



# **RELATÓRIO TÉCNICO**

## **NOTAS TÉCNICAS DO PROJETO**

### **NEWAVE - ANOS 2005 E 2006**

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>NOTA TÉCNICA 11 - APERFEIÇOAMENTO DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO NO PLANEJAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO CONTEMPLANDO SISTEMAS DE PEQUENO PORTE</b>	<b>10</b>
2.1	Introdução	10
2.2	Características do Subsistema Norte	11
2.3	Análise das Séries com Déficit	21
2.4	Função de Custo Futuro	27
2.5	Etapas da Investigação	29
2.5.1	Análise das Séries de Afluências	30
2.5.2	Cenários Hidrológicos com Probabilidades Distintas	31
2.6	Conclusão	33
2.7	Apêndice – Método K-Means	33
2.8	Bibliografia	34
<b>3</b>	<b>NOTA TÉCNICA 12 - CONSIDERAÇÃO DA VARIAÇÃO TEMPORAL DA COTA MÉDIA DO CANAL DE FUGA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS NO SISTEMA EQUIVALENTE DE ENERGIA</b>	<b>35</b>
3.1	Introdução	35
3.2	Sistema equivalente de energia	35
3.2.1	Produção de energia elétrica	35
3.2.2	Reservatório equivalente de energia	37
3.2.3	Energia controlável	38
3.2.4	Geração hidráulica máxima	39
3.2.5	Variação do canal de fuga médio	41
3.3	Bibliografia	42

<b>4</b>	<b>NOTA TÉCNICA 13 - COMPATIBILIZAÇÃO DO NÚMERO DE HORAS NO MÊS</b>	<b>43</b>
4.1	Introdução	43
4.2	Alterações	44
4.3	Entrada de dados	45
4.4	Rebatimentos nos demais modelos da cadeia	45
<b>5</b>	<b>NOTA TÉCNICA 14 - ATUALIZAÇÃO DO CÁLCULO DA GERAÇÃO HIDRÁULICA MÁXIMA</b>	<b>46</b>
5.1	Introdução	46
5.2	Alterações	47
5.3	Exemplo	47
5.4	Entrada de dados	47
5.5	Rebatimentos nos demais modelos da cadeia	47
<b>6</b>	<b>NOTA TÉCNICA 15 - DISPONIBILIZAÇÃO DAS PARCELAS DO VALOR ESPERADO DO CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO</b>	<b>48</b>
6.1	Introdução	48
6.2	Entrada de dados	51
6.3	Rebatimentos nos demais modelos da cadeia	51
<b>7</b>	<b>NOTA TÉCNICA 16 - SEPARAÇÃO DA ENERGIA DE OUTROS USOS D'ÁGUA</b>	<b>52</b>
7.1	Introdução	52
7.2	Alterações	53
7.3	Entrada de dados	54
7.4	Exemplo	54

7.5	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	55
<b>8</b>	<b>NOTA TÉCNICA 17 - USO CONCOMITANTE DE CURVA DE AVERSÃO AO RISCO E VOLUME MÍNIMO OPERATIVO COM PENALIDADE</b>	<b>56</b>
8.1	Introdução	56
8.2	Entrada de dados	57
8.3	Exemplo	58
8.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	59
<b>9</b>	<b>NOTA TÉCNICA 18 - FORMAÇÃO DOS PERÍODOS ESTÁTICOS INICIAL E FINAL</b>	<b>60</b>
9.1	Introdução	60
9.2	Alteração na modelagem	60
9.3	Entrada de dados	62
9.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	62
<b>10</b>	<b>NOTA TÉCNICA 19 - DISCRETIZAÇÃO ESPECÍFICA DA VARIÁVEL DE ESTADO ARMAZENAMENTO NO INÍCIO DO MÊS</b>	<b>63</b>
10.1	Introdução	63
10.2	Alterações	63
10.3	Exemplo	66
10.4	Entrada de dados	67
10.5	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	68
<b>11</b>	<b>NOTA TÉCNICA 20 - FLEXIBILIZAÇÃO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIO</b>	<b>69</b>
11.1	Introdução	69

11.2	Alterações	69
11.3	Entrada de dados	71
11.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	72
<b>12</b>	<b>NOTA TÉCNICA 21 - REPRESENTAÇÃO DE RESTRIÇÕES DE INTERCÂMBIOS COM AGRUPAMENTO LIVRE</b>	<b>73</b>
12.1	Introdução	73
12.2	Alterações	73
12.3	Entrada de dados	74
12.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	75
<b>13</b>	<b>NOTA TÉCNICA 22 - ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO DURANTE A SOLUÇÃO DE UM PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR PELO MÉTODO PRIMAL SIMPLEX ANÁLOGO AO DO MÉTODO DUAL SIMPLEX</b>	<b>76</b>
13.1	Introdução	76
13.2	Alterações	76
13.3	Entrada de dados	77
13.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	78
<b>14</b>	<b>NOTA TÉCNICA 23 - DEFINIÇÃO INDIVIDUAL DO HORIZONTE DE MANUTENÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS</b>	<b>79</b>
14.1	Introdução	79
14.2	Modelagem	80
14.3	Entrada de dados	81
14.4	Exemplo	82
14.5	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	85

<b>15</b>	<b>NOTA TÉCNICA 24 - RESTRIÇÃO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA MÍNIMA</b>	<b>86</b>
15.1	Introdução	86
15.2	Modelagem	86
15.3	Entrada de dados	88
15.4	Exemplo	89
15.5	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	90
<b>16</b>	<b>NOTA TÉCNICA 25 - MANUTENÇÃO PROGRAMADA PARA USINAS HIDROELÉTRICAS</b>	<b>91</b>
16.1	Introdução	91
16.2	Modelagem	91
16.3	Entrada de dados	93
16.4	Exemplo	94
16.5	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	96
<b>17</b>	<b>NOTA TÉCNICA 26 - REVISÃO DA REGRA DE CLASSIFICAÇÃO DAS USINAS HIDRÁULICAS</b>	<b>97</b>
17.1	Introdução	97
17.2	Modelagem	97
17.3	Entrada de dados	98
17.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	99
<b>18</b>	<b>NOTA TÉCNICA 27 - CONSIDERAÇÃO DAS PARCELAS DE DESVIO E ACRÉSCIMO DE ÁGUA A FIO D'ÁGUA NAS RESTRIÇÕES DE GERAÇÃO HIDRÁULICA MÁXIMA</b>	<b>100</b>
18.1	Introdução	100

18.2	Modelagem	100
18.3	Entrada de dados	101
18.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	102
<b>19</b>	<b>NOTA TÉCNICA 28 - SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL UTILIZANDO DUAS POLÍTICAS ÓTIMAS DE OPERAÇÃO CALCULADAS CONSIDERANDO CURVAS DE AVERSÃO A RISCO DISTINTAS</b>	<b>103</b>
19.1	Introdução	103
19.2	Modelagem	104
19.3	Entrada de dados	105
19.4	Rebatimento nos demais modelos da cadeia	106



# 1 Introdução

O objetivo desse relatório técnico é agrupar em um único documento todas as notas técnicas emitidas pelo CEPEL, através da equipe NEWAVE, durante os anos de 2005 e 2006, totalizando 18 notas técnicas. Essas notas versam sobre novas implementações ou adequações realizadas no programa NEWAVE, apresentando a formulação matemática empregada, quando for o caso, as alterações necessárias nos arquivos de entrada e saída de dados, alguns resultados obtidos e o possível impacto nos demais modelos da cadeia de otimização energética desenvolvidos pelo CEPEL. A exceção é a nota técnica presente no capítulo 2, que se refere exclusivamente a análise de resultados de um estudo, não trazendo nenhuma nova implementação.

Esse documento está dividido em 19 capítulos, incluindo essa introdução. Em cada um dos capítulos foi transcrito o texto integral da nota técnica a que ele se refere, sendo apenas os títulos, itens e subitens renumerados, ficando a numeração compatível com esse relatório técnico. A numeração original das notas técnicas foi preservada.

Na tabela abaixo estão relacionadas todas as notas técnicas que integram esse documento.

<b>No.</b>	<b>Título</b>	<b>Data</b>
11	Aperfeiçoamento da política de operação no planejamento do sistema interligado brasileiro contemplando sistemas de pequeno porte	Abril/2005
12	Consideração da variação temporal da cota média do canal de fuga das usinas hidrelétricas no sistema equivalente de energia	Janeiro/2005
13	Compatibilização do número de horas no mês	Maior/2006
14	Atualização do cálculo da geração hidráulica máxima	Maior/2006
15	Disponibilização das parcelas do valor esperado do custo total de operação	Maior/2006

<b>No.</b>	<b>Título</b>	<b>Data</b>
16	Separação da energia de outros usos d'água	Maio/2006
17	Uso concomitante de curva de aversão ao risco e volume mínimo operativo com penalidade	Maio/2006
18	Formação dos períodos estáticos inicial e final	Maio/2006
19	Discretização específica da variável de estado armazenamento no início do mês	Maio/2006
20	Flexibilização dos limites de intercâmbio	Maio/2006
21	Representação de restrições de intercâmbios com agrupamento livre	Junho/2006
22	Estratégia de solução durante a solução de um problema de programação linear pelo método primal simplex análogo ao do método dual simplex	Junho/2006
23	Definição individual do horizonte de manutenção de usinas termelétricas	Julho/2006
24	Restrição de geração hidráulica mínima	Julho/2006
25	Manutenção programada para usinas hidroelétricas	Julho/2006
26	Revisão da regra de classificação das usinas hidráulicas	Outubro/2006
27	Consideração das parcelas de desvio e acréscimo de água a fio d'água nas restrições de geração hidráulica máxima	Novembro/2006
28	Simulação da operação do sistema interligado nacional utilizando duas políticas ótimas de operação calculadas considerando curvas de aversão a risco distintas	Dezembro/2006

## **2 NOTA TÉCNICA 11 - Aperfeiçoamento da Política de Operação no Planejamento do Sistema Interligado Brasileiro Contemplando Sistemas de Pequeno Porte**

### **2.1 Introdução**

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de geração de energia elétrica abrange um largo espectro de atividades, desde o planejamento plurianual até a programação diária da operação dos reservatórios. Devido ao porte e complexidade deste problema, é necessária a sua divisão em diversas etapas. Em cada etapa, são utilizados modelos com diferentes graus de detalhe para representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (médio prazo, curto prazo e programação diária). O objetivo básico do planejamento da operação é obter, para cada etapa, as metas de geração de cada usina hidrelétrica e termelétrica do Sistema Interligado de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia, representado por uma função de penalização dos déficits de energia (custo do déficit) [1].

O planejamento da operação energética de médio prazo define para cada mês do período de planejamento, que pode variar de 5 a 10 anos, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o período de planejamento. O parque hidrelétrico de uma região é representado através de um modelo equivalente e o cálculo da política de operação é baseado na programação dinâmica dual estocástica, utilizando cenários hidrológicos de aflúências equiprováveis, gerados através de um modelo autoregressivo periódico [2].

Atualmente o Sistema Interligado Brasileiro, no âmbito do planejamento da operação energética, é dividido em quatro subsistemas: Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. O subsistema Norte tem como características uma pequena participação no mercado de energia e na capacidade de armazenamento do Sistema Brasileiro, uma

grande probabilidade de vertimento em alguns períodos do ano e um regime hidrológico com sazonalidade bem definida.

Devido às características citadas acima, a função de custo futuro construída pelo modelo de médio prazo - NEWAVE, responsável pelo cálculo da política de operação do sistema, tem apresentado pouco detalhamento para o subsistema Norte, considerando-se diferentes condições energéticas dos subsistemas Sudeste e Nordeste. Como consequência, ao simular a operação ótima do Sistema Interligado para diferentes cenários hidrológicos, foram encontrados em algumas simulações do PMO risco de déficit elevados para o subsistema Norte.

O objetivo deste relatório é propor alternativas para representar de uma maneira mais acurada a função de custo futuro para subsistemas com características similares àquelas do subsistema Norte.

## **2.2 Características do Subsistema Norte**

Para exemplificar as peculiaridades do subsistema Norte foram utilizados os dados do Programa Mensal de Operação (PMO) do mês de Julho/2004, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Brasileiro em julho de 2004 era aproximadamente 260000 MWmês, conforme ilustrado na Figura II.1. O subsistema Sudeste representa cerca de 69% da capacidade de armazenamento enquanto os subsistemas Sul, Nordeste e Norte representam 6%, 20% e 5%, respectivamente.

Capacidade de Armazenamento

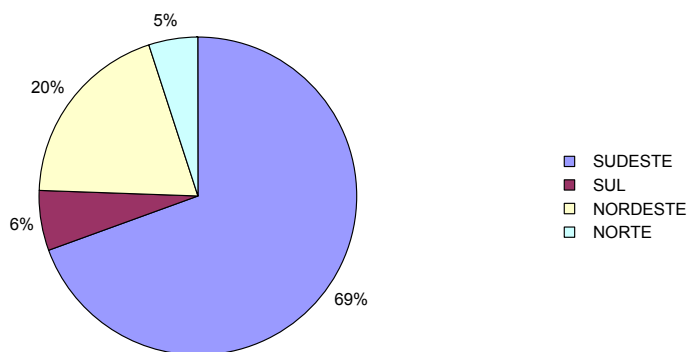


Figura II.1 – Capacidade de Armazenamento

Com relação à demanda, praticamente se obtém a mesma proporção, conforme ilustrado na Figura II.2. O subsistema Sudeste representa cerca de 62% da demanda total, o Sul 16%, o Nordeste 15% e o subsistema Norte representa apenas 7%, o que equivale a 3500 MW médios. A demanda total média do Sistema Interligado em julho de 2004 foi de aproximadamente 49500 MW médios. O percentual de participação de todos os subsistemas na demanda total se mantém constante ao longo do período de planejamento.

Porcentagem da Participação no Mercado

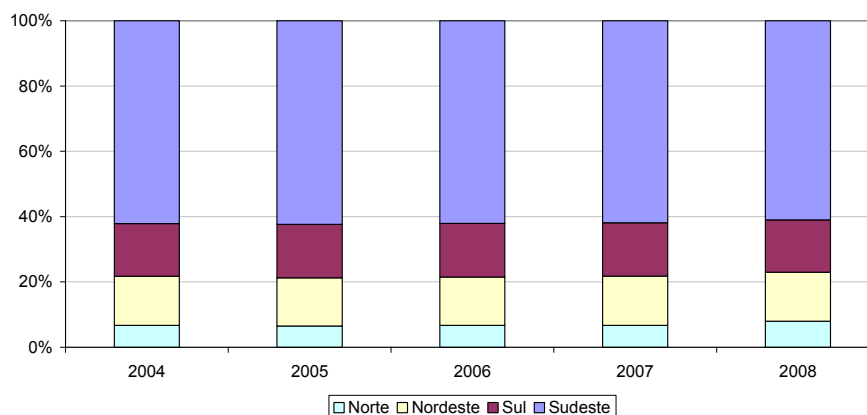
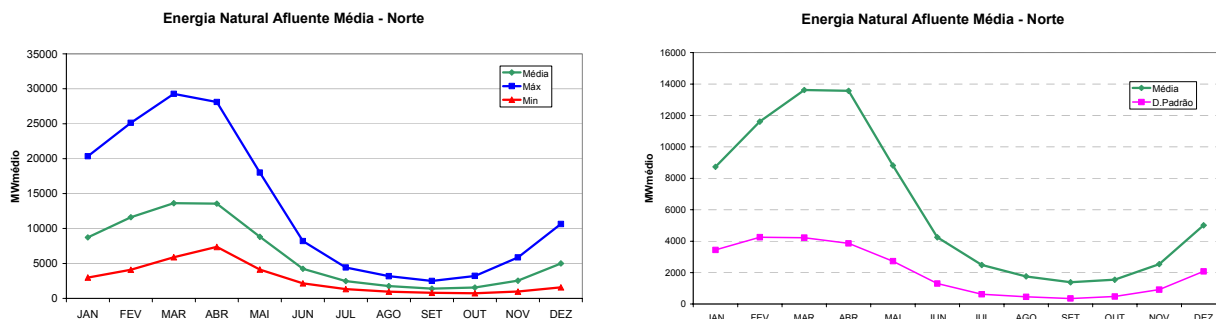


Figura II.2 – Participação na demanda total

Uma característica do subsistema Norte é o processo de aflúncias marcadamente sazonal. A energia natural afluyente histórica média chega a variar de 1300 a 13600 MWmês ao longo do ano, representando uma variação média de 900%,

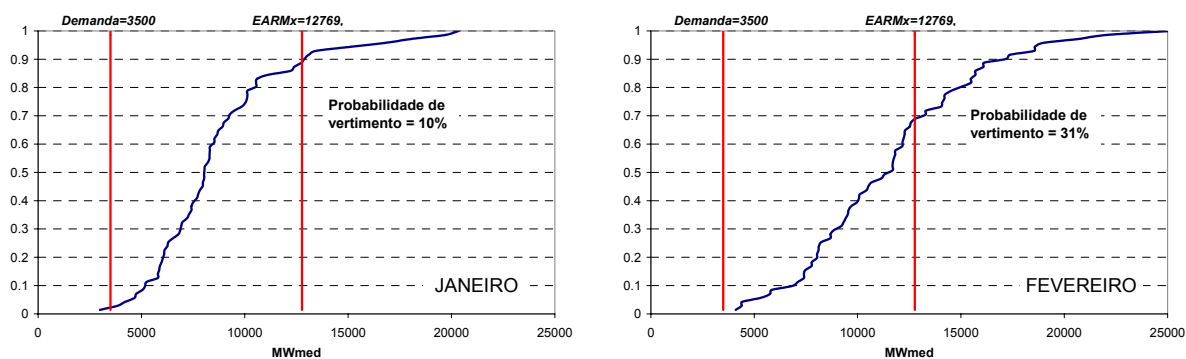
ilustrado na Figura II.3. A dispersão das ENAs históricas é bastante acentuada durante o período úmido. Durante esse período, a demanda do subsistema Norte pode ser atendida mesmo na ocorrência das piores ENAs do histórico.

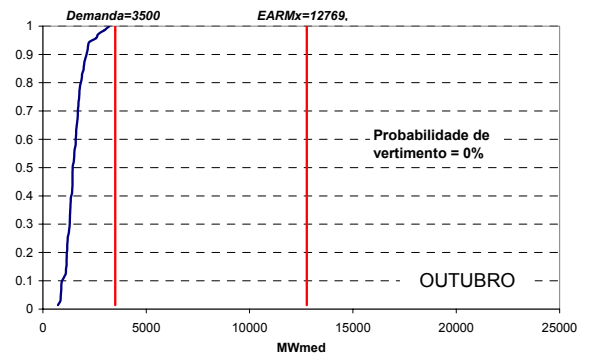
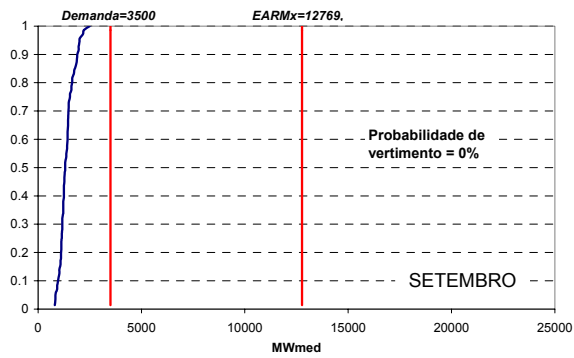
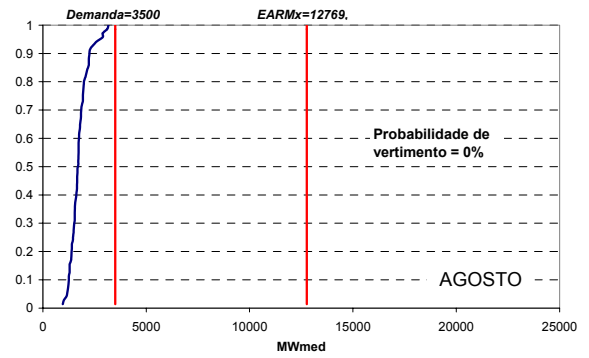
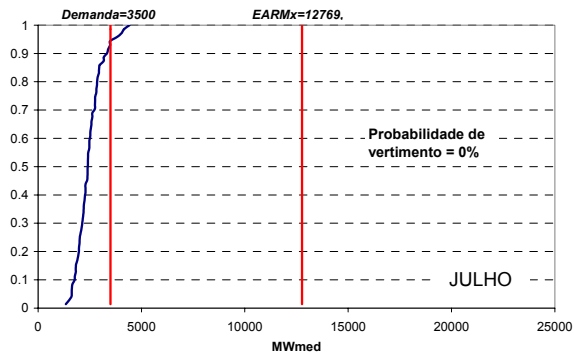
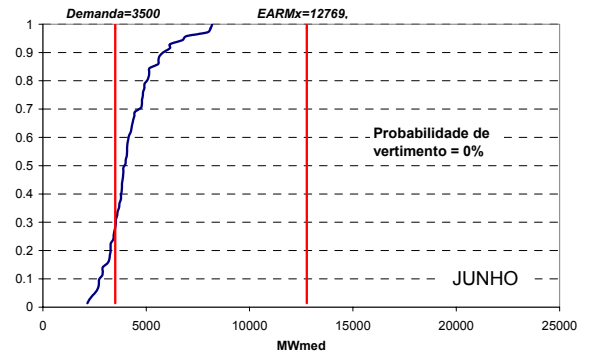
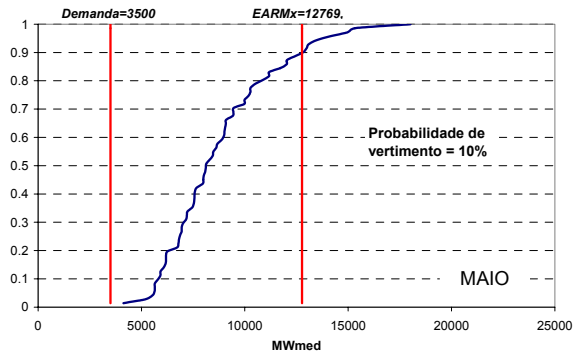
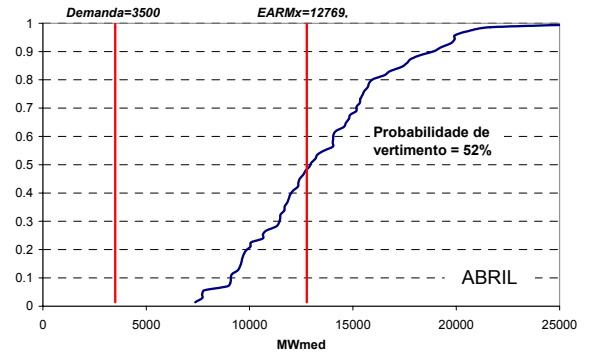
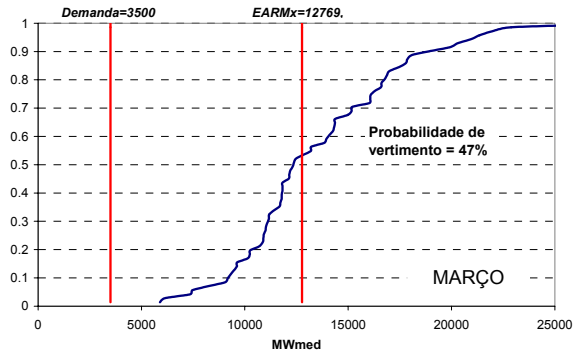


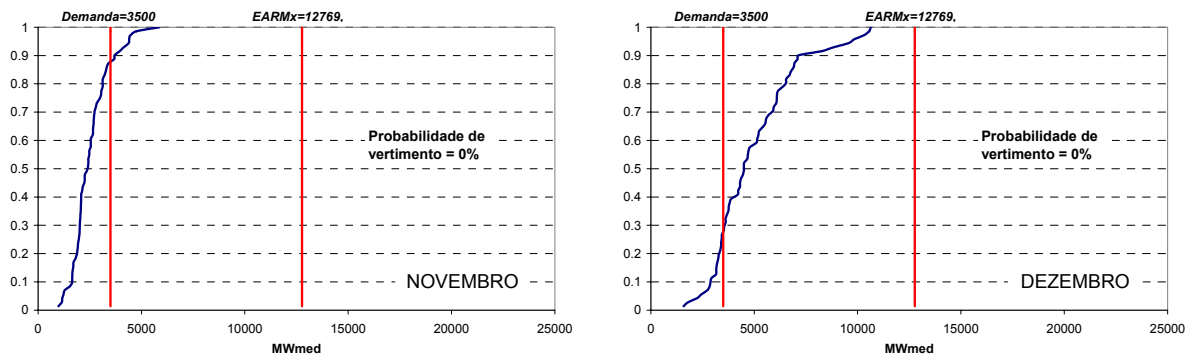
**Figura II.3 – Energia Natural Afluente – Subsistema Norte**

Outra característica marcante do subsistema Norte é a probabilidade significativa de vertimento entre os meses de janeiro e maio. Conseqüentemente, a política de operação calculada pelo modelo de planejamento da operação de médio prazo tenta exportar ao máximo, para os outros subsistemas, a energia que tem grande probabilidade de ser vertida.

Para ilustrar, foi calculada a probabilidade de vertimento de maneira aproximada, levando em conta somente os registros de ENAs históricos e a capacidade máxima de armazenamento do subsistema Norte ( $EARMx = 12769$  MWmês) e desprezando-se qualquer energia armazenada no início do mês, fornecimento de energia dos subsistemas Sudeste e Nordeste e atendimento à demanda. Na Figura II.4 é apresentada, para cada mês, a curva de permanência da energia natural afluente histórica para o subsistema Norte.







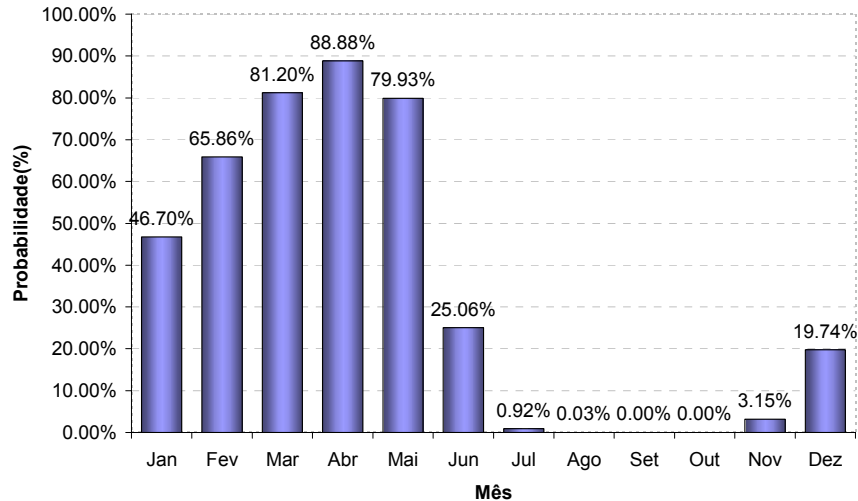
**Figura II.4 – Probabilidade de vertimento – Janeiro a Dezembro**

Por exemplo, no gráfico do mês de Janeiro pode-se observar que existe uma probabilidade muito pequena (aproximadamente 2%) de que o valor da energia natural afluyente seja menor do que a demanda do subsistema Norte. Por outro lado, existe uma probabilidade de 10% de que o valor da ENA exceda a capacidade de armazenamento do subsistema Norte, ocorrendo desta forma o vertimento do excesso de energia.

Durante o período de julho a outubro, a ENA histórica isoladamente é insuficiente para atender a demanda do subsistema Norte, sendo necessário utilizar a energia armazenada no reservatório.

Levando-se em conta a capacidade de transferir energia de um mês para outro, através da capacidade de armazenamento, a probabilidade de vertimento real é maior do que aquelas apresentadas na Figura II.4. A probabilidade de vertimento para o PMO Jul/04 é apresentada na Figura II.5.

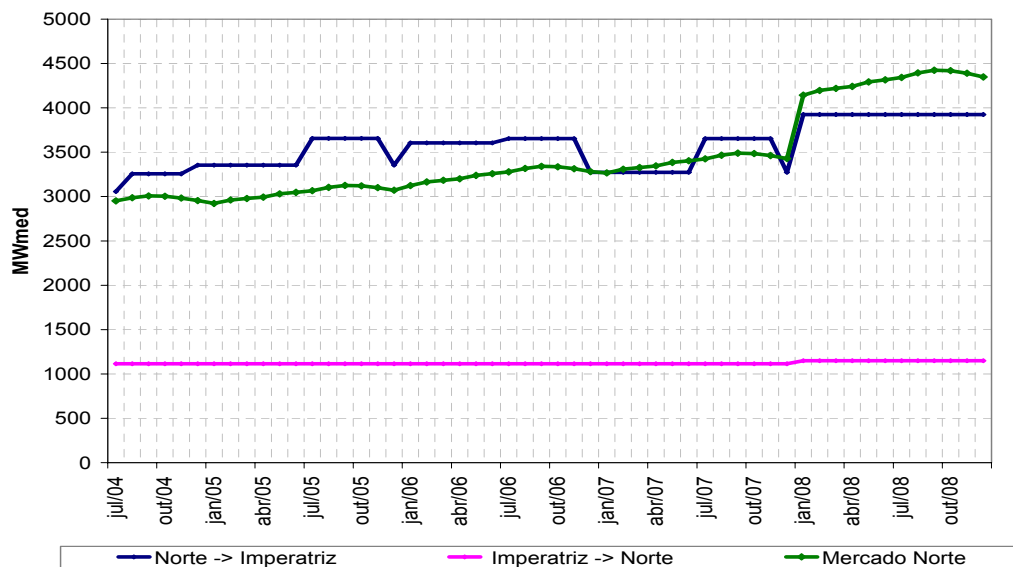




**Figura II.5 – Probabilidade de Vertimento – PMO Julho/04**

Quanto à integração do subsistema Norte aos demais, pode-se dizer que os limites de intercâmbio entre Imperatriz e o subsistema Norte para importação e exportação são bastante diferentes, sendo que o limite de exportação do subsistema Norte é bem maior do que o limite de importação, Figura II.6.

O subsistema Norte é capaz de exportar um montante de energia muito próximo à sua demanda, podendo, desta forma, duplicar o seu mercado de energia. Por outro lado, sua capacidade de importação está reduzida a aproximadamente um terço de sua demanda.

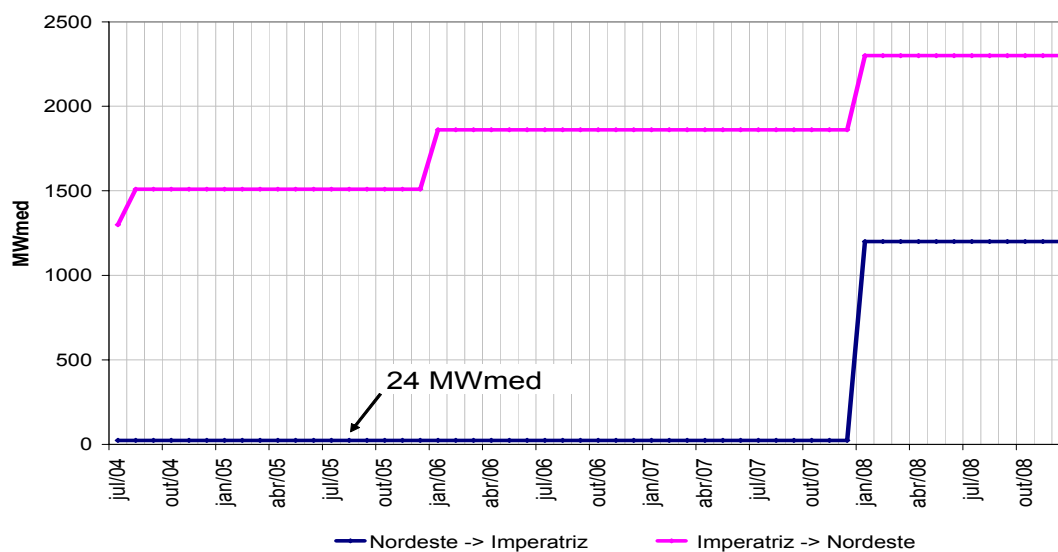


**Figura II.6 – Capacidade de Intercâmbio – Norte-Imperatriz**

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a limitação no limite de recebimento do subsistema Norte ocorre devido às restrições elétricas do Sistema Interligado.

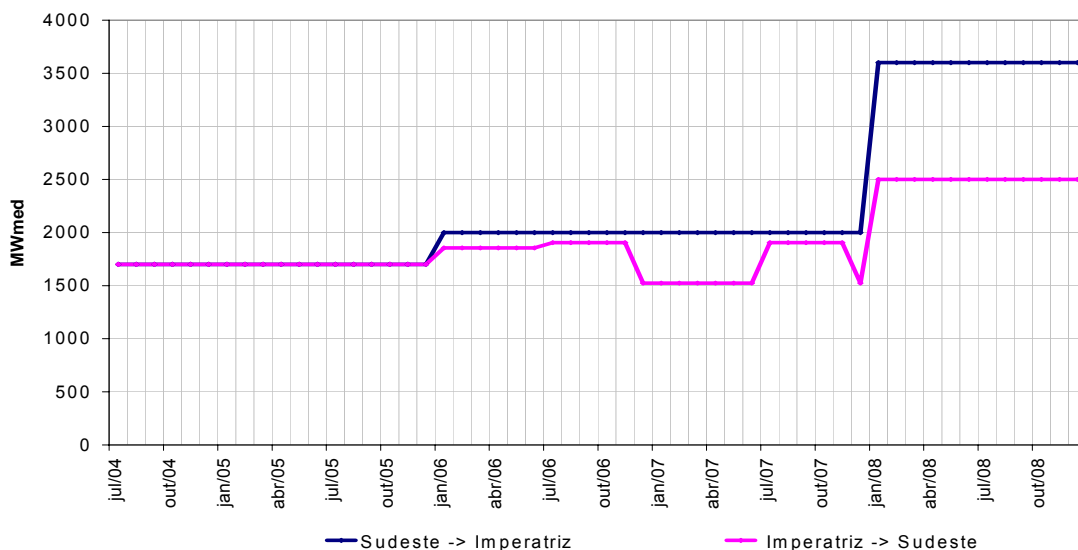
Dessa forma, como a política de operação de médio prazo é calculada de forma a minimizar o valor esperado do custo total de operação para todo horizonte de estudo, é possível que o modelo decida, para níveis médios de armazenamento no início do mês, valores de intercâmbios de energia do Norte para Imperatriz muito ambiciosos nos meses de Junho a Agosto, frente a afluências muito baixas em Setembro, Outubro ou Novembro, incorrendo em alta probabilidade de déficit nestes meses.

Também foi verificado que o subsistema Nordeste praticamente não tem capacidade de fornecimento de energia para outros subsistemas até o ano de 2008, Figura II.7.



**Figura II.7 – Capacidade de Intercâmbio – Nordeste-Imperatriz**

A capacidade de exportação e importação entre o subsistema Sudeste e Imperatriz é mostrada na Figura II.8. Pode-se concluir que o subsistema fornecedor de energia para o subsistema Norte, quando houver necessidade de importação, será o subsistema Sudeste.



**Figura II.8 – Capacidade de Intercâmbio – Sudeste-Imperatriz**

Ao simular a operação ótima do Sistema Interligado para diferentes cenários hidrológicos, foram encontrados altos índices de risco de déficit para o subsistema Norte. Os índices de risco resultantes da simulação final, assim como o valor esperado da energia não suprida, do PMO Jul/04, utilizando o Newave versão 11.2a, são apresentados na Tabela II.1.

**Tabela II.1 – Risco Anual de Déficit e EENS (PMO Jul/04 original)**

Ano	Subsistema							
	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
<b>2004</b>	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
<b>2005</b>	0.15	0.3	0.30	0.1	0.10	0.0	0.60	0.1
<b>2006</b>	1.00	14.6	10.00	3.6	2.35	5.0	47.25	51.1
<b>2007</b>	1.20	15.8	5.50	3.0	4.80	12.4	49.50	88.8
<b>2008</b>	3.05	34.4	13.05	9.6	8.55	18.0	18.95	35.8
<b>Média</b>	1.08	13.02	5.77	3.26	3.16	7.08	23.26	35.16

Foram elaborados três casos, baseados no PMO Jul/04, aumentando o limite de importação do subsistema Norte. A diferença entre os limites mensais de recebimento e fornecimento da linha Norte-Imperatriz foi denominada *DELTA*. No primeiro caso, denominado INT1, a capacidade de importação da linha entre o subsistema Norte e Imperatriz foi acrescida de um montante igual a um terço de

*DELTA*. No segundo caso, INT2, o acréscimo foi igual a dois terços de *DELTA*. Finalmente no terceiro caso, INT3, os limites de recebimento e recebimento da linha Norte-Imperatriz foram igualados.

Nas Tabelas II.2 a II.4 são apresentados os resultados obtidos na simulação final para os casos INT1, INT2 e INT3. Observe que o risco de déficit no subsistema Norte diminui significativamente. O valor esperado de energia não suprida total é reduzido aproximadamente à metade.

**Tabela II.2 – Risco Anual de Déficit e EENS (PMOJul/04 INT1)**

Ano	Subsistema							
	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
<b>2004</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>2005</b>	0.15	0.4	0.25	0.1	0.05	0	0.25	0.1
<b>2006</b>	1	13.7	9.15	3.3	1.95	3.3	1.9	1.4
<b>2007</b>	1.4	17.1	5.7	3.2	5	9.3	2.75	3
<b>2008</b>	3.15	38.1	5.3	6.3	7.1	13.7	6.1	5.6
<b>Média</b>	1.14	13.86	4.08	2.58	2.82	5.26	2.2	2.02

**Tabela II.3 – Risco Anual de Déficit e EENS (PMOJul/04 INT2)**

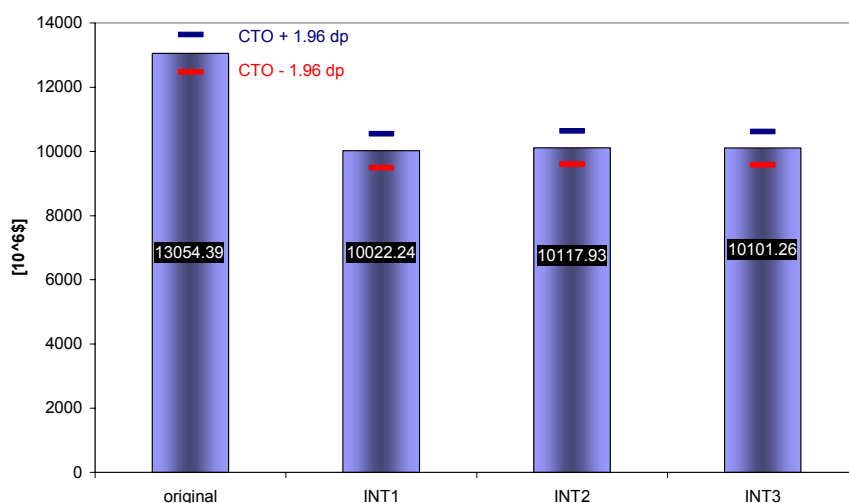
Ano	Subsistema							
	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
<b>2004</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>2005</b>	0.15	0.2	0.3	0.1	0.05	0	0.2	0
<b>2006</b>	0.95	12.3	8.6	3	2	3.9	1.55	1.1
<b>2007</b>	1.3	16.8	3.85	3	5.25	9.9	2.6	2.3
<b>2008</b>	3.2	38.2	3.15	5.4	12.45	20.2	5.5	5
<b>Média</b>	1.12	13.5	3.18	2.3	3.95	6.8	1.97	1.68

**Tabela II.4 – Risco Anual de Déficit e EENS (PMO Jul/04 INT3)**

Ano	Subsistema							
	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
2004	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	0.15	0.2	0.3	0.1	0.05	0	0.2	0
2006	0.95	12.6	9.2	3.1	2.05	3.6	1.65	1.1
2007	1.35	17.1	4.8	3.1	4.95	9.6	2.3	2.2
2008	3.35	38.9	2.7	5.4	11.25	20.3	4.7	4.4
<b>Média</b>	<b>1.16</b>	<b>13.76</b>	<b>3.4</b>	<b>2.34</b>	<b>3.66</b>	<b>6.7</b>	<b>1.77</b>	<b>1.54</b>

O valor esperado do custo total de operação (CTO) para o PMO Jul/04, denominado caso original, e para os três casos descritos anteriormente são apresentados na Figura II.9. Observe que, ao aumentar a capacidade de recebimento do subsistema Norte, o CTO reduz em aproximadamente 22% em comparação com o caso original. Os três casos analisados apresentam um CTO bem semelhante.

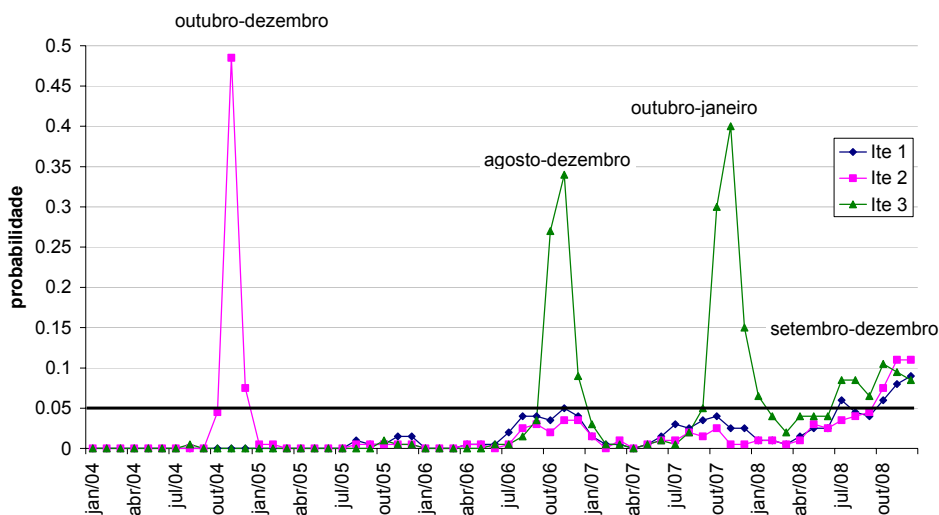
A diferença significativa entre os limites de recebimento e fornecimento do subsistema Norte, existente devido a restrições elétricas do Sistema Interligado, aumenta o custo total de operação e pode elevar o risco de déficit neste subsistema. No PMO Jul/04, uma ampliação na capacidade de recebimento do subsistema Norte foi o suficiente para reduzir o alto risco de déficit encontrado no caso original.



**Figura II.9 – Valor Esperado do Custo Total de Operação**

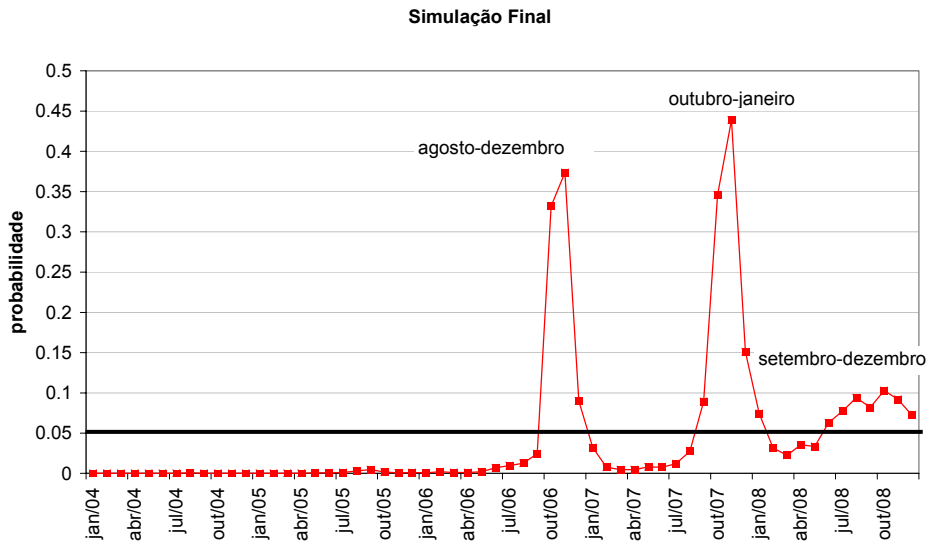
### **2.3 Análise das Séries com Déficit**

Os períodos com maior incidência de risco de déficit no subsistema Norte foram aqueles compreendidos entre os meses de setembro a dezembro. Na Figura III-1 são apresentados os riscos mensais de qualquer déficit para o subsistema Norte obtidos durante o cálculo da política de operação. Em todas as iterações o risco é crescente ao longo do último ano do estudo.



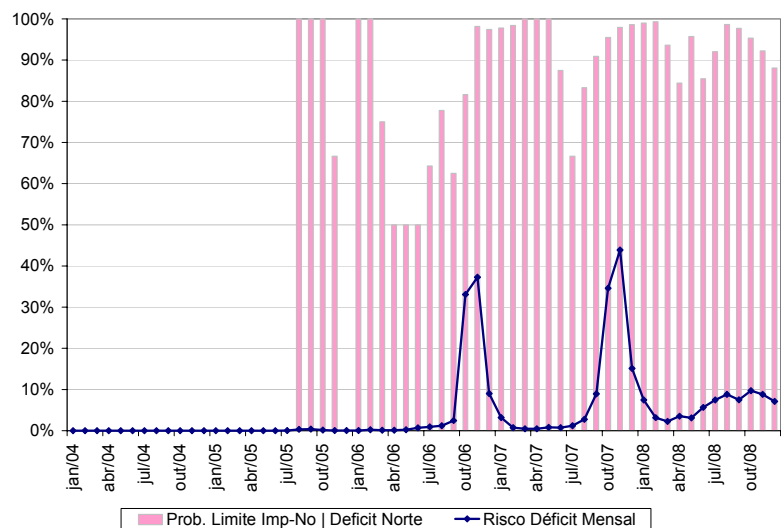
**Figura III.1 – Risco mensal de déficit para cada iteração**

Os períodos que apresentam maior índice de risco durante a simulação final, para o subsistema Norte, são coincidentes com aqueles da última iteração. Os meses entre agosto e dezembro são aqueles que apresentam o maior risco de déficit. As análises posteriores se concentraram somente nos resultados da simulação final.



**Figura III.2 – Risco mensal de déficit para Simulação Final**

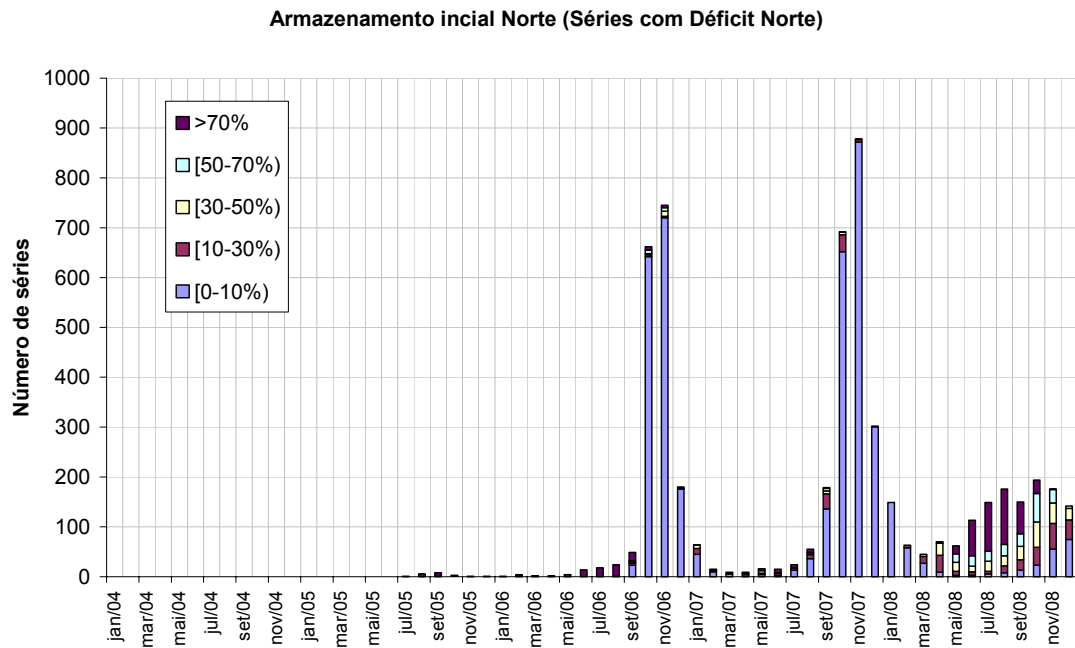
Durante os períodos mais críticos no subsistema Norte, é possível verificar que o intercâmbio Imperatriz-Norte atinge seu limite de fornecimento em praticamente todos os cenários que apresentam déficit, Figura III.3.



**Figura III.3 – Probabilidade linha Imperatriz-Norte no limite**

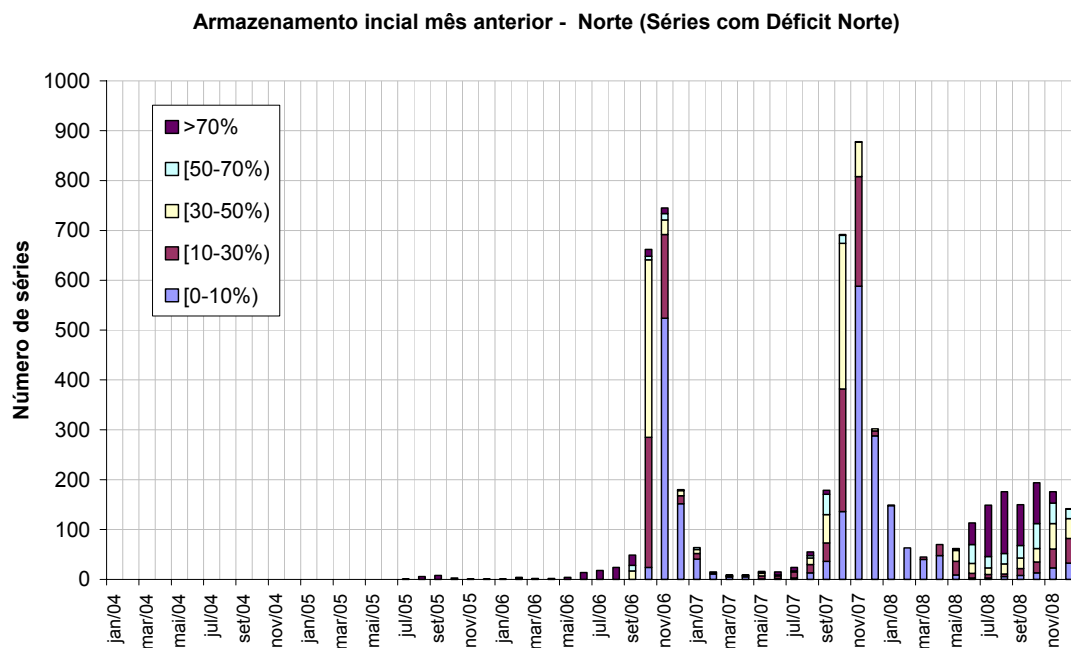
Para as séries hidrológicas que apresentam déficit no Norte, são mostrados nas Figuras III.4 e III.5 os armazenamentos iniciais do mês em questão e do mês anterior, respectivamente. Praticamente em todas as séries hidrológicas, no mês em questão (Figura III.4), o subsistema Norte tem armazenamento inicial muito baixo. Já para o

armazenamento do mês anterior (Figura III.5), cresce o número de séries hidrológicas em que o Norte encontra-se com o nível de armazenamento mais elevado. Nas poucas séries em que o reservatório está cheio, o subsistema Norte não pode gerar mais, pois o valor da água é muito elevado, maior do que o custo de déficit. Isto ocorre por causa de um baixo nível de armazenamento no subsistema Sudeste. Essas são as séries hidrológicas onde o limite de importação do Norte não é atingido.



**Figura III.4 – Armazenamento Inicial - Norte**



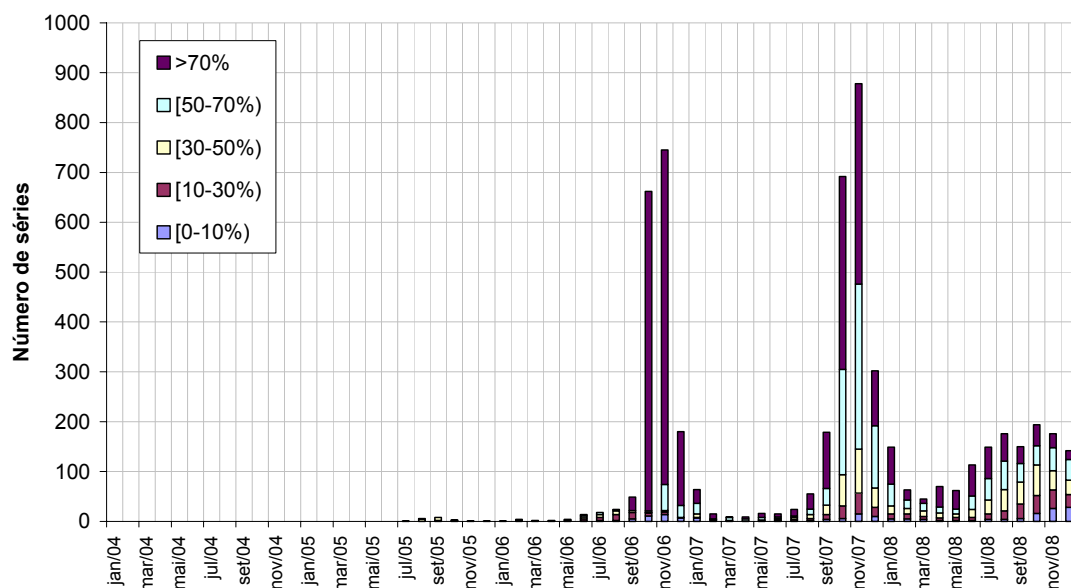


**Figura III.5 – Armazenamento Inicial – Norte (mês anterior)**

A importação de energia do subsistema Norte é proveniente do subsistema Sudeste, uma vez que o fornecimento do subsistema Nordeste é bastante reduzido. A Figura III.6 apresenta os armazenamentos iniciais do mês em questão, para o subsistema Sudeste, para as séries com déficit no Norte. O comportamento do armazenamento inicial do mês anterior é praticamente idêntico, pois o reservatório do subsistema Sudeste é bastante robusto, não ocorrendo grandes variações percentuais ao longo de um mês.

Como na grande maioria das séries o reservatório do subsistema Sudeste está elevado, este irá exportar energia para o Norte até o limite da interligação Norte-Imperatriz seja atingido.

**Armazenamento inicial Sudeste (Séries com Déficit Norte)**



**Figura III.6 – Armazenamento Inicial – Sudeste**

Na Tabela III.1 é apresentada a probabilidade do subsistema Norte ter um determinado nível de armazenamento médio, entre os meses de Junho a Agosto, dado que houve déficit entre os meses de Setembro a Dezembro do mesmo ano.

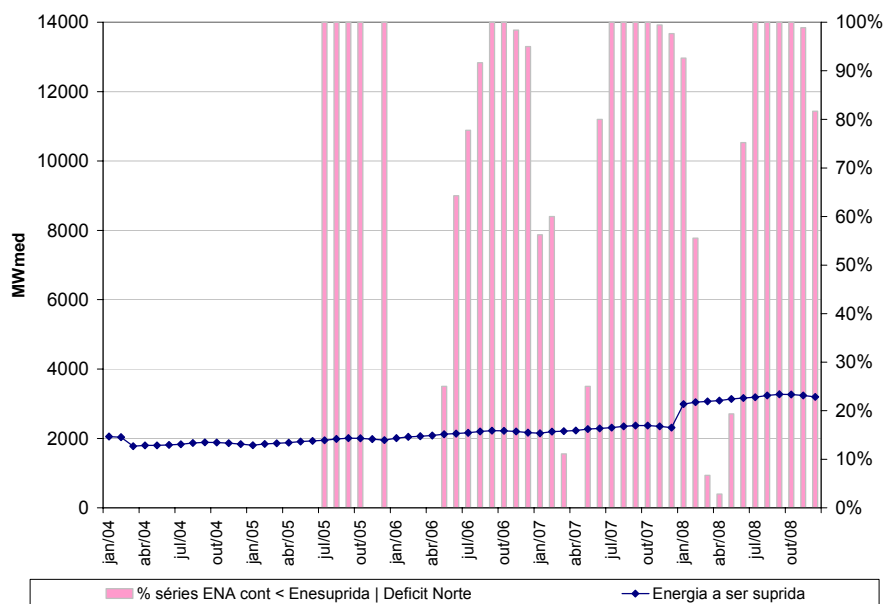
**Tabela III.1 – Armazenamento Médio Subsistema Norte**

Probabilidade do Nível de Armazenamento do Norte (dado déficit)						Risco Déficit
Earm Norte (% EarmMax)	[0-10%]	(10-25%]	(25-50%]	(50-75%]	(75-100%]	
<b>2004</b>	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
<b>2005</b>	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.55%
<b>2006</b>	0.00%	0.00%	4.05%	77.08%	18.87%	47.25%
<b>2007</b>	2.18%	3.22%	14.14%	53.85%	26.61%	49.50%
<b>2008</b>	1.97%	2.36%	12.20%	22.05%	61.42%	18.95%

Observa-se que na grande maioria das vezes em que ocorreu déficit no subsistema Norte durante os meses de Setembro a Dezembro, o armazenamento médio dos meses anteriores (Junho a Agosto) estava acima de 25% do armazenamento máximo.

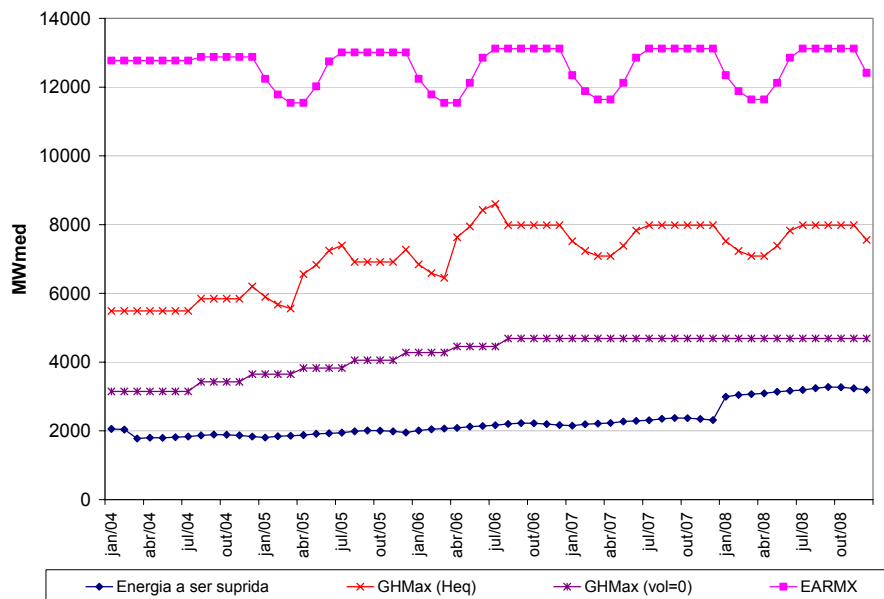
Foi observado que a capacidade da linha Norte-Imperatriz está no limite na maioria das ocorrências de déficit no subsistema Norte. Desta forma, define-se uma

variável chamada *energia a ser suprida (ENESUP)*, que é definida como sendo a diferença entre a demanda do subsistema Norte e sua capacidade de importação. É mostrado na Figura III.7 que na maioria das séries que apresentam déficit no subsistema Norte, a ENA é insuficiente para atender à *energia a ser suprida*. Desta forma, a energia armazenada no reservatório deve ser usada para suprir essa diferença.



**Figura III.7 – Energia a ser suprida**

Mesmo com o reservatório vazio, a geração hidráulica máxima do subsistema Norte é capaz de atender a ENESUP, desde que exista energia natural afluyente suficiente, Figura III.8. Logo, não é o limite na capacidade de geração o responsável pelo não atendimento da demanda (déficit).



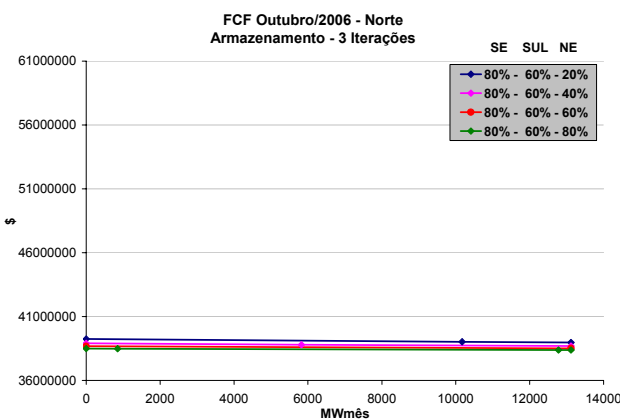
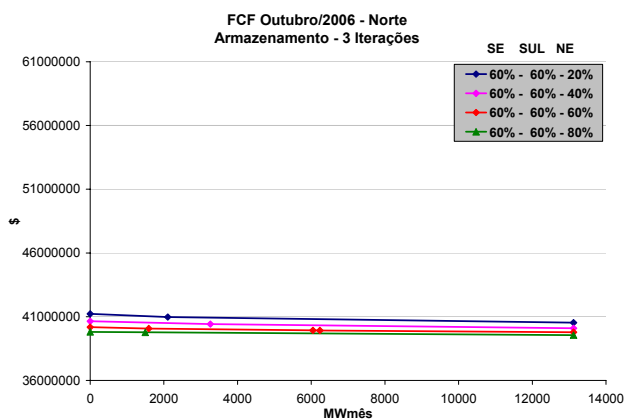
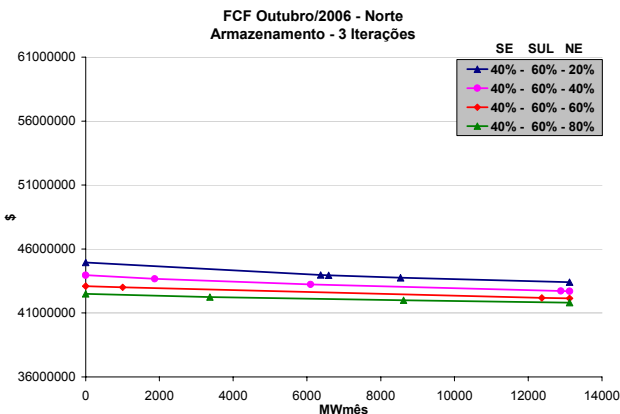
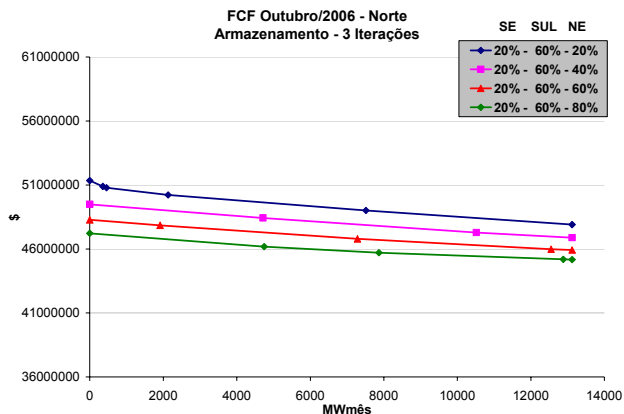
**Figura III.8 – Geração Hidráulica Máxima - Norte**

## 2.4 Função de Custo Futuro

Para analisar a função de custo futuro (FCF) para o subsistema Norte é necessário fixar os armazenamentos finais para os demais subsistemas e informar as energias naturais afluentes (ENA) passadas e previstas. Vale a pena ressaltar que a envoltória obtida da FCF está vinculada aos valores de ENA e armazenamentos finais informados.

Como valores para a energia natural afluente, foram utilizados valores da média de longo termo (MLT). O armazenamento do subsistema Sul foi fixado em 60% do armazenamento máximo e para o armazenamento dos subsistemas Sudeste e Nordeste foi feita uma variação de 20% a 80% do armazenamento máximo.

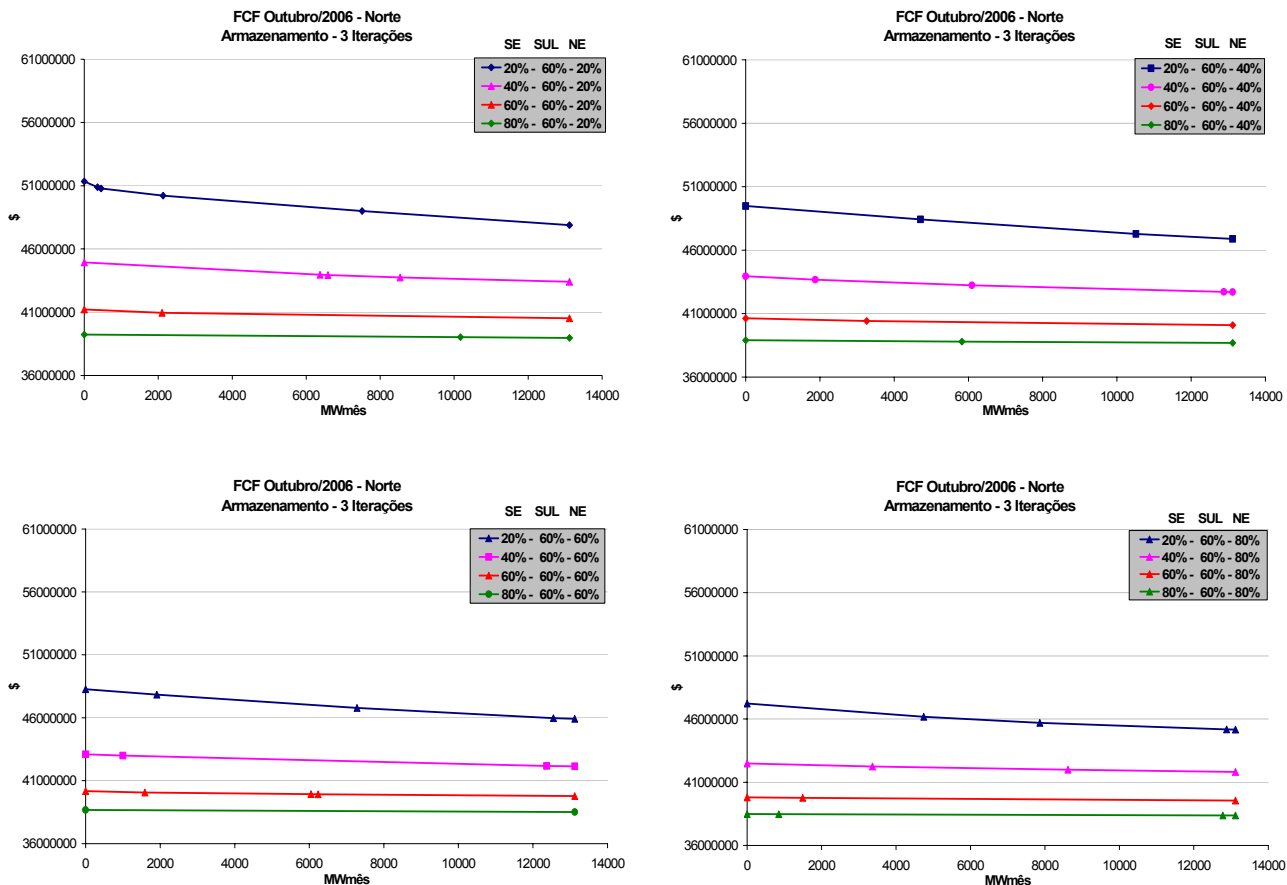
A Figura IV.1 mostra a FCF do subsistema Norte, para quatro diferentes condições de armazenamento para os subsistemas Nordeste e Sudeste.



**Figura IV.1 – FCF Norte – Nordeste variando**

Observa-se que variações no armazenamento do subsistema Nordeste, permanecendo as demais variáveis de estado constantes, são mais significativas à medida que o Sudeste vai esvaziando e, que quanto mais cheio o Sudeste estiver, menores serão as alterações na FCF provocadas por variações no armazenamento do Nordeste (~1%: Sudeste a 80%). A partir de um nível de armazenamento de 60% a FCF não é mais sensível a variações de armazenamento do subsistema Nordeste.

A Figura IV.2 mostra a FCF do subsistema Norte, para quatro diferentes condições de armazenamento para os subsistemas Sudeste e Nordeste.



**Figura IV.2 – Envoltória FCF Norte – Sudeste variando**

Variações no armazenamento do subsistema Sudeste, permanecendo as demais variáveis de estado constantes, ocasionam alterações significativas no nível na FCF do subsistema Norte (~19%: Nordeste a 20%), qualquer que seja a condição de armazenamento do subsistema Nordeste.

Além disso, observando as figuras acima, nota-se que a FCF do subsistema Norte apresenta poucos cortes de Benders, com pequenas variações na derivada em relação ao armazenamento.

## 2.5 Etapas da Investigação

A princípio julgou-se que o problema do elevado risco de déficit do subsistema Norte poderia estar associado somente às séries críticas de aflúncias. Então foram analisadas conjuntamente as séries de déficit e de ENA. Outra etapa da investigação foi a representação de cenários hidrológicos com probabilidades distintas no cálculo da política de operação. Desta forma, esperava-se representar de forma

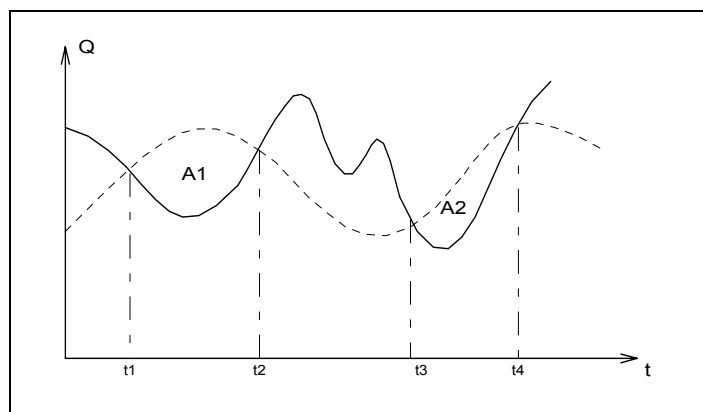
mais apurada a FCF para o subsistema Norte. A seguir serão detalhadas as linhas de investigação mencionadas acima.

### 2.5.1 Análise das Séries de Afluências

Foi realizada uma análise nas séries de afluências e nas séries de ocorrência de déficit com o objetivo de estabelecer relações entre as variáveis associadas com o conceito de seqüência negativa e os déficits ocorridos durante o cálculo do da política.

Uma seqüência negativa é o período de tempo em que as ENAs estão continuamente abaixo de valores pré-determinados, por exemplo, as médias mensais históricas, precedidos e sucedidos por valores acima destes limites. A Figura V.1 ilustra o conceito de seqüência e das variáveis associadas. A linha contínua representa as afluências e a linha pontilhada um limite pré-estabelecido. Os intervalos (t1 - t2) e (t3 - t4) correspondem às seqüências negativas, isto é, as ENAs estão abaixo dos limites. As variáveis associadas são:

- Comprimento de seqüência: corresponde ao comprimento do intervalo onde ocorre a seqüência.
- Soma de seqüência: corresponde à área abaixo do limite durante a seqüência.
- Intensidade de seqüência: corresponde ao valor médio abaixo do limite, isto é, a soma de seqüência dividida pelo respectivo comprimento de seqüência.



**Figura V.1 – Seqüência Negativa**

Dessa linha de investigação não surgiu em nenhum resultado concreto, visto que as relações entre as variáveis relacionadas com as seqüências negativas e de déficit apresentaram um alto grau de complexidade.

## 2.5.2 Cenários Hidrológicos com Probabilidades Distintas

Alternativas foram testadas para a representação da incerteza hidrológica, visando obter uma função de custo futuro melhor representada para o subsistema Norte. Como por exemplo, a utilização de cenários hidrológicos com probabilidades distintas no cálculo da política.

Utilizando cenários não equiprováveis, pode-se simular vários cenários representando situações críticas, porém com baixa probabilidade de ocorrência e alguns outros cenários representando situações favoráveis e com alta probabilidade de ocorrência. Entende-se por situações críticas aquelas que apresentam muita ocorrência de déficit no subsistema Norte.

Ao simular um grande número de cenários hidrológicos representantes de situações críticas, mais chances existirão de acessar combinações de estados, armazenamento e afluências passadas, pouco visitadas no subsistema Norte, fazendo com que sua FCF fique mais detalhada.

Durante a primeira iteração foi simulado um grande número de cenários hidrológicos ( $N=500$ ) equiprováveis, isto é, com a mesma possibilidade de ocorrência. Logo após a simulação, técnicas de agregação foram aplicadas às séries de déficit e de energia natural afluyente do subsistema Norte com o objetivo de escolher de um conjunto representativo de séries ( $k=200$ ). As séries que fazem parte deste conjunto são obtidas através do agrupamento de séries semelhantes e possuem características similares aos demais componentes do grupo em que estão localizados.

O método de agregação escolhido foi o método de agrupamento não hierárquico K-Means (ver Apêndice), pois o número de séries que são fornecidos para o processo de agregação é grande. Os métodos não hierárquicos são ideais para trabalhar com grandes conjuntos de dados, pois não requerem o cálculo da matriz de similaridade (matriz de dimensão  $N \times N$ ) [3].

Para esta aplicação os objetos a serem agrupados são vetores de ENAs e déficits totais, somatório durante o período de estudo, verificados no subsistema Norte após a primeira iteração do processo de convergência do modelo NEWAVE.

O algoritmo do método K-Means é acoplado ao modelo NEWAVE após a simulação dos  $N$  cenários hidrológicos equiprováveis. Os cenários resultantes do



processo de agregação serão os cenários efetivamente utilizados nas demais iterações do processo de convergência.

O processo de agregação é inicializado através do sorteio de pontos aleatórios para representar os centróides dos grupos. Estes pontos iniciais são séries de ENA e de déficit do conjunto original de séries. Desta maneira, pode-se garantir que nenhum grupo ficará vazio.

Nos passos seguintes até a convergência do processo de agregação, o centróide dos grupos ( $C_k$ ) será o ponto médio destes grupos, isto é :  $C_k = \frac{1}{NO_k} \sum_{i=1}^{NO_k} Z_i$ , onde  $NO_k$  é o número de cenários pertencentes ao grupo  $k$ . O cenário  $Z_i$  é um vetor de ENAs e déficits totais do subsistema Norte.

Após a convergência do processo, o centróide dos grupos será o objeto mais próximo do ponto médio deste grupo.

Cada cenário representante tem associado a ele uma probabilidade de ocorrência. A probabilidade  $P_k$  associada ao grupo  $k$  é calculada como:  $P_k = \frac{NO_k}{N}$ , onde  $N$  é número de séries de ENAs e déficits do subsistema Norte antes do processo de agregação.

O valor esperado do custo total de operação (ZSUP), o valor esperado da energia não suprida, os índices de risco e o valor estimado do custo total de operação (ZINF) são calculados levando em conta a probabilidade de ocorrência de cada cenário simulado.

Os resultados obtidos, realizando a agregação os cenários em função da ENA e do déficit do subsistema Norte não foram satisfatórios, pois o risco do subsistema Norte continuou elevado. São apresentados na Tabela V.1 os resultados da simulação final do PMO Jul/04 utilizando cenários com probabilidades distintas durante a construção da FCF.

**Tabela V.1 – Risco Anual de Déficit e Valor Esperado da Energia não Suprida**

Ano	Subsistema							
	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
2004	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	40.70	17.10
2005	0.15	0.50	8.15	3.80	2.15	2.10	25.05	22.40
2006	0.95	14.5	10.75	3.20	3.10	8.20	5.85	7.10
2007	2.15	25.4	14.05	7.00	4.70	11.60	6.35	7.30
2008	2.55	39.2	16.65	10.80	10.05	20.00	10.55	14.20

## 2.6 Conclusão

Nesta nota técnica foram descritas as principais características do subsistema Norte e como tais características podem influenciar a função de custo futuro desse subsistema. Foram apresentadas alternativas para representar de forma mais precisa a função de custo futuro para o subsistema Norte, porém dentre as alternativas apresentadas nenhuma se mostrou satisfatória.

Com o propósito de melhorar a representação da FCF para uma região de armazenamento do reservatório do subsistema Norte com maior probabilidade de ocorrência, em uma próxima etapa desse trabalho, será realizado um refinamento na discretização inicial do reservatório para esse subsistema. Essa discretização inicial é utilizada durante a primeira iteração do processo iterativo de convergência do modelo NEWAVE.

## 2.7 Apêndice – Método K-Means

O primeiro passo deste método é formar uma partição inicial aleatória no conjunto de dados. O número de grupos deve ser estabelecido previamente. O próximo passo é o cálculo dos centróides destes grupos. Então, a distância entre cada objeto e cada centróide é calculada. Os objetos são realocados para o grupo que tiver o centróide mais próximo (menor distância). Este último passo é repetido até que não haja mais realocações de objetos. Vale a pena lembrar que toda vez que um objeto for realocado os centróides devem ser recalculados. O algoritmo K-Means pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1 Divida os N objetos em K agrupamentos através de uma partição inicial ou especificação de K centróides iniciais;
- 2 Realoque um objeto para o grupo cujo centróide é o mais próximo deste objeto e recalcule o centróide do grupo que recebeu e que perdeu o objeto;
- 3 Repita o passo 2 até que não haja mais realocações de objetos de um grupo para outro.

Com o intuito aperfeiçoar, tornar mais rápido e mais eficiente o algoritmo apresentado, alguns procedimentos podem ser modificados, gerando assim variações deste método. A inicialização dos grupos pode ser feita de forma aleatória através do sorteio de pontos (objetos) para serem usados como semente inicial dos grupos ou pela partição aleatória do conjunto de dados. Os pontos sorteados podem ser sorteados de dentro do conjunto de dados ou não. Estes pontos também podem ser escolhidos um a um pelo especialista ou retirados de forma programada de dentro do conjunto de dados. Outra modificação que pode ser realizada é quanto à atualização dos centróides durante processo de realocação dos objetos. Esta atualização pode ser feita a cada vez que um objeto for realocado ou somente quando todos os objetos forem realocados. A primeira alternativa é a mais utilizada.

## **2.8 Bibliografia**

- [1] MACEIRA, M.E.P.; TERRY, L.A.; COSTA, F.S.; DAMÁZIO, J.M.; MELO, A.C.G., 2002, "Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System", In: *Proceedings of the 14<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference*, session 43, paper 1, Sevilla, Spain, Jun.
- [2] MACEIRA, M.E.P., COSTA, A.P.C., MARCATO, A.L.M., 1999, Newave Especificação Funcional, In: Relatório Técnico DPP/PEL 349/99, CEPEL, Rio de Janeiro.
- [3] JOHNSON, R.A., WICHERN, D.W., 1998, Applied Multivariate Statistical Analysis, 4 ed. New Jersey, Prentice Hall.
- [4] MACEIRA, M.E.P., JARDIM, D.L.D.D., 2000, Modelo de Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões – GEVAZP – Manual de Referência, In: Relatório Técnico DPP/PEL 83/2000, CEPEL, Rio de Janeiro.

### **3 NOTA TÉCNICA 12 - Consideração da variação temporal da cota média do canal de fuga das usinas hidrelétricas no sistema equivalente de energia**

#### **3.1 Introdução**

O objetivo dessa nota técnica é descrever a implementação adotada no modelo NEWAVE para a representação da variação temporal da cota média do canal de fuga das usinas hidrelétricas. Será apresentada também a relação das variáveis afetadas por essa implementação.

#### **3.2 Sistema equivalente de energia**

No modelo NEWAVE o sistema de geração hidroelétrico é representado através do modelo equivalente de energia. Neste modelo, o parque gerador hidroelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia, cujos principais parâmetros são energia armazenável máxima, energia afluente, energia de vazão mínima, energia evaporada, geração hidráulica máxima, energia de usinas hidrelétricas submotorizadas, perdas energéticas por enchimento de volume morto, etc.

Nesse item será detalhada a formulação de alguns desses parâmetros. A formulação completa do sistema equivalente de energia pode ser encontrada em TERRY, 1980.

##### **3.2.1 Produção de energia elétrica**

As usinas hidroelétricas convertem a energia potencial da água em energia cinética que é utilizada para acionar as turbinas. A energia potencial ( $EP$ ) da massa de água que é usada para acionar as turbinas de uma usina ao longo de um período de tempo  $\Delta t$  é calculada através da seguinte expressão:

$$EP = \gamma \cdot h \cdot Q \cdot \Delta t \quad (1)$$

onde:

$Q$  vazão correspondente à massa de água turbinada ( $m^3/s$ );

$\gamma$  peso específico da água (N/m<sup>3</sup>);

$h$  altura de queda líquida (m).

A energia hidráulica ( $EH$ ) produzida pela usina em um intervalo de tempo  $\Delta t$ , é calculada pela seguinte expressão:

$$EH = \eta \cdot EP \quad (2)$$

onde  $\eta$  é o rendimento global do conjunto turbina-gerador.

Desta forma, verifica-se que a energia produzida por uma usina hidrelétrica é função da vazão turbinada e da altura de queda.

Define-se produtibilidade ou coeficiente de produção por:

$$\rho = \eta \cdot \gamma \cdot h \quad (3)$$

O fator  $\rho$  é expresso em MW/m<sup>3</sup>/s. Observa-se que a produtibilidade da usina é variável com a altura de queda líquida e, conseqüentemente, variável em função do nível de armazenamento do reservatório da usina. No modelo NEWAVE a relação entre o nível de armazenamento e a altura de queda líquida é expressa por um polinômio de quarto grau. Esse polinômio é calculado considerando o polinômio cota-volume, que relaciona a cota do reservatório com o volume armazenado, a cota média do canal de fuga e as perdas hidráulicas.

O polinômio cota-volume é expresso por:

$$PCV(V) = a_{PVC} \cdot V^4 + b_{PVC} \cdot V^3 + c_{PVC} \cdot V^2 + d_{PVC} \cdot V + e_{PVC} \quad (4)$$

A relação entre o volume armazenado e a altura de queda líquida é dada por:

$$h(V) = PCV(V) - CFUGA - PHidr \quad (5)$$

onde

$CFUGA$  cota média do canal de fuga (m);

$PHidr$  perdas hidráulicas (m).

Logo, a equação (3), pode ser reescrita como:

$$\rho(V) = \eta \cdot \gamma \cdot h(V) \quad (6)$$

Deve ser ressaltado que as perdas hidráulicas podem ser fornecidas em percentual, sem que isso afete a formulação do problema. Nessa nota técnica as perdas hidráulicas não serão consideradas.

### 3.2.2 Reservatório equivalente de energia

A energia armazenável máxima representa a capacidade de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema e é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com as regras operativas a serem adotadas. Adotou-se a hipótese de operação em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume. Sendo assim, a energia armazenada entre dois estados de armazenamento do sistema é definida como sendo a energia gerada ao se deplecionar paralelamente os reservatórios entre os estados inicial e final, sem considerar novas afluições.

Com esse pressuposto, a energia armazenável máxima é calculada por integração e corresponde à energia total armazenável entre os níveis máximo e mínimo dos reservatórios.

De acordo com a hipótese de operação em paralelo, o volume armazenado de cada reservatório  $i$  entre os instantes de tempo  $t_1$  e  $t_2$  é:

$$V_i(\lambda) = \lambda \cdot V1_i + (1 - \lambda)V2_i \quad 0 \leq \lambda \leq 1 \quad (7)$$

onde

$V1_i$  é o volume do reservatório  $i$  no instante  $t_1$  ( $m^3$ );

$V2_i$  é o volume do reservatório  $i$  no instante  $t_2$  ( $m^3$ );

$\lambda$  é o parâmetro que reflete a variação em paralelo dos volumes dos reservatórios de

$V2_i$  a  $V1_i$ .

Considerando-se a equação (7), a equação (5) pode ser expressa como sendo uma função de  $\lambda$ .

A energia armazenada no reservatório equivalente entre os instantes  $t_1$  e  $t_2$  é:

$$EA = c_1 \cdot \sum_{i \in R} \left[ \int_0^1 \sum_{j \in J_i} \eta_j h_j(\lambda) dV_i(\lambda) \right] \quad (8)$$

onde

$R$  conjunto de usinas com reservatório;

$J_i$  conjunto de usinas em cascata a partir da usina de reservatório  $i$ , inclusive, até a última a jusante;

$c_1$  constante que depende do sistema de unidades adotado ( $N/m^3$ ).

A derivada de ( 7 ) em relação à  $\lambda$  é:

$$\frac{dV_i(\lambda)}{d\lambda} = V1_i - V2_i \quad (9)$$

Substituindo ( 9 ) em ( 8 ):

$$EA = c_1 \cdot \sum_{i \in R} \left[ (V1_i - V2_i) \cdot \int_0^1 \sum_{j \in J_i} \eta_j h_j(\lambda) d\lambda \right] \quad (10)$$

Chamando:

$$\tilde{Heq}_j = \int_0^1 h_j(\lambda) d\lambda \quad (11)$$

Tem-se:

$$EA = c_1 \cdot \sum_{i \in R} \left[ (V1_i - V2_i) \cdot \sum_{j \in J_i} \eta_j \cdot \tilde{Heq}_j \right] \quad (12)$$

onde  $\tilde{Heq}_j$  é a altura equivalente das usinas de reservatório ou altura líquida para as usinas a fio d'água.

No caso em que  $V1_i$  e  $V2_i$  coincidem com os níveis máximo e mínimo, obtém-se a energia armazenável máxima no sistema equivalente de energia, que é dada por:

$$EA = c_1 \cdot \sum_{i \in R} \left[ (Vmax_i - Vmin_i) \cdot \sum_{j \in J_i} \eta_j \cdot Heq_j \right] \quad (13)$$

onde

$Vmax_i$  volume máximo do reservatório  $i$  ( $m^3$ );

$Vmin_i$  volume mínimo do reservatório  $i$  ( $m^3$ );

$Heq_j$  altura equivalente para os níveis  $Vmax_i$  e  $Vmin_i$  (m).

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 ou pela variação da cota do canal de fuga.

### 3.2.3 Energia controlável

Em cada mês, a energia controlável pode ser obtida pela soma das energias correspondentes às descargas incrementais em cada reservatório (descontadas as

partes relativas às descargas mínimas) valorizadas em todas usinas a jusante do mesmo.

Alternativamente a energia controlável, em cada reservatório, pode também ser obtida a partir da descarga afluyente natural, descontada a descarga afluyente mínima. A descarga assim obtida é multiplicada pela produtibilidade média da usina somada às produtibilidades das usinas de fio d'água a jusante ate o próximo reservatório exclusive.

A energia controlável é calculada através da seguinte expressão:

$$EC = c_2 \cdot \sum_{i \in R} Q_i \cdot \left( \eta_i \cdot h_i(65\%) + \sum_{j \in F_i} \eta_j \cdot h_j \right) \quad (14)$$

onde:

- $c_2$  constante que depende do sistema de unidades adotado (N/m<sup>3</sup>);
- $R$  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;
- $Q_i$  afluência natural ao reservatório  $i$ , descontada a descarga afluyente mínima (m<sup>3</sup>/s);
- $h_i(65\%)$  altura de queda líquida média equivalente do reservatório  $i$ , correspondente a 65% do volume útil (m);
- $h_j$  altura de queda líquida da usina a fio d'água  $j$  (m);
- $\eta_j$  rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina  $j$ ;

### 3.2.4 Geração hidráulica máxima

A capacidade de geração hidráulica deve levar em conta que durante a simulação da operação os níveis de armazenamento se modificam, e conseqüentemente, implicarão em mudanças no valor da disponibilidade de geração hidráulica do sistema.

A geração hidráulica máxima, *GHMAX*, independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração.

Assim, para cada mês do horizonte de estudo, são calculados três valores de geração hidráulica máxima correspondentes à queda líquida, considerando os



reservatórios do sistema no volume mínimo, no volume correspondente a 65% do volume útil e no volume máximo.

A partir destes três pontos, ajusta-se uma parábola, a partir da qual obtém-se a geração hidráulica máxima em função da energia armazenada no mês, conforme ilustrado na Figura 1.

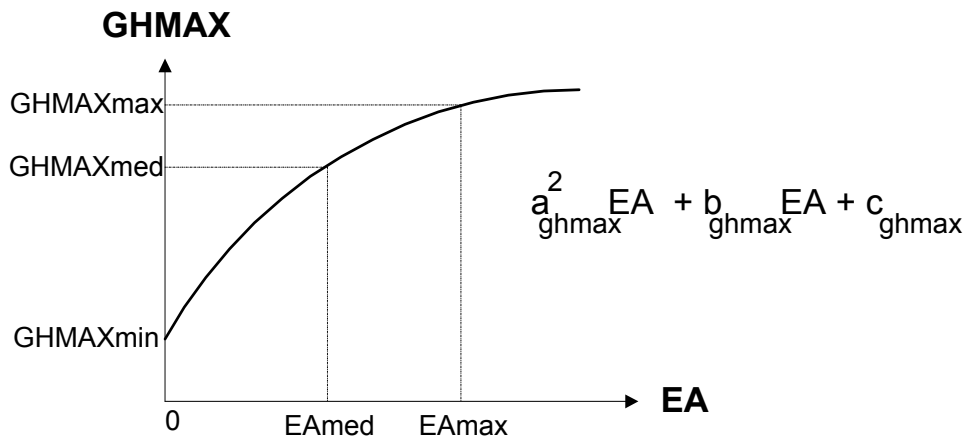


Figura 1 - Parábola de Geração Hidráulica Máxima

O valor da geração hidráulica máxima de uma usina, em função da sua altura de queda líquida, é dada por:

$$GHMAX(V_{\%}) = c_3 \cdot \sum_{i \in R \cup F} (t - teifh_i) \cdot (1 - iph_i) \cdot \sum_{j=1}^{ncjmaq} nmaq_i(j) \cdot pef_i(j) \cdot \min \left( 1, \left( \frac{h_i(V_{\%})}{hncj_i(j)} \right)^{kturb_i} \right) \quad (15)$$

onde:

- $c_3$  Constante que depende do sistema de unidades considerado ( $N/m^3$ );
- $R$  Conjunto de usinas com reservatório do sistema;
- $F$  Conjunto de usinas a fio d'água;
- $teifh_i$  taxa média de indisponibilidade forçada da usina hidroelétrica  $i$ ;
- $iph_i$  taxa média de indisponibilidade programada da usina  $i$ ;
- $nmaq_i(j)$  número de máquinas do conjunto  $j$  da usina  $i$ ;
- $pef_i(j)$  potência efetiva de cada máquina do conjunto  $j$  da usina  $i$  (MW);
- $V_{\%}$  percentual do volume útil de um reservatório;
- $h_i(V_{\%})$  altura de queda líquida dada pela equação (5), sendo  $V_{\%}$  dado em percentual

do volume útil. Para usinas a fio d'água,  $h_i(V\%)$  é a altura de queda líquida (m);

$hncj_i(j)$  queda nominal de cada máquina do conjunto j da usina i (m);

$kturb_i$  igual a 1,5 se o tipo da turbina é Francis ou Pelton; igual a 1,2 se o tipo da turbina é Kaplan;

### 3.2.5 Variação do canal de fuga médio

No modelo NEWAVE é possível a representação da variação temporal da cota média do canal de fuga. A cada mês, o usuário pode informar, através do arquivo de alterações de dados cadastrais, qual é a cota, em metros, do canal de fuga. Essa informação será considerada durante o cálculo das variáveis do sistema equivalente de energia. Sempre que houver uma alteração da cota do canal de fuga de uma usina hidrelétrica, o programa irá considerar isso como sendo uma mudança de configuração.

Das equações (13), (14) e (15) nota-se que as variáveis de energia armazenável máxima, geração hidráulica máxima e energia controlável são afetadas pela alteração da cota do canal de fuga, uma vez que há alteração na altura equivalente ou na altura de queda líquida. Abaixo estão relacionadas todas as variáveis do modelo que são influenciadas diretamente por isso.

- Energia armazenável máxima;
- Energia armazenável mínima;
- Energia armazenada inicial;
- Energia associada à curva guia de segurança;
- Energia controlável;
- Fator de correção de energia controlável;
- Energia natural afluyente (bruta e líquida);
- Energia de vazão mínima;
- Geração hidráulica máxima;
- Energia de evaporação;
- Perdas energéticas por enchimento de volume morto;

- Energia relacionada ao desvio/acrécimo de afluência;
- Parcelas associadas ao acoplamento hidráulico;
- Fator de perdas de geração hidráulica.

### **3.3 Bibliografia**

SCHREIBER, G. P., “Usinas Hidrelétricas”, Editora Edgard Blücher LTDA., 1978.

SUANNO, C.M., Maceira, M.E.P., Costa, J.P. da, "Representação da Variação da Produtibilidade no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica", *Relatório Técnico CEPEL 153/95*, 1995.

TERRY, L.A. et al., "Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral.", *Relatório Técnico CEPEL 1705/80*, 1980.

## 4 NOTA TÉCNICA 13 - Compatibilização do número de horas no mês

### 4.1 Introdução

Na versão 12 do programa NEWAVE, durante os módulos de cálculo das variáveis do sistema equivalente e de cálculo da política ótima de operação, todos os meses do período de estudo são representados por 730 horas. Esse valor é calculado considerando-se 365 dias no ano, conforme a equação abaixo:

$$NHOR_{mês} = \frac{\left(365 \frac{dia}{ano}\right) \left(24 \frac{horas}{dia}\right)}{12 \frac{mês}{ano}} = 730 \frac{hora}{mês}$$

No cálculo das variáveis do sistema equivalente de energia, é necessário transformar grandezas fornecidas em unidade de volume ( $hm^3$ ) para unidade de energia (MWmês), como por exemplo no cálculo das energias armazenável máxima, armazenada, de volume morto e de aversão ao risco. Para tanto, deve-se utilizar um fator de conversão, como apresentado abaixo:

$$E = \frac{V\rho}{k}$$

onde:

E: é energia em MWmês

V: é o volume dado em  $hm^3$

$\rho$ : é a produtibilidade dada em  $MW/(hm^3/s)$

O fator de conversão  $k$  representa o número de segundos no mês, e é obtido através da equação  $k = 3600 \cdot NHOR_{mês}$ . Como  $NHOR_{mês}$  é considerada igual a 730 hora/mês, então  $k$  vale  $2,628 \cdot 10^6$  s/mês. Como no modelo NEWAVE é utilizada uma exatidão de 0,01 (duas casas decimais), o valor adotado para a constante  $k$  passa a ser de  $2,63 \cdot 10^6$  s/mês.

A existência de anos bissextos é desconsiderada quando a premissa adotada é de que o ano tem 365 dias. Uma representação mais apurada pode ser obtida considerando que um ano tem 365,25 dias. Dessa forma, durante os módulos de cálculo das variáveis do sistema equivalente e de cálculo da política ótima de operação, todos os meses do período de estudo serão representados por 730,5 horas, conforme a equação abaixo:

$$NHOR_{mês} = \frac{\left(365,25 \frac{dia}{ano}\right) \left(24 \frac{horas}{dia}\right)}{12 \frac{mês}{ano}} = 730,5 \frac{hora}{mês}$$

Dessa forma, considerando que  $NHOR_{mês}$  é igual a 730,5 h/mês, o fator de conversão  $k$  assume o valor de  $2,6298 \cdot 10^6$  s/mês. Se for considerada a exatidão de duas casas decimais, o valor para a constante  $k$  continua a ser de  $2,63 \cdot 10^6$  s/mês. Porém, para tornar mais preciso o cálculo de algumas variáveis relacionadas ao sistema equivalente de energia, a exatidão adotada passará a ser de quatro casas decimais. Com isso, o fator de conversão  $k$  passa a ser igual a  $2,6298 \cdot 10^6$  s/mês.

## 4.2 Alterações

O número de horas mensais utilizado no modelo NEWAVE foi substituído por 730,5 hora/mês e a exatidão utilizada para o fator de correção passou a ser de 0,0001 (4 casas decimais). Dessa forma, a constante  $k$  passa a ser igual a  $2,6298 \cdot 10^6$  s/mês.

A seguir são apresentados os valores calculados de energia armazenável máxima considerando diferentes níveis de exatidão para o fator de conversão, a saber: duas casas decimais na versão 12.10 e quatro casas decimais na versão 12.11.

Energia armazenável máxima [MWmês] – PMO Jul/2005				
Versão	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
12.10	178775,3	15467,8	50754,5	12879,5
12.11	178788,9	15469	50758,3	12880,4
diferença [MWmês]	-13,6	-1,2	-3,8	-0,9
diferença [%]	-0,008%	-0,008%	-0,007%	-0,007%

Analisando os resultados apresentados na tabela pode-se observar que a diferença percentual entre os valores é muito pequena não ultrapassando 0,01%, nesse caso.

### **4.3 *Entrada de dados***

A modificação da constante relacionada ao número de horas no mês não implica em alteração nos arquivos de entrada de dados.

### **4.4 *Rebatimentos nos demais modelos da cadeia***

A implementação dessa modificação torna o modelo NEWAVE, com relação às constantes número de horas no mês e fator de conversão, compatível com o modelo DECOMP.

O módulo de otimização do modelo SUIISHI-O deve ser revisto para torná-lo compatível com a versão do programa NEWAVE que incorpora as modificações relacionadas nessa Nota Técnica. O módulo de simulação do modelo SUIISHI-O é compatível com as modificações.

## 5 NOTA TÉCNICA 14 - Atualização do cálculo da geração hidráulica máxima

### 5.1 Introdução

Na versão 12 do programa NEWAVE, com a entrada da máquina que leva à motorização da usina hidroelétrica, o cálculo de geração hidráulica máxima (GHmax) é realizado considerando o número de máquinas existentes antes desta expansão mais o número de máquinas base. Logo, o número de máquinas utilizado no cálculo da GHMax fica sobrestimado.

Por exemplo, considere o caso ocorrido no PMO Abril/06 onde a usina Capim Branco I iniciava o estudo submotorizada.

Usina 27 – Capim Branco I (Subsistema Sudeste)

Status: Existente com expansão (EE)

- Situação Inicial: 1 máquina
- Número de Máquinas Base: 3 máquinas
  
- Expansões:
  - 04/2006 – 1 máquina (80MW) – 2ª máquina
  - 06/2006 – 1 máquina (80 MW) – 3ª máquina

Em junho de 2006 o cálculo de GHmax deveria considerar três máquinas (número inicial configurado no arquivo de modificações + número de máquinas em expansão até este período). Porém, o cálculo considerava o número inicial de máquinas no período mais o número base de máquinas, totalizando cinco máquinas ( $2 + 3 = 5$  máquinas). Logo, a geração hidráulica máxima ficava maior para o subsistema onde a usina estava localizada.

Para calcular de maneira correta a geração hidráulica máxima do subsistema é necessário corrigir o cálculo do número de máquinas do período onde ocorre a motorização da usina hidroelétrica que estava inicialmente submotorizada.

## 5.2 Alterações

Modificação na contagem do número de máquinas utilizado no cálculo da geração hidráulica máxima para usinas hidráulicas que têm número base de máquinas maior que 1 (um) e iniciavam o estudo submotorizadas (ao menos 1 máquina).

Essa alteração pode causar diferenças nos resultados dos PMOs que apresentem a situação descrita acima, isto é, usina inicialmente submotorizada e que apresente número base de máquinas maior do que um.

## 5.3 Exemplo

A seguir são apresentados os valores calculados de geração hidráulica máxima considerando a alteração no cálculo do GHmax.

<b>Geração hidráulica máxima [MWmed] – PMO Abril/2006</b>	
<b>Período: junho/2006</b>	
<b>Versão</b>	<b>Sudeste (altura mínima)</b>
12	37170
12.10	37000
diferença [MWmês]	170
diferença [%]	0,46%

## 5.4 Entrada de dados

A alteração no cálculo da geração hidráulica máxima não implica em alteração nos arquivos de entrada de dados.

## 5.5 Rebatimentos nos demais modelos da cadeia

A implementação dessa modificação no modelo NEWAVE não tem rebatimento nos demais modelos da cadeia energética



## 6 NOTA TÉCNICA 15 - Disponibilização das parcelas do valor esperado do custo total de operação

### 6.1 Introdução

O valor esperado do custo total de operação, que é impresso pelo modelo NEWAVE no relatório de convergência, é calculado como sendo a média aritmética dos custos totais de operação ( $CTO_{isim}$ ) das séries simuladas, ou seja:

$$E(CTO) = \frac{1}{nsim} \sum_{isim=1}^{nsim} CTO_{isim}$$

onde:  $nsim$  é número de séries sintéticas utilizada na simulação final

Para cada série, o custo total de operação é formado pelo somatório do custo operativo ( $COper_{iper, isim}$ ) de cada período, atualizado pela taxa de desconto mensal, conforme:

$$CTO_{isim} = \sum_{iper=1}^{nper} COper_{iper, isim} * txdesc^{(iper-1)}$$

onde:  $txdesc$  é a taxa de desconto mensal, calculada a partir da taxa de desconto anual fornecida pelo usuário no arquivo de dados gerais.

$nper$  é o número de meses do horizonte de estudo.

O valor do custo operativo de cada estágio é formado pelas parcelas relacionadas às seguintes variáveis:

- a) geração térmica
- b) déficit
- c) vertimento
- d) excesso de energia
- e) intercâmbio de energia
- f) não atendimento às restrições de intercâmbio mínimo obrigatório
- g) não atendimento às metas de energia de desvio d'água

- h) não atendimento às restrições de curva de aversão ao risco e/ou volume mínimo operativo com penalidade

A expressão do custo operativo de cada estágio é dada por:

$$CO_{per, isim} = NHOR * \sum_{isis=1}^{n_{sis}} \left[ \left( \sum_{i=1}^{n_{ter, isis}} (GT_{i, iper} + GTMin_{i, iper}) * CTerm_{i, iper} \right) + \left( \sum_{j=1}^{n_{pdef}} Def_{j, isis, iper} * CDef_{j, isis, iper} \right) + \right. \\ \left. Vert_{isis, iper} * CVert + Exc_{isis, iper} * CExc + \left( \sum_{\substack{jsis=1 \\ jsis \neq isis}}^{n_{nsis}} Int_{isis, jsis, iper} * CInt \right) + \right. \\ \left. (\delta Dsvc_{isis, iper} + \delta Dsvf_{isis, iper}) * CDsv + \delta Car_{isis, iper} * CCar_{isis} + \left( \sum_{\substack{jsis=1 \\ jsis \neq isis}}^{n_{nsis}} \delta IMin_{isis, jsis, iper} * CIMin \right) \right]$$

onde:

$n_{sis}$ : é o número de subsistemas reais

$n_{nsis}$ : é o número de subsistemas reais mais fictícios

$n_{ter, isis}$ : é o número de usinas termoeletricas do subsistema  $isis$

$n_{pdef}$ : é o número de patamares de déficit

$GT_{i, iper}$ : é a parcela flexível da geração térmica da UTE  $i$

$GTMin_{i, iper}$ : é a parcela inflexível da geração térmica da UTE  $i$

$CTerm_{i, iper}$ : é o custo de operação da UTE  $i$

$Def_{j, isis, iper}$ : é o déficit de energia do subsistema  $isis$  no patamar de déficit  $j$

$CDef_{j, isis, iper}$ : é o custo do déficit de energia do subsistema  $isis$  no patamar de déficit  $j$

$Vert_{isis, iper}$ : é a energia vertida pelo subsistema  $isis$

$CVert$ : é a penalidade associada à energia vertida

$Exc_{isis, iper}$ : é o excesso de energia do subsistema  $isis$

$CExc$ : é a penalidade associada ao excesso de energia

$Int_{isis, jsis, iper}$ : é o intercâmbio de energia entre os subsistemas  $isis$  e  $jsis$

$CInt$ : é a penalidade associada ao intercâmbio de energia

$\delta D_{svc_{isis,iper}}$ : é o valor da violação aos requisitos de energia de desviada controlável do subsistema *isis*

$\delta D_{svf_{isis,iper}}$ : é o valor da violação aos requisitos de energia de desviada fio d'água do subsistema *isis*

$CD_{sv}$ : é a penalidade associada à violação aos requisitos de energia de desviada

$\delta Car_{isis,iper}$ : é o valor da violação aos requisitos de curva de aversão ao risco e/ou volume mínimo operativo com penalidade do subsistema *isis*

$CCar_{isis}$ : é a penalidade associada à violação aos requisitos de curva de aversão ao risco e/ou volume mínimo operativo com penalidade do subsistema *isis*

$\delta IMin_{isis,jsis,iper}$ : é o valor da violação aos requisitos de intercâmbio mínimo de energia entre os subsistemas *isis* e *jsis*

$CIMin$ : é a penalidade associada à violação aos requisitos de intercâmbio mínimo de energia

$NHOR$ : número de horas mensais

As penalidades associadas às parcelas de vertimento, excesso de energia e intercâmbio são definidas internamente no modelo NEWAVE e servem para evitar exportação de vertimento e/ou déficit entre os subsistemas. Os valores atribuídos a essas variáveis são: \$0,001/MWh (vertimento), \$0,002/MWh (excesso) e \$0,005/MWh (intercâmbio), onde \$ é a unidade monetária adotada. As penalidades/custos associadas às demais parcelas são definidas pelo usuário através de arquivos de entrada de dados específicos.

No relatório de convergência, após a tabela com os valores médios anuais do custo marginal de operação, são impressas três tabelas contendo as parcelas que compõem o valor esperado do custo total de operação. Cada tabela é descrita abaixo.

- 1) *Custo de Operação das Séries Simuladas*: Corresponde ao valor esperado do custo de operação total de operação, de todas as séries simuladas durante simulação final, para os períodos de pré-estudo e de planejamento, atualizados para o início do primeiro mês do período de pré-estudo. Se não for considerado período de pré-estudo, os valores do custo serão atualizados para

o início do primeiro mês do período de planejamento. Caso seja informado número de anos pós final, os custos desse período estarão incluídos no valor acima.

- 2) *Valor Esperado para Período de Estudo*: Corresponde ao valor esperado do custo de operação total de operação, de todas as séries simuladas durante simulação final, para o período de planejamento, atualizados para o início do primeiro mês do período de pré-estudo. Se não for considerado período de pré-estudo, os valores do custo serão atualizados para o início do primeiro mês do período de planejamento.
- 3) *Custo de Operação Referenciado ao Primeiro Mês do Período de Estudo*: Corresponde ao valor esperado do custo total de operação, de todas as séries simuladas durante a simulação final, para o período de planejamento, atualizados para o início do primeiro mês do período de planejamento.

## **6.2 Entrada de dados**

Essa nova funcionalidade não implica em alteração nos arquivos de entrada de dados.

## **6.3 Rebatimentos nos demais modelos da cadeia**

A implementação dessa nova funcionalidade não tem rebatimento nos demais modelos da cadeia energética.

## **7 NOTA TÉCNICA 16 - Separação da energia de outros usos d'água**

### **7.1 Introdução**

A energia associada aos outros usos da água consiste no valor energético das afluições desviadas ou adicionadas imediatamente à montante da usina hidroelétrica. A energia de outros usos de água independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração e da vazão que está sendo desviada ou adicionada. Essa vazão é informada pelo usuário.

Até a versão 12.8 do programa NEWAVE, a energia de outros usos d'água era calculada valorizando a vazão líquida, adicionada ou desviada a montante do reservatório, pelas produtibilidades acumuladas, conforme descrito no Manual de Referência do modelo NEWAVE. A vazão líquida é o resultado da soma da vazão desviada, cujo valor na entrada de dados é negativo, com a vazão adicionada, cujo valor é positivo.

A versão 12 do programa NEWAVE já permitia que a violação do atendimento dos requisitos de desvio de água fosse penalizada na função objetivo, tornando possível a consideração dessa variável no cálculo da política de operação. Logo, dividir a energia de outros usos em duas parcelas referentes a energia desviada e energia adicionada seria mais consistente com o modelo a sistema equivalente. Um exemplo típico de inconsistência utilizando a variável única é o caso onde a energia adicionada é maior que a energia desviada. Dessa forma, a energia líquida é positiva (energia resultante equivalente a um acréscimo), tornando inócua a formulação com penalização para a violação de desvio de água.

Nessa Nota Técnica é descrita a formulação utilizada a partir da versão 12.9 do programa NEWAVE, onde são calculadas separadamente as energias de desvio de água e energias de acréscimo de água. A formulação para a energia de acréscimo d'água segue o que foi feito para a energia de desvio d'água, descrita na Nota Técnica nº. 10, de Outubro de 2003, diferenciando apenas no que tange à consideração das variáveis de folga para as metas de atendimento ao desvio – as metas de acréscimo

d'água são sempre satisfeitas, não permitindo uma penalização pelo não atendimento a estas restrições.

## 7.2 Alterações

A parcela controlável da energia de acréscimo d'água (EAAC), influencia positivamente a energia armazenada por subsistema. Desta forma, a equação de balanço hídrico deve contemplar esta parcela:

$$EA_{t+1}(k) = FDIN_t(k)EA_t(k) + FC_t(k)EC_t(k) - GH_t(k) - EVT_t(k) + \\ - EVM_t(k) - EVP_t(k) - EM_t(k) - EDVC_t(k) + EACC_t(k)$$

Já a parcela fio d'água da energia de acréscimo de energia (EACF) é turbinada, diminuindo assim a demanda a ser atendida, conforme apresentado na nova equação de atendimento à demanda:

$$GH_t^m(k) + \sum_{j \in NUT_k} GT_{t,j}^m + \sum_{i \in \Omega_k} [(F_{t,i,k}^m - F_{t,k,i}^m)] + DEF_{t,k}^m - EXC_t^m(k) = \\ \left[ D_{t,k} - EVM_t(k) - EFIO_t(k) - \sum_{j \in NUT_k} GTMIN_{t,j} + EDVF_t(k) - EACF_t(k) \right] FPENG_m$$

onde:

$EACC_t(k)$ : é a parcela controlável da energia de acréscimo d'água para o subsistema  $k$ ;

$EACF_t(k)$ : é a parcela fio d'água da energia de acréscimo d'água para o subsistema  $k$ .

As parcelas acima mencionadas são calculadas através de parcelas de acoplamento:

$$EACC_t(k) = AACRC(k) \cdot EAAGUA_t(k) + \sum_{j \in \Omega(k)} (BACRC(j, k) \cdot EAAGUA_t(j))$$

$$EACF_t(k) = DACRFF(k) \cdot EAAGUAF_t(k) + \sum_{j \in \Omega(k)} \left( \begin{matrix} CACRC(j, k) \cdot EAAGUA_t(j) + \\ EACRC(j, k) \cdot EAAGUAF_t(j) \end{matrix} \right)$$

onde cada uma das parcelas de acoplamento é resultante de uma correção através de uma parábola em função da energia armazenada ajustada previamente, conforme o exemplo a seguir, para  $AACRC(k)$ :

$$AACRC(k) = APARAAC(k) \cdot [EA_i(k)]^2 + BPARAAC(k) \cdot EA_i(k) + CPARAAC(k)$$

Maiores informações podem ser encontradas no Manual de Referência do modelo NEWAVE.

### 7.3 Entrada de dados

Essa nova funcionalidade não implica em alteração nos arquivos de entrada de dados.

### 7.4 Exemplo

A seguir, são apresentados os valores calculados para energia de desvio d'água para a versão 12.8 (sem separação) e as energias de desvio e acréscimo d'água para a versão 12.11, para um subsistema (Sudeste).

**Tabela 1 - Energia de Outros Usos d'Água do subsistema Sudeste (versão 12.8)**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2006	-222.43	-204.64	-297.17	-499.17	-423.24	-690.4	-738.95	-680.24	-721.64	-297.4	-399.68	-196.66
2007	-232.06	-217.51	-314.39	-527.76	-442.15	-722.31	-772.3	-704.57	-750.9	-302.75	-406.49	-197.42
2008	-235.59	-219.86	-320.45	-540.25	-454.82	-744.09	-795.08	-725.04	-774.46	-311.06	-417.49	-200.57
2009	-241.51	-237.37	-341.83	-570.87	-484.09	-785.07	-838.18	-768.17	-818.08	-333.77	-441.39	-218.51
2010	-260.14	-243.88	-357.06	-600.54	-509.66	-826.88	-883.48	-809.97	-867.82	-348.43	-455.43	-224.99
2011	-265.31	-249.33	-364.84	-621.28	-527.16	-853.52	-916.63	-836.59	-896.25	-357.07	-463.33	-228.09
2012	-269.89	-252.98	-406.72	-673.14	-578.44	-919.53	-980.99	-897.24	-960.59	-401.1	-507.52	-268.01
2013	-310.02	-293.47	-412.14	-688.66	-594.25	-939.54	-1004.7	-920.39	-984.69	-408.05	-514.38	-269.95
2014	-314.74	-298.07	-419.89	-704.96	-609.69	-964.13	-1032.39	-946.98	-1012.71	-417.73	-523.13	-273.34
2015	-319.72	-303.48	-443.99	-761.92	-654.17	-1052.12	-1125.12	-1025.19	-1123.33	-447.02	-528.03	-278.75

**Tabela 2 - Energia Desvio d'Água do subsistema Sudeste (versão 12.11)**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2006	-222.43	-204.64	-297.17	-499.17	-423.24	-690.4	-738.95	-680.24	-721.64	-297.4	-399.68	-196.66
2007	-232.06	-217.51	-314.39	-527.76	-442.15	-722.31	-772.3	-704.57	-750.9	-302.75	-406.49	-197.42
2008	-235.59	-219.86	-320.45	-540.25	-454.82	-744.09	-795.08	-725.04	-774.46	-311.06	-417.49	-200.57
2009	-241.51	-237.37	-341.83	-570.87	-484.09	-785.07	-838.18	-768.17	-818.08	-333.77	-441.39	-218.51
2010	-260.14	-243.88	-357.06	-600.54	-509.66	-826.88	-883.48	-818.13	-881.56	-362.17	-469.17	-238.73
2011	-279.04	-263.07	-378.57	-635.01	-540.9	-867.26	-930.37	-850.33	-909.99	-370.81	-477.07	-241.83
2012	-283.63	-266.72	-420.46	-686.88	-592.18	-933.27	-994.73	-910.98	-974.33	-414.84	-521.26	-281.75
2013	-323.76	-307.2	-425.88	-702.4	-607.99	-953.28	-1018.44	-934.13	-998.43	-421.79	-528.12	-283.69
2014	-328.48	-311.81	-433.63	-718.7	-623.42	-977.87	-1046.13	-960.72	-1026.45	-431.47	-536.87	-287.08
2015	-333.46	-317.22	-457.73	-775.66	-667.91	-1065.85	-1138.86	-1038.93	-1137.07	-460.76	-541.77	-292.49

**Tabela 3 - Energia de Acréscimo d'Água do subsistema Sudeste (versão 12.11)**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	8.16	13.74	13.74	13.74	13.74
2011	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74
2012	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74
2013	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74
2014	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74
2015	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74	13.74

**Tabela 4 - Energia de Acréscimo + Desvio d'Água do subsistema Sudeste (versão 12.11)**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2007	-222.43	-204.64	-297.17	-499.17	-423.24	-690.4	-738.95	-680.24	-721.64	-297.4	-399.68	-196.66
2008	-232.06	-217.51	-314.39	-527.76	-442.15	-722.31	-772.3	-704.57	-750.9	-302.75	-406.49	-197.42
2009	-235.59	-219.86	-320.45	-540.25	-454.82	-744.09	-795.08	-725.04	-774.46	-311.06	-417.49	-200.57
2010	-241.51	-237.37	-341.83	-570.87	-484.09	-785.07	-838.18	-768.17	-818.08	-333.77	-441.39	-218.51
2011	-260.14	-243.88	-357.06	-600.54	-509.66	-826.88	-883.48	-809.97	-867.82	-348.43	-455.43	-224.99
2012	-265.3	-249.33	-364.83	-621.27	-527.16	-853.52	-916.63	-836.59	-896.25	-357.07	-463.33	-228.09
2013	-269.89	-252.98	-406.72	-673.14	-578.44	-919.53	-980.99	-897.24	-960.59	-401.1	-507.52	-268.01
2014	-310.02	-293.46	-412.14	-688.66	-594.25	-939.54	-1004.7	-920.39	-984.69	-408.05	-514.38	-269.95
2015	-314.74	-298.07	-419.89	-704.96	-609.68	-964.13	-1032.39	-946.98	-1012.71	-417.73	-523.13	-273.34
2016	-319.72	-303.48	-443.99	-761.92	-654.17	-1052.11	-1125.12	-1025.19	-1123.33	-447.02	-528.03	-278.75

As diferenças entre as Tabelas 1 e 4 ocorrem na segunda casa decimal, devido a arredondamentos para a impressão no relatório.

## **7.5 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

O modelo DECOMP já utiliza a separação das parcelas de desvio e acréscimo d'água. Desta maneira, o NEWAVE se torna compatível, em relação a esta funcionalidade, com o mesmo.

O modelo SUIISHI-O não possui um tratamento diferenciado para energias de acréscimo e desvio d'água, sendo necessária uma modelagem semelhante de maneira a torná-lo compatível, em relação a este tratamento, com a nova versão do programa NEWAVE.



## 8 NOTA TÉCNICA 17 - Uso concomitante de curva de aversão ao risco e volume mínimo operativo com penalidade

### 8.1 Introdução

Foi implementado na versão 12.10 do programa NEWAVE a possibilidade de utilização de restrições de volume mínimo operativo relaxadas (VMINP), permitindo uma penalização para o seu não-cumprimento, na função objetivo, simultânea à utilização de curva-guia para os subsistemas (CAR).

Ao se permitir estes dois tipos de restrições com penalidade ao modelo NEWAVE, dever-se-ia ter duas equações restritivas por problema:

$$\begin{cases} EArm f_{isis} + \delta_{CURVA}^{isis} \geq EArm n_{CURVA}^{isis} \\ EArm f_{isis} + \delta_{VMINP}^{isis} \geq EArm n_{VMINP}^{isis} \end{cases},$$

onde:

$EArm f_{isis}$ : é a energia armazenável final do subsistema *isis*

$EArm n_{CURVA}^{isis}$ : é a energia armazenável mínima devido à CAR do subsistema *isis*

$EArm n_{VMINP}^{isis}$ : é a energia armazenável mínima devido ao VMINP do subsistema *isis*

$\delta_{CURVA}^{isis}$ : é o valor da violação aos requisitos de CAR do subsistema *isis*

$\delta_{VMINP}^{isis}$ : é o valor da violação aos requisitos de VMINP do subsistema *isis*

As violações aos requisitos de CAR e VMINP serão penalizadas na função objetivo do problema a ser resolvido.

Para simplificar, as duas desigualdades podem ser transformadas em apenas uma equação:

$$EArm f_{isis} + \delta_{AR}^{isis} \geq EArm n_{AR}^{isis}$$

onde:

$EArm n_{AR}^{isis}$ : é a energia armazenável mínima devido à restrição de aversão ao risco do subsistema *isis*

$\delta_{AR}^{isis}$ : é o valor da violação aos requisitos de aversão ao risco do subsistema *isis*

O valor de  $EArmnar^{isis}$  será igual ao máximo entre os valores  $EArmnr^{isis}_{CURVA}$  e  $EArmnr^{isis}_{VMINP}$ .

Desta forma, tem-se apenas uma restrição, denominada de *restrição de aversão ao risco*, substituindo as restrições de curva de aversão e volume mínimo operativo com penalidade. Esta substituição é válida se for considerada a política de se penalizar somente a restrição com maior violação. Vale a pena ressaltar que se deve ter a mesma penalidade para as duas violações, para que as mesmas possam ser penalizadas alternadamente, caso necessário, na função objetivo.

## **8.2 Entrada de dados**

Para implementação dessa nova funcionalidade foi alterado o formato de três arquivos de entrada: Dados Gerais (DGER.DAT), Curva de Aversão ao Risco (CURVA.DAT) e Alteração de Cadastro das Hidráulicas (MODIF.DAT).

No DGER.DAT pode-se optar pela consideração ou não de restrições de aversão ao risco, e não mais pela existência de curva ou volume mínimo operativo com penalidade, as quais eram mutuamente excludentes.

No MODIF.DAT foi criada uma nova palavra-chave: VMINP, que representa volume mínimo operativo com folga penalizada na função objetivo Seu formato de entrada é idêntico ao formato do VMINT. A palavra-chave VMINT passa a representar somente uma restrição de volume mínimo operativo sem folga.

Caso seja considerado o uso de restrições de aversão ao risco, as penalidades e as curvas de aversão por subsistema devem ser declaradas no arquivo CURVA.DAT, enquanto que as restrições de VMINP devem ser declaradas no arquivo MODIF.DAT por usina hidrelétrica.

A declaração de alguma restrição de aversão ao risco (CAR, VMINP ou ambas) torna obrigatória a declaração da penalidade por não atendimento, para o subsistema em questão.

É importante lembrar que as penalidades declaradas no arquivo CURVA.DAT são válidas tanto para restrições do tipo CAR quanto VMINP.

### 8.3 Exemplo

Para exemplificar o cálculo da energia armazenável mínima devido à restrição de aversão ao risco, foi utilizado o PMO de abril/2006. Foram feitas simulações considerando somente restrições de CAR, somente restrições de VMINP e finalmente, considerando concomitantemente as duas restrições.

A energia armazenável mínima devido à CAR para o subsistema Norte, supondo uma curva de 10% para todo o horizonte de planejamento é apresentada na Tabela 1.

**Tabela 1 - Energia armazenável mínima devido à CAR do subsistema Norte**

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2006				1192,99	1248,09	1285,66	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,16
2007	1234,85	1188,47	1164,11	1164,07	1212,77	1285,66	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,16
2008	1234,85	1188,47	1164,11	1164,07	1212,77	1285,66	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,16
2009	1234,85	1188,47	1164,11	1164,07	1212,77	1285,66	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,16
2010	1234,85	1188,47	1164,11	1164,07	1212,78	1451,16	1477,57	1477,57	1477,57	1477,57	1477,52	1407,04

A energia armazenável mínima do subsistema Norte é apresentada na Tabela 2. Essa energia foi calculada considerando um volume mínimo operativo imposto à usina Tucuruí de 10% para 2006 e 2007, 70% em 2008, 15% em 2009 e 60% em 2010.

**Tabela 2 - Energia armazenável mínima devido ao VMINP do subsistema Norte**

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2006				584,46	616,04	637,75	650,89	650,89	650,89	650,89	650,89	641,06
2007	597,14	571,43	559,72	566,01	598,6	637,75	650,89	650,89	650,89	650,89	650,89	641,06
2008	5030,7	4835,89	4736,75	4747,89	4962,5	5266,39	5374,88	5374,88	5374,88	5374,88	5374,88	5357,36
2009	916,75	877,82	859,82	868,43	916,99	976,66	996,78	996,78	996,78	996,78	996,78	983,09
2010	4220,54	4055,15	3972,02	3985,1	3695,08	4438,21	4518,99	4518,99	4518,99	4518,99	4470,77	4257,51

A energia armazenável mínima do subsistema Norte devido à restrição de aversão ao risco é apresentada na Tabela 3.

**Tabela 3 - Energia armazenável mínima devido à restrição de aversão ao risco do subsistema Norte**

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2006				1192,99	1248,09	1285,66	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,16
2007	1234,85	1188,47	1164,11	1164,07	1212,77	1285,66	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,16
2008	5030,7	4835,89	4736,75	4747,89	4962,5	5266,39	5374,88	5374,88	5374,88	5374,88	5374,88	5357,36
2009	1234,85	1188,47	1164,11	1164,07	1212,77	1285,66	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,14	1312,16
2010	4220,54	4055,15	3972,02	3985,1	3695,08	4438,21	4518,99	4518,99	4518,99	4518,99	4470,77	4257,51

Conforme o esperado, a variável  $EArmnar^{Norte}$  assumiu o maior valor entre os valores da restrição de curva de aversão ao risco e volume mínimo operativo com penalidade. Esse resultado pode ser verificado na Tabela 4.

**Tabela 4 - Energia armazenável mínima devido à restrições de aversão ao risco do subsistema Norte**

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2006				CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR
2007	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR
2008	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP
2009	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR	CAR
2010	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP	VMINP

#### **8.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

A consideração de restrições de aversão ao risco não está implementada nos demais modelos da cadeia energética. Portanto, a atual implementação não terá rebatimentos nesses modelos.

## **9 NOTA TÉCNICA 18 - Formação dos períodos estáticos inicial e final**

### **9.1 Introdução**

Com a finalidade de se obter uma política de operação, independente do estado inicial do armazenamento dos subsistemas, é considerado um período inicial denominado período pré. No algoritmo de programação dinâmica dual estocástica é necessário definir uma função que represente a política de operação para o último estágio. Como não se conhece essa função a priori, normalmente é adotada uma função nula. Essa hipótese tem como desvantagem indicar para o algoritmo que no final do horizonte de planejamento o valor da energia armazenada no sistema equivalente é nulo. Com isso, o algoritmo indicará o esvaziamento dos subsistemas no final desse horizonte. De maneira a evitar-se este fenômeno, é adicionado ao fim do horizonte de planejamento um conjunto de anos, denominado período pós.

Tanto o período pré como o período pós são construídos mantendo-se a configuração do primeiro e último período de planejamento. Desta forma, estes períodos são também conhecidos como períodos estáticos inicial e final.

O objetivo desta Nota Técnica é compatibilizar a modelagem de algumas variáveis do problema de despacho da operação durante os períodos de planejamento e estáticos.

### **9.2 Alteração na modelagem**

#### **- *Energias de desvio/acrécimo d'água***

Até a versão 12.6, as energias de desvio/acrécimo d'água do primeiro e último anos de planejamento eram levadas aos períodos estáticos inicial e final, respectivamente. Porém, como a configuração nestes períodos é estática, o cálculo das energias de desvio/acrécimo d'água deve utilizar a vazão desviada/acrescentada do primeiro e último anos, considerando-se a configuração do primeiro e último períodos, no cálculo das energias para os períodos pré e pós, respectivamente.

Até a versão 12.6, a maneira como o programa NEWAVE calculava a energia para o mês *imês* do período pré era:

$$EDAGUA_{imês / PRÉ} = EDAGUA_{imês / anoinic} \text{ ,}$$

onde:

*anoinic*: é o primeiro ano do período de planejamento.

As fórmulas para o período pós e para as energias de acréscimo d'água são análogas.

A partir da versão 12.7, leva-se para o período de estudo a vazão de desvio/acréscimo d'água, calculando-se as respectivas energias com base na configuração do primeiro/último período de planejamento:

$$QDSV_{imês / pré} = QDSV_{imês / anoinic}$$

#### - **Geração térmica máxima**

A partir da versão 12.7, o programa NEWAVE permite que seja considerada uma geração térmica máxima diferente para cada mês dos períodos estáticos. Esta escolha (sazonal/não-sazonal) é realizada através de um sinalizador (*flag*) no arquivo de configuração térmica. Escolhendo-se a sazonalidade:

$$GT_{imes / pré}^{iter} \leq GTMÁX_{imes / anoinic} \text{ ,}$$

onde:

*iter*  $\in$  *NUT* = conjunto de usinas térmicas.

Equação análoga é definida para o período pós considerando-se o último ano de planejamento.

#### - **Perdas por submotorização**

Até a versão 12.6, as perdas por submotorização não eram utilizadas nos problemas de despacho hidrotérmico para os períodos estáticos, somente para o período de planejamento. A partir da versão 12.7 consideram-se as perdas por submotorização nestes períodos, levando-se os valores do primeiro e último período de planejamento para os períodos pré e pós, respectivamente.

$$ESUBMOT_{mês/pré}^{isis} = ESUBMOT_{jan/anoinic}^{isis}$$

### **9.3 Entrada de dados**

Apenas a possibilidade da consideração de GTMax sazonal nos períodos estáticos inicial e final implica em uma alteração nos dados de entrada. Para escolher-se a opção de sazonalidade da geração térmica máxima, o *flag* da coluna 43 do arquivo de configuração térmica deve valer “1” (um).

### **9.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

As alterações descritas nessa Nota Técnica dizem respeito à formação dos períodos estáticos inicial e final utilizados nos casos do programa NEWAVE. Estas considerações não dizem respeito a outros modelos da cadeia energética.

## **10 NOTA TÉCNICA 19 - Discretização específica da variável de estado armazenamento no início do mês**

### **10.1 Introdução**

Atualmente, no processo de cálculo da política ótima de operação do sistema interligado brasileiro, o modelo NEWAVE utiliza uma discretização em paralelo da variável de estado armazenamento no início do mês, durante a primeira iteração do algoritmo de programação dinâmica dual estocástica (simulação “backward”). Nas demais iterações, os estados de armazenamento visitados são aqueles atingidos pela última simulação direta (simulação “forward”).

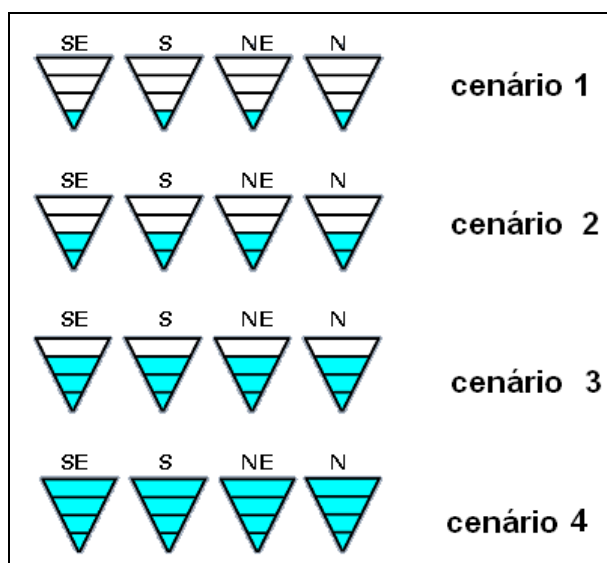
Com o propósito de melhorar a representação da função de custo futuro para uma região de armazenamento de algum(s) subsistema(s), deve ser incorporado ao modelo NEWAVE a possibilidade de visitar, em um número reduzido de cenários de afluências passadas, combinações de estados de armazenamento dos subsistemas que tenham maior probabilidade de ocasionar situações críticas. Essas combinações de estados de armazenamento devem ser visitadas obrigatoriamente durante todas as iterações do processo de cálculo da política ótima de operação. Para os demais cenários de afluências passadas, os estados de armazenamento visitados continuarão a ser aqueles atingidos pela última simulação direta.

### **10.2 Alterações**

No modelo NEWAVE, além do armazenamento no início do mês, as afluências passadas também são variáveis de estado. Sem assim, atualmente, o modelo NEWAVE associa a cada estado de armazenamento um cenário de afluências passadas. E, cada estado de armazenamento corresponde a uma combinação dos armazenamentos iniciais de todos os subsistemas. Inicialmente, os reservatórios são divididos em faixas, sendo o número de faixas igual ao número de cenários de afluências passadas utilizado durante o cálculo da política ótima de operação. Na primeira iteração “backward” do algoritmo PDDE, a combinação dos armazenamentos iniciais de cada subsistema é feita de forma paralela. Na Figura 1 é



mostrada a definição dos estados de armazenamento inicial para um caso exemplo com quatro cenários de afluências passadas.



**Figura 1 – Estados de Armazenamento Inicial (Discretização em Paralelo) e Cenários de Afluências Passadas**

O primeiro cenário de afluências passadas gerado está associado ao estado de armazenamento relativo à primeira faixa dos reservatórios e assim por diante.

Após a primeira iteração, os estados de armazenamento a serem visitados na segunda simulação “backward” serão aqueles que foram atingidos na simulação direta anterior. Desta forma, a cada simulação “backward”, as combinações de estados a serem visitadas vão se modificando, percorrendo assim, mais “pontos” do espaço de estados. É importante lembrar que, os novos pontos do espaço de estados visitados são combinações de estados (armazenamento e afluência passada) que têm uma probabilidade maior de serem atingidas durante a operação real do sistema.

A possibilidade de acessar a cada iteração novos pontos do espaço de estados torna o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica mais atrativo do que o algoritmo de programação dinâmica clássico. Esse último algoritmo tem como característica visitar sempre as mesmas combinações de estados (armazenamento e afluências passadas) durante todo o processo de definição da estratégia ótima de operação. E, o número de pontos visitados do espaço de estados não pode ser muito grande devido ao mal da dimensionalidade.

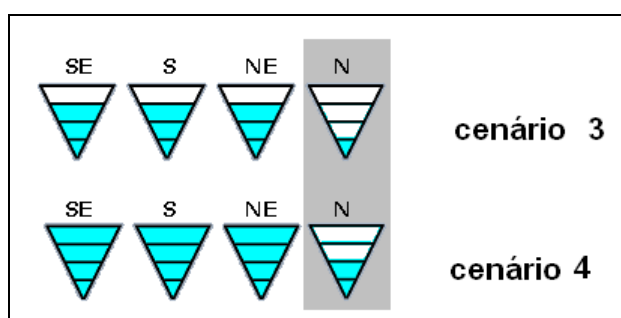
Com a implementação da funcionalidade descrita nesta Nota Técnica, o usuário poderá escolher um número reduzido de níveis de armazenamento que serão

visitados em todas as iterações “backward” do processo de cálculo da política ótima de operação.

Suponha que usuário escolha a faixa de armazenamento de 75% a 100% do armazenamento máximo. De acordo com o exemplo apresentado na Figura 1, os cenários 3 e 4 visitarão obrigatoriamente o mesmo estado de armazenamento inicial durante todas as iterações do processo de definição da estratégia ótima de operação.

Os estados de armazenamento a serem fixados podem ser definidos para todos os subsistemas ou não. O usuário deve escolher quais os subsistemas fazem parte discretização customizada e quais são as novas faixas associadas aos estados de armazenamento inicial. Os estados de armazenamento inicial dos subsistemas que não fazem parte discretização customizada permanecem sendo calculados da forma tradicional (inicialmente fixo e depois atualizado de acordo com o estado atingido durante a simulação direta).

Por exemplo, suponha que o usuário tenha definido somente para o subsistema Norte a discretização customizada, e que a nova faixa do reservatório do subsistema Norte a ser atribuída aos estados de armazenamento seja de 25 % a 50%. Na Figura 2 são apresentados os novos estados de armazenamento que serão visitados pelos cenários 3 e 4 durante a primeira simulação “backward”. Durante as demais simulações “backward”, os estados de armazenamento iniciais visitados pelos cenários 3 e 4, para os subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste serão aqueles atingidos durante a última simulação direta e para o subsistema Norte permanecerá aquele definido pelo usuário.



**Figura 2 – Estados de Armazenamento (Discretização Customizada)**

Essa nova funcionalidade foi implementada na versão 12.10 do programa NEWAVE gerando, dessa forma, uma nova versão intitulada versão 12.10 FIXA\_EARMi.

Vale a pena ressaltar, que essa nova funcionalidade deve ser aplicada a um número reduzido de cenários de afluições passadas. À medida que cresce o número de cenários com estado de armazenamento inicial fixo, mais o algoritmo utilizado no cálculo da estratégia ótima de operação se assemelha ao algoritmo de programação dinâmica clássica.

### 10.3 Exemplo

A nova funcionalidade foi testada com o Plano Mensal de Operação de Julho/2004. Durante a simulação desse PMO foram encontrados altos índices de risco para o subsistema Norte.

O estado de armazenamento escolhido como fixo durante todo o cálculo da política ótima de operação, foi aquele que inicialmente estava associado ao estado de armazenamento 100% da capacidade máxima para todos os reservatórios equivalentes. Optou-se por fixar somente o estado de armazenamento inicial do subsistema Norte e o valor escolhido foi 30% da capacidade máxima.

Os resultados obtidos com a versão 12.10 FIXA\_EARMI do programa Newave são apresentados na Tabela 1.

**Tabela 1 – Resultados PMO Jul/04, versão 12.10 FIXA\_EARMI**

10.3.1.1.1.	Subsistema							
	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]	Risco	E[ENS]
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
<b>2004</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>2005</b>	<b>0,15</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,05</b>	<b>0</b>	<b>0,6</b>	<b>0,1</b>
<b>2006</b>	<b>1</b>	<b>14,8</b>	<b>11</b>	<b>3,6</b>	<b>2,35</b>	<b>4,5</b>	<b>4,1</b>	<b>3,1</b>
<b>2007</b>	<b>1,35</b>	<b>17,1</b>	<b>12,85</b>	<b>5,2</b>	<b>4,35</b>	<b>8,7</b>	<b>5,7</b>	<b>6,9</b>
<b>2008</b>	<b>2,65</b>	<b>32,9</b>	<b>15,3</b>	<b>10,6</b>	<b>8,6</b>	<b>18,5</b>	<b>15,4</b>	<b>22,2</b>
<b>Média</b>	<b>1,03</b>	<b>13,04</b>	<b>7,89</b>	<b>3,9</b>	<b>3,07</b>	<b>6,34</b>	<b>5,16</b>	<b>6,46</b>

Na Figura 3 são apresentados os índices de risco obtidos para o PMO Jul/04 com a versão 11.2a (caso 1), a versão 12.10 (caso 2) e a versão 12.10\_FIXA EARMi (caso 3). Comparando os resultados obtidos nos casos 2 e 3, pode-se observar que o índice de risco anual do subsistema Norte se reduz nos anos de 2006 e 2007 e que os mesmos índices para os demais subsistemas não sofrem alterações significativas.

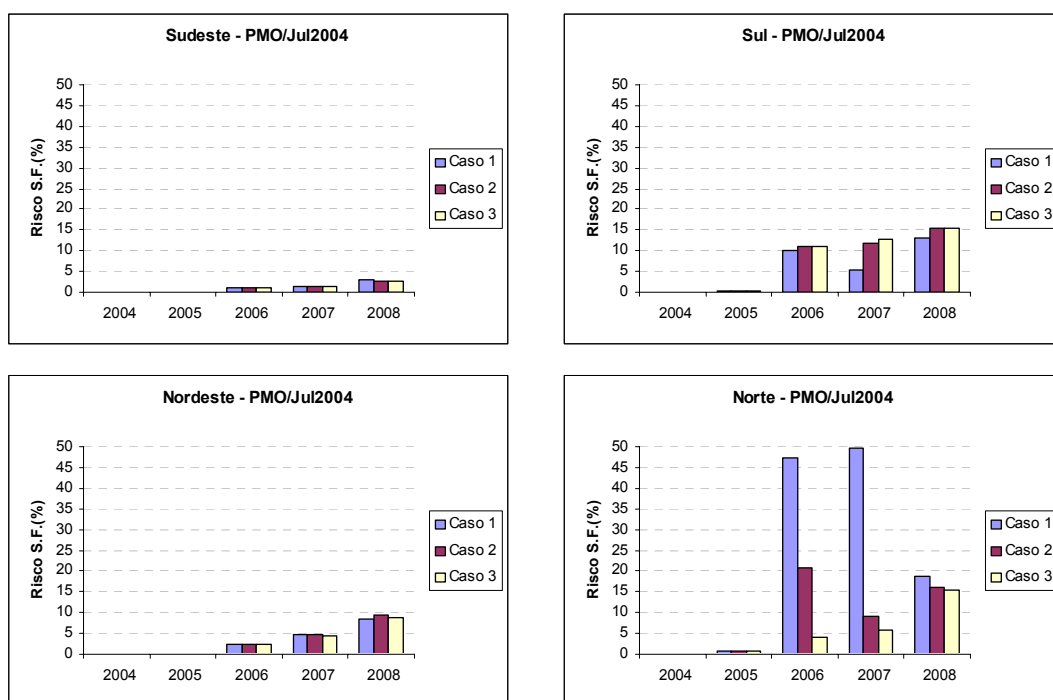


Figura 3 – Resultados PMO Jul/04, versões 11.2a, 12.10, 12.10 FIXA\_EARMI

## 10.4 Entrada de dados

Para implementação dessa nova funcionalidade foi criado um novo arquivo de dados (DISCR.DAT), onde serão fornecidos os parâmetros relativos à customização da variável armazenamento no início do mês. Nesse arquivo, o usuário poderá escolher quais os estados de armazenamento inicial serão fixos em qualquer iteração “backward”, além de fornecer os dados relativos às combinações de estados de armazenamento que deverão ser visitadas durante todo o processo de cálculo da política ótima de operação.

Adicionalmente, dois arquivos de entrada tiveram seu formato alterado: Dados Gerais (DGER.DAT) e Lista de arquivos (ARQUIVOS.DAT). No arquivo DGER.DAT poderá optar-se pela consideração ou não da nova funcionalidade. Caso a opção pela nova funcionalidade não seja habilitada, os estados de armazenamento visitados serão definidos conforme descrito anteriormente. No arquivo ARQUIVOS.DAT, deve ser incluído um novo registro referente ao nome do arquivo com os parâmetros a serem utilizados nessa nova funcionalidade. Esse registro é de existência obrigatória.

### **10.5 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

A implementação dessa nova funcionalidade no modelo NEWAVE não tem rebatimento nos demais modelos da cadeia energética.

# 11 NOTA TÉCNICA 20 - Flexibilização dos limites de intercâmbio

## 11.1 Introdução

O modelo NEWAVE, em sua versão 12, possui limites de intercâmbio que são restrições inflexíveis. Uma nova funcionalidade foi implementada a partir da versão 12.11a gerando uma nova versão intitulada versão 12.12, na qual o programa permite a adoção de limites adicionais de intercâmbio, associados a custos unitários informados pelo usuário.

Para tanto, no problema de despacho ótimo é incluída uma nova variável de decisão para cada limite adicional de intercâmbio informado pelo usuário. Essas variáveis são incluídas nas restrições de atendimento a demanda e nas restrições de nó de interligação, junto com as variáveis associadas ao limite inflexível de intercâmbio. Além disso, a função objetivo passa a considerar os custos associados a essas variáveis.

## 11.2 Alterações

Para cada sentido de interligação representada é possível adotar até dois limites adicionais de intercâmbio. Para cada limite adicional informado pelo usuário é permitido adotar um custo unitário diferente.

Também é permitido ao usuário fornecer fatores de profundidade de patamar distintos para cada limite adicional. Caso não sejam fornecidos os fatores de profundidade, serão utilizados os mesmos fatores de profundidade de patamar adotados para o limite inflexível.

A partir dessa implementação, o custo operativo de cada estágio passa a considerar o custo associado aos intercâmbios adicionais declarados, dado pela equação (1):

$$\sum_{k=1}^{m\text{sis}} \sum_{i \in \Omega_k} \sum_{m=1}^{n\text{pmc}} \sum_{j=1}^{n\text{i}_{k,i}} F_{adic\ j,t,i,k}^m C_{F_{adic\ j,t,i,k}} \quad (1)$$

onde:

$nnsis$ : é o número de subsistemas reais mais fictícios;

$npmc$ : número de patamares de carga;

$\Omega_k$ : conjunto de subsistemas reais e/ou nós fictícios conectados ao subsistema  $k$ ;

$ni_{k,i}$ : número de limites adicionais de intercâmbio definidos para a linha entre os subsistemas  $k$  e  $i$ ;

$F_{adic}^m_{j,t,i,k}$ : intercâmbio referente ao  $j$ -ésimo limite adicional de intercâmbio dos subsistemas  $k$  para  $i$  no instante  $t$ , patamar de carga  $m$ ;

$C_{Fadicj,i,k}$ : custo unitário associado ao  $j$ -ésimo limite adicional de intercâmbio dos subsistemas  $k$  para  $i$ .

Finalmente, as parcelas relacionadas aos limites adicionais de intercâmbio são incluídas nas restrições de atendimento a demanda e nas restrições de subsistemas fictícios, conforme as equações (2) e (3), respectivamente:

$$GH_t^m(k) + \sum_{j \in NUT_k} GT_{t,j}^m + \sum_{i \in \Omega_k} \left[ (F_{t,i,k}^m - F_{t,k,i}^m) + \sum_{j=1}^{ni_{k,i}} (F_{adic\ j,t,i,k}^m - F_{adic\ j,t,k,i}^m) \right] + DEF_{t,k}^m - EXC_t^m(k) = \left[ D_{t,k} - EVM_t(k) - EFIO_t(k) - \sum_{j \in NUTk} GTMIN_{t,j} - EDVF_t(k) \right] FPENG_m \quad (2)$$

onde:

$GH_t^m(k)$ : energia hidráulica controlável gerada pelo subsistema  $k$ , no estágio  $t$ , patamar de carga  $m$ ;

$GT_{t,j}^m$ : energia gerada pela usina térmica  $j$  do subsistema  $i$ , no estágio  $t$ , patamar de carga  $m$ ;

$F_{t,i,k}^m$ : intercâmbio de energia dos subsistemas  $i$  para  $k$ , no estágio  $t$ , patamar de carga  $m$ ;

$DEF_{t,k}^m$ : é o déficit de energia do subsistema  $k$ , no estágio  $t$ , patamar de carga  $m$ ;

$EXC_t^m(k)$ : excesso de energia a fio d'água, energia de vazão mínima, geração térmica mínima, geração de pequenas usinas e energia de submotorização no subsistema  $k$  durante o estágio  $t$ , patamar de carga  $m$ ;

$D_{t,k}$ : demanda de energia do subsistema  $k$  no estágio  $t$ , descontadas a geração de pequenas usinas e a energia de submotorização;

$EVM_t(k)$ : energia de vazão mínima afluyente ao subsistema  $k$  durante o estágio  $t$ ;

$EFIO_t(k)$ : energia fio d'água afluyente ao sistema  $k$  durante o estágio  $t$ ;

$GTMIN_{t,j}$ : limite mínimo de geração térmica da usina  $j$  no estágio  $t$ ;

$EDVF_t(k)$ : energia de desvio de água a ser abatida da energia fio d'água no subsistema  $k$  durante o estágio  $t$ ;

$FPENG_m$ : duração do  $m$ -ésimo patamar de mercado em p.u. do mês.

$NUT_k$ : usinas térmicas pertencentes ao subsistema  $k$ .

$$\sum_{i \in \Omega_k} \left[ \left( F_{t,i,k}^m - F_{t,k,i}^m \right) + \sum_{j=1}^{n_{k,i}} \left( F_{adic\ j,t,i,k}^m - F_{adic\ j,t,k,i}^m \right) \right] = 0 \quad (3)$$

As variáveis associadas aos limites adicionais de intercâmbio são limitadas de acordo com a capacidade de intercâmbio adicional informada pelo usuário, de acordo com (4):

$$\left| F_{adic\ j,t,i,k}^m \right| \leq \overline{F_{adic\ j,t,i,k}^m} FPENG_m \quad (4)$$

onde:

$\overline{F_{adic\ j,t,i,k}^m}$  : capacidade de intercâmbio referente ao  $j$ -ésimo limite adicional de intercâmbio dos subsistemas  $k$  para  $i$  no instante  $t$ , patamar de carga  $m$ .

### 11.3 Entrada de dados

Para implementação dessa nova funcionalidade foi criado um novo arquivo de dados (FLEXINT.DAT), onde são fornecidos os parâmetros relativos aos limites adicionais de intercâmbio. Esse arquivo é composto de três blocos de dados, onde no primeiro bloco são definidos quais sentidos de interligação terão limites adicionais e o custo unitário associado. No segundo bloco são definidos os limites adicionais para todos os sentidos de interligação listados no primeiro bloco. No terceiro bloco, cuja existência é opcional, são definidos os fatores de profundidade de patamar para o limite inflexível.

Além disso, dois arquivos de entrada tiveram seu formato alterado: Dados Gerais (DGER.DAT) e Lista de arquivos (ARQUIVOS.DAT). No DGER.DAT pode-se optar pela consideração ou não da nova funcionalidade. No arquivo ARQUIVOS.DAT, foi incluído um novo registro referente ao nome do arquivo com



os parâmetros a serem utilizados nessa nova funcionalidade. Esse registro é de existência obrigatória.

#### ***11.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia***

A consideração de limites adicionais de intercâmbio não está implementada nos demais modelos da cadeia energética. Logo, a atual implementação não terá rebatimentos nesses modelos. Porém, para preservar a compatibilidade entre os modelos, a funcionalidade descrita nessa Nota Técnica deve ser estendida para os demais modelos da cadeia energética.

## **12 NOTA TÉCNICA 21 - Representação de restrições de intercâmbios com agrupamento livre**

### **12.1 Introdução**

O modelo NEWAVE, em sua versão 12.12, permite a representação de restrições de intercâmbio de energia entre os subsistemas, intercâmbios mínimos obrigatórios, máximo recebimento de energia por subsistema e máximo fornecimento de energia por subsistema. Para as restrições de intercâmbio de energia entre os subsistemas, é informada pelo usuário a capacidade da interligação, um fator de ponderação que irá representar a restrição em um dado patamar de carga, além do fator de perda associado a essa interligação. Vale ressaltar que, a partir da versão 12.12 do modelo NEWAVE, a capacidade de interligação entre os subsistemas é composta por limites inflexíveis de intercâmbio e possivelmente limites adicionais, conforme descrito na Nota Técnica 20 – Flexibilização dos Limites de Intercâmbio (CEPEL, Maio/2006).

Por questões de natureza elétrica, pode ser necessária a representação das restrições de intercâmbio não apenas pela capacidade individual da linha, composta pelos limites inflexíveis e adicionais, se for o caso, mas através de agrupamentos de interligações.

A funcionalidade descrita nesta Nota Técnica consiste em permitir a representação de restrições de intercâmbio que relacionem as interligações representadas, com a possibilidade de múltiplos agrupamentos destas interligações, considerando subsistemas reais e fictícios. Esta funcionalidade deve ser flexível a ponto de considerar, além dos limites individuais das interligações representadas, o limite do agrupamento como uma combinação linear de interligações.

Essa nova funcionalidade foi implementada a partir da versão 12.12 do programa NEWAVE gerando, dessa forma, uma nova versão intitulada versão 12.13.

### **12.2 Alterações**

Para representar os agrupamentos de intercâmbios, foram incluídas novas restrições nos problemas de despacho hidrotérmico. Essas restrições são

consideradas durante o cálculo da estratégia ótima de operação e durante a simulação final da política de operação. As restrições de agrupamento de intercâmbio não são relaxadas, de modo que devem ser sempre atendidas.

Cada restrição de agrupamento de intercâmbio, representada por uma combinação linear de limites de interligação existentes e seus limites adicionais, está sujeita a um limite máximo. As restrições são fornecidas por patamar de carga e o limite máximo para cada agrupamento é informado pelo usuário em arquivo específico.

De maneira geral as equações de agrupamento têm a seguinte forma, dada pela equação (1).

$$\sum_{j=1}^{N^a_{INT}} k^a_j \left( F^m_{t,i,j,k_j} + \sum_{\delta=1}^{\Delta_{int}} F^{adic\ m}_{\delta,t,i,j,k_j} \right) \leq LIMITE^m_a, 0 \leq k_j \leq 1, \forall j = 1, \dots, N^a_{INT} \quad (1)$$

onde:

$N^a_{INT}$ : número de interligações no agrupamento  $a$ ;

$k^a_j$ : coeficiente de ponderação da interligação  $j$  no agrupamento  $a$ ;

$F^m_{t,i,k}$ : intercâmbio de energia dos subsistemas  $i$  para  $k$ , no estágio  $t$ , patamar de carga  $m$  (MWmês);

$F^{adic\ m}_{j,t,i,k}$ : intercâmbio de energia referente ao  $j$ -ésimo limite adicional de intercâmbio dos subsistemas  $k$  para  $i$  no instante  $t$ , patamar de carga  $m$  (MWmês);

$LIMITE^m_a$ : limite superior por patamar  $m$ , do agrupamento de interligações  $a$  (MWmês).

O valor  $LIMITE^m_a$  é calculado considerando-se a duração do mês correspondente e o limite do agrupamento  $a$  para o patamar  $m$  (MWmédio), informado em arquivo específico.

### 12.3 Entrada de dados

Para implementação dessa nova funcionalidade foi criado um novo arquivo de dados (AGRINT.DAT), onde são fornecidas as informações relativas aos agrupamentos de intercâmbio. Esse arquivo é composto de dois blocos de dados, onde no primeiro bloco são definidos os agrupamentos e sua composição. No segundo

bloco são definidos os limites para todos os agrupamentos declarados no primeiro bloco. Estes limites podem ser definidos ao longo do horizonte de planejamento.

Além disso, dois arquivos de entrada tiveram seu formato alterado: Dados Gerais (DGER.DAT) e Lista de arquivos (ARQUIVOS.DAT). No DGER.DAT pode-se optar pela consideração ou não da nova funcionalidade. No arquivo ARQUIVOS.DAT, foi incluído um novo registro referente ao nome do arquivo com os parâmetros a serem utilizados nessa nova funcionalidade. Esse registro é de existência obrigatória.

#### ***12.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia***

A consideração de agrupamentos de intercâmbios já está implementada no modelo DECOMP, porém esta funcionalidade não está implementada nos demais modelos da cadeia energética.

Dessa forma, para preservar a compatibilidade entre todos os modelos, a funcionalidade descrita nessa Nota Técnica deve ser estendida para aqueles modelos que ainda não a possuem.

## **13 NOTA TÉCNICA 22 - Estratégia de solução durante a solução de um problema de programação linear pelo método primal simplex análogo ao do método dual simplex**

### **13.1 Introdução**

O modelo NEWAVE é codificado em FORTRAN ANSI 77 e utiliza o pacote de otimização OSL (*Optimization Subroutine Library*) versão 1.2 da IBM. Este *solver* é considerado bastante eficiente e foi formulado para resolver uma grande variedade de problemas de programação matemática.

Em abril de 2006, o ONS reportou ao CEPEL um problema encontrado em um estudo de sensibilidade do caso PMO de Maio de 2006. Durante a execução do programa NEWAVE, o processo foi interrompido e a seguinte mensagem foi emitida:

**“ERRO OSL 1 1”.**

Analisando o caso enviado pelo ONS, verificou-se que não foi encontrada uma solução ótima para o problema de despacho para um determinado período. Durante a investigação do ocorrido, a estratégia de solução utilizada pelo OSL para resolver esse problema foi alterada e então, a solução ótima foi encontrada.

### **13.2 Alterações**

Ao longo do horizonte de estudo, para cada período são resolvidos diversos problemas de despacho ótimo, um para cada estado de armazenamento e tendência hidrológica e para cada cenário hidrológico do período em questão. O primeiro desses problemas, que está associado ao primeiro estado e ao primeiro cenário hidrológico, é resolvido utilizando o método Primal Simplex e os demais usando o método Dual Simplex, onde a base inicial é a base ótima do problema resolvido anteriormente. Essa estratégia foi adotada visando diminuir o tempo computacional, uma vez que as diferenças entre os problemas resolvidos para um mesmo período e em diferentes cenários hidrológicos ocorrem no termo independente das restrições (RHS).

O procedimento utilizado pelo programa NEWAVE, para verificação da solução encontrada pelo pacote de otimização OSL, pode ser descrito da seguinte forma:

- Após a solução de um problema de programação linear pelo método Dual Simplex, é verificado se a solução obtida foi ótima.
  - ✓ Caso a solução ótima não tenha sido encontrada, o problema é resolvido novamente utilizando-se porém outra estratégia de solução.
  - ✓ Caso a solução ótima ainda não tenha sido encontrada, a execução do programa NEWAVE interrompida com uma mensagem “Erro OSL”.
- Após a solução de um problema de programação linear pelo método Primal Simplex, é verificado se a solução obtida foi ótima.
  - ✓ Caso a solução ótima não tenha sido encontrada, a execução do NEWAVE interrompida com uma mensagem “Erro OSL”.

Note que o processo de verificação e alteração da estratégia de solução utilizada pelo programa NEWAVE, durante a solução de um problema de programação linear pelo método Dual Simplex, é diferente daquele usado quando se adota o método Primal Simplex.

Analisando o caso enviado pelo ONS, verificamos que não foi encontrada uma solução ótima para o problema de despacho do período referente a maio de 2009, primeiro estado de armazenamento e tendência hidrológica e primeiro cenário hidrológico do período em questão. Durante a investigação do ocorrido, a estratégia de solução utilizada pelo OSL para resolver esse problema foi alterada e então, a solução ótima foi encontrada.

Dessa forma, a partir da versão 12.11 do programa NEWAVE, o processo de verificação e alteração da estratégia de solução durante a solução de um problema de programação linear pelo método Primal Simplex passa a ser análogo ao do método Dual Simplex.

### **13.3 Entrada de dados**

A modificação descrita nesta Nota Técnica não implica em alteração nos arquivos de entrada de dados.

### **13.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

A implementação dessa modificação no modelo NEWAVE não tem rebatimento nos demais modelos da cadeia energética.

## **14 NOTA TÉCNICA 23 - Definição individual do horizonte de manutenção de usinas termelétricas**

### **14.1 Introdução**

Para o cálculo da capacidade máxima de geração em energia de uma usina termelétrica, no modelo NEWAVE são considerados o fator de carga máxima (FCMAX), o índice de manutenção programada (IP) e a taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF). Todos estes índices são dados de entrada para o programa NEWAVE e possuem, inicialmente, valores constantes em todo o período de planejamento.

De maneira a tornar a modelagem mais realista, é permitida a alteração do valor de FCMAX e IP para o horizonte de estudo. Estas alterações devem ocorrer no arquivo de expansões termelétricas (normalmente denominado de EXPT.DAT), enquanto o valor informado para TEIF no arquivo de dados das termelétricas (TERM.DAT, costumeiramente) é constante durante todo o estudo. Porém, pode-se desejar que o programa calcule o índice de manutenção programada a partir das informações das manutenções em cada usina, ao invés da informação de sua estimativa em determinada faixa de períodos.

Até a versão 12.13 do programa NEWAVE, era possível se definir cronograma de manutenções em usinas térmicas, através de um campo no arquivo de dados gerais, para três opções: 0 – onde não se considerava manutenções explícitas por usina, sendo o valor informado para IP no arquivo de configuração termelétrica o mesmo em todo o horizonte, salvo pelas alterações ocorridas no arquivo de expansões termelétricas; 1 - onde se considerava manutenções explícitas durante o primeiro ano do período de planejamento; ou 2 - onde se considerava manutenções explícitas durante os dois primeiros anos do período de planejamento. Para as opções 1 e 2, durante o período onde se consideravam manutenções explícitas, o índice de indisponibilidade programada era calculado baseado nas informações de manutenção de cada usina, informadas em arquivo dedicado a este fim (normalmente denominado de MANUTT.DAT) e alterações no arquivo de expansões térmicas, desconsiderando-se, neste(s) ano(s), o valor informado no arquivo de configuração termelétrica. Cabe ressaltar que o valor informado no arquivo de dados gerais para o horizonte de



manutenção térmica explícita (0, 1 ou 2 anos) valia para todas as usinas termelétricas do conjunto. As manutenções programadas para períodos anteriores ao início do horizonte de estudo ou posteriores ao final do mesmo são desconsideradas.

O objetivo da modelagem discutida nesta Nota Técnica é permitir que se possam definir horizontes de manutenção explícita para cada usina, individualmente. Desta maneira, o número de anos nos quais os índices de manutenção programada são calculados é independente por usina térmica, como será apresentado na seção 4 deste documento. Para este cálculo é utilizado o cronograma de manutenção informado pelo usuário, como entrada de dados. O primeiro ano de planejamento é sempre considerado como 1 (um) ano completo de manutenção térmica explícita para fins de contabilização das mesmas, mesmo que este não se inicie em janeiro.

Essa nova funcionalidade foi implementada na versão 12.14 do programa NEWAVE.

## 14.2 Modelagem

Conforme descrito na seção 1, a geração térmica máxima de uma usina é dada pela equação (1).

$$GTMAX_{iute,iper} = \left(1 - \frac{TEIF_{iute}}{100}\right) \left(1 - \frac{IP_{iute,iper}}{100}\right) \left(\frac{FCMAX_{iute,iper}}{100}\right) PINST_{iute,iper} \quad (1)$$

onde:

$GTMAX_{iute,iper}$ : geração térmica máxima (MWmédio) para a usina *iute* no período *iper*;

$TEIF_{iute}$ : taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%) da usina *iute*;

$IP_{iute,iper}$ : índice de indisponibilidade programada (%) para a usina *iute* no período *iper*;

$FCMAX_{iute,iper}$ : fator de carga máxima (%) para a usina *iute* no período *iper*;

$PINST_{iute,iper}$ : potência instalada (MW) para a usina *iute* no período *iper*.

Sejam, agora, as manutenções explícitas para uma usina *iute*, para um determinado período *iper*. Caso este mês esteja dentro do período de manutenção

declarado para esta usina, o índice de manutenção programada é calculado conforme a expressão (2):

$$IP_{iute,iper} = \frac{\sum_{i=1}^{NMANUT_{iute,iper}} POTMNT_i \left( \frac{DUR_i}{NDIAS_{iper}} \right)}{PINST_{iute,iper}} \quad (1)$$

onde:

$NMANUT_{iute,iper}$ : número de manutenções explícitas para a usina *iute* no período (mês) *iper*;

$POTMNT_i$ : potência da(s) máquina(s) em manutenção, para a manutenção programada *i*;

$DUR_i$ : duração em dias da manutenção *i*, dentro do período (mês) *iper*;

$NDIAS_{iper}$ : duração do período (mês) *iper*, em dias.

Cabe aqui ressaltar que, para todos os meses dentro dos anos de manutenção térmica explícita da usina onde não haja manutenções declaradas, considera-se um índice de manutenção programada igual a zero. Além disto, as alterações de IP declaradas no arquivo de expansões térmicas (EXPT.DAT) continuam tendo prioridade sobre o cálculo do índice dado pelas manutenções explícitas (MANUTT.DAT), sobrescrevendo-os sempre, independentemente do período declarado – dentro ou fora dos anos de manutenções térmicas programadas para a usina.

### **14.3 Entrada de dados**

A leitura do arquivo de dados gerais foi alterada. No registro 32 deve ser informado o controle da consideração da manutenção térmica explícita, podendo assumir somente os valores 0 ou 1. O valor 0 indica que não serão utilizadas as informações do cronograma de manutenções no cálculo dos IP das usinas, sendo considerados os valores informados no arquivo de configuração termelétrica e as alterações, quando houver, no arquivo de expansão termelétrica.

Caso se tenha o valor 1 nesse registro, devem ser informados, no arquivo de configuração termelétrica, os números de anos de manutenção explícita a serem considerados, para cada usina, entre as colunas 47 e 48, conforme descrito no manual

do usuário. Caso o número de anos informado seja 0, para esta usina é adotado o mesmo procedimento descrito no parágrafo anterior.

Segue, abaixo, um exemplo de entrada de dados para o novo modelo de arquivo de configuração termelétrica:

NUM	NOME	SSIS	U.EXIS	CLASSE	SAZ	MANT
XXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXX	X	XX
01	ANGRA 1	1	EE	1	0	03
02	IGARAPE	1	EX	3	0	01
03	ST.CRUZ 12	1	EX	4	0	01

## 14.4 Exemplo

Neste item será apresentado um exemplo de cálculo de geração térmica máxima considerando-se diferentes horizontes de manutenção explícita para as usinas termelétricas. Será considerado um caso-teste com 5 anos de estudo e junho de 2001 como mês de início. Seja a entrada de dados fornecida no final da seção 3 deste documento, definindo um horizonte de manutenção programada de 3 anos para a usina 1 – Angra 1 e de 1 ano para a usina 2 – Igarapé. Os dados de entrada do arquivo de dados destas usinas são:

NUM	NOME	POT	FCMX	TEIF	IP	<-----	
XXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXX.	XXX.	XXX.XX	XXX.XX	JAN.XX	FEV
1	ANGRA 1	657.	97.	3.00	8.00		
2	IGARAPE	131.	92.	5.00	9.27	40.00	40
3	ST.CRUZ 12	168.	87.	0.00	11.09	50.	
4	ST.CRUZ 34	440.	91.	0.00	5.44	130.	1
6	PIRATINING34	270.	88.	0.00	9.27	60.00	60

Assim, inicialmente, os valores considerados para os índices de manutenção programada (IP, em %) destas usinas, seriam:

- Angra 1:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2004	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	2005	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

- Igarapé:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2002	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27
	2003	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27
	2004	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27
	2005	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27

A seguir, são apresentados os dados de expansão das usinas em avaliação:

NUM	TIPO	MODIF	MI	ANOI	MF	ANOF
XXXX	XXXXX	XXXXXXXXXX	XX	XXXX	XX	XXXX
01	POTEF	520.00	06	2001	12	2001
01	FCMAX	100.00	06	2001	12	2001
01	POTEF	657.00	01	2002		
01	FCMAX	97.00	01	2002		
02	POTEF	150.00	07	2002		
02	FCMAX	100.00	07	2002		

A partir dos dados das termelétricas e das expansões apresentadas, têm-se os seguintes valores de potência disponível (potência instalada multiplicada por fator de carga máxima – MW):

- Angra 1:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
	2002	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29
	2003	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29
	2004	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29
	2005	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29	637.29

- Igarapé:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52
	2002	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	120.52	150	150	150	150	150	150
	2003	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	2004	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	2005	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150

O seguinte cronograma de manutenção é, então, apresentado:

EMPRESA	COD USINA	UNTDDMMAAAA	DUR.	POT.
XXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	XXX	XXXX.XX
01ELETRONUCLE	001ANGRA1	00101012001	20	100.00
01ELETRONUCLE	001ANGRA1	00101062002	30	200.00
01ELETRONUCLE	001ANGRA1	00101122003	62	100.00
01ELETRONUCLE	001ANGRA1	00101012004	20	100.00
02IGARAPE	002IGARAPE	00101122001	31	30.00
02IGARAPE	002IGARAPE	00101102002	31	30.00

A primeira e quarta manutenções de Angra 1, bem como a segunda manutenção de Igarapé estão fora de seus horizontes de manutenção, devendo então ser desconsideradas pelo programa. Além disto, parte da terceira manutenção definida para Angra 1 está fora de seus 3 anos de manutenção explícita, respectivamente, devendo apenas ser considerada a manutenção em Dezembro de 2003 (31 dias).

A nova tabela de índices de manutenção programada vale, então:

- Angra 1:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2002	0	0	0	0	0	30.4414	0	0	0	0	0	0
	2003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.2207
	2004	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	2005	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8

- Igarapé:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22.9008
	2002	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27
	2003	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27
	2004	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27
	2005	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27

Assim, o cálculo da geração térmica máxima resulta em:

- Angra 1:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	504.40	504.40	504.40	504.40	504.40	504.40	504.40
	2002	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	429.99	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17
	2003	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	618.17	524.08
	2004	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72
	2005	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72	568.72

- Igarapé:

		Meses											
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Anos	2001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	114.49	114.49	114.49	114.49	114.49	114.49	88.27
	2002	103.88	103.88	103.88	103.88	103.88	103.88	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29
	2003	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29
	2004	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29
	2005	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29	129.29

Saída do NEWAVE Ve12.14:

GERACAO TERMICA MAXIMA POR USINA (Mwmed)

```

X-----X
-----X
NUMERO    NOME      ANO      1      2      3      4      5      6      7      8      9      10     11
12
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
--X-----X
1 ANGRA 1      2001      0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    504.40  504.40  504.40  504.40  504.40  504.40  88.27
504.40  504.40
618.17  618.17
2002      618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  430.00  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17
618.17  524.09
2003      618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17  618.17
568.72  568.72
2004      568.72  568.72  568.72  568.72  568.72  568.72  568.72  568.72  568.72  568.72  568.72  568.72
568.72  568.72
2 IGARAPE     2001      0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    114.49  114.49  114.49  114.49  114.49  114.49  88.27
114.49  88.27
129.29  129.29
2002      103.88  103.88  103.88  103.88  103.88  103.88  103.88  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29
129.29  129.29
2003      129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29
129.29  129.29
2004      129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29
129.29  129.29
2005      129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29  129.29
129.29  129.29

```

### ***14.5 Rebatimento nos demais modelos da cadeia***

A versão 12.3 do programa DECOMP se encontra compatível com esta nova funcionalidade do NEWAVE. Já a versão 6.4 do programa SUISHI-O considera manutenções explícitas para as usinas térmicas apenas para o primeiro ano de planejamento, portanto necessitando de alterações para uma completa compatibilização com a atual versão do NEWAVE.

# 15 NOTA TÉCNICA 24 - Restrição de geração hidráulica mínima

## 15.1 Introdução

Até a versão 12.13 do programa NEWAVE, a única restrição associada à geração hidráulica era a restrição de geração máxima. Em algumas situações, pode ser necessária a adoção de restrições de geração hidráulica mínima.

Para tanto, no problema de despacho ótimo pode ser incluída uma nova restrição para cada subsistema e patamar de carga que possuam usinas hidroelétricas com restrição de geração mínima. Essas restrições são flexíveis, a ponto de não causarem inviabilidades no problema com o seu possível não-atendimento. Esta flexibilidade é representada através da inclusão de uma variável de folga na restrição, penalizada na função objetivo.

A partir das metas de geração mínima fornecidas pelo usuário por usina hidroelétrica, é calculada a meta de geração hidráulica mínima por subsistema.

Considerando que a geração hidráulica mínima não é uma limitação física, mas elétrica, esta não será função da energia armazenada, assim como é feito com a geração hidráulica máxima.

Essa nova funcionalidade foi implementada na versão 12.14 do programa NEWAVE.

## 15.2 Modelagem

As gerações mínimas das usinas hidroelétricas são dados informados pelo usuário. Essas informações são fornecidas por patamar de carga, em um arquivo próprio. A meta de geração hidráulica mínima de um determinado subsistema é calculada somando-se a geração hidráulica mínima de cada um dos aproveitamentos desse subsistema, de acordo com (1).

$$GHMIN_{isis, ipat}^{iper} = \sum_{j=1}^{NUSI_{isis}} GMIN_{j, ipat}^{iper} \quad (1)$$

onde:

$GHMIN_{isis,ipat}^{iper}$  : é a meta de geração hidráulica mínima (MWmédio) do subsistema *isis*, no estágio *iper* e para o patamar de carga *ipat*;

$GMIN_{j,ipat}^{iper}$  : é a geração hidráulica mínima (MWmédio) da usina *j*, no estágio *iper* e para o patamar de carga *ipat*;

$NUSI_{isis}$  : é o número de usinas hidroelétricas no subsistema *isis*.

As restrições de geração hidráulica mínima definem o mínimo de geração controlável de cada um dos subsistemas em cada um dos patamares de carga, onde existirem usinas com tal restrição. A meta de geração hidráulica mínima deve ser descontada da energia de vazão mínima, energia de fio d'água e da energia de acréscimo de água fio d'água e, acrescida da parcela fio d'água da energia de desvio de água, conforme (2).

$$gh_{isis,ipat}^{iper} + \delta ghmn_{isis,ipat}^{iper} - (edsvf_{isis}^{iper} \cdot FPENG_{ipat}^{iper}) \geq \quad (2)$$

$$(GHMIN_{isis,ipat}^{iper} - EVMIN_{isis}^{iper} - EFIO_{isis}^{iper} - EACRF_{isis}^{iper})FPENG_{ipat}^{iper}$$

onde:

$gh_{isis,ipat}^{iper}$  : é a geração hidráulica controlável (MWmês) do subsistema *isis*, no patamar de carga *ipat* e período *iper*;

$\delta ghmn_{isis,ipat}^{iper}$  : é a violação da meta de geração hidráulica mínima (MWmês) do subsistema *isis*, no patamar de carga *ipat* e período *iper*;

$edsvf_{isis}^{iper}$  : é a energia de desvio de água fio d'água (MWmédio) do subsistema *isis* no período *iper*;

$FPENG_{ipat}^{iper}$  : duração do patamar *ipat* no período *iper* (pu);

$EVMIN_{isis}^{iper}$  : é a energia de vazão mínima (MWmédio) do subsistema *isis* no período *iper*;

$EFIO_{isis}^{iper}$  : é a energia fio d'água líquida (MWmédio) do subsistema *isis* no período *iper*;

$EACRF_{isis}^{iper}$  é a energia de acréscimo de água fio d'água (MWmédio) do subsistema *isis* no período *iper*.



A variável de decisão  $\delta ghmn$  é inserida no problema como uma variável de folga para a situação em que a meta de energia hidráulica mínima não puder ser atendida. Existe uma penalidade associada ao não atendimento da meta de energia hidráulica mínima, informada pelo usuário.

O custo operativo de cada estágio passa, então, a considerar o custo associado à violação da meta de geração hidráulica mínima, dado pela equação (3):

$$730,5h / mês \left( \sum_{isis=1}^{nsis} \sum_{ipat=1}^{npmc} \delta ghmn_{isis,ipat}^{iper} \cdot Cghmn_{isis,ipat} \right) \quad (3)$$

onde:

$Cghmn_{isis,ipat}$  : é a penalidade (\$/MWh) associada ao não atendimento da meta de geração hidráulica mínima do subsistema *isis*, no patamar de carga *ipat*.

A constante numérica 730,5 h/mês (número de horas em um mês – Nota Técnica 13, CEPEL, Maio/2006) é responsável pela compatibilização de unidades entre o custo (R\$/MWh) e a violação da meta de geração hidráulica mínima (MWmês).

### 15.3 Entrada de dados

Para implementação dessa nova funcionalidade foi criado um novo arquivo de dados (GHMIN.DAT), onde são fornecidas as informações relativas à geração hidráulica mínima por usina hidroelétrica e por patamar de carga. Esse arquivo é composto por tantos registros quantas forem as restrições de geração hidráulica mínima consideradas no estudo. O usuário pode representar valores sazonais de geração hidráulica mínima para os períodos estáticos inicial e final. Vale a pena ressaltar que as restrições de geração hidráulica mínima definidas para um período anterior ao início do horizonte de estudo ou posterior ao final do mesmo são desconsideradas.

Além disso, três arquivos de entrada tiveram seu formato alterado: Dados Gerais (DGER.DAT), Lista de arquivos (ARQUIVOS.DAT), Penalidades (PENALID.DAT). No DGER.DAT pode-se optar pela consideração ou não da nova funcionalidade. No arquivo ARQUIVOS.DAT foi incluído um novo registro referente ao nome do arquivo onde são declaradas as restrições de geração hidráulica mínima. No arquivo PENALID.DAT foi incluído uma nova palavra-chave, GHMIN, que

corresponde à penalidade pela violação das restrições de geração hidráulica mínima. Essa penalidade deve ser fornecida para os subsistemas e patamares de carga que possuam restrições de geração hidráulica mínima.

No programa NWLISTOP, foi criada nova tabela contendo as violações às restrições.

A descrição completa dos formatos dos arquivos citados acima pode ser obtida no Manual do Usuário.

### 15.4 Exemplo

Será utilizado um conjunto de dados baseado nos arquivos de entrada do PMO de Maio/2006 para a geração deste caso-exemplo. A partir dos arquivos de dados originais, foram inseridas restrições de GHMIN para a usina de Tucuruí. O valor informado de custo de não-atendimento a esta restrição foi de 9999,00 \$/MWmês, de maneira a se tentar evitar, ao máximo, a utilização da variável de folga correspondente.

Seja, então, o mês de Janeiro de 2010. A diferença entre os limites de exportação e importação do Norte neste mês, transformada em restrição de geração hidráulica mínima, era de 2758,0 MWmédio. Para uma determinada série, os resultados encontrados para o subsistema Norte, através do programa NWLISTOP, estão condensados na seguinte tabela:

	Variáveis						
	<i>gh</i>	$\delta gh_{min}$	GHMIN	EFIO	EDSVF	EACRF	<i>evmin</i>
1° pat	179	24	289,04	0	0	0	85,83
2° pat	857	157	1442,16	0	0	0	428,26
3° pat	329	393	1026,80	0	0	0	304,91

valores estes que satisfazem a restrição de geração hidráulica mínima em todos os patamares de carga. As metas de GHMIN foram encontradas multiplicando-se o valor médio (igual em todos os patamares) pela duração dos patamares correspondente. Neste exemplo, a meta de EVMIN (819 MWmês) foi completamente atendida.

### ***15.5 Rebatimento nos demais modelos da cadeia***

A versão 12.3 do programa DECOMP considera restrições de geração hidráulica mínima como restrições elétricas e não há a possibilidade de violação dessas restrições. A versão 6.4 do programa SUIHI-O não considera restrições de geração hidráulica mínima. Logo, os modelos citados acima necessitam de alterações para uma completa compatibilização com essa nova funcionalidade implementada no programa NEWAVE.

# 16 NOTA TÉCNICA 25 - Manutenção programada para usinas hidroelétricas

## 16.1 Introdução

No modelo NEWAVE, o cálculo da capacidade máxima de geração de uma usina hidroelétrica leva em consideração o índice de indisponibilidade programada (IP) e a taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF). Esses índices são dados de entrada, informados no arquivo de cadastro de usinas hidroelétricas (HIDR.DAT) podendo ser modificados no arquivo de alteração de características hidroelétricas (MODIF.DAT), e são considerados em todo o período de planejamento.

Até a versão 12.13 do programa NEWAVE, não era possível se definir um cronograma de manutenções para usinas hidroelétricas. Logo, o valor considerado para o índice de indisponibilidade programada era o valor médio informado nos arquivos HIDR.DAT e/ou MODIF.DAT.

A funcionalidade descrita nesta Nota Técnica consiste em permitir a declaração de um cronograma de manutenções para usinas hidroelétricas, onde o horizonte de manutenção explícita para cada usina é definido individualmente. Essa nova funcionalidade foi implementada na versão 12.14 do programa NEWAVE.

## 16.2 Modelagem

A geração disponível de uma usina hidroelétrica é igual a sua capacidade instalada descontada a taxa equivalente de indisponibilidade forçada e a indisponibilidade programada. A capacidade instalada é calculada com base na potência efetiva de cada máquina multiplicada pelo número de máquinas existentes na usina, conforme a expressão em (1).

$$PINST_{iuhe,iper} = \sum_{j=1}^{NCNJ_{iuhe}} NMAQCJ_{j,iuhe,iper} PEFCJ_{j,iuhe} \quad (1)$$

$PINST_{iuhe,iper}$  : capacidade instalada (MW) da usina  $iuhe$  no mês  $iper$ ;

$NCNJ_{iuhe}$  : número de conjuntos de máquinas da usina  $iuhe$ ;

$NMAQCJ_{j,iuhe,iper}$  : número de máquinas do conjunto  $j$  da usina  $iuhe$  no mês  $iper$ ;

$PEFCJ_{j,iuhe}$  : potência efetiva (MW) de cada máquina do conjunto  $j$  da usina  $iuhe$ ;

Ao longo do horizonte de estudo, o número de máquinas nos conjuntos pode ser alterado em função das expansões realizadas na usina  $iuhe$ .

A geração hidráulica máxima disponível de um determinado subsistema equivalente é calculada somando-se a potência nominal de cada um dos aproveitamentos ponderados pelos índices TEIF e IP, conforme a equação (2):

$$GHMAX(H)_{isis,iper} = \sum_{iuhe=1}^{NUSI_{isis}} \left( 1 - \frac{TEIF_{iuhe}}{100} \right) \left( 1 - \frac{IP_{iuhe}}{100} \right) \left[ \sum_{j=1}^{NCNJ_{iuhe}} NMAQCJ_{j,iuhe,iper} PEFCJ_{j,iuhe} \min \left( 1, \left( \frac{H_{iuhe}}{QNCJ_{j,iuhe}} \right)^{TURB_{iuhe}} \right) \right] \quad (2)$$

onde:

$GHMAX_{isis,iper}$  : geração hidráulica máxima (MW) do subsistema  $isis$  no mês  $iper$ ;

$NUSI_{isis}$  : número de usinas pertencentes ao subsistema  $isis$ ;

$TEIF_{iuhe}$  : taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%) para a usina  $iuhe$ ;

$IP_{iuhe}$  : índice de indisponibilidade programada (%) para a usina  $iuhe$ .

$H$  : vetor das alturas de queda líquida (m) das usinas pertencentes ao subsistema  $isis$  ( $H_{iuhe}$  : é a altura de queda líquida da usina  $iuhe$ );

$QNCJ_{j,iuhe}$  : queda nominal (m) de cada máquina do conjunto  $j$  da usina  $iuhe$ ;

$TURB_{iuhe}$ : constante associada à característica de construção das turbinas da usina  $iuhe$ .

Vale ressaltar que o índice de indisponibilidade programada, na equação anterior, é constante para todos os períodos. Esse valor consta no cadastro de usinas hidroelétricas (HIDR.DAT), podendo ser alterado pelo usuário no arquivo MODIF.DAT. Porém, a partir da implementação da funcionalidade descrita nesta Nota Técnica, pode-se calcular um índice de indisponibilidade programada para cada período do horizonte de planejamento. Para tanto, o usuário deve fornecer um cronograma de manutenção e, para cada usina, definir o número de anos com manutenção explícita declarada, onde o índice somente dependerá das manutenções informadas pelo próprio usuário em arquivo dedicado a este fim. Se para uma

determinada usina o número de anos de manutenção explícita informado pelo usuário for igual a zero, para esta usina é adotado o IP fornecido no HIDR.DAT e/ou MODIF.DAT durante todo o período de planejamento.

Desta forma, o número de anos de planejamento para os quais o índice de manutenção programada é calculado depende de cada usina hidroelétrica. Para os demais anos, é utilizado o IP fornecido no HIDR.DAT e/ou MODIF.DAT. Vale a pena lembrar que o primeiro ano de planejamento pode não ter 12 meses, já que este pode não ser iniciado em janeiro.

Suponha que existam manutenções explícitas para uma usina  $iuhe$ , em um determinado período  $iper$ . Caso este período esteja dentro do período de manutenção declarado para esta usina, o índice de indisponibilidade programada é calculado como em (3):

$$IP_{iuhe,iper} = \sum_{i=1}^{NMANUT_{iuhe,iper}} \left( \frac{POTMNT_{i,iuhe}}{PINST_{iuhe,iper}} \right) \left( \frac{DUR_{i,iuhe}}{NDIAS_{iper}} \right) \quad (3)$$

onde:

$NMANUT_{iuhe,iper}$ : número de manutenções explícitas para a usina  $iuhe$  no mês  $iper$ ;

$POTMNT_{i,iuhe}$ : potência (MW) em manutenção, para a manutenção programada  $i$ ;

$DUR_{i,iuhe}$ : duração (dias) da manutenção  $i$ , dentro do mês  $iper$ ;

$NDIAS_{iper}$ : duração (dias) do mês  $iper$ .

Cabe aqui ressaltar que, para todos os períodos dentro dos anos de manutenção explícita da usina onde não haja manutenções declaradas, considera-se um índice de indisponibilidade programada igual a zero. Para os períodos estáticos inicial e final, o cálculo dos índices de indisponibilidade programada leva em consideração o índice informado no arquivo de cadastro, considerando a alteração do arquivo de modificação de dados cadastrais.

### **16.3 Entrada de dados**

Para implementação dessa nova funcionalidade foi criado um novo arquivo de dados (MANUTH.DAT), onde são fornecidas as informações relativas ao cronograma de manutenção das usinas hidroelétricas. Esse arquivo é composto por tantos registros quantos forem as manutenções programadas a serem consideradas no estudo. Para

cada manutenção programada, o usuário deve fornecer a data de início, a duração em dias e a identificação da unidade que entrará em manutenção. Essa identificação é feita através do número do conjunto e do número da máquina. As manutenções programadas definidas para períodos anteriores ao início do horizonte de estudo ou posteriores ao final do mesmo são criticadas e desconsideradas.

Além disso, quatro arquivos de entrada tiveram seu formato alterado: arquivo de dados gerais (DGER.DAT), lista de arquivos (ARQUIVOS.DAT) e arquivos de configuração hidroelétrica (CONFHD.DAT) e expansão hidroelétrica (EXPH.DAT). No DGER.DAT deve-se optar pela consideração ou não da nova funcionalidade. No arquivo ARQUIVOS.DAT foi incluído um novo registro referente ao nome do arquivo onde é declarado o cronograma de manutenção das usinas hidroelétricas cuja existência é obrigatória. No arquivo CONFHD.DAT foi incluído um novo campo, onde é informado o número de anos de manutenção explícita por usina.

O cronograma de manutenção deve ser especificado fazendo-se referência ao conjunto e ao número da unidade em manutenção. Desta forma, para viabilizar a implementação foi retirado do arquivo EXPH.DAT o campo relacionado à potência da unidade que está sendo adicionada e foram incluídos dois novos campos: número do conjunto e da máquina que está sendo adicionada.

A descrição completa dos formatos dos arquivos citados acima pode ser obtida no Manual do Usuário.

## 16.4 Exemplo

Para ilustrar a funcionalidade descrita nesta Nota Técnica foi utilizado o PMO de maio/06. Suponha que para este caso seja definido um cronograma de manutenção para a UHE Tucuruí (nº275) conforme apresentado na Figura 1.

EMPRESA	COD USINA	UNCDDMMAAAA	DUR.	POT.
XXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	XXX	XXXX.XX
	275	08201082006	46	350.00

**Figura 1 – Cronograma de manutenção da usina Tucuruí (arquivo MANUTH.DAT)**

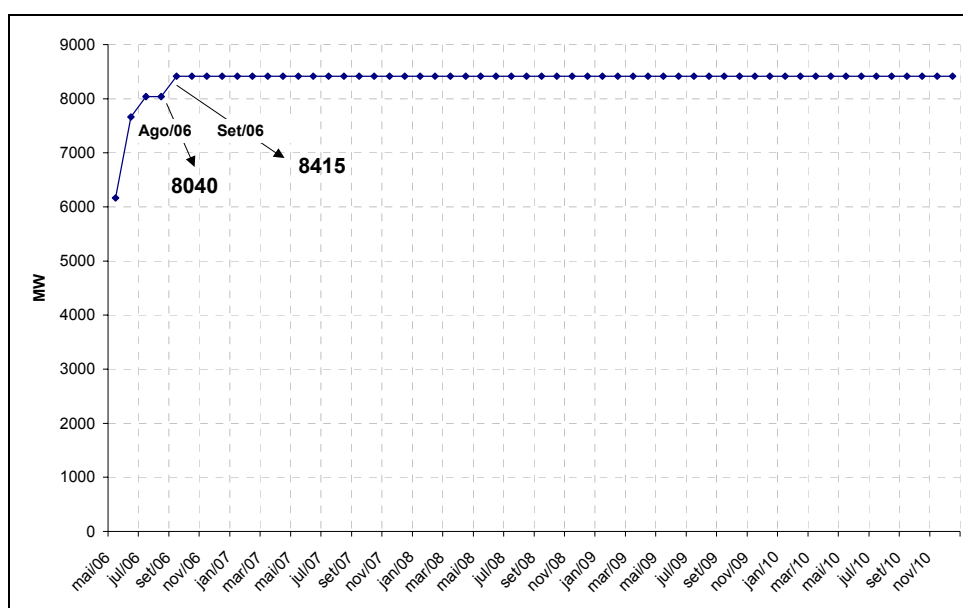
No arquivo CONFHD.DAT é definido o número de anos com manutenção explícita para cada usina. Neste caso-exemplo, foi considerado, para a usina em questão, apenas 1 (um) ano de manutenção explícita; desta maneira, somente serão válidas manutenções programadas para o ano de 2006, para Tucuruí.

No PMO de maio/06 o índice de indisponibilidade programada da usina de Tucuruí foi modificado no arquivo MODIF.DAT para 2%, conforme apresentado na Figura 2. Esse valor é válido para todos os anos que não tenham manutenção explícita definida posteriores ao número de anos de manutenção explícita para a usina. Neste exemplo, é válido a partir de 2007.

USINA	275	TUCURUI	
IP	2.		
VAZMIN	2000		
CFUGA	5 2006	10.60	
CFUGA	6 2006	7.20	
.			
.			
CFUGA	7 2010	5.40	
CFUGA	12 2010	8.60	
NUMCNJ	3		
NUMMAQ	2 1		
NUMMAQ	10 2		
NUMMAQ	7 3		

**Figura 2 – Alteração de Dados Cadastrais da usina Tucuruí (arquivo MODIF.DAT)**

A evolução mensal da capacidade instalada da UHE Tucuruí é dada na Figura 3.



**Figura 3 – Capacidade Instalada (MW)**

De acordo com o cronograma definido na Figura 1, uma máquina de 350 MW ficará parada durante todo mês de agosto de 2006 e mais 15 dias em setembro de 2006. Logo, o índice de indisponibilidade programada para esses meses deve ser calculado conforme a equação (3), ou seja:

$$IP_{275,ago06} = \sum_{i=1}^1 \left( \frac{350}{8040} \right) \left( \frac{31}{31} \right) = 0,04$$



$$IP_{275, set06} = \sum_{i=1}^1 \left( \frac{350}{8415} \right) \left( \frac{15}{30} \right) = 0,02$$

Conforme comentado anteriormente, para os meses do ano de manutenção explícita (2006) que estão fora do cronograma de manutenção hidroeétrica, o IP é considerado igual a zero e, para os demais anos do horizonte de planejamento, o IP é igual ao valor médio fornecido nos arquivos HIDR.DAT e/ou MODIF.DAT.

A Tabela 1 apresenta o IP da usina Tucuruí para o caso utilizado neste exemplo, considerando as versões 12.13 e 12.14 do programa NEWAVE. Até a versão 12.13 não era considerada a manutenção explícita para as usinas hidroeétricas, portanto o IP utilizado era aquele fornecido no arquivo HIDR.DAT e/ou MODIF.DAT.

**Tabela 1 – Índice de Indisponibilidade Programada (%) – Usina Tucuruí**

		JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
<b>12.13</b>	<b>2006</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
	2007	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2008	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2009	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2010	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>12.14</b>	<b>2006</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,04</b>	<b>0,02</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	2007	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2008	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2009	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2010	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Pode-se verificar que o IP considerado a cada período do horizonte de planejamento está de acordo com o exposto nesta Nota Técnica.

### **16.5 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

A versão 12.3 do programa DECOMP se encontra compatível com esta nova funcionalidade do NEWAVE pois permite a alteração do índice de indisponibilidade programada de cada usina ao longo do horizonte de estudo. Já a versão 6.4 do programa SUSHI-O não considera manutenções explícitas para as usinas hidroeétricas necessitando, então, de alterações para uma completa compatibilização com a atual versão do NEWAVE.

# 17 NOTA TÉCNICA 26 - Revisão da regra de classificação das usinas hidráulicas

## 17.1 Introdução

Até a versão 12.14 do programa NEWAVE, para a classificação das usinas com reservatório e usinas a fio d'água, eram considerados o flag de regularização, fornecido no arquivo de cadastro de usinas hidroelétricas (HIDR.DAT) e o volume útil, que corresponde à diferença entre o volume máximo e mínimo de cada usina, fornecidos no arquivo de cadastro de usinas hidroelétricas (HIDR.DAT) e que podem ser alterados no arquivo de alteração de características hidroelétricas (e.g. MODIF.DAT).

A implementação descrita nesta Nota Técnica refere-se à modificação da regra de classificação das usinas quanto a sua capacidade de regularização tornando-a função exclusivamente do flag de regularização. Este flag e o volume de referência, que são informados no arquivo HIDR.DAT, a partir desta implementação, poderão ser alterados no arquivo de alteração de características hidroelétricas (e.g. MODIF.DAT). Esta modificação foi implementada nas versões 12.11f e 12.15 do programa NEWAVE.

## 17.2 Modelagem

A regra para classificação de usinas com reservatório e usinas a fio d'água atualmente implementada no NEWAVE considera o flag de regularização e o volume útil. Esta regra é descrita abaixo:

- Se o flag for M e o Volume útil  $> 10 \text{ hm}^3$  → usina com reservatório
- Se o flag for M e o Volume útil  $\leq 10 \text{ hm}^3$  → usina é fio d'água
- Se o flag for S ou D → usina é fio d'água

As notações M, S e D classificam a regularização das usinas em mensal, semanal e diária, respectivamente.

Quando o flag é S ou D, os valores de volume máximo e volume mínimo assumem o valor do volume de referência, também fornecidos no arquivo HIDR.DAT. Os coeficientes do polinômio volume-cota e cota-área são atualizados de forma que essas funções sejam constantes e com valor referente ao volume de referência.

De forma a garantir que o flag de regularização seja soberano, a regra de classificação de usinas em “reservatório” e usinas “a fio d’água” no modelo NEWAVE foi alterada para:

- Se o flag for M → usina com reservatório
- Se o flag for S ou D → usina é fio d'água

Com isso, quando o flag é S ou D, os valores de volume máximo e volume mínimo assumem o valor do volume de referência, fornecidos no arquivo HIDR.DAT. Além disso, esta nova implementação permite que os volumes de referência sejam alterados no arquivo MODIF.DAT.

Caso o flag seja M e o volume útil menor que  $0.1 \text{ hm}^3$ , o modelo critica os dados e emite alerta. Em etapa posterior, o modelo considera as alterações de dados cadastrais fornecidas no arquivo específico para essa finalidade (e.g. MODIF.DAT). Se os dados ainda apresentarem inconsistência, o modelo interrompe a execução, orientando o usuário quanto ao preenchimento correto dos dados.

### **17.3 Entrada de dados**

Para implementação dessa nova funcionalidade não foram criados novos arquivos de dados e apenas um arquivo de entrada teve seus parâmetros alterados: arquivo de modificação de dados cadastrais (e.g. MODIF.DAT).

Considerando que os valores, referentes ao volume mínimo e máximo de cada usina, podem ser alterados somente no arquivo MODIF.DAT, foram incluídas neste, duas novas palavras-chave, com a finalidade de possibilitar o fornecimento de novos valores para o volume de referência (VOLREF) e a alteração do tipo de regularização da usina (TREGUL).

## **17.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

A versão 6.5 do programa SUIISHI-O não se encontra compatível com esta nova funcionalidade do NEWAVE, pois ele utiliza o critério de classificação das usinas usado até a versão 12.14 do modelo NEWAVE.

Na versão 12 do programa DECOMP, a classificação das usinas em “reservatório” e “a fio d’água”, é feita conforme a regra abaixo:

- Se o flag for S ou M e o Volume útil  $> 0.1 \text{ hm}^3$  → usina com reservatório
- Se o flag for S ou M e o Volume útil  $\leq 0.1 \text{ hm}^3$  → usina é fio d’água
- Se o flag for D → usina é fio d’água

Quando o flag é D, os valores de volume máximo e volume mínimo assumem o valor do volume de referência, fornecidos no arquivo HIDR.DAT. Entretanto, os polinômios volume-cota e cota-área não são alterados.

Para usinas com tipo de regularização mensal, o modelo DECOMP versão 12 também se mostra incompatível com o modelo NEWAVE, posto que o DECOMP classifica a usina como fio d’água quando verificado um volume útil menor que  $0.1 \text{ hm}^3$ , e o NEWAVE critica os dados, emitindo alerta.

## 18 NOTA TÉCNICA 27 - Consideração das parcelas de desvio e acréscimo de água a fio d'água nas restrições de geração hidráulica máxima

### 18.1 Introdução

No programa NEWAVE, a geração de energia através de fontes hidráulicas é composta pelas parcelas de geração hidráulica controlável, a qual pode ser decidida pelo programa, tendo em vista a minimização do custo total de operação e parcelas a fio d'água e de vazão mínima, cuja geração é obrigatória.

Desta forma, a restrição de geração hidráulica máxima deve levar em consideração tanto a geração hidráulica controlável como as parcelas de geração a fio d'água, energia de vazão mínima e desvios e/ou acréscimos de água a fio d'água.

A alteração descrita nesta Nota Técnica consiste em considerar as parcelas de desvio e acréscimo a fio d'água na restrição de geração hidráulica máxima, já que até a versão 12.11f o modelo NEWAVE não as considerava. Esta alteração foi implementada nas versões 12.11g e 12.16 do programa NEWAVE.

### 18.2 Modelagem

A geração hidráulica controlável disponível de um subsistema é a geração máxima, descontada de suas parcelas a fio d'água e de vazão mínima, conforme explicado anteriormente. Porém, até a versão 12.11f do programa NEWAVE a restrição considerada é a apresentada na equação (1), a seguir.

$$gh_{isis} + exc_{isis} \leq GHMÁX_{isis} - EFIO_{isis} - EVMIN_{isis} \quad (1)$$

onde:

$gh_{isis}$  geração hidráulica controlável para o subsistema *isis*;

$exc_{isis}$  excesso de geração hidráulica para o subsistema *isis*;

$GHMÁX_{isis}$  valor máximo de geração hidráulica total (controlável e fio d'água) para o subsistema *isis*;

$EFIO_{isis}$  geração hidráulica a fio d'água para o subsistema *isis*;

$EVMIN_{isis}$  energia de vazão mínima para o subsistema *isis*.

Assim, falta a consideração das parcelas de desvio e acréscimo de água a fio d'água nesta restrição. De maneira a se entender o sinal dos coeficientes destas parcelas, vale ressaltar o fato de que desvios de água diminuem a geração hidráulica a fio d'água, enquanto os acréscimos têm consequência inversa. Desta forma, a restrição de geração hidráulica controlável máxima se torna:

$$gh_{isis} + exc_{isis} \leq GHMÁX_{isis} - EFIO_{isis} + edsvf'_{isis} - EACRF_{isis} - EVMIN_{isis}, \quad (2)$$

onde:

$edsvf'_{isis}$  Energia de desvio d'água a fio d'água para o subsistema *isis*;

$EACRF_{isis}$  meta de energia de acréscimo d'água a fio d'água para o subsistema *isis*.

A parcela de energia de desvio d'água a fio d'água é uma variável de decisão do modelo (Nota Técnica 9). As parcelas de geração hidráulica controlável de um subsistema, energias de desvio e acréscimo de água a fio d'água e energia de vazão mínima são compostas por parcelas próprias e de acoplamento. Esta composição é considerada na restrição de geração hidráulica máxima.

### **18.3 Entrada de dados**

Para a consideração das parcelas de desvio e acréscimo de água a fio d'água no programa NEWAVE, não é necessária a criação de nenhum arquivo de entrada, ou alteração dos existentes. Todas as alterações necessárias são realizadas na montagem do problema de despacho hidrotérmico resolvido pelo programa.

#### **18.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia**

O programa DECOMP se encontra compatível com esta nova funcionalidade do NEWAVE. Já o programa SUSHI-O não considera as parcelas de desvio e acréscimo d'água a fio d'água nas restrições de geração hidráulica máxima, necessitando, então, de alterações para uma completa compatibilização com a atual versão do NEWAVE.

# **19 NOTA TÉCNICA 28 - Simulação da operação do sistema interligado nacional utilizando duas políticas ótimas de operação calculadas considerando curvas de aversão a risco distintas**

## **19.1 Introdução**

A simulação da operação do Sistema Interligado Nacional realizada pelo modelo NEWAVE considera diversas séries sintéticas para o cálculo de índices estatísticos de desempenho do sistema. Essa simulação é realizada utilizando-se a política de operação ótima calculada anteriormente, representada pela função de custo futuro. Durante a construção desta função, pode-se adotar um conjunto de curvas de aversão a risco, que pode ser definida para todo o período de planejamento. Usualmente o Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza curvas de aversão a risco definidas apenas para os dois primeiros anos do período de planejamento. Estas curvas são informadas no arquivo de dados da curva de aversão a risco em conjunto com as penalidades aplicadas à violação das restrições de volumes mínimos operativos (e.g. CURVA.DAT). O arquivo de dados gerais (e.g. DGER.DAT) contém um flag para controle da política de aversão a risco, onde:

- Se o flag for 0 = não considera → restrições de volume mínimo operativo (VMINT) não são relaxadas, devendo sempre serem respeitadas.;
- Se o flag for 1 = curva guia → são usados os dados de níveis mínimos de armazenamento com adoção de penalidade para a violação da restrição, informados no arquivo CURVA.DAT. Além disto, as restrições VMINT não são relaxadas, como para a opção 1.
- Se o flag for 2 = penalidade VMINT → será usado VMINT com adoção de penalidade para a violação da restrição.

A versão 12 do modelo NEWAVE, oficialmente utilizada pelo ONS, possui um único processo de cálculo da política de operação, levando em consideração apenas uma curva de aversão a risco.



A funcionalidade descrita nesta Nota Técnica consiste em permitir o cálculo de duas políticas ótimas de operação, considerando, para isto, duas curvas de aversão a risco distintas. Na simulação da operação do sistema hidrotérmico interligado, na fase de simulação final, para os dois primeiros anos do horizonte de planejamento é utilizada a política de operação obtida com a adoção da primeira curva de aversão a risco; já para os demais anos utiliza-se a política de operação calculada ao se considerar a segunda curva de aversão a risco. Esta funcionalidade foi implementada na versão 12T do programa NEWAVE, baseada na versão 12a.

## **19.2 Modelagem**

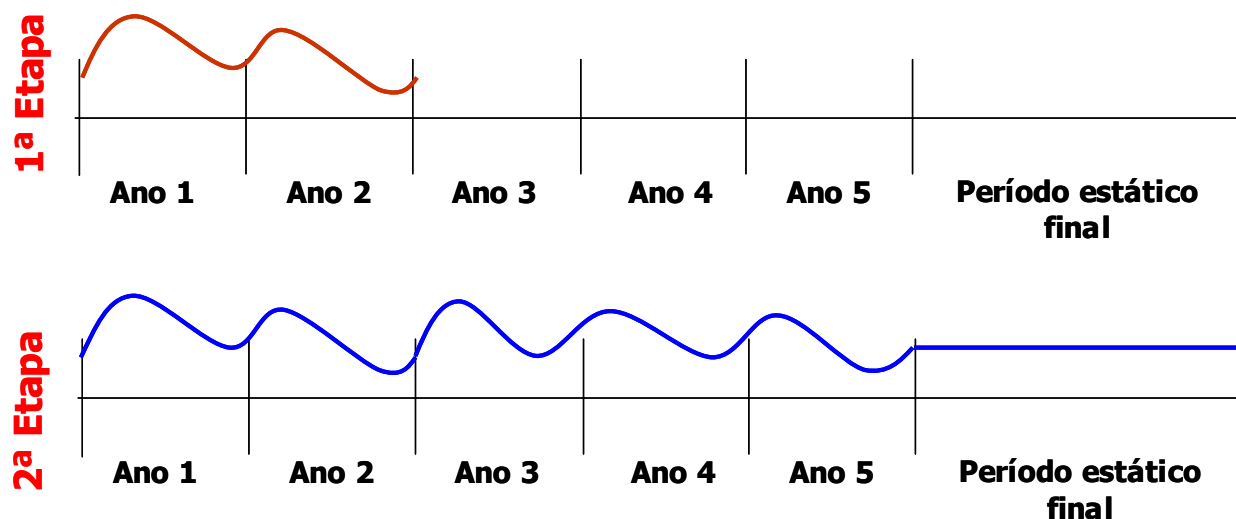
No módulo da política de operação do modelo NEWAVE são construídos os cortes da função de custo futuro, que podem levar em consideração uma curva de aversão a risco. Usualmente o ONS utiliza esta curva somente para os dois primeiros anos do período de planejamento, embora a mesma possa ser definida para todo o horizonte de estudo.

No entanto, se esta curva de aversão a risco é considerada para todos os anos do horizonte de planejamento, possíveis impactos nos resultados da simulação da operação referente ao primeiro ano do período de planejamento podem acontecer. Desta forma, com o objetivo de gerar uma política de operação para os demais anos, que leve em consideração as restrições de CAR e não afete os resultados da simulação da operação para os primeiros anos, a política de operação do sistema hidrotérmico interligado passa a ser calculada em duas etapas.

A primeira etapa consiste no cálculo da política de operação para todo o período de planejamento considerando a primeira curva de aversão a risco definida pelo usuário. Já na segunda etapa, é calculada uma nova política de operação, com a adoção de uma segunda curva de aversão a risco.

Na simulação da operação do sistema hidrotérmico interligado (simulação final), para os dois primeiros anos do horizonte de planejamento são usados os cortes da função de custo futuro obtidos no cálculo da política de operação considerando a primeira curva de aversão a risco; para os demais anos são usados os cortes obtidos a partir da política de operação calculada considerando a segunda curva de aversão a risco.

As figuras abaixo representam este processo de cálculo da política de operação ao se considerar duas curvas de aversão a risco por subsistema, para todo o horizonte de planejamento. Nesta representação, a primeira curva de aversão a risco é bianual, enquanto a segunda é definida para os cinco anos do período de planejamento.



### 19.3 Entrada de dados

Para implementação dessa nova funcionalidade foram criados novos arquivos de dados, referentes aos parâmetros de cálculo da segunda política de operação:

- arquivo com dados da curva guia e com penalidades para o não atendimento ao volume mínimo operativo (e.g. CURVA2.DAT);
- arquivo de saída que contém as configurações dos sistemas, das usinas térmicas, hidroelétricas e da curva de aversão a risco (e.g. NEWDESP2.DAT);
- arquivo de saída que contém a função de custo futuro – cortes de Benders – construída na segunda etapa (e.g. CORTES2.DAT);
- arquivo de saída que contém os apontadores de início da função de custo futuro da segunda etapa de cada estágio (e.g. CORTESH2.DAT).

O arquivo com dados da curva guia para o cálculo da segunda política de operação (e.g. CURVA2.DAT) possui a mesma estrutura do arquivo com dados da curva para a primeira política operativa (e.g. CURVA.DAT), podendo ter valores

diferentes para os níveis de armazenamento definidos pelas curvas e para as penalidades de não atendimento à restrição.

Além disso, dois arquivos de entrada têm seus parâmetros alterados em relação à versão precedente: arquivo de dados gerais (e.g. DGER.DAT) e o arquivo que contém a relação de arquivos a serem utilizados pelo programa (e.g. ARQUIVOS.DAT).

No arquivo de dados gerais foi incluída a opção 3 para o flag de controle da curva de segurança, onde são consideradas as duas curvas guias, cujos arquivos correspondentes devem estar presentes no diretório de execução.

Já no arquivo com a relação de arquivos utilizados pelo programa foram acrescentados 4 novos campos, onde são informados os nomes dos arquivos de entrada e saída necessários para o cálculo da segunda política de operação, conforme descrito acima.

#### ***19.4 Rebatimento nos demais modelos da cadeia***

A versão 6.5 do programa SUIISHI-O não se encontra compatível com esta nova funcionalidade do NEWAVE, posto que não permite a adoção para simulação de duas políticas ótimas de operação para distintas curvas de aversão a risco.

Na versão 12 do programa DECOMP não há rebatimento em decorrência desta nova funcionalidade, uma vez que atualmente o acoplamento com a função de custo futuro do modelo NEWAVE é realizado no segundo mês do período de planejamento, cuja política operativa não é influenciada pela adoção da nova funcionalidade. Vale ressaltar que o programa DECOMP não utiliza curva de aversão a risco em sua modelagem.