

Nota Técnica nº 385/2012-SRE/SRG/ANEEL

Em 24 de outubro de 2012.

Processo: 48500.005619/2012-48

Assunto: Contribuição ao processo de fixação da tarifa inicial de geração, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia – MME, referente às usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, nos termos do art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

## I. DO OBJETIVO

Apresentar contribuição da ANEEL ao processo de fixação da tarifa inicial de geração das usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões, nos termos do art. 13 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

## II. DOS FATOS

2. Em 11 de setembro de 2012 foi publicada a Medida Provisória nº 579 – MPv 579, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

3. A MPv 579 estabeleceu critérios mediante os quais o Poder Concedente poderá prorrogar as concessões de geração de energia hidrelétrica. Entre esses critérios está a aceitação pelo concessionário de remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, conforme inciso I, § 1º, do art. 1º.

4. O art. 12 da MPv 579, por sua vez, delegou ao Poder Concedente a faculdade de antecipar os efeitos das prorrogações em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga. Nessa hipótese, a fixação da tarifa inicial ficou como competência do Poder Concedente, nos termos do art. 13 da MPv 579.

5. O art. 15 da MPv 579 elencou critérios gerais para cálculo da tarifa de geração, que deverá considerar os investimentos não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo Poder Concedente, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e o pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição, dentre outros.

6. Em 14 de setembro de 2012 foi editado o Decreto 7.805, regulamentando as condições para prorrogação e a antecipação dos efeitos dessa prorrogação às tarifas dos consumidores finais. Nesse Decreto, foi estabelecida a obrigação do Poder Concedente de definir, até 1º de novembro de 2012, a tarifa



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Fls. 2 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

inicial de geração para as usinas hidrelétricas elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação para o ano de 2013.

7. O art. 17 do Decreto 7.805 estabeleceu que o Ministério de Minas e Energia – MME - é o responsável por representar o Poder Concedente para os fins do próprio Decreto e da MPv 579. Dessa forma, o objetivo desta Nota Técnica é apenas apresentar uma contribuição ao MME para que este exerça suas competências.

8. A competência da ANEEL para definição das tarifas de geração se restringe as hipóteses de não antecipação de efeitos da prorrogação ou de realização dos processos de revisão tarifária da geração estipulados em contrato, sendo conduzidos com observância do Capítulo V, Seção II, da Estrutura Regimental da Agência Nacional de Energia Elétrica, Anexo I do Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, que prevê a realização de audiência pública prévia a processos decisórios que impliquem efetiva afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores.

### III. DA ANÁLISE

#### III.1 Contextualização, Princípios e Objetivos

9. A ANEEL, em seus processos de revisão tarifária, segrega a receita das empresas em dois tipos, uma relacionada aos custos operacionais e outra a custos de capital. No caso do segmento de distribuição de energia, os custos operacionais compreendem aqueles oriundos das tarefas de operação e manutenção, tarefas comerciais<sup>1</sup>, atividades administrativas, além de custos associados à inadimplência dos consumidores<sup>2</sup>. No caso do segmento de transmissão, os custos operacionais contemplam todos aqueles oriundos das tarefas de operação e manutenção e das atividades administrativas.

10. Os custos de capital estão associados aos investimentos realizados. Há duas parcelas, uma chamada Quota de Reintegração Regulatória e outra Remuneração do Capital. A primeira se refere aos custos de depreciação dos ativos que ainda não estejam totalmente depreciados. A segunda cumpre o objetivo de fornecer ao acionista uma remuneração associada à parcela dos investimentos ainda não amortizados.

11. A ANEEL utiliza diferentes ferramentas na definição de custos de naturezas distintas. A metodologia utilizada na definição de custos operacionais é bastante distinta daquela utilizada na definição de custos de capital. Há diferenças também entre as ferramentas empregadas nos segmentos de transmissão e distribuição.

12. A utilização de diferentes ferramentas existe em função das características específicas de cada segmento, da base de dados disponível e do contexto em que se aplica. Por exemplo, o conjunto de empresas de transmissão de energia sujeito a uma revisão tarifária de sua receita é pequeno, com um subconjunto sendo controlado por apenas um Grupo Controlador. Já o universo de distribuidoras é maior e mais diversificado. Dessas diferenças surge a necessidade de utilização de ferramentas e variáveis distintas na definição dos custos operacionais nos dois segmentos.

13. Apesar dessas particularidades, os objetivos buscados e os princípios adotados são semelhantes. O objetivo, em ambos os casos, é definir um custo operacional que reflita um referencial de

<sup>1</sup> Faturamento, religação, inspeção de medidor, etc.

<sup>2</sup> Na distribuição denomina-se esse custo de Receitas Irrecuperáveis.

Fls. 3 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

eficiência específico. No entendimento da ANEEL, manifestado em todos os processos de revisão tarifária, esse referencial de eficiência não é a própria empresa. Ou seja, não se deve reconhecer nos processos de revisão tarifária os custos operacionais praticadas pelas próprias empresas.

14. A razão fundamental dessa postura é evitar desincentivos à busca da eficiência. Quanto mais associada aos custos reais de cada empresa estiver a definição de seus custos regulatórios, menor o incentivo a ganhos de eficiência.

15. O referencial de eficiência adotado no segmento de distribuição é uma eficiência média verificada em um subconjunto de empresas. O referencial adotado até então na transmissão é a máxima eficiência verificada. Porém, é importante mencionar que, para a maior parte das transmissoras, a revisão tarifária se dá sobre uma parcela menor de sua receita, chamada RBNI, que se refere, grosso modo, à receita associada aos investimentos feitos pelas transmissoras para reforços e melhorias na rede transmissão após o ano 2000.

16. Em ambos os casos, o referencial de eficiência é definido por análise comparativa dos custos praticados pelas empresas do setor. Diversas ferramentas são utilizadas para se estimar a eficiência de cada empresa. Os modelos utilizados estimam uma espécie de "função custo operacional" para o setor e comparam os custos praticados por cada empresa com aqueles previstos para essa função. Essa função pode ser "calibrada" para estimar um custo que reflita qualquer padrão de eficiência definido.

17. A utilização de uma função custo para a definição de custos operacionais possui uma vantagem central, que é desassociar os custos praticados por cada empresa dos custos regulatórios. Além disso, na medida em que a construção dessa função é baseada nos dados reais das empresas, é possível garantir maior coerência aos valores definidos. As desvantagens se encontram em possíveis imprecisões na construção dessa função e uma eventual dificuldade em incorporar todas particularidades de cada empresa.

18. A MPv 579 atribuiu competência ao Poder Concedente, representado pelo MME, para a definição das tarifas iniciais de geração hidrelétrica. Logo, entendemos que as premissas a serem utilizadas na definição nas tarifas iniciais devem ser aquelas que o MME entender que sejam as mais adequadas.

19. No entanto, essa Nota Técnica faz algumas sugestões de possíveis metodologias a serem adotadas para a definição de um dos componentes dessa tarifa inicial, qual seja, custos de operação e manutenção. A proposta compartilha dos mesmos princípios e objetivos adotados pela ANEEL na definição desse item em seus processos de revisão tarifária, conforme brevemente discutido anteriormente.

20. Em nosso entendimento, a natureza dos custos de operação e manutenção, ou, custos operacionais, não é diferente daquela adotada para os demais segmentos. Diz respeito aos custos inerentes à atividade de operação e manutenção dos ativos bem como os custos administrativos associados a essa atividade.

21. A definição dos custos operacionais a ser considerado na tarifa de geração pode ser feita baseada nos mesmos princípios adotados nos demais segmentos regulados. Ou seja, pode ser feita de tal forma que reflita um padrão de eficiência definido pelo Poder Concedente. Para tanto, é preciso, de forma análoga aos demais segmentos, estimar uma função custo operacional. Essa função deve se basear no "produto" da atividade geração e nas características de cada usina. Na seção seguinte é apresentada uma proposta de metodologia para a estimativa dessa função, consideração de particularidades de cada usina, resultados alcançados e aplicação.



### III.2 Metodologia, Base de Dados e Resultados

22. A estimativa de uma função custo operacional para as usinas de geração de energia hidrelétrica é feita em 4 passos: (1) definição das variáveis relevantes e metodologia, (2) levantamento e tratamentos dos dados; (3) estimativa e (4) aplicação.

23. Uma alternativa para a definição dessa função custo é estimá-la através de Análise de Regressão a partir dos dados das usinas hidrelétricas. Para tanto, é preciso definir as variáveis e a especificação da função a serem consideradas. Sugerimos a utilização de um método de regressão linear (Mínimos Quadrados Ordinários).

24. Na medida em que o objetivo é estimar custos operacionais, essa deve ser a variável dependente da regressão.

25. Há seguramente diversas variáveis que impactam os custos operacionais de uma usina hidrelétrica. Porém, pode-se afirmar que a principal variável que define o montante de custos operacionais de uma usina hidrelétrica é sua Capacidade Instalada. Tudo o mais constante, espera-se que quanto maior for a capacidade instalada de uma usina maiores serão seus custos operacionais.

26. Outra variável relevante se trata do Fator de Capacidade. Um maior Fator de Capacidade pode estar associado a uma maior utilização das máquinas da usina. A maior utilização das máquinas, tudo o mais constante, tende a elevar os custos operacionais na medida em que cresce o número de intervenções de operação e manutenção.

27. Essas variáveis podem caracterizar o "produto" da usina. A usina disponibiliza ao sistema garantia física, que é produto das duas variáveis: potência instalada e fator de capacidade.

28. Porém, há diversas outras variáveis que diferenciam as usinas, tais como grau de automação, tipo de turbinas, custos ambientais, controle de cheia, administração de área de proteção permanente, etc. Algumas dessas, como o grau de automação, são gerenciáveis por parte das geradoras. Ou seja, um maior custo operacional decorrente de um menor grau de automação pode ser reduzido com maior automação da usina. Outras, porém, são não gerenciáveis e, se relevantes, precisam ser de alguma forma consideradas na função custo estimada.

29. Há dois problemas aqui. Existe um grande universo de variáveis e uma dificuldade de mensuração de algumas. A mensuração de "problemas ambientais", por exemplo, não é algo trivial. Em tese, é possível mensurar os custos ambientais associados a uma usina. Porém, para identificar os custos ambientais eficientes associados a uma usina seria preciso mensurar o "problema ambiental" que a mesma realmente enfrenta e os custos associados a diversas alternativas de lidar com esse problema. O custo ambiental incorrido por uma geradora pode ser, em parte, devido a sua ineficiência em tratar o problema.

30. Um possível tratamento dessas demais variáveis que propomos ao MME é a definição de um intervalo de custos operacionais para cada nível de capacidade instalada e fator de capacidade, ao invés de uma estimativa pontual. Caso os custos praticados pela usina se encontrem nesse intervalo, seriam reconhecidos seus custos reais. Caso os custos praticados estejam acima do limite superior desse intervalo, seria considerado o limite superior. O mesmo raciocínio se aplicaria para aqueles que estejam praticando custos abaixo do limite inferior, para os quais seria reconhecido esse limite.

31. A lógica é simples. Quanto mais distante estiver uma usina dos valores de custos operacionais estimados a partir de sua capacidade instalada e fator de capacidade, menor a probabilidade

Fls. 5 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

dessa diferença se dever a variáveis não observadas. Por outro lado, a probabilidade de pequenas diferenças entre os valores estimados pela função e os custos reais serem devido a variáveis não observadas é maior.

32. A definição desse intervalo é algo que possui algum grau de discricionariedade. Um critério menos discricionário é se basear no desvio padrão das estimativas dos coeficientes da função custo que relacionam o "produto" e os custos operacionais.

33. Outra possibilidade é não utilizar o intervalo e partir da premissa de que a maior parte das especificidades estão, de alguma forma, sendo contempladas, direta ou indiretamente, na regressão. Assim, seria considerado somente o resultado da regressão como estimativa dos custos operacionais.

34. Na prática, o resultado é a definição de custo operacional, para cada usina, que reflete um nível médio de eficiência observado no setor de geração de energia.

35. A forma funcional que propomos é a seguinte<sup>3</sup>:

$$O\&M = e^{\theta} CI^{\alpha} FP^{\beta} \quad (1)$$

Onde,

**O&M** = Custos Operacionais

**CI** = Capacidade Instalada

**FP** = Fator de Potência

$e^{\theta}$  = Constante

36. Uma característica importante dessa forma funcional é que a mesma permite uma relação não linear entre custos operacionais e a capacidade instalada. Isso é importante dada a presença de economias de escala no segmento de geração. Ou seja, quanto maior for a usina, menores tendem a ser seus custos operacionais unitários (custo por MW instalado).

37. A figura a seguir ilustra a metodologia a ser adotada e característica da função que se quer estimar.

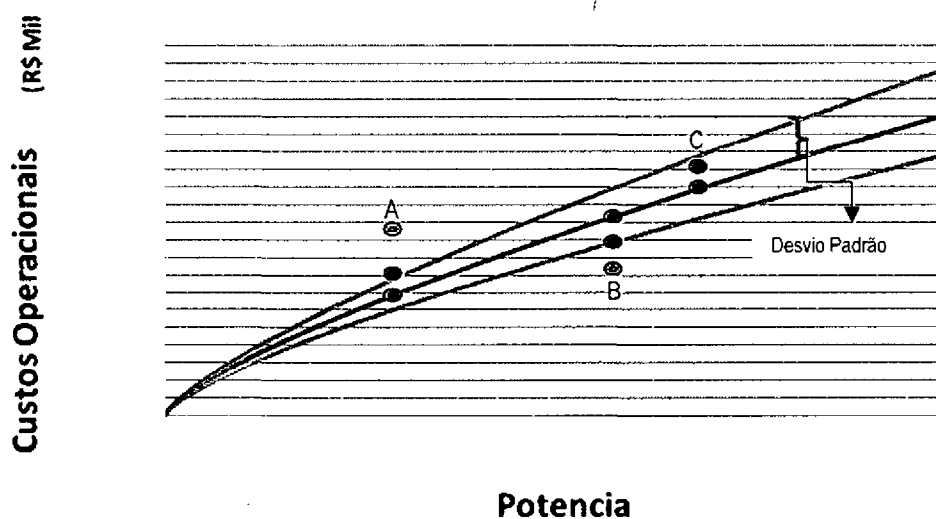


Figura 1: Gráfico que ilustra a Metodologia a ser Aplicada

<sup>3</sup> É importante ressaltar que essa função possui uma série de premissas implícitas que sugerimos que seja avaliado. Sua maior vantagem é sua simplicidade e facilidade de estimativa.

Fls. 6 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

38. Caso seja feita opção por utilizar a primeira proposta de metodologia, os valores a serem reconhecidos são representados pelos pontos azuis no gráfico. A empresa "A" no gráfico se enquadra entre aquelas usinas cujos custos reais se mostraram acima do limite superior do intervalo de custos estimados, representado pelo ponto azul logo abaixo. Ao contrário, a usina "B" informou custos abaixo do limite inferior, portanto, os custos a serem reconhecidos são representados pelo ponto azul imediatamente acima. Por fim, a empresa "C", que apresentou custos no intervalo estimado terá seu custo efetivo reconhecido.

39. Caso seja feita opção por utilizar função custo sem atribuição de intervalo, os valores estimados para cada usina seriam aqueles representados pelos pontos verdes no gráfico.

### Base de Dados

40. Os custos operacionais contábeis de cada usina foram encaminhados pelas geradoras como resposta ao Ofício Circular 008/2012 SRE/SFF/ANEEL, de 30 de maio de 2012. Nesse Ofício foi solicitado o detalhamento dos custos operacionais da atividade de geração por usina, referentes à 2011. Esses custos são aqueles relativos à atividade exclusiva de geração de energia e os custos administrativos associados a essa atividade. O elenco de contas considerado é detalhado na tabela abaixo.

**Tabela 1: Elenco de Contas Considerado no Cálculo dos Custos Operacionais de Geração**

ELENCO DE CONTAS
<b>Pessoal - NG 01</b> Remuneração Encargos Previdência Privada / Complementar Previdência - Fundação - Mantenedora Participação nos Lucros e Resultados – PLR Outros <sup>4</sup>
<b>Administradores - NG 02</b>
<b>Materiais - NG 11</b>
<b>Matéria-Prima e Insumos p/ Produção de Energia Elétrica - NG 12</b>
<b>Serviços de Terceiros - NG 21</b>
<b>Arrendamento e Aluguéis - NG 91</b>
<b>Seguros - NG 92</b>
<b>Tributos - NG 93</b>
<b>Outros Custos e Despesas Operacionais - NG 99</b> Contribuição Câmara de Comercialização de Energia Elétrica Despesas com Comunicação Interna, Reprografia. Taxas Bancárias

41. Os dados de Capacidade Instalada e Fator de Capacidade foram informados pelas próprias geradoras no referido Ofício. Os dados foram consistidos com as informações disponíveis na ANEEL, em particular, no Banco de Informações de Gerações (BIG). Para as usinas que não tinham garantia física calculada foi estimado um fator de capacidade de 0,6.

42. Após avaliação das informações encaminhadas, foi selecionada uma amostra de 169 usinas hidrelétricas, que juntas representam 65.802 MW de capacidade instalada de geração hídrica e 33.746 MW médios de garantia física.

<sup>4</sup> Não são considerados custos com superávit e déficit atuarial e programas de demissão voluntárias.

**Tabela 2: Resumo das Variáveis Utilizadas**

	Custos Operacionais	Potência	Garantia física
Total	3.089.499.763,11	65.802,31	33.746,05
Média	18.281.063,69	391,68	202,07
Percentil 10	387.958,81	2,40	1,24
Quartil 25	985.715,03	7,11	4,45
Mediana	4.456.770,24	97,76	50,00
Quartil 75	18.276.722,64	363,83	183,70
Percentil 90	53.050.212,97	1.223,20	584,80

**Resultados**

43. O resultado da regressão é apresentado na tabela a seguir.

**Tabela 3: Resultados da Regressão**

	Coefficiente Estimado	Desvio Padrão
Capacidade Instalada	0,74	0,02
Fator de Capacidade	0,36	0,13
Constante (c)	12,55	0,14
R <sup>2</sup>	0,85	

44. Como é possível notar, os desvios padrões dos coeficientes se mostraram bastante reduzidos, em especial, em relação ao coeficiente de Capacidade Instalada. O coeficiente de 0,74 implica que o crescimento da Capacidade instalada em um percentual X% provocaria um crescimento de (aproximadamente) 0,74X% de crescimento dos custos operacionais. Ou seja, os custos operacionais marginais de geração hidrelétrica são decrescentes em relação à Capacidade Instalada.

45. O coeficiente do Fator de Capacidade se mostrou positivo, indicando que quanto maior o fator de capacidade maior serão os custos operacionais. Da mesma forma, há um custo operacional marginal decrescente associado ao fator de capacidade.

46. Com os resultados apresentados na tabela acima é possível estimar os custos operacionais esperados para cada usina aplicando a metodologia descrita anteriormente. Propomos, porém, um tratamento diferenciado para a Usina Henry Borden, dadas as características especiais dessa Usina. Vale mencionar ainda que as usinas de Paulo Afonso I, II, III, IV e Moxotó foram tratadas como um complexo, da mesma forma que Ilha Solteira e Três Irmãos, dada a característica compartilhada de operação desses aproveitamentos.

47. Acrescenta-se ainda que a UHE Edgard de Souza não se encontra motorizada atualmente. Assim, como ela não está prestando serviço ao setor elétrico, propomos que sua receita atrelada aos custos de operação e manutenção seja igual a zero. Quando as máquinas forem instaladas, essa situação pode ser revista, definindo-se uma receita à usina.

48. Da mesma forma, para a usina de Paredão, que não foi implantada, e está sendo proposta sua extinção, não se previu receita para sua operação e manutenção.

Fls. 8 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

49. Na tabela 4 a seguir são apresentados os custos operacionais estimados para as usinas hidrelétricas enquadráveis no art. 1º da MPv 579 considerando um intervalo de custos operacionais conforme metodologia descrita anteriormente. Os valores estão a preços de outubro de 2012.

**Tabela 4: Custos Operacionais Estimados para Cada Usina – Considerando o Desvio Padrão**

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	GARANTIA FÍSICA	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS / MW
CHESF	Complexo Paulo Afonso	4.279,60	2.225,00	119.836.101,96	28.001,70
CESP	Complexo Ilha Solteira	4.251,50	1.949,00	142.033.258,67	33.407,80
CHESF	Xingó	3.162,00	2.139,00	88.539.056,98	28.000,97
CEMIG GT	São Simão	1.710,00	1.281,00	83.412.705,69	48.779,36
CESP	Jupiá (Engº Souza Dias)	1.551,20	886,00	73.105.580,72	47.128,40
CHESF	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	959,00	43.917.802,94	29.682,21
FURNAS	Marimbondo	1.440,00	726,00	64.953.057,83	45.106,29
FURNAS	Furnas	1.216,00	598,00	56.371.517,58	46.358,16
FURNAS	Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.048,00	495,00	49.317.830,59	47.059,00
EMAE	Henry Borden	889,00	127,70	82.562.667,70	92.871,39
CEMIG GT	Jaguara	424,00	336,00	24.092.994,35	56.823,10
CEMIG GT	Miranda	408,00	202,00	16.367.570,95	40.116,60
CEMIG GT	Três Marias	396,00	239,00	19.446.756,63	49.107,97
CEMIG GT	Volta Grande	380,00	229,00	17.892.019,86	47.084,26
FURNAS	Corumbá I	375,30	209,00	18.816.399,14	50.136,95
FURNAS	Porto Colômbia	319,20	185,00	21.940.647,87	68.736,37
COPEL GT	Governador Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	260,00	109,00	11.392.591,98	43.817,66
CHESF	Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	143,00	11.630.357,53	49.011,20
FURNAS	Funil	216,00	121,00	15.999.375,27	74.071,18
CEEE GT	Jacuí	180,00	123,00	15.340.606,96	85.225,59
CEEE GT	Passo Real	158,00	68,00	11.063.484,23	70.022,05
CEMIG GT	Salto Grande	102,00	75,00	10.293.553,22	100.917,19
ELETRONORTE	Coaracy Nunes	76,95	63,68	7.013.468,32	91.140,82
CBA	Alecrim	72,00	43,20	5.938.539,87	82.479,72
CEMIG GT	Itutinga	52,00	28,00	5.272.864,39	101.401,24
CEMIG GT	Camargos	46,00	21,00	4.409.255,31	95.853,38
CEEE GT	Canastra	42,50	24,00	4.624.859,76	108.820,23
CHESF	Funil	30,00	13,95	2.484.813,56	82.827,12
CLFSC	Paranapanema	29,84	17,90	3.091.386,92	103.598,76
CERR	Paredão	27,00	-	-	-
EMAE	Porto Góes	24,80	17,91	3.454.613,67	139.298,94
CELESC GERAÇÃO	Palmeiras	24,60	15,13	3.173.001,36	128.973,31
EMAE	Rasgão	22,00	11,84	2.727.974,12	123.998,82
CHESF	Pedra	20,01	3,74	1.497.268,77	74.837,25
CPEE	Rio do Peixe (Casa de Força I e II)	18,06	5,79	1.695.848,31	93.900,79
CEMIG GT	Piau	18,01	13,53	1.931.832,54	107.252,53
CELESC GERAÇÃO	Bracinho	15,00	8,00	1.562.160,94	104.144,06
CODESP	Itatinga	15,00	9,00	1.856.766,52	123.784,43
Sociedade Energia	Agro Trafo	14,68	6,80	1.663.129,26	113.269,04



Fls. 9 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	GARANTIA FÍSICA	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS / MW
CELG GT	São Domingos	14,34	7,20	1.682.870,84	117.387,75
CEMIG GT	Gafanhoto	14,00	6,68	1.499.370,37	107.097,88
CEEE GT	Bugres	11,12	10,00	2.081.620,83	187.196,12
EMAE	Edgard de Souza	11,00	-		
CEMIG GT	Peti	9,40	6,18	1.569.331,32	166.950,14
CELESC GERAÇÃO	Garcia	8,92	7,10	1.655.981,86	185.648,19
DME-PC	Antas I (Pedro Afonso Junqueira)	8,60	5,16	1.228.871,12	142.975,12
CEMIG GT	Tronqueiras	8,50	4,14	1.017.701,16	119.729,55
CEMIG GT	Joasal	8,40	5,20	1.397.883,80	166.414,74
COPEL GT	Mourão I	8,20	5,30	1.060.722,70	129.356,43
CEMIG GT	Martins	7,70	2,52	862.740,82	112.044,26
CELESC GERAÇÃO	Cedros	7,28	6,75	1.134.091,19	155.781,76
CEMIG GT	Cajuru	7,20	3,48	901.936,67	125.268,98
ZONA DA MATA	Ervália	6,97	3,03	935.586,59	134.230,50
ZONA DA MATA	Neblina	6,47	4,66	1.063.968,39	164.497,28
CELESC GERAÇÃO	Salto (Salto Weissbach)	6,28	5,25	1.296.591,02	206.463,54
ENF	Xavier	6,00	3,60	941.482,22	156.913,70
ZONA DA MATA	Coronel Domiciano	5,04	3,59	880.696,37	174.741,34
CEEE GT	Ernestina	4,80	3,24	950.169,74	197.952,03
CELESC GERAÇÃO	Pery	4,40	4,00	916.507,89	208.297,25
Cemig GT	Paciência	4,08	2,36	630.626,77	154.565,38
CHESF	Araras	4,00	0,03	220.236,40	55.059,10
CEMIG GT	Marmelos	4,00	2,88	675.311,15	168.827,79
CELG GT	Rochedo	4,00	2,85	742.125,95	185.531,49
CEEE GT	Capigui	3,76	1,26	558.784,99	148.613,03
DEMEI	Passo de Ajuricaba	3,40	1,95	607.920,82	178.800,24
CHESP	Cachoeira do Lavrinha	3,01	1,81	564.632,53	187.585,56
EMAE	Isabel	2,64	0,60	352.223,80	133.418,10
QUATIARA	Quatiara	2,60	1,56	506.561,20	194.831,23
CELESC GERAÇÃO	Ivo Silveira	2,60	1,81	484.625,94	186.394,59
CEMIG GT	Dona Rita	2,41	1,03	407.329,69	169.156,85
CJE	Macaco Branco	2,36	1,66	499.816,20	211.517,65
CEMIG GT	Sumidouro	2,12	0,34	250.907,38	118.352,54
CEMIG GT	Anil	2,08	1,10	413.583,82	198.838,37
CHESF	Piloto	2,00	1,20	379.183,48	189.591,74
COPEL GT	Chopim I	1,98	1,48	507.031,71	256.076,62
ENF	Catele	1,94	1,77	474.968,53	244.829,14
CEEE GT	Guarita	1,76	0,99	402.929,99	228.937,49
COPEL GT	Rio dos Patos	1,72	1,02	406.305,48	236.224,12
COPEL GT	São Joaquim	1,60	0,96	353.469,24	220.918,27
CEEE GT	Herval	1,44	0,33	238.461,65	165.598,37
BROOKFIELD	Sinceridade	1,42	0,37	238.533,73	168.456,02
CEMIG GT	Poquim	1,41	0,84	299.007,63	212.363,37
CEEE GT	Santa Rosa	1,40	0,88	357.111,00	255.079,29

Fls. 10 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	GARANTIA FÍSICA	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS / MW
QUATIARA	Pará	1,34	0,81	310.619,67	231.115,82
CEEE GT	Passo do Inferno	1,33	0,52	255.895,99	192.114,11
ZONA DA MATA	Maurício	1,28	0,05	110.777,62	86.545,02
SANTA CRUZ	Rio Novo	1,26	0,76	296.111,05	235.008,77
CEEE GT	Forquilha	1,00	0,95	294.947,17	294.947,17
CEEE GT	Ijuzinho	1,00	0,70	263.902,39	263.902,39
CELESC GERAÇÃO	Pirai	0,78	0,45	204.588,53	262.292,99

50. Na tabela 5 abaixo são apresentados os custos operacionais estimados, a preços de setembro de 2012, para as usinas hidrelétricas enquadráveis no art. 1º da MPv 579 considerando a aplicação direta do resultado da regressão.

**Tabela 5: Custos Operacionais Estimados para Cada Usina – Resultado da Regressão**

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	GARANTIA FÍSICA (Mw médios)	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS (R\$)	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS / MW
CHESF	Complexo Paulo Afonso	4.279,60	2.225,00	116.392.209,95	27.196,98
CESP	Complexo Ilha Solteira	4.251,50	1.949,00	110.636.330,94	26.022,89
CHESF	Xingó	3.162,00	2.139,00	102.361.622,86	32.372,43
CEMIG GT	São Simão	1.710,00	1.281,00	67.360.080,04	39.391,86
CESP	Jupiá (Engº Souza Dias)	1.551,20	886,00	56.771.819,45	36.598,65
CHESF	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	959,00	57.400.846,90	38.794,84
FURNAS	Marimbondo	1.440,00	726,00	51.339.620,86	35.652,51
FURNAS	Fumas	1.216,00	598,00	44.884.148,02	36.911,31
FURNAS	Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	1.048,00	495,00	39.614.241,12	37.799,85
EMAE	Henry Borden	889,00	127,70	82.562.667,70	92.871,39
CEMIG GT	Jaguara	424,00	336,00	24.457.678,34	57.683,20
CEMIG GT	Miranda	408,00	202,00	20.027.916,10	49.088,03
CEMIG GT	Três Marias	396,00	239,00	21.054.789,95	53.168,66
CEMIG GT	Volta Grande	380,00	229,00	20.409.773,06	53.709,93
FURNAS	Corumbá I	375,30	209,00	19.649.256,60	52.356,13
FURNAS	Porto Colômbia	319,20	185,00	17.682.554,74	55.396,47
COPEL GT	Governador Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	260,00	109,00	13.498.584,58	51.917,63
CHESF	Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	143,00	14.397.013,08	60.670,09
FURNAS	Funil	216,00	121,00	13.075.322,12	60.533,90
CEEE GT	Jacui	180,00	123,00	12.279.899,08	68.221,66
CEEE GT	Passo Real	158,00	68,00	9.421.286,90	59.628,40
CEMIG GT	Salto Grande	102,00	75,00	8.278.617,43	81.162,92
ELETRONORTE	Coaracy Nunes	76,95	63,68	7.013.468,32	91.140,82
CBA	Alecrim	72,00	43,20	5.938.539,87	82.479,72
CEMIG GT	Itutinga	52,00	28,00	4.485.528,88	86.260,17
CEMIG GT	Camargos	46,00	21,00	3.856.907,23	83.845,81
CEEE GT	Canastra	42,50	24,00	3.930.090,47	92.472,72
CHESF	Funil	30,00	13,95	2.828.521,58	94.284,05
CLFSC	Parapanema	29,84	17,90	3.091.386,92	103.598,76
CERR	Paredão	27,00	-	-	-



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Fls. 11 Nota Técnica nº 385/2012 – SRE/SRG/ANEEL, de 24 de outubro de 2012.

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	GARANTIA FÍSICA (Mw médios)	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS (R\$)	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS / MW
EMAÉ	Porto Góes	24,80	17,91	2.883.475,69	116.269,18
CELESC GERAÇÃO	Palmeiras	24,60	15,13	2.703.488,64	109.888,98
EMAÉ	Rasgão	22,00	11,84	2.370.505,44	107.750,25
CHESF	Pedra	20,01	3,74	1.503.224,25	75.134,92
CPEE	Rio do Peixe (Casa de Força I e II)	18,06	5,79	1.695.848,31	93.900,79
CEMIG GT	Piau	18,01	13,53	2.307.802,89	128.125,85
CELESC GERAÇÃO	Bracinho	15,00	8,00	1.778.803,84	118.586,92
CODESP	Itatinga	15,00	9,00	1.856.766,52	123.784,43
Sociedade Energia	Agro Trafo	14,68	6,80	1.663.129,26	113.269,04
CELG GT	São Domingos	14,34	7,20	1.682.870,84	117.387,75
CEMIG GT	Gafanhoto	14,00	6,68	1.622.972,73	115.926,62
CEEE GT	Bugres	11,12	10,00	1.723.527,10	154.993,44
EMAÉ	Edgard de Souza	11,00	-	-	-
CEMIG GT	Petij	9,40	6,18	1.357.646,29	144.430,46
CELESC GERAÇÃO	Garcia	8,92	7,10	1.400.086,60	156.960,38
DME-PC	Antas I (Pedro Afonso Junqueira)	8,60	5,16	1.228.871,12	142.975,12
CEMIG GT	Tronqueiras	8,50	4,14	1.129.650,42	132.900,05
CEMIG GT	Joasal	8,40	5,20	1.221.975,16	145.473,23
COPEL GT	Mourão I	8,20	5,30	1.219.353,94	148.701,70
CEMIG GT	Martins	7,70	2,52	908.325,02	117.964,29
CELESC GERAÇÃO	Cedros	7,28	6,75	1.273.198,51	174.889,91
CEMIG GT	Cajuru	7,20	3,48	996.094,62	138.346,48
ZONA DA MATA	Ervália	6,97	3,03	935.586,59	134.230,50
ZONA DA MATA	Neblina	6,47	4,66	1.063.968,39	164.497,28
CELESC GERAÇÃO	Salto (Salto Weissbach)	6,28	5,25	1.098.891,20	174.982,68
ENF	Xavier	6,00	3,60	941.482,22	156.913,70
ZONA DA MATA	Coronel Domiciano	5,04	3,59	880.696,37	174.741,34
CEEE GT	Ernestina	4,80	3,24	832.939,76	173.529,12
CELESC GERAÇÃO	Pery	4,40	4,00	870.355,20	197.808,00
Cemig GT	Paciência	4,08	2,36	698.040,58	171.088,38
CHESF	Araras	4,00	0,03	141.322,22	35.330,56
CEMIG GT	Marmelos	4,00	2,88	744.961,48	186.240,37
CELG GT	Rochedo	4,00	2,85	742.125,95	185.531,49
CEEE GT	Capigui	3,76	1,26	538.581,07	143.239,65
DEMEI	Passo de Ajuricaba	3,40	1,95	607.920,82	178.800,24
CHESP	Cachoeira do Lavrinha	3,01	1,81	564.632,53	187.585,56
EMAÉ	Isabel	2,64	0,60	359.751,36	136.269,45
QUATIARA	Quatiara	2,60	1,56	506.561,20	194.831,23
CELESC GERAÇÃO	Ivo Silveira	2,60	1,81	534.738,97	205.668,83
CEMIG GT	Dona Rita	2,41	1,03	423.070,69	175.693,81
CJE	Macaço Branco	2,36	1,66	499.816,20	211.517,65
CEMIG GT	Sumidouro	2,12	0,34	269.309,54	127.032,80
CEMIG GT	Anil	2,08	1,10	410.051,66	197.140,22
CHESF	Piloto	2,00	1,20	417.041,61	208.520,81

EMPRESA	USINA	POTÊNCIA (MW)	GARANTIA FÍSICA (Mw médios)	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS (R\$)	CUSTOS OPERACIONAIS ESTIMADOS / MW
COPEL GT	Chopim I	1,98	1,48	448.440,16	226.484,93
ENF	Catete	1,94	1,77	474.968,53	244.829,14
CEEE GT	Guarita	1,76	0,99	370.529,91	210.528,36
COPEL GT	Rio dos Patos	1,72	1,02	371.347,96	215.899,98
COPEL GT	São Joaquim	1,60	0,96	353.469,24	220.918,27
CEEE GT	Herval	1,44	0,33	230.253,24	159.898,08
BROOKFIELD	Sinceridade	1,42	0,37	238.533,73	168.456,02
CEMIG GT	Poquim	1,41	0,84	321.516,52	228.349,80
CEEE GT	Santa Rosa	1,40	0,88	325.631,96	232.594,26
QUATIARA	Pari	1,34	0,81	310.619,67	231.115,82
CEEE GT	Passo do Inferno	1,33	0,52	263.854,91	198.089,27
ZONA DA MATA	Maurício	1,28	0,05	110.777,62	86.545,02
SANTA CRUZ	Rio Novo	1,26	0,76	296.111,05	235.008,77
CEEE GT	Forquilha	1,00	0,95	294.947,17	294.947,17
CEEE GT	Ijuizinho	1,00	0,70	263.902,39	263.902,39
CELESC GERAÇÃO	Pirai	0,78	0,45	204.588,53	262.292,99

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

51. O art. 13 da MPv nº 579, de 11 de setembro de 2012, estabelece a competência do poder concedente para definição da tarifa inicial de geração, em caso de antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões.

52. O art. 3º do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, estabelece a competência do poder concedente para definição da tarifa de geração até 1º de novembro e o art. 17 estabelece que o Poder Concedente será representado pelo Ministério de Minas e Energia.

#### V. DA CONCLUSÃO

53. Nesta Nota Técnica foram apresentadas alternativas para definição de custos operacionais na construção da tarifa de geração para as usinas enquadráveis no art. 1º da MPv-579. Ambas são tecnicamente justificáveis e se diferenciam apenas quanto a premissa considerada.

54. Nos resultados da Tabela 4 são apresentados valores que conferem maior peso à incerteza associada ao fato do modelo não considerar todas as variáveis que podem impactar os custos operacionais da usina. Por outro lado, ao dar um peso maior à incerteza, a modelagem se aproxima mais dos custos praticados pelas próprias empresas, o que resulta em custos que refletem um menor nível de eficiência e diminui o prêmio às usinas mais eficientes.

55. Já os resultados apresentados na Tabela 5 consideram somente os valores estimados a partir da regressão. Portanto, nesse caso, coloca-se menor peso sobre os valores praticados pelas próprias empresas e há um menor risco de se considerar ineficiências. Por outro lado, há um maior risco de não observação das especificidades de cada usina.

**VI. RECOMENDAÇÃO**

56. Recomenda-se o envio desta Nota Técnica ao Ministério de Minas e Energia para contribuir com o exercício das competências que lhe foram atribuídas pela MPv 579 e pelo Decreto 7.805.

*Paulo Félix Gabardo*  
pl **PAULO FÉLIX GABARDO**  
Especialista em Regulação - SRE

*HáliSSon Rodrigues Ferreira Costa*  
pl **HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**  
Especialista em Regulação - SRE

*Leandro Caixeta Moreira*  
**LEANDRO CAIXETA MOREIRA**  
Especialista em Regulação - SRE

*Claudio Elias Carvalho*  
**CLAUDIO ELIAS CARVALHO**  
Especialista em Regulação - SRE

*Mateus Machado Neves*  
**MATEUS MACHADO NEVES**  
Especialista em Regulação - SRG

De acordo:

*DAVI ANTUNES LIMA*  
**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica

*Rui Guilherme Altieri Silva*  
**RUI GUILHERME ALTIERI SILVA**  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração