



**XXI SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
23 a 26 de Outubro de 2011  
Florianópolis - SC

**GRUPO - VII**

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

**AValiação DAS TAXAS DE INDISPONIBILIDADE FORÇADA E PROGRAMADA UTILIZADAS  
NAS ETAPAS DE PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

**Carlos da Costa Ferreira (\*)  
Admir Martins Conti  
Jamil Rodrigues de Freitas**

**Rafael Rigamonti**

**ELETROBRAS ELETRONORTE**

**ELETROBRAS**

**RESUMO**

Os índices de desempenho das unidades geradoras componentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) geram discussões desde o planejamento até a operação dos sistemas elétricos. Fundamentais, a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e de Indisponibilidade Programada (TEIP) interferem tanto no cálculo da garantia física quanto na contabilização da energia gerada pelas hidrelétricas.

O objetivo deste trabalho é realizar uma avaliação da utilização destes parâmetros, apontar os efeitos dessa consideração no cálculo da garantia física de hidrelétricas, identificar as possíveis consequências quanto ao não atendimento ao lastro do contrato de venda da energia e propor melhorias na definição destes parâmetros.

**PALAVRAS-CHAVE**

Indisponibilidade, Planejamento, Operação, Garantia Física, Usinas Hidrelétricas

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Durante a XII Reunião do Subcomitê de Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos/Comissão de Integração Elétrica Regional (SOMSE/CIER), em outubro de 1984, foi apresentado o informe técnico do desempenho do sistema de geração brasileiro (1), elaborado pelo GT-02/84 do Sistema Estatístico CIER – Brasil (BRASEC). Em agosto de 1986, esse documento foi atualizado e apresentado ao antigo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), que identificou a necessidade de sua permanente atualização.

Esse informe apresentou as características do sistema de geração brasileiro daquela época, as conclusões sobre a disponibilidade das unidades geradoras de grande porte e a evolução e estatística de alguns índices e dados no período de 1975 a 1985.

Uma das principais contribuições desse trabalho foi a elaboração de uma tabela com valores discriminados de TEIF e TEIP, para cinco faixas de potência unitária de usinas hidrelétricas – Tabela 1 abaixo. Essa tabela, comumente conhecida como “Tabela BRACIER” é largamente utilizada pelo setor elétrico brasileiro nos estudos de viabilidade técnica e econômica de aproveitamentos hidrelétricos, bem como na ocasião do cálculo da garantia física desses aproveitamentos.

(\*) SCN Quadra 6 Conj A Edifício Venâncio 3.000 Bloco B sala 805 – CEP 70.716-000 Brasília, DF – Brasil  
Tel: (+55 61) 3429-6297 – Fax: (+55 61) 3429-6267 – Email: carlos.ferreira@eln.gov.br

Tabela 1 – Taxas de Indisponibilidade - Tabela BRACIER

LIMITES (MW)	TEIP	TEIF	(1-TEIF)x(1-TEIP)
Pot. Unit. $\leq 29$	0,06861	0,02333	0,90966
$29 < \text{Pot. Unit.} \leq 59$	0,05403	0,01672	0,93015
$59 < \text{Pot. Unit.} \leq 199$	0,08091	0,02533	0,89581
$199 < \text{Pot. Unit.} \leq 499$	0,12120	0,02917	0,85317
Pot. Unit. $> 499$	0,12120	0,02917	0,85317

Considerando que há necessidade de comprovação da disponibilidade das unidades geradoras de usinas despachadas centralizadamente após sua entrada em operação, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), emitiu a Resolução ANEEL nº 688/2003 (2). Esta, em seu Art.º 3, § 5º, atribui ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a responsabilidade de apurar, no mês de referência, as médias dos valores mensais de TEIFa e TEIP de cada usina, relativos aos 60 (sessenta) meses imediatamente anteriores e encaminhá-las à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para fins de contabilização.

Ainda segundo (2), para a obtenção das médias citadas no Artº 3, § 5º, caso não se disponha dos valores mensais apurados que totalizem 60 (sessenta) meses, os valores faltantes deverão ser complementados utilizando-se dos valores de referência<sup>1</sup>, considerados no cálculo da respectiva garantia física da usina (3).

Os resultados das taxas mensais, por usina, são armazenados na Base de Dados Técnica do ONS. Oportunamente, esta base é disponibilizada na página eletrônica do ONS, onde é possível verificar que os valores apurados de disponibilidade são relativamente menores do que aqueles adotados para o cálculo da garantia física dos empreendimentos.

Outro ponto relevante é o fato desses valores apurados também serem utilizados pelo ONS na elaboração do Programa Mensal de Operação Eletroenergética (PMO), que estabelece as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, com o objetivo de otimizar os recursos de geração e transmissão do SIN, resultando assim em um ponto divergente entre a etapa de planejamento e operação dessas usinas.

Constata-se também que para alguns empreendimentos hidrelétricos, denominados estruturantes pelo Ministério de Minas e Energia (MME), foram utilizados valores de TEIF e TEIP diferentes da Tabela BRACIER, tanto na ocasião dos estudos de viabilidade quanto no cálculo de suas garantias físicas. Essa consideração é justificada pelos empreendedores em razão da grande motorização dessas usinas e do regime fluvial dos seus rios, com períodos de cheia e estiagem bem definidos. As UHEs Santo Antônio e Jirau no rio Madeira e a UHE Belo Monte no rio Xingú são exemplos de usinas estruturantes.

Tendo em vista a atual configuração do parque gerador brasileiro e o estado da arte dos equipamentos eletromecânicos, pressupõe-se que a Tabela BRACIER não mais representa o verdadeiro valor dos parâmetros de disponibilidade. A fim de verificar a influência destes parâmetros no cálculo da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos, propõe-se, neste trabalho, realizar simulações energéticas e apresentar os principais resultados considerando o *deck* disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o cálculo da garantia física do empreendimento Santo Antônio do Jari (4), participante do Leilão A-5/2010, realizado em 17/12/2010.

Adicionalmente, será analisado o impacto dessas novas taxas de indisponibilidade no Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 – PDE 2019 (5). Para esta etapa, será utilizado o *deck* do PDE 2019 disponibilizado pela EPE.

## 2.0 - DESENVOLVIMENTO DOS ESTUDOS

### 2.1 Critérios e Premissas Utilizados

De forma a determinar a influência desses parâmetros no cálculo da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos, utilizou-se a metodologia preconizada na Portaria MME nº 258/2008 (6) e na Nota Técnica EPE-DEE-RE-099-2008 (7).

Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes foi utilizado o modelo NEWAVE, em sua versão 16 para o sistema operacional *Linux* e seu aplicativo NWLISTOP (versão compatível com o NEWAVE), desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica do Sistema Eletrobrás – CEPEL. Para realizar o rateio da oferta hidráulica foi utilizado o modelo MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas, em sua versão 3.2, desenvolvido pela Eletrobras, bem como o aplicativo EASSEG (versão compatível com o NEWAVE), desenvolvido pela EPE.

<sup>1</sup> Os valores de referência, considerados no cálculo da respectiva garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, salvo raras exceções, estão definidos na Tabela 1.

A Tabela 2 abaixo apresenta os critérios e parâmetros utilizados na análise da garantia física e na análise referente ao Plano Decenal 2019:

Tabela 2 – Critérios e Parâmetros Utilizados nas Simulações

Critérios e Parâmetros	Garantia Física	Plano Decenal 2019
Período de estudo	5 anos (2015-19)	10 anos (2010-19)
Proporcionalidade da carga	SE/AC/RO/C.O e S N/Mac/Man/BM e NE	Linear
Nº de séries sintéticas de energias afluentes	2.000	2.000
Nº mínimo e máximo de iterações	1 e 45	3 e 45
Simulações / aberturas	200 <i>forward</i> / 20 <i>backward</i>	200 <i>forward</i> / 20 <i>backward</i>
Ordem máxima PAR(P)	6	6
Taxa de desconto (%)	8	8
Patamares	1 de carga e 1 de déficit	1 de carga e 1 de déficit
Custo de déficit de energia (R\$/MWh)	2.900	2.900
Penalidade por não atend. ao desvio de água (R\$/MWh)	2.903	2.905
Racionamento preventivo e outros usos da água	Considerado	Considerado
Usos consuntivos, volume mín. e restrições operativas	Considerado	Considerado
Perdas nas interligações	Consideradas no mercado	Consideradas no mercado
Consumo próprio	Não-considerado	Não-considerado
Taxas de manutenção programada e forçada	BRACIER e Apuradas	BRACIER e Apuradas
Tendência hidrológica, CAR* e acoplamento hidráulico	Não-considerado	Não-considerado
Limites de intercâmbio entre os subsistemas	Inalterados	Dinâmicos
O Custo Marginal de Expansão – CME (R\$/MWh)	113,00	113,00
Risco de Déficit	< 5%	< 5%

\* Nota: CAR: Curva de Aversão ao Risco

## 2.2 Consolidação dos Dados

Segundo a Resolução Normativa nº 169/2005 (8) e o Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 do ONS (9), fica estabelecido que a indisponibilidade será apurada pelo cálculo da TEIfa – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Apurada e da TEIP do empreendimento, mediante aplicação das seguintes fórmulas:

$$TEIfa = \frac{HDF + HEDF}{HS + HDF + HRD + HDCE} \quad e \quad TEIP = \frac{HDP + HEDP}{HP}$$

Onde:

*HDF* = nº de horas de desligamento forçado;

*HEDF* = nº de horas equivalentes de desligamento forçado;

*HS* = nº de horas em serviço;

*HRD* = nº de horas de reserva desligada;

*HDCE* = nº de horas desligada, por condições externas;

*HDP* = nº de horas de desligamento programado;

*HEDP* = nº de horas equivalentes de desligamento programado;

*HP* = nº de horas do período de apuração considerado (mensal).

De posse dos dados de TEIfa e TEIP de todos os empreendimentos hidrelétricos em operação e despachados centralizadamente pelo ONS, pôde-se alterar os *decks* acima citados a fim de se obter as variações de garantia física do sistema, bem como de cada usina separadamente. Para aquelas usinas constantes nos *decks* que ainda não entraram em operação, foi criada uma tabela nos moldes da Tabela BRACIER com os dados de TEIfa e TEIP apurados, na data de dezembro de 2010 – Tabela 3.

Tabela 3 – Taxas de Indisponibilidade – Dados Apurados ONS

LIMITES (MW)	TEIP	TEIF	(1-TEIF)x(1-TEIP)
Pot. Unit. $\leq$ 29	0,04313	0,04054	0,91808
29 < Pot. Unit. $\leq$ 59	0,05306	0,01727	0,93058
59 < Pot. Unit. $\leq$ 199	0,06614	0,01439	0,92043
199 < Pot. Unit. $\leq$ 499	0,04011	0,03095	0,93018
Pot. Unit. > 499	0,08061	0,01708	0,90368

Analisando-se as Tabelas 1 e 3, percebe-se que, com exceção da faixa de 29 a 59 MW, cujos valores são praticamente iguais, os valores de TEIP apurados pelo ONS são consideravelmente menores que aqueles constantes na Tabela BRACIER, o que resulta índices de disponibilidade maiores nas demais faixas de potência da Tabela 3, conforme pode ser visto na última coluna desta tabela.

## 2.3 Resultados Obtidos

### 2.3.1 Cálculo das Garantias Físicas.

A partir das premissas e dos dados apresentados nos itens 2.1 e 2.2, foram feitas simulações com o modelo NEWAVE para obtenção da garantia física do sistema atendido pela configuração hidrotérmica adotada. Esta, bem como a carga crítica e a média dos riscos anuais de déficit para cada subsistema são detalhados na Tabela 4.

Tabela 4 – Garantia Física, Carga Crítica e média dos CMOs e Riscos Anuais de Déficit

Caso Base do Leilão A-5 de 2010				Caso Base Alterado Convergado – Dados ONS			
Média dos Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)				Média dos Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)			
SE/CO/AC/RO	S	NE	N	SE/CO/AC/RO	S	NE	N
111,8	113,13	112,88	108,21	111,5	113,33	112,66	105,59
Média dos Riscos Anuais de Déficit (%)				Média dos Riscos Anuais de Déficit (%)			
SE/CO/AC/RO	S	NE	N	SE/CO/AC/RO	S	NE	N
1,6	1,3	0,95	1,1	1,62	1,47	1	0,92
Carga Crítica (MWméd)				Carga Crítica (MWméd)			
SE/CO/AC/RO	S	NE	N	SE/CO/AC/RO	S	NE	N
40.467	10.376	13.388	8.399	40.546	10.396	13.414	8.415
Garantia Física		72.630	MWméd	Garantia Física		72771	MWméd
Fator Hidráulico		77,37	%	Fator Hidráulico		77,35	%
Bloco Hidráulico		56.196,50	MWméd	Bloco Hidráulico		56288,8	MWméd
Bloco Térmico		16.433,50	MWméd	Bloco Térmico		16.482,20	MWméd
Ganhos de Energia (MWmédios)				Ganhos de Energia (MWmédios)			
Garantia Física		141,0	MWméd	Garantia Física		141,0	MWméd
Bloco Hidráulico		92,3	MWméd	Bloco Hidráulico		92,3	MWméd
Bloco Térmico		48,7	MWméd	Bloco Térmico		48,7	MWméd

Após a alteração dos índices de disponibilidade, mantida a carga crítica do leilão, houve um decréscimo dos CMOs. Para retornar os mesmos aos valores do Leilão A-5 de 2010, aumentou-se a carga crítica do sistema em 0,2%, correspondentes a 141 MWmédios. Conseqüentemente houve um aumento do bloco hidráulico de 92,3 MWmédios de energia e de 48,7 MWmédios no bloco térmico, confirmando de forma pormenorizada nossa pressuposição inicial.

Em seguida, utilizou-se o modelo MSUI a fim de realizar o rateio da oferta hidráulica de forma individualizada entre as usinas do sistema de referência. Assim, obteve-se a lista das usinas hidrelétricas com alteração na sua garantia física. Dentre as 155 usinas hidrelétricas que compõem o sistema, 55 usinas ganharam, 4 mantiveram e 96 perderam garantia física. No entanto, o ganho total supera em 92,3 MWmédios a perda total das usinas hidrelétricas.

As Tabelas 5 e 6 abaixo mostram, respectivamente, as 10 usinas com maiores ganhos e as 10 usinas com maiores perdas de garantia física após as simulações energéticas. Para todos os casos foram considerados apenas os benefícios locais, ignorando-se eventuais benefícios a jusante.

Tabela 5 – Usinas com maiores ganhos

USINA HIDRELÉTRICA	Garantia Física – Caso Base (MW <sub>méd</sub> )	Garantia Física – Caso Alterado (MW <sub>méd</sub> )	Ganho de Garantia Física (MW <sub>méd</sub> )	Ganho Percentual de Garantia Física (%)
Tucuruí	4.069,13	4.137,67	+68,54	+ 1,7%
Xingó	2.244,88	2.272,55	+27,67	+ 1,2%
Itá	759,92	783,41	+23,49	+ 3,1%
Segredo	601,47	617,69	+16,22	+ 2,7%
Machadinho	566,02	579,47	+13,45	+ 2,4%
Água Vermelha	734,60	744,94	+10,34	+ 1,4%
Salto Caxias	624,42	634,35	+9,93	+ 1,6%
Salto Santiago	717,21	726,54	+9,33	+ 1,3%
Marimbondo	662,93	670,74	+7,81	+ 1,2%
Itaparica	948,65	954,85	+6,20	+ 0,7%

Tabela 6 – Usinas com maiores perdas

USINA HIDRELÉTRICA	Garantia Física – Caso Base (MW <sub>méd</sub> )	Garantia Física – Caso Alterado (MW <sub>méd</sub> )	Perda de Garantia Física (MW <sub>méd</sub> )	Perda Percentual de Garantia Física (%)
Itaipu	7.568,09	7.532,47	-35,62	- 0,5%
Belo Monte (CFP+CFC)*	4.513,51	4.494,31	-19,20	- 0,4%
Santo Antônio	2.202,12	2.192,76	-9,36	- 0,4%
Jirau	1.934,58	1.926,36	-8,22	- 0,4%
Mascarenhas	130,96	124,11	-6,85	- 5,2%
Foz do Chapecó	456,23	450,64	-5,59	- 1,2%
Teles Pires	929,49	924,21	-5,28	- 0,6%
Itumbiara	990,91	986,43	-4,48	- 0,5%
São Simão	1.277,92	1.273,49	-4,43	- 0,3%
Sobradinho	527,59	523,53	-4,06	- 0,8%

\* Nota: CFP – Casa de Força Principal / CFC – Casa de Força Complementar

Após a análise das tabelas acima, percebe-se que as usinas que têm índices de disponibilidade apurados melhores do que aqueles considerados no cálculo de sua garantia física apresentaram ganhos consideráveis, como é o caso da UHE Tucuruí. A UHE Itaipu apresentou maior perda em virtude de ser a usina mais regularizada do sistema e uma mudança nos seus índices de disponibilidade pouco influenciam sua operação, fazendo com que sua garantia física diminua em detrimento do aumento em outras usinas.

Constata-se que aqueles empreendimentos licitados, porém não operantes também perdem garantia física, é o caso das usinas Santo Antônio e Jirau, que por serem usinas estruturantes já consideraram taxas de indisponibilidade menores quando do cálculo de suas garantias físicas, as quais foram mantidas em ambas simulações. Atenta-se para a perda expressiva de garantia física da UHE Mascarenhas, em virtude da mudança dos seus índices de indisponibilidade apurados, de 6,04% para a TEIF e de 10,31% para a TEIP, resultando em uma disponibilidade de 84,27%, bem abaixo da disponibilidade de referência do empreendimento, igual a 93,02%.

A Resolução Normativa nº 169/2005 (8) considera que o lastro para venda de energia no âmbito da CCEE é constituído da garantia física proporcionada por empreendimento de geração própria ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia. Considera também que a indisponibilidade de empreendimento de geração de energia, cuja energia esteja comprometida com contrato de venda registrado, poderá implicar na insuficiência da respectiva garantia física. Neste caso, as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, têm sua indisponibilidade tratada por meio do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA, o qual não altera a garantia física da usina.

Ainda segundo (8), caso ocorra indisponibilidade de empreendimento de geração, ocasionando insuficiência da sua garantia física para compor o lastro do respectivo contrato de venda de energia, o agente deverá celebrar contrato de compra de energia, para garantir o contrato original, sem prejuízo da aplicação das penalidades cabíveis. No entanto, qualquer que seja o custo adicional, incorrido na celebração dos contratos de compra de energia, o mesmo não poderá ser repassado aos contratos originais e às tarifas dos consumidores finais.

Complementando nossa avaliação, expõe-se na Tabela 7 o valor do custo total de operação do sistema para o período de estudo considerado (2015-19), para cada caso analisado neste trabalho.

Tabela 7 – Custo Total de Operação do Sistema

Caso Estudado	Custo Total de Operação (10 <sup>6</sup> R\$)	Garantia Física Do Sistema (MWméd)	Custo Anual de Operação (10 <sup>6</sup> R\$)*
Base	38.533,94	72.630	9.651,07
Modificado	37.989,09	72.630	9.514,61
Modificado Convergado	38.803,53	72.771	9.718,60
Redução dos Custos Anuais ao Reduzir a Indisponibilidade		136.461,20	10 <sup>3</sup> R\$
Aumento do Custo Anual (CMO = CME)		67.520,56	10 <sup>3</sup> R\$
Garantia Física Adicional		141	MWméd
Custo da Energia Adicional		54,28	R\$/MWh

\*Nota: Fator de Recuperação de Capital – FRC: Taxa Anual de Desconto = 8% / 5 anos.

Constata-se que ao se reduzir as taxas de indisponibilidade permite-se que as hidrelétricas gerem mais energia que no caso base. Isto implica tanto uma redução do custo total quanto dos CMOs. Para que o atendimento do sistema continue compatível com as premissas legais, faz-se necessário buscar novo montante de garantia física do sistema, de tal modo que os CMOs voltem a se igualar ao CME. Considerando-se o aumento de 141 MWmédios na garantia física do sistema e a anualização do aumento de custo de operação referenciado ao primeiro mês do período de estudo, o custo médio desta energia adicional seria de 54,28 R\$/MWh, valor bastante atraente se comparado ao CME adotado e abaixo dos preços de venda dos leilões de energia realizados pela ANEEL. Note-se que apesar da redução de indisponibilidade ter sido considerada apenas para as hidrelétricas, as termelétricas também são beneficiadas com um acréscimo em sua garantia física, como observa-se na Tabela 4.

### 2.3.2 Plano Decenal de Expansão de Energia.

Considera-se como Caso Base destas simulações o *deck* do Plano Decenal 2019 simulado na versão 16 do NEWAVE. A atualização dos parâmetros de TEIF e TEIP seguiu a mesma metodologia apresentada para o cálculo das garantias físicas. Para as usinas em expansão estes parâmetros foram definidos conforme os índices apresentados na Tabela 3. Este novo *deck* foi denominado Caso 1.

Os gráficos apresentados na Figura 1 mostram a redução do Custo Marginal de Operação dos subsistemas com as novas taxas de indisponibilidades, em comparação com o PDE 2019 para o período de 2015 a 2019.

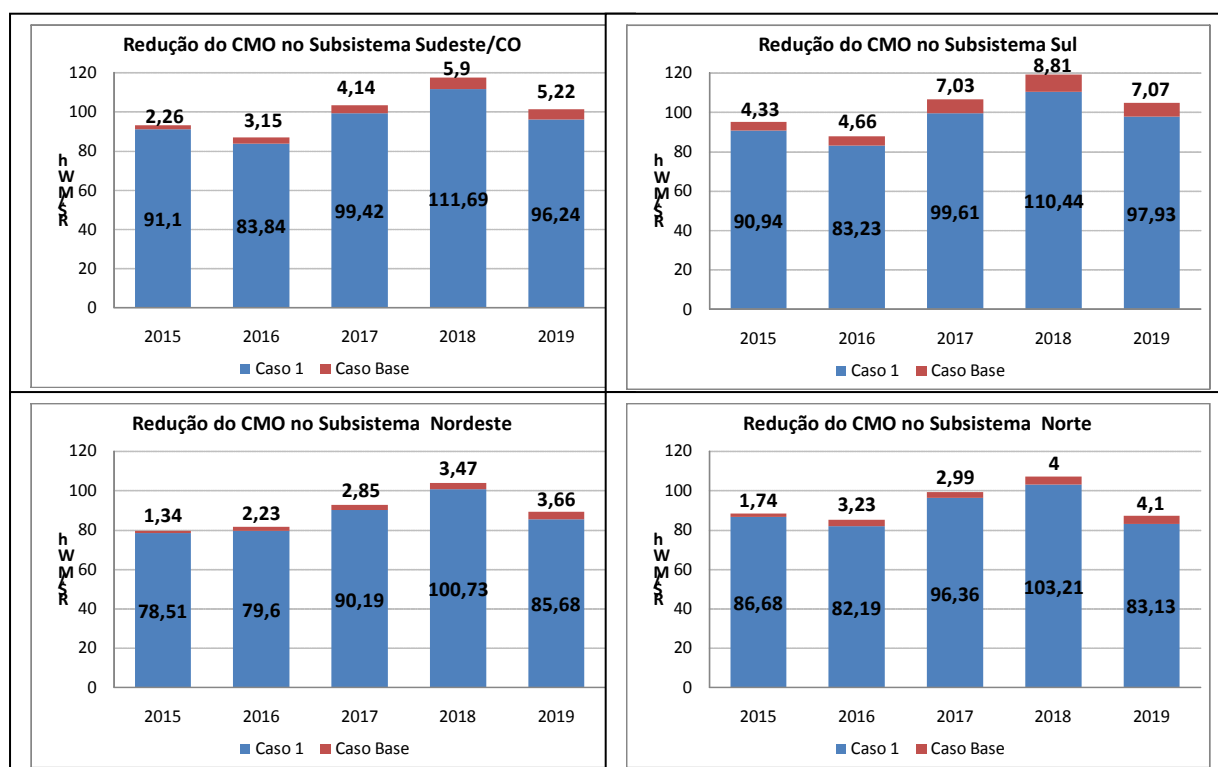


Figura 1 – Redução dos CMOs por Subsistemas

Nota-se uma redução considerável nos quatros subsistemas, sendo o subsistema Sul seguido pelo subsistema Sudeste/CO os que tiveram as maiores reduções.

A análise da garantia física realizada no item 2.3.1 acima apresentou um aumento de aproximadamente 0,20% na carga crítica do sistema. A fim de obter os custos marginais de operação dos subsistemas próximos aos definidos no Caso Base, bem como os custos totais de geração, aumentou-se de forma linear, em 0,20% a carga de cada subsistema ao longo dos anos de simulação. Este *deck* foi denominado Caso 2.

A Figura 2 abaixo mostra os resultados encontrados, onde pode-se observar que para os subsistemas Sudeste/CO, Nordeste e Norte, chegou-se a custos marginais de operações muito próximos ao *Caso Base*, somente para o subsistema Sul os CMOs continuaram mais baixos que o *Caso Base*.

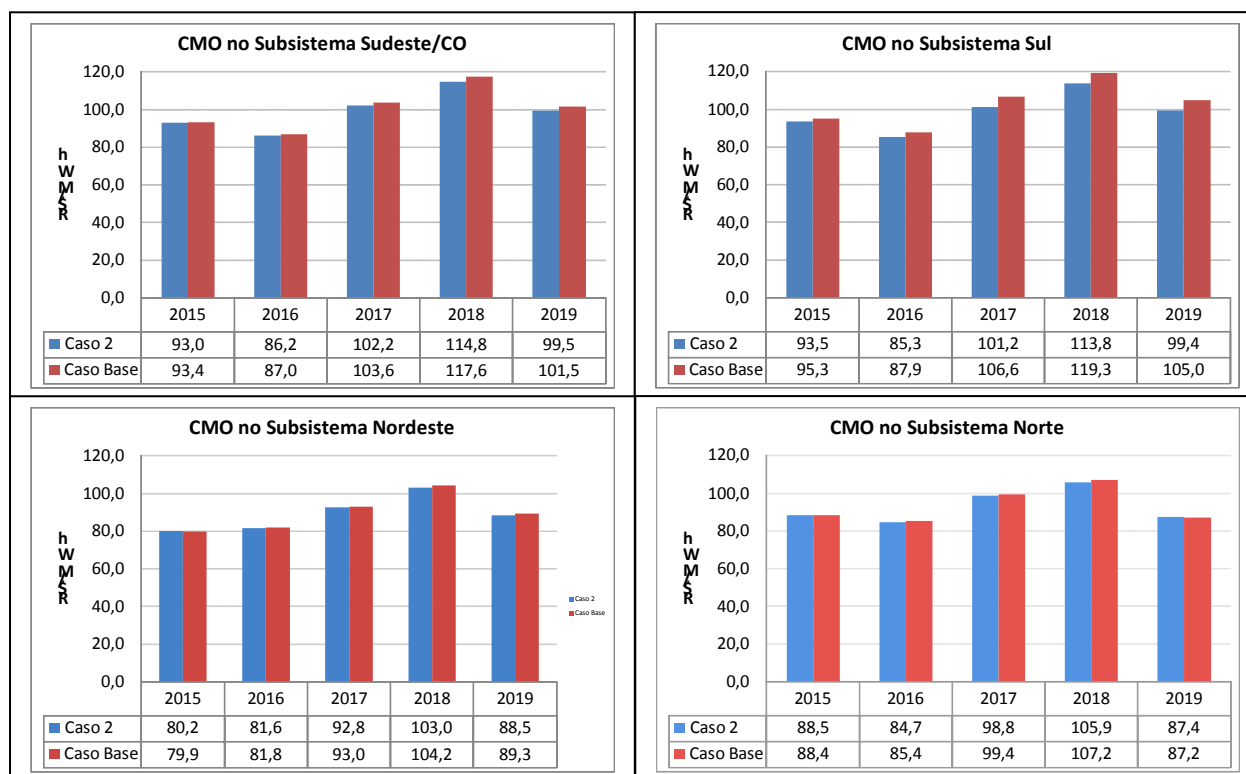


Figura 2 – CMOs Caso Base x Caso 2

A Tabela 8 abaixo apresenta o custo total de operação para os três casos simulados.

Tabela 8 – Custos Totais de Operação

CASO	Custo Total de Operação (R\$ x 10 <sup>6</sup> )	Diferença no Custo Total de Operação (R\$ x 10 <sup>6</sup> )
Caso Base	52.268,08	-
Caso 1	51.648,23	- 619,85
Caso 2	52.622,61	+ 354,53

Observa-se uma redução de R\$ 619,85 milhões de reais do Caso Base para o Caso 1 e um aumento de R\$ 354,53 milhões do Caso Base para o Caso 2, porém o Caso 2 atende um mercado 0,20% maior ao longo dos dez anos de estudo.

### 3.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Após as análises apresentadas no decorrer do presente trabalho, conclui-se que quando se altera os valores de indisponibilidade forçada e programada das usinas hidrelétricas, conforme os dados apurados pelo ONS, pouca variação ocorre na carga crítica do sistema, e conseqüentemente, nos valores dos Blocos Hidráulico e Térmico utilizados no cálculo do rateio de energia assegurada das usinas de geração. Entretanto, quando se analisa cada usina de forma individualizada, depara-se com ganhos e perdas notáveis de garantia física.

A análise do custo médio da geração adicional fornece um resultado bastante atraente, uma vez que o custo desta energia adicional para o sistema é menor do que os praticados na venda de energia dos leilões realizados pela EPE.

Para as análises que abordaram o impacto das taxas de indisponibilidade no Plano Decenal de Energia, verifica-se uma redução nos custos marginais de operação bastante significativa, o que mostra que existe uma energia extra disponível no sistema que não está sendo considerada no planejamento da expansão do sistema e que esta energia extra levaria a uma redução no custo total de operação de R\$ 619,85 milhões de reais. Com este montante, poderia ser atendida uma carga mais elevada com os mesmos custos marginais ou poderia ser postergada a entrada de alguns empreendimentos.

Constata-se que os índices de indisponibilidade influenciam no cálculo das garantias físicas dos empreendimentos hidrelétricos. Desta forma, recomenda-se que na oportunidade das revisões dos montantes de garantia física de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, a ser realizada pelo MME com a participação da EPE e da ANEEL, esses parâmetros possam ser considerados. Para isso, devem ser editados instrumentos legais que permitam uma melhor definição destas taxas por parte do empreendedor, o qual buscaria a otimização das suas manutenções a fim de maximizar a disponibilidade de energia do seu empreendimento.

#### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SOMSE/CIER – Subcomitê de Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos/Comissão de Integração Elétrica Regional. *Informe Técnico do Desempenho do Sistema de Geração Brasileiro*. Rio de Janeiro, 1986.
- (2) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução ANEEL nº 688*, de 24 de dezembro de 2003. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2003688.pdf>, em 10.03.2011.
- (3) ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Carta ONS – 039/300/2005 – Informação de Taxas de Indisponibilidade Forçada e Programada*, de 14.02.2005.
- (4) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração – Garantia Física do Empreendimento Hidrelétrico Santo Antônio do Jari do Leilão de Compra de Energia Nova de A-5 de 2010 - Brasil. Nota Técnica EPE-DEE-RE-087/2010*. Rio de Janeiro, 2010.
- (5) MME – Ministério de Minas e Energia / EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*. Brasília, 2010.
- (6) MME – Ministério de Minas e Energia. *Portaria MME nº 258*, de 28 de julho de 2008. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008258mme.pdf>, em 12.02.11.
- (7) EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas - Brasil. Nota Técnica EPE-DEE-RE-099-2008*. Rio de Janeiro, 2008.
- (8) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução ANEEL nº 169*, de 10 de outubro de 2005. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005169.pdf>, em 10.03.2011.
- (9) ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Manual de Procedimentos da Operação – Módulo 10 – Submódulo 10.15 – Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras, Usinas e Interligações Internacionais*. Brasília, 2009.
- (10) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução ANEEL nº 160*, de 27 de junho de 2005. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005160.pdf>, em 10.03.2011.
- (11) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 310*, de 29 de abril de 2008. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008310.pdf>, em 10.03.2011.
- (12) MME – Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 417*, de 29 de outubro de 2009. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2009417mme.pdf>, em 10.03.2011.
- (13) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 409*, de 10 de agosto de 2010. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010409.pdf>, em 10.03.2011.

#### 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Carlos da Costa Ferreira  
Nascido em Bicas, MG em 19 de abril de 1982.  
Mestrando (previsto 2011) em Engenharia Elétrica e de Computação, UFG e Graduado (2006) em Engenharia Civil, UFJF.  
Empresa: ELETROBRAS ELETRONORTE – Centrais Elétricas de Norte do Brasil S.A..  
Atua na Gerência de Planejamento da Expansão da Geração – EPPG