

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

ANÁLISE REGULATÓRIA DA COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA DE ITAIPU ENTRE BRASIL E PARAGUAI COM A REVISÃO DO TRATADO, ATRAVÉS DE UM ESTUDO DE CASO

RANA CERISE LORETO DOS SANTOS; DOREL SOARES RAMOS (1); MIGUEL EDGAR MORALES UDAETA; VIVIANE TAVARES NASCIMENTO
MRTS CONSULTORIA (1)

RESUMO

O objetivo deste artigo é avaliar o impacto da regulação do mercado de energia brasileiro, nas decisões comerciais a serem tomadas pelo Paraguai, com a revisão do Anexo C do Tratado de Itaipu. A análise consiste em uma revisão histórica da relação Brasil e Paraguai; além de uma simulação mensurando o impacto da comercialização da parte da energia de Itaipu atribuída no Paraguai dentro no mercado brasileiro. Sem entrar no aspecto do preço da energia, o artigo tem como ponto focal as perdas e os ganhos energéticos desta comercialização, considerando a regulação do mercado de energia brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Energia elétrica, regulação, exportação, comercialização, Itaipu, usina binacional, Paraguai

1.0 INTRODUÇÃO

O Paraguai é o maior exportador de energia elétrica da América Latina. Segundo a *Comisión de Integración Energética Regional – CIER*, a exportação de energia do Paraguai corresponde a 93,1% do total de energia exportada em todo o continente Latino-Americano. Este percentual corresponde às usinas hidrelétricas Binacionais de Yacyretá e Itaipu [1]. Em comparação com seus países fronteiriços – Brasil e Argentina, o Paraguai é uma nação ainda pouco desenvolvida, cuja atividade econômica ainda é relativamente reduzida. Este fato pode ser comprovado através dos indicadores do PIB – Produto Interno Bruto - (US\$) e do Consumo de Energia Elétrica per capita (KWh/per capita), conforme ilustrado nas figuras a seguir:

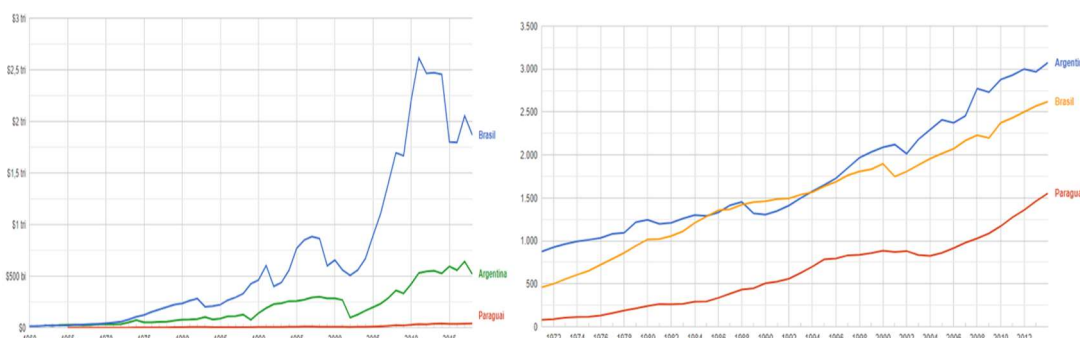


Figura 1- PIB (US\$) e Consumo de Energia Elétrica per capita (KWh) [2]

Analisando os gráficos, o Paraguai possui um PIB bem inferior ao PIB do Brasil e da Argentina, o que se deve em parte ao seu território nacional ser bem menor que os outros países. No entanto, ao analisar o consumo elétrico per capita, o que também é um indicador de desenvolvimento econômico, é possível verificar que o Paraguai possui metade do consumo per capita da Argentina, indicando uma desigualdade econômica nos dois países.

O baixo consumo per capita do Paraguai não pode ser justificado em hipótese alguma pela falta de potencial elétrico em seu território nacional, pois ele é atualmente o país com maior potencial hidrelétrico por m² da América Latina. No passado, a energia elétrica do Paraguai, até o final da década de 1960, era obtida através de centrais térmicas,

com a queima de madeira e de óleo. Após este período, sua matriz elétrica passou a ser predominantemente hidrelétrica, graças ao aproveitamento hidrelétrico da Bacia do Paraná, situado na Bacia do Prata [2].

Atualmente, a matriz elétrica do Paraguai é 100% hidrelétrica, o único país da América Latina com a matriz 100% renovável. Este fato é atribuído à geração da UHE (Usina Hidrelétrica) Binacional de ITaipu (Brasil e Paraguai), com 14.000 MW – 7.000 MW do Paraguai; UHE Binacional de Yacyretá (Argentina e Paraguai), com 3.200 MW – 1.600 MW do Paraguai; e UHE Nacional Acaray, com 210 MW. Essas três UHEs totalizam 8.810 MW de Potência Instalada no Paraguai e estão todas localizadas na Bacia do Paraná [3].

Segundo a Administración Nacional de Electricidad – ANDE (2013), do total de geração produzido pelo Paraguai, apenas 16% é destinada ao consumo interno (7% residencial, 6% comercial e 3% industrial), e 84% é destinado à exportação para os demais países. Esses dados ilustram a importância da exportação de energia, no total de energia elétrica gerado pelo Paraguai, que influencia de forma acentuada na economia nacional. A exportação de energia elétrica já representou uma alta porcentagem do PIB, chegando a ser 21,7% do PIB paraguaio em 2002 [4]. Este percentual vem diminuindo ao longo dos anos, mas ainda vem representando uma fatia considerável do PIB nacional [4].

Dentro deste contexto, e tendo em vista a grande importância econômica da venda de energia elétrica para o Paraguai, o presente artigo tem como o objetivo fazer uma análise regulatória da venda da cota de Itaipu da parte do Paraguai, dentro do mercado brasileiro, atuando como um agente de mercado, após o vencimento do anexo C do Tratado. Esta análise permitirá que o Paraguai possa decidir qual a melhor forma de comercialização desta energia, considerando os impactos positivos e negativos.

2.0 ESTADO DA ARTE DA COMERCIALIZAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇA

O Paraguai atualmente possui relação comercial de geração e interligação com dois países da América do Sul, através de duas usinas Binacionais: Itaipu, com o Brasil e Yacyretá, com a Argentina. A empresa responsável pela comercialização da energia com esses países vizinhos é a estatal ANDE, principal empresa de geração, transmissão e distribuição do Paraguai. Além disso, o país possui uma interligação com o Brasil através da Conversora de Acaray, cujo objetivo era o de prover o atendimento a algumas cargas da região de Foz do Iguaçu, localizada no Paraná, a partir do sistema paraguaio. No entanto, esta Conversora atualmente se encontra fora de operação desde setembro de 2007. [16]

O Brasil, além da usina Binacional de Itaipu e da Conversora de Acaray, também está interligado eletricamente com outros três países da América do Sul através de sistemas de transmissão: Uruguai, Argentina e Venezuela. A interligação entre Brasil e o Uruguai ocorre por meio das conversoras de Melo e de Rivera, ambas localizadas em território Uruguaio em regiões de fronteira com o Brasil. A interligação com a Venezuela é realizada através da Conversora Boavista-El Guri, originalmente construída com o intuito específico de melhorar a qualidade de suprimento elétrico e o de reduzir os custos de operação para o atendimento à cidade de Boa Vista, que ainda não está conectada ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Já a interligação com a Argentina é feita pelas conversoras Garabi e Uruguaiana, cuja exportação de iniciou em 2004. [16]

3.0 PROJEÇÃO DA DEMANDA E PROJETOS FUTUROS DO PARAGUAI

Em agosto de 2016, a ANDE divulgou o “*Plan Maestro de Generación, Transmisión e Distribución - 2016 a 2025*”, considerando a previsão de crescimento da demanda nacional através do “*Estudio de mercado eléctrico nacional, proyección 2015 - 2026*”, elaborado pelo Departamento de Estudos de Tarifas e Mercado [5]. No Plano é feita uma análise da energia produzida pelo país e a projeção da carga para os próximos 10 anos. No estudo é verificado que a partir de 2029, haverá um déficit de energia, devido ao aumento da demanda nacional, sendo necessário novos projetos de geração [5].

O plano apresenta a possibilidade de construção de parques solares fotovoltaicos para abastecer a Região Ocidental ou Chaco, em áreas rurais muito dispersas de difícil acesso e isoladas do Sistema Interconectado Nacional (SIN) [5]. A construção destes parques solares seria importante não apenas para aumentar o potencial elétrico do país, como também para diversificar a matriz elétrica e contribuir para a distribuição das fontes de geração em diversas partes do território nacional. Atualmente, as três únicas usinas hidrelétricas do Paraguai se concentram na região oriental do país, onde a maioria da população do país está concentrada.

O Plano também apresenta novos projetos de PCHs (Pequena Central Hidrelétrica) na Bacia do Rio Prata, além de antigos projetos Hidrelétricos de Grande porte, como por exemplo: a usina Itacorá-Itatí (1.600 MW) e a usina Binacional de Corpus Christi (2.875 MW), ambos no Rio Paraná, que nunca saíram do papel [5].

Adicionalmente, o Plano também apresenta novos investimentos no sistema de transmissão do país, que atualmente é concentrado na região oriental, próximo à capital Assunção e as três Usinas Hidrelétricas do país, conforme pode

ser observado na Figura 3. As linhas de transmissão do Paraguai são de tensões de 550 kV e 220 kV, e apenas uma linha é disponibilizada para atender o mercado ocidental do país. Desta forma, o Plano apresenta novos projetos de construção de linha de transmissão, para que em 2025, o Mapa Elétrico do país esteja mais distribuído, conforme ilustrado na Figura 4.

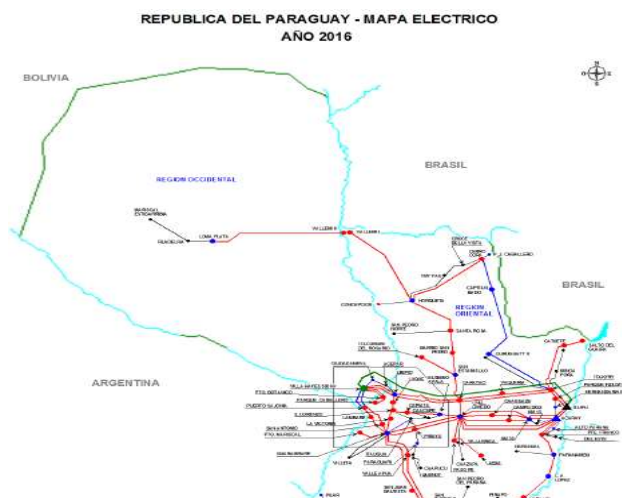


Figura 3 - Mapa de Transmissão do Paraguai - 2016 [5]

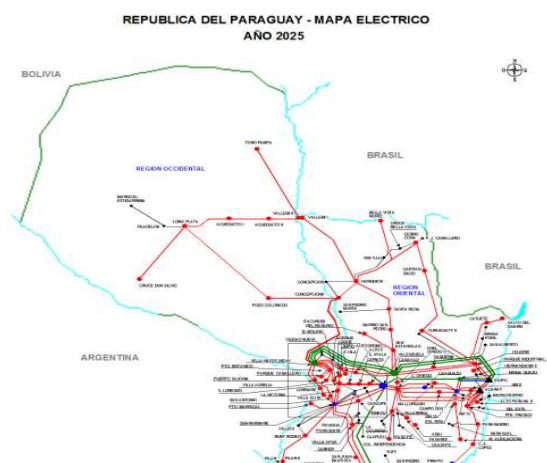


Figura 4 – Projeção do Mapa de Transmissão do Paraguai – 2025 [5]

4.0 A BACIA DO PRATA – DISPUTA COMERCIAL

A Bacia do Prata é composto principalmente pelos rios Paraná, Paraguai e Uruguai. Os países banhados pela bacia são: Brasil, Paraguai, Uruguai, Bolívia e Argentina. O Brasil tem o controle das cabeceiras dos seus principais rios, Paraguai e Paraná, sendo o país mais a montante do sistema hidrográfico. O Paraguai é o mais platino dos cinco países, cujo território encontra-se contido integralmente na bacia. Já a Argentina não se encontra em situação privilegiada na bacia platina, devido ao fato de seu território estar localizado à jusante da maioria dos principais rios platinos. A Bolívia, por sua vez, possui apenas uma parte do Oeste de seu território dentro da bacia, sendo o país menos platino de todos. E finalmente o Uruguai, de forma similar ao Paraguai, também possui uma grande parte de seu território contido na bacia [6]. A figura abaixo ilustra a Bacia do Prata e os países banhados por ela.



Figura 5 - Bacia do Prata e os países banhados pelos rios platinos [6]

A Bacia do Prata possui um grande potencial de geração de energia, devido aos seus rios volumosos e com grande desnível. Devido a este fato, a Bacia do Prata foi alvo de uma grande disputa comercial e política entre Brasil, Argentina e Paraguai, principalmente a partir da década de 1960, quando diversos acordos comerciais para o aproveitamento energético da bacia começaram a surgir. [6]

Em 1966, Brasil e Paraguai assinam a Ata das Cataratas (também conhecida como Ata de Iguaçu), documento pelo qual os governos assumiram compromissos de avaliar as potencialidades energéticas das Sete Quedas para futuro benefício dos dois países. Este documento foi o estopim para o estudo de viabilidade técnica e econômica da construção da usina de Itaipu. [6]

Alguns dos importantes tratados assinados pelos cinco países platinos foram: o Tratado da Bacia do Prata (ou Tratado de Brasília) em 1969, cujo objetivo era buscar um aproveitamento equilibrado dos grandes recursos naturais da região platina; a Declaração de Assunção, em 1971, que definia que nos rios internacionais contíguos, qualquer aproveitamento de suas águas deveria ser precedido de acordo bilateral entre os ribeirinhos; e nos rios internacionais de curso sucessivo, não sendo a soberania compartilhada, cada Estado poderia aproveitar as águas na medida de suas necessidades, desde que não causasse prejuízo sensível a outro Estado da Bacia. [6]

Após concluir a viabilidade da construção de uma usina hidrelétrica no rio Paraná, na fronteira entre Brasil e Paraguai, estes países assinaram em abril de 1973, o Tratado de Itaipu, para a construção da Usina Binacional de Itaipu. [6] Em dezembro de 1973, Argentina e Paraguai assinaram o Tratado de Yaciretá, para a construção da Usina Binacional de Yaciretá, a segunda usina binacional do Paraguai. Esta usina é responsável por 23,0% da geração de energia elétrica de toda a Argentina, e de 60,0% da energia hidroelétrica do país [6].

Aproveitando os estudos de novos projetos, a Argentina se interessou na construção de uma segunda usina binacional com o Paraguai, também no rio Paraná, chamada usina Binacional de Corpus. Como esta usina seria construída logo à jusante de Itaipu, para que a mesma fosse viavelmente econômica, Itaipu deveria alterar as cotas do projeto, reduzindo em parte a sua potência. Depois de muitas desavenças, o Brasil cedeu e assinou em 1979, o Acordo Tripartite, que alterava as cotas de Itaipu, elevando um pouco o nível da parte inferior da usina [6]. Até hoje, a construção da usina Binacional de Corpus não saiu do papel, conforme descrito no capítulo anterior.

5.0 TRATADO DE ITAIPU

O Tratado da Itaipu Binacional foi assinado entre Brasil e Paraguai em 26 de abril de 1973, e não possui validade. No Artigo XIII do Tratado é definido que cada um dos países tem direito a 50% da energia produzida, sendo reconhecido a cada um deles o direito de aquisição, da energia que não seja utilizada pelo outro país para seu próprio consumo. [7]

O Tratado é a "Constituição" de Itaipu, composto adicionalmente por três anexos e notas reversais: Anexo A (Estatuto da ITAIPU), Anexo B (Descrição Geral das Instalações), Anexo C (Bases Financeiras e de Prestação dos Serviços de Eletricidade) e Notas Reversais, que tratam de assuntos específicos e podem regulamentar os Anexos do Tratado, como por exemplo o compromisso de compra de energia, ajuste do dólar, etc. [7]

No anexo C é definido que, caso uma das partes não use toda a cota de energia de direito, o mesmo deve vender o excedente ao parceiro a preço de custo [8]. Desta forma, toda energia da parte do Paraguai, não consumida pelo país, é obrigatoriamente vendida ao Brasil. Essa determinação foi devido ao Brasil ter assumido 100% do financiamento necessário para a construção de Itaipu, cujo montante total atualizado é em torno de US\$ 27 bilhões. Em contrapartida, o Brasil teria direito a cota parte não consumida pelo Paraguai a preço de custo marginal de geração.

O Anexo C tem uma validade de 50 anos, expirando em 2023, exatamente no mesmo momento que a dívida da construção da usina é 100% amortizada [9]. Neste momento, o anexo passará por uma revisão, e o Paraguai estará livre para vender sua cota da energia para outros países vizinhos, ou até mesmo para o Brasil, porém a preços mais vantajosos. A venda dessa energia ao Brasil poderá ser na forma de exportação da energia a preço fixo, ou o Paraguai poderá também atuar como um agente dentro do mercado brasileiro, com registro de gerador, e com classificação de vendedor, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Caso a última opção seja a escolhida, o Paraguai será obrigado a seguir conforme as regras da regulação instituída dentro do mercado brasileiro.

6.0 A IMPORTÂNCIA DE ITAIPU PARA O BRASIL E PARAGUAI

A construção da UHE Itaipu se iniciou em janeiro de 1975, tendo como período de início da Operação Comercial de suas unidades geradoras em 1985, se estendendo até 1991 (18 unidades geradoras (UG) em operação comercial), adicionando mais 2 UGs em 2007. Atualmente, a usina possui um total de 14.000 MW de Potência Instalada, e fornece 11,3% da energia consumida no Brasil e 88,1% no Paraguai [10].

A empresa ITAIPU BINACIONAL é a responsável pela produção da energia da usina, e as empresas responsáveis pela contratação da potência de Itaipu e pela comercialização da energia no mercado são a ELETROBRAS (Centrais Elétricas Brasileiras Sociedade Anônima), pela parte do Brasil, e a ANDE, pela parte do Paraguai. A potência disponível para contratação deve desconsiderar a potência de manutenção, que equivale à potência de uma unidade geradora, que sempre fica parada para manutenção; a reserva de potência operativa; e a potência para consumo interno da usina. Desta forma, a potência disponível para contratação é equivalente à 12.135 MW [9].

Anualmente, os representantes da ELETROBRAS e da ANDE se reúnem para discutir a previsão de consumo da cota parte de Itaipu para cada país. Atualmente, o percentual de utilização da cota parte do Paraguai é em torno de apenas 10%, sendo o restante cedido ao Brasil a preço de custo. Desta forma, é possível ter uma ideia da importância da energia da parte do Paraguai para o Brasil. A Figura 6 ilustra a Projeção do Balanço da Carga x Oferta de Energia, para os anos de 2019 – 2023. A previsão de carga foi obtida através da 2ª Revisão Quadrimestral de Carga de 2019, elaborado de forma conjunta pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Já a oferta de energia foi obtida através do Plano Decenal de Expansão de Energia - 2027, elaborado pela EPE, sendo possível segregar a oferta de energia vinculada à Itaipu da parte brasileira, da parte paraguaia cedida ao Brasil, e demais fontes. [9]

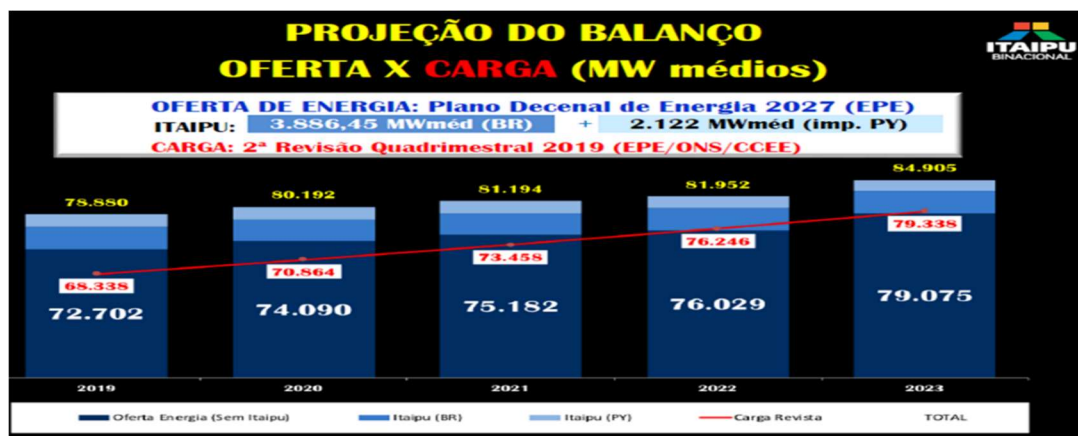


Figura 6 - Projeção Carga X Demanda - Brasil [9]

A oferta de energia é a soma da garantia física de todas as usinas que estão em operação comercial no Brasil, incluindo as fontes intermitentes (por exemplo as fontes solar, eólica e biomassa) que possuem uma sazonalidade anual de geração bastante acentuada, que prejudica a segurança do suprimento da demanda mês a mês. As usinas térmicas com Custo Variável Unitário – CVU elevado, que contribuem para a elevação do preço do MWh no Mercado de Curto Prazo – MCP quando são acionadas, também estão incluídas no total da oferta de energia. Outro ponto importante que deve ser ressaltado é o subdimensionamento da garantia física das hidrelétricas, que aumentam de forma superdimensionada o montante de oferta de energia.

Desta forma, analisando a Figura 6, é possível identificar que a demanda de carga em 2022 e 2023 está próximo ao limite da oferta energia, principalmente se levar em consideração a possível falta da energia de Itaipu da parte do Paraguai. Com isso, a figura reforça a importância dessa energia para o suprimento da demanda de carga brasileira.

Por outro lado, o Paraguai também necessita da energia de Itaipu, fazendo uma análise a longo prazo. Com base dos cenários de demanda obtidos pelo *Plan Maestro de Generación y Transmisión 2016-2025*, Luiz Fernando Leone Vianna [11] elaborou uma projeção de carga de 2026-2036, conforme ilustrado na Figura 7.

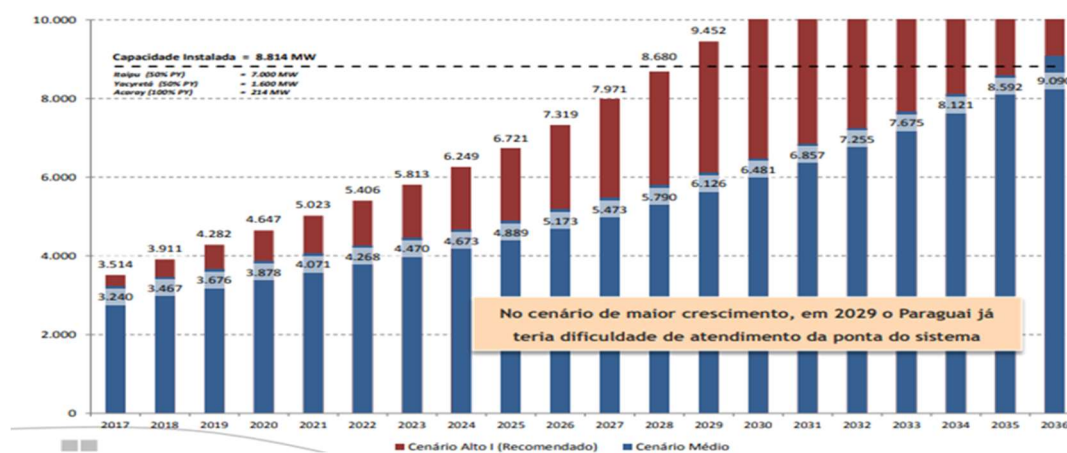


Figura 7 -Demanda x Capacidade Instalada - Paraguai [11]

Na figura é possível verificar dois cenários de carga: a demanda considerando os horários de ponta (mais crítico) e demanda considerando os horários de média carga (menos crítico). Fazendo uma análise entre a capacidade instalada do país (referente às 3 UHEs em operação comercial atualmente) e à demanda no cenário de maior consumo, é possível perceber que, a partir de 2029, o Paraguai teria dificuldade em atender a demanda dos horários de pico do sistema. Desta forma, a energia de Itaipu da parte do Paraguai será de tamanha importância para o país nos próximos anos, tanto para consumo próprio, caso o país não desenvolva novos projetos de geração no futuro, quanto economicamente e comercialmente, com a venda desta energia a terceiros [11].

Com a revisão do Anexo C do Tratado de Itaipu, o Paraguai poderá vender sua parte da energia não consumida para outros países vizinhos, o que poderia implicar em um custo maior, uma vez que serão necessários novos investimentos de linhas de transmissão. Ou o país poderá vender a energia ao Brasil, através de exportação a um preço fixo, ou vendendo diretamente no mercado brasileiro. Se o Paraguai optar pela última opção, ele deverá seguir a regulação atual do Brasil, incluindo a participação da parcela da usina disponível para comercialização no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

7.0 O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN (Sistema Interligado Nacional), no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS [12]. Os agentes proprietários de usinas sujeitas ao despacho centralizado pelo ONS não tem controle sobre seu nível de geração, independentemente de seus compromissos de venda de energia realizados com base nas garantias físicas.

Desta forma, o MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do SIN. Em outras palavras, o MRE realoca a energia entre os integrantes do “mecanismo”, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo [12].

A participação no MRE é compulsória para todas as usinas hidrelétricas com despacho centralizado, e opcional para aquelas que não são despachadas pelo ONS (em geral são as PCHs, com potência inferior a 30 MW). O processamento do MRE é baseado no GSF (*Generation Scaling Factor*), que corresponde à relação entre o volume total de energia que é gerado pelas usinas que integram o MRE e o total da Garantia Física das mesmas. Quando o GSF é maior do que 1, significa que a geração total do MRE é maior do que Garantia Física total, resultando em uma energia excedente chamada Energia Secundária. Esta energia também é realocada a todas as usinas do MRE na proporção de suas garantias físicas [12].

Por outro lado, quando o GSF é menor do que 1, significa que a geração total do MRE foi menor do que o total de garantia física. Logo, esse déficit de geração também é alocado a todos os integrantes do mecanismo, sendo realizado um ajuste na garantia física de cada usina, para fins de compartilhamento do prejuízo.



2017 a 2019: Período escolhido para a simulação

Toda a energia cedida ao MRE, das usinas que geraram mais para aquelas que geraram menos, é valorada à Tarifa de Energia de Otimização – TEO. A usina de Itaipu possui uma TEO diferente da TEO das demais usinas, pois devido ao fato de ser binacional, a tarifa está vinculada à variação do dólar. Segundo divulgado pela Resolução Homologatória nº 2.828/2020, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabeleceu para o ano de 2021 a TEO das demais usinas em R\$ 12,74/MWh e a TEO Itaipu em R\$ 49,77/MWh. Este valor é irrisório se comparado ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD ou ao preço de venda da energia em um contrato, seja de longo ou curto prazo. Ou seja, a usina que cede energia ao MRE, recebe um retorno financeiro quase a preço de custo de operação, por gerar o MWh cedido.

Analisando o histórico do GSF através dos anos, ilustrado na Figura 8, é possível verificar a tendência do GSF em se manter abaixo de 100%. Esta característica é devido ao período de hidrologia ruim que o Brasil vem passando; ao subdimensionamento da garantia física de algumas usinas hidrelétricas; ao aumento das fontes intermitentes que possuem preferência de geração no sistema; ao aumento do deslocamento hidráulico causado por restrições elétricas e por segurança sistêmica; dentre outros motivos.

De forma simplificada, quando o GSF é inferior a 100%, significa que as usinas geraram menos do que a energia comprometida com os seus contratos de venda, que são lastreados pela Garantia Física. Desta forma, as usinas do MRE ficam expostas no MCP, sendo obrigadas a comprar a energia no mercado Spot, que é valorada ao PLD. Em períodos de hidrologia ruim, as térmicas com CVU mais elevado são despachadas com mais frequência, aumentando o valor do PLD, de forma a ficar superior ao preço do contrato de vendas das usinas do MRE. É exatamente neste período que o GSF tende a ficar menor, contribuindo para o prejuízo das operações comerciais das usinas hidrelétricas.

Figura 8 - Histórico do GSF [13]

A ANEEL, para mitigar os efeitos do GSF inferior a 100%, publicou a Resolução Normativa nº 684/2015, que regulamentou a Repactuação do Risco Hidrológico – RRH. Esta repactuação funciona como um seguro contra o GSF abaixo de 100%. As usinas que desejassem adquirir este seguro, assinariam o Termo de Repactuação, ficando obrigadas a pagar um prêmio para a conta Bandeiras, de acordo com o produto de repactuação escolhido. O pagamento deste prêmio para a conta Bandeiras das distribuidoras seria revertido em modicidade tarifária aos consumidores. Quanto mais cobertura tivesse o produto de repactuação, mais caro seria o prêmio. Em contrapartida, os consumidores cativos arcavam com o prejuízo financeiro no Mercado de Curto Prazo – MCP, que o GSF inferior a 100% resultava [16].

No entanto, a repactuação do risco hidrológico é exclusiva para os geradores que possuíam contratos regulados (com as distribuidoras). Usinas que comercializam energia no ambiente livre – ACL não podem participar. Como a parte brasileira de Itaipu, mais a parte cedida do Paraguai, é comercializada em forma de cotas de energia para as distribuidoras do Sul e do Sudeste, os riscos hidrológicos associados à geração de ITAIPU, considerado o MRE, são assumidos pelas concessionárias de distribuição na proporção do montante de energia elétrica alocado a cada concessionária, conforme Decreto nº 8.401/2015. Após a revisão do Anexo C de Itaipu, a usina não poderá mais repactuar o risco hidrológico, pois não a energia de Itaipu, hoje comercializada na forma de cotas para as distribuidoras, ficará disponível para comercialização no mercado. O mesmo ocorre para a energia do Paraguai comercializada no Brasil, no sentido de ter que assumir os riscos e prejuízos do GSF no Mercado de Curto Prazo.

8.0 METODOLOGIA E RESULTADO DA SIMULAÇÃO

Para realização da análise regulatória da venda de energia de Itaipu do Paraguai para o mercado brasileiro, foi escolhido o período de 2017 a 2019, conforme indicado na Figura 8. A escolha deste período foi exclusivamente devido à serem os 3 últimos anos fechados, com informações de janeiro a dezembro disponíveis do site da CCEE, no momento da simulação. A grande oscilação da amplitude do GSF neste período de 2017 a 2019 é devido variação da hidrologia ao longo dos meses, e devido à sazonalização da garantia física para fins de MRE dos participantes do mecanismo, que atualmente podem fazer esta distribuição de forma livre entre os meses do ano, respeitando a potência instalada da usina em cada mês. A tendência é que os agentes realizem a sazonalização da garantia física

com a alocação mais acentuada no meio ano, devido ao preço da energia (PLD) ser maior nesta época do ano. Este perfil de sazonalização de mais Garantia Física no meio do ano, que também são os meses de menor geração hidrelétrica, resulta no GSF ficar bem inferior nessa época do ano. A partir de 2022, a sazonalização do MRE não será mais livre, conforme Resolução Normativa nº 899/2020, o que vai resultar em uma curva mais flat do GSF.

De qualquer maneira, a grande oscilação do GSF no período de 2017 a 2019 não impacta no resultado da simulação, uma vez que a sazonalização de garantia física para fins de MRE para Itaipu, segue o perfil de sazonalização das demais usinas do MRE, conforme Resolução Normativa nº 584/2013. Esta condição tem como consequência a alocação de energia no MRE, para Itaipu, de forma similar a utilização de um GSF flat o ano inteiro, sem a influência direta da sazonalização dos demais agentes. A UHE de Itaipu sempre teve um histórico de geração muito bom, sendo considerado um dos principais doadores de energia dentro do MRE. A Figura 9 ilustra a energia cedida da parte brasileira de Itaipu ao MRE, no período escolhido para a simulação. Na figura é possível avaliar que em todo o período a usina cedeu energia ao MRE, em valores consideráveis, se elevar em consideração que a garantia física da usina que é em torno de 6.430 MWm.

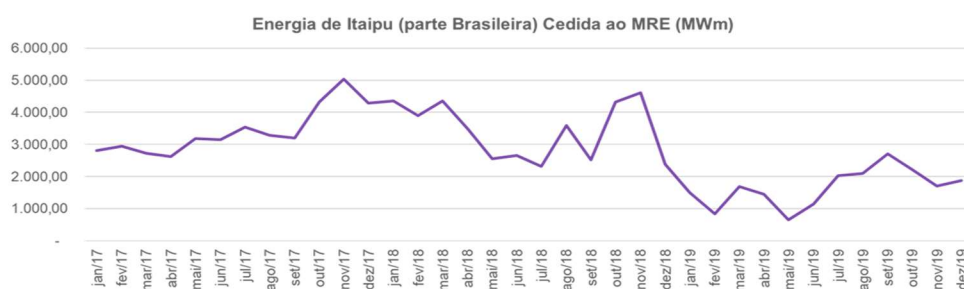


Figura 9 - Energia de Itaipu (parte brasileira) cedida ao MRE (MWm) [14]

O objetivo da simulação é reproduzir a energia cedida ao MRE da parcela do Paraguai, se ele já estivesse comercializando a sua cota de energia de Itaipu no mercado brasileiro, no período 2017 a 2019. Desta maneira é possível avaliar o quanto de energia seria “perdida” para o MRE, e o impacto percentual que isso teria na sua geração total, e quanto de energia deixaria de ser liquidada no Mercado de Curto Prazo – MCP, valorada a PLD.

A metodologia utilizada para o cálculo da simulação é a seguinte:

1. Utilizar a parcela atual de Energia Assegurada do Paraguai cedida ao Brasil (em torno de 2.379 MWm), assumindo que esta seria a Energia comercializada no mercado brasileiro.
2. Aplicar a sazonalização para fins de MRE utilizando o perfil de médio de sazonalização de 2017 – 2019 (conforme Resolução Normativa nº 584/2013)
3. Calcular a Geração de Itaipu proporcional à parcela de energia comercializada do Paraguai ao Brasil (2.379 MWm).
4. Calcular a Energia Ajustada ao MRE, da parcela de energia comercializada, considerando o GSF divulgado pela CCEE (Figura 8)
5. Calcular a Energia Entregue ao MRE da parcela comercializada pelo Paraguai: Geração (item 3) – Energia Ajustado ao MRE (item 4)

A partir do resultado da simulação, que pode ser verificado na Figura 10, é possível concluir que se o Paraguai estivesse comercializando sua energia cedida de Itaipu no período de 2017 – 2019 no mercado brasileiro, teria entregue 33,81% da sua geração ao MRE. O resultado desta simulação é importante para destacar o quanto que a regulação brasileira pode impactar do resultado financeiro das operações comerciais do Paraguai no mercado brasileiro.

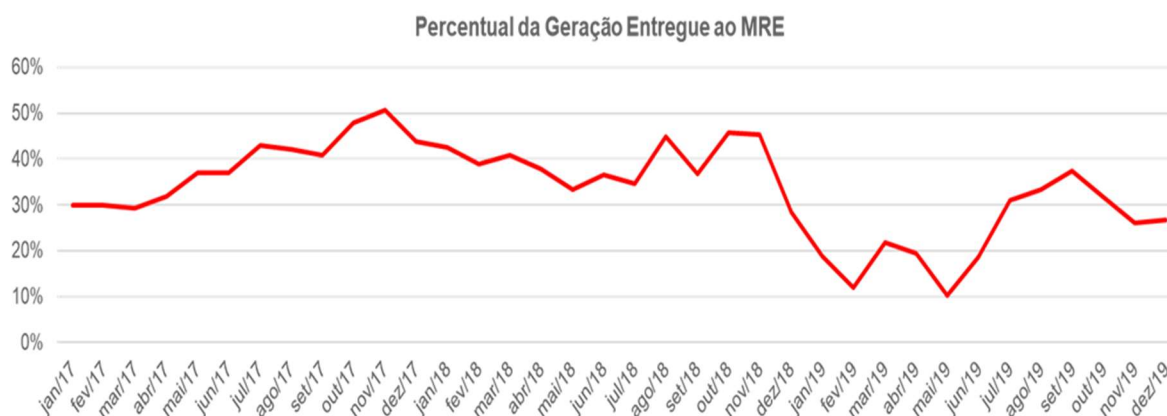


Figura 10 – Resultado da Simulação: 33,81% da Geração da parte do Paraguai de Itaipu entregue ao MRE

9.0 CONCLUSÃO

O estudo deste artigo teve como objetivo avaliar o impacto da regulação do mercado de energia brasileiro, nas decisões comerciais a serem tomadas pelo Paraguai, com a revisão do Anexo C do Tratado de Itaipu, em 2023. Caso o Paraguai decida comercializar a energia com os outros países vizinhos, ele deve se atentar aos investimentos de infraestrutura necessários para a conexão entre Itaipu e o país comprador. Além disso, existe uma grande possibilidade o Paraguai utilizar toda sua cota para consumo próprio, uma vez que a demanda interna vem crescendo de forma considerável, como comprovado no *Plan Maestro de Generación Transmisión e Distribución - 2016 – 2025*.

Se o país não investir em novos projetos de geração, retirando do papel os projetos que já tiveram sua viabilidade técnica e econômica comprovada, ou estudar a implementação de novas fontes; o país vai passar por uma crise de desabastecimento, necessitando de 100% da cota de Itaipu destinado ao Paraguai. Se isso ocorrer, o Paraguai vai perder a oportunidade de novos negócios comerciais, importante para a economia e para manter o PIB do país em constante crescimento. No entanto, caso o Paraguai não necessite dessa energia para atender a demanda interna, e decida comercializar a parcela de energia não consumida no mercado brasileiro, como um agente de geração devidamente cadastrado na CCEE, deve-se atentar à regulação envolvida e à forma de operacionalização do MRE.

Durante o artigo foi feita uma simulação do quanto de geração o Paraguai seria obrigado a ceder ao MRE, caso já estivesse participando do mecanismo entre os anos de 2017 e 2019. A análise do artigo conclui que, o Paraguai teria que ceder a preço de TEO, aproximadamente 33,81% da sua geração. E a tendência para os próximos anos, caso a hidrologia não melhore, ou o MRE não seja aprimorado de forma fundamentada, é de que o GSF se mantenha menor do que 1 (total de geração inferior ao total de garantia física). Este fato se deve principalmente ao aumento das fontes não despachadas centralizadamente, como solar e eólica, que geram na base, resultando no deslocamento hidráulico das usinas do MRE. Com o GSF anual se mantendo inferior a 1, é possível afirmar que a energia cedida de Itaipu para o MRE vai aumentar. Isto é devido à necessidade de mais energia para cobrir a Garantia Física das demais usinas, e como Itaipu possui um histórico de geração bem superior à sua Garantia Física, ele cede sua boa parte de sua geração para o MRE. Além disso, é importante ressaltar que o Paraguai também vai assumir os riscos e prejuízos do $GSF < 1$, uma vez que a UHE de Itaipu não terá mais o direito de repactuar o risco hidrológico, pois perderá o vínculo comercial com as distribuidoras.

O resultado da simulação do artigo é importante, pois tendo o conhecimento desta possível perda, será necessário atribuir o risco da redução da geração no preço de venda da energia (R\$/MWh). Desta forma, será necessário fazer um balanço energético e financeiro, para verificar se não seria mais vantajoso a venda da energia para o Brasil como exportação, ou seja, realizar um acordo similar ao que já ocorre na atualidade. Com a revisão do Anexo C do Tratado de Itaipu, é possível manter as cláusulas comerciais, alterando apenas o preço de venda da energia cedida ao Brasil. Atualmente, a energia é vendida a preço de custo, pois esse foi acordo feito entre os dois países, uma vez que o Brasil assumiu toda a dívida do investimento da construção da usina. Como a dívida será amortizada quando o anexo C será revisado (em 2023), o preço da energia cedida para o Brasil, se esse for o desejo do Paraguai, poderá ser revisada, de forma a aumentar até um valor de comum acordo entre as partes.

REFERÊNCIAS

- [1] COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL – CIER. “**Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER**”, Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe. Datos de 2016
- [2] BANCO MUNDIAL. Site: <https://www.worldbank.org/>
- [3] ITAIPU. “**Atlas del potencial energético solar y eólico del Paraguay**”. Datos de 2014.
- [4] GOITIA, Paola Susana Dorado. *Tese de Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, do Instituto de Economia da UFRJ*. “**O impacto da exportação de energia elétrica das usinas hidrelétricas binacionais no crescimento econômico do Paraguai no período de 1995 a 2013**”. Dezembro de 2014.
- [5] ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELETRICIDAD – ANDE “**Plan Maestro de Generación Transmisión e Distribución - 2016 – 2025**”. Agosto de 2016.
- [6] MELO, Luciano Moraes. *Tese de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em História da Faculdade de Ciências Humanas da Universidade Federal da Grande Dourados (UFGD)*. “**O Paraguai e o processo de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos dos rios da bacia do prata nos anos 1960 e 1970**”. Julho de 2011.
- [7] TRATADO DE ITAIPU, Abril de 1973
- [8] ANEXO C DO TRATADO DE ITAIPU, Abril de 1973
- [9] CÂMARA DOS DEPUTADOS - COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA. “**Contratação de potência da usina hidrelétrica de Itaipu**”. Outubro de 2019.
- [10] ITAIPU BINACIONAL, Site: <https://www.itaipu.gov.br/>
- [11] VIANNA, Luiz Fernando Leone . “**A Importância de ITAIPU para o Brasil e o Paraguai**”. 2017.
- [12] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. “**Regra de Comercialização de Mecanismo de Realocação de Energia – Versão 2021.1.0**”. Janeiro de 2021.
- [13] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. “**Divulgação de Relatório Interino - DRI**”. Novembro de 2020.
- [14] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. “**Info Mercado 2017, 2018 e 2019**”. Novembro de 2020.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Site: <https://www.aneel.gov.br/>
- [16] CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. “**Regra de Comercialização de Repasse do Risco Hidrológico do ACR – Versão 2020.2.0**”. Janeiro de 2021.
- [17] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. “**Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional - Documento de Apoio ao PNE 2050**”. Dezembro de 2018.

DADOS BIOGRÁFICOS



Sou formada em Engenharia Mecânica, na Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Desde 2016 trabalho na área de comercialização de Energia Elétrica, iniciando na área de Regras de Comercialização na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Atualmente trabalho na empresa Elera Renováveis, aonde entrei na área de Gestão de Contratos e, após um ano, me transferei para a área de Assuntos Regulatórios da empresa, aonde trabalho atualmente. Em paralelo, faço mestrado na Escola Politécnica da USP, na área de Sistema de Potência, com foco em Comercialização de Energia.

- (2) **MIGUEL EDGAR MORALES UDAETA**
 Graduação em Engenharia Elétrica - Facultad de Ciencias y Tecnologia, UMSS (1984). Mestrado em Engenharia Elétrica pela EPUSP/USP (1990). Doutorado em Engenharia Elétrica pela EPUSP (1997). Pós-doutorado em planejamento energético e planejamento integrado de recursos pela USP (1999 e 2003). Livre-docência pela EPUSP (2012). Atualmente é professor de pósgraduação e pesquisador no GEPEA/EPUSP. Possui experiência na área de Engenharia de Energia e Economia de Energia, Planejamento Integrado de Recursos, Cadeia Produtiva do Gás Natural, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável. Atuando em: energia, planejamento energético, desenvolvimento sustentável, análise integrado de recursos, recursos energéticos, energização rural e energia, meio ambiente, etc.
- (3) **DOREL SOARES RAMOS**
 Dorel Soares Ramos, possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, onde é professor concursado do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP, sendo ainda sócio administrador da MRTS Consultoria. Com mais de 45 anos de experiência no Setor Elétrico, exerceu cargo de Diretor de Regulação do Grupo EDP Energias do Brasil tendo sido ainda Diretor das Distribuidoras do Grupo. Participou das principais reformas do Setor Elétrico, 5 livros publicados, 250 artigos em periódicos e conferências nacionais e internacionais, orientou 31 Dissertações de Mestrado e 10 Teses de Doutorado.
- (4) **VIVIANE TAVARES NASCIMENTO**
 Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (2008), com experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Linguagens de Programação Assembler e Cobol. Trabalhou como pesquisadora no Laboratório de Sustentabilidade, vinculado à EPUSP, atuando em projetos aliando conceitos de redes de computadores, eficiência energética. Mestrado em gestão de contratos e consumo de energia de Data Centers para entrada em programas de resposta à demanda. Desde 2017 trabalha como pesquisadora junto ao GEPEA-EPUSP, atuando em projeto de sistemas de armazenamento integrado a outras fontes energéticas, projeto de P&D ANEEL, parceria com a CPFL.