



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPL - 09
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

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

**IMPACTO DA ALTERAÇÃO DE ALGUNS CRITÉRIOS E PARÂMETROS ENERGÉTICOS NOS
CERTIFICADOS DE ENERGIA ASSEGURADA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS**

**Paulo Cesar Magalhães Domingues*
Admir Martins Conti
Vania Maria Ferreira
Mariana Sampaio Gontijo
Joaquim Roriz da Silva**

ELETRONORTE

**Fernando José Ramos Mello
Artur Costa Steiner
Christiany Salgado Faria
Gustavo Saad Soares
Iran de Oliveira Pinto**

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

RESUMO

A energia assegurada de cada usina hidrelétrica constitui o limite legal de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema. Para a sua determinação são utilizados critérios e premissas definidos pelo poder concedente.

Os estudos desenvolvidos no presente trabalho permitem avaliar os impactos que a alteração das principais variáveis envolvidas no cálculo da energia assegurada proporcionam nos certificados das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional, fornecendo subsídios para futuros estudos e discussões sobre a metodologia de cálculo das energias asseguradas.

PALAVRAS-CHAVE

Energia Assegurada, Hidrelétrica, Certificado, Critério, Parâmetro.

1.0 - INTRODUÇÃO

A energia assegurada de cada usina hidrelétrica (UHE) participante do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE corresponde à fração da energia assegurada do sistema alocada a essa usina, a qual é obtida a risco de déficit pré-estabelecido, conforme regras aprovadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O Artigo 21 do Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, estabelece que o valor da energia assegurada atribuído a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

Para o cumprimento do Decreto acima citado, em meados de 2003 foi constituído um Grupo de Trabalho com a participação da ANEEL, do Ministério de Minas e Energia - MME, do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, com o objetivo de realizar a primeira revisão ordinária dos certificados de energias asseguradas das UHEs do Sistema Interligado Nacional - SIN. Além disso, um fato relevante ocorrido foi a revisão das séries de vazões naturais e dos montantes de retiradas de água para usos consuntivos de oito grandes bacias hidrográficas, efetuada pelo ONS e pela Agência Nacional de Águas - ANA. Tal fato, por si só, já constituiria motivo suficiente para a revisão desses certificados.

Nas discussões ocorridas no âmbito do Grupo de Trabalho acima citado, foram definidas as diretrizes, metodologias e critérios para a revisão das energias asseguradas das UHEs.

Posteriormente, por recomendação do MME, em reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, foi constituído um novo grupo de trabalho de energia assegurada, com o objetivo de diagnosticar, formar consenso e propor encaminhamentos para os assuntos ligados à definição da energia assegurada do sistema e das usinas, tendo em vista os critérios de garantia de atendimento à carga utilizados no SIN, tanto no planejamento da expansão da geração como no planejamento da operação. Fizeram parte deste grupo o MME, o Comitê Técnico para Desenvolvimento da Oferta - CTDO/CCPE, o ONS, a ANEEL e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL.

Neste contexto, o CTDO/CCPE e o MME realizaram diversas simulações visando a avaliação da influência de alguns dados e critérios sobre os valores das energias asseguradas das UHEs do SIN, de modo a contribuir para uma discussão da atual metodologia de cálculo, fornecendo subsídios para futuros estudos.

São apresentados, também, os valores obtidos para os certificados de energias asseguradas das UHEs seguindo-se as diretrizes e premissas estabelecidas.

A evolução posterior do tema levou, a partir de simulações efetuadas pelo ONS e MME/CCPE com uma configuração mais atualizada de usinas e dados, à obtenção dos montantes de garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, publicados na Portaria MME nº 303, de 18/11/2004.

Finalmente, são comparados os valores obtidos neste trabalho e os publicados na Portaria MME nº 303/2004.

2.0 - METODOLOGIA

A metodologia utilizada no presente trabalho baseou-se no sub módulo 7.8 dos Procedimentos de Rede do ONS. Apresenta-se, a seguir, as premissas e critérios adotados:

- Consideração de um sistema hidrotérmico com quatro subsistemas interligados – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte;
- Simulações energéticas utilizando o modelo NEWAVE (versão 11) e o modelo MSUI (versão 2.2);
- Limites de transmissão entre subsistemas referentes à configuração de dezembro/2008, compatibilizados entre o ONS e o CCPE e, alternativamente, limites de transmissão não restritivos;
- Utilização das novas séries de vazões naturais reconstituídas no projeto ANA-ONS e vazões antigas ;
- Consideração dos usos múltiplos da água referentes ao ano de 2003, sendo a penalidade associada à violação da restrição de R\$2.003,00/MWh;
- Proporcionalidade entre os mercados dos subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste-Centro Oeste, para a carga média anual de 2008 referente ao Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2004;
- Simulação estática para um período de cinco anos de estudo, contemplando as usinas hidrelétricas existentes e licitadas com proposta vencedora, as usinas termelétricas de acordo com a Resolução GCE nº 109, de 24/01/2002 e a Importação existente (Argentinas I e II);
- Período crítico fornecido (06/49-11/56) e, também, calculado com a configuração de UHEs citada anteriormente (05/48-nov/55 e 05/49-nov/55);
- Preços de despacho das usinas termelétricas (UTES) referentes ao ano de 2008 do PMO de fevereiro de 2004;
- Utilizadas as restrições operativas do relatório “Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos” do ONS;
- Utilização de 1 patamar de carga e 1 patamar de déficit e, também, de 3 patamares de carga e 4 patamares de déficit em casos alternativos;
- Critérios de atendimento à carga com risco médio de déficit pré-estabelecido e de igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME;
- Taxa de Desconto de 12% ao ano, compatível com o Plano Decenal de Expansão, do MME/CCPE.

3.0 - DESENVOLVIMENTO DOS ESTUDOS

Para a obtenção de valores atualizados dos montantes de energias asseguradas das UHEs do SIN, foram simulados diversos casos, utilizando-se tanto a metodologia citada no Item 2.0, como critérios e dados alternativos, visando-se análises de sensibilidade a alguns parâmetros, conforme descrito a seguir. Os estudos ora desenvolvidos contemplam apenas as UHEs participantes do MRE despachadas centralizadamente pelo ONS.

3.1 Séries de Vazões

A ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 243, de 11/05/2004, permitiu ao ONS utilizar, no seu planejamento da operação, as novas séries de vazões naturais relativas aos locais de aproveitamentos hidrelétricos, em operação até 2010, localizados nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê, Paranapanema, Iguaçu, Paraná, São Francisco e Tocantins, as quais já consideram as séries de vazões de usos consuntivos aprovados pela ANA através das Resoluções nº 209 a 216, de 22/04/2004.

A revisão das séries de vazões englobou 78 das 131 usinas constantes no presente estudo de cálculo da energia assegurada, as quais representam 85,3% do total das energias asseguradas vigentes. Para observação do impacto das novas séries de vazões naturais nos valores de energias asseguradas, foi realizada uma simulação alternativa, mantendo-se a configuração atual de dados de usinas e utilizando-se as séries de aflúncias e os desvios de água antigos, ou seja, anteriores à revisão efetuada pela ANA e pelo ONS.

3.2 Período Crítico

Este é um dos parâmetros que mais impacto causa sobre os certificados das UHEs, uma vez que a sua utilização

afeta diretamente a forma de repartição do bloco hidráulico entre elas.

Os certificados atuais de energias asseguradas de todas as UHEs foram obtidos utilizando o período crítico 06/49-11/56, sendo que o dimensionamento das usinas hidrelétricas também é considerado este período. Assim, no presente estudo, ele é utilizado como referência para efeito de comparação.

Calculando-se o período crítico para a configuração descrita no item 2.0, obteve-se o período 05/48-11/55, considerando uma tolerância de energia armazenada inicial igual a 1,5% da energia armazenada máxima. Como o período crítico é extremamente dependente desta tolerância, um pequeno aumento deste parâmetro (0,005%) altera o período crítico para 05/49-11/55. Assim, estes dois períodos críticos foram utilizados nos estudos de sensibilidade.

3.3 Configuração Hidrotérmica e Puramente Hidráulica

O rateio da energia assegurada do sistema entre os blocos de UHEs e UTEs é baseado na ponderação, pelo CMO, das gerações obtidas na simulação para cada série sintética de energias afluentes. Esta repartição, considerando-se um fator econômico, tem sido alvo de muitas críticas pelos proprietários de UHEs, os quais argumentam que são penalizados pelo fato de perderem energia para as UTEs. Para verificação da influência do tipo de configuração – hidrotérmica (HT) ou puramente hidráulica (H) – foi efetuada uma simulação considerando-se apenas as UHEs.

3.4 Critérios de Atendimento Físico e Econômico

A atual metodologia de cálculo da energia assegurada utiliza como critério de atendimento à carga do sistema o critério físico, ou seja, a carga é atendida a um risco médio de déficit pré-estabelecido de 5%. Os valores de energia assegurada obtidos, entretanto, podem não ser coincidentes com aqueles obtidos através do critério econômico de expansão, de igualdade entre o CMO e o Custo Marginal de Expansão - CME, dado que o custo do déficit é explícito. A idéia básica desta análise foi a de avaliar o impacto da fixação de diferentes níveis de risco sobre a disponibilidade de energia do sistema, e efetuar uma comparação com o critério puramente econômico, considerando-se valores de CMEs compatíveis com os divulgados nos últimos Planos Decenais de Expansão do CCPE.

3.5 Custo de Déficit e Número de Patamares do Custo de Déficit e da Curva de Carga

Para a determinação da energia assegurada tem-se, historicamente, utilizado apenas 1 patamar de custo de déficit e 1 patamar para a curva de carga. Entretanto, o CCPE, nos estudos de planejamento da expansão, e o ONS, no planejamento da operação, consideram 4 patamares de déficit e 3 patamares de carga. Tal discrepância ensejou que se verificasse a influência destas variáveis sobre os resultados de energia assegurada. Os valores básicos dos custos do déficit com 4 patamares utilizados no presente estudo foram aqueles estabelecidos na Resolução ANEEL nº 682, de 23/12/2003, cujos valores em ordem crescente de profundidade do déficit são 749,52; 1.616,95; 3.378,93 e 3.839,76 R\$/MWh. O custo de déficit em patamar único de 2.000,00 R\$/MWh apresenta CMOs próximos aos obtidos com 4 patamares de déficit. Adicionalmente, para efeito de sensibilidade, também majorou-se cada um destes custos em 15%.

3.6 Custos de Combustíveis

Os custos de combustíveis tem características conjunturais e influenciam diretamente o CMO. Como o fator hidráulico, que serve para repartir a geração entre hidrelétricas e termelétricas, depende diretamente do CMO, julgou-se conveniente incluir uma análise da influência dos custos de combustíveis sobre os valores de energias asseguradas. Para tal, foi efetuada uma análise de sensibilidade a um incremento de 15% no valor dos custos de combustíveis, citados no Item 2.0.

3.7 Limites de Transmissão

Os valores adotados como limite de transmissão entre subsistemas procuram representar a configuração do sistema de transmissão da época de entrada em operação de todas as usinas em estudo. Para verificar a influência dos limites de intercâmbio na energia assegurada, todas as interligações tiveram seus limites ampliados para valores não restritivos.

4.0 - RESULTADOS E DISCUSSÃO

São apresentados, a seguir, os resultados obtidos e as comparações efetuadas entre as diferentes configurações, critérios e dados utilizados no presente estudo. Vale ressaltar que a expressão “placas”, utilizada nas comparações, refere-se aos valores de energia assegurada dos contratos vigentes na ANEEL, considerando-se apenas as UHEs constantes da configuração de usinas adotada neste trabalho (ver Item 4.8). Salienta-se,

também, que os cálculos que originaram os valores das energias asseguradas vigentes (placas), consideraram configurações de usinas termelétricas distintas da utilizada neste trabalho.

Os resultados apresentados nas tabelas abaixo já contemplam a limitação de redução de 5% nos certificados (Decreto nº 2.655/98, art. 21, §5º). Para garantir que o montante total não sofresse alteração, o excedente foi abatido das outras usinas, proporcionalmente ao valor de energia assegurada de cada UHE.

4.1 Séries de Vazões

A TABELA 1 apresenta os valores de energias asseguradas das UHEs, totalizados por subsistema e para o SIN, calculados neste estudo para dois cenários de aflúências, ou seja, antes e após o projeto ANA-ONS, apresentando também os correspondentes valores de placas no Sistema Elétrico Brasileiro. O critério de atendimento à carga utilizado neste cálculo foi o físico (risco 5%), com 1 patamar de carga e 1 patamar de custo de déficit, configuração hidrotérmica e período crítico 06/49-11/56.

TABELA 1 – Influência da Revisão das Séries de Vazões Afluentes

Caso - Vazões	Energia Assegurada UHEs - MWmed				
	S	SE/CO	N	NE	SIN
Placas - antigas	6.912	26.699	4.749	6.250	44.609
Cálculo - antigas	7.303	27.777	4.913	6.682	46.673
Cálculo - novas	7.077	26.930	4.759	6.473	45.238

Considerando-se a atual configuração de usinas e dados, observa-se que as novas séries de aflúências levam a uma redução de 3,1% no valor da energia assegurada do SIN, comparativamente às séries antigas. Esta redução mantém-se a mesma em todos os subsistemas.

Comparativamente às placas, a utilização da configuração atual com as séries de vazões antigas, indica um ganho de 4,6% no valor total de energia assegurada do SIN, enquanto que, com a utilização das novas vazões, este ganho é de 1,4%.

Pode-se observar, portanto, uma menor disponibilidade hídrica para geração de energia elétrica, em consequência da revisão das séries de aflúências e usos consuntivos da água.

4.2 Período Crítico

A TABELA 2 apresenta os montantes de energia assegurada das UHEs, totalizados por subsistema e para o SIN, calculados neste trabalho para três períodos críticos distintos (ver Item 3.2), sendo listados também, para comparação, os valores de placas. O critério de atendimento à carga utilizado na obtenção desses valores foi o físico (risco 5%), com 1 patamar de carga, 1 patamar de custo de déficit e configuração hidrotérmica.

TABELA 2 – Influência do Período Crítico

Caso - Período Crítico	Energia Assegurada UHEs - MWmed				
	S	SE/CO	N	NE	SIN
Placas - 06/49 a 11/56	6.912	26.699	4.749	6.250	44.609
Cálculo - 06/49 a 11/56	7.077	26.930	4.759	6.473	45.238
Cálculo - 05/49 a 11/55	6.959	27.066	4.697	6.517	
Cálculo - 05/48 a 11/55	6.821	27.099	4.743	6.580	

A utilização do período crítico 06/49-11/56, comparativamente aos períodos críticos 05/49-11/55 e 05/48-11/55, resulta em ganhos para os subsistemas Sul e Norte e perdas para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. O máximo ganho ocorre no subsistema Sul (3,76%) e a máxima perda no subsistema Nordeste (-1,62%), comparativamente ao período crítico 05/48-11/55.

Com relação aos valores das placas, o cálculo com a configuração atual de dados e usinas utilizando o período crítico 06/49-11/56 apresenta ganhos de energia em todos os subsistemas, enquanto que a utilização do período crítico 05/48-11/55 apresenta a maior perda (-1,32% no subsistema Sul).

Apesar da alteração do período crítico apresentar pequenas variações percentuais quando se analisam os subsistemas, a variação pode ser expressiva quando se consideram as UHEs individualmente.

4.3 Configurações Hidrotérmica e Puramente Hidráulica

Os valores da Tabela 3, obtidos para um critério físico (risco 5%) de atendimento à carga, com 1 patamar de carga e 1 patamar de custo de déficit, indicam, para a configuração puramente hidráulica (H), um ganho de 1,8% na energia assegurada total das UHEs do SIN, comparativamente à configuração hidrotérmica (HT). Comparando-se com os valores das placas (HT), a configuração H apresenta um ganho de 3,3% na energia total das UHEs do SIN, enquanto que, para a configuração HT, este ganho é de 1,4%.

A explicação para o fato de a energia assegurada das UHEs ser maior na configuração puramente hidrelétrica do que na configuração hidrotérmica baseia-se na metodologia em vigor para a determinação do bloco hidráulico.

O bloco hidráulico é calculado pelo produto da carga crítica do sistema por um fator de rateio, o qual, por sua vez, é obtido por uma média ponderada das gerações verificadas em cada série hidrológica, em cada mês e em cada subsistema, na qual os pesos são os CMOs verificados também em cada mês e em cada subsistema.

TABELA 3 – Influência da Configuração de Usinas

Caso - Configuração	Energia Assegurada UHEs - MWmed				
	S	SE/CO	N	NE	SIN
Placas - HT	6.912	26.699	4.749	6.250	44.609
Cálculo - HT	7.077	26.930	4.759	6.473	45.238
Cálculo - H	7.207	27.413	4.847	6.593	46.059

Em virtude de apresentarem custo operacional consideravelmente mais elevado que o das UHEs, as UTEs são chamadas, no algoritmo de otimização do Modelo Newave, a operar intensamente nos períodos de baixas afluências, caracterizados por maiores valores de CMO. Assim, as gerações térmicas mais elevadas são ponderadas por pesos expressivos, ao passo que, no caso das UHEs, as gerações mais elevadas são freqüentemente valorizadas por pesos pouco expressivos ou nulos, por ocorrerem em períodos de altas afluências. Portanto, ao se adicionar um parque térmico a um sistema antes puramente hidráulico, há uma tendência de que o bloco hidráulico venha a diminuir, em favor da apropriação por parte do parque térmico, embora a energia assegurada total do sistema aumente.

4.4 Número de Patamares do Custo de Déficit e da Curva de Carga

A Tabela 4 apresenta os valores de energia assegurada, total e por subsistema, calculados para a configuração atual de dados e usinas, considerando-se tanto patamares únicos para o custo de déficit e para a curva de carga, como também discretização em 4 patamares para o custo de déficit e 3 para a curva de carga. Estes valores foram obtidos considerando-se configuração HT e critérios físico (risco 5%) e econômico (CMO=CME=30 US\$/MWh). Os valores da Tabela 4 estão ordenados em ordem crescente do valor de energia total.

TABELA 4 – Influência do Número de Patamares de Custo de Déficit e da Curva de Carga

Configuração	Nº Pat. def-carga	Critério	Energia Assegurada - MWmed				
			S	SE/CO	N	NE	SIN
HT	4-3	risco 5%	6.573	25.465	4.511	5.946	42.495
HT	4-3	CMO=CME30	6.811	26.035	4.582	6.223	43.650
HT	1-1	CMO=CME30	6.847	26.129	4.604	6.258	43.838
HT	1-1	risco 5%	7.077	26.930	4.759	6.473	45.238

Para o critério físico, observa-se uma grande sensibilidade nos valores das energias asseguradas associada ao número de patamares de custo de déficit e da curva de carga, observando-se uma redução de 6,1% no valor total de energia no caso de patamares múltiplos. No caso do critério econômico, esta sensibilidade é bem menor (redução de 0,4% na energia total no caso de patamares múltiplos).

A maior sensibilidade no critério físico justifica-se pela maior ocorrência de déficits para menores profundidades, os quais apresentam menores custos que aquele referente a patamar único.

No caso do critério econômico, a diferença tende a ser mínima pois o valor do custo de déficit utilizado para patamar único é equivalente aos custos de déficit em 4 patamares.

4.5 Critérios de Atendimento à Carga

Além do critério físico de atendimento à carga com risco de 5%, foram realizadas simulações com critérios alternativos. Estas simulações consideraram valores de 4%, 3% e 2% para o risco médio de déficit, e o critério econômico (CMO=CME), com valores de CME iguais a 30 e 35 US\$/MWh. A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos para as energias asseguradas total e por subsistema, em ordem crescente de energia.

TABELA 5 – Influência do Critério de Atendimento à Carga

Configuração	Nº Pat. def-carga	Critério	Energia Assegurada UHEs - MWmed				
			S	SE/CO	N	NE	SIN
HT	4-3	risco 5%	6.573	25.465	4.511	5.946	42.495
HT	1-1	risco 2%	6.668	25.748	4.511	6.075	43.001
HT	4-3	CMO=CME30	6.811	26.035	4.582	6.223	43.650
HT	1-1	CMO=CME30	6.847	26.129	4.604	6.258	43.838
HT	1-1	risco 3%	6.894	26.283	4.634	6.303	44.113
HT	4-3	CMO=CME35	6.917	26.361	4.649	6.324	44.249
HT	1-1	CMO=CME35	6.980	26.582	4.693	6.383	44.637
HT	1-1	risco 4%	7.001	26.654	4.707	6.402	44.762
HT	1-1	risco 5%	7.077	26.930	4.759	6.473	45.238

O atual critério de atendimento à carga (risco de 5%, 1 patamar de déficit, 1 patamar de carga) resulta nos maiores valores de energias asseguradas total e por subsistema, enquanto que o critério físico com patamares múltiplos proporciona os menores valores.

Considerando-se o critério econômico, os resultados obtidos no caso de CME equivalente a 30 US\$/MWh situam-se entre os valores referentes ao critério físico para riscos de 2% e 3%, enquanto que, para o CME equivalente a 35 US\$/MWh, as energias obtidas situam-se entre os riscos de 3% e 4%.

Quando se admite um risco mais elevado de não atendimento à carga ou um maior CMO, torna-se necessário o aumento da carga do sistema e, conseqüentemente, a energia assegurada aumenta.

4.6 Custos de Déficit e de Combustíveis

Para uma análise de sensibilidade associada ao valor do custo de déficit, foi aplicado um acréscimo de 15% sobre o seu valor, tanto em patamar único, com alteração deste custo de 2.000 para 2.300 R\$/MWh, como para 4 patamares, com alteração dos valores da Resolução ANEEL nº 682/2003 para 861,95; 1.859,49; 3.885,77 e 4.415,72 R\$/MWh (respectivamente para os patamares 1, 2, 3 e 4).

Adicionalmente à majoração de 15% nos custos de déficit, os custos de combustíveis de todas as usinas térmicas da configuração também foram majorados em 15%, visando-se uma análise de sensibilidade associada também aos valores de custos de combustíveis.

A Tabela 6 apresenta os resultados obtidos.

TABELA 6 – Influência dos Valores de Custo de Déficit e de Combustíveis

Configuração	Nº Pat. déf-carga	Critério	Energia Assegurada UHEs - MWmed				
			S	SE/CO	N	NE	SIN
HT	1-1	risco 5%	7.077	26.930	4.759	6.473	45.238
HT	1-1	risco 5% - Cdéf +15%	7.080	26.939	4.761	6.475	45.253
HT	1-1	risco 5% - Cdéf_Ccomb +15%	7.087	26.964	4.765	6.482	45.296
HT	1-1	CMO=CME	6.847	26.129	4.604	6.258	43.838
HT	1-1	CMO=CME - Cdéf +15%	6.838	26.100	4.599	6.249	43.784
HT	1-1	CMO=CME - Cdéf_Ccomb +15%	6.804	26.019	4.577	6.216	43.613
HT	4-3	CMO=CME	6.811	26.035	4.582	6.223	43.650
HT	4-3	CMO=CME - Cdéf +15%	6.748	25.904	4.541	6.160	43.351
HT	4-3	CMO=CME - Cdéf_Ccomb +15%	6.717	25.846	4.519	6.130	43.210

No caso do critério físico (risco 5%), o acréscimo de 15% aplicado sobre o custo de déficit praticamente não afeta os valores de energia assegurada (acrécimo de 0,03% na energia total). Isto se justifica pelo fato do custo de déficit ser bastante superior ao da térmica de maior custo, e assim, o seu aumento não alterar significativamente a política de operação e, conseqüentemente, a energia assegurada do sistema. O acréscimo conjunto do custo de déficit e dos custos de combustíveis em 15%, também, praticamente, não afeta os valores de energia assegurada (acrécimo de 0,13% na energia total).

No caso do critério econômico, observa-se uma redução nos valores de energia assegurada resultante do aumento dos custos de déficit e de combustíveis, principalmente no caso de patamares múltiplos do custo de déficit (redução de 1% na energia total associada ao acréscimo conjunto do custo de déficit e dos custos de combustíveis).

Conforme descrito no item 4.3, as térmicas geram mais em períodos de baixa afluência, assim o aumento no custo de combustíveis ou de déficit, eleva o CMO, o que tende a diminuir o bloco hidráulico.

4.7 Limites de Transmissão

A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos para a análise de sensibilidade dos valores de energias asseguradas associada aos limites de transmissão entre os subsistemas.

TABELA 7 – Influência dos Limites de Transmissão

Configuração	Nº Pat. déf-carga	Critério	Energia Assegurada UHEs - MWmed				
			S	SE/CO	N	NE	SIN
HT	1-1	risco 5% - com restrição LT	7.077	26.930	4.759	6.473	45.238
HT	1-1	risco 5% - sem restrição LT	7.245	27.560	4.874	6.629	46.306
HT	4-3	CMO=CME - com restrição LT	6.811	26.035	4.582	6.223	43.650
HT	4-3	CMO=CME - sem restrição LT	6.932	26.414	4.660	6.338	44.342

A sensibilidade é maior no caso do critério físico, observando-se um acréscimo de 2,4% na energia total do sistema na configuração sem restrições de transmissão. No caso do critério econômico, a retirada das restrições de transmissão resulta em um ganho total de energia de 1,6%.

A retirada da restrição de transmissão acarretaria custos elevados, que certamente seriam bem maiores que os benefícios do ganho de energia do sistema, uma vez que a permanência de fluxos energéticos nas linhas de transmissão acima dos limites restritivos é baixa.

4.8 Impactos nos Certificados

A Portaria MME nº 303, de 18/11/2004, definiu os montantes da garantia física das unidades de geração de energia elétrica, apresentando em seu Anexo I (Nota Técnica MME/CCPE-ONS-novembro de 2004) o processo previsto para implantação dos novos certificados de energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos. Segundo esta previsão, as UHEs vão continuar com os mesmos valores atualmente vigentes até dezembro de 2014, com exceção de Itaipu, que já terá seu valor ajustado em janeiro de 2008.

Cabe ressaltar que a energia assegurada de Itaipu determinada para o período de vigência dos contratos iniciais foi de 8.612 MWmed, valor publicado no Plano de Operação para 1998, instrumento oficial do então Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI. Na configuração utilizada para determinação das energias de

placa para o período após 2002, a usina de Itaipu contribuiu com uma energia assegurada de 7.711 MWmed. Entretanto, este valor não foi utilizado para fins comerciais. No presente trabalho, para fins de comparação dos valores recalculados com os atualmente vigentes, considerou-se como energia assegurada de Itaipu o valor resultante da simulação para o período pós 2002 (7.711 MWmed).

A Tabela 8 apresenta os valores obtidos neste trabalho para os certificados de energia assegurada das UHEs, conforme a metodologia descrita no Item 2.0.

TABELA 8 – Influência do Critério Adotado nos Certificados das Usinas

USINA	Subs ¹	Ener. Assegurada (MWmed)		USINA	Subs ¹	Ener. Assegurada (MWmed)		USINA	Subs ¹	Ener. Assegurada (MWmed)	
		Placas	Calculada ²			Placas	Calculada ²			Placas	Calculada ²
14 DE JULHO	1	50,0	54,3	FUNIL-GRANDE	2	89,0	84,6	P. CAVALO	4	56,4	58,8
A. VERMELHA	2	746,0	741,2	FURNAS	2	598,0	619,7	P. COLOMBIA	2	185,0	192,7
A.A. LAYDNER	2	47,0	44,7	G.B. MUNHOZ	1	576,0	619,8	P. ESTRELA	2	55,8	57,3
A.S. LIMA	2	66,0	62,7	G.P. SOUZA	1	109,0	112,2	P. PASSOS	2	51,0	53,2
A.S.OLIVEIRA	2	15,0	15,6	GUAPORÉ	2	60,2	68,9	P. PRIMAVERA	2	940,0	919,0
AIMORES	2	172,0	174,5	GUILMAN-AMORIM	2	65,0	75,8	PAI QUERE	1	186,6	182,6
B. COQUEIROS	2	58,0	55,1	HENRY BORDEN	2	108,0	133,2	PARAIBUNA	2	50,0	48,8
B. ESPERANCA	4	143,0	143,4	ILHA SOLTEIRA	2	1.949,0	1.952,9	PASSO FUNDO	1	119,0	113,1
BARRA BONITA	2	45,0	51,9	IBITINGA	2	74,0	70,3	PASSO REAL	1	68,0	68,7
BARRA BRAUNA	2	22,0	22,6	IGARAPAVA	2	136,0	139,5	PEIXE ANGICAL	2	271,0	291,6
BARRA GRANDE	1	380,6	379,9	ILHA POMBOS	2	115,0	111,2	PICADA	2	27,0	28,1
BAU I	2	48,9	50,4	IRAPE	2	206,3	246,6	PIRAJU	2	42,5	40,4
CACH.DOURADA	2	415,0	421,3	ITA	1	720,0	737,6	PONTE PEDRA	2	131,6	154,5
CACHOEIRINHA	1	23,2	26,8	ITAIPU	2	7.711,0	7.596,0	PROMISSAO	2	104,0	98,8
CACONDE	2	33,0	34,9	ITAOCARA	2	110,0	112,2	QUEBRA QUEIXO	1	59,7	61,0
CAÇU	2	42,9	40,8	ITAPARICA	4	959,0	979,5	QUEIMADO	2	58,1	78,7
CAMARGOS	2	21,0	23,0	ITAPEBI	4	196,5	204,2	ROSAL	2	30,0	34,1
CAMPOS NOVOS	1	377,9	393,0	ITAUBA	1	190,0	187,8	ROSANA	2	177,0	178,1
CANA BRAVA	2	273,5	276,2	ITUIQUIRA I	2	42,2	44,6	SÁ CARVALHO	2	58,0	60,0
CANDONGA	2	64,5	69,1	ITUIQUIRA II	2	65,1	68,4	SALTO	2	63,8	65,2
CANOAS I	2	57,0	55,6	ITUMBIARA	2	1.015,0	992,0	SALTO CAXIAS	1	605,0	634,6
CANOAS II	2	48,0	45,7	ITUMIRIM	2	36,9	35,0	SALTO GRANDE	2	75,0	76,2
CAPIM BRANCO 1	2	155,0	166,9	ITUTINGA	2	28,0	28,7	SALTO OSORIO	1	522,0	532,0
CAPIM BRANCO 2	2	131,0	139,6	JACUI	1	123,0	125,7	SALTO PILÃO	1	104,4	111,8
CAPIVARA	2	330,0	316,2	JAGUARA	2	336,0	340,1	SANTA BRANCA	2	32,0	30,4
CASTRO ALVES	1	64,0	69,8	JAGUARI	2	14,0	14,3	SÃO DOMINGOS	2	36,4	36,1
CHAVANTES	2	172,0	166,8	JAURU	2	66,0	72,0	SÃO JOAO	1	30,7	35,4
COMP PAF-MOX	4	2.225,0	2.251,9	JUPIA	2	886,0	951,7	SÃO SALVADOR	2	147,8	150,0
CORUMBA I	2	209,0	229,9	L.N. GARCEZ	2	55,0	53,2	SÃO SIMAO	2	1.281,0	1.276,1
CORUMBA III	2	50,9	51,7	LAJEADO	2	510,1	538,1	SEGREDO	1	603,0	609,6
CORUMBA IV	2	76,0	76,0	M. DE MORAES	2	295,0	313,2	SERRA FACÃO	2	182,4	190,5
COUTO MAGALH.	2	90,3	95,6	MACHADINHO	1	529,0	530,0	SERRA MESA	2	671,0	642,0
CURUA-UMA	3	24,0	24,4	MANSO	2	92,0	93,4	SLT. VERDINHO	2	58,2	60,5
D. FRANCISCA	1	78,0	79,1	MARIMBONDO	2	726,0	689,7	SLT. SANTIAGO	1	723,0	726,3
E. DA CUNHA	2	49,0	51,5	MASCARENHAS	2	108,0	104,3	SOBRADINHO	4	531,0	529,6
EMBORCAÇÃO	2	497,0	543,7	MIRANDA	2	202,0	210,7	SOBRAGI	2	38,0	41,1
ESFORA	2	23,5	22,3	MONJOLINHO	1	43,1	42,0	STA. CLARA MG	2	28,1	29,5
ESTREITO	2	495,0	517,5	MONTE CLARO	1	59,0	59,5	STA. CLARA PR	1	69,6	68,5
ESTREITO TOC	3	584,9	571,6	MURTA	2	58,0	55,1	TAQUARUÇU	2	201,0	195,9
FONTES-BC...	2	69,3	77,9	N. ANHANDAVA	2	139,0	132,1	TRÊS MARIAS	2	239,0	244,8
FONTES-LAJES	2	34,7	39,3	NILO PEÇANHA	2	335,0	335,9	TUCURUI 1/2.	3	4.140,0	4.163,2
FOZ CHAPECO	1	432,0	446,5	NOVA PONTE	2	276,0	287,2	VOLTA GRANDE	2	229,0	236,1
FUNDÃO	1	65,8	69,2	OLHO D'ÁGUA	2	26,1	25,5	XINGO	4	2.139,0	2.305,5
FUNIL	2	121,0	118,5	OURINHOS	2	23,7	25,8	TOTAL		44.609	45.238

¹ NOTA: Subsistema: 1 = Sul; 2 = Sudeste/Centro-Oeste; 3 = Norte; 4 = Nordeste.

² NOTA: O valor das reduções de energia assegurada estão limitados em 5% conforme o Decreto nº 2.655/98, art. 21, § 5º.

Comparando-se os valores obtidos no presente cálculo de energias asseguradas com os valores vigentes das placas (Tabela 8) observa-se que 91 das 131 usinas ganharam um total de 976 MWmed, sendo que as outras 40 usinas perderam 346 MWmed. Entre as 40 usinas que perderam, 12 usinas tiveram suas perdas limitadas em 5% do valor dos contratos, na forma do Decreto nº 2.655/98.

4.9 Comparação com Valores da Portaria MME nº 303, de 28/10/2004

A Portaria MME nº 282, de 28/10/2004, tornou pública a proposta de metodologia de cálculo das garantias físicas de energia e potência dos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos, apresentada na Nota Técnica

MME/SPD/05. A Portaria MME nº 303, de 18/11/2004, amparada na Resolução CNPE nº 1, de 17/11/2004, definiu a metodologia de cálculo e os montantes da garantia física das unidades de geração de energia elétrica. A Tabela 9 apresenta os valores obtidos no presente trabalho comparativamente aos publicados na Portaria MME nº 303/2004. Ressalta-se que a metodologia utilizada em ambos os casos foi a mesma, sendo que as diferenças entre os valores mostrados na Tabela 9 devem-se à atualização de dados de diversas usinas e à retirada das UHEs Couto de Magalhães e Itumirim da configuração referente a Portaria MME nº 303.

TABELA 9 – Comparação com Valores da Portaria MME nº 303/2004

Caso	Disponibilidades Energéticas – MWmed		
	Bloco Hidráulico	Bloco Térmico	Total
Presente estudo	45.238	12.638	57.876
Portaria MME nº 303/2004	44.953	12.936	57.889

5.0 - CONCLUSÕES

Espera-se que os resultados obtidos neste trabalho possam contribuir para futuras discussões e estudos sobre a metodologia de cálculo das energias asseguradas. As principais conclusões são apresentadas a seguir:

- A utilização das séries de aflúncias revistas conduz a perdas de energia assegurada em todos os subsistemas do Sistema Interligado Nacional, comparativamente às séries antigas.
- Com relação aos valores atualmente vigentes, as energias asseguradas reavaliadas com o período crítico 06/49-11/56 apresentam ganhos de energia em todos os subsistemas, enquanto a utilização dos períodos críticos 05/48-11/55 e 05/49-11/55 resulta em perdas nos subsistemas Sul e Norte.
- A utilização de uma configuração puramente hidráulica resulta em ganho de energia assegurada em todos os subsistemas comparativamente a uma configuração hidrotérmica.
- Os valores de energia assegurada são bastante sensíveis ao número de patamares do custo de déficit e da curva de carga, apresentando redução em seus valores no caso de patamares múltiplos, principalmente no critério físico.
- O valor total de energia assegurada das UHEs, no caso de critério econômico, para um CME igual a 30 US\$/MWh, situa-se entre os valores referentes ao critério físico para riscos de 2% e 3%. Para um CME igual a 35 US\$/MWh, a energia assegurada total passa a situar-se entre os valores referentes ao critério físico para riscos de 3% e 4%. Observa-se, portanto, que, na determinação das energias asseguradas, o critério físico de atendimento não é compatível com o atual critério de expansão, que é econômico.
- No critério físico, a energia assegurada sofre pouca influência com o aumento do custo de déficit e do custo de combustível. O critério econômico é mais sensível à variação conjunta destes parâmetros.
- A retirada de restrições de transmissão nas interligações entre subsistemas proporciona acréscimo nas energias asseguradas em todos os subsistemas.
- Com a manutenção do atual critério físico (risco 5%) nota-se um significativo ganho nos valores dos certificados de 69% das usinas ao recalculá-las com os dados mais atualizados.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.
- (2) Resolução ANEEL nº 453, de 30 de dezembro de 1998.
- (3) Resolução ANEEL nº 232, de 27 de junho de 1999.
- (4) Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002.
- (5) Submódulo 7.8 – Cálculo da Energia e Potência Asseguradas de Aproveitamentos Hidroelétricos – Procedimentos de Rede do ONS, de 09 de maio de 2002.
- (6) Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos, ONS RE 3/331/2002 – novembro de 2002.
- (7) Resolução ANEEL nº 682, de 23 de dezembro de 2003.
- (8) Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.
- (9) Portaria MME nº 282, de 28 de outubro de 2004.
- (10) Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004.
- (11) Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004.
- (12) Resolução Autorizativa ANEEL nº 243, de 11 de maio de 2004.
- (13) Resoluções ANA nº 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, de 22 de abril de 2004.