

## Contribuições ENGIE

### CP 036 – “Avaliação dos Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas”

#### 1 Considerações Iniciais

Em 17.08.2017, foi publicada a Portaria MME nº 322, de 15 de agosto de 2017 (“Portaria MME nº 322/2017”), por meio da qual o Ministério de Minas e Energia (“MME”) divulga, para consulta pública, o relatório técnico referente à avaliação dos limites de revisão de garantia física de energia de usinas hidrelétricas (“Relatório Técnico”), tendo como proposta analisar a “viabilidade jurídica e a conveniência técnico-econômica de violação dos limites de redução das garantias físicas de energia, previstos no Decreto nº 2.655/1998, para a usina hidrelétrica Itaipu e para as usinas concedidas no regime de cotas de garantia física por ocasião da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013” (“Consulta Pública nº 36/2017”).

A ENGIE entende o objetivo do processo de revisão ordinária como sendo o de adequar a garantia física à realidade física do sistema, sendo esse procedimento importante e saudável para compatibilizar planejamento e operação.

Passamos então a detalhar a posição da ENGIE em relação à viabilidade técnico-econômica e regulatória em favor da melhoria dos resultados para o MRE e consequente redução da percepção de risco para novos investimentos no setor elétrico, com a adequação proposta no âmbito desta Consulta Pública nº 36, proposta pelo MME.

##### 1.1 Garantia Física (GF)

A Garantia Física de Energia do Sistema Interligado Nacional – SIN é a máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento definido pelo CNPE. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema interligado, a fim de se obter a garantia física de energia dos empreendimentos.

De acordo com o Decreto 2.655/98, considera-se Garantia Física de Usina a fração a ela alocada da Garantia Física do SIN. Sendo que a garantia física constituirá o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema.

O Decreto também estabelece que a revisão da garantia física seja realizada a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes, com limite de redução de 5% a cada revisão e de 10% do total valor original ao longo da concessão. Isto busca dar previsibilidade ao empreendedor quanto aos riscos do negócio, mas também traz ao Poder Concedente a responsabilidade de compensar eventuais desvios superiores a estes limites quanto ao aspecto da segurança energética, o que foi historicamente mitigado pela contratação de Energia de Reserva.

**Como mencionado no Relatório Técnico elaborado pelo Grupo de Trabalho para o Aprimoramento do MRE – GT-MRE, ao fim do prazo de concessão, não há restrições para o cálculo de revisão de garantia física. Assim, a nova outorga de um mesmo empreendimento pode ser ajustada plenamente.**

## 1.2 Mecanismo de Realocação do Risco Hidrológico (MRE)

O MRE foi concebido com a finalidade expressa de **mitigar os riscos hidrológicos**, conforme previsto na Lei 9.648/98 e na Lei 10.848/04. Participam do mecanismo, em regime de solidariedade, as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS e as pequenas centrais hidrelétricas cuja participação é facultativa.

A partir de 2014, com a grave crise hídrica por qual o sistema passou, o mecanismo mostrou-se incapaz de cumprir a contento sua função e algumas medidas precisaram ser tomadas, tendo especial destaque a *Repactuação do Risco Hidrológico*, a que se refere a Lei 13.203/2015 e a Resolução Normativa nº 684/2015.

Além disso, tem-se observado distorções sistemáticas na alocação da energia dentre os agentes do MRE. **Há casos de usinas que, ao longo de vários anos, geram energia em volume inferior à sua garantia física.** Outra distorção que pode ser mencionada é a **participação voluntária somente para PCHs**, que podem arbitrar contra o mecanismo.

Vale a pena mencionar também que o MRE tem sofrido intervenções que influenciam negativamente a produção de energia e o processo alocativo dentro do mecanismo, ampliando indevidamente seu risco de déficit, como, por exemplo, os seguintes aspectos:

**(i) Importação de energia e reiterado despacho fora da ordem de mérito (em desconformidade com os modelos aprovados pela ANEEL)**, com base em critérios políticos e não técnicos, resultando na diminuição (“deslocamento”) da produção do MRE e na ampliação do risco de déficit (GSF<1).

**(ii) Procedimento diferenciado para cálculo, alocação e apuração da garantia física dos projetos estruturantes durante o período de motorização**, que resulta na antecipação da sua garantia física, pelo alcance de seu valor pleno muito antes da efetiva instalação de todas suas unidades geradoras (turbinas), isto é, antes que elas sejam capazes de produzir plenamente, desequilibrando as participações dos geradores e a alocação de energia dentro do condomínio do MRE; situação potencializada em razão das restrições no escoamento da produção de energia dessas usinas diante dos atrasos no cronograma de implantação dos respectivos empreendimentos de transmissão.

**(iii) Contratação de energia de reserva de usinas não despacháveis para cobrir o desequilíbrio causado no processo de apuração das garantias físicas das grandes UHEs**, ainda que prevista na Lei 10.848/04, ocasiona indevido e imprevisível “deslocamento” da produção das usinas hidrelétricas participantes do MRE, ampliando os riscos de déficit do condomínio (GSF<1).

## 1.3 Cotas de Garantia Física

O regime de cotas de garantia física foi criado pela nº Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, com o intuito de negociar a energia dos geradores que tiveram a concessão vencida. Quando do fim da concessão, os agentes podem optar por renová-la ou não. **Aqueles que optarem por renovar a concessão têm direito à Receita Anual de Geração (RAG)**, definida nos respectivos contratos de concessão como sendo o “valor em Reais (R\$) a que a Concessionária terá direito pela disponibilização da Garantia Física de Energia (...) em regime de cotas”. A ANEEL anualmente rateia a garantia física dos geradores entre as distribuidoras, as quais são remuneradas pela RAG de cada gerador.

Mais especificamente, a RAG é composta pelos “custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica (...), além dos encargos e tributos”.

Conforme detalhado na Nota Técnica nº 105/2015-SRG/ANEEL, constante do processo que tratou do leilão para contratação de concessões de usinas em regime de alocação de cotas de garantia física, nos termos das Portarias MME nº 123/2013 e 218/2015, a receita das Usinas Cotistas será definida em função dos custos que os geradores incorrerem para manter uma prestação adequada do serviço dentro de padrões de qualidade, atualmente previstos na Resolução Normativa nº 541/2013.

Ou seja, a remuneração recebida pelas Usinas Cotistas, qual seja a RAG, está inteiramente vinculada aos custos associados à prestação do serviço dentro dos padrões regulatórios de qualidade e não ao montante de garantia física em si.

Em relação à cobrança e faturamento dessa receita, os contratos de concessão das Usinas Cotistas preveem que a concessionária “deverá faturar a RAG observando as COTAS homologadas pela ANEEL (...) de modo a cobrar de cada Distribuidora o equivalente à sua respectiva Participação na Cota de Garantia Física”.

**Além disso, o gerador que tem sua energia comercializada em regime de cotas de garantia física não arca com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) associados à Usina Hidrelétrica.**

#### 1.4 Itaipu

O tratado internacional celebrado entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai para o aproveitamento hidrelétrico da usina de Itaipu, incorporado ao ordenamento jurídico brasileiro pelo Decreto nº 72.707/1973 (“Tratado de Itaipu”), prevê que o aproveitamento hidrelétrico será explorado por Itaipu, entidade binacional (“Itaipu Binacional”), e ambos os países se comprometem a adquirir o total da potência instalada da usina de Itaipu.

O Art. 4º da Lei 5.899/1973, com redação dada pela Lei nº 10.438/2002, designa a Eletrobrás para adquirir a totalidade dos serviços de Itaipu no Brasil. Esses serviços de eletricidade, por sua vez, são repassados, por meio de cotas, às concessionárias de distribuição de energia elétrica, nos termos do artigo 3º da Lei nº 5.899/1973 e do parágrafo único do artigo 8º da Lei nº 4.550/2002.

Assim, Itaipu Binacional, por disposições legais expressas, terá todos seus serviços de eletricidade “adquiridos” pela Eletrobrás, enquanto a Eletrobrás repassará cotas desses serviços para as distribuidoras.

Para o controle das receitas e despesas relacionadas à energia gerada por Itaipu, foi criada a Conta de Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu dentro da própria Eletrobrás pelo Decreto nº 4.550/2002, garantindo-se neutralidade para a Eletrobrás de eventuais saldos negativos. Assim, a Eletrobrás tem a garantia de que qualquer eventual saldo negativo da Conta de Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu será coberto pela própria conta.

A regulamentação da ANEEL também reforça a ideia de que a Eletrobrás tem neutralidade em relação aos custos de pagamento pelos serviços de eletricidade de Itaipu, uma vez que garante que eventuais saldos negativos da Conta de Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu serão incorporados no cálculo da Tarifa de Repasse no ano subsequente.

Ressalta-se, ainda, que a comercialização da energia de Itaipu não está relacionada à sua garantia física, uma vez que a potência da usina é utilizada como base para o estabelecimento da tarifa de repasse, e não sua garantia física, conforme se depreende do artigo 12 do Decreto nº 4.550/2002 e do Item IV do Anexo C do Tratado de Itaipu

## 2 Considerações: Relatório Técnico do GT-MRE

O relatório técnico apresentado pelo GT-MRE registrou os estudos efetuados pelo GT-MRE relacionados à viabilidade jurídica e a **conveniência técnico-econômica de violação dos limites de redução das garantias físicas de energia**, previstos no Decreto 2.655/1998, **para a usina hidrelétrica Itaipu e para as usinas concedidas no regime de cotas de garantia física** por ocasião da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, doravante denominadas **usinas cotistas**.

Cabe observar, porém, que o propósito do Decreto 2.655/1998 é o de assegurar energia suficiente para que os geradores que comercializam sua garantia física disponham de uma receita firme que viabilize seus empreendimentos. Em contrapartida, **preços elevados de curto prazo, associados à GSF muito baixos, impõem desembolsos expressivos no mercado de curto prazo às empresas geradoras, afetando fortemente sua receita líquida e comprometendo consideravelmente seus balanços**.

A adequação proposta no âmbito desta Consulta Pública nº 36 vem no sentido de que os referidos limites de redução de garantia física do Decreto 2.655 de 1998 devam ser aplicados apenas para aqueles empreendimentos que utilizam de fato a garantia física como lastro para comercialização de energia.

Tal proposta estabelecerá que para a UHE Itaipu e para as parcelas de usinas na modalidade de cotas de garantia física (ativos contratados com o consumidor regulado e que possuem mecanismos de comercialização distintos das demais UHEs) os limites de redução de 5% e 10% previstos no Decreto não seriam aplicados. Assim, a redução de Garantia Física para a UHE Itaipu e para Usinas Cotistas seria aplicada de forma integral.

A ENGIE entende que, que na medida em que a revisão da garantia física de Itaipu e das Usinas Cotistas não afetaria a remuneração dessas usinas e, conseqüentemente, não ensejaria o desequilíbrio econômico-financeiro dos respectivos contratos de concessão, muito menos infringiria o direito adquirido desses concessionários, **tal medida seria perfeitamente viável da forma como proposta pelo MME**.

A medida proposta, além de aportar ainda mais realismo na adequabilidade entre planejamento e operação, possui outros benefícios, dentre os quais destacamos:

- a) A **mitigação da sobrecontratação das distribuidoras** por meio da redução de seus contratos de cotas e redução da potencial exposição do consumidor regulado ao risco hidrológico associado a estes empreendimentos, conferindo-lhes com isso potenciais benefícios tarifários como pretendesse detalhar mais adiante;
- b) Em função da **redução da energia alocada às usinas** anteriormente mencionadas, o MRE deverá dispor de mais energia para alocação às demais usinas, reduzindo, também suas exposições ao GSF, como apontado no Relatório Técnico associado à Consulta Pública nº 36/2017, com o efeito de aumentar a oferta de energia para o mercado com a menor percepção de risco por parte do gerador;
- c) **Redução do impacto destas exposições ao GSF em benefício dos consumidores**, dado que o risco hidrológico da maioria destas usinas no ACR foi "REACTUADO" (transferido para o consumidor) por meio da Lei nº 13.203 de 2015.

Como a diminuição das garantias físicas das Usinas Cotistas e de Itaipu **implicará menor exposição dos geradores regulados ao GSF**, já que as garantias físicas estarão mais próximas da realidade, então serão necessários menos recursos da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias para cobrir esses custos o que, conseqüentemente, traz benefícios tarifários para os consumidores cativos, já que os recursos de tais contas são cobrados dos consumidores cativos.

Se considerarmos que o total de garantia física das usinas hidroelétricas que repactuaram o risco hidrológico nos termos da Lei 13.203 de 2015 somam cerca de 20 GW e, deste total, aproximadamente 11,2 GW efetivamente repactuaram o risco hidrológico no produto SP100, nos baseando em um valor de PLD igual ao valor utilizado para compra de lastro, R\$ 170,00/MWh, e um cenário de melhora no GSF para o MRE da ordem de 1,4% a 1,6%, calcula-se **benefício para Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias da ordem de R\$ 900 milhões** no período de 2018 a 2021 (maiores detalhes vide Anexo 1).

### 3 Conclusões

Os resultados apresentados no relatório técnico mostram que a **violação dos limites** previstos no Decreto nº 2.655/1998 para as usinas cotistas e Itaipu permite uma **melhora nos GSFs** esperados para o horizonte de 2018 a 2021 com elevação **em torno de 1,5%**.

Considerado todos os cenários simulados, o impacto financeiro relacionado ao GSF, para o quadriênio 2018-2021, no caso com a Revisão Ordinária de Garantia Física é de R\$ 29,21 bilhões. Considerando-se exceder os limites na revisão das Garantias Físicas das usinas cotistas o impacto é de R\$25,51 bilhões (**benefício em torno de R\$ 3,7 bilhões**).

De maneira geral, **os benefícios auferidos pelos consumidores regulados**, referentes ao melhor desempenho do MRE e não contratação de energia de reserva, na grande maioria das situações, **foram inferiores aos custos de contratação de energia nova lastreada** (cerca de R\$ 700 milhões). Mas, considerando os **benefícios auferidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias da ordem de R\$ 900 milhões o impacto ao consumidor seria positivo**.

A aproximação da garantia física total do parque hidrelétrico da sua real contribuição à segurança de suprimento ensejaria maior previsibilidade para empreendedores de geração prognosticarem a demanda futura por projetos.

Em síntese, a medida ora proposta atenua a atual distorção do MRE, a medida em que busca dimensionar a capacidade comercial do mecanismo a sua real capacidade de produção, para um dado critério de risco.

### 4 Anexo 1

No item 2.1.3 do Relatório Técnico foram apresentadas análises sobre a redução de necessidade de contratação de energia de reserva e da compra de lastro. As simulações foram feitas no Sistemas Newave e Suishi, considerando o cálculo do resultado financeiro dos agentes do mercado regulado e a violação (caso 1) e a não violação (caso 2) das garantias físicas das usinas cotistas e Itaipu.

Considerou-se Preço = R\$ 170,00/MWh e  $P_{res}$  = R\$ 217,00/MWh; que resultaram em cenários não favoráveis para a violação dos limites das garantias físicas das usinas cotistas e Itaipu.

Newave				Suishi			
Compra Lastro	Contrato de Reserva			Compra Lastro	Contrato de Reserva		
Preço Compra (R\$/MWh)	Preço Reserva (R\$/MWh)	Cenários		Preço Compra (R\$/MWh)	Preço Reserva (R\$/MWh)	Cenários	
		Caso 1 > Caso 2	Caso 2 > Caso 1			Caso 1 > Caso 3	Caso 3 > Caso 1
150,00	150,00	R\$ 957,96 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)	150,00	150,00	R\$ 921,83 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	170,00	R\$ 843,46 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		170,00	R\$ 807,34 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	200,00	R\$ 671,72 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		200,00	R\$ 635,59 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	217,00	R\$ 574,4 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		217,00	R\$ 561,17 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	250,00	R\$ 407,24 MM (95,1%)	R\$ 36,87 MM (4,9%)		250,00	R\$ 354,32 MM (98,8%)	R\$ 58,63 MM (1,2%)
	300,00	R\$ 329,74 MM (52,6%)	R\$ 156,05 MM (47,5%)		300,00	R\$ 179,2 MM (56,6%)	R\$ 88,46 MM (43,4%)
170,00	170,00	R\$ 1.007,03 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)	170,00	170,00	R\$ 970,9 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	200,00	R\$ 835,29 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		200,00	R\$ 799,16 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	217,00	R\$ 737,96 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		217,00	R\$ 701,83 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	250,00	R\$ 549,04 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		250,00	R\$ 512,91 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	300,00	R\$ 358,83 MM (78,1%)	R\$ 79,64 MM (21,9%)		300,00	R\$ 249,51 MM (92,8%)	R\$ 66,34 MM (7,2%)
200,00	200,00	R\$ 1.080,64 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)	200,00	200,00	R\$ 1.044,51 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	217,00	R\$ 983,31 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		217,00	R\$ 947,18 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	250,00	R\$ 794,39 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		250,00	R\$ 758,27 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)
	300,00	R\$ 508,15 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)		300,00	R\$ 472,02 MM (100,0%)	R\$ - MM (0,0%)

De forma a se aprofundar na análise do impacto financeiro aos consumidores, além das análises feitas pelo GT-MRE, entende-se ser de extrema relevância uma **análise do impacto da diminuição das cotas na repactuação do risco hidrológico**, já que hoje o custo da repactuação é arcado pelos consumidores cativos através da conta bandeira.

Dados GSF e GF do Relatório Técnico da CP  
"Avaliação dos Limites de Revisão de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas"

	2017	2018	2019	2020	2021
GSF <sup>(1)</sup>	84,3%	84,2%	90,3%	94,0%	98,1%
GSF <sup>Novo</sup> <sup>(2)</sup>	84,3%	85,6%	91,7%	95,5%	99,7%
$\Delta$ GSF	0,0%	1,4%	1,4%	1,5%	1,6%
GF	54134	55266	55695	55870	56007
GF <sup>Novo</sup>	54134	54379	54808	54983	55120
$\Delta$ GF	0	-887	-887	-887	-887
Preço (R\$/MWh)	170	170	170	170	170

(1) Valor com redução da  $G_{f_{cotas+itaipu}}$  limitada a 5% ilimitada

(2) Valor com redução da  $G_{f_{cotas+itaipu}}$

#### Dados de Repactuação do Risco Hidrológico

Média repactuação	0%
Montante repactuado (MWm)	11200

#### Cálculo da diminuição do custo dos consumidores cativos (bandeira) com a Repactuação do Risco

	2017	2018	2019	2020	2021
Horas	8760	8760	8760	8784	8760

Calculo do custo com repactuação no cenário de redução limitada a 5% da GF

(100%-GSF-0%)	15,7%	15,8%	9,7%	6,0%	1,9%
Montante (MWm)	1758,4	1769,6	1086,4	672	212,8
R\$ (milhões)	R\$ 2.618,61	R\$ 2.635,29	R\$ 1.617,87	R\$ 1.003,48	R\$ 316,90

Calculo do custo com repactuação no cenário com redução ilimitado da GF

(100%-GSF <sup>novo</sup> -0%)	15,7%	14,4%	8,3%	4,5%	0,3%
Montante (MWm)	1758,4	1612,8	929,6	504	33,6
R\$ (milhões)	R\$ 2.618,61	R\$ 2.401,78	R\$ 1.384,36	R\$ 752,61	R\$ 50,04

Diferença R\$ (milhões)	R\$ 0,000	-R\$ 233,507	-R\$ 233,507	-R\$ 250,871	-R\$ 266,865
-------------------------	-----------	--------------	--------------	--------------	--------------

<b>Diferença Total R\$ (milhões)</b>	<b>-R\$ 984,749</b>
--------------------------------------	---------------------