

Descotização advinda da privatização da Eletrobras é um crime contra a população brasileira!

E deixará de legado a explosão tarifária, inflação e total desrespeito aos direitos dos consumidores.

As cotas das usinas da Eletrobras constituem a energia mais barata no balanço energético das distribuidoras e a descotização significa que elas terão o direito e a obrigação regulatória de recompor o lastro a preços substancialmente superiores e integralmente repassados para as tarifas dos consumidores cativos.

A Lei 14.182/2021 prevê, em seu parágrafo 5º:

*"a desconstrução da energia elétrica contratada nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, para atender ao estabelecido no inciso III do **caput** do art. 4º desta Lei, de forma gradual e uniforme, no prazo mínimo de 5 (cinco) anos e máximo de 10 (dez) anos;"*

A descotização será gradual, sobretudo em decorrência do cálculo político do Ministério de Minas e Energia (MME) de não incentivar maiores aumentos tarifários no ano eleitoral, sobretudo num contexto que o atual presidente patina nas pesquisas e tem grandes chances de ser derrotado em primeiro turno. **Fica óbvio o cálculo político quando não se altera o regime de cotas em 2022 e, mesmo assim, o governo Bolsonaro tenta driblar a lei de responsabilidade fiscal e adiantar R\$ 5 bilhões da CDE para que ele possa bancar a geração termelétrica a preços abusivos, fruto de erros crassos na condução da política energética.**

Temos plena convicção que o racionamento planejado e estruturado seria muito mais barato para a população brasileira do que não decretar o racionamento e fazer o cidadão ter que pagar preços estratosféricos de geração térmica, de forma parcelada, por diversos anos. Hoje, energia é "gerada a juros de cartão de crédito", dado o efeito perverso do vencimento futura destas faturas. Mas, dado o perfil negacionista deste governo, que fez o que fez com a saúde dos brasileiros durante a pandemia, exigir uma postura mais prudente e diligente sobre a crise hídrica e a respectiva explosão tarifária seria pedirmos demais.

A energia de cotas é um direito dos consumidores brasileiros, haja vista os contratos já assinados até 2042 com os valores mais baixos do mercado brasileiro. **A energia vendida sob esta modalidade possui um custo médio de R\$65,5/MWh. Quando incorporados a essa tarifa os custos referentes ao risco hidrológico, que recai para o consumidor, a tarifa permanece abaixo dos R\$103/MWh. Essa tarifa está muito abaixo das praticadas tanto no Ambiente de Contratação Regulado (R\$313/MWh) quanto no Ambiente de Contratação Livre (R\$182/MWh para os**

contratos de médio prazo). O impacto da descotização, somado ao impacto da contratação obrigatória de térmicas e PCHs previstas na Lei 14.182, provocará um aumento de R\$600 bilhões nas tarifas dos consumidores residenciais. Os Cálculos estão na tabela abaixo:

R\$ bilhões

Aumento nas tarifas dos consumidores do ACR provocada pela Lei 14.182				
Ano	Mudança no Regime de Concessões - "descotização" *	Térmicas, PCHs e PROINFA- "Jabutis"	Desconto na tarifa pela CDE	Aumento total nas Tarifas do ACR
2022	0,0	0,0	-5,0	-5,0
2023	2,8	0,0	-0,6	2,2
2024	8,4	0,0	-1,1	7,3
2025	16,9	0,0	-1,7	15,2
2026	19,7	2,4	-2,3	19,8
2027	22,5	4,8	-2,9	24,4
2028 a 2047	506,3	126,4	-18,5	614,3
TOTAL	576,6	133,6	-32,1	678,1

*Inclui aumento para o consumidor cativo decorrente da não cotização da Usina de Tucuruí a partir de 2024

O impacto na conta dos consumidores residenciais será superior a **R\$678 bilhões**, que, devido ao maquiavélico cálculo eleitoral, será sentido nas tarifas a partir de 2023. Os cálculos contidos nessa tabela estão explicados passo a passo a seguir.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da Resolução nº 15, de 31 de agosto de 2021, publicada na forma de despacho no diário oficial no dia 1º de setembro de 2021, estabeleceu o cronograma para descontração, que será de vinte por cento por ano, com início em 1º de janeiro de 2023, com exceção das UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, com disponibilidade de energia a partir da assinatura dos novos contratos de concessão.

ANEXO IV

Ano	Percentual de Garantia Física Alocada na Forma de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das UHEs da Eletrobrás às Concessionárias e Permissionárias de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica
2022	100%
2023	80%
2024	60%
2025	40%
2026	20%
2027	0%
De 2028 em diante	0%

O impacto da descotização sobre os consumidores, especialmente sobre os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (consumidores residenciais, serviços públicos, pequena indústria e comércio) têm sido tema de frequentes debates e estimativas desde o lançamento do projeto de Lei de privatização da Eletrobras.

A ANEEL, inicialmente, previu um impacto de 16,7% nas contas de energia elétrica dos consumidores residenciais em decorrência do processo de descotização. A Fiesp, em estudo, divulgou que o fim do regime de cotas representaria um custo adicional de R\$460 bilhões para os consumidores. Quando da discussão da proposta no congresso, a Associação de Empregados da Eletrobras divulgou relatório onde estimava impacto de cerca de R\$400 bilhões para os consumidoresⁱ.

Reproduzimos, em planilha anexa, o impacto da descontração das usinas em regime de cotas levando em consideração 4 cenários diferentes:

No 1º cenário são consideradas as premissas de evolução dos preços de venda da energia elétrica divulgados pelo CNPE como premissas para seus cálculos. Mesmo nesse cenário, haveria um aumento relevante para o consumidor, que chegaria ao montante de R\$99 bilhões de custo adicional para o consumidor ao longo dos 30 anos de concessão da nova outorga.

As premissas adotadas pelo CNPE podem ser consideradas extremamente otimistas, pois estimam uma redução acelerada das tarifas de energia elétrica, inconsistente com a demanda reprimida existente no Brasil nos dias atuais (só não temos apagão, pois o PIB nos governos Temer e Bolsonaro foram pífios, associados a crescente desindustrialização, falência de empresas, impacto da COVID 19 e custos econômicos decorrentes do atraso da vacinação em massa no Brasil, conforme demonstrado pela CPI do Senado Federal). Soma-se a isso, a perspectiva estrutural de aumento do custo de energia em decorrência das limitações de projetos hídricos nos últimos planos decenais e do “criatório de jabutis” decorrente da própria lei de privatização da Eletrobras.

O consumidor brasileiro tem se defrontado com sucessivos aumentos da conta de energia nos últimos anos, pressionando o orçamento das famílias, além dos custos industriais, do setor de serviços, da classe rural, dentre outros.

A recente alta do preço do gás é outro elemento a contribuir para uma pressão de aumento de custos no setor nos próximos anos.

No 2º cenário, a AEEL estimou o impacto para os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada com base na Tarifa de energia média das distribuidoras em novembro de 2021. A energia elétrica é vendida atualmente para as distribuidoras ao preço de R\$313/MWh.

Esse é o valor médio do “pool” de energia elétrica comprada pelas distribuidoras. Dentro desse “pool” está contemplado até mesmo o montante de energia em cotas. Excluindo do cálculo as cotas, verifica-se que a tarifa média realizada é de R\$352/MWh.

Neste cenário, o impacto aos consumidores com a descotização decorrente da privatização da Eletrobras de um custo adicional de R\$ 320 bilhões, ao longo dos 30 anos de concessão da nova outorga.

Adicionalmente, foram simulados um **3º cenário** considerando o valor médio do Preço da Liquidação das diferenças (PLD) dos últimos três anos e um 4º cenário considerando o Custo Marginal de Operação médio do último ano.

O valor médio do Preço da Liquidação das diferenças (PLD) dos últimos três anos é uma medida que reflete o preço de curto prazo praticado ambiente de Contratação Livre ao longo desse período. O PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) é um valor determinado diariamente para cada patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação. Ele é limitado por preço máximo (R\$583,88/MWh) e mínimo (R\$49,77/MWh) vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

A média do PLD dos últimos 3 anos pode ser considerada uma boa medida para os preços futuros por representar o preço mínimo a partir do qual uma empresa desejaria vender sua energia em contratos de mais longo prazo, seja no Ambiente de Contratação Livre ou no Ambiente de Contratação Regulado. No cenário com base no PLD dos últimos três anos, 3º cenário, haveria um aumento relevante para o consumidor, que chegaria ao montante de R\$195 bilhões de custo adicional para o consumidor ao longo dos 30 anos de concessão da nova outorga.

O 4º cenário montado a partir do Custo Marginal de Operação (CMO) pretende estimar com mais fidedignidade os valores da energia vendida tendo como parâmetro o custo efetivo da energia no ano de 2021. Este é um cenário de stress, mais que traz uma premissa interessante: num governo que tem orgulho do desinvestimento de ativos da Eletrobras, Petrobras, BB, Caixa e outras empresas controladas pela União podemos supor que a drenagem de ativo físico em operação comercial para potencializar dividendos para a elite nacional e internacional (que não agrega um MW ou um quilômetro de rede na nossa capacidade instalada de geração e extensão das linhas de transmissão) nos colocará num cenário de risco crescente de racionamento e explosão dos preços de energia, o que nos fará conviver com um CMO alto.

O CMO é o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema. Esse valor serve de parâmetro para a venda de energia, especialmente no curto prazo, e apresente tendência de alta por conta da contratação de usinas térmicas contratadas para operar entre 2022 e 2026 e por conta da contratação de térmicas para operação de longo prazo, ambas com valores próximos a R\$600/MWh.

No cenário com base no CMO médio de 2021, 4º cenário, haveria um aumento relevante para o consumidor, que chegaria ao montante de R\$579 bilhões de custo adicional para o

consumidor ao longo dos 30 anos de concessão da nova outorga, superando, assim, a estimativa da FIESP, de aumento de R\$460 bilhões.

Seja no cenário mais conservador, como o cenário estimado a partir do CMO, ou no cenário mais otimista, como o proposto pelo CNPE, onde os preços de energia caem mais de 30% ao longo do tempo, o fim do regime de concessão previsto na lei 12.783 acarreta em um grande aumento de custos para o consumidor. Esse custo adicional varia de R\$100 bilhões a R\$579 bilhões, a depender das premissas adotadas.

	Premissas CNPE 1º cenário	Premissa Tarifa Média das distribuidoras 2º cenário	Premissas PLD (Média 2018 a 2021) 3º cenário	Premissa Custo Marginal de Operação 4º cenário
Custo adicional para o consumidor com a Descotização decorrente da privatização espúria da Eletrobras	R\$ 99.653.681.140,52	R\$ 319.928.980.911,44	R\$ 195.127.386.471,20	R\$ 578.772.976.194,52

*Vide planilha em anexo

Importa notar ainda que essas simulações não consideram o potencial ganho que os consumidores cativos teriam a partir da cotização da usina de Tucuruí, empresa cuja concessão venceria em 2022 e cuja não renovação de sua concessão em novos termos resultaria em sua passagem para operação nos termos da Lei 12.783, representando ganhos significativos para os consumidores do ambiente de contratação regulado.

A Usina de Tucuruí é uma das maiores do país. Hoje a usina vende energia elétrica a preços de mercado. Todavia, caso passasse ao regime de cotas, a Usina de Tucuruí, que possui Capacidade Instalada de 8.535 MW, passaria a vender energia a uma tarifa média de R\$70/MWh, o que representaria uma redução relevante do custo médio do pool de energia comprado pelas distribuidoras, o que provocaria uma redução de tarifa relevante para os consumidores instados no Ambiente de Contratação Regulado. O Custo adicional representado pela não cotização da Usina de Tucuruí não foi considerado no cálculo do valor de outorga.

O efeito final disso é que os órgãos competentes deixam de considerar um ganho para o consumidor que não irá ocorrer em decorrência da renovação das concessões e da concessão de nova outorga. Essa perda dos consumidores do Ambiente de Contratação Regulado, que deveria entrar no cálculo como custo de oportunidade, ultrapassa R\$8 bilhões ao ano, e chega a R\$257 bilhões em 30 anos.

(1)	Garantia Física Tucuruí (MWh no ano)	35.207.316
(2)	Valor de Cota Tucuruí	R\$ 70,00
(3)=(1)x(2)	Custo da Energia de Tucuruí Cotizada para Consumidor	R\$ 2.464.512.120,00
(4)	Valor de Mercado da Energia Elétrica	R\$ 313,00
(5)= (1)x(4)	Custo da Energia de Tucuruí para Consumidor a preços de mercado	R\$ 11.019.889.908,00
(6)=(3)-(5)	Perda Anual do Consumidor com não cotização de Tucuruí	-R\$ 8.555.377.788,00
(7)=(6)x30	Perda Anual do Consumidor com não cotização de Tucuruí em 30 anos	-R\$ 256.661.333.640,00

O consumidor brasileiro está sendo ludibriado, pois além de ter as usinas da Eletrobras em cotas desde 2013 num ato jurídico perfeito com vigência até 2042 e preços com índices de correção já definidos, ele teria o benefício econômico da cotização de Tucuruí. Estranhamente, a ANEEL, subserviente ao MME, além de não calcular com o devido zelo o impacto tarifário da descotização das usinas já cotizadas, ainda expurga do cálculo uma informação desta magnitude, capaz de trazer R\$ 257 bilhões de economia para as famílias brasileiras, pequeno comércio, pequena indústria, hospitais, escolas, consumidor rural que integram o mercado cativo.

O MME, nesta cartada, torna a Eletrobras uma “vaca leiteira de dividendos para a elite nacional e internacional que detém os papéis da companhia” enquanto os consumidores atuais, seus filhos e netos, pagarão tarifas mais caras por mais de 30 anos. Lembramos aqui a denúncia da Carta Capital e das entidades de trabalhadores sobre o aumento das premissas de tarifas do CNPE meses após a operação ser aprovada no Congresso Nacional.

A Lei 14.182/2021, prevê ainda a inserção de 6 GW em termelétricas a gás no Sistema Interligado Nacional (SIN) entre os anos de 2026 e 2030. Essas termelétricas irão operar em tempo integral com capacidade mínima de 70% por pelo menos quinze anos.

Medida severamente criticada por especialistas do setor, por economistas e ambientalistas, ficou conhecida como o principal “Jabutí” contido na Lei 14.182. As mais diversas entidades manifestaram-se contra essa medida, com destaque para o movimento União pela Energia, que reúne empresas, industriais e associações do setor elétrico. A Associação dos Grandes Consumidores de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) estimou que a contratação de termelétricas em quantidades e locais já definidos, sem suporte e estudo técnico, pode resultar no aumento de custo a todos os consumidores em R\$ 20 bilhões por anoⁱⁱ.

Apresentamos aqui uma estimativa mais conservadora, que leva em consideração os preços definidos no recente Leilão de Térmicas realizado em dezembro de 2021, onde o Custo Variável Unitário (CVU) máximo para esse certame era de 600 reais por megawatt-hora (MWh). A partir desses parâmetros, estimamos que o custo adicional para o conjunto de consumidores do Ambiente de Contratação Regulado e do Ambiente de Contratação Livre será de aproximadamente R\$10,6 bilhões ao ano, ou de R\$158 bilhões em 15 anos.

Impacto na Tarifa e nos preços de energia da contratação de Usinas Térmicas

A	Preço energia termelétricas a gás (teto)	R\$ 600,00
B	Quantidade Energia Termelétrica contratada (MW)	6.000
C=Ax24x365	Quantidade Energia Termelétrica contratada (MWh/ano)	52.560.000
D	Fator de Capacidade	0,7
E=AxCxD	custo das termelétricas para o consumidor cativo (ANUAL)	R\$ 22.075.200.000,00
F	Premissa Tarifa de energia média das distribuidoras*	R\$ 313,00
G=A-F	Diferença entre o preço das Térmicas e a Tarifa atual	R\$ 287,00
H=CxDxF	custo adicional das termelétricas para o consumidor cativo (ANUAL)	R\$ 10.559.304.000,00
I=Hx30	custo adicional das termelétricas para o consumidor (15 anos)	R\$158.389.560.000,00
J=Ix0,7	custo adicional das termelétricas para o consumidor Cativo (15 anos)	R\$110.872.692.000,00

A Lei 14.182/2021 prevê também a prorrogação dos contratos do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por 20 (vinte) anos e a reserva de mercado de 50% da demanda nos leilões de energia nova até atingir 2GW contratados de usinas hidrelétricas até 50MW (PCHs e CGHs) ao preço teto do leilão A-6/2019 (R\$310/MWh IPCA).

O PROINFA cujo custo atual supera os R\$3bi/ano foi criado há quase 20 anos quando a energia eólica era uma fonte que não representa nem 0,2% do parque gerador brasileiro, enquanto hoje é uma fonte extremamente competitiva e com participação considerável na matriz elétrica brasileira, sendo mais de 9% da capacidade instalada.

A ABRACE estimou o custo potencialmente adicionado com esta medida em R\$22,7 bilhões. Para projetar este benefício tarifário, utilizaram a receita das distribuidoras de 2020 (R\$154bi) corrigidos pelo IPCA até 2025. Mantendo percentual ACR de 65% do mercado este benefício tarifário seria de 0,5% da tarifa. Em contrapartida há a extensão dos contratos por mais 20 anos ao custo de R\$3,1bi/ano a preços de hoje. Destaque que tal medida alocaria custos sem nenhum investimento associado. O Custo potencialmente adicionado pelo texto da Câmara aos consumidores estimados pela ABRACE é de R\$22,7bi.

No que se refere a contratação dos 2 GW de PCHs e CGHs, após a contratação deste montante, mantém-se reserva de mercado de 40% da demanda em leilões de energia nova realizados até 2026. Com base nas informações da EPE sobre habilitação nos leilões de energia, nota-se que a oferta de PCHs é muito inferior à reserva de mercado prevista na lei. Com isto, o processo de licitação se torna praticamente uma chamada pública a preço teto até 2026. A ABRACE divulgou estudo com a estimativa de ineficiência para os 2GW propostos no texto (que pode ser maior se surgirem novos projetos). De acordo com os

cálculos da Associação, a ineficiência é de R\$1,2bi/ano aos consumidores cativos considerando fator de capacidade de 55%. O cálculo considerou a diferença entre preço teto da PCH e preço de atendimento da demanda. Isso significa um Custo adicionado pelo texto da Câmara aos consumidores cativos é de R\$13,2bi.

A lei 14.182/2021 prevê, em seu art.4º, como contrapartida ao aumento de tarifas decorrente da desconstrução da energia elétrica contratada nos termos do art.1º da Lei 12.783, o "pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos". O CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE, através da Resolução nº 30, de 21 de dezembro de 2021, publicada na forma de despacho no diário oficial no dia 22 de dezembro de 2021, estabeleceu em R\$ 32.073.001.926,43 (trinta e dois bilhões, setenta e três milhões, um mil, novecentos e vinte e seis reais e quarenta e três centavos) o valor a ser pago pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, distribuído na forma do Anexo V, à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Esta mesma resolução estabeleceu o cronograma de pagamento a ser feito a CDE:

ANEXO V								
CDE	Chesf (UHEs cotistas)	Furnas (UHEs cotistas)	Eletrobrás (UHE cotista - Coaracy Nunes)	UHE Sobradinho	UHE Itumbiara	UHE Tucuruí + UHE Curuá-Una	UHE Mascarenhas de Moraes	Total - Eletrobras
Até Trinta Dias Contados do Ato da Assinatura dos Novos Contratos de Concessão	R\$ 1.693.238.071,24	R\$ 950.737.256,91	R\$ 25.291.188,68	R\$ 186.024.418,37	R\$ 385.832.941,19	R\$ 1.636.974.220,59	R\$ 121.901.903,01	R\$ 5.000.000.000,00
2023	R\$ 237.629.744,54	R\$ 132.903.649,81	R\$ 3.871.082,74	R\$ 2.624.415,82	R\$ 15.262.074,47	R\$ 165.245.582,11	R\$ 17.091.986,90	R\$ 574.628.536,39
2024	R\$ 475.259.489,08	R\$ 265.807.299,63	R\$ 7.742.165,49	R\$ 5.248.831,63	R\$ 30.524.148,94	R\$ 330.491.164,22	R\$ 34.183.973,80	R\$ 1.149.257.072,78
2025	R\$ 712.889.233,62	R\$ 398.710.949,44	R\$ 11.613.248,23	R\$ 7.873.247,45	R\$ 45.786.223,40	R\$ 495.736.746,33	R\$ 51.275.960,71	R\$ 1.723.885.609,17
2026	R\$ 950.518.978,16	R\$ 531.614.599,25	R\$ 15.484.330,97	R\$ 10.497.663,26	R\$ 61.048.297,87	R\$ 660.982.328,44	R\$ 68.367.947,61	R\$ 2.298.514.145,57
2027	R\$ 1.188.148.722,70	R\$ 664.518.249,07	R\$ 19.355.413,71	R\$ 13.122.079,08	R\$ 76.310.372,34	R\$ 826.227.910,55	R\$ 85.459.934,51	R\$ 2.873.142.681,96
De 2028 a 2047	R\$ 1.188.148.722,70	R\$ 664.518.249,07	R\$ 19.355.413,71	R\$ 13.122.079,08	R\$ 76.310.372,34	R\$ 826.227.910,55	R\$ 85.459.934,51	R\$ 2.873.142.681,96

Fonte: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-369413133>

A escolha do cronograma dos pagamentos a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE não obedece a uma lógica aritmética, mas sim a um cálculo político, que prioriza uma maior utilização dos recursos logo após a assinatura do contrato de concessão, enquanto seus impactos se diluirão ao longo do tempo, durante os 30 anos de vigência das novas

concessões, sendo sentidos de forma completa, a partir de 2027, ano em que a descotização se completará.

O Artigo 22 da lei 14.182 prevê ainda que: “Eventual excedente econômico oriundo da revisão do Anexo C ao Tratado referido no inciso II do § 1º do art. 9º desta Lei, será direcionado: I - até o ano de 2032: a) 75% (setenta e cinco por cento) dos recursos para a CDE; b) 25% (vinte e cinco por cento) dos recursos para a União aplicar em programa de transferência de renda do governo federal; e II - do ano de 2033 em diante: a) 25% (vinte e cinco por cento) dos recursos para a sociedade de economia mista ou para a empresa pública de que trata o **caput** do art. 9º desta Lei com vistas à execução das obrigações estabelecidas nos arts. 6º, 7º e 8º desta Lei; b) 50% (cinquenta por cento) dos recursos para a CDE; e c) 25% (vinte e cinco por cento) para a União aplicar em programa de transferência de renda do governo federal. A projeção de valores associados a esse benefício não passa de uma operação de “cartomante”, uma vez que as negociações em torno do ANEXO C do tratado de ITAIPU estão ainda em andamento. Sem saber as reais condições que resultarão da renegociação do referido tratado é impossível propor qualquer estimativa do benefício econômico que pode ou não daí decorrer. O CNPE se escorou basicamente em um cenário hipotético otimista para as renegociações para projetar um impacto positivo para a Lei 14.182.

Além disso, o CNPE mistura o impacto do término do pagamento da dívida do empréstimo feito para Itaipu que termina em 2023 e que será um benefício para os consumidores, que ocorrerá independentemente da Lei 14.182 e da desestatização ocorrer, como se esta estivesse relacionada ao processo de desestatização. A Aneel acata esta “construção retórica do MME” como se fosse aquela estrada feita com orçamento secreto que liga “lugar nenhum a nenhum lugar”, pois a Lei de Itaipu tem seus prazos próprios, definidos e desconectados da discussão desta lei que se deu apenas em 2021.

A tarifa de ITAIPU hoje é composta pela receita de Operação e Manutenção da Usina Mais o pagamento do empréstimo. Como o pagamento do empréstimo se encerra em 2023, a tarifa será composta apenas pela receita de operação e manutenção da Usina. E isso independe do processo de desestatização da Eletrobras e da Lei 14.182. O CNPE coloca como em suas simulações como se estes eventos estivessem relacionados, o que não é verdadeiro. Nas simulações do CNPE, o excedente econômico de ITAIPU é responsável por 82% da redução tarifária prevista, o que mostra a má fé das simulações do CNPE¹ e a tentativa vil de induzir as Casas Legislativas e o TCU ao erro.

As considerações deste informe mostram uma mistura de fragilidade técnica com a má fé do MME e do Ministério da Economia no debate da privatização da Eletrobras.

¹ https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/copy_of_NmerosCapitalizaodaEletrobras.pdf - página 8.

Está claro também que, diante de tal impasse, o governo decidiu disfarçar o impacto inicial de tais medidas através da diluição desses impactos no tempo, como é o caso da descotização escalonada ao longo de 5 anos, e também através da concentração da destinação dos recursos previstos para a CDE nos primeiros anos da medida. Essa medida parece também ter objetivos políticos, especialmente por coincidir com o ano eleitoral.

As estimativas apresentadas aqui, desde as mais conservadoras às mais otimistas, preveem um impacto para o consumidor cativo que pode variar de R\$260 bilhões, no caso mais otimista, a R\$740 bilhões, no caso mais conservador, que pode representar um aumento de mais de 30% na conta de energia elétrica dos consumidores cativos gerada apenas pelo impacto da Desestatização da Eletrobrás, o que é muito grave, para a economia de um país com alto desemprego e alto endividamento, e que já possui a 2ª tarifa residencial mais elevada do mundo, medida pelo método da paridade do poder de compra, de acordo com a International Energy Agency (IEA)².

Em 2022, a AEEL e o CNE continuarão lutando na arena técnica, política, regulatória, jurídica, institucional, junto ao TCU, CVM e outras instâncias para impedir este crime de lesa pátria.

Compartilhe esse informe com os colegas!

Juntos somos sempre mais fortes!

ASSOCIE-SE A AEEL ([clique aqui](#)) OU AO SINDICATO DE CLASSE ([links nas logos abaixo](#)).

A Diretoria, em 3 de janeiro de 2022.

Associação dos Empregados da Eletrobrás – AEEL



¹ <https://abrace.org.br/noticia/mp-da-eletrobras-mais-r-20-bilhoes-na-conta-do-consumidor/>
<https://www.fiesp.com.br/sindilux/noticias/fiesp-calcula-conta-de-r-460-bilhoes-em-30-anos-se-privatizacao-da-eletrobras-for-malconduzida/>
<https://congressoemfoco.uol.com.br/projeto-bula/reportagem/privatizacao-da-eletrobras-custara-r-400-bi-ao-consumidor-preve-fiesp/>

² <https://www.iea.org/reports/energy-prices-overview>

ⁱⁱ <https://abrace.org.br/noticia/mp-da-eletobras-mais-r-20-bilhoes-na-conta-do-consumidor/>