



Projeto: Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais

RELATÓRIO FINAL

Abril 2016

Sumário

Introdução.....	3
1. Estado das artes dos projetos de geração elétrica binacional	4
2. Comercialização e formação de preço	8
2.1. Usinas hidrelétricas binacionais	9
a) Entidades envolvidas na comercialização de energia elétrica	9
b) Divisão de energia e potência.....	10
c) Venda de energia das entidades binacionais para os países sócios.....	11
d) Comercialização de energia excedente	12
e) Preço da energia produzida nas usinas binacionais	15
2.2. Churchill Falls	18
3. Estrutura de financiamento	20
3.1. Fontes de financiamento e endividamento das entidades binacionais	20
a) Modelos iniciais de financiamento	20
b) Evolução do financiamento.....	24
3.2. O Financiamento de Churchill Falls	25
3.3. Gestão financeira das entidades	26
3.4. Pagamento aos sócios e acionistas	29
3.5. Regime Tributário	31
4. Análise dos modelos de regulação	32
4.1. Regulação argentina e relação com SG e EBY	32
a) Relação entre o mercado elétrico argentino, EBY e Salto Grande.....	33
4.2. Regulação elétrica brasileira e relação com Itaipu	34
a) Relação entre o mercado elétrico brasileiro e Itaipu.....	36
4.3. Regulação elétrica paraguaia e relação com Itaipu e EBY.....	37
a) Relação entre o mercado elétrico Paraguai, Itaipu e EBY	37
4.4. Regulação elétrica uruguaia e relação com Salto Grande	38
a) Relação entre o mercado elétrico uruguaio e Salto Grande	39
4.5. Regulação elétrica quebequense e relação com Churchill Falls	39
a) Relação entre mercado elétrico quebequense e Churchill Falls	41
4.6. Regulação elétrica de Newfoundland e Labrador e relação com Churchill Falls.....	41
a) Relação entre o mercado elétrico de Newfounland e Labrador e Churchill Falls	42

5. Análise dos Arranjos Institucionais e de Governança	42
Conclusão.....	45
Referências Bibliográficas	47

Introdução

O projeto intitulado *Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais* foi desenvolvido pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal de Rio de Janeiro (GESEL-UFRJ) conjuntamente com a Itaipu Binacional.

O objetivo desta Pesquisa foi gerar, sistematizar e transferir conhecimentos sobre os temas do projeto para Itaipu notadamente sobre as principais experiências mundiais de aproveitamentos hidroelétricos binacionais – existentes e em projeto – buscando sistematizar e identificar seu contexto histórico – econômico, as principais características jurídicas e contratuais, as estruturas de financiamento, de tarifação e de gestão adotadas, as formas de comercialização de energia e o marco regulatório no qual os projetos binacionais se inserem.

A fim de lograr esse objetivo, em um primeiro momento foram levantados os projetos de geração hidrelétrica binacionais existentes e aqueles que não foram adiante, apontando quando possível, as características principais destes projetos. Observou-se que para realizar análises mais aprofundadas das experiências binacionais no relativo à estruturação, implementação e resultados deste tipo de empreendimento se devia limitar o estudo aos casos das três usinas hidrelétricas binacionais da América do Sul (Itaipu, Yacyretá e Salto Grande), além de incluir a usina de Churchill Falls no Canadá que apresenta características similares a uma binacional por ter sido desenvolvida por dois Estados diferentes deste país, Québec e Newfoundland Labrador, que têm marcos regulatórios distintos.

Em um segundo momento, foram definidas duas grandes linhas de estudo. A primeira engloba aspectos Econômico-Financeiros e de Formação de Preço e Comercialização, já a segunda linha considera aspectos Regulatórios e Legais Contratuais. Ainda, para cada uma

destas linhas foram desenvolvidos dois relatórios técnicos específicos que analisam detalhadamente cada uma destas questões.

No relativo ao primeiro ponto, aspectos Econômico-Financeiros e de Formação de Preço e Comercialização, foi desenvolvido um relatório que analisa e compara as estruturas financeiras e o gerenciamento da dívida das centrais hidrelétricas binacionais identificadas no projeto. Da mesma forma, foi estruturado um relatório que analisa e compara a comercialização de energia das usinas binacionais e aponta os impactos sobre a formação da tarifa de cada um deste empreendimento.

Com relação aos aspectos Regulatórios e Legais Contratuais, também foram desenvolvidos dois relatórios técnicos. O primeiro especifica as normas regulatórias dos países sócios das usinas hidrelétricas binacionais, detalhando como estes países repassam a energia destas usinas nos seus respectivos mercados. Por sua vez, o relatório Legal Contratual analisa vários aspectos da governança para este tipo de projeto, mostrando sua complexidade e importância dos mesmos.

Além destes Relatórios Técnicos, foi realizada uma Conferência Internacional: Potencial, Oportunidades e Desafios da Integração Elétrica na América do Sul, nos dias 26 e 27 de novembro de 2015, em Itaipu. Neste evento, foram realizadas diversas discussões que foram incorporadas nas conclusões dos respectivos relatórios técnicos.

O presente relatório tem o objetivo de apresentar de forma sintética os resultados da pesquisa realizada. Para isso, serão detalhadas as diferentes etapas do projeto, apontando as principais conclusões dos relatórios técnicos apresentados.

1. Estado das artes dos projetos de geração elétrica binacional

Durante a primeira etapa do projeto foi realizado um levantamento dos empreendimentos de geração binacionais existentes ou em processo de estruturação no mundo. O objetivo central desta primeira etapa era identificar os projetos de geração binacionais que já foram concluídos e que permitiriam fazer uma análise mais detalhada dos aspectos econômico-financeiros, regulatórios, contratuais e comerciais.

Neste contexto, conforme se observa na Tabela 1, foram identificados 15 projetos de geração binacional ou com características similares como é o caso da usina de Churchill Falls no Canadá. Observa-se que de todos os projetos apenas quatro foram concluídos (Itaipu, Yacyretá, Salto Grande e Churchill Falls) três deles na América do Sul. Sendo que os outros projetos ou estão na fase de realização de estudos de viabilidade ambiental e técnica como o projeto de Garabi e Panambi no rio Paraná entre o Brasil e a Argentina, ou estão em uma fase embrionária das negociações, não se tendo realizado nenhum tipo de estudo oficial, como é o caso da maioria dos projetos levantados.

Tabela 1. Projetos de geração elétrica binacional levantados como parte da pesquisa

	Nome do Projeto	Localização	Países sócios	Potência (MW)	Estado atual
	Itaipu Binacional	Rio Paraná	Brasil - Paraguai	14.000	Concluído
	Yacyretá	Rio Paraná	Paraguai - Argentina	3.200	Concluído
	Salto Grande	Rio Uruguai	Uruguai - Argentina	1.890	Concluído
	Churchill Falls	Rio Churchill Falls	Newfoundland and Labrador - Quebec (Canadá)	5.225	Concluído
	Corpus Christi	Rio Paraná	Paraguai - Argentina	2.880	Projeto
	Garabi e Panambi	Rio Uruguai	Brasil - Argentina	2.200	Projeto
América	Guayaramerin	Rio Madeira	Brasil - Bolívia	3.000	Projeto
	El Jobo	Rio Paz	El Salvador - Guatemala	60	Projeto
	Piedra del Toro	Rio Paz	El Salvador - Guatemala	50	Projeto
	El Tigre	Rio Lempa	El Salvador - Honduras	700	Projeto
	Usumancita	Rio Usumancita	México - Guatemala	800	Projeto
	Bermejo	Rio Bermejo	Argentina - Bolívia	274	Projeto
	Puyango - Tumbes	Rio Puyango - Tumbes	Equador - Peru		Projeto
África	Adjarala	Rio Mono	Togo - Benin	147	Projeto
Ásia	Tak	Rio Wangchu	Buthán - Índia	1.020	Projeto

Com base nesta informação, se definiu que para a seguinte etapa da pesquisa seriam analisadas com mais profundidade as experiências de integração já concluídas: Itaipu, Yacyretá e Salto Grande, e ainda se consideraria o projeto de Churchill Falls por ter características similares a uma usina binacional já que foi feita por duas províncias do Canadá (Newfoundland and Labrador e Québec) que tem regulações do setor diferentes.

O projeto de Salto Grande foi o primeiro projeto binacional da América do Sul. Nasce institucionalmente com a assinatura da Ata do ano de 1938 a qual tinha o objetivo de criar a Comissão Técnica Mista Argentina-Uruguai (CTM). Posteriormente em 1946 é assinado o Convênio e Protocolo Adicional para o aproveitamento das quedas do rio Uruguai, na zona de Salto Grande (Figura 1). A usina de Salto Grande possui quatorze unidades geradoras de 135 MW de potência cada uma, fazendo um total de 1.890 MW de potência instalada. As

obras foram iniciadas em 1974 entrando a primeira turbina em operação em 1979 enquanto as obras foram finalizadas em 1983.

Figura 1 Localização usina binacional de Salto Grande



A usina de Itaipu foi implementada e é operada pela Entidade Itaipu Binacional criada em 1973 a partir da assinatura do Tratado de Itaipu entre Brasil e Paraguai. Construída no rio Paraná (Figura 2) a usina conta com 20 turbinas de 700 MW cada uma determinando uma potência instalada de 14.000 MW. A construção deste projeto de grande porte iniciou em 1974, a primeira turbina entrou em operação em 1984 e a última unidade em 2007.

Figura 2. Localização da usina binacional de Itaipu



A Entidade Binacional Yacyretá é responsável da usina de geração de Yacyretá criada também em 1973 com a assinatura do Tratado de Yacyretá entre Argentina e Paraguai. Esta usina também foi construída no rio Paraná a jusante da usina de Itaipu (Figura 3).

A central hidrelétrica está composta por 30 unidades geradoras com uma capacidade instalada total de 3.200 MW. A construção deste projeto iniciou em 1983, dez anos após a assinatura do Tratado, sendo que a primeira turbina entrou em operação em 1994 e a última foi inaugurada em 1998. Porém foi apenas em 2011, depois de 37 anos, que o projeto

Yacyretá foi concluído com o pleno enchimento do reservatório, permitindo atingir 100% do potencial de geração de eletricidade.

Figura 3 Localização da usina binacional de Yacyretá



Por fim, a hidrelétrica de Churchill Falls se localiza na província de Newfoundland and Labrador, no Canadá, a 244 km da cidade de Labrador (Figura 4). Esta usina pertence à *Churchill Falls Labrador Company*, possui 11 turbinas geradoras com uma produção máxima de 34.500 GWh por ano e tem uma potência instalada de 5.225 MW. O reservatório da usina é chamado de *Smallwood Reservoir* e ocupa 5.700 Km² no qual o nível da água é regulado por sete estruturas de controle que funcionam todas por controle remoto. A usina de Churchill Falls foi oficialmente inaugurada em 1972, porém a primeira turbina iniciou operações em dezembro de 1971 sendo que a central ficou pronta em 1975.

Figura 4 Localização da usina de Churchill Falls



A partir destas quatro usinas hidrelétricas é que na segunda etapa da pesquisa se desenvolveu uma análise mais profunda. Para isso, se dividiram os aspectos fundamentais a ser estudados em dois grandes grupos.

No primeiro grupo foram avaliados os tópicos econômico-financeiros e de comercialização e formação de preços. Ambos os aspectos estão intrinsecamente relacionados, pois os

modelos de comercialização adotados nestes empreendimentos tinham a característica fundamental de viabilizar economicamente os mesmos. Neste sentido, foram elaborados dois relatórios técnicos, um analisando o modelo comercial e de formação de preços dos empreendimentos binacionais selecionados e de Churchill Falls e o outro detalhando os mecanismos financeiros existentes na época que permitiram a viabilização destes projetos.

Já no segundo grupo abarcaram aspectos regulatórios e legais-contratuais das usinas hidrelétricas. A análise regulatória deu origem a um relatório no qual se detalham os mecanismos mediante os quais os países (províncias) sócios dos empreendimentos repassam a energia adquirida destes nos seus respectivos mercados internos.

Por sua parte, com base na análise legal e contratual se estruturou um relatório técnico no qual se avaliam as estruturas de governança de cada empreendimento.

Neste contexto, nas seguintes seções se apontam os principais fundamentos e conclusões de cada um dos relatórios técnicos elaborados ao longo da pesquisa.

2. Comercialização e formação de preço

Entre os aspectos que merecem destaque para a análise dos projetos hidrelétricos binacionais estão os mecanismos de comercialização e formação de preço da energia produzida pelos empreendimentos. Este aspecto é complexo, pois envolve recursos naturais pertencentes a dois países (ou províncias) e a comercialização deve ser realizada em dois mercados diferentes.

Neste sentido, o relatório focou na análise dos mecanismos de comercialização aplicados por três entidades binacionais – Salto Grande, Itaipu e Yacyretá. Na sequência se apresentou uma análise da comercialização de energia elétrica da usina de Churchill Falls localizada na província de Newfoundland and Labrador, Canadá.

Em linhas gerais, destacou-se que originalmente os projetos de Itaipu e Yacyretá tinham várias características semelhantes, porém as mudanças que ocorreram em Yacyretá depois da assinatura do Tratado levaram a práticas distintas na comercialização e formação de preço. Por outro lado, a usina de Salto Grande foi acordada com atributos diferentes das outras duas usinas binacionais.

A seguir são detalhados os principais pontos analisados neste primeiro relatório técnico, e por fim se mencionam as conclusões.

2.1. Usinas hidrelétricas binacionais

a) Entidades envolvidas na comercialização de energia elétrica

Para realizar a análise dos mecanismos de comercialização das usinas hidrelétricas binacionais é preciso destacar as principais entidades e instituições envolvidas no processo de comercialização entre as binacionais e os países sócios dos empreendimentos.

No caso de Itaipu e Yacyretá foram criadas entidades binacionais com a participação igualitária das empresas representantes de cada um dos países sócios encarregadas da gestão e operação das usinas hidrelétricas binacionais.

A Itaipu Binacional foi formada com igual participação de capital de Centrais Elétricas Brasileiras S.A (ELETROBRAS) do Brasil, e da Administradora Nacional de Eletricidade (ANDE) do Paraguai¹, ambas encarregadas de comercializar a energia proveniente de Itaipu nos seus respectivos mercados².

A Entidade Binacional Yacyretá (EBY) foi formada com igual participação de capital da ANDE do Paraguai e da Agua y Energia Elétrica (AyE) da Argentina sucedida pela Empreendimentos Energéticos Binacionais S.A³ (EBISA) da Argentina, as quais, similarmente ao caso de Itaipu, ficaram encarregadas de comercializar a energia elétrica de Yacyretá nos seus respectivos mercados.

No caso da usina de Salto Grande, após a finalização dos estudos de viabilidade do projeto, definiu-se que a Comissão Técnica Mista de Salto Grande (CTMSG) ficaria responsável

¹ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p. 34). Atos Oficiais da ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu 1973, Artigo III, ponto 1 (p.45)

² Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p. 94). Atos Oficiais da ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu 1973, Artigo XIV (p.49)

³ No artigo primeiro do Decreto 616 de 1997 se transfere todas as competências atribuídas pelo Tratado de Yacyretá a Agua y Energia Elétrica ao Ministério de Infraestrutura e Vivenda, com exceção das competências relacionadas à comercialização de energia de empreendimentos binacionais que foram transferidas à EBISA.

pela operação e administração da usina. Portanto, de forma distinta a Itaipu e Yacyretá, a CTMSG não está formada com a participação igualitária no capital das empresas de energia elétrica dos países sócios. Contudo, a comercialização de energia desta usina nos mercados elétricos dos países sócios é responsabilidade das empresas nacionais, inicialmente a argentina AyE, sucedida pela EBISA, e a uruguaia Administração Nacional de Usina e Transmissões Elétricas (UTE).

b) Divisão de energia e potência

O primeiro ponto importante para a comercialização de energia elétrica das usinas hidrelétricas binacionais é a divisão de potência e energia entre os países sócios. No caso da usina de Salto Grande, o regulamento do Convênio assinado em 1946 definiu que durante os primeiros quatro anos de funcionamento da usina, a potência instalada deveria ser dividida em 83,34% (equivalente a dez turbinas geradoras) para a Argentina e 16,66% (equivalente a duas turbinas geradoras) para o Uruguai⁴. Ainda se estabeleceu que o Uruguai poderia pedir a reintegração da potência, até o limite de 50%, segundo suas previsões de consumo, tendo que notificar à Argentina com quatro anos de antecedência⁵. Isso aconteceu na prática e em 1993 (três anos antes da data prevista inicialmente) efetivamente passou a se verificar a divisão da potência em 50% para cada uma das partes.

No caso dos projetos de Itaipu e Yacyretá, foi estabelecida desde o início uma divisão em partes iguais da energia produzida, desenhando-se mecanismos para proceder, mediante remuneração, a eventuais cessões da energia não utilizada por uma das partes à outra.

O Anexo C do Tratado de Itaipu estabelece a divisão em partes iguais da energia mediante a divisão da potência instalada na central elétrica. No entanto, a divisão da energia em partes iguais não implica em que cada país consumirá integralmente sua quota de energia. O direito da aquisição da energia não utilizada por uma das partes é garantido à outra. Assim, o país que utilizar mais que a sua metade da energia (o Brasil) paga, além da tarifa

⁴ Artigo N° 13 do Regulamento do Convênio de 1946

⁵ Artigo N° 4 Do Convênio de 1946

sobre a potência contratada, também uma remuneração pela cessão da energia não utilizada pelo vizinho.

As disposições do Tratado de Yacyretá sobre a divisão da energia são as mesmas do Tratado de Itaipu. Assim, em Yacyretá a energia do empreendimento pertence 50%⁶ a cada um dos países, havendo a previsão de contratação de toda a potência do empreendimento, cabendo aos contratantes uma tarifa de potência e uma remuneração pela cessão de parte da energia de um país ao outro⁷. No entanto, ao contrário do que ocorreu em Itaipu, o desenho contratual do Anexo C de Yacyretá não chegou a se materializar, pois a Nota Reversal de 9 de fevereiro de 1992⁸ (NR92), mesmo não tendo sido aprovada pelo Congresso do Paraguai, alterou substancialmente as condições comerciais do empreendimento, estabelecendo um preço fixo pela energia utilizada, que compreende a remuneração pela cessão da energia não utilizada dentro da cota de 50%.

c) Venda de energia das entidades binacionais para os países sócios

A usina de Salto Grande passou por duas fases distintas no que diz respeito à comercialização da energia. Nos primeiros anos do empreendimento a usina vendia efetivamente sua energia aos sócios e utilizava as receitas obtidas para pagar suas despesas operacionais e o serviço da dívida. Mas depois de amortizada a dívida, isto é, após 1995, Salto Grande deixou de vender a energia produzida e de auferir receitas diretamente. O custeio das despesas operacionais de Salto Grande passou a ser de responsabilidade direta dos dois países, que dividem a energia em partes iguais e comercializam sua parte da energia nos respectivos mercados internos com a opção para exportação de eventuais excedentes de energia ao parceiro. Os países sócios da usina de Salto Grande não têm a obrigação de consumir de imediato a totalidade da energia que lhes cabe, podendo gerir a sua parte da energia estocando-a no reservatório da hidroelétrica.

⁶ Tratado de Yacyretá 1973, Artigo XIII (p.7)

⁷ Tratado de Yacyretá 1973, V – Compensación por Cesión de Energía (pp. 23, 24)

⁸ Tratado de Yacyretá y Normas Complementares. Nota Reversal 9 de Febrero de 1992, Tratamiento y Financiamiento Proyecto Yacyreta(p.125-127)

No que se refere à comercialização de energia de Itaipu e Yacyretá para os países sócios, em ambos os casos os países adquiriram o compromisso de contratar toda a potência disponível das usinas⁹, característica fundamental para a viabilidade financeira dos projetos.

Ainda o Brasil firmou, na mesma data do Tratado de Itaipu, um Compromisso de Compra de Energia em que o país, através da Eletrobrás, promete celebrar contratos com Itaipu “de maneira que o total da potência contratada seja igual à potência instalada”¹⁰. Assim, a Eletrobrás deve sempre contratar toda a energia que a ANDE não contrate.

No caso de Yacyretá, também se estabeleceu que quando uma das partes sócias não utilizar a parcela da potência que lhe corresponde, essa poderá autorizar a cessão da potência e energia excedente à outra parte sócia¹¹. Na prática o desenho de contratação de energia baseado em contratos por potência não chegou a ser implantado em Yacyretá, subsistindo de acordo com a NR92 uma tarifa por energia e não por potência.

d) Comercialização de energia excedente

No que tange à comercialização da energia excedente entre os países sócios da usina de Salto Grande, foi assinado, em 1974, o Acordo de Interligação Energética. Um aspecto relevante deste Acordo é que esse não se limita à usina de Salto Grande, mas abrange toda a geração que possa ser transmitida pelas interligações entre Uruguai e Argentina.

No marco deste Acordo foram definidas diferentes modalidades de intercâmbio de energia elétrica, sendo as mais frequentes: (1) o fornecimento de energia de substituição¹² que acontece quando uma das partes (A) vende energia para a outra parte (B) com o objetivo de substituir a energia que esta última (B) pode produzir embora com um custo maior; (2) Fornecimento de potência que acontece quando uma das partes (A) coloca a disposição da

⁹ Atos Oficiais ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu 1973, Artigo XIII (p.49); Artículo XII, ponto 2 do Tratado de Yacyretá de 1973.

¹⁰ Atos Oficiais ITAIPU Binacional- Compromisso de Compra de Energia, 1973. (p.87)

¹¹ Tratado de Yacyretá. Anexo C ponto II.5 – Condiciones de Abastecimiento. (p. 21)

¹² Artigo 32 do Convênio de Execução do Acordo de Interligação Energética

outra parte (B) uma determinada potência por um tempo fixo¹³; (3) Fornecimento de emergência¹⁴ é o fornecimento de energia e potência que se produz durante o período de emergência. É importante destacar que para as três modalidades de fornecimento citadas, caso a energia comercializada seja de origem hidráulica, a valoração dependa da condição de vertimento¹⁵.

No ano de 1992 foi realizada a reforma do setor elétrico argentino, fato que obrigou ao Uruguai impor algumas mudanças ao seu setor elétrico para poder comercializar energia elétrica com a Argentina. Assim, a partir de 1999 tornou-se possível a realização de contratos de potência firme entre os dois países¹⁶.

Atualmente, Uruguai somente exporta energia elétrica para Argentina quando existem condições de vertimento, que corresponde à Argentina pagar um valor equivalente à metade do custo marginal do MEM argentino.

No que se refere à comercialização da energia excedente de Itaipu¹⁷ e Yacyretá¹⁸, nos respectivos Tratados se reconhece a cada um dos países sócios o direito de aquisição da energia não utilizada pelo outro país para seu próprio consumo. Mais do que isso, o desenho da comercialização é tal que além do direito de aquisição da energia não utilizada há também uma obrigação de que toda a produção da usina seja adquirida. Há, tanto a nível do Tratado de Itaipu¹⁹ como do Tratado de Yacyretá²⁰, a obrigação de que toda a potência

¹³ Artigo 32 do Convênio de Execução do Acordo de Interligação Energética

¹⁴ Artigo 32 do Convênio de Execução do Acordo de Interligação Energética

¹⁵ Artigo 33 do Convênio de Execução do Acordo de Interligação Energética, ponto g.

¹⁶ CABRERA (2009)

¹⁷ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional (p.93-94). Atos Oficiais da ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu de 1973, Artigo XIII. (p.49)

¹⁸ Tratado de Yacyretá 1973, Artigo XIII. (p.7)

¹⁹ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional (p.93-94). Atos Oficiais da ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu de 1973, Artigo XIII. Parágrafo único. (p.49)

²⁰ Tratado de Yacyretá 1973, Artigo XIII, 2. (p.7)

da usina seja adquirida pelos dois países²¹. Mas, no caso de Itaipu, há também um compromisso formal por parte do Brasil, com a mesma data do Tratado, de firmar contratos com Itaipu em um montante que garanta a compra da totalidade da potência de Itaipu, o que equivale a adquirir tudo aquilo que a outra parte não contrate.²²

Assim, considerando que o mercado paraguaio é bem menor do que os mercados brasileiro e argentino, e não tem a capacidade de absorver toda a energia que lhe corresponde nas usinas de Itaipu e Yacyretá, o Paraguai cede a energia que não consome destas usinas ao Brasil²³, no caso da Itaipu, e à Argentina no caso de Yacyretá.

A aquisição da energia acima da cota de 50% que cabe a cada país implica no pagamento uma compensação monetária pela cessão da energia. Assim, tanto para Itaipu²⁴ quanto para Yacyretá²⁵, os Anexos C dos respectivos Tratados estabeleceram uma compensação a ser paga pelo país que consome a energia excedente.

No caso de Yacyretá, a compensação pela energia cedida foi substancialmente modificada com a NR92 que, ainda que não tenha sido aprovada pelo Paraguai, é aplicada pela EBY. No referido documento, se estabelece que desde o início da operação da usina, em 1994, seriam diferidos por um período de dez anos os seguintes pagamentos: compensação de território inundado, compensação pela energia cedida, ressarcimento à ANDE e EBISA e remuneração sobre o capital investido. Logo após esse período, haveria um prazo de carência de quinze anos nos quais a EBY não deveria realizar pagamento algum. Finalmente, uma vez concluído o período de carência, deve-se amortizar o montante

²¹ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional (p.93-94). Atos Oficiais da ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu de 1973, Artigo XIII. (p.49)

²² Atos Oficiais ITAIPU Binacional – Compromisso de Compra de Energia,1973. (p.87)

²³ No caso da Itaipu, a ELETROBRAS ou as empresas por ela indicadas contratam a parcela de potência remanescente, garantindo a contratação da totalidade da potência posta à disposição por Itaipu. Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p. 95)

²⁴ Atos Oficiais da ITAIPU Binacional -Tratado de Itaipu, Anexo C. Ponto IV 3 (p.75)- Quando se verificar a hipótese prevista em II.5 anterior, o faturamento às entidades contratantes será feito em função da potência efetivamente utilizada.

²⁵ Tratado de Yacyretá, Anexo C. Ponto V.1. (p. 23)

correspondente a essas compensações e ressarcimentos em um período de oito anos sem considerar juros, mas com a atualização do valor segundo o estabelecido no Anexo C.

Nesta mesma NR92 se estabeleceu também que ao Paraguai caberia US\$1,75 por MWh durante os primeiros dez anos de operação da usina, a título de antecipação pela compensação do território inundado, compensação pela energia cedida, ressarcimento à ANDE e remuneração sobre o capital investido.

Na prática, a EBY adotou o critério de não contabilizar valor algum pela compensação da energia cedida por entender que esse custo deveria ser diferido pelas partes contratantes sem representar custo nenhum para a EBY²⁶.

e) Preço da energia produzida nas usinas binacionais

À época da concepção dos projetos de usinas binacionais discutidos neste estudo, a regra mais difundida para a fixação de tarifas é a chamada tarifa pelo custo do serviço. Em sua variante mais comum a tarifa pelo custo do serviço é calculada em função dos custos envolvidos na operação do empreendimento somados à amortização progressiva do ativo imobilizado e à remuneração sobre a parcela não amortizada deste ativo.

As tarifas das entidades binacionais estudadas seguem, em sua formulação original, o princípio do custo do serviço, embora nos tratados/convênio assinados sejam definidos diferentes componentes para esse custo. A diferença mais importante é que o Convênio de Salto Grande prevê uma apuração do custo do serviço tradicional, que inclui a remuneração e amortização do ativo imobilizado ao passo que os Tratados de Itaipu e Yacyretá definem o custo do serviço em regime de caixa, excluindo a remuneração sobre o ativo imobilizado e sua depreciação, mas, em compensação, contemplando o serviço da dívida e a remuneração sobre o capital investido.

Embora os convênios internacionais que deram origem aos projetos binacionais tenham definido que o preço da energia elétrica produzida deveria corresponder ao custo do

²⁶ AUDICON (2009)

serviço, cada um desses acordos estabeleceu itens diferentes para composição do custo, conforme resumido na Tabela 2.

Tabela 2. Custos que devem fazer parte das tarifas de energia segundo o estabelecido no Tratado de Itaipu e de Yacyretá, e no Convênio de Salto Grande.

	SALTO GRANDE	ITAIPU	YACYRETÁ
Tarifa pelo custo do serviço	Gastos de operação e manutenção das obras e instalações comuns	Rendimento de 12% anual sobre o capital integralizado da entidade	Remuneração de 12% para o capital da empresa
	Depreciação das obras de instalação comuns, excetuando aquelas destinadas à navegação.	Pagamento dos encargos dos empréstimos efetuados e amortizações dos empréstimos recebidos	Pagamento das dívidas, juros e encargos correspondentes
	Rentabilidade anual razoável sobre o valor dos ativos fixos brutos e do capital investido	Pagamento de royalties as altas partes contratadas	Pagamento das compensações pelos territórios afundados em ambos os países
		Pagamento do ressarcimento à ELETROBRAS e à ANDE dos encargos de administração e supervisão da usina de Itaipu	Ressarcimento para a ANDE e EBISA pelos gastos relativos à administração da EBY.
		Pagamento das despesas de exploração	Custos de operação da planta
		Pagamento do saldo positivo ou negativo do custo do serviço projetado do ano anterior	Saldo positivo ou negativo da conta de exportação da gestão anterior
		Pagamento pela cessão de energia de uma das partes contratantes à outra	Pagamento da energia cedida por uma das partes à outra
Tarifa final	Binômica : Potência + Energia	Potência	Potência

Porém, o que foi acordado no Convênio de Salto Grande e no Tratado de Yacyretá sobre o cálculo do preço da energia elétrica produzida nestas usinas foi modificado durante os anos posteriores à assinatura dos acordos internacionais. Somente Itaipu Binacional praticou a tarifa da usina segundo o que foi estabelecido no Tratado de Itaipu em 1973.

No caso da usina de Salto Grande, as mudanças em relação à tarifa estabelecida no Convênio têm como origem a reorganização da dívida do projeto, efetuada visando o pagamento total dos empréstimos. Cabe destacar, que embora a tarifa tenha sido alterada muitas vezes, o risco cambial e o risco associado ao volume de energia que pode ser efetivamente produzido e faturado sempre foi assumido pelos países sócios de modo a garantir a quitação dos compromissos existentes.

Logo após ser finalizado o pagamento da dívida, cada um dos governos passou a receber a energia sem faturamento, registrando apenas os volumes físicos²⁷. O arranjo que passou a vigorar a partir de então consiste no custeio por parte de cada um dos países das despesas de Salto Grande. Segundo o estabelecido no Regulamento Técnico Administrativo da CTMSG, esta deve apresentar anualmente o orçamento do ano seguinte. Esse orçamento anual deve ser aprovado pelos países sócios e tem que ser financiado por ambas as partes segundo o que lhes corresponde. Além disso, cada país é responsável pelo pagamento dos funcionários de sua delegação na Comissão. A comercialização da energia gerada de Salto Grande passou a ser de responsabilidade de cada país, que a vende em seu mercado por regras próprias, podendo, eventualmente, porém exportá-la ao país vizinho, como já foi mencionado.

No caso de Yacyretá, as mudanças em relação ao que havia sido acordado no tratado de 1973 foram relacionadas principalmente à demora na construção da usina e ao atraso para obtenção do financiamento à construção. A NR92 tinha o objetivo de solucionar os problemas financeiros que a entidade atravessava, porém esta não foi aprovada pelo Congresso do Paraguai, mas mesmo assim ela vem sendo aplicada na EBY.

Neste documento definiu-se uma nova tarifa de venda de energia para os países sócios. O preço a ser pago por toda a energia possível de ser gerada com o volume de água proporcionada pelo reservatório foi estabelecido em US\$ 30 por MWh a valores reais de dezembro de 1991, desde o início da geração até o ano de 2048, independente da cota do reservatório. Trata-se de um preço para a energia e não para a potência da usina como estava originalmente previsto no Tratado de Yacyretá. Ao invés de uma tarifa calculada com base no custo do serviço em regime de caixa, optou-se por um preço fixo em dólares, que poderia ou não ser suficiente para cobrir os custos da usina, dependendo da produção e da evolução dos custos.

Em 1996, a ANDE solicitou para a EBY que da tarifa de US\$ 30 MWh faturada à entidade fosse descontado US\$ 7,37 por MWh, o que corresponde ao valor da cessão da energia não consumida pelo Paraguai à Argentina e que, pelas disposições do Anexo C do Tratado de

²⁷ Topolansky 2010.

Yacyretá, seria paga apenas pela Argentina. No entanto, esta solicitação não foi atendida pela EBY, que continua registrando os compromissos pelo consumo de energia da ANDE com a entidade, ao valor estabelecido na NR92. Já a ANDE vem registrando sua dívida com a EBY considerando uma tarifa ao valor de US\$ 22,63 por MWh²⁸.

Por sua vez, a Argentina também não paga o total da tarifa acordada na NR92. A EBY emite a fatura pelo preço acordado, mas a Argentina paga o montante que resulta da venda da energia de Yacyretá no MEM argentino. A diferença entre o preço da EBY e o preço do MEM é paga em notas de crédito do governo argentino, que serão aplicadas ao pagamento parcial da dívida da EBY com o Tesouro Argentino.

Em resumo, dentre as três usinas binacionais analisadas, somente Itaipu Binacional não mudou substancialmente o cálculo da tarifa do serviço que foi estabelecido na concepção do projeto e ainda hoje o preço da energia dessa usina é calculado segundo os princípios definidos em 1973. Já no que se refere a Salto Grande e Yacyretá houve mudanças substanciais nas tarifas do serviço.

2.2. Churchill Falls

No caso da usina de Churchill Falls, o ponto crucial para o desenvolvimento dos recursos hídricos de Labrador era a obtenção de um mercado seguro para o consumo da energia produzida pela usina antes do início da construção. Na época, o mercado considerado mais promissor era o nordeste dos Estados Unidos. No entanto, para que se conseguisse vender energia para esse mercado haveria a necessidade de transmiti-la pelo território de Quebec. Além disso, considerando a menor distância até Quebec, esta seria uma opção viável economicamente para a venda de energia, já que as alternativas implicariam em maiores investimentos em linhas de transmissão.

²⁸ Controladoria General de la República de Paraguay (2004). *Informe – Entidad Binacional Yacyretá. Resolución CGRN°257/04*. Asunción, Paraguay.

As negociações com Quebec – que a princípio estavam muito influenciadas pelo conflito territorial da província de Labrador²⁹ – culminaram no compromisso da Hydro-Québec para compra da totalidade da energia produzida pela usina. O contrato de compra e venda de energia elétrica entre a Hydro-Quebec e Churchill Falls Labrador Company (CFLCo) foi assinado em 1969.

De acordo com o contrato, embora a CFLCo fosse proprietária da potência e energia da usina, ela deveria disponibilizar para a Hydro-Quebec o 90% da energia produzida. O restante deveria ser vendido às mineradoras da Iron Ore Company em Labrador e a Newfoundland and Labrador Hydro (NALCOR).

Com relação ao preço de venda da energia este foi definido no contrato com base em uma escala decrescente³⁰ como pode ser observado na Tabela 3

Tabela 3: Escala Aplicável para o cálculo do preço de Churchill Falls

Periodo	CA\$/MWh
Primeiros 5 anos	2,7734
Seguintes 5 anos	2,7110
Seguintes 5 anos	2,6591
Seguintes 10 anos	2,5449
Até o fim do contrato	2,3787

Fonte: Power Contract between Quebec Hydro Electric and Churchill Falls Labrador Corporation, 1969.

Dentre os pontos mais controversos do contrato pode-se destacar a cláusula de renovação automática e o fato da tarifa ser mantida fixa durante toda sua vigência. Após os 44 anos cumpridos do contrato inicial, este seria renovado automaticamente sob as mesmas condições comerciais por mais 25 anos, sendo o seu vencimento no ano de 2041. Durante toda sua vigência, o preço da energia deveria ser mantido em CA\$ 2,30 por MWh, valor que já na década de 1960 era considerado barato em comparação a outras fontes.

²⁹ Labrador foi disputada entre Canadá e Newfoundland (somente em 1949 que Newfoundland passa a ser parte do Canadá, pertencendo até então ao Reino Unido) por décadas até chegar à arbitragem internacional. Desta maneira, decidiu-se submeter o conflito territorial ao comitê judicial de *Privy Council* na Inglaterra. Finalmente, em 1927 esta corte decidiu que a propriedade do território em disputa seria de Newfoundland.

³⁰ No artigo VII do contrato o preço da energia está em *mills*. Foi realizada a conversão para o dólar canadense sendo que 1 mill é equivalente a 1/1000 dólar canadense.

3. Estrutura de financiamento

Projetos de usinas hidroelétricas são em essência intensivos em capital e exigem a tomada de recursos de longuíssimo prazo, com financiamentos que em geral atravessam décadas até sua total quitação. Para tal forma de captação de recursos é fundamental o desenho de mecanismos de comercialização que proporcionem garantia aos credores, determinando níveis aceitáveis de risco para o projeto. Simultaneamente, a forma e condições de financiamento do projeto são determinantes para formação das tarifas de energia e outros aspectos relacionados à sua comercialização.

O nível de complexidade dessas questões e a necessidade do alinhamento exposto acima são ainda maiores quando o projeto em questão é efetuado por entidades binacionais, devido às dificuldades que os sócios do empreendimento em geral têm para conciliar seus interesses e adequações à legislação de cada país.

Neste contexto, o segundo relatório técnico apresentou uma análise do funcionamento financeiro das entidades binacionais estudadas assim como da Churchill Falls Labrador Company (CFLCo). Este relatório técnico avaliou os modelos iniciais de financiamento e sua evolução no tempo, a gestão financeira das entidades, os pagamentos realizados aos países sócios (acionistas no caso da CFLCo) e o regime tributário aplicado nos empreendimentos.

3.1. Fontes de financiamento e endividamento das entidades binacionais

a) Modelos iniciais de financiamento

Observa-se que o desenho de financiamento da usina de Salto Grande foi diferente daquele adotado nas usinas de Itaipu e Yacyretá, devido fundamentalmente ao fato de que no caso de Salto Grande o financiamento foi estruturado sob a lógica da divisão das obras. Neste sentido, os países sócios de Salto Grande somente tinham a responsabilidade conjunta de garantir os recursos para as obras comuns do projeto, ficando cada um deles responsável pelas obras não comuns que lhe cabiam. No caso de Itaipu e Yacyretá os países assumiram a responsabilidade de garantir de forma conjunta os recursos necessários para a construção de todas as obras correspondentes a estes empreendimentos. Cabe observar em ambos os casos – Itaipu e Yacyretá – foram os países de maior tamanho e capacidade econômica –

Brasil e Argentina respectivamente – que assumiram a responsabilidade de garantir todos os empréstimos contratados pelas entidades binacionais a fim de construir as usinas.

Especificamente no caso de Salto Grande, no Convênio assinado entre Argentina e Uruguai no ano 1946, se estabelece a divisão das obras da usina entre aquelas que seriam consideradas comuns e específicas aos países sócios. Assim determinou-se que os investimentos efetuados no reservatório, nas instalações mecânicas e elétricas para a geração de energia, assim como os estudos e projetos relacionados à usina deveriam ser custeados em sociedade pelos dois países e pertenceriam a estes em partes iguais. Por outro lado, as obras não comuns – como os investimentos para constituição do acesso as usinas, as linhas de transmissão, assim como as indenizações realizadas nos diferentes territórios – seriam de responsabilidade específica de cada país³¹. Essa divisão foi determinante não só para definição do modelo de financiamento inicial da usina de Salto Grande, bem como para definição das obrigações de cada país para com o projeto binacional.

No que tange às obras comuns, estas seriam financiadas por ambos os países sócios em partes iguais com recursos provenientes de três fontes³²: (1) Aporte de capital dos dois países sócios, determinou-se que cada país aportasse US\$ 40 milhões; (2) Fundos provenientes de ambos os governos; e (3) Créditos de organismos internacionais ou outros que fossem obtidos interna e externamente.

Foi também acordado que se a potência total instalada fosse transitoriamente repartida em proporções distintas a 50%, que foi o que de fato aconteceu, as obras comuns seriam custeadas durante o período correspondente de forma proporcional às potências parciais reservadas pelas partes. Adicionalmente a responsabilidade da garantia dos créditos que iriam ser contratados também foi submetida à lógica da divisão de potência. Sendo assim, inicialmente a Argentina teria a obrigação de garantir o 100% dos contratos de crédito enquanto o Uruguai poderia garantir até 16,66%, proporção essa que seria reajustada futuramente à medida que fosse sendo aumentada a potência correspondente ao Uruguai.

³¹ A especificação dos ativos pertencentes às obras comuns e não comuns está no Regulamento do Convênio de 1946. Artigos 3 e 4.

³² Reglamento del Convenio (1946) – Artigo 7. Ponto 7.1.

No entanto, cabe ressaltar, que as obras comuns são propriedade de ambos os países em partes iguais desde o início das obras³³.

Em relação às obras não comuns, foi estabelecido que aquelas pertencentes à Argentina poderiam ser financiadas por fundos do mesmo país ou por empréstimos que o governo viesse a contratar com organismos internacionais, nacionais ou estrangeiros³⁴. No caso específico das obras não comuns pertencentes ao Uruguai, além dessas poderem contar com as mesmas fontes de financiamento da Argentina, haveria a possibilidade de contratação de dívida com o governo argentino através da CTMSG, os quais seriam denominados como créditos complementares aportados pela Argentina à CTMSG³⁵.

Com respeito ao pagamento dos financiamentos às obras comuns, as receitas geradas pelo empreendimento deveriam destinar-se, logo após o pagamento dos custos de operação e manutenção, primeiramente ao pagamento dos empréstimos estrangeiros e privados. Em segundo lugar, seriam pagos os juros da dívida contraída com os governos dos países sócios. Por fim, seria efetuado o pagamento do capital emprestado por ambos os governos. Dessa forma, mesmo que a dívida não faça parte integrante do cálculo da tarifa, como no caso da Itaipu, a tarifa deverá ser suficiente para cobrir os custos financeiros do projeto.

No caso da Itaipu Binacional, de forma diversa a Salto Grande, não houve uma divisão de obras comuns e de responsabilidade específicas dos sócios, tendo o financiamento sido desenhado considerando todos os gastos com o empreendimento. A estrutura financeira da usina – estabelecida no Tratado de 1973, no Anexo C – definiu que os recursos para a implantação do projeto viessem do capital integralizado da Itaipu Binacional e principalmente dos créditos que iriam ser contratados pela entidade.

O capital integralizado pelos sócios foi de US\$ 100 milhões em partes iguais de cada um dos países³⁶. Os recursos necessários para o desenvolvimento dos estudos, construção e operação da central elétrica e das instalações auxiliares deveriam ser captados por meio de

³³ Reglamento del Convenio (1946) – Artigo 9.

³⁴ Reglamento del Convenio (1946) – Artigo 7. Ponto 7.2.

³⁵ Reglamento del Convenio (1946) – Artigo 7. Ponto 7.3

³⁶ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p.41)

empréstimos pelas Altas Partes Contratantes (Brasil e Paraguai) ou pela própria usina de Itaipu, por meio de operações de crédito. Assim, qualquer investimento realizado deveria ser financiado por meio de operações de crédito para evitar qualquer alteração societária na entidade³⁷.

Adicionalmente, ficou estabelecido no Tratado que as operações de crédito seriam garantidas conjunta ou separadamente, direta ou indiretamente, pelas Altas Partes Contratantes. Na prática, o Governo Brasileiro se comprometeu a dar garantia aos créditos que viessem a ser contratados pela usina de Itaipu, destinados ao pagamento de bens e serviços necessários à construção da hidrelétrica³⁸.

No caso da usina binacional de Yacyretá, o esquema de financiamento guarda grande similaridade ao elaborado para a usina de Itaipu. O Anexo C do Tratado de Yacyretá estabeleceu que a usina deveria ser financiada pelo capital da entidade e por créditos. O capital inicial da EBY seria de US\$ 100 milhões³⁹ pertencentes em partes iguais à A.yE.⁴⁰ e à ANDE, do Paraguai. Para contratar financiamento para o projeto foi necessário o respaldo de garantias soberanas. Assim, conforme estabelecido no Tratado de Yacyretá, ambos os países sócios deveriam garantir os créditos contratados. No entanto, em dezembro de 1973, via *Nota Reversal*, o governo da Argentina se comprometeu a garantir todos os créditos contratados pela EBY.

Em suma, dado o porte dos projetos, estes foram principalmente financiados mediante a contratação de dívida, o que os deixava expostos a variações dos mercados financeiros internacionais no referente às condições de contratação de empréstimos. Adicionalmente, naquela época o tipo de crédito necessário para este tipo de projeto requeria a garantia soberana, o que obrigou os países economicamente mais fortes a assumirem a responsabilidade de garantir a contratação de crédito das entidades binacionais.

³⁷ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p.41)

³⁸ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p.41)

³⁹ Artigo 4 do Anexo A do Tratado de Yacyretá de 1973

⁴⁰ Em 2003, segundo o Decreto N° 27 da Argentina, a parte do capital de Yacyretá correspondente à A. y E. foi transferida para o Ministério de Planejamento Federal, Investimento Público e Serviços.

b) Evolução do financiamento

A crise da década de 1980 modificou de forma distinta o financiamento das usinas binacionais, em função da fase de construção na qual estes empreendimentos se achavam. No caso de Salto Grande, considerando que naquela época o projeto se encontrava na fase final da construção, a CTMSG não necessitou captar grandes quantidades de recursos com taxas de juro altíssimas. Essa situação permitiu que, embora houvesse várias modificações na organização da dívida, esta fosse totalmente paga até 1994.

Por outro lado, no caso da Itaipu Binacional a crise aconteceu quando a usina estava em plena fase de construção, assim a entidade ainda necessitava de um considerável volume de recursos para finalização do empreendimento, recursos estes que seriam captados a taxas de juros elevadas, dado o contexto internacional. Porém, mesmo tendo atravessado problemas financeiros, a Itaipu Binacional conseguiu reorganizar junto ao governo brasileiro sua dívida de forma tal que em 2023, ano no qual deverá se renegociar o Anexo C do Tratado, a dívida estará totalmente paga. O fato da dívida de Itaipu estar totalmente paga em 2023 condicionará de uma forma totalmente diferente a negociação que poderá acontecer entre Brasil e Paraguai no que se refere à comercialização da energia produzida pela Itaipu Binacional.

Por fim, se observa que o caso de Yacyretá foi o mais complexo devido a dois fatores. O primeiro fator foi o fato de que a crise da década de 1980 eclodiu quando a construção da usina estava sendo iniciada, momento o qual a EBY precisava de vultosos recursos financeiros. O segundo fator se relaciona aos problemas ambientais e operacionais que agravaram a situação do projeto. Esses problemas, além de implicarem na demanda de mais recursos, não permitiram que a usina operasse com a potência máxima até 2011, quando finalmente ocorreu o enchimento pleno do reservatório. Como a receita de Yacyretá depende da energia produzida, isso fez com que o fluxo de caixa fosse bem menor do esperado. Como resultado dessa situação em 2014, ano no qual se iniciou a negociação do Anexo C do Tratado de Yacyretá, a EBY tinha uma situação financeira precária, que obriga os países sócios a colocar no centro da negociação a dívida da entidade, com o intuito de buscar uma solução para situação econômico-financeira da EBY.

Para 2014, a Itaipu Binacional apresentava uma dívida de US\$ 13,8 bilhões que serão pagos até 2023 mediante a tarifa que Itaipu Binacional cobra dos seus sócios. Já no caso da EBY, a dívida totalizava US\$15,8 bilhões, valor que está sendo revisto e negociado pela Argentina e pelo Paraguai em função da revisão do Anexo C do Tratado de Yacyretá. Por fim, no caso de Salto Grande a CTMSG finalizou o pagamento da dívida em 1994. A Tabela 4 apresenta um resumo da situação do endividamento dos três projetos de usinas hidrelétricas binacionais analisadas.

Tabela 4 Estado atual da dívida contratada pelas entidades binacionais.

	SALTO GRANDE	ITAIPU	YACYRETÁ
Dívida Acumulada		US\$ 13,8 bilhões	US\$ 15,8 bilhões
Ano de finalização do pagamento da dívida	1994	2023	Em negociação

3.2. O Financiamento de Churchill Falls

A captação de recursos para a construção da usina de Churchill Falls, devido ao grande tamanho do projeto e à distância da usina dos centros de consumo, dependia do endividamento de longo prazo. Por outro lado, os financiadores precisavam da garantia de que haveria um mercado seguro para a venda da energia produzida quando o projeto fosse finalizado. Assim, a CFLCo precisava de um contrato de venda da energia antes de poder começar a construção.

Na década de 1960, as negociações entre a CFLCo e a Hydro-Quebec se iniciaram e passaram por várias complicações políticas e de relacionamento entre as províncias, até que finalmente, em 1966, as partes assinaram uma carta de intenções, na qual concordavam que a Hydro-Quebec comprasse quase a totalidade da energia de Churchill Falls.

Logo após a assinatura desta carta de intenções, em 1967 a CFLCo concluiu o cronograma de desenvolvimento do projeto e imediatamente depois, ainda em 1967, iniciou a construção da usina, mesmo sem o contrato estar assinado. Prevendo que a assinatura do contrato iria demorar mais do que o esperado, a CFLCo precisaria levantar financiamento para poder continuar com as obras da usina por mais um ano. Dessa forma, foi estruturado um plano de financiamento da CFLCo, que tinha como foco a emissão de títulos abertos ao público. Lamentavelmente os títulos não chegaram a ser emitidos ao público e diante dessa

situação, e na qualidade de maior acionista da empresa, a BRICO viu-se obrigada a comprar CA\$ 25,5 milhões dos CA\$ 37,5 milhões que eram requeridos. Para conseguir cumprir com essa obrigação, a BRICO negociou um crédito com o Banco de Montreal e paralelamente vendeu parte de sua participação ao governo de *Newfoundland and Labrador*.

A situação financeira da BRICO era delicada e a CFLCo tinha dificuldades para contrair mais créditos, pois o contrato de compra e venda com a Hydro-Quebec ainda não havia sido assinado e, dessa forma, não existia uma garantia aos empréstimos. Assim, tanto o avanço do contrato quanto as condições financeiras da CFLCo ficaram nas mãos da Hydro-Quebec.

Por sua vez, Quebec se encontrava em uma situação financeira confortável e existia a possibilidade desta emprestar o dinheiro para a construção do projeto. Desta maneira, em 1968 a Hydro-Quebec solicitou a inclusão no contrato de algumas questões que não foram acordadas na carta de intenções, entre as quais se destacam: a cláusula de renovação automática do contrato por mais 25 anos; o preço fixo da energia em 2,3 CA\$/MWh por toda a duração do contrato, incluindo o período de extensão; e, como financiador do projeto, o aumento de sua participação acionária na CFLCo.

Posteriormente, devido à deteriorada condição financeira da BRICO, esta assinou um acordo com a Hydro-Quebec que permitiu a esta última atingir o controle da CFLCo, possibilitando desta maneira a assinatura do contrato em 1969. Nestas condições, a usina iniciou sua operação em 1971 e o projeto foi totalmente concluído em 1974, com um custo total de aproximadamente CA\$ 950⁴¹ milhões.

Em 1974, o governo de *Newfoundland Labrador*, através da *NALCOR Energy Company*, comprou a participação da BRICO na CFLCo, mudando novamente a estrutura acionária da empresa, que desde então pertence à NALCOR (65,8%) e à Hydro-Quebec (34,2%), ambas empresas estatais da província de Newfoundland Labrador e Quebec, respectivamente.

3.3. Gestão financeira das entidades

⁴¹ Dado de *The History of Churchill Falls*

Até a dívida de Salto Grande ter sido totalmente paga em 1994, a CTMSG elaborava o seu orçamento de gastos e fazia o cálculo das receitas que iria receber pela venda de energia, lembrando que no Convênio de 1946 se definiu que tais receitas fossem destinadas primeiramente ao pagamento dos gastos de operação e funcionamento da usina e logo após o pagamento das dívidas da entidade.

Depois de a dívida ter sido paga, cada um dos governos passou a receber a energia sem faturamento, havendo apenas registro dos volumes físicos. Até 2010, as delegações de ambos os países integravam seu orçamento ao da CTMSG, mas com a Resolução N° 275/10 da CTMSG se define que cada delegação deve elaborar e aprovar o seu próprio orçamento visando manter separada a informação do que é o orçamento comum aos países e o que não é. Neste contexto, a cada ano é elaborado um orçamento conjunto da CTMSG que deve ser financiado por ambos os países, e um orçamento de cada delegação que é financiado por cada país.

No caso da Itaipu Binacional é a diretoria financeira, conforme estabelecida no Anexo A do Tratado de Itaipu, a responsável pela execução da política econômica e financeira da entidade. Assim, foram desenvolvidos todos os procedimentos para atender, em conformidade com o Tratado, que as operações financeiras e os demonstrativos financeiros fossem contabilizados em dólares dos Estados Unidos seguindo as seguintes regras⁴²:

- As práticas contábeis utilizadas são aquelas adotadas no Brasil e no Paraguai, observadas as disposições específicas estabelecida no Tratado;
- Não há separação entre Brasil e Paraguai;
- Realizam-se auditorias trimestrais por auditores independentes dos dois países;
- Depois da aprovação da Diretoria e do Conselho de Administração, os demonstrativos financeiros, são enviados para consideração e a aprovação final da ELETROBRAS e ANDE.

⁴² Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p.61)

Cabe destacar, que foi implantada uma sistemática de contabilidade que não considera a depreciação de ativos, e que os procedimentos consideram a isenção de impostos referentes a serviços, materiais e equipamento⁴³.

No caso de Yacyretá, o Anexo A do Tratado concede à EBY capacidade jurídica, financeira e administrativa e em 1983 foi estabelecido o dólar americano como a moeda de referência da EBY.

A gestão interna da EBY é regida pelo Regulamento Interno assinado em 1984. Nesse documento se define que a administração financeira deve ser realizada de acordo com o planejamento e segundo os orçamentos correspondentes às diferentes áreas da entidade. Os recursos da entidade, advindos do capital dos países sócios, financiamento e a receita pela venda de energia, são distribuídos segundo a política de investimentos.

No caso da EBY, à diferença de Itaipu, aplica-se a depreciação à propriedade de plantas e equipamentos, os quais são valorados ao custo de aquisição, incluído o custo dos estudos, do planejamento e da obra civil. Cabe lembrar que a tarifa de Yacyretá não é calculada com base nos custos do serviço, mas é mantida fixa em US\$ 30 por MWh desde 1992, somente atualizada segundo o Anexo C do tratado.

Cabe lembrar também que na NR92 se estabeleceu que todos os gastos referentes aos dez primeiros anos de operação da usina teriam um período de carência de 15 anos, sendo amortizados em quotas iguais nos oito anos seguintes. Portanto, a EBY registra como Retribuições e Compensações todos os custos diferidos referentes à compensação pelo território inundado, o ressarcimento de gastos pela administração pagos a EBISA e ANDE e os encargos sobre o capital investido.

No que se refere à compensação pela energia cedida, a EBY entende que esse custo deveria ser diferido pelas partes contratantes, considerando que no Anexo C do Tratado está

⁴³ Itaipu Binacional – Histórico da Gestão Organizacional da Itaipu Binacional. (p.62)

estabelecido que se devesse adicionar à entidade do país que adquire a energia cedida o valor correspondente a esta compensação, não sendo um custo para a EBY.⁴⁴

Por fim, para analisar a gestão financeira da CFLCo deve se ter em conta que está conta com 65,8% de participação da *Newfoundland and Labrador Hydro (Hydro)* que por sua vez pertence na totalidade à NALCOR ENERGY. Neste contexto, em 1999 foi assinado um acordo entre a CFLCo e a Hydro Québec que definiu, entre outros, que as estratégias de operação e as políticas de financiamento e investimento da CFLCo devessem ser aprovadas conjuntamente com representatividade da Hydro e da Hydro Québec. Embora a Hydro detenha 65,8% de participação da CFLCo, este acordo mudou a relação entre os sócios, deixando de ser uma relação de acionista majoritário e minoritário, para se converter em uma *joint-venture*. Cabe destacar, que por se tratar de uma empresa canadense a moeda usada para a contabilidade é o dólar canadense.

3.4. Pagamento aos sócios e acionistas

A CTMSG não está constituída pelas empresas representantes dos países sócios, como no caso da Itaipu Binacional e da EBY, mas diretamente pelos governos argentino e uruguaio. Neste sentido, o Regulamento do Convênio estabelece que ambas as partes sócias pudessem receber um rendimento razoável sobre o ativo fixo uma vez que a dívida tivesse sido paga, o que efetivamente aconteceu em 1994. Porém, como já analisado, logo após a dívida ter sido paga, os países sócios – Argentina e Uruguai – adquirem a energia de Salto Grande sem faturamento, por tanto não existe o rendimento sobre o capital fixo. Os sócios somente têm a responsabilidade de pagar a parte do orçamento da entidade que lhes corresponde.

Por outro lado, no que se refere à remuneração devida aos sócios pelo uso do recurso hídrico no Convênio assinado em 1946 não se assinala a existência de nenhum desses tipos de remuneração aos estados.

⁴⁴ AUDICON (2009) – Estados Financieros al y por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 e informe conjunto de los auditores independientes.

No caso de Itaipu Binacional no Anexo C, se estabelecem os seguintes pagamentos que a entidade deve realizar aos sócios:

- Pagamentos às empresas sócias, ELETROBRAS e ANDE - A Itaipu deve pagar às empresas sócias uma rentabilidade de 12% sobre o capital investido⁴⁵, e também o ressarcimento de encargos de administração e supervisão relacionados com a Itaipu, calculados no equivalente de US\$ 50 por GWh gerado e medido na central elétrica⁴⁶.
- Pagamentos aos países sócios, Brasil e Paraguai - A Itaipu deve pagar aos países sócios do empreendimento royalties calculados no equivalente a US\$ 650 por GWH gerado e medidos na central elétrica, esse montante não poderá ser inferior anualmente a US\$ 18 milhões. O montante resultante dos royalties é dividido em partes iguais entre cada país sócio⁴⁷.
- Itaipu Binacional também deve pagar a remuneração da energia cedida ao país que cede sua energia excedente. O cálculo da energia cedida é realizado em base a US\$ 300 por GWH cedido⁴⁸.

No caso de Yacyretá, o Tratado de 1973, semelhante à Itaipu Binacional, definiu que a EBY deveria realizar os seguintes pagamentos aos sócios:

- Pagamentos devidos a EBISA e ANDE - encargos de 12% anual sobre o capital investido em Yacyretá de cada uma destas empresas, o ressarcimento da totalidade dos gastos destas entidades em relação a Yacyretá, montante correspondente em partes iguais ao valor calculado considerando US\$ 166 por GWh gerado e medido na central hidrelétrica;
- O Anexo C estabelece que o valor da compensação pelo território inundado, equivalente aos royalties de Itaipu, seja função da energia gerada no ano, do custo

⁴⁵ Atos Oficiais ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu 1973, Anexo C, ponto III.1 (p. 74)

⁴⁶ Atos Oficiais ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu 1973, Anexo C, ponto III.5 (p. 75)

⁴⁷ Atos Oficiais ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu 1973, Anexo C, ponto III.4(p. 74-75)

⁴⁸ Atos Oficiais ITAIPU Binacional – Tratado de Itaipu 1973, Anexo C, ponto III.8(p. 75)

do serviço e de um fator de 0,089 resultantes da análise da contribuição dos territórios inundados na produção de energia;

- Estabelece-se que a compensação pela energia cedida seja de US\$ 2.998 por GWh cedido⁴⁹.

A diferença em relação à Itaipu é que em 1992 definiu-se que estes pagamentos seriam diferidos pelos dez anos de produção da usina, sendo que o Paraguai deveria receber US\$ 1,75 por MWh por conta destes encargos, incluindo ainda a remuneração pela energia cedida. Findo esse período haveria um prazo de carência de 15 anos, sendo amortizados os valores devidos no decorrer de oito anos subsequentes.

Finalmente, no caso da CFLCo, por se tratar de uma empresa incorporada a Hydro subsidiária da NALCOR ENERGY, esta deve pagar dividendos a seus sócios. Isso equivale a dizer, que em função do resultado da empresa, esta deverá pagar dividendos tanto a Hydro (68,5%) quanto a Hydro Québec (34,2%), segundo o estabelecido na sua política interna.

Temos ainda que, em função do que foi definido na *Churchill Falls Labrador Corporation Limited Lease Act* de 1961, a CFLCo deve pagar royalties a província de Newfoundland and Labrador pelo uso do recurso hídrico.

3.5. Regime Tributário

Como as usinas binacionais são propriedade de dois países, há conflito de soberania em relação aos regimes tributários a serem aplicados, no sentido de ter que decidir qual regime deveria ser usado, ou se ambos deveriam ser válidos. Assim, diante dessa dificuldade, os Tratados e acordos referentes às três entidades binacionais estabeleceram a isenção total das mesmas com relação a impostos, taxas e contribuições de qualquer natureza no que diz respeito às suas atividades, pagamentos e remessas efetuadas a pessoas físicas ou jurídicas e aos materiais e equipamentos adquiridos para obras e instalações das organizações.

⁴⁹ Tratado de Yacyretá. Anexo C. Ponto V – Compensación por cesión de energía. (V.1)

Por sua parte, o governo canadense, por meio do *Income Tax Act*, seção 149 (1) (d), concedeu a isenção de imposto de renda à categoria de empresas à qual a CFLCo pertence, ficando esta, então, eximida do pagamento de tal taxa.

4. Análise dos modelos de regulação

Os projetos hidrelétricos binacionais mostram-se como caso de estudo interessante dentro do campo da integração energética pela necessidade de estabelecer mecanismos de relação bilateral de longo prazo que devem se encaixar nos modelos regulatórios de cada país sócio.

Neste sentido, no terceiro relatório técnico são apresentadas as bases regulatórias sob as quais foram construídas as quatro usinas escolhidas para análise: Salto Grande, Itaipu, Yacyretá e Churchill Falls, com foco no entendimento dos arranjos que permitem a integração dos projetos nos marcos regulatórios dos países envolvidos.

Para isso, são apresentados os marcos regulatórios dos estados (ou províncias) envolvidos assim como a inserção comercial de cada projeto no marco regulatório local e as mudanças que estas sofreram com o decorrer do tempo.

4.1. Regulação argentina e relação com SG e EBY

Em 1960, se publica a Lei de Energia Elétrica, que estabelece um regime federal para a energia elétrica. Com esta lei uma série de medidas e empreendimentos foram tomadas pelo governo argentino com a finalidade de potencializar o setor elétrico. Assim, foi no marco desta lei que foi desenvolvido o projeto de Salto Grande (1946) e foi assinado o Tratado de Yacyretá com o Paraguai em 1973.

No final da década de 1980 houve uma crise de fornecimento no setor o que levou o governo a determinar uma série de medidas de racionamento elétrico. A partir de então, a Argentina decide modificar seu marco regulatório, passando a um esquema de mercado em linha com as tendências internacionais.

O novo marco regulatório do setor foi instaurado mediante a Lei Marco n° 24.065/92 e seu decreto regulamentário n° 1.398/92. As disposições contidas no Novo Marco Regulatório

Elétrico buscaram a transição de um modelo baseado no monopólio estatal, verticalmente integrado e com planificação centralizada, para um sistema competitivo, baseado no mercado e em uma planificação indicativa. Nesse novo modelo, o Estado passa a ser o regulador criando-se assim o *Ente Nacional Regulador de la Electricidad* (ENRE). Além disso, para o mercado funcionar criou-se a *Compañia Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anónima* (CAMMESA) em 1992. No Mercado Elétrico Maiorista (MEM), coordenado pela CAMMESA, passaram a funcionar paralelamente dois mercados, o mercado de contratos e o mercado spot, além de um sistema de estabilização de preços para os distribuidores.

Dado o processo de privatização das empresas estatais, foi decidida a completa desverticalização e privatização das unidades de negócio de AyE, e junto com esta medida faz-se necessária a criação de uma entidade que dê continuidade e representasse os interesses argentinos nos empreendimentos binacionais existentes e sob estudo. Para tanto, foi criada, em 1997, a EBISA, empresa de capital estatal que teria como responsabilidade a comercialização da energia elétrica, proveniente de aproveitamentos binacionais.

Já no início da década de 2000, as dificuldades macroeconômicas que o país atravessava levaram à promulgação da Lei de “Emergência Econômica”, que estabeleceu que as tarifas dos serviços públicos, entre eles o serviço de energia elétrica, deviam ser fixadas não mais em dólares mas em pesos, usando um câmbio de conversão de 1 peso argentino por 1 dólar americano, deixando sem efeito as cláusulas de reajuste indexadas à cotação do dólar. A constante instabilidade regulatória e o desequilíbrio financeiro no mercado elétrico levou o governo a tomar decisões ainda mais radicais, assim em 2013 se muda a própria estrutura do mercado elétrico argentino e se define que o Estado passa a ser o comprador único de toda a energia do mercado, através de CAMMESA, e esta passa a ser encarregada de estabelecer uma tarifa única de venda em função do portfólio de compra.

a) Relação entre o mercado elétrico argentino, EBY e Salto Grande

Inicialmente, e conforme previsto no Tratado de Yacyretá de 1973 e no Convênio de Salto Grande de 1946, a energia gerada por ambos os empreendimentos binacionais era adquirida pela AyE. No caso de Salto Grande, o valor estava previsto no convênio e em seus acordos

posteriores, e no caso de Yacyretá, o valor estava previsto na NR92, devido à sua publicação ter sido anterior ao início das operações da usina.

Apesar de o processo de privatização iniciado em 1992 não ter incluído os empreendimentos de caráter binacional, a AyE foi privatizada após os empreendimentos binacionais terem sido segregados na EBISA. A AyE era uma empresa cuja tarifa era calculada pelo custo do serviço, porém a EBISA, que é basicamente uma empresa comercializadora e, sendo assim, vende a energia de suas representadas ao preço spot correspondente, calculado por CAMESSA.

No caso de Salto Grande, após decretado que a comercialização da energia seria realizada pela EBISA, se estabelece que a energia proveniente desta usina seria vendida no mercado Spot argentino e que EBISA utilizaria o 6% dos benefícios econômicos obtidos destas transações econômicas para cobrir os custos de funcionamento de Salto Grande e da EBISA. Em complemento a esta resolução, a Lei nº 24.954 de abril de 1998, estabelece o fundo especial de Salto Grande, gerado através dos benefícios financeiros da venda de energia e destinado para as províncias de Entre Rios (67,5%), Corrientes (27,5%) e Misiones (5%).

O caso de Yacyretá, a NR92 estabelece que deveria se aplicar a tarifa de US\$30/MWh, porém a Argentina efetivamente paga a Yacyretá o correspondente ao preço do mercado spot, sendo que a diferença é registrada como parte da amortização da dívida da EBY com o tesouro da Argentina.

Do lado paraguaio, conforme já analisado, a ANDE também não paga o valor estabelecido na NR92. Mas o valor descontado do pagamento pela energia cedida e pelo território inundado que o Paraguai deve receber da EBY, conforme previsto na NR92.

4.2. Regulação elétrica brasileira e relação com Itaipu

O processo de industrialização brasileira na década de 1950 tornou necessárias mudanças estruturais que viabilizassem a implantação da indústria pesada, de bens intermediários e de bens de capital. No período de 1956 a 1961, o projeto de desenvolvimento do setor elétrico sob comando das empresas públicas começou a tomar corpo. Em 1956, a primeira operação

financiadora do BNDES foi realizada com a finalidade de constituir a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa).

Entre 1962 e 1967 houve um período de transição no qual se criaram as principais condições institucionais e os instrumentos financeiros para a futura mudança de escala e de grau de complexidade do setor elétrico. Pode-se citar como um dos principais acontecimentos a constituição da Eletrobras em 1962, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com as atribuições de planejar e coordenar o setor – ainda obteve a função de holding de várias concessionárias – e administrar os recursos financeiros destinados às obras de expansão. A expansão do sistema elétrico foi claramente dominada pelas empresas estatais, por exemplo, em 1963 entrou em operação a hidrelétrica de Furnas, que marcou o início da interconexão do sistema elétrico brasileiro (através da interconexão dos sistemas de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro).

No final da década de 1970, com a utilização do setor elétrico em políticas para captação de recursos externos e para o controle do processo inflacionário através da contenção tarifária, o equilíbrio das contas financeiras do setor começa a ficar comprometido. A consequência da contenção tarifária foi a paralização dos investimentos necessários para que a oferta acompanhasse o crescimento da demanda. Com o passar dos anos, a situação foi se agravando até chegar a um processo de inadimplência generalizado nas empresas do setor. Ainda na década de 1990, aconteceu um ciclo hidrológico desfavorável que tornou ainda mais evidente a necessidade de uma reestruturação que tirasse a responsabilidades dos investimentos do Estado e gerasse o dinamismo necessário para a retomada do crescimento.

A forma encontrada para restabelecer o equilíbrio financeiro foi mediante a reforma liberal do SEB, iniciada em 1993, com a Lei 8.631, que extinguiu a equalização tarifária e criou os contratos de fornecimento entre geradores e distribuidores. Na mesma linha, em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões do projeto indicavam a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, separando os segmentos de geração, transmissão, comercialização e distribuição. A competição foi implementada nos segmentos de geração e comercialização com a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), enquanto os setores de distribuição e

transmissão foram mantidos sob regulação do Estado através de uma agência reguladora/fiscalizadora a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Posteriormente, em 2001, o SEB sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um drástico plano de racionamento de energia elétrica. A crise foi interpretada como um fracasso do modelo. Assim, durante o ano 2004, foram lançadas as bases do modelo vigente para o SEB. O novo modelo não introduziu grandes mudanças salvo as modificações na comercialização da energia para o ambiente regulado, mas alterou sim as metodologias e os objetivos, assim como privilegiou a convivência entre os setores privado e estatal.

Assim, no novo modelo a Eletrobrás passou a ser utilizada pelo governo como um importante instrumento de política energética tendo, entre outras, a função de atrair capitais privados para novos empreendimentos de geração e transmissão, atuando em parceria através dos Leilões de Energia Nova e dos Leilões de Transmissão. A comercialização de energia passou a contar com dois ambientes de negociação: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A contabilização e liquidação dos contratos assinados em ambos os ambientes de contratação passa a ser realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade que assumiu as funções do MAE.

Em relação a planejamento, foi criada a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), com a responsabilidade de realizar o planejamento do sistema elétrico, preparar projetos estratégicos a serem licitados e realizar estudos sobre cenários futuros e projeções agregadas de demanda para orientar as estimativas das distribuidoras, impactando indiretamente a expansão da geração.

a) Relação entre o mercado elétrico brasileiro e Itaipu

Desde o início da geração de energia de Itaipu, o marco regulatório brasileiro sofreu duas alterações e, portanto, existem três períodos importantes a serem analisados.

Durante o primeiro período, o período estatal, a Eletrobras repassou suas obrigações de aquisição de energia para Furnas e Eletrosul, que assinaram contratos com as distribuidoras em suas correspondentes áreas de atuação para escoar a energia de Itaipu até os

consumidores finais e conseguir honrar seus compromissos financeiros com Itaipu. A potência e energia foi designada em razão de quotas-parte em direta relação aos mercados projetados com verificação e apoio técnico da Eletrobras.

No segundo período, as obrigações de aquisição de energia foram retornadas para a Eletrobras, os critérios de entrega de energia para empresas distribuidoras tornaram-se mais equitativos, além de incluir a região centro-oeste dentro das beneficiadas. Foi realizada a separação de contratos de geração e transmissão, e as tarefas de fiscalização, assim como a aprovação das tarifas, foi repassada para a recém-criada ANEEL.

Finalmente, na última etapa, foi outorgada à Eletrobras a responsabilidade da comercialização da energia de Itaipu. Foi criada a conta de comercialização dessa energia e explicitado o destino do resultado da conta. Foi aplicada a metodologia de Energia Assegurada (e depois Garantia Física) para Itaipu e determinada a participação desta no MRE. Também se estabelece a participação de Itaipu no MAE e a consequente substituição pela CCEE.

4.3. Regulação elétrica paraguaia e relação com Itaipu e EBY

A ANDE foi criada em 1948, entretanto sua estrutura atual foi consolidada apenas em 1964, mediante a Lei n. 966. Esta lei define a ANDE como uma empresa integrada verticalmente, ente autárquico e de propriedade do Estado paraguaio, que tem o objetivo de prestar o serviço público de eletricidade. Assim, a ANDE tem o monopólio da geração, transmissão e distribuição de eletricidade (CIER, 2013).

Atualmente, a geração do sistema elétrico do Paraguai está constituída principalmente pelas centrais hidrelétricas de Itaipu e Yacyretá, as duas entidades binacionais, e pela central hidrelétrica de Acaray.

a) Relação entre o mercado elétrico Paraguaio, Itaipu e EBY

Conforme estabelecido no Tratado de Itaipu e no Tratado de Yacyreta, a integração da energia provinda pelas duas usinas binacionais ao mercado paraguaio é realizada pela ANDE. Enquanto isso, as diretrizes da ANDE não sofreram modificações até hoje.

No relativo a tarifas, estipula-se que as tarifas de fornecimento de energia elétrica e outros serviços prestados por ANDE, serão aprovados pelo conselho de administração da empresa. As tarifas devem ser calculadas de forma tal que as receitas resultantes da sua aplicação permitam à ANDE cobrir todos os seus gastos de exploração e obter uma rentabilidade razoável sobre os investimentos relativos ao abastecimento elétrico. Dessa forma, a ANDE deveria funcionar como uma empresa que repassa o custo do serviço.

Assim a aquisição de energia e potência da Itaipu pela ANDE é realizada pelos custos definidos no Tratado. Enquanto no caso da energia advinda de Yacyreta, a ANDE paga um valor diferente ao estabelecido na NR92, como já analisado, sendo que a ANDE simplesmente os repassa ao mercado interno.

4.4. Regulação elétrica uruguaia e relação com Salto Grande

O desenvolvimento da regulação elétrica uruguaia tem sido diferente das práticas comuns. Devido ao seu tamanho e falta de recursos próprios, a integração elétrica é um elemento importante no desenvolvimento do sistema elétrico nacional.

No ano de 1974, o governo uruguaio cria a UTE que passou depois a ser regida pela Ley Nacional de Electricidad (Lei 14.694, de 1977). A lei sanciona que a indústria elétrica possui caráter de serviço público e que todo fornecimento de energia elétrica será realizado por tarifas dispostas pelo poder concedente, com prévia opinião da UTE ou da empresa concessionária.

Durante a década de 1980 tornaram necessárias reformas estruturais no país que permitissem resolver os desequilíbrios econômicos instaurados. A aplicação de reformas no mercado elétrico no Uruguai foi diferente a dos outros países estudados. No Uruguai existiu uma grande oposição à privatização de UTE, e de fato a reestruturação se focou em cumprir as regras de simetria e reciprocidade exigidas pelo novo marco regulatório argentino, para importar e exportar energia. O novo marco do setor elétrico uruguaio foi aprovado em 1997 mediante a Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (Lei 16.832), e começou a ser efetivamente implementado no ano de 2002.

Dentro do novo marco regulatório, a UTE é mantida como uma empresa verticalmente integrada, contudo é exigida uma separação contábil das áreas de geração, distribuição e transmissão. Adicionalmente, se permitiu a existência de geradores independentes. Uma particularidade da nova regulamentação do mercado elétrico uruguaio é permitir a compra de energia de países interconectados ao Uruguai por parte dos geradores, distribuidores, consumidores livres ou comercializadores de forma firme.

a) Relação entre o mercado elétrico uruguaio e Salto Grande

Devido às características específicas do mercado elétrico uruguaio, faz-se necessário entender como a UTE realiza a aquisição e/ou comercialização da energia de Salto Grande e como esta relação tem evoluído conforme as mudanças regulatórias do país.

Em 1979, quando se inicia a incorporação ao sistema elétrico uruguaio da central hidrelétrica de Salto Grande, a legislação vigente correspondia a Ley Nacional de Electricidad (Lei 14.694, de 1977). De acordo com esta lei, a indústria elétrica teria caráter de serviço público e indica que todo fornecimento de energia elétrica será realizado por tarifas dispostas pelo poder concedente, com prévia opinião da UTE ou empresa concessionária. Nessa época, as tarifas para a venda de energia elétrica eram determinadas de forma que as receitas resultantes da aplicação destas fossem capazes de cobrir os custos de exploração e obter uma rentabilidade razoável sobre os investimentos realizados.

Após a reforma do setor, se estipula que organismos internacionais constituídos para a exploração conjunta de centrais de energia binacionais ou multinacionais, em que uma das partes seja Uruguai, terão direito de atuar no mercado atacadista de energia elétrica uruguaio, mas as transações serão realizadas por seu representante nacional (no caso de Salto Grande, o representante é a UTE).

4.5. Regulação elétrica quebequense e relação com Churchill Falls

Em 1944 o governo do Quebec estatizou a concessão do fornecimento correspondente à cidade de Montreal e formou uma corporação estadual, Hydro-Québec (Dupré and Patry, 1998). A Hydro-Quebec, por ser uma empresa verticalmente integrada, aproveitou a vantagem da grande quantidade de recursos hidráulicos da província para assegurar que

todo Quebec tivesse acesso à eletricidade com tarifas uniformes. As tarifas são calculadas a modo de cobrir os investimentos e custos operacionais.

Durante a década de 1990, os mercados elétricos no mundo começaram a mudar e para se ajustar às mudanças, a província de Quebec reformou o setor. Em 1997, foi criada uma agência chamada Régie de l'énergie, que assumiu a responsabilidade de regular e fiscalizar os mercados energéticos do Quebec. Adicionalmente, o sistema passou por uma desverticalização, sem deixar de ser estatal.

Basicamente, o mercado elétrico passou a funcionar da seguinte forma: A Hydro-Québec Production deve fornecer para a Hydro-Québec Distribution 165 TWh/ano a uma tarifa fixada inicialmente em 2,79 CA\$/MWh, que pode ser alterada pelo governo. Isso é conhecido como Heritage Pool. Para demandas de eletricidade maiores de 165 TWh/ano, a Hydro-Québec Distribution compra a energia via processo de licitação. Isto significa que produtores independentes realizam ofertas econômicas por contratos.

Todo o excesso de energia gerada pela Hydro-Québec Production pode ser vendido no mercado aberto. Na prática, a Hydro-Québec Production aproveita seu enorme potencial hidrelétrico para realizar a arbitragem através de transações de compra e venda de energia nos mercados vizinhos. A Hydro-Québec vende a maior parte de sua energia no verão, quando a demanda doméstica é baixa e os preços no mercado do nordeste dos Estados Unidos são altos. Quebec ainda compra o excesso de energia de Ontário durante a noite, quando os preços são baixos, isso permite à Hydro-Québec conservar os níveis de seus reservatórios e, inclusive, vender energia para Ontário durante o dia, quando a demanda e os preços são maiores.

Dado este esquema, as tarifas de eletricidade são extremamente baixas e o governo do Quebec utiliza as tarifas elétricas como meio para atrair indústrias que impactem positivamente na economia da província. Como o aumento no consumo tem um impacto no preço médio da energia para todos os consumidores, devido ao custo da energia “não heritage”, o governo se reserva o direito de aprovar a outorga de tarifas especiais, inclusive para a renovação de contratos, dependendo do impacto do projeto industrial na economia local, criação de empregos e riqueza. (Quebec Energy Strategy 2006-2015).

a) Relação entre mercado elétrico quebequense e Churchill Falls

A produção de energia de Churchill Falls, que corresponde a Hydro-Québec via contrato de 1969, corresponde a aproximadamente 30TWh e, portanto, representa 18% dos 165TWh do Heritage Pool. Sendo assim, a Hydro-Québec Production tem duas formas de obter ganhos econômicos utilizando este contrato. A primeira nasce da diferença de preços entre o contrato de 1969 e o preço do Heritage Pool, a segunda, de operações de compra e venda de energia que a Hydro-Québec Production pode realizar do excedente de geração das usinas do Heritage Pool em relação ao montante de entrega obrigatória.

Em relação à evolução regulatória desse contrato, a única modificação que cabe apontar corresponde ao Guaranteed Winter Availability Contrat (GWAC) entre CFLCo e Hydro-Québec. A intenção do contrato é garantir a disponibilidade máxima das unidades geradoras de Churchill Falls durante os meses de inverno em contrapartida de uma compensação financeira para CFLCo.

4.6. Regulação elétrica de Newfoundland e Labrador e relação com Churchill Falls

Na província de Newfoundland e Labrador (NWFL), o mercado elétrico é atendido por duas utilities, a Newfoundland and Labrador Hydro (conhecida como Hydro) que é a principal geradora e transmissora da província, e a Newfoundland Power (NP), empresa privada e a maior distribuidora na parte insular da província.

A província possui dois sistemas de transmissão diferentes, um sistema interconectado na parte insular e um sistema em Labrador. O sistema de Labrador está interconectado ao sistema do Quebec.

O marco regulatório do setor elétrico de NWFL é caracterizado basicamente por três leis: a Public Utilities Act, de 1990 (PUA), a Newfoundland and Labrador Hydroelectric Corporation Act (ou Hydro Corporation Act) e a Electrical Power Control Act de 1994 (EPCA). A EPCA surgiu como um ajuste necessário para as tendências políticas internacionais e, mediante esta, foi criado o Public Utilities Board (PUB). O PUB tem a responsabilidade de assegurar que a produção, transmissão e distribuição de eletricidade na

província seja gerenciada e operada de modo eficiente, equitativo, confiável e com o menor custo possível.

A Hydro e a NP são reguladas pelo PUB sob o regime do custo do serviço, permitindo um retorno apropriado sobre custos concedidos. Em 2007, o governo criou uma nova corporação de energia chamada Nalco Energy (Nalco). A Nalco se converteu em uma empresa semelhante à Hydro e tem a finalidade de gerar e transmitir energia. (Historic hydro pact signed between N.L., N.S, 2010).

De modo a entregar ferramentas de trabalho para a Nalco, foi publicado o Water Management Agreement entre a CFLCo e a Nalco Energy. O documento permite a coordenação entre a CFLCo e a Nalco para a utilização do rio Churchill, sendo que a CLFCo deve coordenar o Upper Churchill (Churchill Falls) e a Nalco, o Lower Churchill (Muskat Falls).

a) Relação entre o mercado elétrico de Newfoundland e Labrador e Churchill Falls

O contrato de 1969 permite à controladora de Churchill Falls, a CFLCo, reter dois blocos de energia: o chamado TwinCo Block, de 225 MW, e o chamado Recall Block, de 300MW.

O TwinCo Block corresponde a uma energia de reposição pertencente a Twin Falls Power Corporation (TwinCo). Esta forneceu energia durante a fase de construção do projeto em Churchill Falls e foi desativada em julho de 1974. O Recall Block é um bloco de energia, que permite à CFLCo vendê-lo fora da província de Quebec. O contrato estabelece que toda a energia entregue a Hydro deve ser realizada sob as mesmas condições que a CFLCo entrega a Hydro-Québec e pela mesma duração. A Hydro utiliza a energia para o fornecimento de energia no sistema de Labrador.

5. Análise dos Arranjos Institucionais e de Governança

A concepção e construção de uma grande usina hidrelétrica trazem desafios de toda ordem. Todos os desafios são potencializados quando a grande hidrelétrica em questão tem seu eixo localizado em jurisdição de dois países ou estados-membros. Além de todas as dificuldades inerentes, ainda há necessidade de discussão acerca das regras a serem

aplicadas durante a fase de construção e operação da usina, bem como do modelo institucional e de governança específico a ser utilizado em cada caso.

Assim, é de extrema importância que seja desenhado um modelo institucional e de governança adequado e efetivo para que a experiência de hidrelétricas binacionais seja bem sucedida, ou seja, para que: (i) as usinas sejam financiadas e de fato construídas; (ii) a construção e a operação seja realizada de forma mais eficiente, em termos econômicos, para a sociedade dos estados envolvidos; (iii) os acordos entre os estados envolvidos regulando todos os aspectos da construção e operação sejam respeitados no curto, médio e longo prazo.

Nesse contexto, esta parte do relatório apresenta e compara o modelo institucional e de governança de três hidrelétricas com características binacionais: (i) Itaipu (Brasil/Paraguai); (ii) Yacyretá (Argentina/Paraguai); (iii) Salto Grande (Argentina/Uruguai), tendo como pano de fundo a crescente preocupação no Brasil e nos países da OCDE com o modelo de governança corporativa em empresas estatais, que tem natureza jurídica próxima às entidades responsáveis pela construção e operação de usinas hidrelétricas binacionais.

Em relação à Itaipu, identificou-se que seu modelo de governança atende à maioria dos princípios geralmente aceitos de governança corporativa, principalmente se comparados às mais altas exigências, como as da OCDE e da Lei Sarbanes-Oxley sendo que as partes, ao longo do tempo, primaram pelo respeito à estrutura organizacional e aos pactos firmados.

Sabe-se que o sucesso de um empreendimento deste porte não pode ser atribuído a um só fator, mas a um grande conjunto de condições e conjunturas favoráveis.

A usina hidrelétrica de Itaipu é um modelo de sucesso para novos empreendimentos binacionais no que tange à segurança energética proporcionada a preços competitivos, bem como em relação à segurança jurídica e efetividade dos pactos firmados.

Nesse contexto, é possível afirmar que uma das condições favoráveis que se observou para o sucesso do empreendimento foi o modelo de governança utilizado e respeitado ao longo do tempo, bem como a capacidade da entidade em se adaptar às novas exigências internacionais.

Em relação à usina hidrelétrica de Salto Grande, tal usina é um modelo de sucesso no que tange à segurança energética proporcionada.

No entanto, em relação à estrutura de governança, esta traz pontos que poderiam ter sido melhor abordados pelos governos dos países para garantir, em primeiro lugar, o início da construção em tempo razoável após a concepção do projeto, e, em segundo lugar, maior efetividade aos pactos comerciais realizados originalmente, principalmente aqueles que afetam diretamente à sociedade, como é o caso do financiamento/custo da energia para a sociedade.

Logicamente, não é possível atribuir uma relação direta do modelo de governança com os problemas enfrentados, principalmente quando há uma crise financeira internacional durante fase sensível do projeto, como no caso de Salto Grande. No entanto, a observância de princípios de governança corporativa pode, em muitos casos, mitigar problemas importantes enfrentados por grandes empreendimentos, como é o caso de Salto Grande.

No que tange à usina hidrelétrica de Yacyretá, apesar de a usina atualmente proporcionar segurança energética para os países, o projeto enfrentou diversos problemas desde sua concepção, passando pela fase de construção e que perduram ainda na fase de operação. Esses problemas têm diversas origens e acarretaram diversos ajustes no Tratado original. O modelo de governança mais rígido, inclusive no tocante à transparência das informações e níveis adequados de auditoria interna e externa, conforme as diretrizes da OCDE, poderia ser importante para mitigar tais problemas ocorridos, e, conseqüentemente, contribuir para que o objetivo do empreendimento, qual seja, prover energia e modicidade tarifária para a população, seja potencializado.

Por fim, destaca-se a importância da observância de regras rígidas de governança corporativa em grandes empreendimentos, principalmente aqueles mais complexos como é o caso de usinas hidrelétricas de grande porte em rios contíguos em fronteiras de dois países ou províncias.

A observância dos princípios de governança corporativa pode ser um fator para mitigar e prevenir eventuais conflitos, principalmente no ambiente de discussão entre dois estados, em que há interesses de ambos os estados de diferentes naturezas (i.e. comercial, político,

diplomático, etc). Nesse sentido, a observância dos princípios também pode ser um fator para potencializar o sucesso do empreendimento para a sociedade, auxiliando na redução dos custos e na segurança jurídica tão necessária para grandes obras de infraestrutura.

Assim, nesta perspectiva, um nível adequado de governança corporativa e transparência na gestão, como é o caso de Itaipu, pode ser um fator positivo para que estas usinas continuem a gerar energia com modicidade tarifária para a sociedade dos respectivos países e províncias; enquanto isso, o caso de Salto Grande é emblemático de como uma melhor estrutura e governança pode ser importante para prevenir e resolver problemas.

Conclusão

Ao longo deste projeto se avaliaram os aspectos fundamentais dos empreendimentos binacionais existentes. Conforme foi mencionado, em uma primeira etapa se avaliaram todos os projetos binacionais existentes, os que estão em execução e aqueles que por diversas razões não foram adiante, para logo definir aqueles que seriam estudados com maior detalhe. Dentre este grupo, se selecionaram quatro projetos: Itaipu, Yacyretá e Salto Grande na América do Sul e Churchill Falls no Canadá por ter características similares com uma binacional. Vale lembrar que este projeto foi elaborado entre duas províncias canadenses cujos marcos regulatórios do setor elétrico são diferentes.

Com base nestes projetos avaliaram-se as características comerciais, apontando que o ponto fundamental do desenho comercial era a viabilização econômica destes empreendimentos. De fato, caso novas usinas binacionais vierem a ser estudadas, ainda o ponto crucial da comercialização de energia seria conseguir garantir a viabilidade do projeto no longo prazo.

O aspecto comercial está intrinsecamente relacionado ao financiamento do projeto. Observou-se que todos os empreendimentos estudados foram financiados principalmente com créditos e na maioria dos casos créditos externos, ainda na época em que estes projetos foram desenvolvidos os créditos deviam ter uma garantia soberana. Esse fato fez com que tantos os projetos quanto os países ficassem muito expostos às variações do mercado de capitais, fato que ficou ainda mais evidente com a crise dos países latino-americanos da década de 1980. Pensando que um projeto binacional pudesse ser estruturado hoje, a estrutura financeira teria que ser estruturalmente diferente, entre outros por que o mercado

de capitais evoluiu muito e criaram-se mecanismos no quais não se precisa da garantia dos países para ter acesso à créditos externos.

No aspecto regulatório constatou-se que embora os setores elétricos de cada país tenham sofrido reformas estruturais, os novos modelos regulatórios tiveram que incorporar as regras dos projetos binacionais definidas entre os países.

O estudo do marco regulatório é fundamental para a implementação de um projeto binacional. Em um primeiro momento, o desenho comercial que viabilizará o projeto tem que considerar todas as regras comerciais e regulatórias existentes nos potenciais países sócios. No decorrer do tempo, caso estes marcos regulatórios sejam alterados, como de fato aconteceu em todos os países estudados, os novos modelos devem ser capazes de incorporar os mecanismos comerciais já acordados.

Por fim, identificou-se que os princípios de governança corporativa pode ser um fator para mitigar e prevenir eventuais conflitos, principalmente no ambiente de discussão entre dois estados, em que há interesses de ambos de diferentes naturezas. Além disso, também pode ser um fator para potencializar o sucesso do empreendimento para a sociedade, auxiliando na redução dos custos e na segurança jurídica tão necessária para grandes obras de infraestrutura.

Em suma, o projeto deixou claro que a estruturação e implementação de um projeto binacional é muito complexo. Ainda ficou evidente que a estrutura de financiamento e os mecanismos de comercialização foram desenvolvidos em um contexto regulatório e econômico muito diferente do atual. Sendo assim, embora muitas lições possam ser aprendidas destes grandes empreendimentos binacionais, certamente terão que ser repensados os mecanismos comerciais e aspectos econômicos e regulatórios para estruturar e viabilizar um projeto destas características no contexto atual.

A Conferência Internacional realizada no mês de novembro de 2015 em Itaipu levantou diversas questões acerca da Integração Elétrica na América do Sul que foram muito importantes nas conclusões desta pesquisa. Inclusive, diversas delas foram incorporadas nas nossas análises identificando alguns pontos de convergência.

Referências Bibliográficas

ABREU, Y. V. *Reestruturação do setor elétrico brasileiro: Questões e perspectivas*. 1999. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

ALMEIDA, Francisco Alberto Severo de; Kruglianskas, Isak; SANTOS, Silvio Aparecido dos; GUIMARÃES, Antonio Teodoro Ribeiro. *A Governança Corporativa em Empresa Pública e a Visão de suas Práticas pelos Stakeholders*. In: XXXII Encontro da ANPAD. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://www.anpad.org.br/admin/pdf/APS-A120.pdf>>. Acesso em: set. 2014.

AUDITORIA GENERAL DE LA NACION (AUDICON, 2009). *Estados Financieros al y por el Ejercicio Terminado el 31 de Diciembre de 2009 e Informe Conjunto de los Auditores Independientes*. Buenos Aires , Argentina: file:///C:/Users/paoladoradogoitia86/Downloads/estadosfinanciero2009.pdf.

APUAYE. *Necesitamos termiar Yacyretá*. 2004. Disponível em: <<http://www.iae.org.ar/archivos/apuaye.pdf>>. Acesso em: set. 2013.

ARGENTINA. Decreto Nacional 186/95. Secretaria de Energia. Buenos Aires, 1995.

ARGENTINA. Decreto Nacional 247/87. Secretaria de Energia. Buenos Aires, 1987.

ARGENTINA. Decreto Nacional 326/89. Secretaria de Energia. Buenos Aires, 1989.

ARGENTINA. Nota Técnica N° 22. *El mercado eléctrico argentino*. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Buenos Aires, 2009.

BARRETO, R. *Controvérsias na integração energética sul-americana e o paradigma do Tratado de Itaipu*. In: XIX ENCONTRO NACIONAL DO CONPEDI. Fortaleza, 2010. Disponível em: <<http://www.conpedi.org.br/manaus/arquivos/anais/fortaleza/3328.pdf>>. Acesso em: set. 2014.

BORGES, José Souto Maior. *Curso de Direito Comunitário*. São Paulo: Saraiva, 2005.

BONGIOVANNI, M. *Aprovechamento de Salto Grande: Argentina – Uruguay*. Disponível em: <<http://informesdelaconstruccion.revistas.csic.es/index.php/informesdelaconstruccion/issue/view/243/showToc>>. Acesso em: 30 ago. 2013.

BRASIL. Lei N° 11.480, de 30 de maio de 2007. *Autoriza a renegociação dos créditos da União e da Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobras junto à Itaipu Binacional*. Brasília. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2007-2010/2007/Lei/L11480.htm>.

CANADÁ. *Terms of union of Newfoundland with Canada*, de 23 mar. 1949. Disponível em: <<http://www.solon.org/Constitutions/Canada/English/nfa.html>>. Acesso em: 10 de set. 2013.

CABRERA, J (2009) *Intercambio energéticos internacionales. Experiencia del Uruguay*. UTE. Disponível em: <http://slideplayer.es/slide/310650/>

CANADA (1985). *Income Tax Act*. Acesso em março de 2014. Disponível em <http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/I-3.3.pdf>

CENTRO DE EXCELENCIA JEAN MONNET. *Celebraciones y controversias por Yacyretá*. Bologna: Universidad de Bologna, 2011.

CFLCo. (12 de Maio de 1969). *Power contract between Quebec Hydro-electric Commission and Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited. Newfoundland and Labrador, Canadá*: Disponível em: http://ia600406.us.archive.org/30/items/PowerContractBetweenTheQuebecHydro-electricCorporationAndChurchill/1969_ChurchillFallsContract.pdf.

CHURCHILL, J. (2003). *Power politics and questions of political will: A history of hydroelectric development in Labrador's Churchill River Basin, 1949 - 2002*. Labrador, Canadá. Disponível em; <http://www.gov.nf.ca/publicat/royalcomm/research/Churchill.pdf>: Royal commission of renewing and strengthening our place in Canada.

CIER. Regulación sector eléctrico: Paraguay, 2013. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/paraguay>>. Acesso em: out. 2013

COMISIÓN TÉCNICA MIXTA DE SALTO GRANDE (2013). *Documentos y Antecedentes desde 1938 a Junio de 2013*. Acesso em Setembro de 2013, Disponível em: https://www.saltogrande.org/pdf/libro_DOCUMENTOS_Y_ANTECEDENTES.pdf

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPÚBLICA DE PARAGUAY (2004). *Informe – Entidad Binacional Yacyretá. Resolución CGRN°257/04*. Asunción, Paraguay. Disponível em: [https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CBwQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.contraloria.gov.py%2Findex.php%2Fcategorias-de-archivos%2Fcategory%2F1474-yacyreta-\(eby\)%3Fdownload%3D2277%3Ainforme---entidad-binacional-yacyreta-\(eby\)---res--nr-257-04&ei=vkefU-DLHPKpsQTZzoCQDw&usq=AFQjCNE3y3FLUH1-HYU2qVJ7Lh45k-AuA&sig2=lvwOuLaARRSY7AGwstn60Q](https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CBwQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.contraloria.gov.py%2Findex.php%2Fcategorias-de-archivos%2Fcategory%2F1474-yacyreta-(eby)%3Fdownload%3D2277%3Ainforme---entidad-binacional-yacyreta-(eby)---res--nr-257-04&ei=vkefU-DLHPKpsQTZzoCQDw&usq=AFQjCNE3y3FLUH1-HYU2qVJ7Lh45k-AuA&sig2=lvwOuLaARRSY7AGwstn60Q)

DECRETO N°4.550, de 27 de dezembro de 2002. Regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela Eletrobras termonuclear e da Itaipu Binacional. Brasília. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/D4550.htm>. Acesso em: set. 2013.

ECLAC. *Anexo 1: Antecedentes de organización institucional y marco legal de integración argentino-uruguaya*. Disponível em:

<<http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/2/25602/16Propuestas%20integracion.anexospdf.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 2013.

ESCUDE, C.; CISNEROS, A. *Historia de las relaciones exteriores argentinas*. 2000. Disponível em: <<http://www.argentina-rree.com/11/11-064.htm>>.

ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA. (2006). *Tratado de Yacyretá y Normas Complementarias*. Buenos Aires, Argentina: Disponível em: <http://www.yacyreta.org.ar/docum/2006/tratadodeyacyreta.pdf>.

ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA. Oficial web site Argentina. Disponível em : <http://www.eby.org.ar/>

ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA. Oficial web site Paraguay. Disponível em : <https://www.eby.gov.py/>

ETCHEVERRY, M. S. *Privatização do setor elétrico brasileiro: impactos sobre o trabalho*. 2008. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Ciências Econômicas) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

FEEHAN, J. *Electricity market integration: Newfoundland chooses monopoly and protectionism*. AIMS, 2013.

FEEHAN, J. P.; BAKER, M. *The Churchill Falls contract and why Newfoundlanders can't get over it*. Policy Options. vol. 31, n.8, 2010. p. 65-70. Disponível em: <<http://www.irpp.org/en/po/making-parliament-work/>>. Acesso em: set. 2013.

FEEHAN, J. *The Churchill falls contract: what happened and what's to come? memorial presents*. vol. 101. n°4. 2009. p. 35-38. Disponível em: <http://www.mun.ca/harriscentre/policy/memorialpresents/2008c/NQ_article_Vol_101_No_4.pdf>. Acesso em: set. 2013.

FERREIRA, C. K. L. *Privatização do setor elétrico no Brasil*. PUC-SP, (s.d.).

GASTALDO, M. *Histórico da regulamentação do setor elétrico brasileiro*. Direito em Energia Elétrica, 2009.

GOMES, A.; ABARCA C.; FARIA, E.; FERNANDES, H. *O setor elétrico - BNDES*. Disponível em: <http://www.bndespar.com.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: nov. 2013.

GOUVERNEMENT DU QUEBEC. *Quebec energy strategy 2006-2015*. Quebec, 2006.

GREEN, P. The history of Churchill Falls. (s.d.). Disponível em: <http://www.ieee.ca/millennium/churchill/cf_history.html>. Acesso em: 11 set. 2013.

GUSHUE, J. *Historic hydro pact signed between N.L,N.S*. CBN News, 2010.

GUDIS, Jairo. Governança Corporativa, melhores práticas aplicáveis a pequenas e médias empresas. In: X convenção de contabilidade do Rio Grande do Sul, 2008.

HEC MONTREAL. *Hydroelectricity: It's time for Quebec and Newfoundland to bury the hatchet*. Montreal/Quebec, 2012.

HYDRO-QUÉBEC. Distribution Tariff. Quebec, 2013.

HYDROWORLD. *China builder to construct Togo's 147 MW*. Adjarala, 2009. Disponível em: <<http://www.hydraworld.com/articles/2009/05/china-builder-to-construct-togos-147-mw-adjarala.html>>. Acesso em: jan. 2014.

ITAIPU BINACIONAL(2005). *Atos Oficiais da Itaipu Binacional*. Curitiba 2005

ITAIPU BINACIONAL. Histórico da gestão organizacional da Itaipu Binacional.

ITAIPU BINACIONAL (2013) *Site empresarial*. <https://www.itaipu.gov.br>

ITAIPU BINACIONAL (2013) *Relatório Anual 2013*.
<http://www.itaipu.gov.br/sites/default/files/RelAnual-2013.pdf>

INTERNATIONAL WATER LAW PROJECT. Convention related to the development of Hydraulic Power Affecting more than one State. Disponível em :
<http://www.internationalwaterlaw.org/documents/intldocs/hydraulic_power_conv.html>
Acesso em : set. 2014.

LAPEÑA, J. *Una descripción funcional del sector energético argentino*. In: IAE, 2012. Disponível em: <<http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2013/07/Descripci%C3%B3n-funcional-final-10-2012.pdf>>. Acesso em: out. 2013.

MALAGUTI, G. A. *Regulação do setor elétrico brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais*. Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2009.

NATIONAL ASSANBLY. Bill 116 – An act to amend the act respecting the Régie de l'énergie and other legislative provisions. Quebec, 2000.

NATIONAL ENERGY BOARD. A compendium of electric reliability frameworks Across Canada. Iffice nácional de l'énergie, 2004

NALCOR ENERGY. 2013 Annual Performance Report Transparency and Accountability. Disponível em: <
<http://www.nalcorenergy.com/uploads/file/2013%20Performance%20Nalcor%20Energy.pdf>>. Acesso em: set. 2014.

NEWFOUNDLAND ANS LABRADOR. (1961). The Churchill Falls Labrador Corporation Limited Lease Act. Canada:
<http://www.assembly.nl.ca/legislation/sr/statutes/c5161.htm>.

OECD. OECD Guidelines on Corporate Governance of state-owned enterprises, <<http://www.oecd.org/corporate/ca/corporategovernanceofstate-ownedenterprises/34803211.pdf>>, Acesso em set. 2014.

PARAGUAI. Ley n° 1.309, de 9 de julho de 1998. Que estabelece a distribuição e o depósito de parte dos denominados royalties e compensações em razão do território inundado aos governos departamentais e municipais. Assunção. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/17530843/Ley-130998-Distribucion-de-Royalties>>. Acesso em: ago. 2013.

PARAGUAI. Ley n° 966, de 12 de agosto de 1964. Que cria a Administração Nacional de Eletricidade (ANDE). Asunción. Disponível em: <http://www.economia.gov.py/umep/admin/uploads/ande_ley_966.pdf>. Acesso em: ago. 2013.

PARAGUAI. *Plan estratégico del sector energético de la república del Paraguay 2004-2013*. Anexo 7. Entidad Binacional Yacyretá.

RABINOVICH, G. Sector eléctrico Argentino: Situación actual y proyecciones. In: AEVII. Buenos Aires, 2013

ROCHA, R. R. C. *A revisão do tratado de Itaipu e a necessidade de um novo marco regulatório para a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos: Um desafio para o Brasil de 2023*. Tese (Doutorado em Ciência) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2012.

SANTOS, G.; BARBOSA, E.; SILVA, J; ABREU, R. *Por que as tarifas foram para os céus? Propostas para o setor elétrico brasileiro*. Revista do BNDES. Rio de Janeiro, 2008.

SUAZO, D. *El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino*. Experiencias, Reflexiones y Perspectivas. Argentina: EDESUR S.A.

SALTO GRANDE. Oficial web site. Acesso em Setembro de 2013, Disponível em: <https://www.saltogrande.org/>

SILVA, Edson Cordeiro da. **Governança Corporativa nas Empresas**. São Paulo. Atlas, 2006.

TOPOLANSKY, E. (2010). Experiencia de tratados de represas binacionales en el mundo. Experiencia de Uruguay. Asunción, Paraguay: Primer Seminario Internacional de Política de Integración Energética. Disponível em: <http://www.ssme.gov.py/VMME/archivos%20varios/integracion/conclusion/enriquetopolansky.pdf>

URSEA. *Comprensión del cálculo tarifario: el caso uruguayo*. Montevidéo, 2010.

URUGUAI. Ley Marco Regulatorio del Mercado Mayorista N°22. Montevidéo, 1999.

URUGUAI. Ley Marco Regulatorio del Sector Eléctrico N°16.832. Montevidéo, 1997.

URUGUAI. Ley nacional de electricidad N°14.694. Montevidéo, 1977.

URUGUAI. Ley orgánica de UTE N° 15.031. Montevidéo, 1980.

URUGUAI. Modificación al reglamento del mercado mayorista en energía eléctrica N°299, Montevidéo, 2003.

URUGUAI. Reglamento de Distribución N°277. Montevidéo, 2002.

URUGUAI. Reglamento del Mercado Mayorista N°360. Montevidéo, 2002.

URUGUAI. Reglamento General de la Ley Nacional de Electricidad N°339. Montevidéo, 1979.

URUGUAI. Reglamento General de la Ley Orgánica de UTE N°469. Montevidéo, 1980.

VAILLANT, M. Cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico en el Uruguay. Uruguay: Universidad de la República, 1995.