SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GPL 10
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

BENEFÍCIOS OBTIDOS PELO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL COM O DESLOCAMENTO DA GERAÇÃO TÉRMICA PROPORCIONADO PELA MOTORIZAÇÃO ADICIONAL DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Mario Gardino* **Admir Martins Conti**
Paulo Cesar Magalhães Domingues **Luiz Fernando Rufato**

ELETRONORTE

RESUMO

Algumas usinas hidrelétricas podem gerar, em períodos hidrológicos mais favoráveis, quantidades de energia significantemente superiores à sua energia assegurada. No entanto, no dimensionamento dessas usinas, não é atribuído valor a essa energia adicional. Por outro lado, as crescentes restrições para a implantação de usinas hidrelétricas têm aumentado a participação da geração térmelétrica no sistema elétrico brasileiro.

O intuito desse trabalho é trazer uma contribuição no sentido de aprimorar as regras de dimensionamento das usinas hidrelétricas, de forma a considerar o benefício da energia secundária na substituição da geração térmelétrica, propiciando a redução do custo de operação do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Hidrelétricas, Motorização, Tucuruí, Energia Secundária, Custo de Operação

1.0 - INTRODUÇÃO

As exigências cada vez maiores e as fortes restrições ambientais têm atrasado ou até inviabilizado os projetos de usinas hidrelétricas no Brasil. Tal fato tem contribuído para que a expansão da oferta do sistema elétrico brasileiro seja direcionada para as usinas termelétricas.

A participação da geração termelétrica no atendimento à carga do Sistema Interligado Nacional - SIN ainda é considerada pequena quando comparada ao montante de geração hidrelétrica. Entretanto, os resultados dos últimos leilões de energia nova promovidos pelo Governo Federal sinalizam para um substancial aumento da geração térmica a partir de 2009.

Na grande maioria dos casos, as novas usinas termelétricas previstas no SIN ou irão consumir combustíveis líquidos (óleo diesel ou óleo combustível), implicando altos custos de operação ou, para aquelas que utilizarão o gás natural como combustível, estarão atreladas a contratos de inflexibilidade operacional do tipo *take-or-pay*. Isso nos leva a uma crescente preocupação quanto à estratégia futura de operação energética do SIN e, conseqüentemente, ao preço da energia no horizonte de médio e longo prazo.

As termelétricas exercem um importante papel de complementariedade energética nos sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro. A característica de flexibilidade operacional nos horários de ponta ou nos períodos de hidrologia desfavorável, associada ao fato de poderem localizar-se junto à carga, contribui para a otimização de investimentos e para a redução do risco de déficit do sistema. No entanto, quando se utiliza uma política de operação de usinas termelétricas baseada na imposição de geração mínima obrigatória (no caso dos contratos de inflexibilidade operacional), viola-se o princípio da função objetivo da operação energética, que é a minimização dos custos de operação do sistema. Incluem-se nestes custos os gastos com os combustíveis das usinas

(*) SCN Quadra 6 Conj. A Edifício Venâncio 3.000 Bloco B sala 614 – CEP 70.716-000 Brasília,DF – Brasil
Tel: (+55 61) 3429-6480 – Fax: (+55 61) 3429-6126 – Email: gardino@eln.gov.br

termelétricas, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos, violações de atendimento a outros usos da água e os custos de não atendimento à carga. Como conseqüência da operação termelétrica na base, mesmo em períodos de cheia dos rios brasileiros, são vertidas vazões que poderiam estar sendo turbinadas nas usinas hidrelétricas.

As regras atuais para a apuração da energia que pode ser comercializada por usinas hidrelétricas estipulam que toda a energia por elas gerada seja alocada ao SIN para garantir a energia assegurada do condomínio. Essa é a essência do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

Contudo, algumas usinas hidrelétricas, observado o integral atendimento da energia assegurada e as disposições do MRE, poderiam gerar energia adicional, em situações hidrológicas mais favorecidas. Essa energia adicional, na operação ótima, deslocaria o combustível das usinas térmicas, trazendo para o consumidor o beneficio da redução de custos. Atualmente as usinas hidrelétricas com potencial para gerar essa energia secundária não têm qualquer incentivo em buscar esse benefício propiciado ao sistema.

Se uma parte dessa energia adicional pudesse ser vendida ao SIN, como contrapartida à diminuição do custo de operação do sistema, então a instalação de unidades adicionais nas usinas hidrelétricas poderia vir a se tornar viável economicamente.

Com as regras setoriais atuais inibe-se a instalação de unidades geradoras adicionais nos empreendimentos hidrelétricos novos e nos existentes, quando isso é possível. As usinas existentes têm ainda a seu favor o fato de estar com reservatórios já formados, o que implica impactos ambientais nulos ou extremamente reduzidos.

Como o combustível deslocado é fóssil, além da economia para os consumidores, estaria sendo adiada a utilização de um bem não renovável, o que é estratégico para o País. Além disso, como a geração térmica é diminuída, há uma forte contribuição positiva para o meio ambiente, pois a emissão de CO_2, SO_x e NO_x para a atmosfera é menor. Assim, poderão ser obtidos pelos proprietários de empreendimentos hidrelétricos Certificados de Redução das Emissões de Carbono, cujo valor monetário poderá ser vendido aos países industrializados.

O objetivo desse trabalho é propor uma alteração nas atuais regras setoriais que limitam a motorização de usinas hidrelétricas, de modo a transferir ao proprietário dessas usinas parte do benefício proporcionado pela energia secundária, que poderia ser medido em termos de economia de custos de combustíveis provocada pelo deslocamento da geração térmica. O trabalho apresenta uma metodologia de cálculo que aponta as vantagens para o consumidor advindas da ampliação da capacidade instalada das usinas hidrelétricas.

2.0 - ESTUDO DE CASO: A MOTORIZAÇÃO ADICIONAL NA UHE TUCURUÍ

A usina hidrelétrica de Tucuruí, construída e operada pela Eletronorte, está situada no rio Tocantins, no Estado do Pará, a cerca de 300 km em linha reta da cidade de Belém.

A usina foi concebida para ser implantada em duas etapas. Na 1ª etapa, cuja operação comercial iniciou-se em novembro de 1984, foram implantadas 12 unidades geradoras de 350 MW e 2 unidades auxiliares de 22,5 MW cada, totalizando 4.245 MW de potência instalada. Na 2ª etapa, cuja motorização encontra-se em andamento, estão sendo instaladas 11 unidades geradoras de 375 MW, o que permitirá que usina atinja uma capacidade total instalada de 8.370 MW.

Com sua motorização final a usina apresenta uma energia assegurada de 4.140 MWmédios, conforme definido na Resolução ANEEL nº 118, de 19/03/2002. A energia assegurada de uma usina hidrelétrica corresponde à sua máxima energia que pode ser comercializada, constituindo-se, portanto, no limite legal de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema.

Devido às altas afluências de vazões no período úmido do rio Tocantins no local do aproveitamento, é esperado que ocorra, mesmo após a conclusão da 2ª etapa, um razoável vertimento de vazões na UHE Tucuruí, principalmente nos meses de janeiro a maio.

Essa característica não é exclusiva da UHE Tucuruí, apesar da grande variabilidade que se verifica nos ciclos hidrológicos dos rios amazônicos. Outras usinas hidrelétricas brasileiras certamente apresentam, nos períodos de cheia, vertimentos razoáveis que poderiam ser turbinados.

A Tabela 1 apresenta os valores médios da geração hidráulica total, da geração térmica total, dos déficits e da energia vertida, obtidos da simulação energética com o modelo NEWAVE, versão 12.11e, adotando-se o caso base utilizado pela EPE para o cálculo das garantias físicas do Leilão A-5/2006.

Tabela 1 – Geração Hidáulica Total, Geração Térmica Total, Déficit e Energia Vertida – Deck Leilão A-5/2006

	SE	S	NE	N	TOTAL
Ger. Hidráulica Total (MWmed)	31.063	7.724	7.062	4.964	50.813
Ger. Térmica Total (MWmed)	4.822	3.259	1.257	0	9.338
Déficit (MWmed)	116	6	36	21	180
Energia Vertida (MWmed)	2.313	1.088	306	2.008	5.715

Os valores demonstram que a energia vertida nas usinas hidrelétricas brasileiras corresponde a 11% da geração hidráulica total. Este valor representa 61% da geração térmica total verificada. Se analisarmos por subsistema, é possível constatar, por exemplo, que a energia vertida no Norte corresponde a 40% da geração hidráulica total nesse subsistema. Com exceção do Nordeste, os demais subsistemas apresentam razoáveis disponibilidades de energia vertida, que poderia ser aproveitada.

Dados obtidos através de simulações energéticas com a configuração do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, elaborado pela EPE/Ministério de Minas e Energia, mostram que a geração térmica total no SIN poderá alcançar 13.432 MWmédios em 2.014, o que representará 18,5% do mercado de energia do SIN[1]. 65% dessa geração deverá ser oriunda de térmicas inflexíveis.

Apesar da ampliação da capacidade instalada de uma usina hidrelétrica propiciar ao sistema outros benefícios além do aumento da garantia física, tais como a energia secundária e a disponibilidade de potência, atualmente é vedado aos concessionários de geração se apropriarem economicamente destes benefícios, comercializado-os. Conforme anteriormente mencionado, somente a energia assegurada é passível de comercialização.

Partindo dessas constatações procurou-se, tomando como caso exemplo a UHE Tucuruí, propor uma nova metodologia que permitisse aproveitar a energia vertida, através da motorização adicional e, consequentemente, aumento da energia secundária e temporária, de tal modo que esta pudesse ser vendida ao SIN, como contrapartida à diminuição do custo de operação do sistema.

3.0 - QUANTIFICAÇÃO DOS BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À MOTORIZAÇÃO ADICIONAL

A energia secundária das usinas hidrelétricas tem como benefícios principais a economia de despesas com combustíveis e a redução do déficit do sistema. Se a capacidade instalada das usinas hidrelétricas pudesse ser aumentada, de tal modo que a instalação de unidades adicionais viesse a se tornar viável economicamente, a ampliação dessa capacidade nas usinas hidrelétricas traria ganhos para o consumidor, uma vez que o custo de operação do sistema seria diminuído.

A intenção desse trabalho não é propor uma metodologia que quantifique precisamente a energia adicional que pode ser obtida com a ampliação da motorização das usinas hidrelétricas, nem a exata economia que se obtém com o deslocamento da geração termelétrica. Até porque as imprecisões inerentes ao modelo de simulação utilizado e ao caráter probabilístico das avaliações não permitem tal fato.

O que se procura é obter indícios que permitam mostrar os benefícios da motorização adicional, utilizando como exemplo a UHE Tucuruí, e uma tentativa de quantificar esses benefícios, dando-lhe um valor econômico.

O benefício econômico da motorização adicional considerado foi a redução do custo total de operação do sistema. Esse benefício reflete, basicamente, o aumento da energia secundária na usina hidrelétrica e a redução do custo de geração térmica, do custo do déficit, do custo de intercâmbios e do custo da violação dos outros usos da água. Para verificar a viabilidade econômica desse incremento na motorização, o benefício auferido foi confrontado com os custos incorridos.

Outros benefícios como o aumento da disponibilidade de ponta do sistema e a possibilidade de obtenção de Certificados de Redução das Emissões de Carbono pelos agentes geradores hidrelétricos devido à redução da geração termelétrica, não foram aqui considerados.

Da mesma forma, o provável aumento da garantia física da usina com a motorização adicional também não foi considerado, pois para esse caso valem as regras atuais. Caberá ao agente proprietário da usina avaliar se o benefício econômico proporcionado pelo incremento de garantia física devido à motorização adicional é suficiente para viabilizar a adição de novas unidades geradoras nas regras atuais.

[1] Em 2006 a geração termelétrica respondeu por cerca de 8% da energia elétrica gerada no Brasil.

4.0 - CRITÉRIOS E PREMISSAS UTILIZADOS

Para avaliação da redução do custo total de operação do sistema foram realizadas simulações estáticas com o modelo NEWAVE - versão 12.11e, considerando-se o *deck* disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE para o cálculo das garantias físicas dos empreendimentos que se habilitaram a participar do Leilão de Energia Nova A-5/2006, realizado em 10/10/2006. Nessas simulações foram considerados os seguintes parâmetros:

- Período de estudo de 5 anos (configuração estática com 20 anos de simulação, sendo que os 10 primeiros anos correspondem ao estático inicial, para perda da memória das condições iniciais do sistema e os últimos 5 anos correspondem ao estático final);
- Proporcionalidade da carga entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste e proporcionalidade da carga entre os subsistemas Norte e Nordeste;
- 2.000 séries sintéticas de energias afluentes;
- Números mínimo e máximo de iterações para convergência = 5 e 6;
- Número de simulações “forward” = 200;
- Ordem máxima PAR(P) = 6;
- Taxa de desconto = 12 % a.a;
- 1 patamar de carga e 1 patamar de déficit;
- Custo do Déficit de Energia = R$ 2.286,00/MWh;
- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos = R$ 2.290,00/MWh;
- Consideração de racionamento preventivo e outros usos da água;
- Não consideração de tendência hidrológica e curva de aversão ao risco;
- Considerados inalterados os limites de intercâmbio entre os subsistemas.

Para a avaliação do aumento de geração média da UHE Tucuruí foi utilizado o modelo MSUI – versão 3.0, utilizando-se um histórico de vazões afluentes de 1931 a 2004.

A garantia física de cada uma das unidades geradoras adicionais na UHE Tucuruí foi calculada a partir da proporção de suas energias firmes, determinadas em simulações energéticas com o modelo MSUI – versão 3.0, da Eletrobrás.

Para a estimativa do custo da instalação de unidades adicionais na UHE Tucuruí utilizou-se, como referência, custos aproximativos realizados na implantação da sua segunda casa de força, acrescidos do custo de O&M, chegando-se aos seguintes valores:

- Custos fixos = R$ 1 bilhão;
- Custos variáveis (por unidade adicional implantada) = R$ 300 milhões.

Para a análise dos benefícios proporcionados pela motorização adicional na UHE Tucuruí considerou-se uma taxa de desconto de 12% ao ano, sendo a análise realizada por um período de 30 anos, compatível com o prazo de concessão do empreendimento.

5.0 - DESENVOLVIMENTO DOS ESTUDOS

Para cada unidade geradora acrescentada na UHE Tucuruí, foi determinado o custo total de operação do sistema da série de 5 anos, em valor presente. Admitindo-se, por simplificação, que os valores anuais sejam constantes devido ao fato de ser uma configuração estática, foi calculado o custo anual de operação e daí, obtido o valor atual de uma série de 30 anos.

O benefício do sistema ao longo de 30 anos proporcionado pela adição de novas unidades geradoras na UHE Tucuruí, pode ser medido através da redução do custo total de operação durante esse período. Essa redução é obtida com o decréscimo do custo de geração térmica, do custo do déficit, do custo da violação dos outros usos da água e do custo de intercâmbio.

Em seguida procurou-se determinar qual a parcela desse benefício (redução do custo total de operação) pode ser auferida pelo sistema e qual a parcela que pode concedida ao empreendedor responsável pela motorização adicional.

Esse benefício foi confrontado com o custo incremental da motorização adicional na usina.

6.0 - RESULTADOS OBTIDOS

A Tabela 2 apresenta os resultados das simulações energéticas realizadas para a UHE Tucuruí, utilizando o modelo de simulação MSUI, versão 3.0, para diversos níveis de motorização adicional.

Tabela 2 – Parâmetros Energéticos da UHE Tucuruí para Diferentes Motorizações

Nº de Unidades Adicionais	Potência Instalada (MW)		Geração Média (MWmed)		Garantia Física (MWmed)	
	Total	Incremental	Total	Incremental	Total	Incremental
0	8.370	0	4.467	0	4.140	0
1	8.745	375	4.570	103	4.176	36
2	9.120	375	4.669	99	4.206	30
3	9.495	375	4.762	93	4.221	15
4	9.870	375	4.850	89	4.234	13
5	10.245	375	4.935	85	4.246	12
6	10.620	375	5.018	83	4.257	11
7	10.995	375	5.096	78	4.267	10
8	11.370	375	5.169	73	4.274	7
9	11.745	375	5.238	69	4.276	2
10	12.120	375	5.304	66	4.275	-1
11	12.495	375	5.367	64	4.271	-4
12	12.870	375	5.428	60	4.267	-4

Conforme se observa na Tabela 2, os ganhos incrementais de garantia física proporcionados pelo aumento da capacidade instalada da UHE Tucuruí são muito reduzidos quando comparados com o adicional de potência. Tal fato nos leva a conclusão de que o aumento da motorização dificilmente será viável no bojo das regras atuais, onde somente a garantia física tem valor econômico e pode ser comercializada. Por outro lado verifica-se um razoável incremento de geração média e, conseqüentemente, de energia secundária, com o aumento da motorização.

O custo total de operação do sistema ao longo de 30 anos, referenciado ao primeiro mês do período do estudo, é apresentado na Tabela 3, para diferentes níveis de motorização na UHE Tucuruí. Esse custo foi desdobrado nos elementos que o compõe.

Tabela 3 – Valor Presente do Custo Total de Operação em 30 anos

Nº de Unidades Adicionais	VALOR PRESENTE DO CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO – 30 ANOS (R$ milhões)						
	Geração Térmica			Déficit	Violação Outros Usos	Intercâmbio	Total
	Flexível	Inflexível	Total				
0	47.546	15.667	63.213	26.127	5.359	3	94.702
1	47.253	15.667	62.920	26.137	4.305	3	93.365
2	46.881	15.667	62.547	25.285	4.730	3	92.566
3	46.162	15.667	61.828	24.581	3.754	3	90.166
4	46.045	15.667	61.712	24.129	3.728	3	89.572
5	45.444	15.667	61.111	23.695	3.359	3	88.168
6	45.018	15.667	60.685	22.951	3.235	3	86.875
7	44.598	15.667	60.264	22.330	3.294	3	85.892
8	44.425	15.667	60.091	22.934	3.044	3	86.072
9	44.278	15.667	59.945	21.794	3.400	3	85.143
10	44.093	15.667	59.760	22.275	3.061	3	85.100
11	44.318	15.667	59.984	22.233	3.106	3	85.327
12	44.033	15.667	59.700	21.880	3.047	3	84.630

Os números revelam que o custo de geração térmica representa de 67 a 70% do custo total de operação do sistema, no caso analisado, sendo o mais representativo de todos os custos. O custo da geração térmica flexível responde por 50 a 52% desse total. Outro fato a destacar é que, apesar da geração térmica flexível ter um custo superior à inflexível, em termos de MWmédios, a mesma é inferior à geração térmica inflexível.

Observa-se ainda uma clara tendência de redução do custo de operação do sistema na medida em que são instaladas mais unidades geradoras na UHE Tucuruí. Esta redução é mais significativa até a instalação da 7ª unidade, conforme pode ser observado graficamente na Figura 1, na página seguinte.

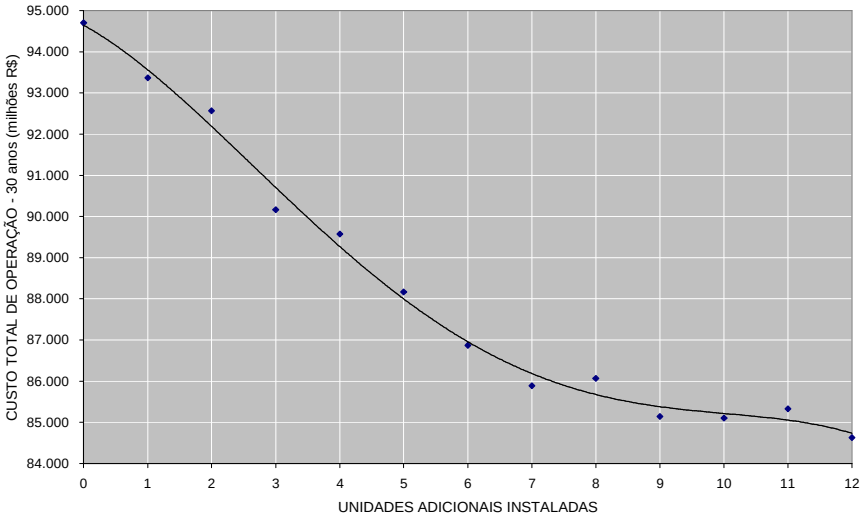

FIGURA 1 – Valor Atual do Custo Total de Operação do Sistema ao Longo de 30 anos

Na Tabela 4 são confrontados os benefícios proporcionados pela adição de novas unidades geradoras na usina e os custos inerentes a essa adição, considerando-se que todos os benefícios proporcionados pela redução do custo de operação do sistema possam ser auferidos pela UHE Tucuruí.

Tabela 4 – Benefícios x Custos Devido à Motorização Adicional durante 30 anos

Nº de Unidades Adicionais	BENEFÍCIO BRUTO (R$ milhões)		CUSTO (R$ milhões)		BENEFÍCIO LÍQUIDO (R$ milhões)	
	Acumulado	Incremental	Acumulado	Incremental	Acumulado	Incremental
1	1.338	1.338	1.300	1.300	38	38
2	2.137	799	1.600	300	537	499
3	4.536	2.400	1.900	300	2.636	2.100
4	5.131	594	2.200	300	2.931	294
5	6.534	1.403	2.500	300	4.034	1.103
6	7.827	1.293	2.800	300	5.027	993
7	8.810	983	3.100	300	5.710	683
8	8.630	-181	3.400	300	5.230	-481
9	9.560	930	3.700	300	5.860	630
10	9.602	43	4.000	300	5.602	-257
11	9.376	-227	4.300	300	5.076	-527
12	10.073	697	4.600	300	5.473	397

A redução que a adição dessas unidades geradoras proporciona no custo total de operação do sistema é apresentada graficamente na Figura 2.

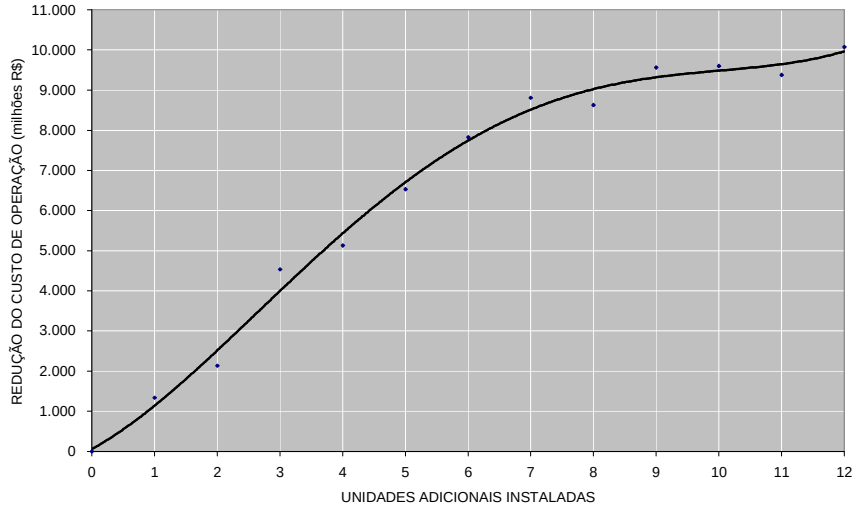

FIGURA 2 – Redução do Custo Total de Operação do Sistema ao Longo de 30 anos

Apesar da variabilidade do benefício líquido incremental, que pode ser explicada pela característica do modelo de otimização utilizado, que dificulta uma análise individualizada mais precisa, os resultados demonstram uma tendência de que, até a instalação da 7ª unidade geradora, os benefícios incrementais superem os custos incrementais, tornando a instalação dessa unidade vantajosa para o empreendedor. Além dessa unidade não há uma indicação clara dessa vantagem.

No entanto, é importante e até desejável, que os benefícios proporcionados pela motorização adicional nas usinas hidrelétricas sejam também repartidos com o sistema, em benefício da sociedade, e não apenas destinados unicamente ao proprietário da usina.

Tomando como exemplo os resultados obtidos na UHE Tucuruí, foram elaboradas avaliações paramétricas de compartilhamento dos custos totais de operação de modo a se verificar até quando se torna vantajoso para o proprietário da usina instalar unidades adicionais às existentes. A Tabela 5 apresenta, para cada unidade adicional, os benefícios líquidos acumulados e incrementais que o empreendedor pode auferir, caso sejam aplicadas reduções de 30 a 60% no custo total de operação do sistema.

Tabela 5 – Benefícios Líquidos da Motorização Adicional após Deságio no Custo Total de Operação

Nº de Unidades Adicionais	REDUÇÃO 30% CTO		REDUÇÃO 40% CTO		REDUÇÃO 50% CTO		REDUÇÃO 60% CTO	
	$BL_{Acum.}$ (R$ milhões)	$BL_{Increm.}$ (R$ milhões)	$BL_{Acum.}$ (R$ milhões)	$BL_{Increm.}$ (R$ milhões)	$BL_{Acum.}$ (R$ milhões)	$BL_{Increm.}$ (R$ milhões)	$BL_{Acum.}$ (R$ milhões)	$BL_{Increm.}$ (R$ milhões)
1	-363	-363	-497	-497	-631	-631	-765	-765
2	-104	259	-318	179	-532	100	-745	20
3	1275	1379	822	1139	368	900	-86	660
4	1392	117	879	57	366	-3	-148	-62
5	2074	682	1420	542	767	402	114	261
6	2679	605	1896	476	1114	347	331	217
7	3067	388	2186	290	1305	192	424	93
8	2641	-426	1778	-408	915	-390	52	-372
9	2992	351	2036	258	1080	165	124	72
10	2721	-271	1761	-275	801	-279	-159	-283
11	2263	-458	1326	-436	388	-413	-550	-390
12	2451	188	1444	118	437	49	-571	-21

Se considerarmos, por exemplo, que os benefícios da motorização adicional em uma usina hidrelétrica sejam repartidos na proporção de 50% para o proprietário da usina e 50% para o sistema (ou indiretamente para a sociedade, na forma de redução de tarifa), ainda assim é possível instalar na UHE Tucuruí de 3 a 7 unidades geradoras adicionais às já existentes. Caberá, portanto, ao proprietário da usina decidir, em função do benefício que deseja auferir e da sua disponibilidade de investimento, quantas unidades deseja instalar.

7.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

É notório que algumas usinas hidrelétricas brasileiras poderiam gerar, em certa parte do tempo, uma quantidade de energia significantemente superior a sua garantia física. No entanto, no dimensionamento da capacidade dessas usinas, não se permite atribuír valor a essa energia, o que acarreta o seu não aproveitamento.

Em alguns locais de aproveitamentos do potencial hidrelétrico, o futuro aumento na capacidade instalada para usofruto da energia secundária pode ser conseguido sem necessidade de se prever na sua construção essa instalação adicional posterior. Em outros locais de aproveitamentos, no entanto, se não forem tomadas medidas adequadas por ocasião da implantação do empreendimento, a utilização futura da energia secundária pode ficar comprometida definitivamente.

Para os novos aproveitamentos hidrelétricos a serem construídos, o reconhecimento do benefício propiciado pela geração de energia secundária nas usinas hidrelétricas, poderá representar uma provisão no dimensionamento das mesmas para o futuro acréscimo na capacidade instalada e não na instalação imediata de unidades adicionais, o que poderá se tornar uma alternativa interessante, se os estudos de viabilidade de cada um dos novos aproveitamentos forem favoráveis.

Os estudos de viabilidade, a serem feitos caso a caso, deverão demonstrar que o custo dessa provisão a ser suportado pelos atuais consumidores, será compensado pela diminuição do custo futuro da operação do sistema.

O benefício do deslocamento da geração térmica determinado pela energia secundária das usinas hidrelétricas deve ser reconhecido para efeito do seu dimensionamento. Para tal finalidade deve ser estabelecida a regra para a sua quantificação. Este trabalho procurou apresentar, numa primeira abordagem, não exaustiva, uma proposta

para essa metodologia.

A instalação de unidades adicionais na usina hidrelétrica deverá ser decidida, se for econômica sua instalação, num cenário previsível, como por exemplo, o da configuração estática de usinas e sistema de transmissão utilizado para o cálculo da garantia física da própria usina hidrelétrica. Cenários improváveis e utópicos poderão inviabilizar a motorização adicional.

Para empreendimentos que venham a requerer a motorização adicional, o ponto crucial é a aceitação do conceito de remuneração do proprietário das usinas pelo valor esperado da redução do custo de operação do sistema. Neste caso, é importante que os benefícios proporcionados pela motorização adicional nas usinas hidrelétricas sejam repartidos entre o proprietário da usina e o sistema (consumidores), contribuindo assim para a modicidade tarifária. Caberá ao Poder Concedente estabelecer como e em quais proporções esses benefícios serão repartidos.

Como parte do combustível deslocado é fóssil, além da economia para os consumidores, está sendo adiada a utilização de um bem não renovável, o que é altamente recomendável. Além disso, como a geração térmica é diminuída, há uma forte contribuição positiva para o meio ambiente, pois a emissão de CO_2, SO_x e NO_x para a atmosfera é menor. Por outro lado, os impactos ambientais com a instalação de unidades adicionais nas usinas hidrelétricas existentes serão, na maioria dos casos, nulos ou extremamente reduzidos, pois seus reservatórios já se encontram implantados.

Outros benefícios para o sistema, além da redução do custo total de operação, que pode implicar diminuição da tarifa em benefício da sociedade, são o aumento da disponibilidade de ponta e a redução do risco de déficit.

Além dos custos decorrentes da ampliação da capacidade instalada na usina hidrelétrica, caso sejam necessários, deverão ser incluídos os custos de expansão do sistema de transmissão para o escoamento da energia adicional. Deverá também ser avaliado o incremento dos benefícios com a ampliação dos limites de intercâmbio entre os subsistemas.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015*. Brasília, maio de 2006

(2) Portaria MME n°303, de 18 de novembro de 2004.

(3) ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Procedimentos de Rede. Submódulo 7.8 – Cálculo da Energia e Potência Asseguradas de Aproveitamentos Hidroelétricos*, de 04 de fevereiro de 2003.

(4) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução nº 118*, de 19/03/2002.

(5) EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Nota técnica n°EPE-DEE-RE-092/2006* , 19 de setembro de 2006.

(6) EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Nota técnica n°EPE-DEE-RE-077/2006* , 31 de agosto de 2006.