elétricos de potência: a garantia de fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento apropriado da disponibilidade da fonte primária; e o custo associado a este fornecimento energético, dado, principalmente, pelo custo do combustível consumido. Este custo de operação, geralmente, envolve cifras vultosas, de tal forma que um pequeno aperfeiçoamento na operação pode significar uma economia considerável.

O Brasil, a Noruega, a Suécia e o Canadá são grandes produtores de hidroeletricidade, porém, em outros países as fontes energéticas são determinadas pelos recursos existentes e, ainda, conforme as características ambientais da região, tais como relevo, clima, etc., sendo diferentes na maior parte dos países, alguns com sistemas de pequena ou grande participação hidroelétrica, outros quase que puramente térmicos (EIA, 2006). Portanto, para cada tipo de sistema é empregada

uma abordagem, apesar de se manter a filosofia básica quanto aos objetivos a serem atingidos.

O relevo brasileiro é suave, sem grandes montanhas, fazendo com que as usinas, em geral, tenham alturas de queda pequenas ou médias, levando, muitas vezes, a que o volume do reservatório da usina afete, significativamente, sua produtividade (Leite, 2004). Também, as vazões afluentes às usinas sofrem, ao longo do tempo, relativamente, grandes variações, introduzindo incertezas quanto às operações futuras.

Adicionalmente, a privatização de usinas e o novo ambiente competitivo dificultam a determinação de uma operação que, pela sua própria essência, tem que ser cooperativa. Tudo isso leva a um cenário operativo bastante complexo onde o uso de métodos tradicionais, utilizados em outros países, nem sempre traz bons resultados. Portanto, as características próprias do sistema brasileiro estimulam o desenvolvimento de métodos computacionais e critérios adequados às suas condições (Pereira, Cunha, Terry, & Mosse, 1987).

Nas sociedades modernas, o consumo de energia elétrica tem apresentado índices de crescimento bastante elevados frente a outras formas de energia. Em 1970, 17% de toda a energia consumida no Brasil eram sob a forma de energia elétrica; este número evoluiu para 42% em 2001 (Eletrobrás, 2001), (Soares & Carneiro, 1991), por exemplo. Este crescimento do consumo de energia elétrica pode ser caracterizado de duas formas diferentes. Há o crescimento vertical, devido ao aumento da densidade de cargas em áreas já eletrificadas, em consequência do aumento do consumo nos mais diversos setores como industrial, residencial e comercial; e o crescimento horizontal, devido à expansão geográfica dos sistemas elétricos, evidenciado, especialmente, pelo importante papel da eletrificação rural.

No Brasil, a participação da energia elétrica dentro do consumo total de energia é bastante significativa, situando-se acima da média mundial. Já o parque gerador nacional caracteriza-se por sua predominância hidroelétrica, o que deve ainda perdurar por um longo tempo graças ao potencial ainda disponível.

Apesar da tendência de aumento de outras fontes, bem como das restrições socioeconômicas e ambientais de projetos hidrelétricos e os avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não-convencionais, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do

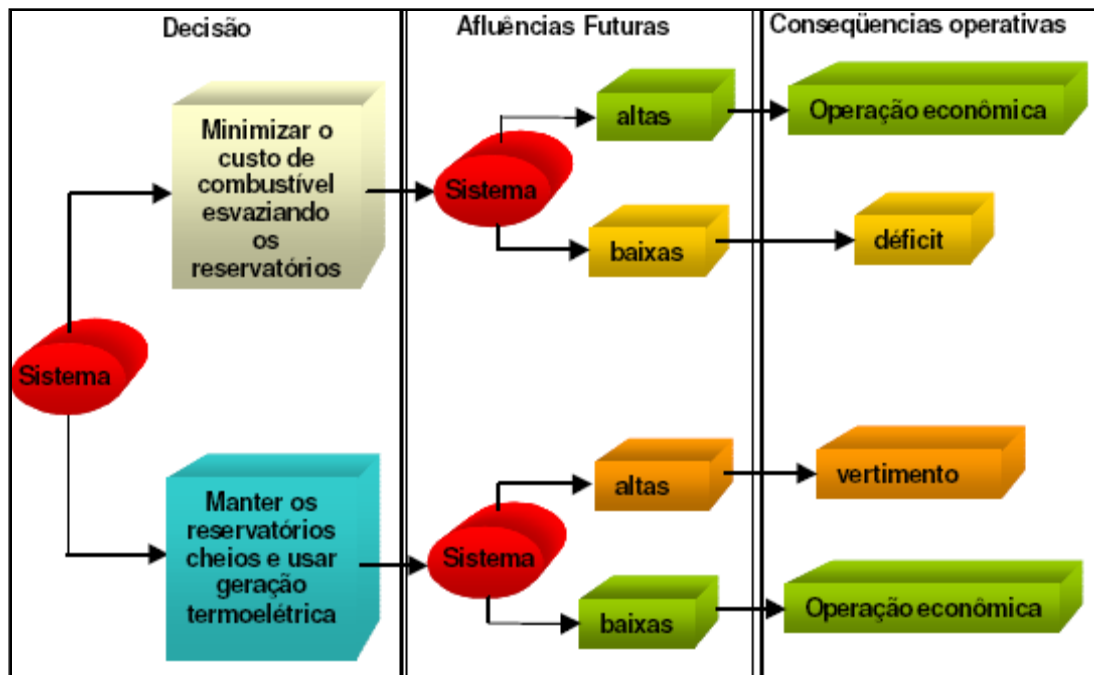
Brasil. Embora os maiores potenciais remanescentes estejam localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores.

Com o aumento do consumo de energia elétrica no país, existe a necessidade de um planejamento da operação cada vez mais aprimorado, que englobe as fontes de geração de energia elétrica, com o objetivo de garantir, da melhor forma possível, o atendimento da demanda. O problema da geração de energia elétrica no Brasil torna-se complexo à medida que as usinas hidroelétricas, base do suprimento energético, são extremamente dependentes de fatores climáticos e também da operação do sistema (Soares & Carneiro, 1991). Baseado nisso, o planejamento da produção de energia elétrica é um desafio para os gerenciadores do setor elétrico brasileiro, conforme evidenciado pela crise de abastecimento de energia em 2001, para a qual contribuiu decisivamente a falta de investimentos que acompanhassem a evolução das necessidades (demanda). Além disso, a decisão política de reestruturar o setor, com privatizações e desregulamentações, acompanhando algumas tendências internacionais, modificou bastante o ambiente de atuação das empresas de energia elétrica, trazendo novos e importantes desafios para o planejamento da operação.

Outro aspecto que dificulta o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é a incerteza sobre as vazões afluentes futuras e a demanda de energia. A incerteza das vazões faz com que toda operação corra o risco da ineficiência. Admitindo-se que as vazões futuras serão baixas, haverá a tendência de intensificar o uso atual de fontes mais caras de geração (usinas termoeletricas). Este procedimento visa evitar níveis baixos nos reservatórios, ocasionando situações mais drásticas no futuro. Se esta decisão é tomada e vazões afluentes baixas forem observadas, a operação terá sido eficiente. No entanto, se vazões afluentes altas são observadas, não haverá espaço nos reservatórios para armazenar os excessos e vertimentos indesejáveis acontecerão, representando um desperdício de energia que foi guardada anteriormente.

Por outro lado, admitindo-se que as vazões futuras serão altas, haverá a tendência de intensificar o uso da água armazenada nos reservatórios, evitando vertimentos no futuro. Se esta decisão é tomada e as vazões afluentes forem elevadas, a operação terá sido eficiente. Todavia, se as vazões forem baixas, não haverá água suficiente para o sistema atender à demanda e poderá ser necessário utilizar geração térmica, ou comprar energia de sistemas vizinhos, ou mesmo cortar a demanda através de políticas de racionamento. A Figura 2 ilustra o cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de geração. Da mesma forma, embora em menor

grau, alterações da demanda prevista de energia elétrica, provocam desajustes na operação ótima do sistema. Assim, o problema do planejamento é essencialmente estocástico.



**Figura 2: Cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de potência.**

Assim, o planejamento da operação do sistema hidrotérmico, em especial das usinas hidroelétricas brasileiras, de forma eficiente, justifica-se não apenas pela necessidade de manutenção e controle da confiabilidade do sistema elétrico nacional, mas também como produto de natureza econômica de valor estimável e de fator importante para assegurar o crescimento nacional sustentado. Observa-se ainda que o problema de utilização eficiente dos recursos hídricos, resolvidos através de modelos computacionais, deve ser não somente uma preocupação em momentos difíceis, mas um processo contínuo de melhoria para a operação do sistema.

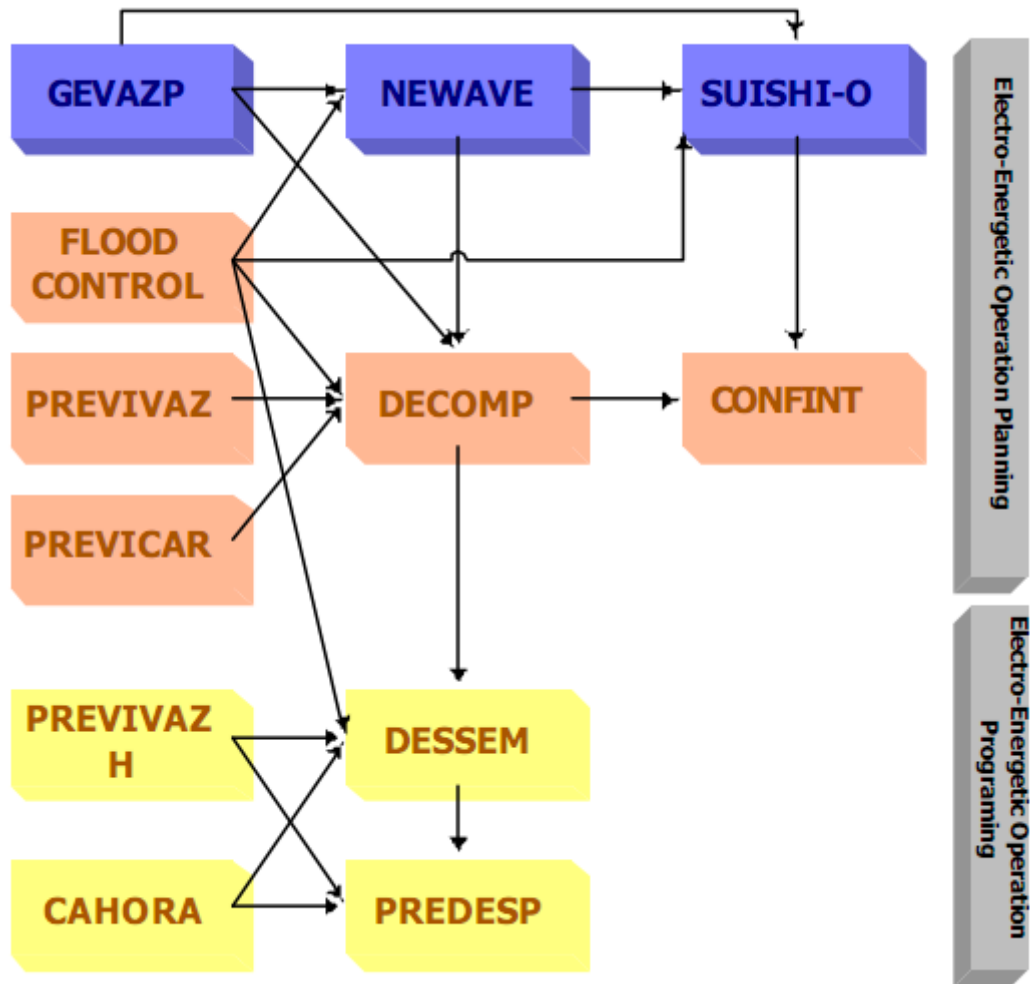


## **5 Modelos Utilizados no Planejamento da Operação Energética no Brasil**

Esta seção apresenta uma breve discussão acerca dos modelos computacionais utilizados atualmente no planejamento da operação energética brasileira.

A designação planejamento energético é utilizada quando se considera o aspecto energético da operação. Logo, a sua preocupação principal é o atendimento das metas de demanda e energia envolvidas na operação do sistema, visando horizontes de planejamento de médio e curto prazo, ou seja, horizontes plurianuais. A divisão do planejamento energético em médio e curto prazo deve-se à dificuldade do manuseio simultâneo da estocasticidade das vazões afluentes e da demanda de energia, com a representação individualizada de cada usina hidroelétrica. O planejamento elétrico da operação engloba o planejamento de curtíssimo prazo, o qual considera as restrições advindas da operação elétrica do sistema com maior relevância, como será explicado mais adiante.

No Brasil, o despacho das usinas termelétricas e hidrelétricas no SIN (Sistema Interligado Nacional, 96,7 % da capacidade de todo o país) é centralizado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema). O sistema tem um grande número de plantas geradoras, em uma vasta rede de transmissão, e a incerteza das afluições futuras deve ser fortemente considerada, devido à predominância hidrelétrica (Moraes, Sagastizábal, & Maceira, 2009). Por esta razão, o problema de planejamento energético é dividido em etapas e resolvido com o uso de uma cadeia de modelos (Maceira, Terry, Costa, Damázio, & Melo, 2002). A Figura 3 ilustra a atual cadeia de modelos utilizada no planejamento da operação energética no Brasil:



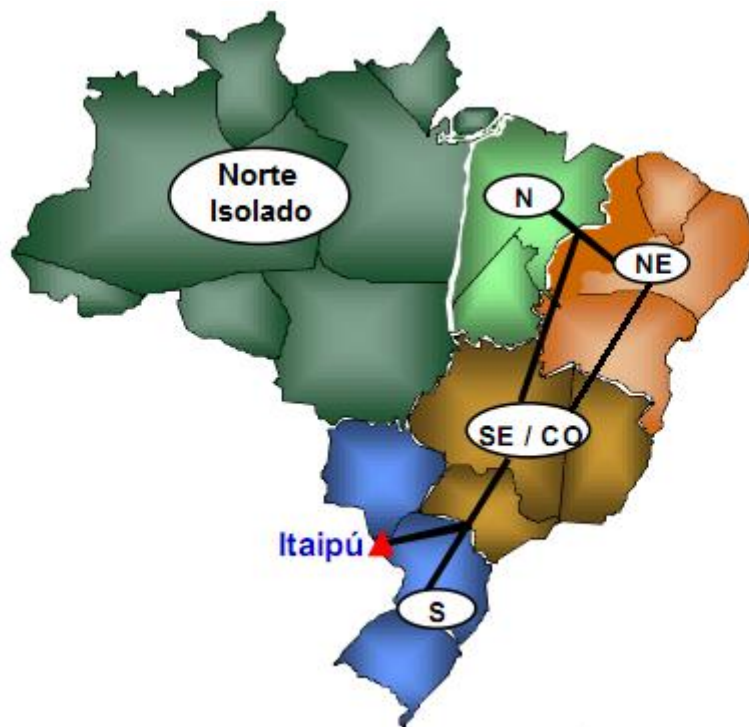
**Figura 3: Cadeia de modelos para o planejamento da operação energética no Brasil.**

O modelo Newave foi desenvolvido especificamente para o planejamento de médio prazo, composto por horizontes de planejamento plurianuais. Para cada mês desse período, o programa encontra a alocação ótima entre o uso da geração hidráulica e térmica de energia, utilizando como função objetivo a ser minimizada o valor do custo presente da operação.

Algumas importantes características desse modelo devem ser ressaltadas (Duarte, Penna, Maceira, & Moraes, 2007):

- O SIN é representado por meio de seus subsistemas, considerando as interligações elétricas entre os mesmos (Figura 4);
- O modelo considera as características dinâmicas do sistema;
- As vazões afluentes nas usinas hidrelétricas são convertidas em energia;

- Os reservatórios das usinas hidrelétricas são agrupados em um único reservatório equivalente de energia, para cada subsistema;
- As usinas termoeletricas são representadas por grupos de térmicas com custos semelhantes;
- O déficit de energia é representado como uma unidade termoeletrica, com capacidade igual à demanda, com custo de operação dado pelo custo atribuído à interrupção no fornecimento de energia, como definido pela ANEEL.



**Figura 4: Divisão dos subsistemas brasileiros.**

O Planejamento da operação energética no Brasil é realizado somente para o Sistema Interligado Nacional, que é composto pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. 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 (ONS, 2010).

São quatro os módulos básicos do modelo Newave: Calcular os reservatórios equivalentes de energia; calcular a energia afluenta através das séries de vazões históricas de cada usina hidroelétrica; determinar a melhor estratégia de operação do

sistema, ou seja, os valores de geração térmica e hidráulica mensais que minimizam o custo de operação e, finalmente, simular a operação do sistema.

Para a simulação da operação, um gerador de séries sintéticas (Gevazp) calcula duas mil séries de vazões afluentes, baseando-se no histórico de vazões afluentes do sistema. O resultado dessa seqüência de simulações resulta em importantes índices estatísticos sobre o sistema, como o risco de déficit, intercâmbios de energia esperados entre os subsistemas, pontos de não suprimento de energia e o custo marginal de operação esperado, assim como suas distribuições empíricas de probabilidade (Maceira, Terry, Costa, Damázio, & Melo, 2002). O valor do Custo Marginal de Operação (CMO) é um indicativo fundamental para o sistema de formação de preços no mercado de energia, pois o CMO representa o custo necessário para a geração do próximo MW de energia necessário ao sistema elétrico.

Gevazp é um componente de geração de vazões mensais, que se utiliza de um modelo Periódico Auto-Regressivo de ordem “p” (PAR(p)), para gerar as afluências utilizadas nos modelos Newave, Decomp e Suishi-O.

O modelo Suishi-O realiza a desagregação do resultado mensal do resultado apresentado pelo Newave, considerando as usinas hidroelétricas individualmente. Nesse modelo é possível representar as características de cada reservatório, como reservas para controle de cheias ou de secas, restrições impostas por navegação ou irrigação, entre outros. Com a utilização do Suishi-O é possível calcular a Energia Firme<sup>1</sup> das usinas hidroelétricas, ou a Energia Assegurada<sup>2</sup> do sistema, admitindo um risco de não atendimento à carga previamente estipulado.

O cronograma de geração de cada usina é dado pelo modelo Decomp. A resposta desse módulo é semanal para o primeiro mês do horizonte, e mensal para os demais. Assim como no Suishi-O, as usinas são consideradas individualmente. O módulo Previvaz é responsável por enviar para o Decomp vazões afluentes semanais, para a desagregação do primeiro mês em semanas.

---

<sup>1</sup> A energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada

<sup>2</sup> A energia assegurada do sistema elétrico brasileiro é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admitindo certo risco de não atendimento à carga, ou seja, em determinado percentual dos anos simulados, permite-se que haja racionamento dentro de um limite considerado aceitável pelo sistema. Na regulamentação atual, esse risco é de 5%. (ANEEL, 2005)

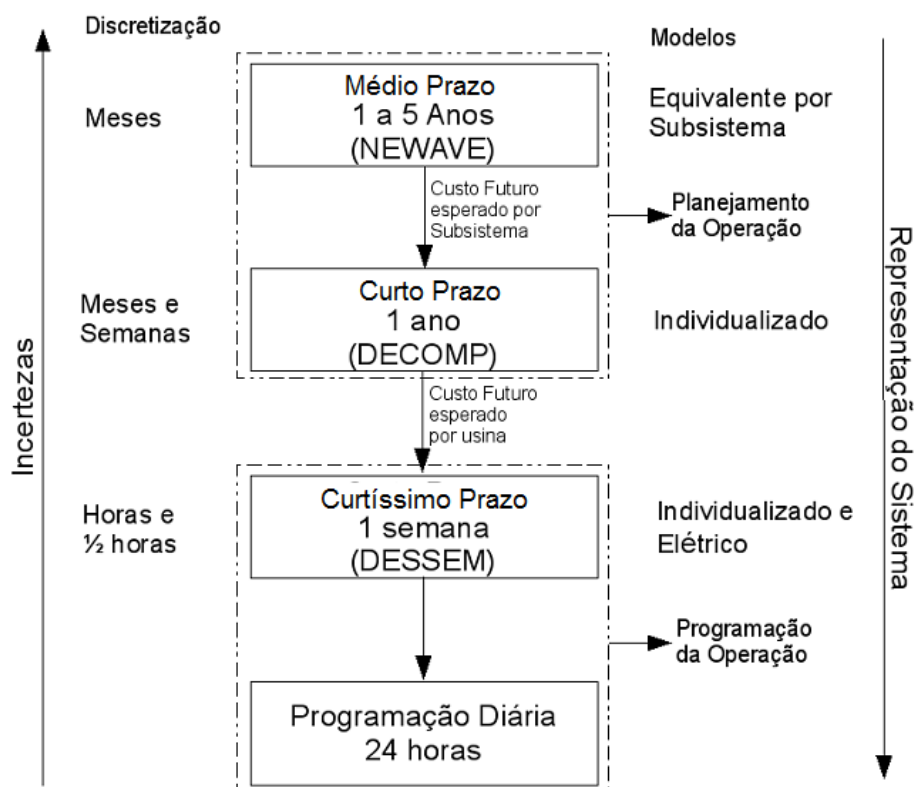
Por meio do modelo Dessem, é obtido o programa de despacho diário. O modelo discretiza a próxima semana a cada meia hora, e calcula a geração necessária em cada intervalo, minimizando o custo da operação. Nessa etapa, são obtidos os valores do custo marginal para cada barramento da rede. O Dessem considera o balanço hídrico e o modelo D.C. para o fluxo da rede.

O despacho horário de geração é realizado pelo módulo Predesp, que calcula o despacho do próximo dia a cada meia hora, minimizando o custo de operação, considerando o balanço hídrico e a representação do fluxo de rede A. C.

O módulo Confint faz a análise da confiabilidade do sistema interligado. Previvazh e Cahora realizam a previsão dos valores de vazão afluyente e carga, respectivamente, ambos em base horária.

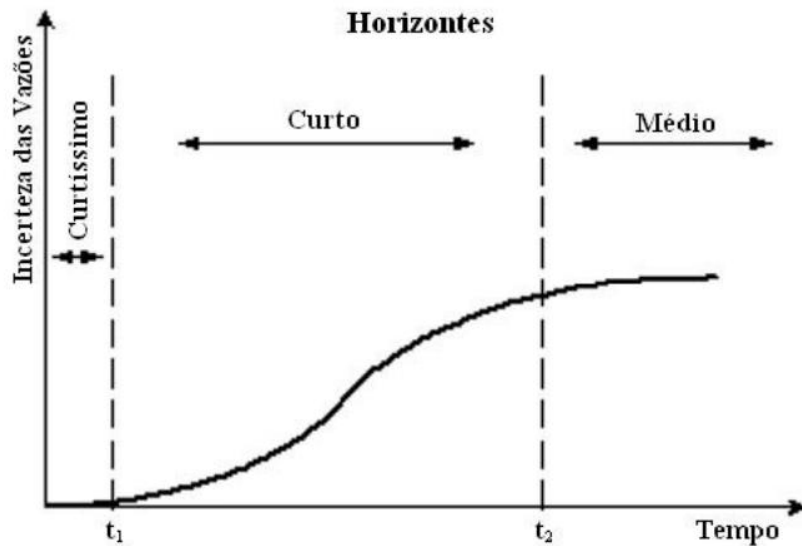
O módulo Flood Control é um sistema para estudos de prevenção de cheias. É composto de um módulo para geração sintética de seqüências de afluentes diárias para o período chuvoso, representando assim a natureza estocástica do processo de ocorrência de cheias, e de um módulo para cálculo de volumes de espera em sistemas multi-reservatórios e com múltiplos pontos de controle de cheias (CEPEL, 2010).

Resumidamente, a operação da cadeia de modelos apresentada para o planejamento da operação pode ser observada na Figura 5 abaixo (Toscano, 2009):



**Figura 5: Seqüência de operação da cadeia de modelos**

Na medida em que se aumenta o horizonte de planejamento, cresce a incerteza das afluências, e decresce o nível de detalhamento do sistema. No médio prazo, o Newave realiza a agregação dos reservatórios das usinas, trabalhando com quatro subsistemas interligados, representados por seus respectivos reservatórios equivalentes de energia. Esta representação contempla a rede hidráulica e as restrições de uso da água, considerando os valores médios de produtividade das usinas para o estabelecimento de cálculos da energia do sistema equivalente (CEPEL, 2006).



**Figura 6: Incerteza nas vazões x horizonte de planejamento**

Baseando-se na incerteza das vazões afluentes (Figura 6), foi proposta a atual decomposição do problema do planejamento da operação em modelos diferenciados de acordo com a magnitude do horizonte de planejamento. Conforme diminui-se o horizonte de planejamento, a incerteza das vazões afluentes é fortemente reduzida, tornando-se um valor praticamente determinístico na programação diária da geração, ou seja, até o ponto  $t_1$ . (Soares, 1987). À medida que se avança no tempo, a incerteza cresce até atingir uma saturação, ilustrada no ponto  $t_2$ , representando a independência estocástica entre as vazões futuras e a situação presente. Logo, o objetivo do planejamento de médio prazo é avaliar o comportamento do sistema sob condições de elevada incerteza.

Com a diminuição do horizonte, é realizado o detalhamento do sistema, desagregando os reservatórios equivalentes, representando as usinas de forma individualizada. Deste modo, as decisões operativas são individualizadas para cada usina do sistema, considerando o acoplamento hidráulico entre elas.

A cada nível de detalhamento da representação do sistema, o modelo busca viabilizar as decisões operativas resultantes do nível imediatamente superior. Deste modo, ao atingir-se o nível da programação diária, o modelo deve ser suficientemente detalhado para ajustar as decisões operativas visando atender tanto às restrições hidráulicas quanto às restrições elétricas impostas pelo acoplamento hidráulico e elétrico das usinas do sistema interligado nacional. Concomitantemente, as decisões operativas provenientes dos níveis predecessores devem ser tal que minimizem o

custo da geração de energia elétrica, visando não somente o custo presente, mas também as conseqüências futuras dessas decisões. Esta é a razão pela qual são utilizados horizontes plurianuais no planejamento da operação do sistema hidrotérmico.

## **5.1 Novas Abordagens no Planejamento da Operação Energética Brasileiro**

A cadeia de modelos utilizada atualmente no planejamento da operação energética no Brasil foi desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) a mais de uma década (Maceira M. D., 2008). Apesar das constantes atualizações e melhorias nos modelos, no ano de 2008, a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, através de sua Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (SPE), lançou a chamada de número 001/2008, intitulada “Projeto Estratégico: Modelo de otimização do despacho hidrotérmico” (ANEEL, 2008), visando a busca por novas soluções para o problema do planejamento da operação energética. Devido às características únicas do sistema hidrotérmico brasileiro, a importação de modelos de planejamento de outros países torna-se inviável.

Entre a oferta de novas soluções, encontra-se um sistema de suporte à decisão para o planejamento e a programação da operação de sistemas de energia elétrica, denominado Hydrolab, em desenvolvimento pela Unicamp. Entre suas principais características, vale ressaltar que esse sistema opera tanto as usinas hidroelétricas quanto as termoeletricas de forma individualizada (Toscano, 2009), evitando a agregação dos reservatórios na forma de reservatórios equivalentes de energia. Além disso, as usinas são representadas detalhadamente em sua forma de operação. Entretanto, o comportamento estocástico das vazões afluentes é considerado de forma indireta. Esse sistema apresenta respostas satisfatórias para o planejamento da operação energética, com redução dos custos de operação do sistema e melhor aproveitamento da geração hidráulica, como mostrado em (Toscano, 2009) e (Cicogna, 2003).



Outros trabalhos também exploram o complexo problema da operação otimizada do sistema interligado nacional. Em (Rabêlo, 2010), é proposta uma modelagem individualizada para as usinas do sistema, com política de operação baseada em inferência Fuzzy. Este modelo, denominado MCSOOESH (Modelos Computacionais de Simulação e Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos), é capaz de determinar uma resposta operativa de modo a reduzir os custos de operação, quando comparado aos atuais modelos aplicados no Brasil. Esta redução se deve, basicamente, ao melhor aproveitamento do recurso hídrico disponível. Entretanto, este é um programa ainda em desenvolvimento, apresentando apenas resultados preliminares na otimização de algumas cascatas.

## 6 Formação de Preços da Energia no Mercado de Curto Prazo

Os preços de curto prazo exercem papel fundamental no funcionamento de qualquer mercado de energia elétrica. O arranjo comercial adotado deve ter como princípio básico o fornecimento de sinais econômicos capazes de manter o equilíbrio entre oferta e demanda, tanto no curtíssimo quanto no médio prazo.

No Brasil o preço de curto prazo é denominado Preço de Liquidação das Diferenças, ou simplesmente PLD (Souza, 2010). A formação do preço da energia elétrica de curto prazo é realizado através de modelos computacionais para o despacho otimizado do sistema hidrotérmico de geração. Neste caso, a metodologia para determinação do PLD é operacionalizada através dos programas Newave / Decomp (Sacchi, 2009).

De acordo com o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico (Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002) “o preço spot, em uma determinada hora, é definido como a derivada do custo operativo com relação à demanda, o que para um sistema térmico coincide com o custo incremental do gerador marginal, definido como o último a ser despachado.” O custo do gerador térmico marginal (CMO) é obtido ao final dos processos de otimização e simulação realizados nos softwares Newave (discretização mensal) e Decomp (discretização semanal), ainda estando prevista a entrada do módulo Dessem para o cálculo do preço diário (Masili, 2004).

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica, MAE, foi criado através da Lei nº 9.648/98 e do Decreto nº 2.655/98, como sendo um ambiente virtual, sem personalidade jurídica. O MAE foi instituído pela assinatura de um contrato de adesão multilateral de todos os Agentes<sup>3</sup> (Acordo de Mercado), como um mercado auto-regulado (CCEE, 2010). Tinha a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo (também conhecido por Mercado Spot), entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Tinha ainda a atribuição de divulgar o preço a ser praticado no mercado spot para cada submercado (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte), conhecido como preço MAE ou preço spot. Os submercados são regiões do sistema elétrico em que não existem restrições estruturais importantes

---

<sup>3</sup> São todas as partes envolvidas na negociação da energia, podendo ser geradores, comercializadores, distribuidores, consumidores livres, etc.

de transmissão internamente às suas fronteiras. Distintos submercados são interligados entre si por redes de interconexão de capacidade de intercâmbio limitada.

Com o objetivo de administrar esse mercado, foi criada a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - ASMAE, sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE e empresa autorizada da ANEEL.

Quando da crise energética vivida no ano de 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, com o intuito de aprimorar o modelo de gestão adotado e possibilitar um ambiente estruturado de mediação dos diversos interesses no setor elétrico, propôs no Relatório de Progresso nº 1 a reestruturação do Mercado Atacadista, consolidada através da Lei nº 10.433/02, transformando a instituição ASMAE em pessoa jurídica de direito privado, autorizada e regulada pela ANEEL, com a denominação MAE (CCEE, 2010).

Em 2004, com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, através da Lei nº 10.848/04, foi autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, como sucessora do MAE, regulamentada pelo Decreto nº 5.177/04, sendo uma organização civil, de direito privado, sem fins lucrativos, congregando Agentes das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 109/04, (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica), atualizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 348/09. (CCEE, 2010) As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

As relações comerciais firmadas entre os Agentes participantes da CCEE no âmbito do SIN são realizadas por meio de contratos de compra e venda de energia. Os contratos devem ser registrados na CCEE, sendo que devem ser informados os montantes de energia negociados e o período de vigência. Os preços são negociados diretamente entre as partes e não precisam ser informados.

Os valores de medições verificadas de geração e consumo de energia também são registrados na CCEE pelos Agentes, ou coletados diretamente do Sistema de Coleta de Dados de Energia, SCDE, um sistema administrado pela própria CCEE,

para a coleta de dados em todos os pontos de medição do Sistema Interligado Nacional.

A CCEE, por meio dos dados dos contratos e das medições registrados, contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido, e o que foi contratado. As diferenças são liquidadas ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), determinado semanalmente para cada patamar de carga, como definido na tabela abaixo, não havendo a determinação de carga pesada aos domingos e feriados, conforme divulgação da ANEEL<sup>4</sup>.

**Tabela 1: Patamares de carga**

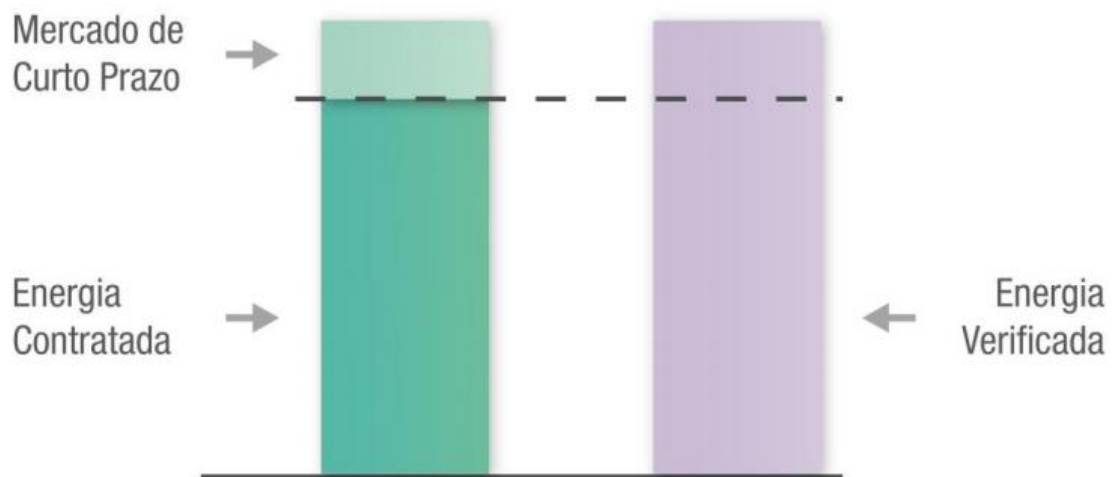
<b><u>Patamar de Carga</u></b>	<b><u>Horário</u></b>
<b><u>Leve</u></b>	<b><u>Das 00h01 às 07h00</u></b>
<b><u>Média</u></b>	<b><u>Das 07h01 às 18h00 e das 21h01 às 24h00</u></b>
<b><u>Pesada</u></b>	<b><u>Das 18h01 às 21h00</u></b>

O PLD é determinado para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação do sistema (CMO), limitado por um valor mínimo e máximo. Logo a obtenção do Preço da Liquidação das Diferenças é feita como segue:

$$PLD = \text{Max}(\text{Min}(PLD_{MAX}, CMO), PLD_{MIN}) \quad \text{Eq. 1}$$

Em que os valores do PLD máximo e mínimo são definidos pela ANEEL. Por realizar a comercialização das diferenças entre a energia produzida, consumida e contratada, o mercado de curto prazo, ou mercado spot, é também conhecido por mercado das diferenças.

<sup>4</sup> ANEEL, Resolução 228, 2002.



**Figura 7: Energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE, 2010)**

A figura acima apresenta uma visão simplificada dos processos de contabilização realizados pela CCEE, em que a energia comercializada no mercado spot está representada pela diferença entre a energia total contratada e verificada.

## **7 Metodologia**

Para realizar o planejamento da operação energética do sistema interligado nacional, faz-se necessária uma correta modelagem matemática do problema, capaz de representar os efeitos reais da operação do SIN para sua aplicação em pacotes computacionais capazes de determinar as estratégias ótimas operativas.

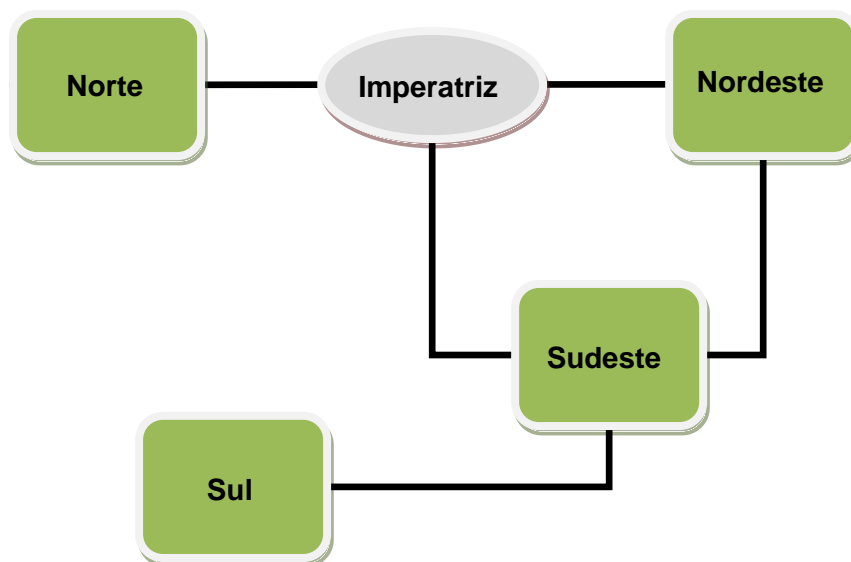
Apesar da predominância das usinas hidroelétricas, o sistema de geração de energia elétrica no Brasil é essencialmente hidrotérmico, pois não é capaz de suprir toda sua demanda apenas com a utilização das usinas hidroelétricas. Por conseguinte, a modelagem do sistema deve ser dividida em duas etapas, a modelagem do parque termoelétrico, e a modelagem do parque hidroelétrico de geração.

### **7.1 Modelagem do Parque Hidroelétrico**

O modelo proposto neste trabalho não considera as usinas hidroelétricas de forma individualizada, mas sim na forma de reservatórios equivalentes de energia por subsistema, que representam a energia potencial armazenada nos reservatórios das usinas. Essa forma de representação é adotada no planejamento de médio prazo da operação energética brasileira (Maceira, Terry, Costa, Damázio, & Melo, 2002). As características individuais das usinas são consideradas de forma indireta, pois o reservatório equivalente é criado a partir dos dados de todas as usinas hidroelétricas presentes no subsistema.

A divisão dos subsistemas é realizada observando-se as interligações elétricas entre as usinas. Dentro de um subsistema, considera-se que existe uma malha de interligação elétrica capaz de suportar a circulação de energia entre todos os pontos de geração e consumo. Entre dois subsistemas diferentes, a quantidade de energia que pode ser enviada ou recebida é limitada, e a conexão elétrica entre os mesmos recebe o nome de intercâmbio. Logo, o sistema interligado nacional pode ser dividido em quatro subsistemas: o subsistema sudeste, que compreende as usinas da região sudeste, centro-oeste e a usina hidroelétrica Itaipu, e os subsistemas sul, nordeste e norte interconectado. Assim como explicado anteriormente, a pequena parcela do sistema pertencente ao norte isolado não faz parte do sistema interligado e, portanto, não participa do planejamento da operação do SIN.

As interligações entre os subsistemas, conhecidas por intercâmbios, estão representadas na Figura 8 por meio dos traços que os unem. A ligação entre sudeste, nordeste e norte é realizada através da subestação Imperatriz. Desta forma, apesar da subestação Imperatriz não ser um subsistema, ela deve ser considerada no modelo, pois realiza a interconexão entre três subsistemas existentes.



**Figura 8: Subsistemas modelados**

Como forma de padronizar a nomenclatura, os cinco intercâmbios presentes na modelagem do SIN serão nomeados da seguinte forma:

- SE\_S - Interligação entre o sudeste e o sul;
- SE\_NE - Interligação entre o sudeste e o nordeste;
- SE\_IM - Interligação entre o sudeste e a subestação Imperatriz;
- NE\_IM - Interligação entre o nordeste e a subestação Imperatriz;
- N\_IM - Interligação entre o norte e a subestação Imperatriz.

Definidos os subsistemas, deve-se então realizar a agregação dos reservatórios das usinas pertencentes a cada subsistema, em reservatórios equivalentes de energia. Com a transformação dos reservatórios das usinas em um reservatório equivalente de energia, as grandezas a serem controladas ou observadas também sofrem alterações. Quando se considera as usinas hidroelétricas de forma individualizada, existe um grande número de variáveis, por exemplo: a vazão afluente

à usina, a vazão utilizada para movimentar o conjunto turbina gerador, a vazão vertida, o volume do reservatório, o rendimento do conjunto turbina gerador, entre outros. Para o modelo de reservatório equivalente de energia, as principais variáveis são (Duarte, Penna, Maceira, & Moraes, 2007):

- Energia Armazenada ( $E_{Arm}$ ): correspondente ao estado de armazenamento do reservatório equivalente de energia. Estimada pela energia produzida pelo esvaziamento dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida. O atual modelo de operação brasileiro adota a regra de operação em paralelo, ou seja, o volume armazenado ou deplecionado pelos reservatórios das usinas são iguais em proporção;
- Energia Armazenável Máxima ( $E_{Arm_{max}}$ ): Equivale ao maior valor passível de armazenamento no reservatório equivalente. Calculado da mesma forma que a  $E_{Arm}$ , porém considerando o esvaziamento dos reservatórios partindo de seus volumes máximos operativos. Cabe notar que a energia armazenável máxima é característica de cada configuração e seu valor só será modificado se esta for alterada, por exemplo, pela entrada em operação no sistema de uma nova usina hidroelétrica;
- Energia Natural Afluente (ENA): representa o valor da energia afluente ao subsistema, obtida através da soma das energias controláveis e a fio d'água afluentes ao sistema equivalente;
  - Energia controlável: corresponde à transformação da vazão natural afluente às usinas a reservatório em valores de energia.
  - Energia a fio d'água: corresponde à transformação da vazão incremental afluente às usinas a fio d'água em energia.
- Geração Hidráulica Máxima ( $GH_{max}$ ): independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração do sistema. Refere-se ao valor da máxima capacidade de geração hidroelétrica de energia do subsistema.

A energia controlável pode ser obtida a cada mês, a partir da soma da afluência natural a cada reservatório multiplicada pela sua produtibilidade média equivalente somada às produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante até o próximo reservatório (CEPEL, 2006). A energia controlável no mês  $k$  é calculada através da seguinte expressão:



$$EC_k = c_1 \cdot g \cdot \gamma \sum_{i \in R} Q_{i,k} (\rho_i H_{eq,i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j) \quad \text{Eq. 2}$$

sendo:

$c_1$  = constante que depende do sistema de unidades adotado;

$g$  = aceleração da gravidade;

$\gamma$  = Massa específica da água;

$R$  = conjunto de reservatórios do sistema;

$F_i$  = conjunto de usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório  $i$  e o próximo reservatório a jusante;

$Q_{i,k}$  = afluência natural ao reservatório  $i$  durante o mês  $k$ ;

$H_{eq,i}$  = altura equivalente do reservatório  $i$ , a 65% do volume útil;

$h_j$  = altura de queda líquida da usina a fio d'água  $j$ ;

$\rho_j$  = rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina  $j$ ;

$EC_k$  = energia afluenta no mês  $k$ , aos aproveitamentos com reservatório, denominada energia controlável.

A produtibilidade das usinas é dada por:

$$K_{eq} = g \cdot \gamma \cdot \eta \cdot H_{eq} \quad \text{Eq. 3}$$

onde, para as usinas a fio d'água, o valor da altura equivalente do reservatório,  $H_{eq}$ , corresponde ao valor da altura de queda líquida da usina fio d'água,  $h_j$ .

A energia a fio d'água corresponde às afluências incrementais às usinas a fio d'água e conseqüentemente não são passíveis de armazenamento. A determinação da afluência incremental é feita em cada usina a partir da afluência natural, da qual são descontadas as afluências naturais às usinas de reservatório imediatamente a montante. O máximo de vazão incremental que pode ser transformado pela usina em

energia é limitado pelo engolimento máximo das turbinas. Desta forma, a energia a fio d'água, no mês  $k$ , é dada por (CEPEL, 2006):

$$EFIO_k = c_2 \cdot g \cdot \gamma \sum_{j \in F} \min \{ (Q_{max,j} - \sum_{m \in M_j} Q_{min,m}), Q_{j,k} - \sum_{m \in M_j} Q_{m,k} \} \rho_j h_j \quad \text{Eq. 4}$$

sendo:

$c_2$  = constante que depende do sistema de unidades considerado;

$g$  = aceleração da gravidade;

$\gamma$  = Massa específica da água;

$F$  = conjunto de usinas a fio d'água;

$M_j$  = conjunto de reservatórios imediatamente a montante da usina a fio d'água  $j$ ;

$Q_{max,j}$  = engolimento máximo da usina a fio d'água  $j$ ;

$Q_{j,k}$  = afluência natural na usina a fio d'água  $j$  durante o mês  $k$ ;

$Q_{m,k}$  = afluência natural ao reservatório  $m$ , imediatamente a montante da usina a fio d'água  $j$ , durante o mês  $k$ ;

$Q_{min,m}$  = descarga mínima obrigatória do reservatório  $m$  durante o mês  $k$ ;

$\rho_j$  = rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina  $j$ ;

$h_j$  = altura de queda líquida da usina a fio d'água  $j$ ;

$EFIO_k$  = energia afluenta no mês  $k$ , às usinas a fio d'água, denominada energia a fio d'água.

Os valores da Energia Natural Afluenta, ou simplesmente ENA, são obtidos efetuando-se a soma da Energia Controlável e da Energia a Fio D'água. Logo, o valor da energia natural afluenta está associado à magnitude das vazões afluentes nas usinas hidroelétricas do subsistema, e da configuração das usinas.

Existe no Brasil, desde 1931, um monitoramento mensal das vazões nos rios, em diversos pontos de controle. Com as vazões monitoradas nesses pontos de controle, é possível obter a vazão afluente em todas as usinas do sistema interligado nacional. Aplicando-se esse histórico de vazões no cálculo da ENA, obtêm-se o histórico da energia natural afluente.

O Operador Nacional do Sistema, ONS, fornece o histórico da energia natural afluente<sup>5</sup> calculado sobre o parque hidroelétrico vigente, gerado na execução do modelo Newave no planejamento de médio prazo da operação energética. Portanto, este trabalho não propõe um método para a obtenção da energia natural afluente dos subsistemas, utilizando então os valores calculados pelo setor elétrico. Vale ressaltar que, para a execução do cálculo da ENA, seriam necessários os dados físicos de todas as usinas hidroelétricas pertencentes ao SIN.

Finalmente, a geração de energia através das usinas hidroelétricas,  $Gh$ , na representação por reservatórios equivalentes de energia, é dada simplesmente pela utilização direta da energia afluente ou armazenada. Não se faz necessária a utilização de qualquer relação matemática para o cálculo da energia gerada, pois nesse modelo de representação das usinas, as funções de geração já foram utilizadas na transformação das vazões naturais afluentes em energia natural afluente, bem como da energia armazenada.

## 7.2 Modelagem do Parque Térmico

Como citado anteriormente, o objetivo básico do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar, para cada etapa do período de planejamento, as metas de geração para cada usina que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas termoelétricas, pelo custo de eventuais importações de energia e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia (Duarte, Penna, Maceira, & Moraes, 2007).

Após o período de reestruturação do setor de energia elétrica, o mesmo tem utilizado, cada vez mais, os indicadores econômicos resultantes dos modelos

---

<sup>5</sup> Disponível em: [http://www.ons.org.br/operacao/enas\\_subistemas.aspx](http://www.ons.org.br/operacao/enas_subistemas.aspx)

computacionais vigentes, para o planejamento da operação do sistema interligado nacional, na determinação das tarifas de energia para o consumidor final. Em especial, destaca-se o Custo Marginal de Operação (Sacchi, 2009), que representa o custo necessário para a geração do próximo MW de energia no sistema.

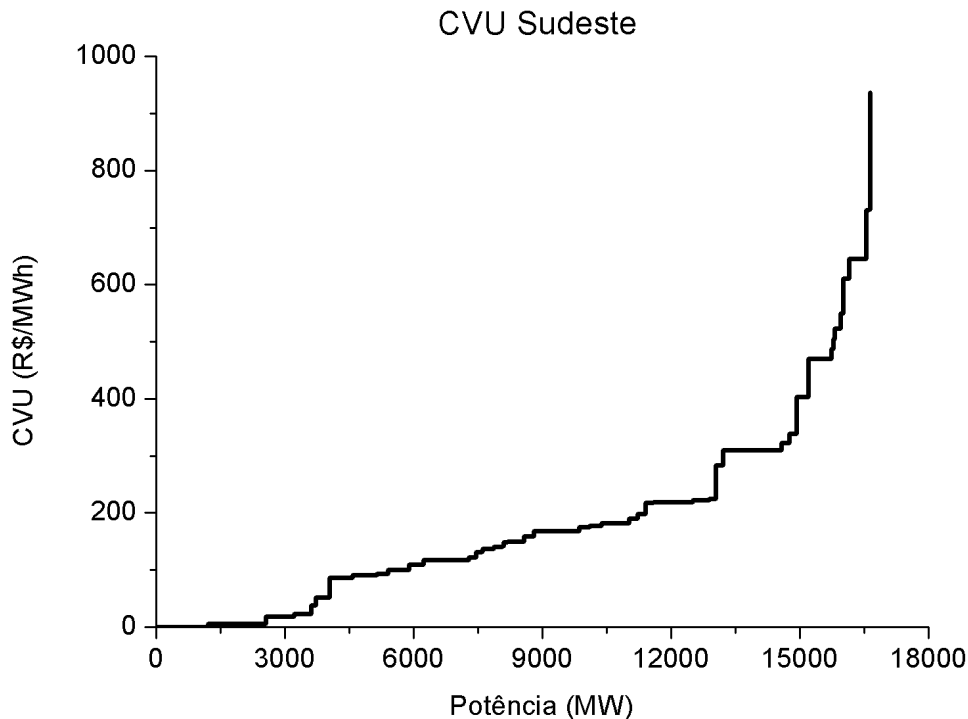
Para a representação do parque térmico, faz-se necessário o conhecimento das funções de custo associadas à geração termoelétrica de energia. O custo total de operação de uma usina termelétrica inclui o custo de compra do combustível e os custos de mão de obra, estoques de combustível e manutenção. Como os custos de mão de obra, estoques e manutenção são independentes da geração de energia, assume-se que estes custos são fixos. Os custos fixos não interferem nos modelos de otimização, pois simplesmente definem valores constantes, presentes em todos os períodos do horizonte de planejamento, sem a possibilidade de ajustes ou alterações.

O custo para o incremento da geração de uma unidade térmica em um megawatt é conhecido por Custo Variável Unitário, ou simplesmente CVU. De acordo com o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, o custo marginal de operação coincide com o custo incremental do último gerador termoelétrico despachado (Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002). Desta forma, o custo marginal de operação pode ser representado pelo valor do CVU da última usina termoelétrica despachado no sistema, uma vez que o custo associado à geração de energia por meio das usinas hidroelétricas é considerado nulo.

A Figura 9 ilustra a evolução do CVU para o subsistema sudeste<sup>6</sup>. Nesta figura estão expressas todas as usinas termoelétricas do sudeste associadas ao sistema interligado nacional. Observa-se que conforme uma maior potência é solicitada do sistema térmico de geração, maior o CVU, dado em reais por megawatt-hora. Isto ocorre porque as usinas estão dispostas por ordem de mérito, ou seja, por ordem crescente do custo variável unitário. Cada patamar exibido no gráfico representa uma usina termoelétrica. Quando uma usina alcança seu limite de geração, o valor do CVU salta para o custo relativo à próxima usina pela ordem de mérito, onde se mantém constante até que esta usina também alcance seu limite de geração de energia. O aparente “pico” do final da curva é dado pela usina térmica *CARIOBA*, de alto custo variável unitário, com baixa potência, apenas 38 MW, aparentando ser apenas um ponto no gráfico devido a escala utilizada.

---

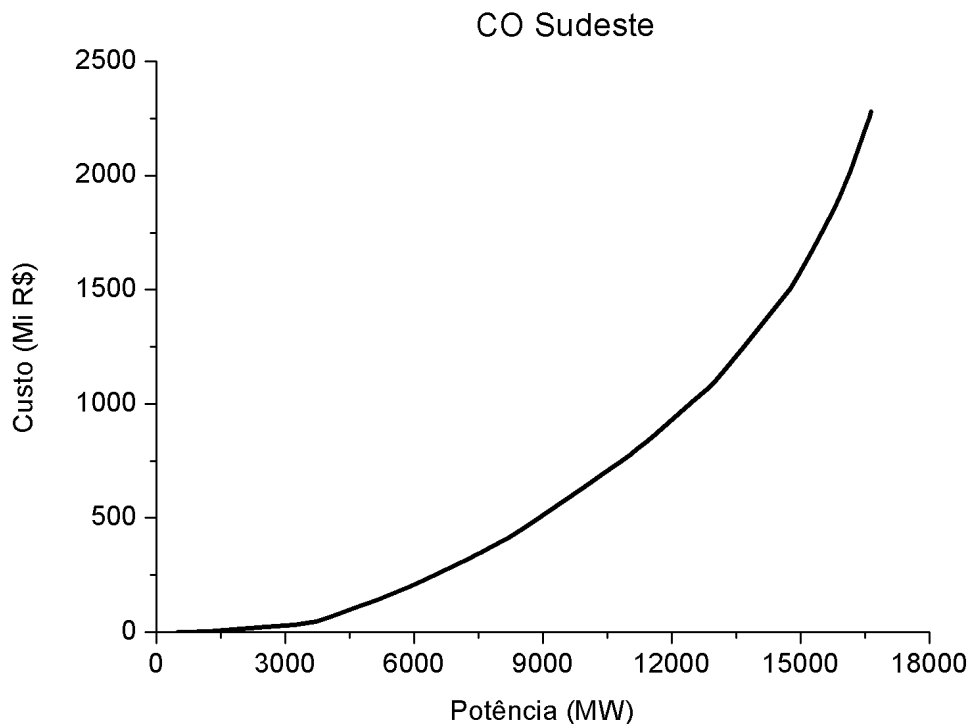
<sup>6</sup> Valores obtidos através do *Deck de Preços* disponibilizado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (<http://www.ccee.org.br>), referentes a maio de 2010.



**Figura 9: CVU Sudeste**

Entretanto, o parque térmico deve ser modelado em termos de seu Custo de Operação (CO), e não pelo Custo Variável Unitário. Para tanto, faz-se necessária a transformação dos valores de CVU, dados em reais por megawatt-hora, para reais.

Logo, deve ser definido o intervalo de discretização utilizado. Neste trabalho a discretização utilizada é mensal, logo, o custo deve corresponder ao custo mensal relativo ao despacho termoeletrico. Apesar dos meses no ano não conterem o mesmo numero de dias, será utilizado o conceito de mês médio. Isto é feito dividindo-se o número de horas no ano (8760 horas) em doze partes. A Figura 10 apresenta o custo mensal de operação para o subsistema sudeste, construída a partir do valor do custo marginal de operação. Nota-se que apesar do custo marginal ser uma função definida em patamares, o custo de operação não acompanha este padrão. Isto ocorre porque os valores do CMO representam as inclinações das retas que compõem a curva do custo de operação. Conforme se aumenta o despacho térmico, o custo de operação aumenta, conforme a relação dada pelo valor do CVU.



**Figura 10: Custo de operação mensal do subsistema sudeste**

A modelagem do sistema térmico deve ser feita objetivando a fidelidade da representação tanto do custo mensal de operação do sistema, utilizado no modelo de otimização, quanto da representação do custo marginal de operação do sistema, valor de grande importância para a formação de preços no setor de energia elétrica.

Deste modo, propõe-se a modelagem do custo de operação como sendo um valor proporcional ao cubo da geração térmica, decisão que será justificado adiante:

$$CO = K \cdot Gt^3 \quad \text{Eq 5}$$

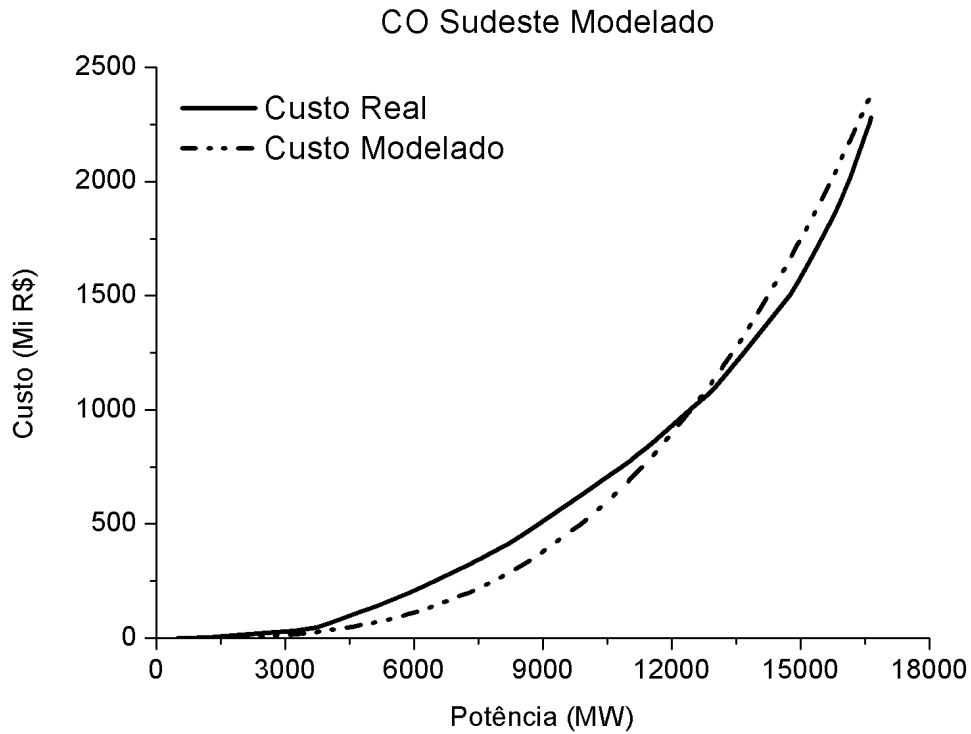
Onde:

$CO$  = Custo de Operação [R\$]

$Gt$  = Geração Termoelétrica média [MW]

$K$  = Constante de proporcionalidade [R\$/MW<sup>3</sup>]

O ajuste realizado pode ser observado na Figura 11:

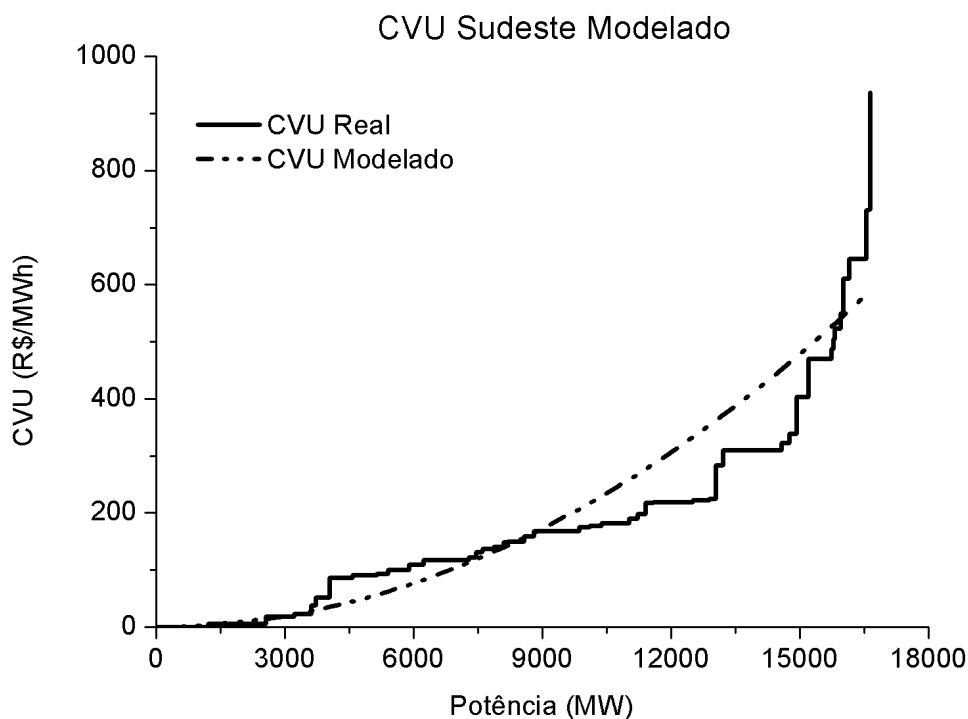


**Figura 11: Custo de operação modelado do subsistema Sudeste**

A motivação pela escolha de uma função cúbica, assim como apresentado, deve-se ao fato dela representar de forma satisfatória, simultaneamente, o custo de operação e o CMO, dadas as características do problema proposto. Isto ocorre, pois o custo marginal de operação pode ser representado pela derivada do custo de operação em função da geração térmica (Sacchi, 2009), (Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002), como segue:

$$CMO = \frac{\partial CO}{\partial GT} = 3 \cdot K \cdot Gt^2 \quad \text{Eq 6}$$

Assim sendo, o CMO surge como representado por um valor proporcional ao quadrado da geração térmica. O resultado desta operação pode ser observado na Figura 12.



**Figura 12: CVU modelado do subsistema Sudeste**

Observa-se que tanto o custo de operação quanto o CVU modelados aproximam-se satisfatoriamente de seus valores reais, possibilitando uma representação matemática capaz de refletir com certa fidelidade o comportamento dos custos reais envolvidos no problema de planejamento da operação do sistema.

O processo de modelagem foi repetido para todos os subsistemas, importando para o modelo matemático as diferentes relações de custo da geração de energia presentes entre os parques térmicos.

O ajuste da constante de proporcionalidade,  $K$ , de cada subsistema, foi realizado minimizando-se o erro quadrático entre o CVU das usinas e o CVU modelado. A tabela abaixo exibe os valores das constantes encontrados para cada subsistema:



**Tabela 2: Valores das constantes de proporcionalidade para cada subsistema**

<b>Subsistema</b>	<b>Nº de usinas termoelétricas</b>	<b>Potência Termoelétrica instalada [MW]</b>	<b>K</b>
<b>Sudeste</b>	51	16638,45	7,0876E-05
<b>Sul</b>	17	3630,00	1,06661E-05
<b>Nordeste</b>	64	11120,32	1,62357E-06
<b>Norte</b>	12	1547,44	7,57497E-05

A modelagem aqui proposta não contempla o custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia, também conhecido por custo de déficit. O custo de déficit se manifesta quando o sistema não tem mais capacidade para gerar energia elétrica por meio das usinas hidroelétricas, todo o parque térmico está despachado, e não existe a possibilidade de importar energia de outros subsistemas. Nesta situação, se faz necessário o corte de cargas.

Os ajustes realizados para os subsistemas sul, nordeste e norte podem ser observados nas figuras seguintes.

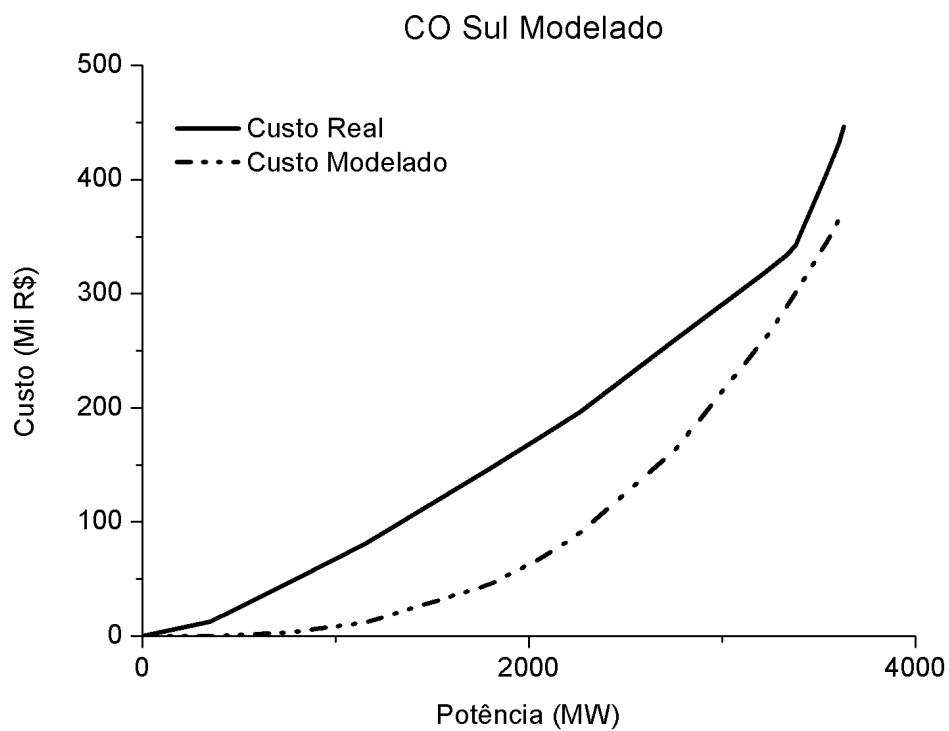


Figura 13: Custo de operação modelado do subsistema Sul

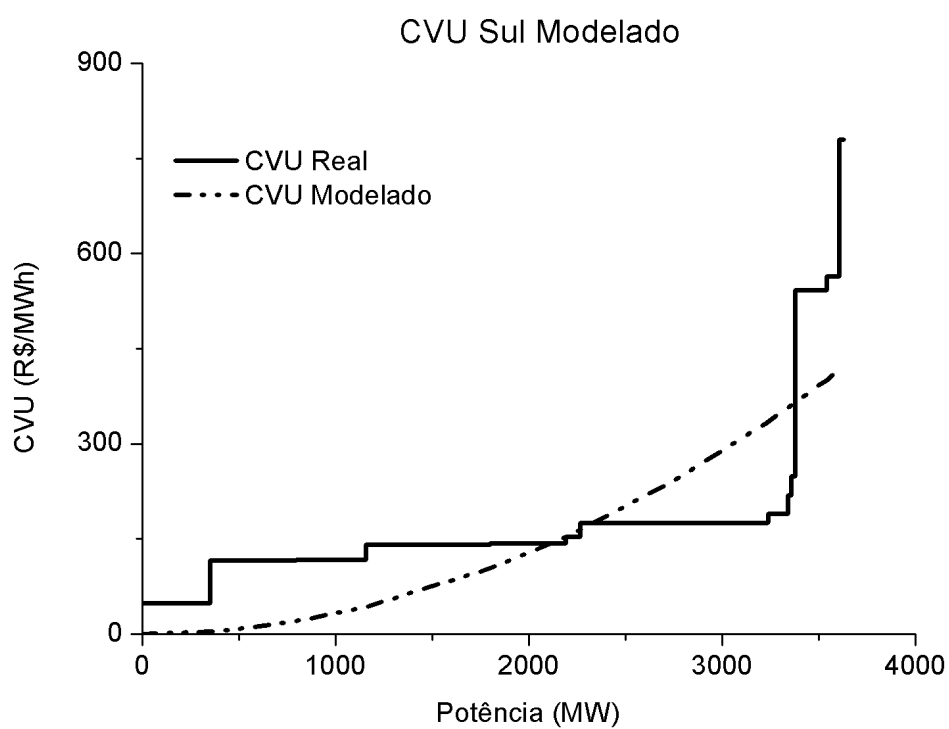


Figura 14: CVU Modelado do subsistema Sul

O subsistema sul possui um pequeno parque térmico instalado, quando comparado com o parque instalado do sudeste ou mesmo do nordeste. Adicionalmente, a maior parte das usinas termoeletricas do sul possuem o custo variável unitário muito próximo, entre 140 e 170 R\$/MWh. (Figura 14). Essas particularidades introduzem uma característica linear na curva do custo de operação. Como pode ser observado na Figura 13, a modelagem do custo de operação, apesar de ilustrar a tendência crescente do custo, não representa seu valor real com grande fidelidade.

Neste caso, uma modelagem linear para o custo de operação revela-se interessante, sendo capaz de representar os custos operativos reais com grande fidelidade. Contudo, essa abordagem eliminaria da representação do parque termoeletrico a característica variável do CVU, pois ao derivar-se o custo de operação pela geração térmica, o resultado seria uma constante, uma vez que a modelagem do CO é linear. Dada a importância dos valores do CVU, a modelagem do custo de operação por meio de uma função cúbica permanece válida.

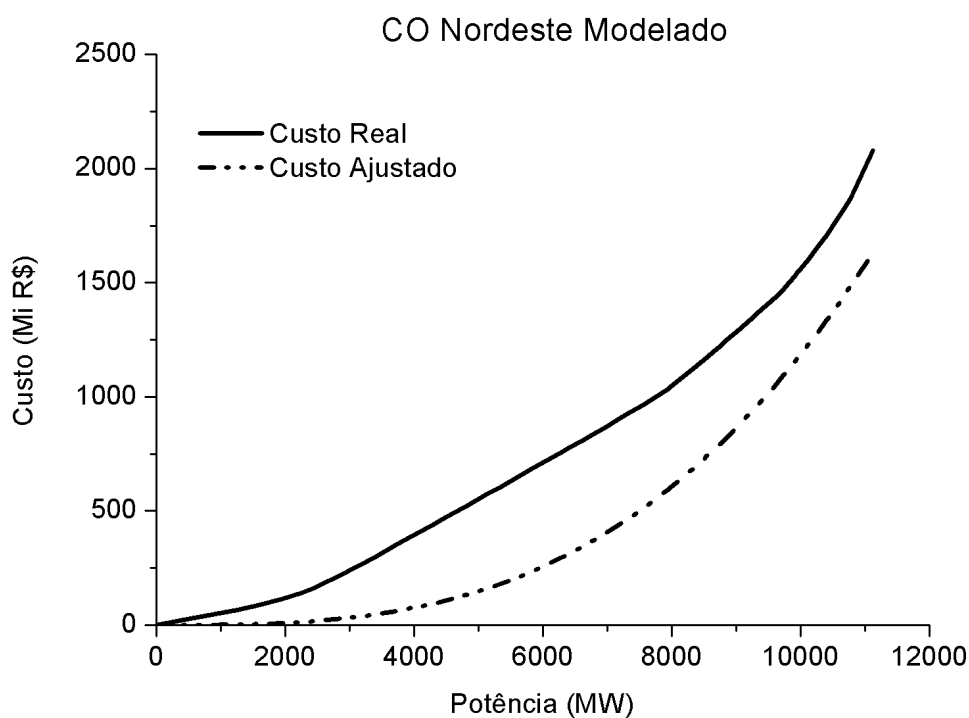
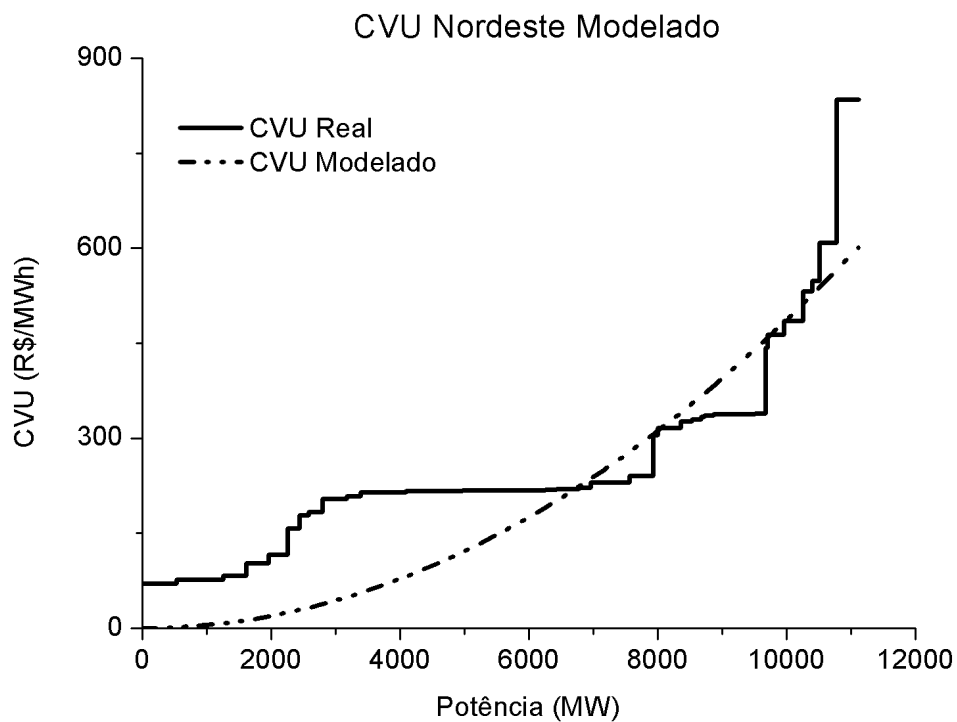


Figura 15: Custo de operação Modelado do subsistema Nordeste



**Figura 16: CVU Modelado do subsistema Nordeste**

Ao analisar-se o custo operativo (Figura 15) e o custo variável unitário (Figura 16) associados ao subsistema nordeste, é observável uma certa similaridade com o subsistema sudeste. Ambos os subsistemas possuem um grande parque termoelétrico, entretanto, um grande número de usinas termoelétricas do nordeste possui o CVU em torno de 215 R\$/MWh, introduzindo uma certa linearidade no custo operativo. Logo, a função cúbica utilizada para a modelagem do custo de operação se distancia dos valores reais associados ao CO. Todavia, a função cúbica mantém-se interessante pelos mesmos motivos citados anteriormente.

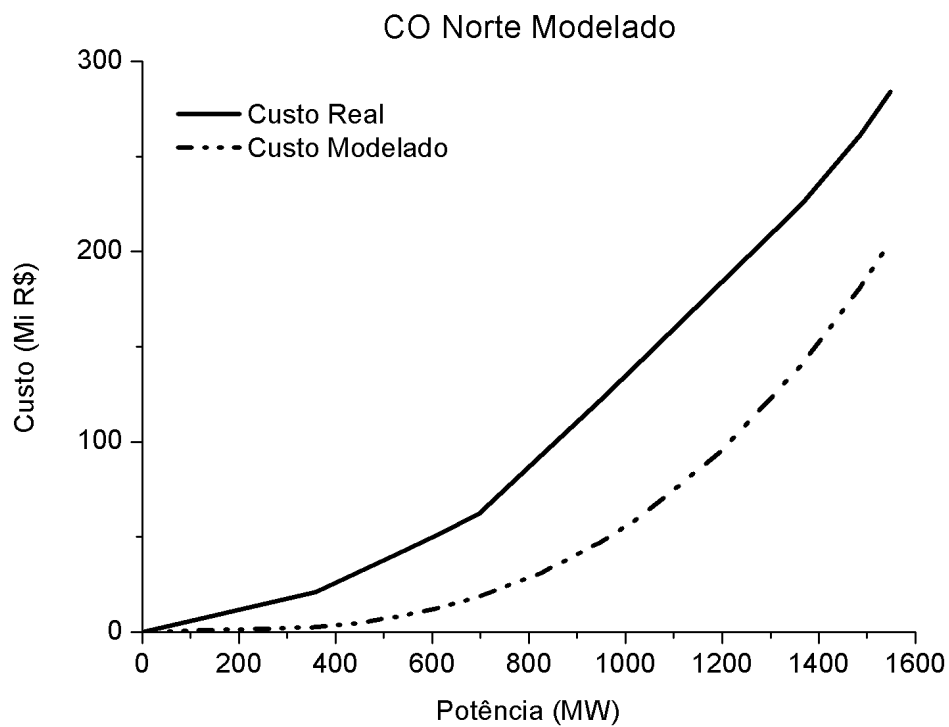


Figura 17: Custo de operação Modelado do subsistema Norte

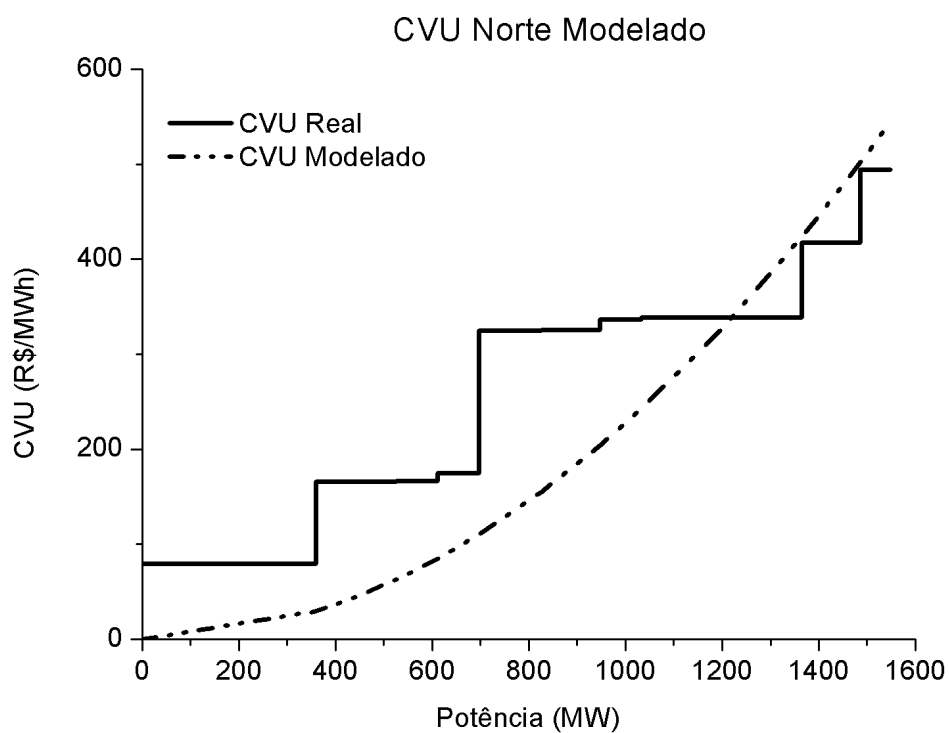


Figura 18: CVU Modelado do subsistema Norte

O subsistema norte, detentor do menor parque termoeletrico de geracao do SIN, apresenta caracteristicas semelhantes as encontradas no subsistema sul. O custo variavel unitario (Figura 18) e dado por um numero reduzido de usinas termoeletricas, e o custo de operacao (Figura 17). Novamente a fiel representacao do custo operativo e sacrificada em prol da melhor modelagem do custo variavel unitario. O objetivo do trabalho nao e representar fielmente o parque termoeletrico existente, mas criar um modelo nao linearizado para a representacao dos custos associados a geracao, que se aproxime dos custos reais e que seja capaz de exprimir importantes caracteristicas sobre o parque termico, como o CVU e a forte taxa de crescimento dos custos ao se aproximar do limite de geracao termoeletrica do subsistema

No planejamento da operacao de sistemas hidrotermicos, o custo de operacao do sistema gerador e representado por uma colecao (soma) dos custos distribuidos em um horizonte de estudo. Contudo, por se tratar de horizontes de ate alguns anos, deve-se considerar uma taxa de juros na manipulacao destes custos. A principal meta desta consideracao e poder trazer, para o inicio do horizonte de estudo (valor presente dos custos), o custo total resultante do planejamento da operacao energetica. Para este fim, utiliza-se o conceito do valor presente de um custo futuro simples. Este efeito e conhecido como taxa de desconto.

Para horizontes de planejamento discretizados uniformemente (com intervalos de tempo com a mesma duracao), a equacao abaixo determina o valor presente  $VP$  do custo futuro  $CF$  localizado no intervalo  $t$ :

$$VP_t = CF \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad \text{Eq. 7}$$

na qual  $i$  e a taxa de juros efetiva para cada intervalo do horizonte de planejamento.

A taxa de juros efetiva por intervalo e determinada pela equacao abaixo:

$$i = \frac{r}{c} \quad \text{Eq 8}$$

sendo  $r$  é a taxa de juros nominal anual e  $c$  é o número de intervalos que um ano tem quando discretizado com o tamanho do intervalo no qual a taxa de juros efetiva é empregada. Neste trabalho, a taxa de juros considerada foi de 10% ao ano, com discretização mensal.

Para horizontes com discretização mista, deve-se calcular a taxa de juros efetiva de cada sub-horizonte. Um custo futuro deve ser transferido para o início do sub-horizonte em que esteja situado, e depois transferido para o início dos sub-horizontes adjacentes até o início do horizonte de planejamento. Nota-se que quanto mais longe do início do horizonte de planejamento localiza-se o custo futuro, menor é o seu valor presente.

Assim sendo, o custo de operação,  $CO_t$ , ao longo do intervalo  $t$ , para um subsistema qualquer, é dado por:

$$CO_{Subsistema,t} = \frac{1}{(1+i)^t} \cdot K \cdot Gt_t^3 \quad \text{Eq 9}$$

Em que  $\frac{1}{(1+i)^t}$ : representa o coeficiente de valor presente do custo de operação do sistema gerador no intervalo  $t$ . Para cada intervalo de tempo, o sistema hidrotérmico tem como custo de operação o custo do sistema não-hidráulico complementar de cada subsistema, o qual depende da demanda e da geração hidráulica.

Desta forma, o custo total de operação ao longo do horizonte de planejamento, é dado pela somatória de todas as parcelas mensais de custo associadas à geração termoelétrica de energia. A consideração da taxa de desconto insere no modelo características econômicas da operação do sistema de geração de energia, pois introduz o efeito da valorização monetária ao longo do horizonte.

Finalmente, o Custo de Operação Total,  $CO_{Total}$ , do sistema será a soma dos custos de operação de cada subsistema, como segue:

$$CO_{Total} = \sum_{t=1}^N CO_t = \sum_{t=1}^N CO_{SE,t} + CO_{S,t} + CO_{NE,t} + CO_{N,t} \quad \text{Eq. 10}$$

Em que:

$N$  = Número total de meses no horizonte de planejamento;

$CO_t$  = Custo de Operação do sistema no intervalo  $t$ ;

$CO_{SE,i}$  = Custo de Operação do subsistema sudeste no intervalo  $t$ ;

$CO_{S,i}$  = Custo de Operação do subsistema sul no intervalo  $t$ ;

$CO_{NE,i}$  = Custo de Operação do subsistema nordeste no intervalo  $t$ ;

$CO_{N,i}$  = Custo de Operação do subsistema norte no intervalo  $t$ ;

### 7.3 Formulação Matemática

A formulação matemática do problema deve ser tal que permita a utilização de pacotes computacionais para a realização da otimização da operação do sistema.

A implementação deste modelo de otimização foi feita através do Software LINGO®. Este software foi escolhido por ter uma interface extremamente amigável e ser capaz de representar de forma simples e direta qualquer modelagem de Programação Linear ou Não-Linear, Além de possuir um eficiente pacote de algoritmos capaz de resolver problemas de grande porte.

O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é encontrar metas de geração de energia elétrica, para cada etapa do período de planejamento, capazes de minimizar o valor do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento.

Entende-se por custo para a geração de energia elétrica, do ponto de vista da otimização, somente as parcelas variáveis dos custos. Custos fixos não farão parte do escopo do estudo. Logo, em uma usina hidroelétrica, a água utilizada na geração de energia é tida como um energético de custo nulo, pois não são pagas taxas relativas à quantidade de água demandada para a geração de energia. Portanto, a geração de energia por meio do parque hidroelétrico será considerada sem custo.



Nas usinas termoeletricas, os custos variáveis referentes à geração de energia elétrica estão associados ao combustível utilizado. Nesse tipo de usina, a quantidade de energia gerada é diretamente proporcional a quantidade de combustível consumido. Consequentemente, os custos serão proporcionais à quantidade de energia gerada.

Trata-se de um problema de otimização, logo, uma função objetivo adequada deve ser estipulada. Como tratado anteriormente, a operação eficiente do sistema torna mínima a necessidade de utilização das usinas termoeletricas, reduzindo assim o custo de operação do mesmo. Logo, uma função objetivo conveniente pode ser expressa pelo custo de operação do sistema hidrotérmico:

$$CO_{Total} = \sum_{t=1}^N CO_t = \sum_{t=1}^N (CO_{SE,t} + CO_{S,t} + CO_{NE,t} + CO_{N,t}) =$$

$$= \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} \cdot (K_{SE} \cdot Gt_{SE,t}^3 + K_S \cdot Gt_{S,t}^3 + K_{NE} \cdot Gt_{NE,t}^3 + K_N \cdot Gt_{N,t}^3)$$

Eq 11

Todo problema de otimização é constituído de uma função objetivo e um conjunto de restrições. Para o problema proposto, as restrições são impostas pelo balanço energético, pelo atendimento à demanda e pela não infração dos limites operativos. O balanço energético relaciona as energias afluentes, defluentes e armazenadas frente aos subsistemas, garantindo que a energia não possa ser criada ou absorvida. Deste modo, a energia afluente ao reservatório, ENA, pode ser armazenada pelo subsistema, utilizada na geração de energia elétrica ou simplesmente vertida. A equação abaixo ilustra esse relacionamento, por exemplo, para o subsistema sudeste:

$$EArm_{SE,t+1} = EArm_{SE,t} + ENA_{SE,t} - Gh_{SE,t} - Vert_{SE,t}$$

Eq. 12

onde:

$EArm_{SE,t}$  = Energia armazenada do sudeste no período  $i$ ;

$ENA_{SE,t}$  = Energia natural afluente do sudeste no período  $i$ ;

$Gh_{SE,t}$  = Energia gerada pelo parque hidroelétrico do sudeste no período  $i$ .

$Vert_{SE,t}$  = Vertimento de energia do sudeste no período  $i$ .

Atender à demanda significa gerar a energia necessária para suprir o consumo de energia em cada subsistema, para todo intervalo de discretização. Logo, pode-se dizer que a geração total de energia, ou seja, a soma da geração por meio das usinas termoeletricas e das usinas hidroelétricas deve ser igual à demanda, então tem-se:

$$G_{Total,t} = Gt_t + Gh_t = Demanda_t \quad \text{Eq. 13}$$

onde:

$G_{Total}$  = Geração total de energia elétrica no período  $t$ ;

$Demanda_t$  = Quantidade de energia requerida para suprimento do consumo no período  $t$ .

Entretanto, deve-se considerar a presença dos intercâmbios entre os subsistemas. Um subsistema pode suprir parte de seu mercado, importando energia de outro subsistema, ou pode exportar parte de seu excedente de geração para um submercado vizinho. Desta forma, a equação 13 torna-se:

$$G_{Total,t} = Gt_t + Gh_t = Demanda_t + Exp_t - Imp_t \quad \text{Eq. 14}$$

onde:

$Exp_t$  = Quantidade de energia exportada no período  $t$ ;

$Imp_t$  = Quantidade de energia importada no período  $t$ .

A importação de energia pode ser tomada como um abatimento da carga do subsistema, uma vez que essa parte da demanda está sendo suprida por outro

subsistema. Analogamente, a exportação de energia pode ser considerada como uma elevação da carga, uma vez que o subsistema está assumindo parte da demanda de outro subsistema.

Existe um ponto especial na modelagem do intercâmbio, a subestação Imperatriz. Essa subestação realiza a conexão entre os subsistemas norte, nordeste e sudeste, porém não deve ser considerada como um subsistema, mas apenas como um ponto de conexão. Logo, Imperatriz não consome ou gera energia elétrica, apenas realiza a ligação elétrica entre os subsistemas. Por fazer parte do sistema, a subestação Imperatriz deve participar do balanço energético. Tomando a demanda e a geração de energia da equação 14 iguais a zero, a subestação pode ser incluída no balanço energético, tomando a forma:

$$Imp_{Imperatriz,t} + Exp_{Imperatriz,t} = 0 \quad \text{Eq. 15}$$

onde:

$Imp_{Imperatriz,t}$  = Quantidade de energia importada por Imperatriz no período  $t$ ;

$Exp_{Imperatriz,t}$  = Quantidade de energia exportada por Imperatriz no período  $t$ ;

Adicionalmente, a operação do sistema está atrelada a alguns limites operativos. Desta forma, a modelagem matemática deve respeitar as limitações físicas associadas à operação do sistema. Os limites considerados serão:

- Limites de intercâmbio: dados pela capacidade máxima de transmissão de energia nos intercâmbios entre os subsistemas;
- Limites de geração máxima de energia hidroelétrica: representada neste modelo através da potencia hidroelétrica instalada em cada subsistema;
- Limite de armazenamento de energia: associado à máxima capacidade de armazenamento do reservatório equivalente de energia de cada subsistema

A geração térmica não será considerada limitada no trabalho, pois considera-se que a energia gerada por meio do parque termoelétrico, acima dos limites da capacidade instalada, representa o déficit de energia.

Devem ser definidas ainda, as condições iniciais e finais do problema. Logo, propõe-se a consideração de que o estado inicial e final dos reservatórios equivalentes de energia seja de completo armazenamento.

Este trabalho visa determinar a influência da representação determinística ou de múltiplos cenários da energia natural afluente. Para tanto, optou-se pela energia armazenada como a variável de decisão do problema.

Finalmente, pode-se construir o problema de otimização, representado por meio de sua função objetivo e suas restrições. Este trabalho utilizou o software LINGO®, como citado anteriormente. Porém, através do modelo matemático do problema, pode-se aplicar outros softwares de otimização visando encontrar e estratégia operativa ótima.

Abaixo, encontra-se a modelagem matemática do problema de otimização da operação energética do SIN proposta neste trabalho.

Função Objetivo:

$$F.O. = \text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+i)^t} \cdot (K_{SE} \cdot Gt_{SE,t}^3 + K_S \cdot Gt_{S,t}^3 + K_{NE} \cdot Gt_{NE,t}^3 + K_N \cdot Gt_{N,t}^3) \right\}$$

Sujeito à:

(Restrições do subsistema sudeste)

$$EArm_{SE,t+1} = EArm_{SE,t} + ENA_{SE,t} - Gh_{SE,t} - Vert_{SE,t}$$

$$EArm_{SE,t} \leq EArm_{SE \text{ Max}}$$

$$Gh_{SE,t} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema sudeste}$$

$$Gt_{SE,t} = Demanda_{SE} - Gh_{SE,t} + SE\_S_t + SE\_NE_t + SE\_IM_t$$

(Restrições do subsistema sul)

$$EArm_{S,t+1} = EArm_{S,t} + ENA_{S,t} - Gh_{S,t} - Vert_{S,t}$$

$$EArm_{S,t} \leq EArm_{S \text{ Max}}$$

$$Gh_{S,t} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema sul}$$

$$Gt_{S,t} = Demanda_S - Gh_{S,t} - SE_{S_t}$$

(Restrições do subsistema Nordeste)

$$EArm_{NE,t+1} = EArm_{NE,t} + ENA_{NE,t} - Gh_{NE,t} - Vert_{NE,t}$$

$$EArm_{NE,t} \leq EArm_{NE \text{ Max}}$$

$$Gh_{NE,t} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema nordeste}$$

$$Gt_{NE,t} = Demanda_{NE} - Gh_{NE,t} + NE_{IM_t} - SE_{NE_t}$$

(Restrições do subsistema norte)

$$EArm_{N,t+1} = EArm_{N,t} + ENA_{N,t} - Gh_{N,t} - Vert_{N,t}$$

$$EArm_{N,t} \leq EArm_{N \text{ Max}}$$

$$Gh_{N,t} \leq \text{Potencia hidráulica instalada do subsistema norte}$$

$$Gt_{N,t} = Demanda_N - Gh_{N,t} + N_{IM_t}$$

(Restrição na subestação Imperatriz)

$$Imp_{Imperatriz,t} + Exp_{Imperatriz,t} = 0$$

(Restrições de intercâmbio [MW])

$$-500 \leq SE_{NE_t} \leq 950$$

$$-3300 \leq SE_{IM_t} \leq 4000$$

$$-5300 \leq SE_{S_t} \leq 6300$$

$$-3140 \leq NE_{IM_t} \leq 1800$$

$$-3000 \leq N_{IM_t} \leq 10000$$

onde:

$F.O.$  = Função Objetivo

$K_{SE}$  = constante de proporcionalidade para a função de custo do subsistema sudeste;

$K_S$  = constante de proporcionalidade para a função de custo do subsistema sul;

$K_{NE}$  = constante de proporcionalidade para a função de custo do subsistema nordeste;

$K_N$  = constante de proporcionalidade para a função de custo do subsistema norte;

Para os intercâmbios, a direção do fluxo de energia é expressa pelo sinal da variável. A leitura da variável é feita da seguinte maneira: SE\_NE representa o fluxo de energia partindo do sudeste em direção ao nordeste. Logo, um valor negativo para a variável SE\_NE indica que a energia está fluindo do nordeste para o sudeste. Esta relação é válida para todas as variáveis utilizadas nos intercâmbios. Os valores limitantes apresentados, expressos em MW, foram retirados do *deck de preços* disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, e representam valores médios, uma vez que esses valores podem variar mensalmente.

A modelagem apresentada revela um problema de otimização não linear, devido a não linearidade da Função Objetivo. Este fato introduz uma maior complexidade na busca pelo ótimo operativo, exigindo a utilização de um software de otimização apropriado.

Os valores apresentados na Tabela 3 foram retirados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2010 - 2019 (EPE, 2010), e se referem a valores reais do sistema interligado nacional, referentes ao ano de 2010. Foram utilizados os valores da potência instalada do sistema hidráulico do ano de 2010, pois a energia natural afluyente fornecida pelo ONS foi calculada sobre o sistema nessa data.

**Tabela 3: Valores máximos para a energia armazenada e geração hidráulica de energia**

Subsistema	$E_{Arm_{Max}}$ [MW]	Potencia hidráulica instalada
		[MW]
<b>Sudeste</b>	191118	61882
<b>Sul</b>	18471	16550
<b>Nordeste</b>	51810	14759
<b>Norte</b>	12414	10407

Todas as simulações foram realizados considerando-se um horizonte de planejamento de dois anos, discretizado em vinte e quatro intervalos iguais. Além disso, cada teste foi avaliado sobre três cenários diferentes de demanda (Tabela 4): a demanda média observada ao longo do ano de 2010, e as demandas médias previstas para os anos de 2014 e 2019, conforme (EPE, 2010).

**Tabela 4: Valores de demanda utilizados nos testes**

	Demanda Média Prevista [MW]		
	2010	2014	2019
<b>Sudeste</b>	34064	41483	50908
<b>Sul</b>	9189	10828	13332
<b>Nordeste</b>	8242	10043	12743
<b>Norte</b>	3950	6188	8248
<b>SIN</b>	55445	68542	85231

O valor da demanda utilizado para a obtenção da trajetória ótima operativa, para cada subsistema, equivale ao valor da potência hidráulica instalada somada com a potência do instalada do parque térmico. Além disso, com a demanda majorada em relação á capacidade real do sistema, o parque hidráulico é exigido ao máximo de seu aproveitamento. Os valores das demandas para os anos de 2010, 2014 e 2019 são aplicados posteriormente, para a avaliação das respostas.

Adicionalmente, os testes consideram o volume inicial e final dos reservatórios em sua capacidade máxima operativa. De modo geral, esta consideração é feita para que outras características operativas não se destaquem sobre os efeitos da representação dos cenários, objeto de estudo deste trabalho.

## **8 Resultados**

Os resultados apresentados nesse capítulo foram obtidos por meio da otimização do problema do planejamento da operação energética, modelado como apresentada no capítulo anterior. Algumas pequenas mudanças foram introduzidas no modelo de forma a gerar respostas operativas considerando a energia natural afluyente tanto por meio de seu valor médio, quanto por meio de seu histórico. As adaptações serão comentadas de modo a esclarecer a forma com que os resultados foram obtidos, e possibilitando a reprodução dos mesmos.

São dois os experimentos que norteiam a realização desse trabalho: a otimização do sistema frente a uma única série de vazões, dada pela Média de Longo Termo (MLT) e a otimização frente aos múltiplos cenários, considerados nesse trabalho como sendo os cenários históricos.

### **8.1 Representação Determinística da ENA**

A representação determinística, ou de único cenário, da energia natural afluyente é realizada utilizando-se a média das vazões mensais (Figura 19) para alimentar o modelo de otimização. A média é obtida considerando-se, mês a mês, todos anos do histórico de ENA. Como o horizonte de planejamento considerado é de dois anos, e a ENA calculada para um ano, é feita a repetição dos valores do primeiro ano no segundo ano. Isto pode ser feito independentemente do tamanho do horizonte considerado. Afinal, ao considerar a ENA média, todos os anos do horizonte devem conter os mesmos valores, ou seja, a média.

Usualmente no setor elétrico, considera-se o primeiro mês do horizonte de planejamento como sendo o mês de maio, e não janeiro. Esta convenção é utilizada baseando-se no ano hidrológico, pois abril representa o final do período úmido, ou período de altas afluências, e maio o início do período seco, ou período de baixas afluências. Esta convenção será utilizada neste trabalho.



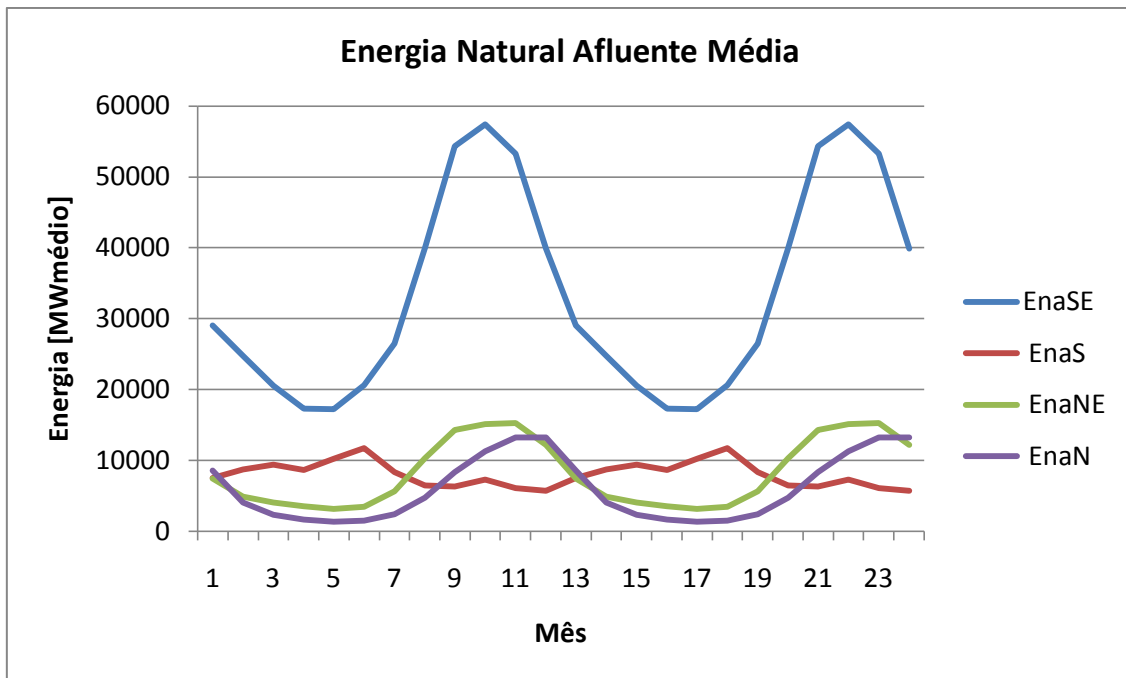


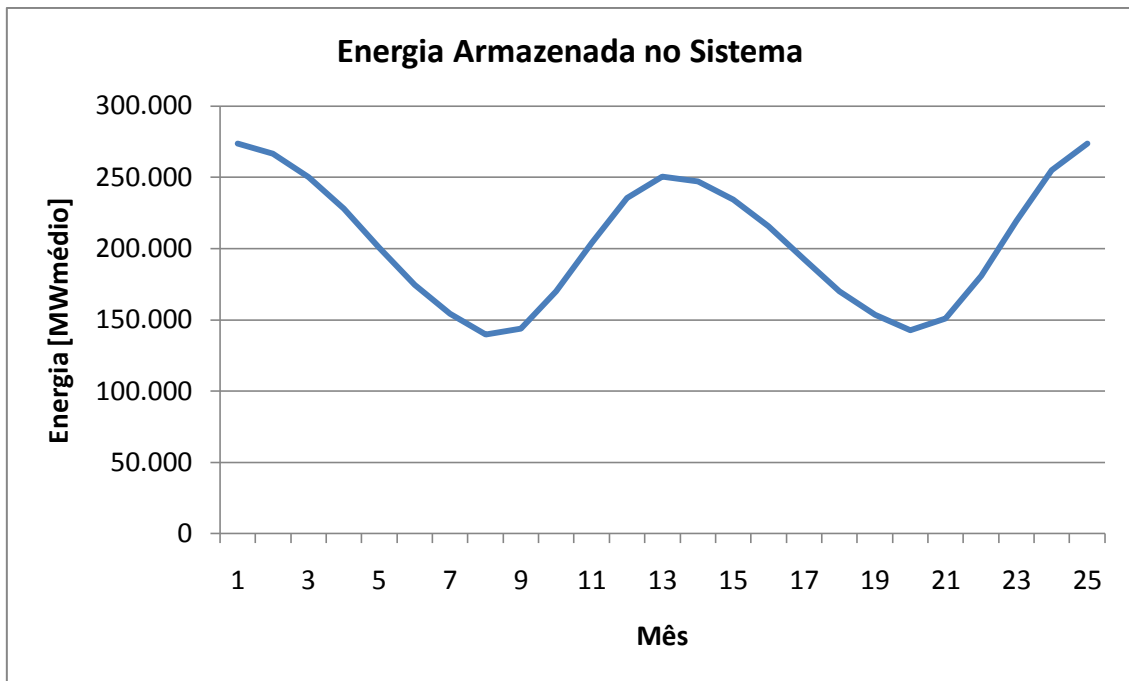
Figura 19: Média de longo termo da energia natural afluente

Deste modo, a otimização é realizada sobre uma única série de valores da energia natural afluente, a série composta pelas médias. O termo MLT será usado, a partir deste ponto, para referenciar a série dada pela energia natural afluente média.

Vale ressaltar a magnitude da energia natural afluente do sudeste, quando comparada com a energia natural afluente dos outros subsistemas, como pode ser observado na Figura 19. Uma observação poder ser feita ainda sobre a série de energia afluente do subsistema sul. Nesse subsistema, é constatada uma propriedade interessante: a hidrologia do sul é diferenciada, apresentando maiores valores para a energia afluente quando, nos outros subsistemas, a energia afluente é mínima.

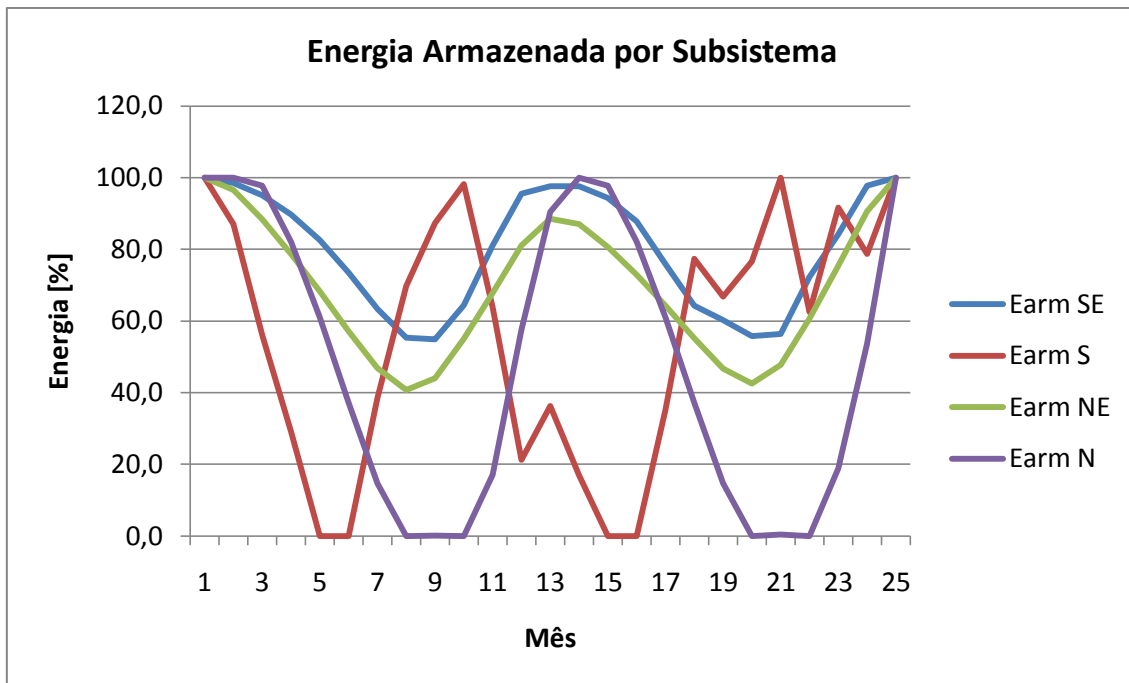
Alimentando-se o otimizador com os valores da ENA sendo representados pela média de longo termo, e fixando-se a demanda de cada subsistema com o valor da potência hidráulica instalada somada com a potência do parque térmico, obtém-se a trajetória da energia armazenada. Com a demanda majorada, facilita-se o processo de convergência do algoritmo de otimização.

A trajetória da energia armazenada, observada na Figura 20, é um dado de fundamental importância no planejamento da operação energética, pois indica qual deve ser o comportamento ótimo dos reservatórios.



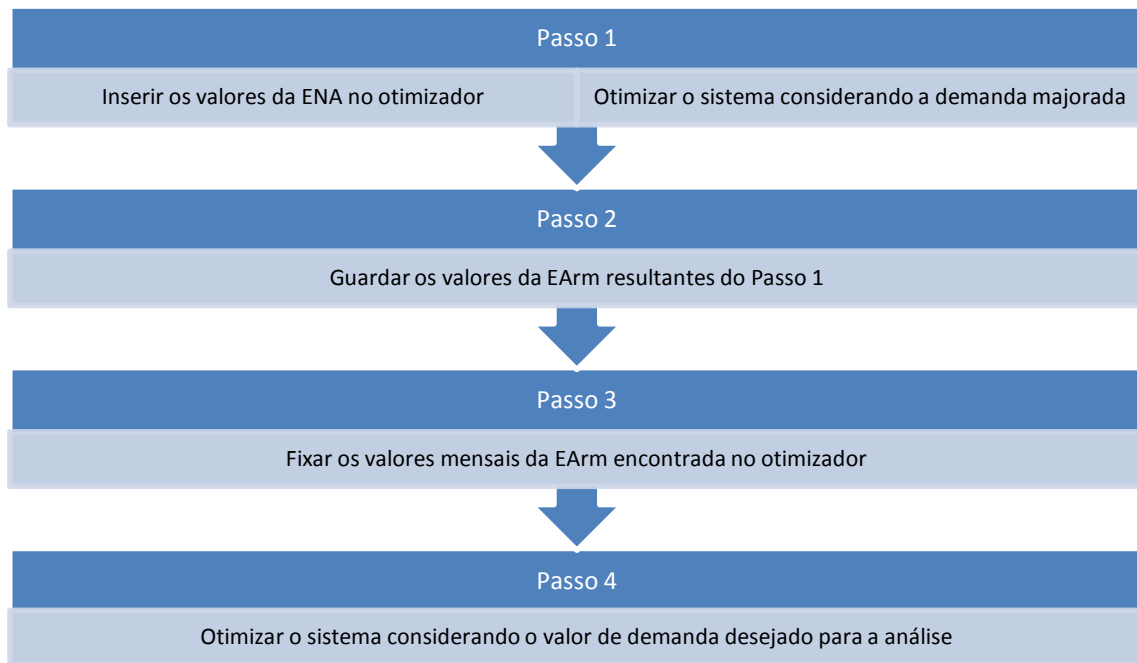
**Figura 20: Trajetória da *EArm* na representação determinística da ENA**

Apesar da energia armazenada total no sistema não apresentar valores menores do que a metade de sua capacidade, ao analisar-se a energia armazenada em cada um dos subsistemas esse quadro pode mudar bruscamente, como revela a Figura 21. Subsistemas como o sul e o norte chegam a esvaziar completamente seus reservatórios, no processo de geração de energia. Isto ocorre, principalmente, pelo fato de serem sistemas de menor porte, com potência hidráulica instalada próxima aos valores da energia natural afluente. Dessa forma, esvaziar os reservatórios não se torna um problema, pois o total reenchimento pode ser realizado em poucos meses.



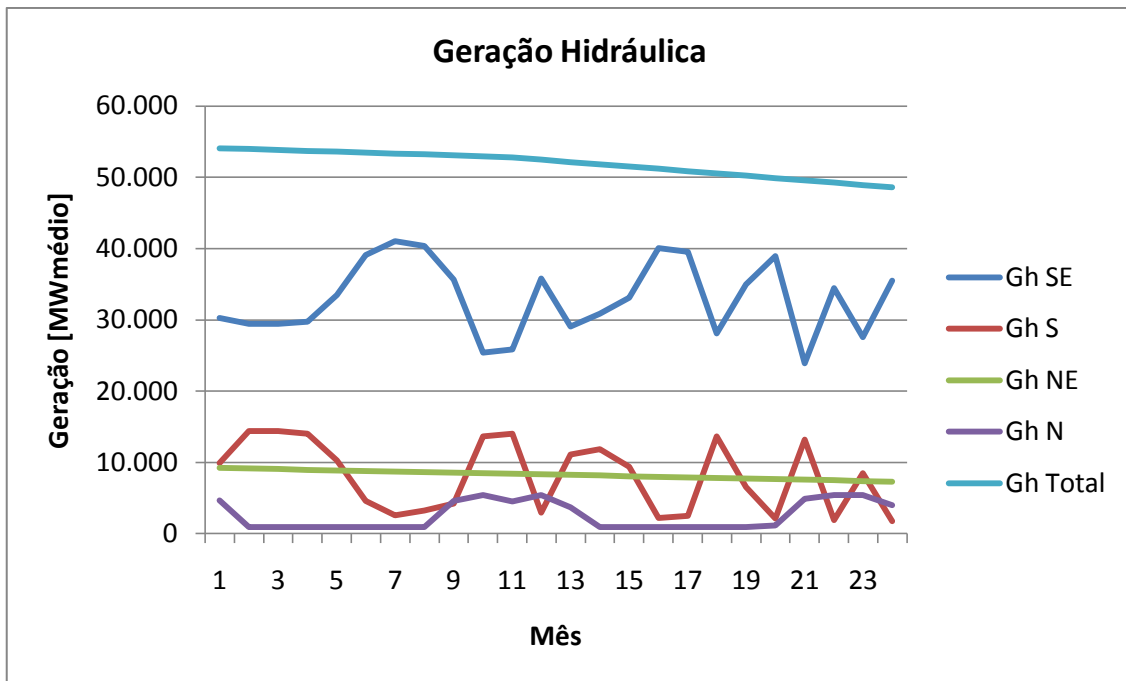
**Figura 21: *EArm* por subsistema na representação determinística da ENA**

Para realizar a análise das outras variáveis, assim como geração hidráulica, geração térmica, vertimento de energia, custo de operação e custo marginal de operação, deve-se aplicar os valores de demanda apresentados na Tabela 4 ao modelo matemático. Isto é feito repetindo-se o processo de otimização, porém fixando os valores da energia armazenada encontrada para os quatro subsistemas. Com isto, as outras variáveis serão calculadas de modo a atenderem à demanda, sem deixar de seguir a trajetória ótima de energia armazenada encontrada. Esquematicamente, tem-se o fluxograma da Figura 22:



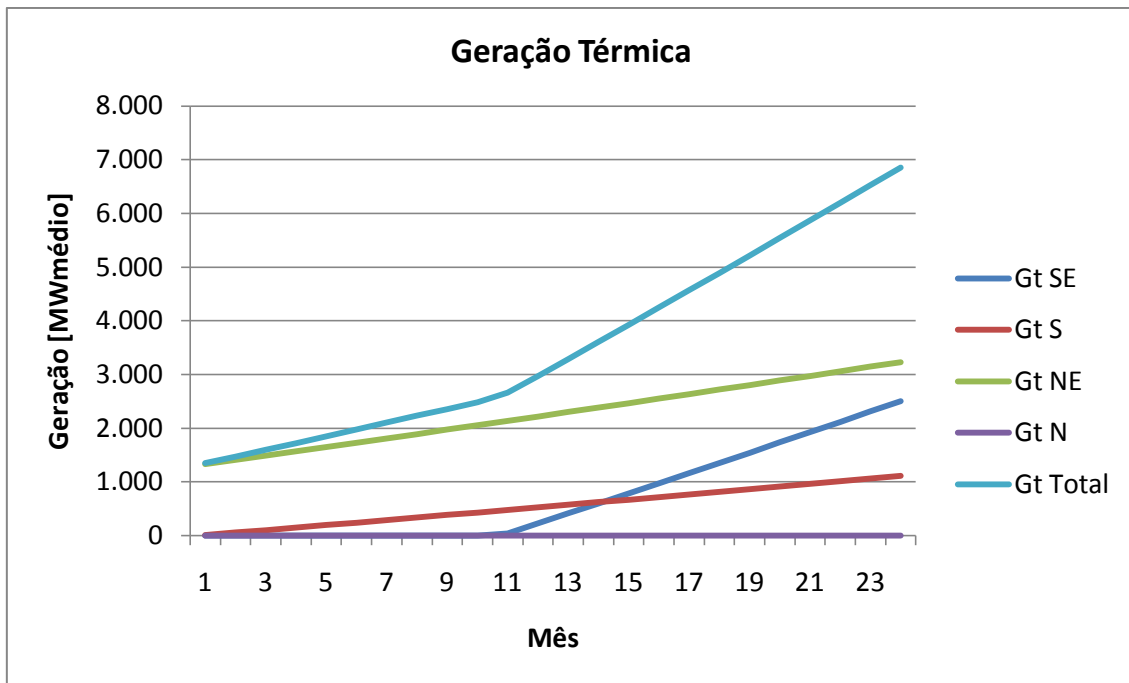
**Figura 22: Seqüência para execução da otimização com demandas diferentes**

O Passo 4 mostrado no esquema acima pode ser repetido para quaisquer valores de demanda. Neste trabalho, são analisadas as respostas do sistema para três patamares de demanda: a atual, e as previstas para 2014 e 2019. Desse modo, para a demanda atual têm-se os quadros de geração de energia apresentados na Figura 23 e Figura 24:



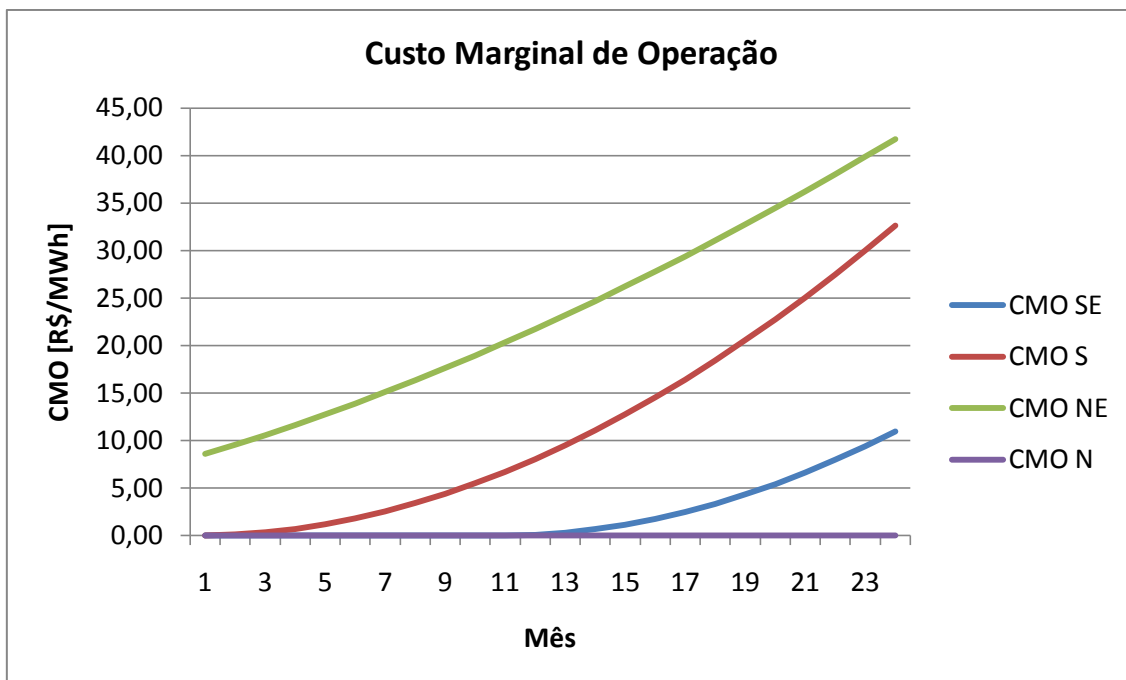
**Figura 23: Geração hidráulica para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA**

Na Figura 23, observa-se a trajetória da geração hidráulica para a demanda atual de energia elétrica. O valor da geração hidráulica total somado com a geração térmica total (Figura 24) equivale ao valor da demanda total de energia do sistema. Entretanto, essa situação não se verifica por subsistema, pois os intercâmbios de energia devem ser considerados.



**Figura 24: Geração térmica para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA**

A geração térmica, diferentemente da geração hidráulica, apresenta uma característica linear para todos os subsistemas. Isto ocorre devido à função de custo associada à geração térmica, pois a resposta ótima busca igualar os valores do custo marginal de operação. Com o CMO igualado entre os subsistemas, o intercâmbio deixa de ser solicitado, pois gerar o próximo MW tem o mesmo custo nos dois subsistemas. Esse ponto de equilíbrio pode não ser atingido se o limite de intercâmbio for atingido. Com isso, não é possível que um subsistema, que ainda apresente valores reduzidos do CMO envie energia para outro, que apresente valores maiores do CMO.



**Figura 25: CMO do sistema para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA**

Observa-se na Figura 25 o valor do custo marginal de operação dos subsistemas. Nota-se que o subsistema norte possui CMO igual à zero. Isto ocorre porque o norte não está gerando energia por meio de seu parque termoeletrico, mas apenas por meio de suas usinas hidroelétricas, a ainda assim sem alcançar o limite máximo de geração. O CMO representa o custo associado à geração do próximo MW, portanto, CMO igual a zero significa que o próximo MW gerado por aquele subsistema ainda será feito com a utilização de seu parque hidroelétrico.

Como pode ser observado na Figura 26, o vertimento de energia é praticado pelos subsistemas norte e sudeste. Isto ocorre devido o baixo valor da demanda de 2010 frente aos valores da ENA no início do horizonte. Como inicialmente os reservatórios estão todos cheios, não existe a possibilidade de armazenar energia. Logo, valores de energia afluente que superarem a demanda, precisam ser vertidos. No caso do norte, o excesso de energia afluente faz com que energia precise ser vertida durante todo o horizonte. Este comportamento reforça o conceito de custo marginal nulo, uma vez que a energia proveniente dos aproveitamentos hidráulicos é suficiente para suprir a demanda, sem a necessidade do despacho de usinas termoeletricas.

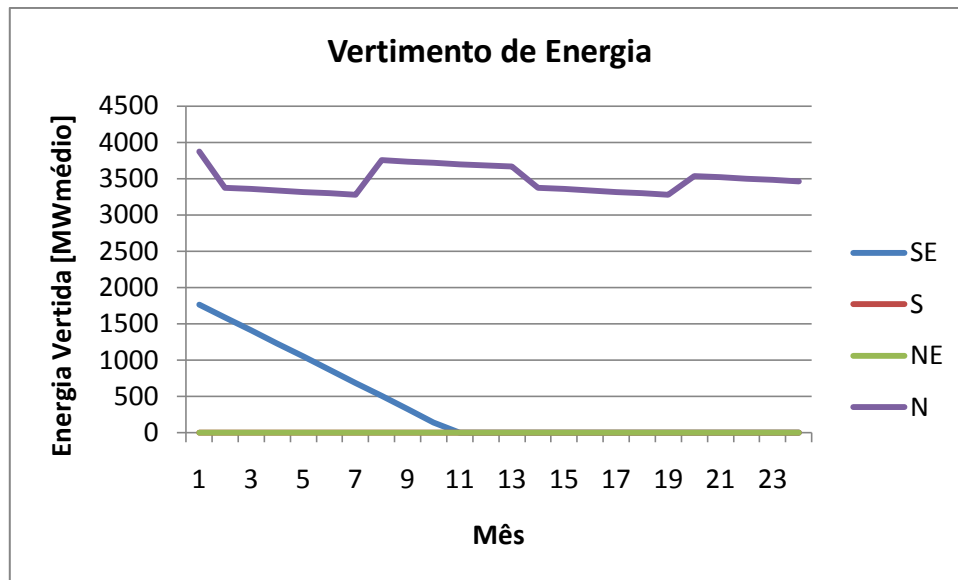


Figura 26: Vertimento de energia para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA

Os vertimentos são indesejáveis, pois representam um desperdício de energia. Entretanto, tornam-se inevitáveis à medida que não existe a possibilidade de armazenar a energia afluyente, e a geração de energia já atende toda a demanda.

O saldo de intercâmbio, mostrado na Figura 27, representa a quantidade de energia importada e exportada por cada subsistema. Valores positivos são referentes à energia que chega ao subsistema. Portanto, representam a energia importada. Os valores negativos expressam a quantidade de energia que está deixando o subsistema. Logo, representam a energia exportada pelo subsistema.



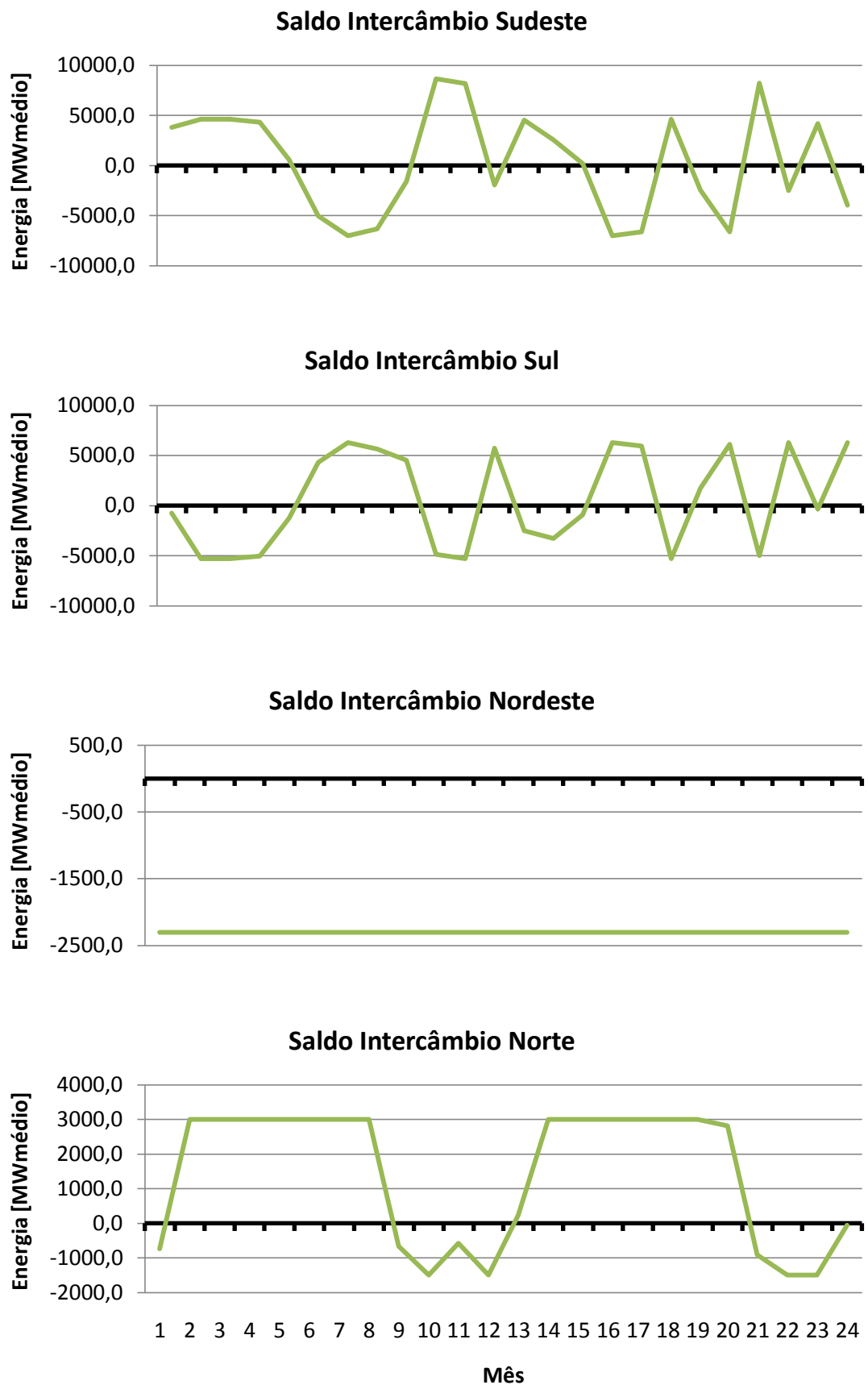


Figura 27: Intercâmbios para a demanda de 2010 na representação determinística da ENA

Vale ressaltar que o nordeste exporta energia no limite de seus intercâmbios durante todo o horizonte de planejamento. Matematicamente, esse efeito é expresso pelo CMO desse subsistema. Quanto menor o valor do custo marginal de operação, mais interessante será utilizar o subsistema para a geração de energia. Por possuir o menor CMO durante todo o horizonte de planejamento, o nordeste é solicitado para enviar energia para os outros subsistemas, onde a geração de energia é monetariamente mais custosa. O envio de energia é limitado pela capacidade do intercâmbio.

Para os testes com as demandas previstas de 2014 e 2019, a demanda por energia aumenta sensivelmente. Como a demanda de energia deve ser atendida, haverá uma maior solicitação do parque térmico, como mostrado na Figura 28, para demanda de 2014, e na Figura 29 para a demanda de 2019.

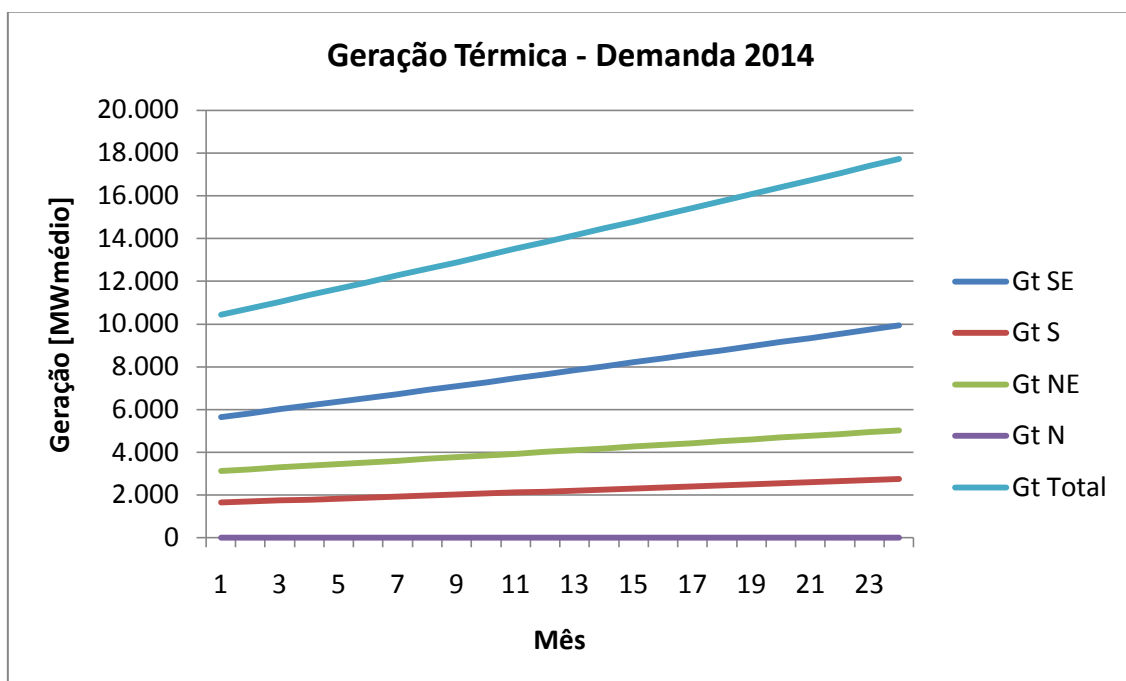
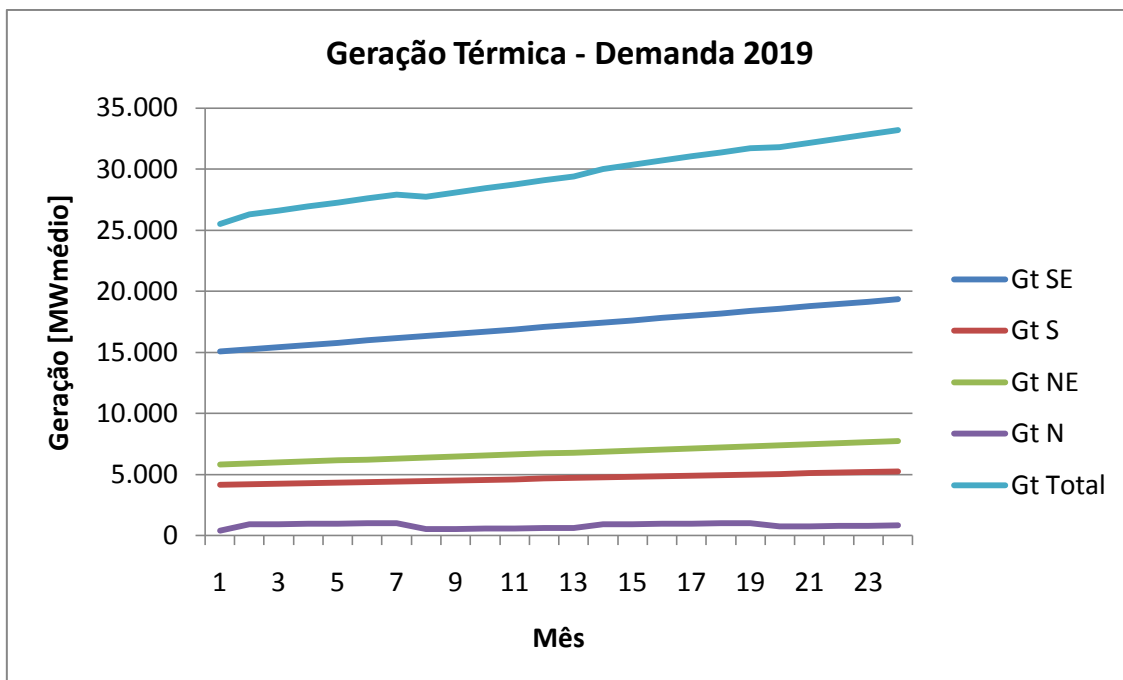


Figura 28: Geração térmica para a demanda de 2014 na representação determinística da ENA



**Figura 29: Geração térmica para a demanda de 2019 na representação determinística da ENA**

Na geração hidráulica, os subsistemas que apresentavam sobras de energia têm seu potencial de geração hidráulica explorado, elevando a quantidade de energia gerada pelo aproveitamento da energia natural afluyente, como mostrado na Figura 30 e na Figura 31.

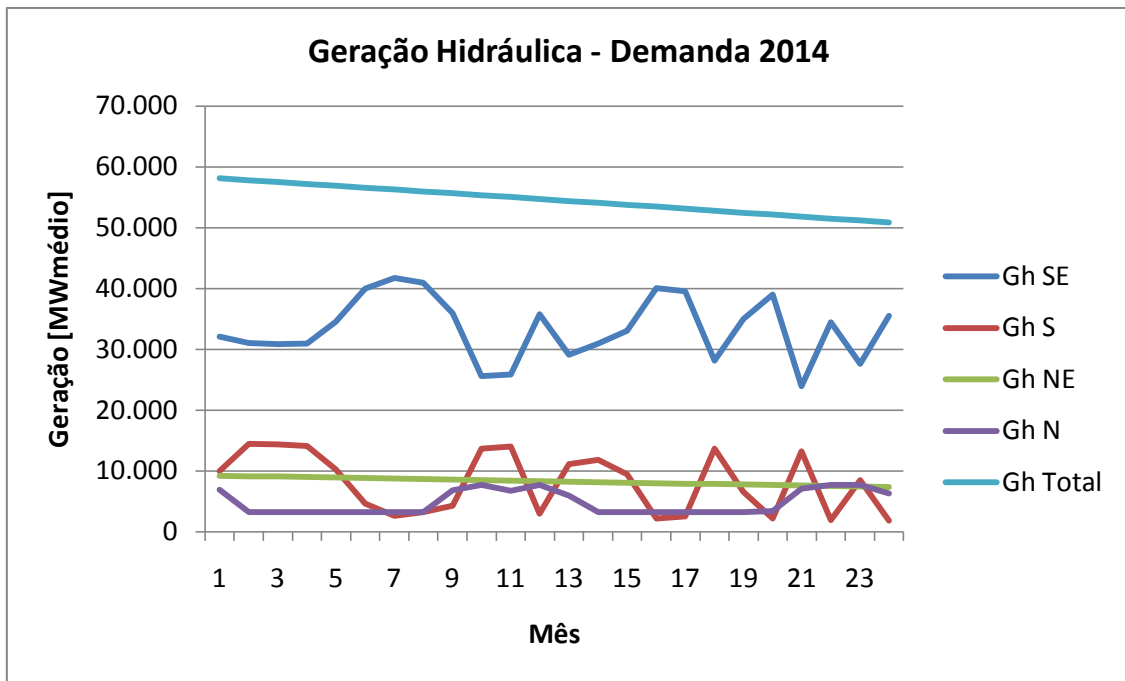


Figura 30: Geração hidráulica para a demanda de 2014 na representação determinística da ENA

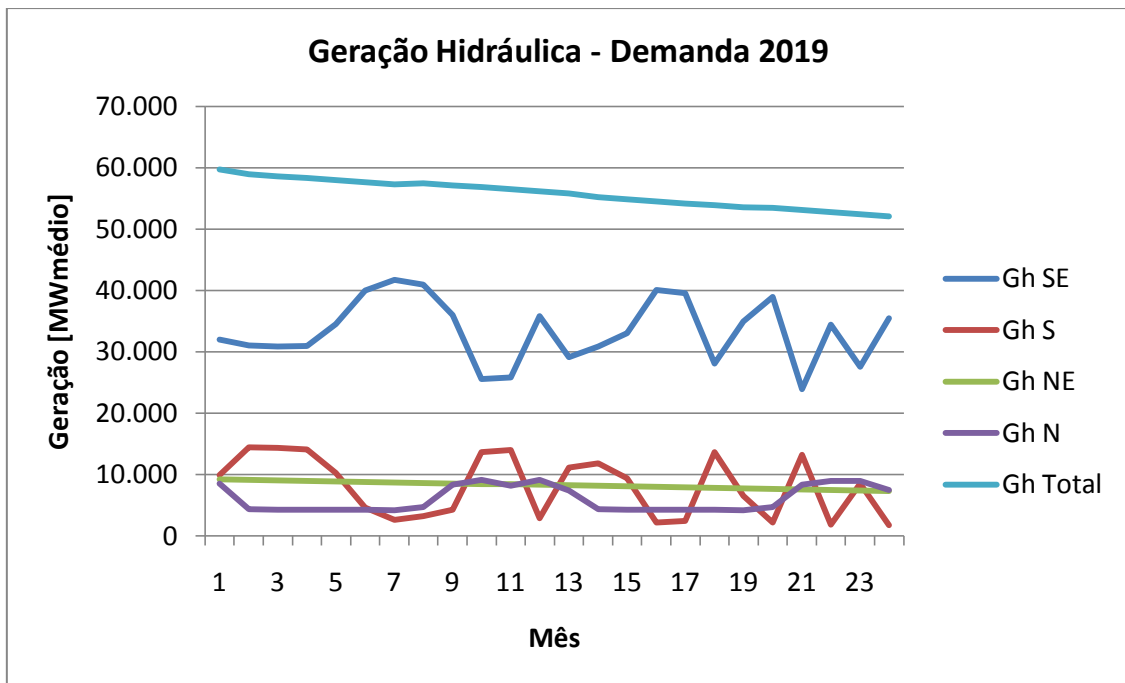


Figura 31: Geração hidráulica para a demanda de 2019 na representação determinística da ENA

Com o aumento da demanda, existe a elevação dos níveis de geração de energia. Com isso, o valor do custo marginal é fortemente afetado. Como mostrado na modelagem do problema, o CMO dos subsistemas é representado por uma função

quadrática. Logo, pequenas variações no plano de geração podem causar grandes variações no custo marginal de operação. No caso das demandas previstas para 2014 e 2019, a variação do CMO pode ser observada nas figuras abaixo.

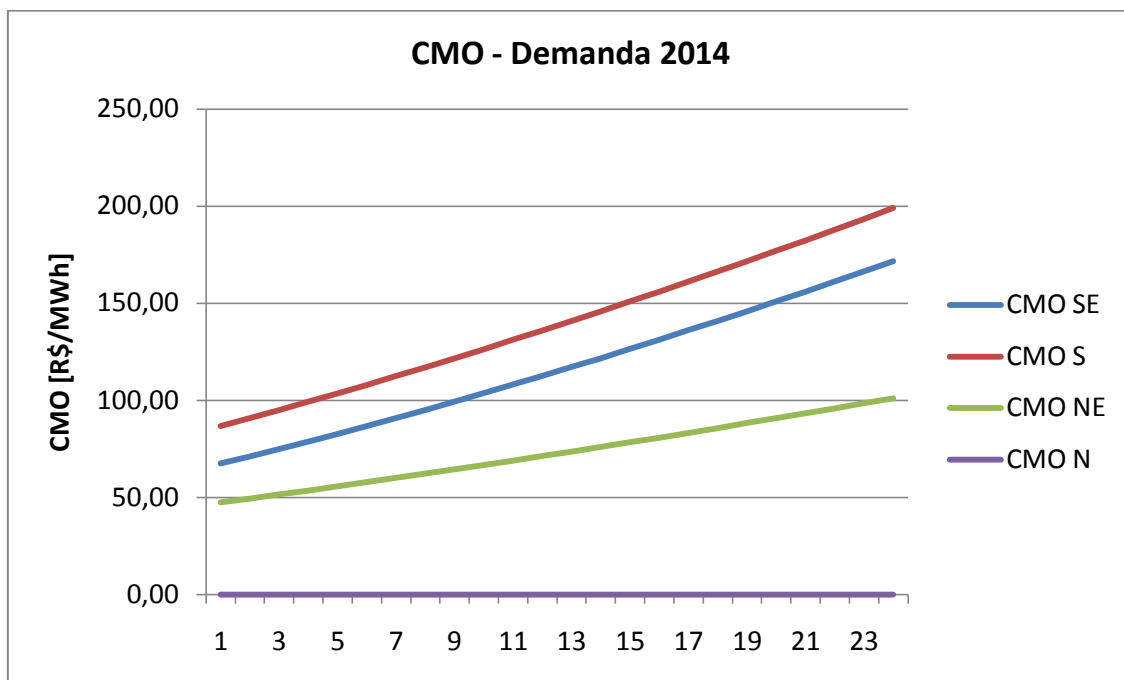


Figura 32: CMO do sistema para a demanda de 2014 na representação determinística da ENA

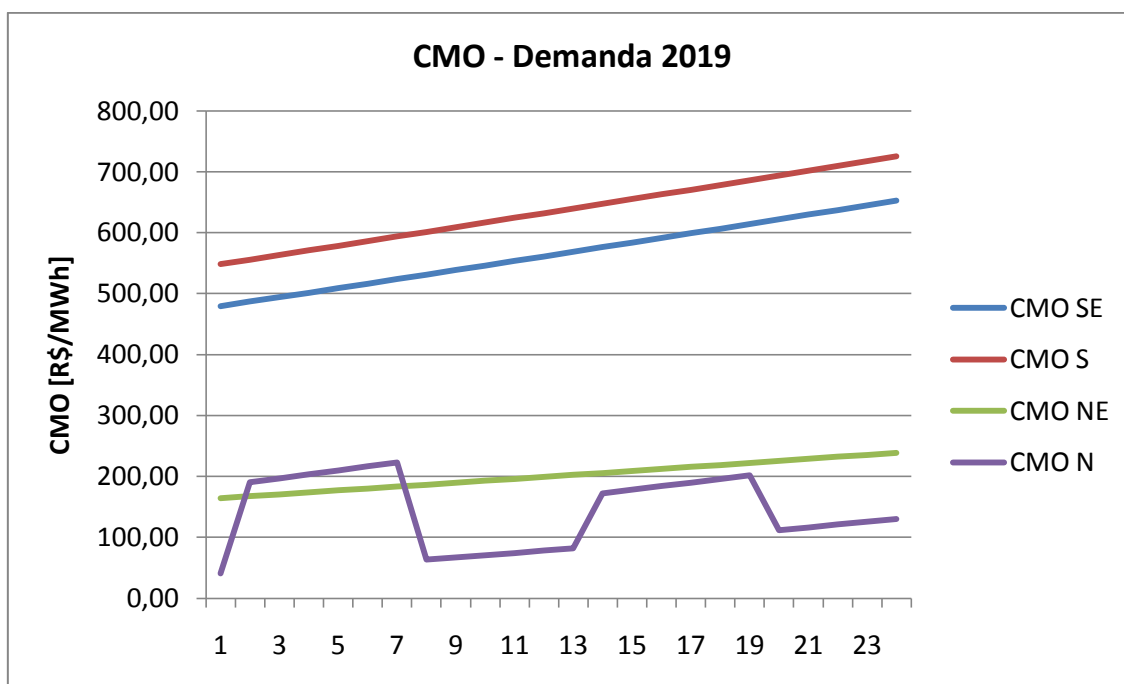


Figura 33: CMO do sistema para a demanda de 2019 na representação determinística da ENA

## 8.2 Representação de Múltiplos Cenários da ENA

A representação de múltiplos cenários da ENA é obtida alterando-se a dimensão de parte das variáveis envolvidas no modelo. Até este ponto, tinha-se apenas vinte e quatro valores para cada uma das variáveis de interesse. Dessa forma, a energia natural afluyente, a energia armazenada, a geração hidráulica, a geração térmica, os intercâmbios, o custo marginal de operação, o custo de operação (que compõe a função objetivo do problema), os vertimentos, podiam ser representados por vetores de dimensão  $1 \times 24$ .

Com a introdução da representação por múltiplos cenários, deve-se ter as variáveis modeladas como matrizes. Serão considerados os 76 cenários de ENA formados pelo histórico de energia natural afluyente. Portanto as variáveis devem passar a ter dimensão matricial  $76 \times 24$ , com exceção da energia armazenada. A representação em múltiplos cenários não visa obter 76 respostas ótimas para o sistema, para que então sejam computadas as médias; essa representação visa encontrar uma única trajetória de energia armazenada, que represente a resposta ótima do sistema frente a todos os cenários de energia afluyente do histórico. Portanto, a energia armazenada deve continuar com dimensão  $1 \times 24$ , representando o vetor com os valores ótimos da trajetória da energia armazenada.

Neste teste, o otimizador é solicitado a encontrar uma única trajetória de energia armazenada para o sistema, que minimize o custo total dado pela soma dos custos de todos os cenários. Assim como no teste anterior, o valor da função objetivo continua sendo um valor escalar, resultante da somatória de todos os custos associados à operação do sistema.

A trajetória da energia armazenada do sistema, apresentada na Figura 34, representa a trajetória ótima para os 76 cenários do histórico simultaneamente. Individualmente, cada cenário teria sua própria trajetória de energia armazenada, de modo a reduzir os custos naquele horizonte.

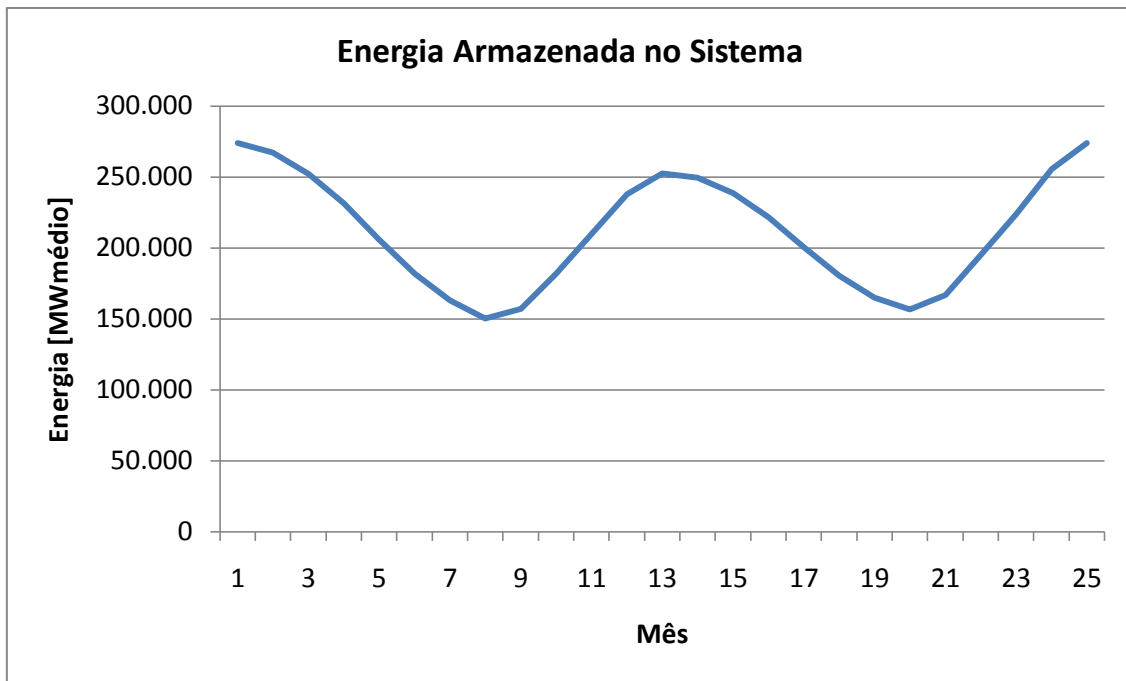
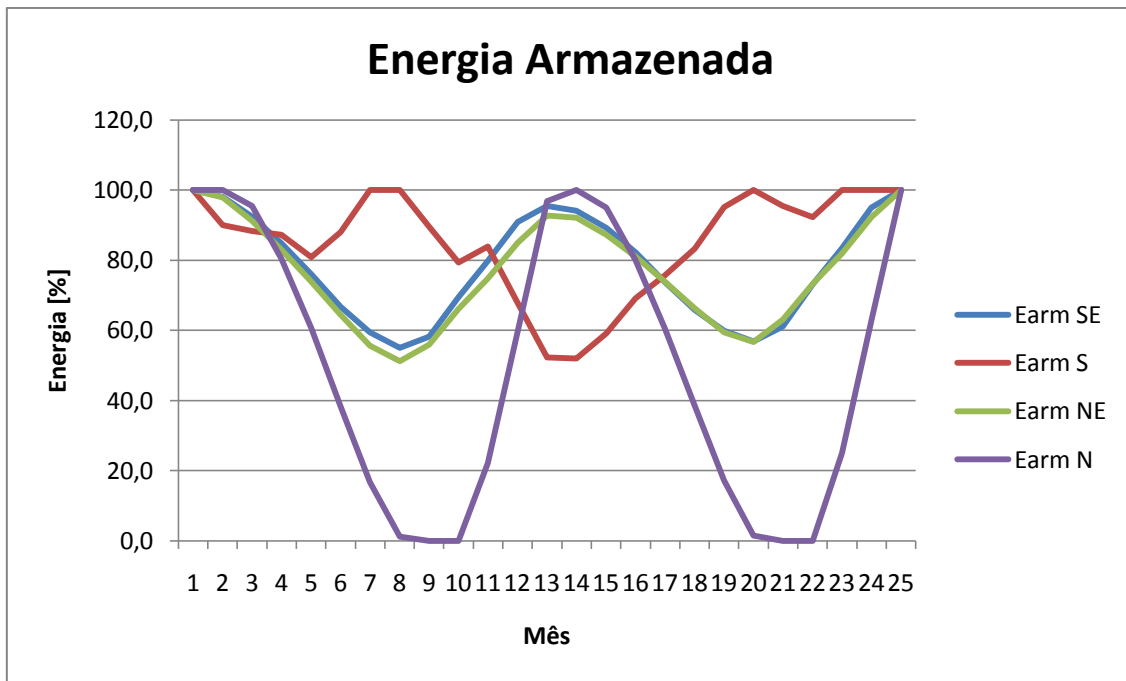


Figura 34: Trajetória da *EArm* na representação de múltiplos cenários

Assim como na representação determinística, a energia armazenada do sistema mantém-se acima da metade da capacidade para todo o horizonte, o que não significa que todos os seus subsistemas se comportarão da mesma forma. No teste de múltiplos cenários, o subsistema norte esvaziou completamente seus reservatórios, conforme ilustra a Figura 35. Novamente, por se tratar de um sistema de pequeno porte, com energia afluente de magnitude próxima à sua capacidade instalada, o completo enchimento do reservatório de energia pôde ser concluído em poucos meses.



**Figura 35: *EArm* por subsistema na representação de múltiplos cenários**

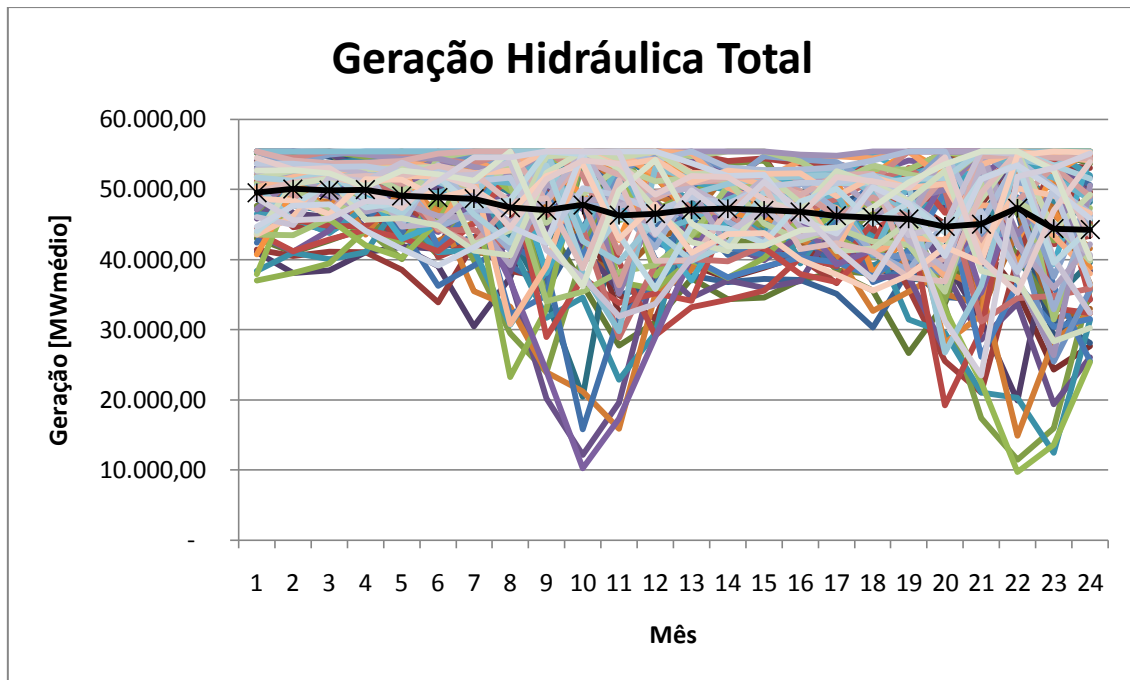
Para a avaliação desse resultado por meio das demandas de 2010, 2014 e 2019, deve ser repetido o mesmo processo descrito na Figura 22. Entretanto, neste caso, as respostas obtidas serão dadas por um família de curvas, cada uma representando um cenário de energia afluyente do histórico. O conhecimento do valor médio da resposta nos cenários torna-se interessante para a avaliação da resposta operativa.

Por convenção, foi adotado neste teste um padrão para a exibição dos resultados com múltiplos cenários. A média será sempre representada pelo traço negro em primeiro plano. Cada uma das respostas referentes aos cenários será traçada em tonalidades sortidas, evitando tons escuros para que não causar dúvidas sobre qual dos traços representa o valor médio.

A geração hidráulica total de cada um dos 76 cenários do histórico está ilustrada na Figura 36. Observa-se que a geração máxima está limitada superiormente. Este limite é exatamente o valor da demanda total para o ano de 2010. Isto significa que para vários intervalos, a capacidade de geração hidráulica do sistema é capaz de suprir a demanda, sem a necessidade do despacho termoelétrico. Todavia, os cenários muito secos, representados por baixos valores para a energia natural afluyente, aparecem no gráfico de geração como pontos muito abaixo do valor



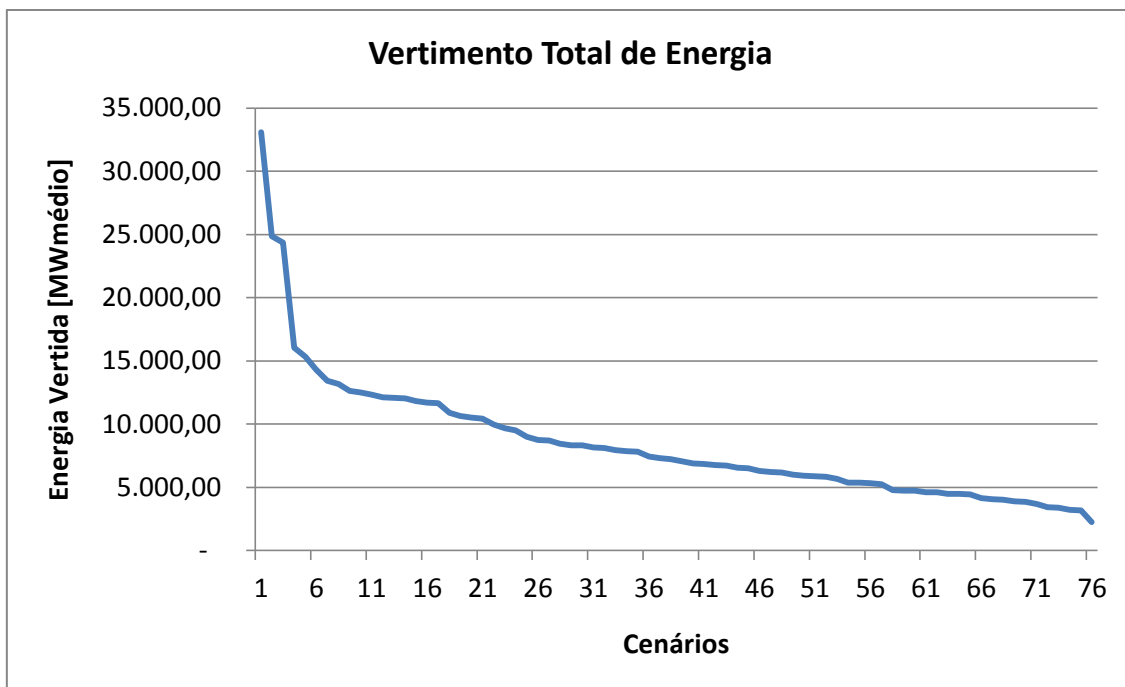
médio. Esses períodos exigem um despacho térmico elevado para suprir a carga, o que eleva fortemente o custo da operação.



**Figura 36: Geração hidráulica para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários**

Os intervalos que alcançaram o valor da demanda exclusivamente com a utilização da geração hidráulica de energia, seguramente foram obrigados a verter parte da energia.

Devido a organização dos dados apresentados na Figura 37, a mesma recebe o nome de curva de permanência de vertimento. Esta curva mostra a quantidade de energia vertida em função da quantidade de cenários. Os poucos cenários com energia afluyente muito alta, dada por períodos de grandes cheias, são os maiores vertedores do sistema. Note que, mesmo com a presença de cenários muito secos, com baixos valores de energia afluyente, sempre existe uma parcela de vertimento. Esta característica aparece devido ao baixo valor da demanda atual comparada à capacidade instalada do sistema.



**Figura 37 Vertimento total para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários**

A geração térmica e o custo marginal para a demanda de 2010 estão ilustrados na Figura 38 e Figura 39, respectivamente. Observa-se que os picos de geração térmica aparecem nos mesmos períodos em que são verificados os menores valores da geração hidroelétrica, como era de se esperar.

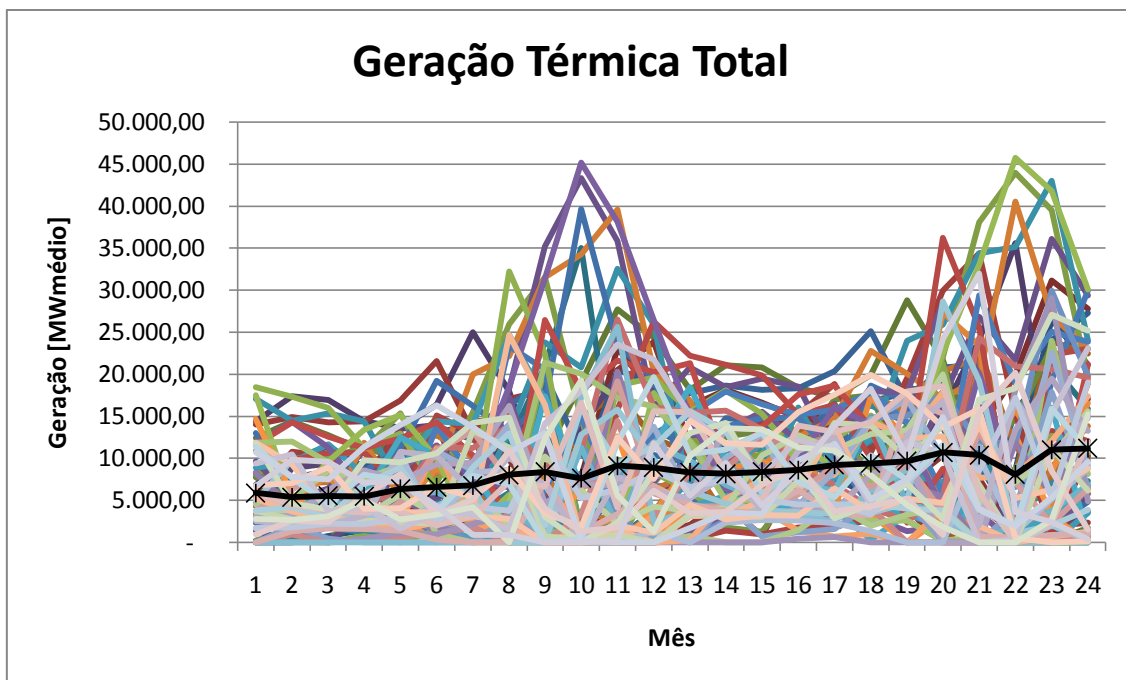


Figura 38: Geração hidráulica para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários

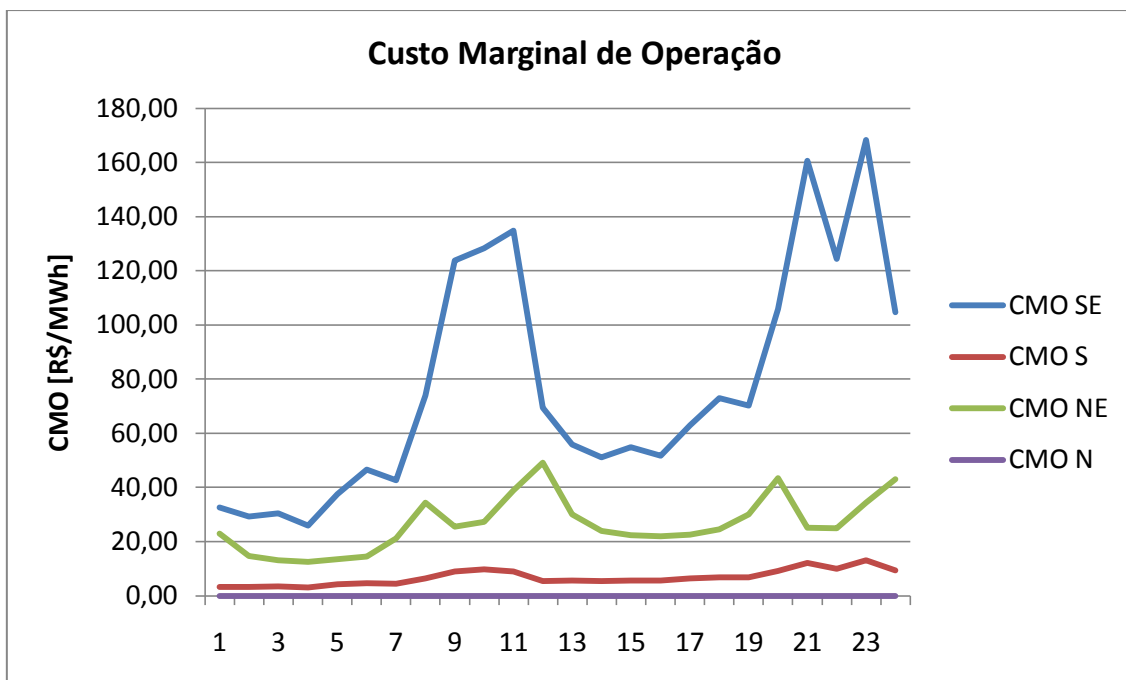


Figura 39: CMO para a demanda de 2010 na representação de múltiplos cenários

Novamente, o custo marginal para o nordeste é nulo considerando-se a demanda de 2010, mesmo frente aos cenários do histórico. Convencionalmente, no setor elétrico, o valor do CMO é representado apenas pelo valor médio.

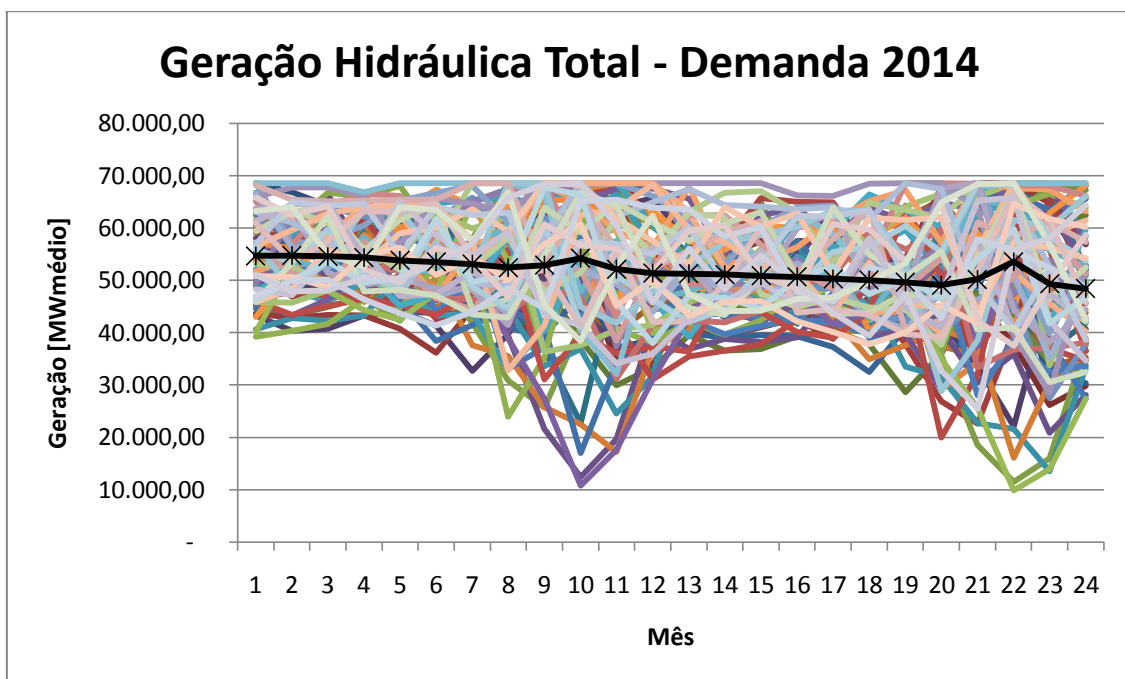


Figura 40: Geração hidráulica para a demanda de 2014 na representação de múltiplos cenários

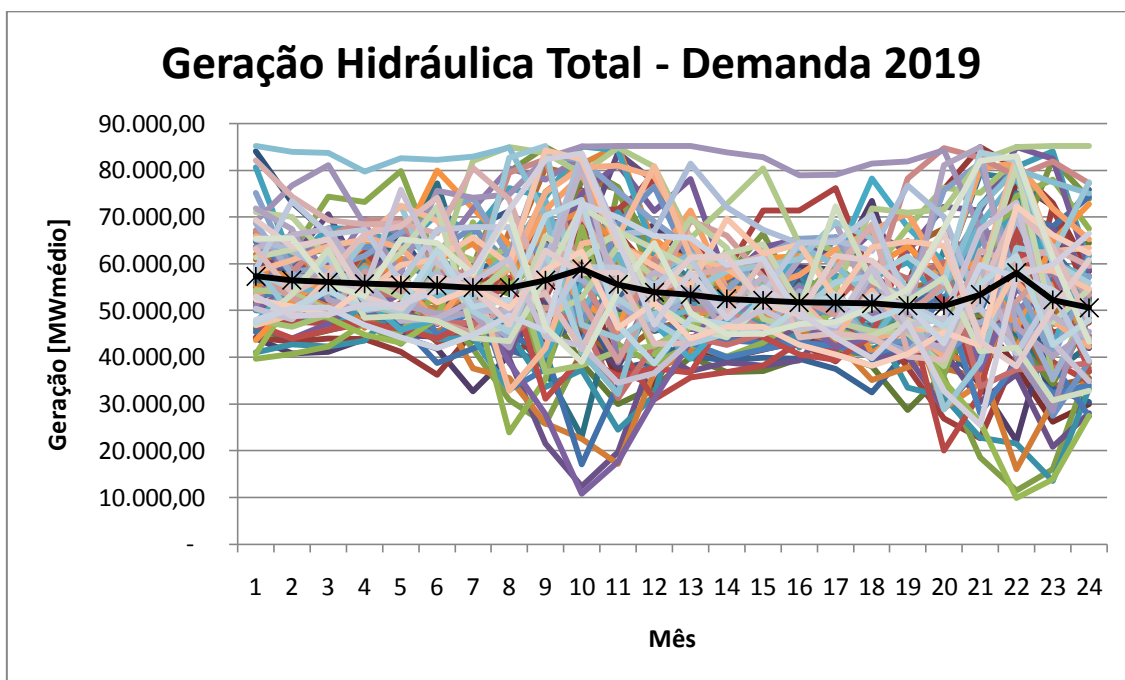


Figura 41: Geração hidráulica para a demanda de 2019 na representação de múltiplos cenários

Observa-se que, nos gráficos da Figura 40 e Figura 41, com o aumento progressivo da demanda um menor número de intervalos é capaz de suprir a demanda

exclusivamente por meio da geração hidroelétrica. Essa tendência pode ser vista, também, nos gráficos de geração térmica, com o distanciamento das curvas de geração do eixo horizontal, como observado na Figura 42 e Figura 43.

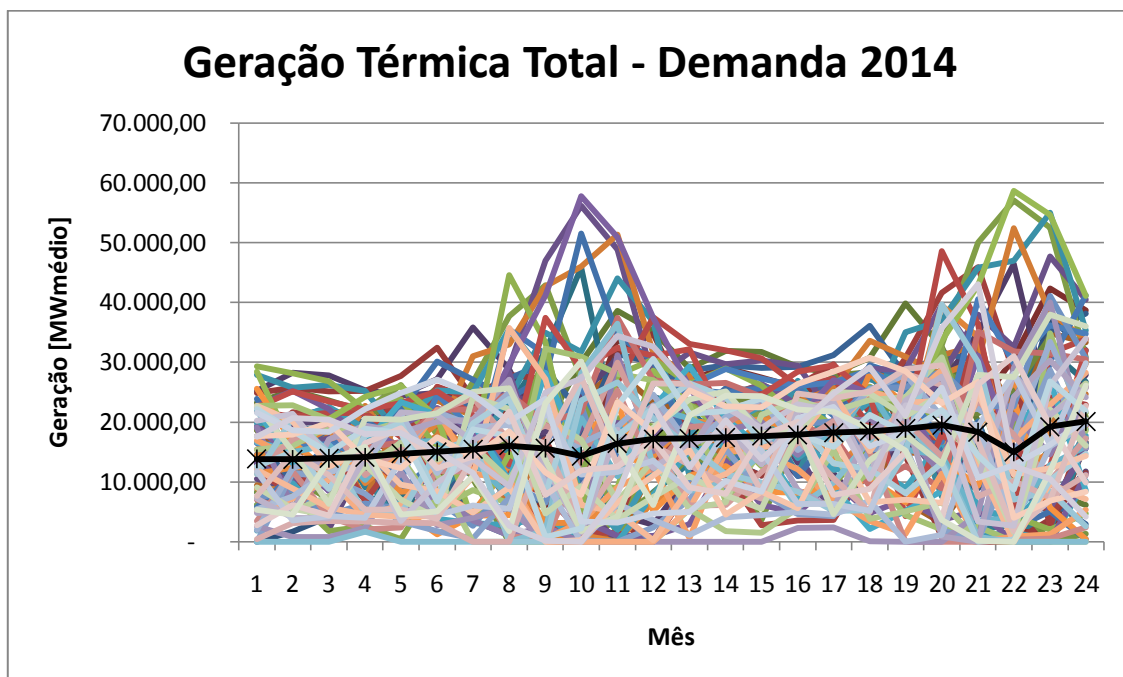


Figura 42: Geração hidráulica para a demanda de 2014 na representação de múltiplos cenários

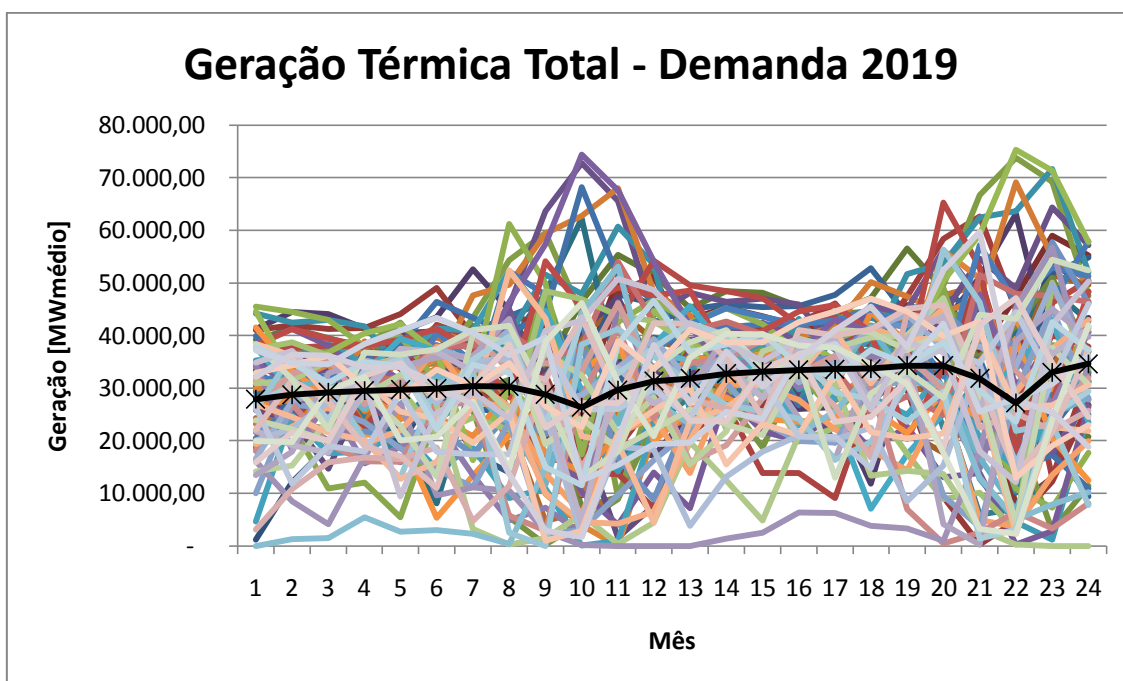


Figura 43: Geração hidráulica para a demanda de 2019 na representação de múltiplos cenários

O crescimento da demanda de energia, principalmente para o subsistema sudeste, faz com que o valor do custo marginal se eleve vertiginosamente, conforme mostram as figuras 44 e 45.

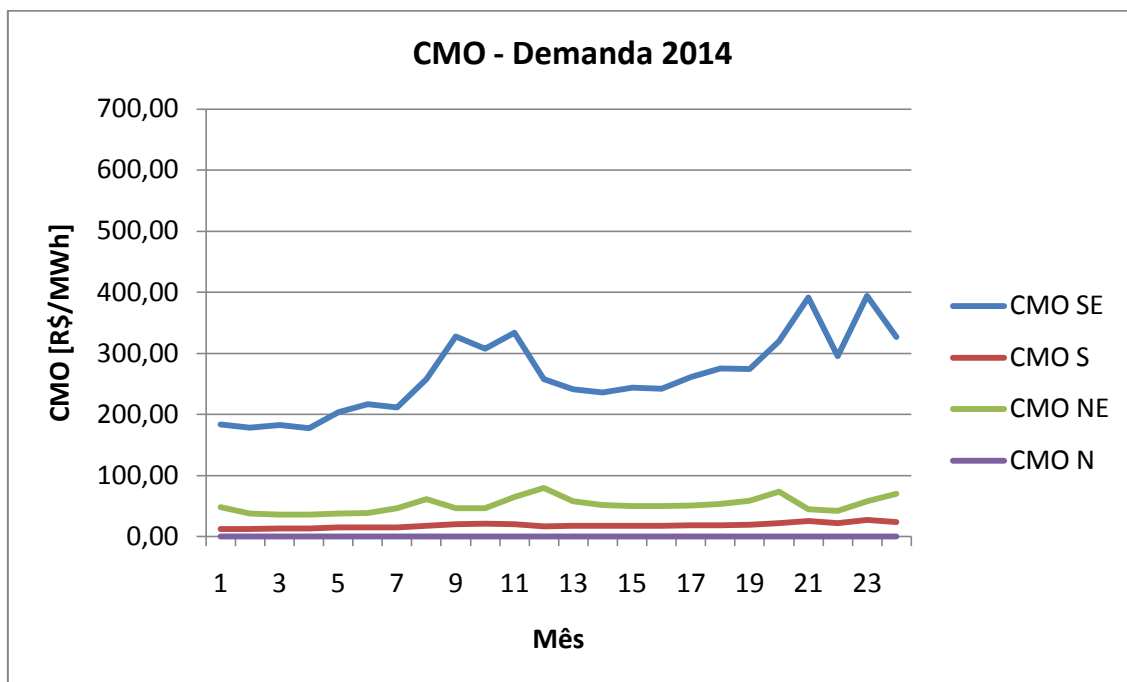


Figura 44: CMO para a demanda de 2014 na representação de múltiplos cenários

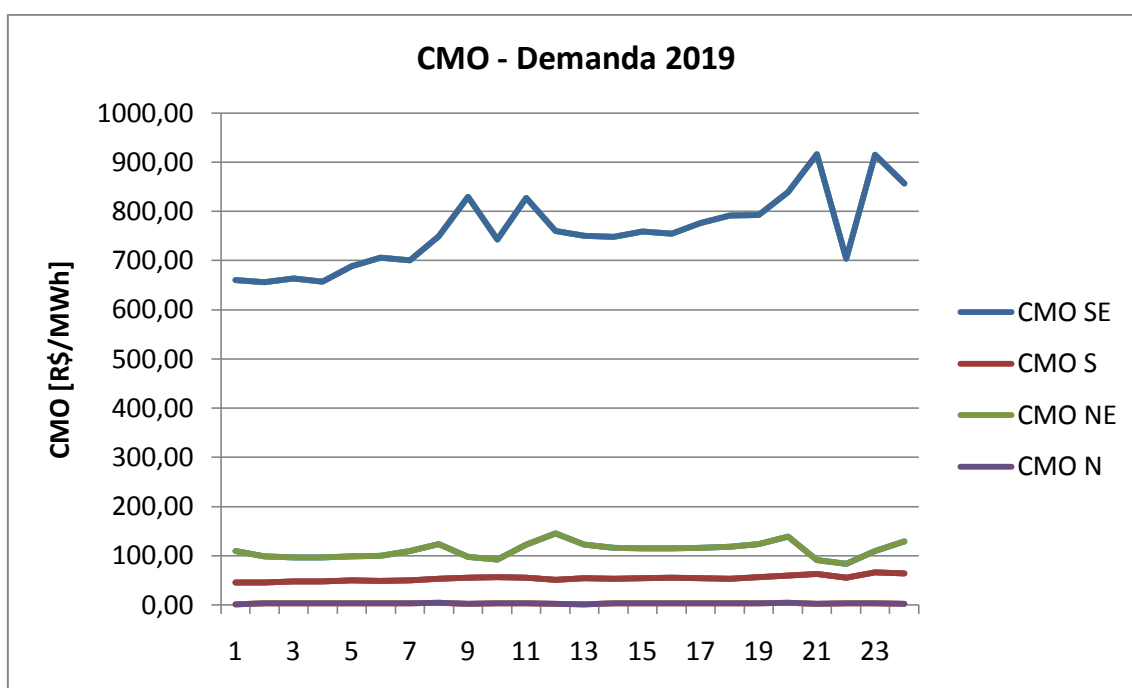


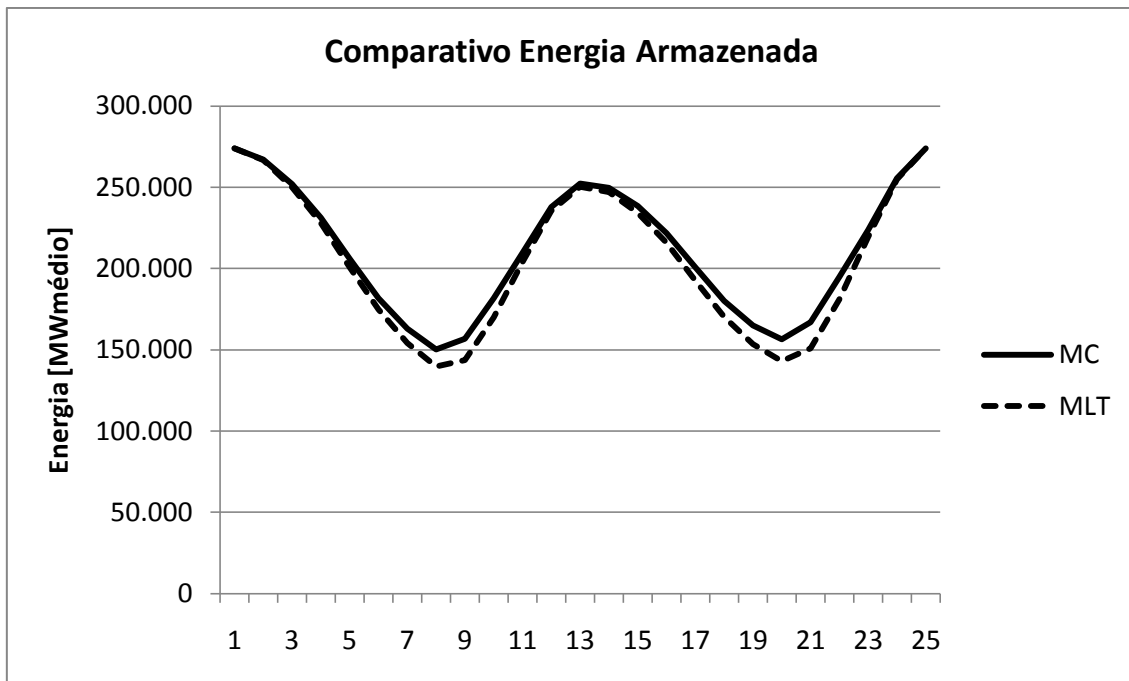
Figura 45: CMO para a demanda de 2019 na representação de múltiplos cenários

### **8.3 Representação Determinística x Representação de Múltiplos Cenários da ENA**

Nesta seção serão apresentados, de forma comparativa, os resultados provenientes das duas representações aqui propostas para o planejamento da operação energética de médio prazo.

A variável base de decisão de ambos os modelos propostos é formada pela trajetória ótima da energia armazenada. Tanto para a representação determinística quanto para a representação por múltiplos cenários, a energia armazenada é mantida fixa frente aos cenários do histórico da energia natural afluyente.

Observa-se que a trajetória da energia armazenada (Figura 46) proveniente do modelo de múltiplos cenários (MC) apresenta uma menor variação no valor da energia armazenada, quando comparado à resposta do modelo determinístico (MLT). Portanto, diz-se que essa é uma resposta mais conservadora, pois utiliza em menor proporção a energia armazenada nos reservatórios equivalentes. Porém, esta resposta para o armazenamento de energia foi obtida por um modelo que considera todos os cenários do histórico. Portanto, para qualquer cenário do histórico, será possível manipular a energia natural afluyente de modo a seguir essa trajetória de armazenamento proposta. Em outras palavras, a trajetória de energia armazenada é factível para qualquer cenário de ENA presente no histórico.



**Figura 46: Comparativo entre as energias armazenadas resultantes dos modelos.**

Por outro lado, a trajetória de energia armazenada proveniente do modelo determinístico foi calculada levando-se em consideração apenas o cenário médio. Portanto, ao utilizar essa trajetória de energia armazenada para a operação do sistema frente aos cenários históricos de ENA, o problema poderá se mostrar infactível, pois cenários de baixa energia natural afluyente podem não conseguir cumprir a meta de armazenamento.

De fato, este problema é verificado para a trajetória de energia armazenada do modelo determinístico. Nem todos os cenários de ENA são capazes de reproduzir a *EArm* proposta, e a trajetória de energia armazenada, que era um valor fixo, passa a ser considerada por uma família de curvas (Figura 47).



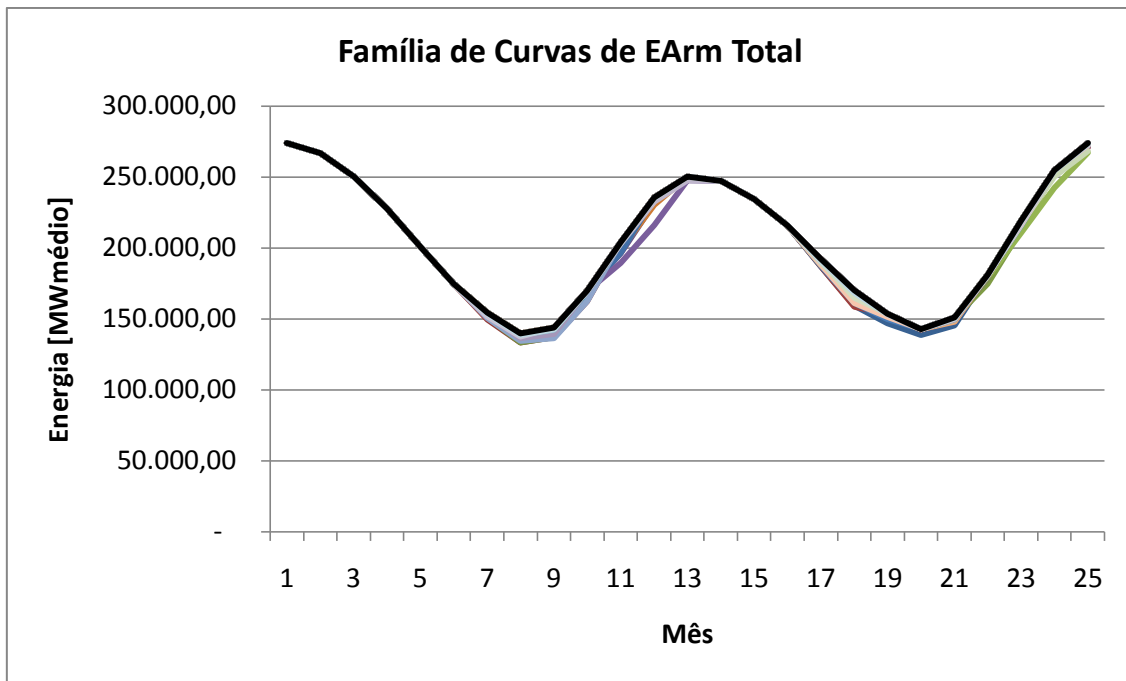
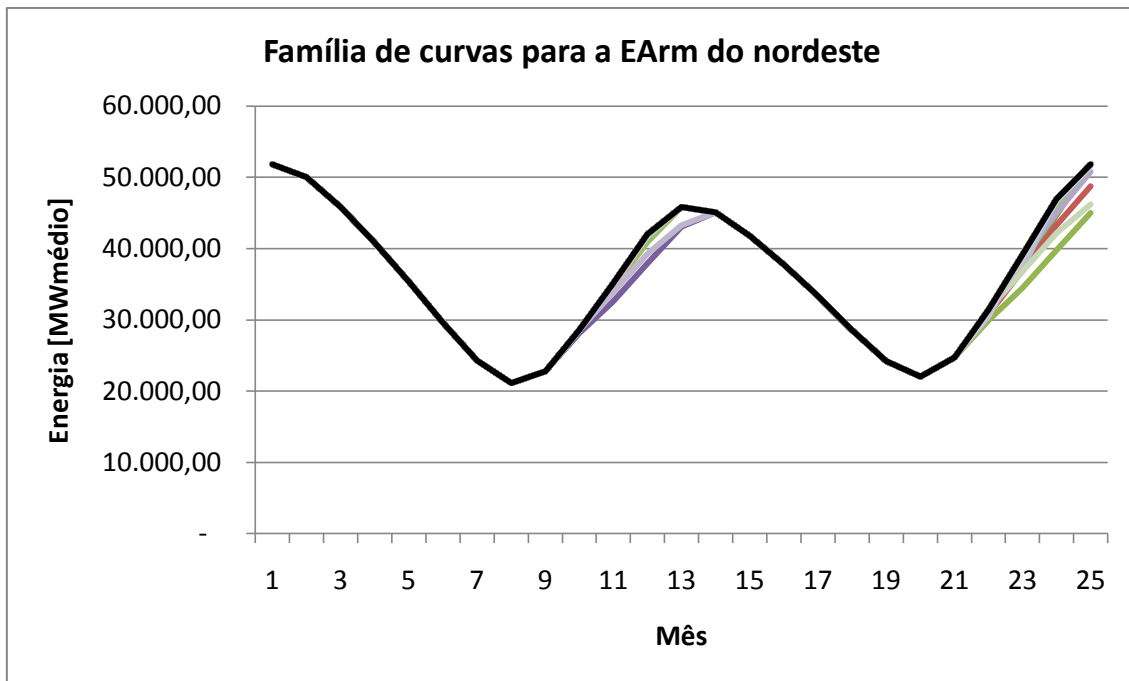


Figura 47: Família de curvas para a energia armazenada total

Na família de curvas geradas a partir da energia armazenada dada pelo modelo determinístico, o traço negro representa o valor da resposta original. As curvas abaixo dela representam os cenários que não conseguiram acompanhar a trajetória de *EArm*. No entanto, esta curva representa o armazenamento total, ou seja, a somatória dos armazenamentos de cada submercado.



**Figura 48: Família de curvas para a *EArm* do nordeste**

Por meio da curva de energia armazenada do subsistema nordeste (Figura 48), percebe-se claramente os pontos os ocorrem os descolamentos da curva original. Como pode ser observado, os descolamentos ocorrem exclusivamente durante o enchimento do reservatório. Portanto, são causados por séries de energias afluente baixas, incapazes de fornecer a energia necessária para que o reservatório atinja o nível de armazenamento proposto. Quando o reservatório está deplecionando a energia armazenada, nenhum problema de descolamento pode ser verificado.

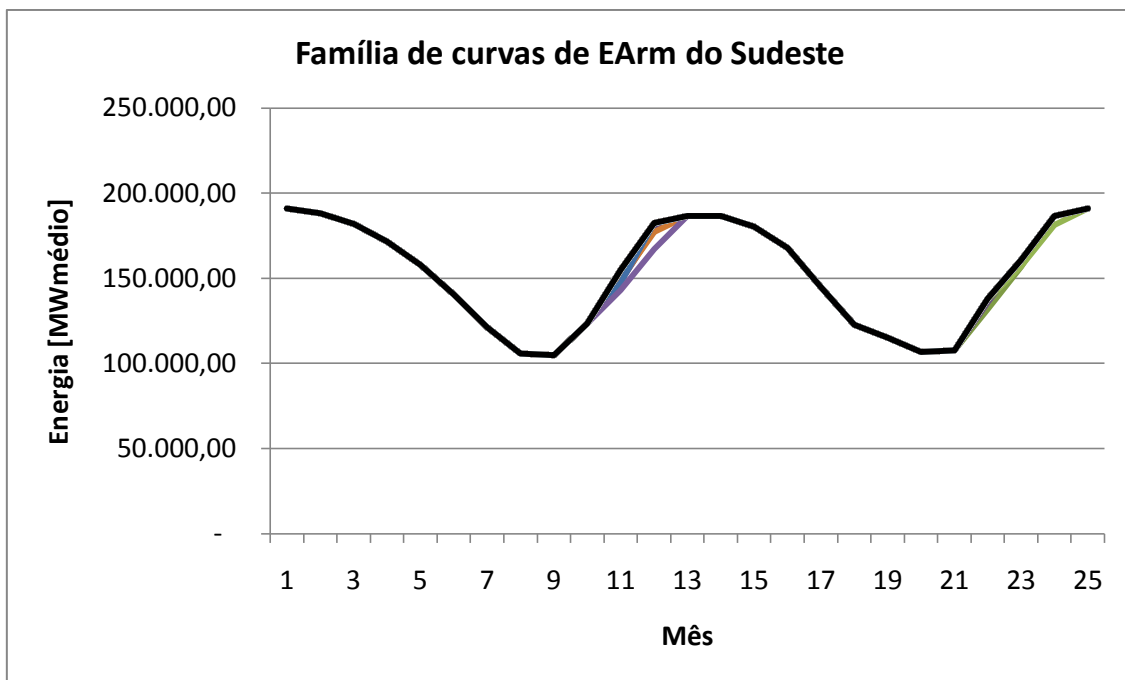


Figura 49: Família de curvas para a *EArm* do subsistema sudeste

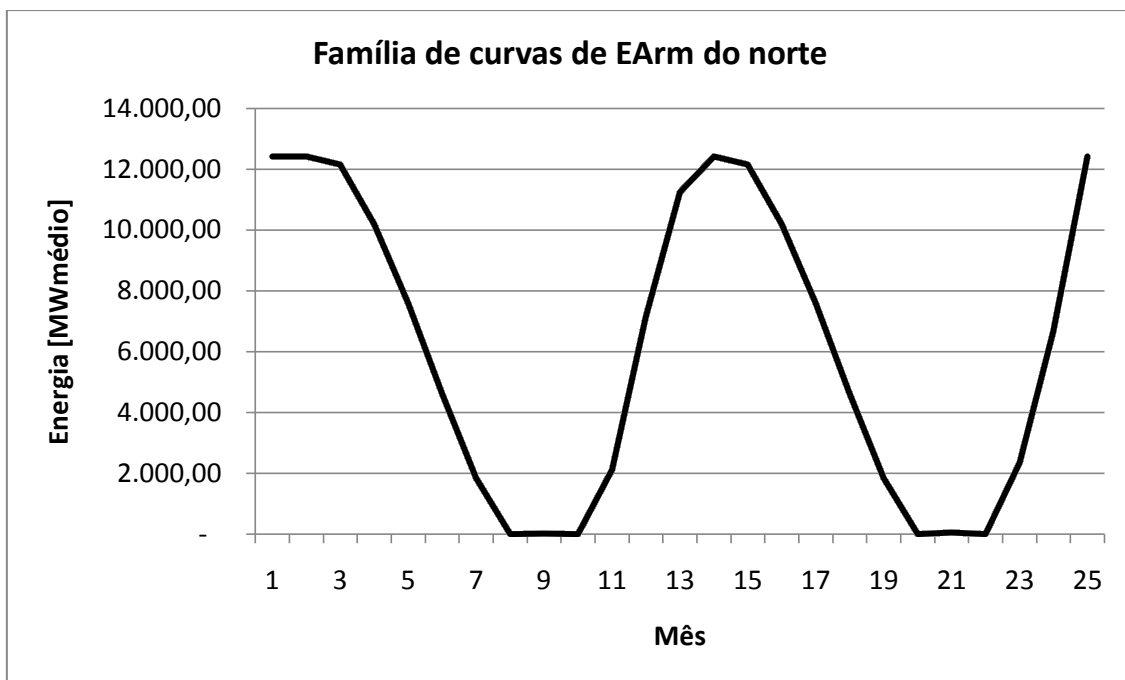


Figura 50: Família de curvas para a *EArm* do subsistema norte

O subsistema sudeste (Figura 49) apresenta apenas pequenos deslocamentos, e o subsistema norte (Figura 50) não apresenta deslocamentos em relação à curva de *EArm*, conseguindo cumprir os valores de armazenamento estipulados pelo modelo

determinístico para a totalidade de suas séries históricas. O subsistema sul apresenta as maiores diferenças, como mostra a Figura 51.

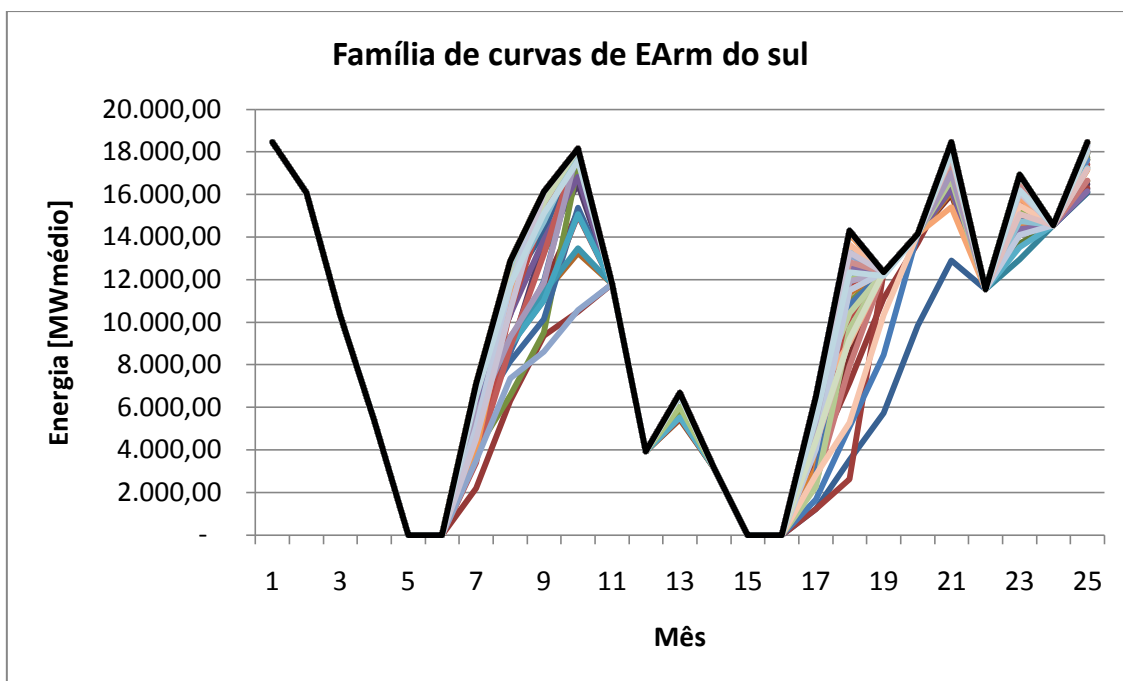


Figura 51: Família de curvas para a *EArm* do subsistema sul

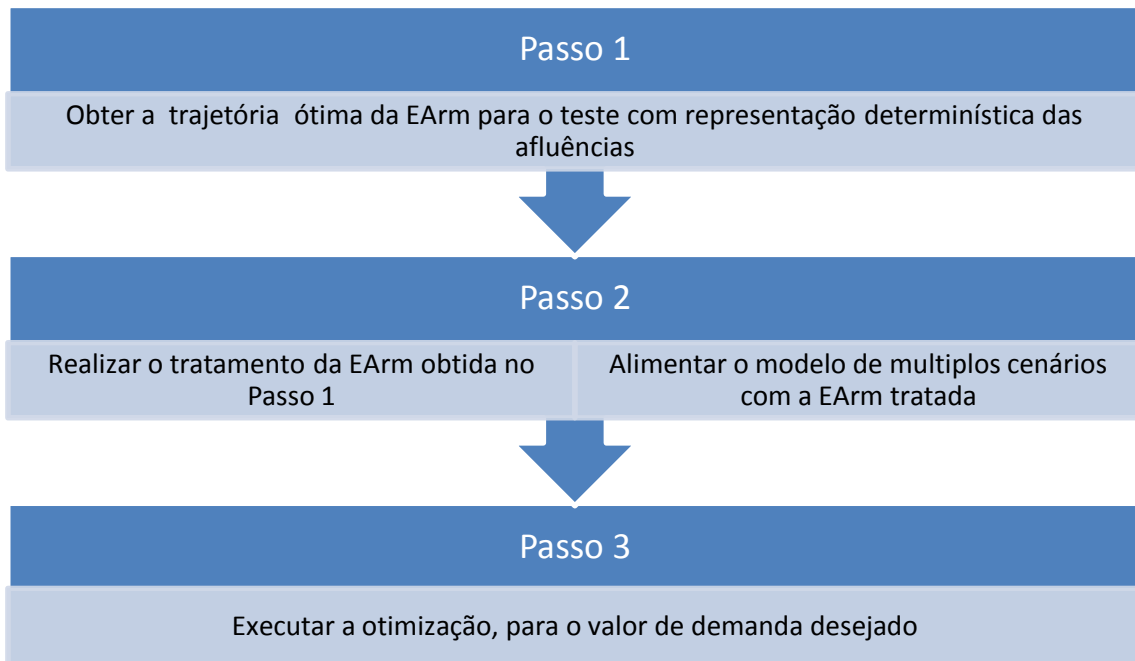
Para realizar a comparação entre as respostas obtidas por meio da abordagem determinística e de múltiplos cenários, é preciso que as respostas compartilhem das mesmas dimensões. Para isto, é realizada uma simulação da trajetória da energia armazenada da resposta determinística frente aos cenários do histórico de vazões, para que então possa ser comparada com a resposta do modelo de múltiplos cenários.

Devido à infactibilidade imposta ao problema de otimização, pois cenários de baixa energia natural afluyente não são capazes de cumprir a meta de armazenamento, deve ser feito um tratamento nos dados da série de energia natural afluyente do modelo determinístico. A *EArm* deve ser dividida de acordo com o número de cenários, ou seja, passa a ser uma variável com dimensão 76x24, assim como as variáveis da modelagem de múltiplos cenários.

Para a correção dos valores da energia armazenada, faz-se o seguinte cálculo para cada um dos cenários de energia natural afluyente:

$$EArm_{t+1}^{Corrigida} = \begin{cases} EArm_t^{Original} + ENA_t, & \text{Se } EArm_t^{Original} - EArm_{t+1}^{Original} < ENA_t \\ EArm_{t+1}^{Original}, & \text{Caso Contrário} \end{cases}$$

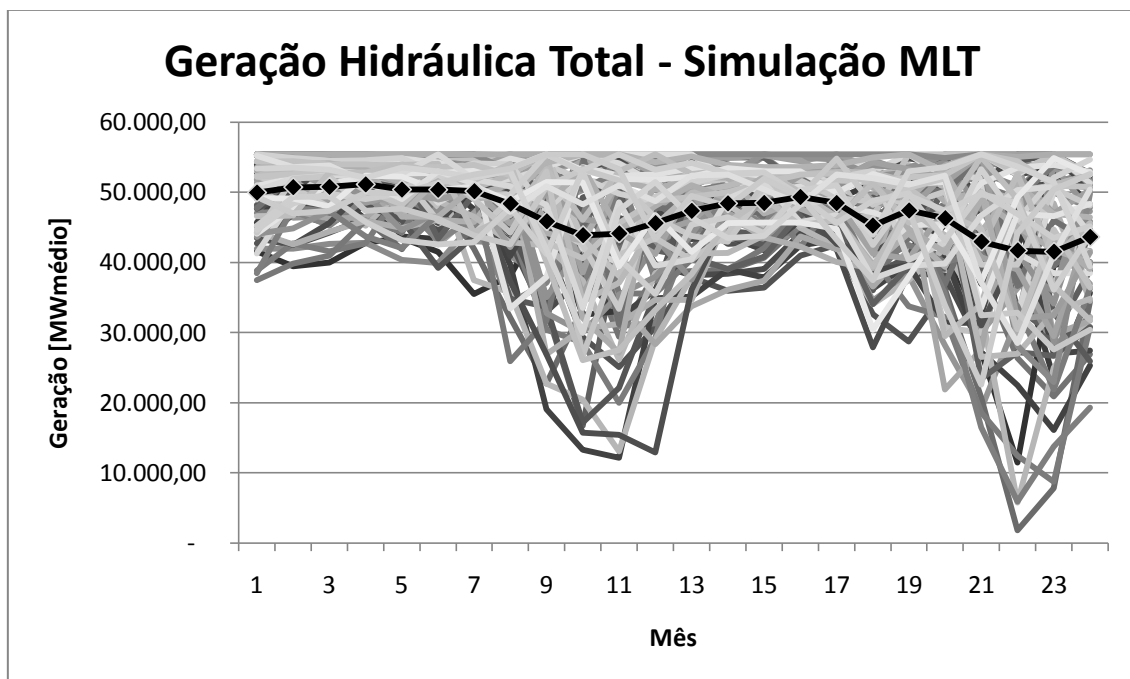
Com a aplicação desse cálculo, garante-se a factibilidade da simulação para todos os cenários. Resumidamente, esse processo pode ser observado no esquema da Figura 52.



**Figura 52: Esquema para viabilizar a comparação entre as respostas obtidas por meio da abordagem determinística e de múltiplos cenários**

A correção nos valores deve ser feita, pois o otimizador não realiza correções nas variáveis já fixadas, e não corrigi-las torna o problema infactível, ou seja, inexecutável pelo otimizador. Ademais, a correção do valor não altera a trajetória ótima estipulada pelo modelo determinístico; ela apenas introduz o efeito de energias afluentes relativas a períodos secos na simulação da trajetória ótima da *EArm* frente aos cenários do histórico, em que nem sempre os níveis desejados de armazenamento podem ser atingidos. Para simplificar a nomenclatura, o resultado obtido pela aplicação da resposta do modelo determinístico frente aos cenários do histórico de ENA será chamado simplesmente de simulação MLT.

A geração hidráulica para a simulação MLT segue um padrão parecido com o apresentado pela geração hidráulica da representação de múltiplos cenários, ou simplesmente representação MC conforme mostra a Figura 53. Este efeito, de certa forma, é previsível, pois a meta de energia armazenada nos dois casos é relativamente parecida, assim como mostrado na Figura 46. A parcela da energia natural afluyente passível de utilização na geração de energia, em cada intervalo do horizonte, está fortemente relacionada à trajetória de energia armazenada. Logo, como os dois testes operam com as mesmas energias naturais afluentes e possuem trajetórias de armazenamento parecidas, a geração hidráulica tende a ser parecida também.



**Figura 53: Geração hidráulica total na simulação MLT para demanda de 2010**

Confrontar cenário a cenário os valores da geração hidráulica, a fim de comparar as energias geradas pelos subsistemas, seria demasiadamente trabalhoso. Entretanto, as médias de geração nos cenários podem ser facilmente confrontadas, como mostrado na Figura 54.

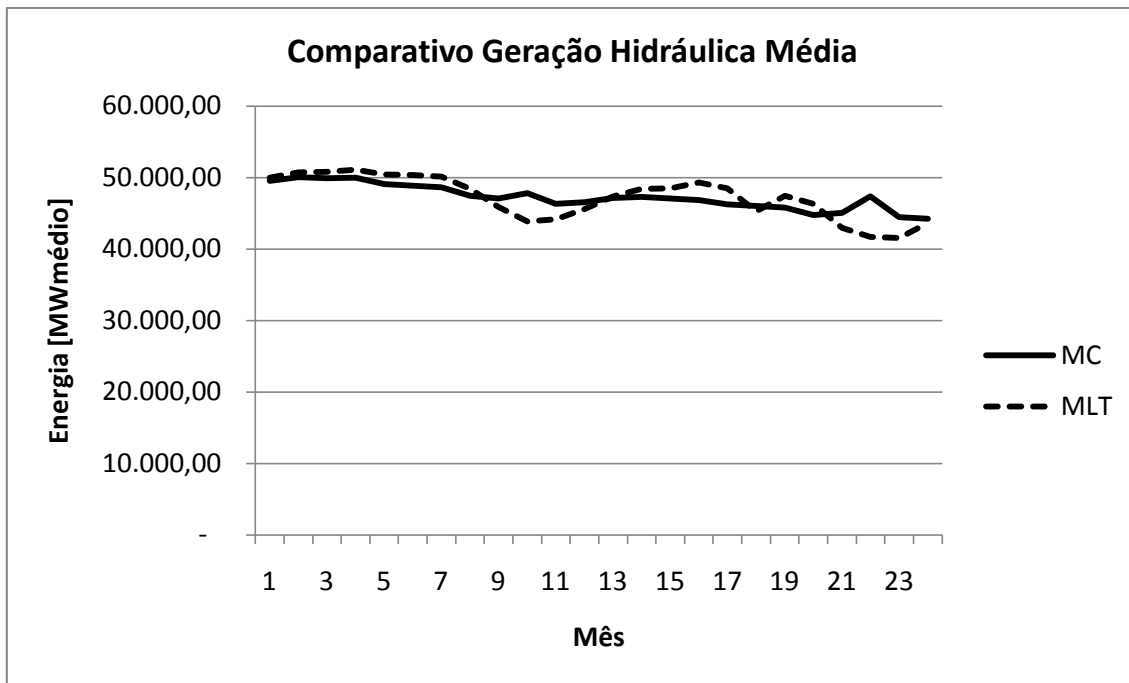


Figura 54: Comparativo da geração hidráulica média entre os modelos para demanda de 2010

A geração hidráulica média entre as representações mostra-se muito próxima, revelando que o aproveitamento do recurso hídrico disponível é muito parecido entre os modelos

A avaliação mais importante a ser feita sobre os modelos é feita sobre os custos operativos. Desta forma, a geração de energia por meio do parque térmico deve receber especial atenção, uma vez que as funções de custo são não lineares, e altamente sensíveis às variações do despacho termoeletrico. A Figura 55 mostra o perfil de geração térmica da simulação MLT.

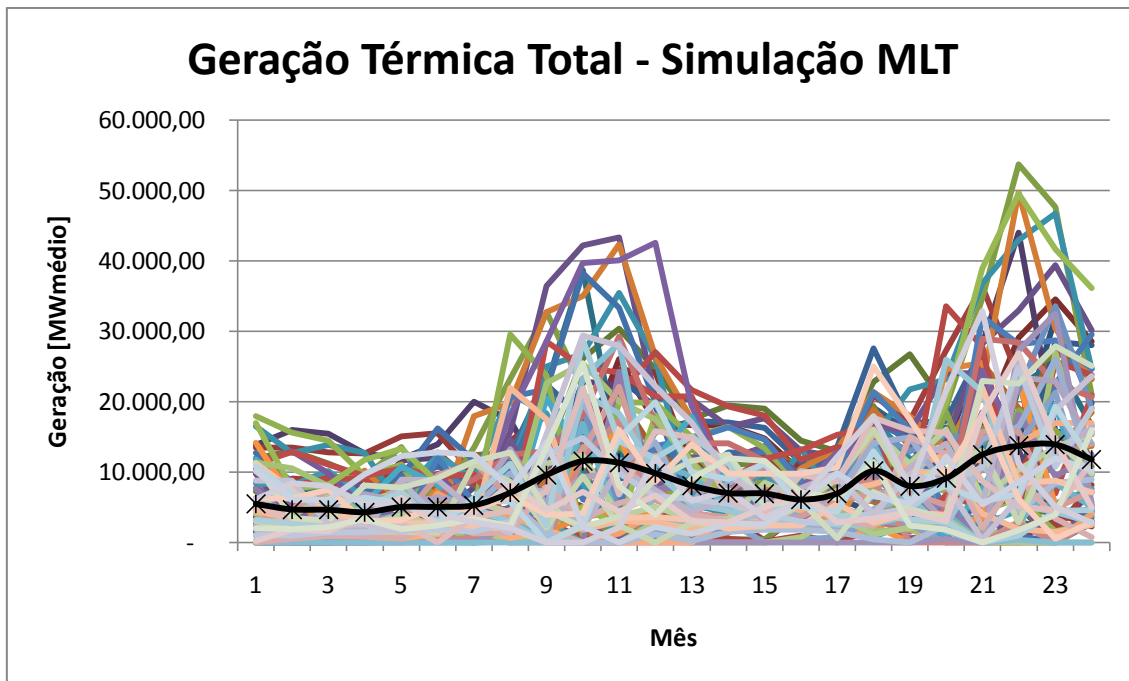


Figura 55: Geração térmica total na simulação MLT para demanda de 2010

Novamente, a análise sobre a geração média mostra-se mais interessante. Desta forma, observa-se na Figura 56 a grande variação dos valores médios da geração térmica para a simulação MLT. Picos de geração termoelétrica são refletidos em altos custos operativos, uma vez que a função de custo é proporcional ao cubo da geração térmica.



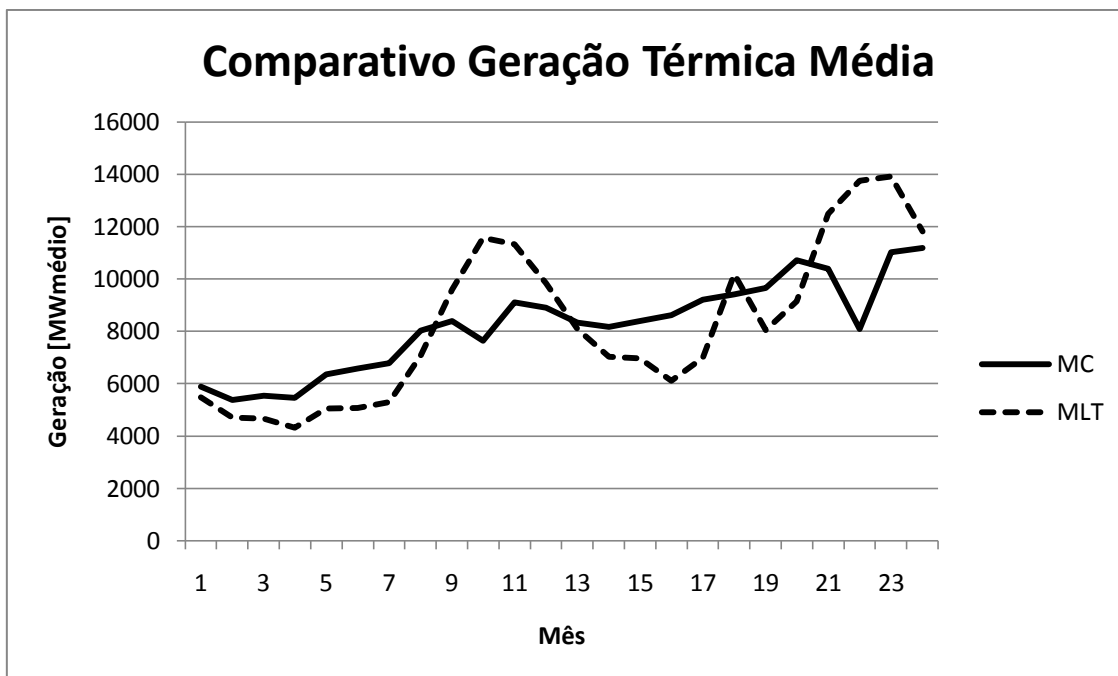


Figura 56: Comparativo da geração termoeletrica média entre os modelos para demanda de 2010

Finalmente, a comparação do custo marginal de operação, um importante indicativo econômico para o setor elétrico. A Figura 57 apresenta o CMO para os quatro submercados que compõem o SIN, segundo a simulação MLT.

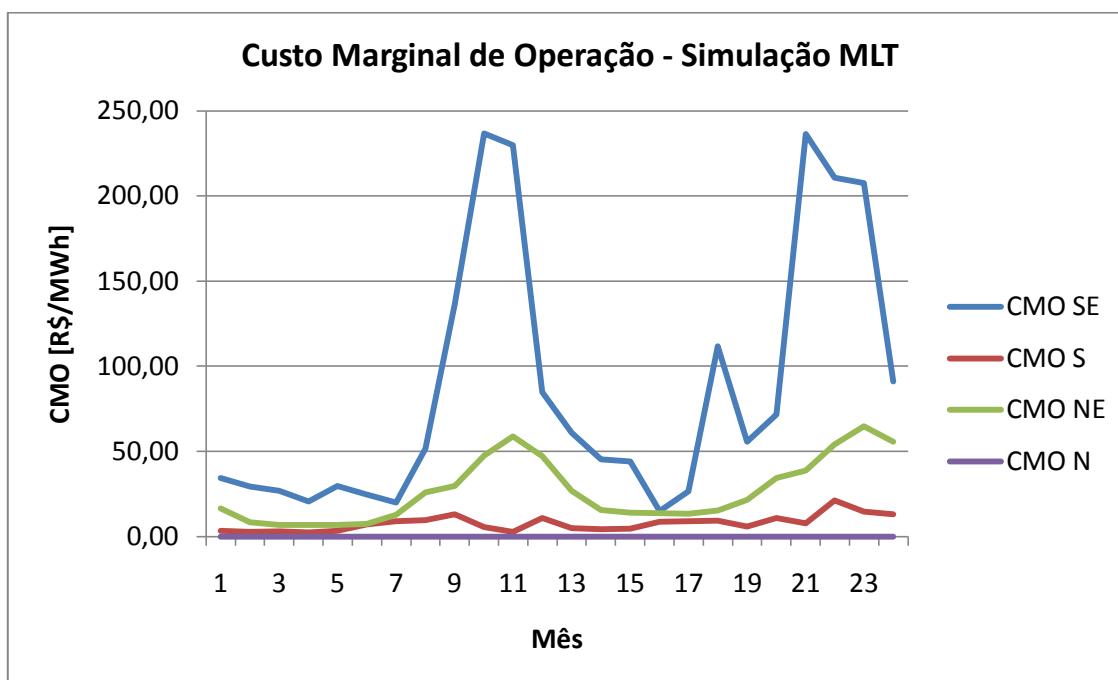


Figura 57: Custo marginal de operação na simulação MLT para demanda de 2010

Os valores do CMO ficaram muito acima dos verificados na modelagem por múltiplos cenários, como mostrado na Figura 39 da seção anterior. Na modelagem MC, o valor máximo do custo marginal de operação ficou em torno de 160 R\$/MWh.

De modo a comparar os modelos propostos de forma quantitativa, os dados médios no horizonte no histórico foram dispostos na Tabela 5.

**Tabela 5: Valores médios dos estudos realizados**

<b>Demanda</b>	<b>Variável</b>	<b>Simulador MLT</b>	<b>Representação MC</b>	<b>Unidade</b>	<b>Diferença [%]</b>
<b>2010</b>	<b><math>Gh_{med}</math></b>	47173,90	<b>47225,60</b>	MW <sub>médio</sub>	+ 0,10958
	<b><math>Gt_{med}</math></b>	8271,09	<b>8219,39</b>	MW <sub>médio</sub>	- 0,625005
	<b><math>Vert_{med}</math></b>	8521,37	<b>8441,52</b>	MW <sub>médio</sub>	- 0,937066
	<b><math>CO_{med}</math></b>	543,55	<b>431,59</b>	Mi R\$	- 20,59882
	<b><math>CO_{total}</math></b>	991446,54	<b>787220,21</b>	Mi R\$	- 20,59882
<b>2014*</b>	<b><math>Gh_{med}</math></b>	51885,81	<b>51933,79</b>	MW <sub>médio</sub>	+ 0,09248
	<b><math>Gt_{med}</math></b>	16656,18	<b>16608,20</b>	MW <sub>médio</sub>	- 0,288086
	<b><math>Vert_{med}</math></b>	3809,46	<b>3733,32</b>	MW <sub>médio</sub>	- 1,998711
	<b><math>CO_{med}</math></b>	1813,37	<b>1619,69</b>	Mi R\$	- 10,68051
	<b><math>CO_{total}</math></b>	3307597,05	<b>2954328,90</b>	Mi R\$	- 10,68051
<b>2019*</b>	<b><math>Gh_{med}</math></b>	54125,90	<b>54172,10</b>	MW <sub>médio</sub>	+ 0,08536
	<b><math>Gt_{med}</math></b>	31105,09	<b>31058,89</b>	MW <sub>médio</sub>	- 0,148534
	<b><math>Vert_{med}</math></b>	1569,37	<b>1495,01</b>	MW <sub>médio</sub>	- 4,738039
	<b><math>CO_{med}</math></b>	6747,10	<b>6408,89</b>	Mi R\$	- 5,012697
	<b><math>CO_{total}</math></b>	12306714,92	<b>11689816,6</b>	Mi R\$	- 5,012697

\* Demandas Previstas

Através da tabela apresentada é possível perceber o quão significativo é o impacto econômico da geração termoelétrica. Para a demanda de 2010, uma redução média de 0,6% na geração térmica representou uma diminuição de 20% no custo de operação. Este custo de operação, geralmente, envolve cifras vultosas, de tal forma que um pequeno aperfeiçoamento na operação pode significar uma economia considerável, como foi aqui demonstrado.

Por meio dos dados apresentados na Tabela 5, pode-se dizer seguramente que a representação por múltiplos cenários é capaz de capturar melhor a não linearidade da função do custo de operação, manipulando de forma otimizada as diferentes magnitudes de energia afluente contidas no histórico

## 9 Conclusões

O problema do planejamento da operação do sistema interligado nacional brasileiro é fortemente relacionado aos valores das vazões afluentes futuras. A incerteza das vazões faz com que toda operação corra o risco da ineficiência.

A abordagem desse trabalho buscou identificar as influências de diferentes formas de representação das vazões afluentes no problema da operação energética de médio prazo. Para tanto, foi construído um modelo matemático, simplificado, que busca uma resposta operativa para o sistema de modo a minimizar o custo de operação. O modelo proposto considera a agregação do parque hidroelétrico em um reservatório equivalente de energia. Conseqüentemente, as vazões afluentes devem ser transformadas em séries de Energia Natural Afluente.

Duas formas de representação da energia afluente foram propostas: a representação determinística, em que a ENA foi representada por seus valores médios mensais; e a representação de múltiplos cenários, em que a ENA é representada por meio de seu histórico.

Com os testes realizados, foi constatado que a representação de múltiplos cenários consegue absorver melhor os efeitos da não linearidade dos custos sobre a variedade de valores de energia afluente verificados no histórico.

No caso da representação determinística, a resposta operativa não prevê a existência de cenários destoantes da média, logo, sua resposta operativa frente ao histórico de vazões sofre os efeitos da não linearidade do custo de operação, apresentando valores muito elevados.

Adicionalmente, foi observado que a representação de múltiplos cenários gera trajetórias ótimas de armazenamento que podem ser realizadas por qualquer cenário presente no histórico de energia afluente. No caso da representação determinística, isso não se verifica. A trajetória ótima de armazenamento, nesse caso, só pode ser realizada por um número reduzido de cenários de energia afluente.

A Tabela 5 apresenta os valores médios de custo, geração e vertimento para os modelos propostos, simulados sobre três diferentes cenários de demanda. O desempenho apresentado pela representação de múltiplos cenários foi sempre superior, reafirmando a melhor capacidade desta representação em considerar os custos operativos, frente diferentes valores de energia natural afluente.

Conclui-se, portanto, que a representação das energias afluentes através dos valores médios não apresenta um desempenho satisfatório quando comparada a representação de múltiplos cenários, sendo esta última mais eficiente, tanto em termos energéticos quanto econômicos da operação do sistema.

## Referências Bibliográficas

- ANEEL. (2005). *Cadernos Temáticos ANEEL - Energia Assegurada*. Brasília, DF.
- ANEEL. (2008). Chamada Nº 001/2008 “Projeto Estratégico: Modelo de otimização do despacho hidrotérmico”. Brasília, DF: .
- CCEE. (2010). *Visão Geral das Operações na CCEE*. São Paulo, SP: .
- CEPEL. (2010). *Descrição dos Programas*. Acesso em 6 de Outubro de 2010, disponível em Centro de pesquisas de Energia Elétrica: <http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtm>
- CEPEL. (2006). *Manual de Referência do Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro, RJ.
- Cicogna, M. A. (2003). *Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP: Tese de Doutorado.
- Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. (2002). *Relatório de Progresso Nº 2 - Documento de Apoio A - Resumo do Marco Regulatório*.
- Duarte, V. S., Penna, D. D., Maceira, M. E., & Moraes, L. d. (2007). *Manual do Usuário do Programa NEWAVE*. Rio de Janeiro, RJ: Cepel.
- EIA, Energy Information Administration. (2006). *International Energy Annual 2006 - World Hydroelectricity Installed Capacity*. U. S. Department of Energy.
- Eletrobrás. (2001). *Relatório Analítico - Brasil, Regiões e Sistemas Elétricos*. Rio de Janeiro, RJ: Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. (2010). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2010 - 2019*. Brasília: Ministério de Minas e Energia.
- Leite, P. T. (2004). *Aplicação de Técnicas de Inteligência Artificial no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Univerdade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado.

Maceira, M. D. (2008). Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil description of the NEWAVE. Glasgow: Power Systems Computation Conference.

Maceira, M. E., Terry, L. A., Costa, F. S., Damázio, J. M., & Melo, A. C. (2002). *Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System*. Sevilla, ESP: Power System Computation Conference.

Masili, G. S. (2004). *Metodologia e Software para Simulação de Leilões de Energia Elétrica do Mercado Brasileiro*. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP: Dissertação de Mestrado.

Moraes, L. A., Sagastizábal, C., & Maceira, M. E. (2009). *Consideration of Gas Supply Contracts With Take-or-pay Clauses in the Brazilian Long-term Energy Planning*. Belém, PA: XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica.

Muller, A. C. (1995). *Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento*. São Paulo, SP: Makron Books.

ONS. (2010). *Conheça o Sistema*. Acesso em 6 de Outubro de 2010, disponível em Operador Nacional do Sistema:  
[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)

Pereira, M. V. (1985). *Optimal scheduling of hydrothermal systems - an overview*. in *IFAC - Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems*. Rio de Janeiro, RJ: .

Pereira, M. V., Cunha, S. H., Terry, L. A., & Mosse, A. (1987). *Modelos Computacionais para Planejamento e Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte*. : SBA - Controle e Automação.

Rabêlo, R. A. (2010). *Componentes de Software no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos*. Universidade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado.

Sacchi, R. (2009). *Política de Operação Preditiva Estabilizada Via Termo Inercial Utilizando "Analytic Signal", "Dynamic Modelling" e Sistemas Inteligentes na Previsão de Vazões Afluentes em Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Universidade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado.

Silva Filho, D. (2003). *Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutiva*. Universidade de São Paulo, São Carlos, SP: Tese de Doutorado.

Soares, S. (1987). *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos*. SBA - Controle e Automação.

Soares, S., & Carneiro, A. A. (1991). *Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation*. IEEE Transactions on Power Delivery.

Souza, Z. F. (2010). *A Importância da Reação da Demanda na Formação dos Preços de Curto Prazo em Mercados de Energia Elétrica*. Universidade de São Paulo, São Paulo, SP: Dissertação de Mestrado.

Toscano, A. E. (2009). *Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional*. Unicamp, Campinas, SP: Dissertação de Mestrado.