

Data: 24/11/2023

Matéria: Itaipu 50 anos: chegou a hora de renegociar

Veículo: Portal Canal Energia

Canal**Energia**

Itaipu 50 anos: chegou a hora de renegociar

Passaram-se 50 anos desde 30 de agosto de 1973, quando o Diário Oficial da União daquele dia trazia em suas páginas os termos do Tratado de Itaipu. Há quase três meses as bases comerciais que regem o acordo podem ser renegociadas entre o Brasil e o Paraguai, fato que ainda não começou de forma efetiva. Há apenas sinalizações pontuais de que esse momento chegaria em outubro. De qualquer forma, uma coisa é vista como ponto pacífico: a energia excedente da maior UHE da América do Sul, uma das três maiores do mundo em potência instalada, não poderá ter outro destino a não ser os dois países.

Apesar das incertezas criadas sobre quem ficará com a produção após 2023, já que historicamente o Brasil sempre demandou a maior parte da energia produzida ali, e o Paraguai sinalizava que optaria por vender a eletricidade para quem quisesse, o status quo dos últimos 50 anos continuará. Isso se deve ao fato de que apenas questões comerciais é que são passíveis de alteração – regidas pelo Anexo C – o pertencimento da energia está nos termos do Tratado que não está em discussão por serem cláusulas permanentes.

Diz o artigo 13, *“A energia produzida pelo aproveitamento hidrelétrico a que se refere o Artigo I será dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a cada um deles o direito de aquisição, na forma estabelecida no Artigo XIV, da energia que não seja utilizada pelo outro país para seu próprio consumo”*.

Oficialmente não há informação de qual é a situação das negociações. Itaipu não fala sobre o assunto nem como estão os estudos para subsidiar as chamadas altas partes – os Ministérios de Relações Exteriores dos dois países.

O Ministério de Relações Exteriores do Brasil afirmou em nota sem detalhes que “Brasil e Paraguai ainda encontram em fase de coordenação interna com vistas ao lançamento das negociações bilaterais para revisão do Anexo C ao Tratado de Itaipu”.

E termina ao afirmar que “O Ministério das Relações Exteriores, a quem caberá conduzir as negociações pelo lado brasileiro, tem-se coordenado com os órgãos relevantes do Governo com vistas à consolidação de uma posição brasileira em relação às negociações”.

Apesar desse mistério em relação à posição brasileira para o início das negociações, o trabalho está em andamento. Uma pequena ideia do que está sendo visualizado pelo governo foi revelado pelo Tribunal de Contas da União em reunião plenária da quarta-feira, 22 de novembro.

De acordo com o voto do relator do processo no TCU, o ministro Jorge Oliveira, há seis modelos estudados pelo governo federal e, segundo o voto, o Paraguai não poderia vender a energia a outro país justamente porque isso mudaria o tratado, confirmando a avaliação inicial de que a energia será destinada ao Brasil de qualquer forma. Entre as opções que foram mapeadas até o momento estão a de não negociar as bases do Anexo C a até a procrastinação dessa medida “que seria uma estratégia interessante para o país”.

Ainda segundo o voto lido na sessão plenária, a Seinfra Elétrica reportou que há um descompasso entre a compra de energia pela Ande (responsável pelo lado paraguaio) e o consumo do país vizinho. Segundo dados apresentados, o sócio brasileiro tem adquirido energia não vinculada de Itaipu que é mais barata do que a energia vinculada à potência e que deveria declarar como necessidade.

“O Paraguai tem, nos últimos 5 anos contratado, potência inferior à sua real necessidade e suprido a defasagem por meio da energia não vinculada”, relatou. Em 2022 os consumidores paraguaios participaram com 12,25% do custeio de Itaipu e se beneficiaram de 20% da energia de Itaipu. O Brasil respondeu por 87% do custo, mas de 79% da energia gerada.

“Os cálculos estimam que a Ande teve benefício em US\$ 2,1 bilhões de 2003 a 2022 em virtude da subcontratação de potência e o uso adicional, claramente os consumidores brasileiros estão subsidiando as contas no Paraguai”, concluiu o ministro.

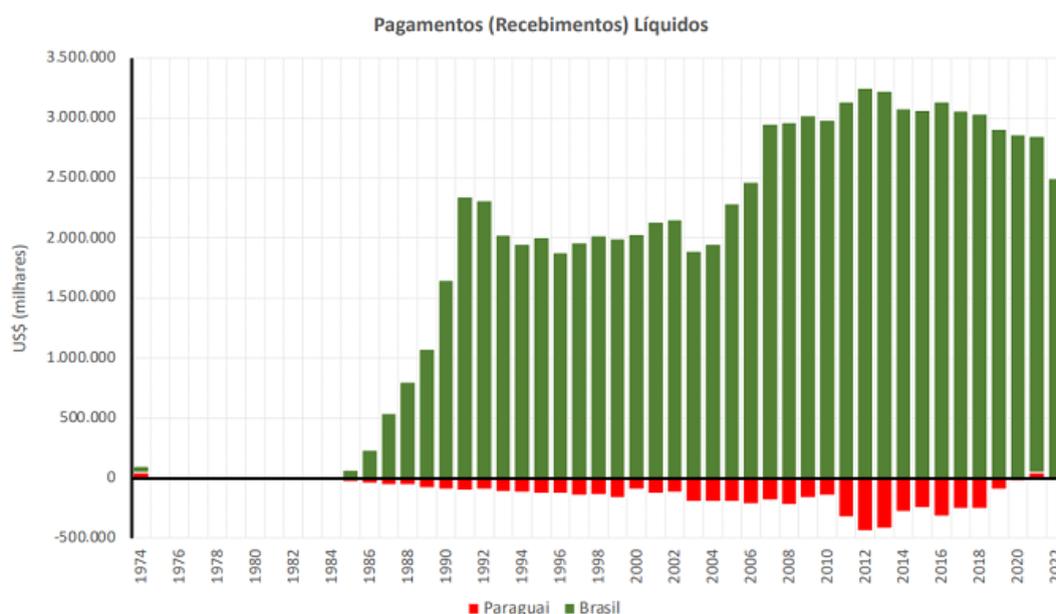
De acordo com o voto lido, o MRE respondeu ao TCU que essa questão é de difícil abordagem e não vislumbra solução possível a não ser por meio da repactuação do Anexo C, quando esses pontos podem ser analisados já que a negociação é conduzida pelas representações diplomáticas.

O acórdão do processo determinou que a Casa Civil, o MRE e o Ministério de Minas e Energia formulem e apresentem em 60 dias um plano de ação com as atividades, cronograma e estudos necessários responsáveis para o governo revisar o Anexo C. E na metade desse tempo, o MME e a ENBPar devem apresentar o cálculo do montante total da energia vinculada não suprida e encaminhe à Casa Civil para o plano de ações.

Na avaliação do presidente do Instituto Acende Brasil, Cláudio Sales, o artigo 13 do Tratado deixa claro que o sócio brasileiro na usina não pode vender para outros a energia a não ser para o Brasil. Então, a questão está toda sobre o valor a ser pago. Inclusive, depois da dívida paga esse valor deveria ser ao preço de custo.

E é justamente a discussão entre o que é o custo de Itaipu ou não que devem se pautar os dois países, já que a usina está amortizada e foi paga basicamente pelo consumidor brasileiro. Um estudo feito pelo Instituto Acende Brasil indica que o Paraguai teve lucro com Itaipu. Entre os pagamentos e recebimentos estabelecidos no tratado, o Brasil arcou com uma conta de US\$ 85,7 bilhões enquanto o Paraguai teve na usina uma fonte de receita no período analisado que somou US\$ 5,9 bilhões. Os dados tomaram como base as demonstrações contábeis da Itaipu Binacional.

“É como se a energia de Itaipu tivesse saído de graça ao Paraguai”, definiu Sales.



Fonte: Demonstrações Contábeis da Itaipu Binacional. Elaboração: instituto Acende Brasil.

“Em 2022, último ano da dívida em um ano inteiro, houve US\$ 2,5 bilhões entre amortização e juros da dívida, os repasses de US\$ 61 milhões, US\$ 483 milhões de royalties sendo metade para cada país e encargos de administração e supervisão que somaram US\$ 37 milhões. Assim o Brasil pagou US\$ 2,79 bilhões, enquanto o Paraguai pagou US\$ 495 milhões”, exemplificou.

No ano passado, relata o Instituto, os recursos de Itaipu vieram da receita de prestação de serviços de eletricidade por meio da potência contratada com pouco mais de US\$ 3 bilhões, cessão de energia que somou US\$ 218 milhões e a energia adicional com US\$ 44 milhões. Em termos do destino da geração, 76% destinaram-se ao Brasil e os 24% restantes ao Paraguai. Contudo a receita da usina teve 85% da origem de pagamentos do Brasil.

Nos últimos 22 anos, aponta o **Acende Brasil**, a usina já supriu 2.802 TWh, desse montante 93,4% foram consumidos no Brasil e o restante ao sócio. Apesar dessa diferença, a tendência é que o consumo paraguaio aumente ao passo que em 10 anos demanda toda a sua metade na central.

O diretor geral do lado brasileiro de Itaipu, Enio Verri, disse em audiência pública na Comissão de Infraestrutura do Senado realizada em 19 de outubro, que a usina representou em 2022 86% da energia do Paraguai e 9% do Brasil, mas já foi 22% do suprimento local. Ressaltou aos parlamentares que se não houver consenso entre as partes as regras permanecem as mesmas.

Questionado sobre o custeio da usina, Verri detalhou que as despesas de exploração da usina somam em 2023 US\$ 756,5 milhões. A maior rubrica é em Materiais, Serviços e Outros. E que a tarifa desse ano recuou 26% na comparação com 2021. “De 2009 a 2021 era de US\$ 22,6/KW, caiu 8% em 2022 para US\$ 20,75/kW e este ano para US\$ 16,73”, apontou ele. “Eu quero baixar a tarifa, mas meu sócio quer aumentar. A margem esquerda somos nós e queremos a mais baixa possível porque é inclusão social e o Paraguai a mais alta, porque eles querem os investimentos em seu país”, argumentou ele. O sócio brasileiro vislumbra um novo valor para 2024, independente da renegociação do Anexo C. “A posição do Paraguai é voltar a US\$ 20,75/kW”, disse Verri na audiência.

O diretor lembrou que no ano que vem a empresa não deverá ter investimentos na área social em função da necessidade de aportes na linha HVDC que é investimento brasileiro. A atualização tecnológica também consumirá valores importantes.

Alternativas

Enquanto não se chega à renegociação das bases comerciais da usina. As mais diversas teorias e possibilidades surgem. Afinal, o que se tem de consenso é que a forma de alocar Itaipu deve mudar. O setor elétrico brasileiro mudou significativamente desde a primeira metade dos anos 1970. O sistema de transmissão passou a ser interligado, o mercado está em fase de abertura e o consumo no ACL tem crescido de forma expressiva.

De acordo com dados da Abraceel divulgados na quinta-feira, 23 de novembro, referentes a setembro, o ambiente livre soma 36.776 unidades consumidoras, contra 30.083 no mesmo mês do ano anterior. O crescimento verificado ainda é devido às migrações já efetivadas de consumidores de energia em média alta tensão com demanda maior que 500 kW.

Há, de acordo com números da Aneel atualizados até 31 de outubro, 10.676 consumidores de energia em migração para o mercado livre de energia, a serem efetivadas e contabilizadas a partir de janeiro de 2024.

Segundo a CCEE, o consumo de energia no SIN em setembro somou 70.553 MW médios, desse volume, 44.546 MW médios estão no ACR e 25.987 MW médios no ACL, uma participação de 36,8% de todo o volume consumido no país e que tende a aumentar a partir de janeiro com a abertura da alta e média tensão. À época do Tratado de Itaipu era zero.

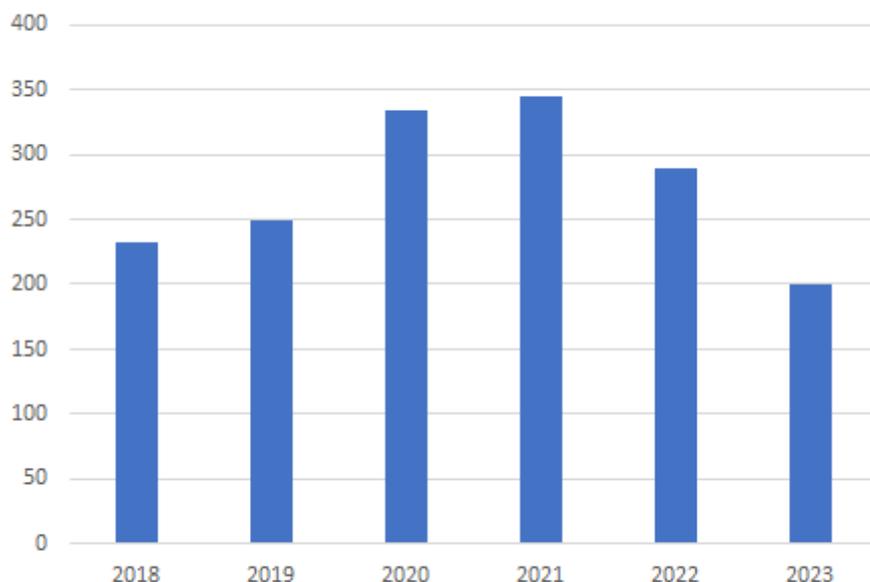
Na avaliação de Cláudio Sales, do Acende Brasil, a renegociação dos termos do Anexo C devem incluir o que estava determinado que a energia deveria ser apenas o custo. Não deveria incluir o uso político às custas do consumidor. “É difícil achar um elemento que tenha mais benefícios sociais do que uma energia barata, no mínimo aumenta o bem estar da população e aumenta a competitividade do país”, aponta.

A avaliação da entidade é de que toda a energia deve ser cedida à ENBPar, responsável pela negociação desde a privatização da Eletrobras, a tarifa definia pelo custo e comercializada no ACR e no ACL por meio de leilões. A diferença entre a tarifa de compra e o preço de venda para o mercado, explicou Sales, deveria ser direcionada à CDE para reduzir o encargo cobrado de todos os consumidores.

Para Edvaldo Santana, diretor da Neal Energia, o melhor caminho seria realmente o de não mudar muito o que se tem atualmente. Afinal Itaipu é a última usina de uma cascata com dezenas de UHEs e é importante na otimização do SIN. Mas o destaque seria realmente a questão da tarifa já que a dívida da UHE foi paga integralmente.

Contudo, ele lembra que o Brasil é muito maior que o Paraguai em termos econômicos. E que, por isso, o impacto da receita que é obtida pela usina aqui é proporcionalmente muito menor do que no sócio da margem direita do rio Paraná.

TARIFA DE REPASSE DE POTÊNCIA ITAIPU



Fonte: TR Soluções

“Difícilmente escaparemos de fazer benfeitorias com recursos de Itaipu. Parte da tarifa vai para a despesa com esse fim. Isso alcança todo o Paraná até municípios do Mato Grosso do Sul. É uma decisão política do Brasil. Na minha opinião o uso excessivo de Itaipu deveria ser proibido, é difícil não se utilizar esses valores, mas o que não pode é exagerar”, opinou Santana.

Em sua análise, a divisão em cotas dessa energia deveria mudar a partir da renegociação. Ele lembra que à época da definição da alocação de energia, o SIN não era interligado como hoje. A produção não tinha como chegar aos outros submercados. Um dos caminhos para essa energia poderia ser a sua alocação no mesmo molde do que é hoje a energia de reserva para todos os consumidores pagarem o mesmo valor. Hoje a energia de Itaipu está bem abaixo do que está na média do ACR, calcula Santana, em R\$ 221/MWh ante R\$ 280 do mercado regulado.

Esses valores estimados pelo ex-diretor da Aneel estão bem próximos do que apontou Verri, diretor geral da parte brasileira. No Senado, o executivo brasileiro disse que o custo de energia da UHE é a 3ª mais barata do país, fica atrás de outras UHEs que tem o preço em reais, com R\$ 213, as eólicas vêm em seguida com R\$ 219 e aí Itaipu com R\$ 232 por MWh.

Segundo Helder Sousa, diretor de Regulação da TR Soluções, os custos de Itaipu podem ser divididos em duas partes neste ano. A Tarifa de repasse de potência, que representa a soma do CUSE, do fator de ajuste e da cessão da energia do Paraguai, o que totaliza R\$ 200/MWh (20,33 USD/kWh) e o transporte, tanto do circuito de corrente contínua quanto de corrente alternada, representa R\$ 46/MWh. Contudo, esta tarifa não considera os custos associados ao risco hidrológico, que está alocado aos consumidores. Em anos de escassez, como foi o de 2021, a despesa adicional associada ao risco hidrológico pode alcançar patamares próximos a R\$ 80/MWh.

“Todos os custos associados à energia proveniente de Itaipu, que considera tarifa de repasse e custos com o transporte, tanto da linha de corrente contínua quanto de corrente alternada, representa cerca de 7,5% da tarifa de aplicação média dos consumidores residenciais localizados nos submercados S/SE-CO, cujas distribuidoras são cotistas de Itaipu”, explica Sousa. Ele lembra ainda que o Pmix das distribuidoras atualmente está em R\$ 263 por MWh

	Distribuidora	Cota de Itaipu
1	ENEL SP	14,10%
2	CEMIG	10,80%
3	COPEL	8,80%
4	CPFL-Paulista	8,70%
5	LIGHT	8,60%
6	CELESC	6,60%
7	RGE	6,10%
8	Equatorial GO	4,80%
9	ELEKTRO	4,20%
10	ENEL RJ	3,90%
11	EDP SP	3,40%
12	CPFL-Piratinga	3,40%
13	EMT	2,90%
14	CEEE	2,90%
15	EDP ES	2,70%
16	NDB	2,50%
17	EMS	1,80%
18	ESS	1,40%
19	CPFL-Santa Cruz	1,00%
20	EMR	0,50%
21	ELFSM	0,20%
22	DMEPC	0,10%
23	COOPERALIANCA	0,10%
24	COCEL	0,10%
25	ELETROCAR	0,10%
26	DEMEI	0,10%
27	DCELT	0,10%
28	CHESP	0,05%
29	UHENPAL	0,03%
30	MUX-Energia	0,03%
31	HIDROPAN	0,02%
32	FORCEL	0,01%
33	EFLUL	0,00%

O peso da energia de Itaipu seria menor na conta de energia, caso fosse reduzido de forma mais expressiva. Cálculo feito pelo diretor da TR a pedido da **Agência CanalEnergia** aponta que tomando como base as projeções para 2024, a tarifa média do residencial somente nas 33 concessionárias cotistas de Itaipu e considerando a tarifa de repasse à metade do que é praticado hoje, ou seja, US\$ 10,11 por kW, essa retração da tarifa média do residencial ficaria em 4,5%.

Roberto Brandão, pesquisador do Gesel-UFRJ, lembra que a tendência é de que a tarifa de Itaipu recue significativamente uma vez que não há mais a parcela de cerca de US\$ 2 bilhões ao ano que era o valor pago por meio da tarifa da central. Ele explica que o custo da energia cairia a menos da metade sem essa parcela uma vez que a usina tem como característica não registrar lucro.

Para ele, o destino da energia não tem outro caminho a não ser o Brasil mesmo porque o Tratado não está em discussão. A questão é onde será alocada. “Há esse compromisso de aquisição, mas a um custo que teoricamente seria menor”, diz. “Essa energia atualmente é alocada em forma de cotas a cada uma das 33 distribuidoras ao preço da tarifa calculada. Entre as opções poderá ser abolido o regime de cotas progressivamente assim que o ACL avança por aqui, mas a forma de negociar a produção aqui é um outro assunto que deve ser discutido internamente”, sugere. “A redução do preço da energia no país é um assunto que coloca à mesa recursos bilionários e quem quer abrir mão desses valores?”, questiona.

O pesquisador duvida ainda se realmente o Paraguai vai querer reduzir o preço da energia uma vez que Itaipu representa uma importante fonte de receita para aquele país.