SEBASTIAN GONZALO NOVOA CURIHUENTRO

**ANÁLISE REGULATÓRIA DE CASOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE
USINAS HIDRELÉTRICAS BINACIONAIS: LEVANTAMENTO
HISTÓRICO E PROJEÇÕES PARA O FUTURO**

São Paulo

2015

SEBASTIAN GONZALO NOVOA CURIHUENTRO

**ANÁLISE REGULATÓRIA DE CASOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE
USINAS HIDRELÉTRICAS BINACIONAIS: LEVANTAMENTO
HISTÓRICO E PROJEÇÕES PARA O FUTURO**

Dissertação para obtenção de título de
Mestre em Engenharia Elétrica da Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2015

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Novoa C., Sebastian G.

ANÁLISE REGULATÓRIA DE CASOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE USINAS
HIDRELÉTRICAS BINACIONAIS: LEVANTAMENTO HISTÓRICO E PROJEÇÕES
PARA O FUTURO / S. G. Novoa C. -- versão corr. -- São Paulo, 2015.
116 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Usinas hidrelétricas binacionais 2. Integração energética 3. Modelos
regulatórios 4. Mercado elétrico 5. Energia I. Universidade de São Paulo. Escola
Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
II.t.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pelo suporte, dedicação, críticas, sugestões e constante rigor. Você tornou possível a realização deste trabalho assim como a minha participação em projetos de pesquisa. Obrigado por sempre me empurrar para entregar este “a mais”.

Obrigado a Cristiane Garcia, pela dedicação, apoio e tornar o meu português mais português. Ao Prof. Dr. Miguel Udaeta, pela preocupação e pelo constante acompanhamento do meu avanço nesta etapa da minha vida.

Ao meu filho, meus pais e irmãos, pelos quais me esforço a cada dia para chegar mais longe. E, finalmente, a minha amada esposa, Maria Claudia. Sem você, nada disso tem razão de ser.

A todos...

¡Muchas gracias!

RESUMO

Os projetos hidrelétricos binacionais existentes têm exibido grandes resultados no que se refere à integração energética, principalmente pela forma com que os países membros vêm lidando com os investimentos de geração. Nesse sentido, com base em pesquisas documentais realizadas para a compreensão da evolução da regulação – especialmente da integração de energia e potência dos empreendimentos e dos mercados elétricos dos países contratantes –, assim como da regulação elétrica dos países envolvidos, o presente trabalho tem por objetivo apresentar alinhamentos regulatórios para o desenvolvimento de futuros projetos hidrelétricos binacionais. Parte das ferramentas apresentadas e dos arranjos previstos nos modelos é preexistente e, inclusive, alguns deles têm sido aplicados na regulação existente de projetos em desenvolvimento. Contudo, será apresentada uma forma articulada de utilização, mediante a criação de modelos que possam servir como alinhamentos gerais para melhor orientar os esforços para a realização de futuros projetos binacionais. Tudo isso sob a ótica da teoria de desenhos de mercado e da teoria do interesse privado, com o intuito de, conseqüentemente, facilitar a inclusão de empreendedores privados nesse tipo de iniciativa.

Palavras-chave: Usinas hidrelétricas binacionais. Integração energética. Modelos regulatórios. Mercado elétrico. Energia.

ABSTRACT

The existing binational hydroelectric projects have shown very good results when it comes to energy market integration, especially considering the way that countries deal with generation investments. Therefore, based on documentary research conducted to understand the evolution of the energy markets regulation – particularly the way that the involved countries deal with the integration of the energy and power coming of the enterprises to their national energy markets –, as well as the electrical regulation of such countries, this document intends to introduce regulatory alignments to guide the development of future binational hydroelectric projects. Some of the regulatory tools and arrangements presented as part of the models are pre-existing to this paper, and even some of them have been used on existing regulation of projects currently under development. However, an articulate way to use them will be presented, by creating models that can serve as general alignments to improve the accuracy of the efforts for the development of new binational hydroelectric projects. All this from the standpoint of the energy market designs theory and private interest theory, in order to facilitate the inclusion of private entrepreneurs in this kind of initiative.

Keywords: Hydroelectric binational projects. Energy integration. Regulatory models. Electric Market. Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo 1: Monopólio verticalmente integrado.....	14
Figura 2 – Modelo 2: Comprador único	15
Figura 3 – Modelo 3: Mercado atacadista	16
Figura 4 – Modelo 4: Mercado varejista	17
Figura 5 – Estrutural institucional do Sistema Elétrico Brasileiro.....	24
Figura 6 – Comercialização de energia no novo modelo brasileiro	25
Figura 7 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira 2013	29
Figura 8 – Argentina. Matriz de Energia Elétrica. Maio/2010	42
Figura 9 – Instituições do setor elétrico paraguaio	47
Figura 10 – Paraguai. Matriz de Energia Elétrica	50
Figura 11 – Instituições do setor elétrico uruguaio	52
Figura 12 – Uruguai. Matriz de energia elétrica.....	55
Figura 13 – Evolução dos mercados elétricos.....	59
Figura 14 – Localização Corpus Christi.....	61
Figura 15 – Localização das usinas de Garabi e Panambi	63
Figura 16 – Localização Guayaramirin.....	64
Figura 17 – Localização rio Grande Tarija e rio Bermejo	65
Figura 18 – Localização rio Puyango-Tumbes	67
Figura 19 – Modelo A: Empreendimento público.....	71
Figura 20 – Modelo B: Parcerias Público-privadas.....	72
Figura 21 – Modelo C: Empreendimento Privado – Intercâmbios de Excedentes.....	73
Figura 22 – Modelo D: Empreendimento privado – Comercialização livre	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ADME	Administração do Mercado Elétrico
Ande	Administração Nacional de Eletricidade
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
AyE	Agua e Energía Eléctrica
Cammesa	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEBH	Comissão de Entes Binacionais Hidroelétricos
Cemocse	Centro de Monitoramento de Centrais e Sistemas Elétricos
CFEE	Consejo Federal de la Energía Eléctrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
Cobinabe	Comissão Binacional para o Desenvolvimento da Alta Bacia do Rio Bermejo e o Rio Grande de Tarija
Comip	Comissão Mista do Rio Paraná
Conam	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CTMSG	Comissão Técnica Mista de Salto Grande
DNC	Despacho Nacional de Cargas
DNE	Direção Nacional de Energia
Ebisa	Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima
EBY	Entidad Binacional Yacyretá
EIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Guma	Gran Usuario Mayor
Gume	Gran Usuario Menor
Gupa	Gran Usuario Particular
MAE	Mercado Atacadista de Energia

Mercosul	Mercado Comum do Sul
Mibel	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIEM	Ministério de Indústria, Energia e Minérios
MME	Ministério de Minas e Energia
MOPC	Ministério das Obras Públicas e das Comunicações
MP	Medida Provisória
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
NR	Nota Reversal
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PI	Produtores Independentes
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
Proinfa Elétrica	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Projeto RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
PTY	Plan de Terminación de Yacyretá
SEAM	Secretaria do Ambiente
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TAISG	Tribunal Arbitral Internacional de Salto Grande
URSEA	Unidade Reguladora dos Serviços de Energia e Água
UTE	Administração Nacional de Usinas e Transmissões Elétricas

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
1. DESENHOS DE MERCADO	13
1.1 Modelo 1: Monopólio verticalmente integrado	14
1.2 Modelo 2: Comprador único	14
1.3 Modelo 3: Mercado atacadista.....	16
1.4 Modelo 4: Mercado varejista.....	17
1.5 Observações	18
2. MODELOS REGULATÓRIOS DOS PAÍSES EM ANÁLISE	21
2.1 Regulação elétrica brasileira e relação com Itaipu	21
2.1.1 Governança do modelo.....	23
2.1.2 Ambiente de Contratação Regulada – ACR	25
2.1.3 Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	27
2.1.4 Arranjos de mercado.....	27
2.1.5 Matriz elétrica.....	29
2.1.6 Aspectos socioambientais	29
2.1.7 Exportação e importação de energia	30
2.1.8 Relação entre o mercado elétrico brasileiro e Itaipu	31
2.2 Regulação elétrica argentina e relação com Salto Grande e Yacyretá	34
2.2.1 Governança do modelo	36
2.2.2 Ambiente de Contratação Regulada	38
2.2.3 Ambiente de Contratação Livre	39
2.2.4 Arranjos de mercado	40
2.2.5 Matriz elétrica	42
2.2.6 Aspectos socioambientais.....	43
2.2.7 Exportação e importação de energia	43
2.2.8 Relação entre mercado elétrico argentino, Salto Grande e Yacyretá...44	
2.3 Regulação elétrica paraguaia e relação com Itaipu e Yacyretá	45
2.3.1 Governança do modelo	47
2.3.2 Ambiente de Contratação Regulada	48
2.3.3 Ambiente de Contratação Livre	49

2.3.4	Arranjos de mercado	49
2.3.5	Matriz elétrica	49
2.3.6	Aspectos socioambientais.....	49
2.3.7	Exportação e importação de energia	50
2.3.8	Relação entre mercado elétrico paraguaio, Itaipu e Yacyretá.....	50
2.4	Regulação elétrica uruguaia e relação com Salto Grande.....	51
2.4.1	Governança do modelo	52
2.4.2	Ambiente de Contratação Regulada	53
2.4.3	Ambiente de Contratação Livre	54
2.4.4	Matriz elétrica	55
2.4.5	Aspectos socioambientais.....	55
2.4.6	Exportação e importação de energia	56
2.4.7	Relação entre mercado elétrico uruguaio e Salto Grande.....	56
2.5	Análise Comparativa da Regulação Elétrica em Estudo.....	57
3.	REGULAÇÃO EXISTENTE DE PROJETOS DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA AINDA NÃO CONSTRUÍDOS	61
3.1	Projeto de Corpus Christi.....	61
3.2	Projeto Garabi e Panambi	62
3.3	Projeto de Guayaramirin	64
3.4	Projeto Bacia Binacional Rio Bermejo	65
3.5	Projeto de Puyango-Tumbes	66
4.	ANÁLISE CRÍTICA E PROJEÇÕES PARA O FUTURO	68
4.1	Modelo A: Empreendimento público	70
4.2	Modelo B: Parcerias público-privadas	71
4.3	Modelo C: Empreendimento privado – Intercâmbios de excedentes.....	73
4.4	Modelo D: Empreendimento privado – Integração de mercados.....	75
4.5	Análise dos modelos propostos.....	77
4.6	Aplicação e classificação dos projetos futuros nos modelos propostos.....	78
5.	CONCLUSÕES	82
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
	APÊNDICE I	90

6. REGULAÇÃO USINAS BINACIONAIS	90
6.1 Itaipu.....	90
6.1.1 Evolução do marco regulatório de Itaipu	90
6.1.2 Formação de preço	93
6.1.3 Tributação e royalties	94
6.2 Salto Grande	96
6.2.1 Evolução do marco regulatório de Salto Grande.....	96
6.2.2 Formação de preço	100
6.2.3 Tributação e royalties	105
6.3 Yaciretá	106
6.3.1 Evolução do marco regulatório de Yaciretá.....	106
6.3.2 Formação de preço	113
6.3.3 Tributação e royalties	114

INTRODUÇÃO

Os projetos hidrelétricos binacionais têm se mostrado um caso de sucesso no que se refere à integração energética, não somente por que, uma vez construída uma central hidrelétrica de certas proporções, seria incoerente não utilizá-la para gerar energia, mas também porque os países envolvidos têm sabido preservar esses investimentos de geração de forma sensata, por meio de figuras autônomas inovadoras, as quais são o suporte e o ponto de partida do presente trabalho.

O presente trabalho compreende o modelo de empresa binacional como uma resposta precisa e segura ao dinamismo político e econômico da região, dentro do contexto ideológico da época em que tais projetos foram concebidos. Além disso, pretende-se entregar uma proposta de modelos sob os quais poderiam ser desenvolvidos projetos hidrelétricos binacionais, com o apoio e a participação do empreendimento privado.

Para tanto, o trabalho inicia-se pelo estudo dos modelos de desenho de mercado elétrico com a finalidade de afiançar o marco teórico de atuação e compreender da melhor forma o capítulo seguinte, que analisa os marcos regulatórios dos países envolvidos nos projetos binacionais existentes. Este segundo capítulo, além de aprofundar-se em questões como a governança do modelo vigente, os ambientes de contratação de energia, a matriz elétrica e os aspectos socioambientais, examina os arranjos de exportação e importação de energia vigente bem como a regulação entre o país e os projetos binacionais dos quais este participa.

Alguns pontos de destaque que surgem dessa análise referem-se à participação dos projetos binacionais nos intercâmbios de energia entre os países e a como os projetos binacionais têm se adaptado às diferentes mudanças regulatórias dos países desde a sua existência.

O Capítulo 3 busca explorar o *status quo* dos projetos binacionais, analisando-os em vias de implementação ou em fase de estudo e a regulação existente para tais. Nesse capítulo, verifica-se a aplicação de metodologias tendentes à inclusão da iniciativa privada nos projetos, com destaque aos de Guayaramirin e Corpus Christi: o primeiro nasce de uma iniciativa completamente privada e hoje avança a um modelo de parceria público-privada, e o segundo, com estudos que apoiam uma integração total de mercado em termos de Mercosul.

A partir das informações expostas nos capítulos anteriores, o Capítulo 4 desenvolve uma proposta de modelos sob os quais poderiam ser desenvolvidos projetos hidrelétricos binacionais, considerando como principais eixos (i) os estágios dos modelos de regulação elétricas dos países envolvidos no projeto e (ii) o grau de integração ou homologação de regras preexistente, que permita a livre comercialização entre os países.

De maneira concreta, são propostos quatro modelos, sendo dois com maior ingerência dos Estados envolvidos e outros dois baseados na existência de mercados integrados ou parcialmente integrados. Contudo, para dita integração existir, torna-se necessária a realização de acordos diplomáticos entre os países, visto que a existência desses mercados se submete à previa realização desses acordos.

Dessa forma, a presente dissertação nasce no contexto de um trabalho realizado em parceria com o GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico (ligado ao Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ), trabalho esse intitulado *Análise comparativa das experiências de aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais*, o qual abordou com uma visão abrangente a situação histórica e atual desses projetos, permitindo o questionamento de como viabilizar a realização de novos projetos na realidade atual da América do Sul.

1. DESENHOS DE MERCADO

Com foco na teoria econômica, os mercados atacadistas de energia elétrica são inerentemente incompletos e imperfeitamente competitivos. Inerentemente incompletos devido às características técnicas da energia elétrica, como a dificuldade de medição perfeita e de armazenamento a custos razoáveis, e imperfeitamente competitivos por características como economias de escala, barreiras de entrada, características de oligopólio, demanda inelástica e capital intensivo.

O mercado elétrico pode ser descrito como constituído por diversas partes separadas verticalmente: geração, transmissão (transporte de energia em alta voltagem), distribuição (transporte de energia em baixa voltagem) e fornecimento ou comercialização. A visão tradicional desse mercado indica que, com o intuito de assegurar o seu correto funcionamento, tais funções devem ser realizadas por empresas verticalmente integradas e altamente reguladas. Na visão tradicional, os reguladores são, implícita ou explicitamente, vistos como entidades socialmente benevolentes e buscadoras do bem-estar para a sociedade e, portanto, necessários para corrigir as falhas do mercado.

Durante os anos 1970 e 1980, foi desenvolvida uma alternativa regulatória, a teoria do interesse privado (STIGLER, 1971; PELTZMAN, 1976), na qual os reguladores são modelados como qualquer agente econômico, como maximizadores de benefícios e a existência destes é resultado da pressão de interesses políticos (BECKER, 1983). Essa visão começou a ganhar força, e a experiência atual mostra que tanto a regulação estrita quanto a integração vertical não são pré-requisitos para um mercado elétrico completamente funcional. Atualmente, em geral, existe um consenso de que a geração e a comercialização são indústrias que potencialmente podem funcionar como mercados competitivos e, portanto, desregulados, enquanto a transmissão e a distribuição são geralmente consideradas como monopólios naturais, portanto, é melhor mantê-lo sob regulação.

Atualmente, são aceitos quatro modelos para a estrutura da indústria elétrica (HUNT, 2002), os quais são diferenciados pelo grau de liberalização permitido no mercado. Os quatro modelos assumem a necessidade de continuidade de monopólio na transmissão, distribuição e aplicação de uma operação do sistema coordenada e centralizada. Sendo assim, os aspectos diferenciadores correspondem

aos graus de liberdade sob a geração e a comercialização. Neste caso, é importante ressaltar que o monopólio não precisa necessariamente ser estatal.

1.1 Modelo 1: Monopólio verticalmente integrado

O primeiro modelo corresponde ao modelo tradicional, um monopólio verticalmente integrado, no qual não há concorrência e todas as funções da indústria são agregadas e reguladas dentro de uma única empresa. Este foi o eixo da indústria elétrica desde os primórdios e ainda assim o é em muitos lugares. Contudo, em teoria, é possível aplicar qualquer modelo regulatório sob uma empresa verticalmente integrada, a prática da regulação por custo do serviço é usual. A Figura 1 ilustra o funcionamento desse modelo (HUNT, 2002).

Figura 1 – Modelo 1: Monopólio verticalmente integrado

Fonte: elaboração própria

1.2 Modelo 2: Comprador único

O comprador único corresponde a um primeiro passo na introdução de competição na indústria elétrica e, na maioria dos casos, surge como uma alternativa para atrair investimento por parte do capital privado. Nesse modelo, a empresa verticalmente integrada não é detentora exclusiva da geração, e Produtores Independentes (PI) podem se conectar à rede e vender energia à empresa dominante, que funciona como um poder único de compra.

A Figura 2 apresenta uma alternativa nesse modelo em que o poder de compra não possui ativos de geração e adquire toda sua energia de PIs. Nesse exemplo, a distribuição/comercialização também está desagregada do poder de compra. As tarifas de venda e a estratégia de compra do comprador único devem ser reguladas e transparentes para todos os atores do mercado, visto que este detém o monopólio de fornecimento sobre as empresas distribuidoras, além de ser comprador único dos PIs. Geralmente, para estabelecer a compra, é realizada alguma variante de um leilão de compra, a fim de que se determine a melhor oferta, e a contratante assina um contrato de longo prazo com o PI. No que se refere à venda, normalmente os preços dos contratos são repassados aos consumidores finais via tarifa (HUNT, 2002).

Figura 2 – Modelo 2: Comprador único

Fonte: elaboração própria

O modelo de comprador único é uma forma limitada de competição e tem como base a concorrência na adjudicação de energia ao menor preço possível, criando uma estrutura de mercado fundamentada em contratos de longo prazo. Entretanto, não existem dinâmicas posteriores ou alternativas para colocar energia. A única forma de viabilizar um projeto é mediante a adjudicação favorável do processo de concorrência, dessa forma, a única concorrência nesse modelo refere-se a quem construirá a planta e realizará sua operação.

1.3 Modelo 3: Mercado atacadista

Nesse modelo, não há uma organização centralizada responsável pela provisão de energia elétrica. As distribuidoras, comercializadoras ou grandes consumidores, dependendo do grau de liberalização implementado, compram diretamente das empresas de geração, ou seja, há concorrência completa na geração. Essas transações acontecem em um mercado atacadista de eletricidade, no qual regularmente é permitida a participação de grandes consumidores. Há duas formas tradicionais de organização desse mercado: através de um *pool* ou de transações bilaterais. A Figura 3 ilustra o funcionamento do mercado atacadista (HUNT, 2002):

Fonte: elaboração própria

As únicas funções que continuam centralizadas correspondem à operação do mercado *spot* e à operação das redes de transmissão. No que tange ao varejo, o sistema continua sob o monopólio devido às distribuidoras que não somente controlam as redes de distribuição como compram energia para os consumidores de sua área de concessão.

O mercado atacadista aumenta consideravelmente a concorrência entre as companhias de geração, pois seu preço é determinado pela interação entre a oferta e a demanda. No entanto, o preço varejista de energia elétrica continua regulado, visto que esse modelo assume que os pequenos consumidores não detêm poder de mercado suficiente para conseguir preços razoáveis, caso participem do mercado atacadista.

1.4 Modelo 4: Mercado varejista

No modelo de mercado varejista, todos os consumidores podem escolher seus fornecedores. Devido aos custos de transação, somente os grandes consumidores possuem acesso direto ao mercado atacadista. Os pequenos e médios consumidores compram de companhias varejistas, que, por sua vez, adquirem energia do mercado atacadista. Nesse modelo, as distribuidoras detêm o monopólio sobre a rede física mas não sobre o fornecimento de energia elétrica na área de concessão. Portanto, os únicos monopólios existentes nesse modelo correspondem à provisão e à manutenção de redes, seja de transmissão ou de distribuição. A Figura 4 ilustra esta forma de mercado competitivo:

Figura 4 – Modelo 4: Mercado varejista

Fonte: elaboração própria

Esse modelo pressupõe que, quando existe suficiente concorrência, o preço varejista não precisa mais de regulação, já que os pequenos consumidores podem mudar de fornecedor para qual lhes oferece as melhores condições. De uma perspectiva econômica, este é o modelo mais satisfatório, pois permite a participação do mercado em todos os níveis possíveis. No entanto, a sua implementação implica na necessidade de contar com redes inteligentes e eficientes, assim como suficiente oferta e liquidez, que permitam seu correto funcionamento (HUNT, 2002).

1.5 Observações

A escolha de um modelo para o desenvolvimento do mercado elétrico de uma nação é tarefa dos *Policy Makers*, contudo, a decisão deve ser fundamentada na compreensão da realidade do mercado em particular, nas implicações de uma mudança estrutural, nas razões ou necessidades que justificam a modificação, assim como na compreensão das consequências e complicações decorrentes de um *status quo*. Entre as questões fundamentais a serem identificadas antes da escolha de um determinado modelo de mercado a ser implementado estão o tamanho do mercado, o grau de industrialização do país, a disponibilidade de tecnologias e os recursos naturais, a matriz energética existente é a perspectiva de futuro.

Um ponto de destaque refere-se à matriz energética e as suas perspectivas de desenvolvimento, que não tem sido explorado pela teoria de desenhos de mercado, porém a experiência tem mostrado tratar-se de aspecto de alta relevância. Além disso, a implementação de um modelo liberalizante num mercado com grande predominância hidrelétrica difere-se da implementação num outro mercado com predominância termelétrica. A tecnologia principal influencia fortemente a forma de precificação de energia e, portanto, a questão deve ser aprofundada e considerada, a fim de obter arranjos de mercado que evitem desequilíbrios ou efeitos de concentração de poder de mercado.

Os diferentes modelos precisam de diferentes graus de alterações estruturais e reestruturação das funções da indústria, novas instituições para a organização e supervisão dos mercados e novas funções dentro da regulação.

Se o objetivo é a implementação de concorrência de produção, indica-se o modelo de mercado atacadista (Modelo 3). A maioria das modificações estruturais e institucionais para a implementação do terceiro modelo coexistem com os do quarto modelo (mercado varejista). Para a passagem do mercado atacadista à implementação da concorrência de varejo são necessárias modificações na estrutura da indústria, nos arranjos de comercialização e medição inteligente de consumidor residencial a fim de que estes possam responder aos preços.

Quando não há compradores ou vendedores suficientes, o terceiro modelo tende a falhar. A falta de compradores cria uma situação similar à do comprador único (Modelo 2), enquanto a falta de vendedores não traz os benefícios da concorrência, ou seja, a redução de preço. Entretanto, limitar a participação às

distribuidoras, comercializadoras e aos grandes consumidores simplifica os arranjos para a medição e a cobrança em comparação com as necessidades para cobrir os médios e pequenos consumidores do mercado varejista. Outro problema clássico do terceiro modelo é a competitividade dos consumidores que estão no limite da elegibilidade para a participação do mercado atacadista. Por exemplo, se o limite para a participação do mercado fosse de 1 MW de demanda contratada, como seriam tratados casos em que existem dois medidores no mesmo local ou dois locais contíguos pertencentes a mesma companhia; ou ainda quando existem múltiplos locais pertencentes a mesma empresa? Tais problemas de limites são comuns, contudo, não existe uma solução ótima para o problema.

No que concerne ao Modelo 3, vale salientar ainda a questão da opção de serviço obrigatório por parte da distribuidora. A possibilidade dos grandes consumidores retornarem ao mercado regulado cria uma opção de arbitragem para a categoria. O retorno ao mercado regulado acontece quando a distribuidora oferece energia abaixo dos preços de mercado, já a saída do mercado atacadista ocorre quando este oferece energia a preços mais convenientes que os da distribuidora. Seguramente isso refletirá de alguma forma, pois, quando um grande consumidor retorna ao mercado regulado, a distribuidora será obrigada a comprar energia a preços de mercado, logo o preço médio de seu portfólio tenderá a subir. Já, quando um grande consumidor sai, a tendência é sobrar energia. Caso essas situações não sejam cuidadosamente consideradas, o pequeno consumidor ou os acionistas das empresas distribuidoras serão prejudicados.

A maior vantagem do mercado varejista é levar os benefícios do mercado atacadista ao pequeno e médio consumidor. Os comercializadores varejistas somam concorrência ao mercado atacadista e pressionam os geradores para a obtenção de melhores preços por meio de maior liquidez no mercado, mediante novas estruturas para financiar novas plantas de geração. As principais dificuldades referem-se à implementação política, pois existe uma tendência natural dos legisladores a proteger os pequenos consumidores mediante tarifas reguladas ou alternativas seguras que alteram as regras naturais do mercado, e de infraestrutura, visto que o modelo torna necessária a instalação de sistemas de medição e faturação suficientemente inteligentes para permitir uma precificação horária sobre o consumo ou para realizar a troca de fornecedor de forma simples e rápida.

Para evitar problemas, antes da implementação do quarto modelo é preciso verificar se o mercado atacadista é benéfico e funciona de forma correta e estável.

Em síntese, segue Tabela 1 com os principais pontos de diferenciação entre os modelos de mercados analisados.

Tabela 1 – Modelos de Mercado e principais pontos de diferenciação

MODELO 1: Monopólio vertical	MODELO 2: Comprador único	MODELO 3: Mercado atacadista	MODELO 4: Mercado varejista
Em uso há mais de 100 anos.	Permite a geradores independentes vender energia a um comprador único, mediante contratos de longo prazo.	Distribuidoras, comercializadoras e grandes consumidores compram energia de geradores dentro de um mercado competitivo.	Confere liberdade de escolha a todos os consumidores, aos grandes no ramo atacadista e aos menores no ramo varejista.
Modelo tradicional, empresas verticalmente integradas	Arranjos de comercialização. Desverticalização dos negócios.	Necessidade de quantidade suficiente de vendedores. Sistemas de medição de horários.	Implementação de tecnologia de medição no varejo. Opção regulada. Educação por parte do consumidor.

Fonte: elaboração própria

2. MODELOS REGULATÓRIOS DOS PAÍSES EM ANÁLISE

2.1 Regulação elétrica brasileira e relação com Itaipu

Na crise dos anos 1980, as tarifas de energia elétrica foram contidas a fim de auxiliar no esforço governamental de combate à inflação. Isso representou de fato o fim da remuneração pelo custo do serviço vigente na época e comprometeu a saúde financeira de todo o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). A solução aplicada para restabelecer o equilíbrio financeiro foi uma reforma liberal do sistema, iniciada em 1993, com a Lei n. 8.631, a qual extinguiu a equalização tarifária e criou os contratos de fornecimento entre geradores e distribuidores. Como segundo passo, em 1995, mediante a Lei n. 9.074, foi criada a figura do Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). 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, enquanto os setores de distribuição e transmissão foram mantidos sob regulação do Estado. O modelo proposto foi claramente inspirado na reforma liberalizante do setor elétrico inglês dos anos 1980, portanto, um modelo regulatório tipo 3, com participação estritamente privada.

Nesse sentido, as principais alterações realizadas no setor foram:

1. desverticalização das empresas estatais;
2. criação de um operador do sistema independente;
3. instituição de um Mercado Atacadista de Energia (MAE);
4. aplicação de restrições de concentração econômica para o segmento de geração;
5. criação de um novo segmento: a comercialização de energia;
6. criação do conceito de consumidor livre;
7. criação de uma agência reguladora/fiscalizadora do modelo Aneel.

Do ponto de vista formal, o Projeto RE-SEB foi concluído em agosto de 1998, definindo um arcabouço conceitual e institucional que configurou o novo modelo do SEB. Vale assinalar que a reestruturação do setor elétrico tinha também como objetivo a privatização das empresas estatais, dentro da lógica neoliberal de que o livre jogo das forças de mercado seria suficiente para garantir mais eficiência e capacidade de expansão do SEB, baseado exclusivamente em investimentos privados. Dessa forma, a maior parte das empresas de distribuição e uma pequena parcela das empresas de geração foram privatizadas (CASTRO; FERNANDES, 2007).

Em 2001, o SEB sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um drástico plano de racionamento de energia elétrica. Em que pese o pouco tempo de implementação, a crise foi interpretada como um fracasso do modelo. Para recuperar o equilíbrio e evitar futuras crises, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações do modelo estabelecido.

Durante o ano 2004, foram lançadas as bases do modelo vigente para o SEB, respeitando os contratos existentes, sustentado pelas leis 10.847 e 10.848 e o Decreto 5.164, de 2004. As diretrizes gerais do novo modelo reconhecem que o simples equilíbrio das forças do mercado não é suficiente para manter a estabilidade no setor elétrico brasileiro e estabelece três princípios gerais como novas bases setoriais:

1. modicidade tarifária;
2. mitigação dos riscos sistêmicos: incentivando a contratação de longo prazo em detrimento da disputa da comercialização no mercado de curto prazo;
3. resgate da função de planejamento.

O novo modelo coincidiu com o fim das privatizações das estatais federais, que passaram a ser utilizadas 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 através de parcerias público-privadas para a participação nos leilões promovidos pelo poder concedente.

Tabela 2 – Mudanças no setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE (2013)

2.1.1 Governança do modelo

As principais entidades que participam da atual definição do Setor Elétrico Brasileiro são as seguintes: 1. Ministério de Minas e Energia, como órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país; 2. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), organismo interministerial encarregado do assessoramento à Presidência da República na formulação de políticas e diretrizes na área de Energia; 3. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), órgão dependente do MME, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e segurança do suprimento elétrico; 4. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), prestadora de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor elétrico; 5. Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), encarregada de regular e fiscalizar o setor elétrico, zelar pela qualidade dos serviços de eletricidade e estabelecer as tarifas reguladas; 6. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade sucessora do

MAE, que, além das atribuições de contabilizar e liquidar as operações no mercado de curto prazo, também administraria os contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados; e 7. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com as funções de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SEB. A Figura 5 apresenta a estrutura institucional do SEB e as relações entre os organismos.

Figura 5 – Estrutura institucional do Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte: CCEE (2013)

O marco regulatório vigente divide a comercialização de energia em duas partes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Figura 6 ilustra essa divisão:

Figura 6 – Comercialização de energia no novo modelo brasileiro

Fonte: Modelo institucional do setor elétrico (MME, 2003)

Os geradores podem comercializar energia no ACR e no ACL. No ACR, os distribuidores só podem adquirir energia através de leilões organizados pelo governo. Os contratos anteriores à Lei n. 10.848/04 continuaram válidos e também servem de lastro para os distribuidores. No ACL, pode ser intermediado por um comercializador ou vender energia diretamente ao consumidor livre.

2.1.2 Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No ACR, participam distribuidoras, geradores e, em casos particulares, comercializadores. A metodologia implementada pelo Decreto 5.163/04, e complementada pelo Decreto 6048/04, estabelece compras pelas distribuidoras através de leilões regulados, realizados de forma agrupada, com produtos de longo prazo, compra antecipada em diferentes prazos e com critério do menor preço.

As necessidades de contratação devem ser definidas para 100% do mercado previsto, sendo que esse lastro pode ser proveniente de:

- energia contratada anteriormente à publicação da Lei n. 10.848/04;
- energia contratada via leilão de compra do ACR;

- energia proveniente de projetos de geração distribuída;
- energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;
- energia de Itaipu Binacional.

Os leilões de compra de energia são organizados pelo MME e executados pela CCEE. Embora tais leilões sejam competitivos, uma intensa disputa entre os empreendedores e as distribuidoras, por contratos de logo prazo, dá flexibilidade ao MME para direcionar a contratação ao tipo de projeto que deseja incentivar. Atualmente, estão previstos seis tipos de leilão de energia (MME, 2003):

1. Leilão de Energia Nova: tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso, são contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. O leilão pode ser de dois tipos: A-5, com contratos para a entrega de energia no quinto ano após o leilão (destinados principalmente a empreendimentos hidrelétricos); e A-3, com contratos para a entrega de energia no terceiro ano após o leilão (destinados à contratação de energia de termelétricas e de empreendimentos de fontes alternativas).
2. Leilão de Fontes Alternativas: uma espécie particular de leilão A-3, aberto apenas a projetos de fontes alternativas, como eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.
3. Leilão Estruturante: destinados a grandes projetos de geração, indicados por resolução do CNPE e aprovados pelo presidente da República. Tais leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, visando seu caráter estratégico e interesse público. Buscam assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico, bem como garantir o atendimento da demanda, considerando o planejamento de longo prazo.
4. Leilão de Energia de Reserva: diferentemente dos demais, não se destina a atender à demanda das distribuidoras, mas, sim, a contratar usinas que não comercializam energia com nenhum agente, consistindo em uma reserva de energia para o sistema; paga mediante

encargo cobrado aos consumidores. Os leilões de energia de reserva têm sido utilizados para a contratação de energia de fontes alternativas.

5. Leilão de Energia Existente: criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo.
6. Leilão de Ajuste: visam adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento do mercado.

Nos dois últimos tipos de leilões, está prevista a participação de comercializadores.

2.1.3 Ambiente de Contratação Livre – ACL

No Ambiente de Contratação Livre podem participar geradores, comercializadores, consumidores livres e consumidores livres especiais. Os preços e condições são livremente negociados entre as partes, sendo uma obrigação a adesão e o cumprimento das regras da CCEE e a contratação de 100% do consumo real dentro de uma janela móvel de 12 meses.

2.1.4 Arranjos de mercado

Conforme já apontado, o modelo brasileiro exige que todos os consumidores contratem 100% de sua necessidade de consumo. Essa exigência foi introduzida com o objetivo de fazer com que os consumidores sinalizem ao mercado a necessidade de expansão da capacidade instalada conforme aumento da necessidade de consumo. Em contrapartida, foi criado o conceito de garantia física, que corresponde às quantidades máximas de energia e potência associadas a um empreendimento. Estas poderão ser utilizadas para a comprovação de lastro físico que, em geral, equivale à contribuição do empreendimento de geração para o atendimento de carga por parte do sistema interligado, despachado de forma centralizada, o qual corresponde a uma fração da capacidade instalada.

A garantia física dos empreendimentos é calculada pela EPE, através da metodologia definida pelo MME, em que são utilizados programas de otimização do despacho hidrotérmico para determinar qual a maior carga (carga crítica) que o sistema interligado pode atender com certa configuração de usinas e linhas de transmissão e dentro dos critérios de segurança técnica aceitos. Sequencialmente, essa carga crítica é dividida entre todos os geradores que compõem o sistema.

Somente o valor efetivo da garantia física pode ser comercializado em contratos com consumidores. No entanto, no curto prazo, o despacho centralizado do ONS pode determinar que os geradores despachem acima ou abaixo da energia contratada. Caso isso ocorra, haverá uma diferença entre o montante de energia vendida e a energia efetivamente gerada. Esta diferença será contabilizada pela CCEE no Mercado de Curto Prazo e será liquidada do valor semanal do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Assim, se um gerador tiver comercializado um montante de energia, mas não o tiver gerado de forma correspondente, terá um débito na CCEE. Inversamente, se a geração ultrapassar a energia comercializada, haverá um crédito na CCEE. Os créditos e débitos são compensados e liquidados financeiramente a cada mês. Esta metodologia também é válida para os consumidores do mercado regulado (distribuidoras) e livre (grandes consumidores).

O despacho é determinado com o auxílio de programas de otimização de custos que determinam semanalmente o programa de geração de todos os geradores despachados, de forma centralizada pelo ONS, dependendo da previsão de carga, da situação atual dos reservatórios e das afluências. Tais programas definem também o Custo Marginal de Operação (CMO), que serve de base para a determinação do PLD, utilizado pela CCEE para liquidar as diferenças entre a energia contratada e a energia medida.

As hidrelétricas são despachadas de acordo com a disponibilidade de água em cada bacia hidrográfica. Entretanto, o fato de algumas hidrelétricas pouparem água, gerando abaixo da garantia física, não constitui, na maior parte das vezes, risco comercial, visto que estas dispõem de um mecanismo de *hedge* compulsório, chamado de Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo faz com que a energia gerada pelo conjunto das hidrelétricas seja sempre distribuída entre todas, na proporção das respectivas garantias físicas. Assim, as hidrelétricas que geram acima de suas garantias físicas cedem por uma tarifa muito baixa a energia excedente às hidrelétricas que geram proporcionalmente abaixo, diluindo o

risco hidrológico e evitando a exposição dos geradores hídricos ao Mercado de Curto Prazo.

Já as usinas termoeletricas são utilizadas principalmente para viabilizar a poupança de água dos reservatórios, com despacho pela ordem de mérito, atuando assim como *backup* do sistema elétrico. Essa característica incide na forma da contratação: por disponibilidade. Finalmente, os geradores de fontes alternativas, como eólica, biomassa e pequenas centrais hídricas, têm despacho prioritário, gerando sempre que há energia disponível e recebendo de acordo com os contratos firmados, seja via leilões, seja via contratos bilaterais.

2.1.5 Matriz elétrica

A matriz elétrica brasileira é predominantemente de base hidrelétrica, conforme é possível verificar na Figura 7:

Figura 7 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira 2013

Fonte: EPE (2014)

2.1.6 Aspectos socioambientais

Todos os novos empreendimentos do setor elétrico têm que passar por licenciamento ambiental. Para projetos com impacto local, o órgão licenciador é

municipal, para projetos de maior impacto, a competência do licenciamento é estadual, e para projetos com impacto em mais de uma unidade da federação, a competência é federal.

Cada projeto precisa obter três licenças ambientais. A primeira é a licença prévia, que delimita os impactos do projeto e estabelece uma lista de compensações socioambientais para mitigar eventuais impactos do projeto sobre o meio ambiente e a população local. A segunda é a licença de instalação, emitida após a apresentação pelo empreendedor de um plano detalhado para a implementação das compensações socioambientais estabelecidas pela licença prévia. As obras só podem iniciar após a emissão da licença prévia pelo órgão competente. E, por fim, a licença de operação, emitida pelo órgão ambiental após a comprovação pelo empreendedor da efetiva implantação das ações das compensações socioambientais relacionadas ao projeto. A operação comercial do projeto só pode ocorrer após emitida a licença de operação.

A obtenção das licenças ambientais é normalmente atribuição do empreendedor, com a importante exceção dos projetos hidroelétricos. Neste caso, a EPE é a responsável pela obtenção da licença prévia e pela declaração de disponibilidade de recursos hídricos, antes da realização do leilão de energia nova.

2.1.7 Exportação e importação de energia

O modelo de comercialização do setor elétrico brasileiro inclui as figuras dos agentes importadores e exportadores de energia, que detêm a autorização do poder concedente para realizar a importação ou a exportação de energia elétrica, podendo operar tanto no Sistema Interligado Nacional (SIN) como em sistemas isolados.

Atualmente, o Brasil importa energia do Paraguai e da Venezuela e realiza trocas de energia com a Argentina e o Paraguai. As compras e vendas de energia são feitas mediante contratos registrados na CCEE. No caso específico da importação do Paraguai, a importação é regida pelo Tratado de Itaipu entre os dois países, sendo a tarifa da energia de Itaipu regulada pela Aneel, respeitando a formulação do tratado.

2.1.8 Relação entre o mercado elétrico brasileiro e Itaipu

Desde a criação de Itaipu, o mercado elétrico brasileiro passou por três grandes mudanças: o período anterior à liberalização do mercado (antes de 1993), o período posterior à liberalização (1993-2004) e após a reforma da liberalização (após 2004). Devido à complexidade e ao dinamismo do mercado brasileiro, inclusive dentro desses três períodos, têm ocorrido mudanças na estrutura de aquisição e, sobretudo, no repasse da energia adquirida da Itaipu pela Eletrobrás para o atendimento do mercado interno brasileiro.

Como consequência da assinatura do Tratado de Itaipu, foi publicada a Lei n. 5.899, de 1973, que dispõe sobre a aquisição da energia da usina, estabelecendo que a Eletrobrás tem a obrigação de adquirir a energia da quota-parte de Itaipu correspondente ao Brasil bem como os excedentes da quota-parte do Paraguai. Além disso, o Tratado designa subsidiárias para a aquisição da totalidade da energia de Itaipu e fixa que as quotas-partes contratadas correspondem a frações de potência contratada e energia vinculada e a forma de rateio destas dentre as empresas de distribuição das regiões Sul e Sudeste.

Como complemento à Lei n. 5.899, foi publicado o Decreto n. 73.102, de novembro de 1973, que regulamenta os artigos 12 e 13 da Lei n. 5.899, que, por sua vez, tratam sobre a coordenação operacional dos sistemas interligados das regiões sul e sudeste, de modo que conseguisse a melhor utilização da energia vinda de Itaipu, e determinam como base a utilização prioritária da energia de Itaipu e de outras hidrelétricas sobre a energia térmica. Após a reforma liberalizante de 1993, a Lei n. 5.899 sofreu sua primeira mudança, foi fixada à Eletrobrás a responsabilidade de promover a construção e a operação de centrais elétricas de interesse supraestadual, de forma que possibilitasse a associação de outras empresas na realização desses empreendimentos.

Em 1999, a MP n. 1.819 inicia as adaptações da Lei n. 5.899 para a nova realidade do mercado brasileiro após a liberalização. As principais mudanças realizadas foram:

1. A responsabilidade de aquisição de potência e energia e da assinatura de contratos, que originalmente a Eletrobrás havia repassado para suas subsidiárias Furnas e Eletrosul, retorna à Eletrobrás;

2. O critério para obtenção de quotas-partes de Itaipu foi alterado. Inicialmente, correspondia às concessionárias da região Sul e Sudeste, nomeadas explicitamente na lei. O novo critério favorece as concessionárias que comercializam uma quantidade anual de pelo menos 300 GWh para consumidores finais nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste;
3. Os contratos entre a Eletrobrás e os concessionários autorizados passam a corresponder aos padrões anteriores, mas serão adaptados à nova realidade do sistema: prazo de 20 anos, renováveis enquanto perdurem os compromissos brasileiros com Itaipu, e com tarifas publicadas em ato da Aneel, assegurando à Eletrobrás o ressarcimento integral dos citados compromissos;
4. A contratação do uso do sistema de transmissão necessário para a conexão da usina de Itaipu à rede básica será realizada diretamente pelas concessionárias autorizadas com Furnas ou sua sucessora concessionária, caso venha existir.

Em relação à operação e inclusão de Itaipu no sistema interligado, a adequação ocorreu por meio da Lei n. 9.648, de 1998, e da MP n. 1.819, de 30 de abril de 1999, e foi realizada em duas partes: a primeira estabeleceu que a coordenação da operação interligada fosse realizada mediante os critérios da ONS; e a segunda mudou o foco da coordenação relativa à Itaipu, deixando de ser a otimização da região Sul-sudeste, passando a ser a coordenação operacional ótima dos sistemas elétricos interligados do Brasil. As modificações desta lei são finalmente complementadas através da Lei n. 10.438, de 2002, a qual designa a Eletrobrás como agente comercializador da energia de Itaipu, ficando encarregada de realizar a comercialização da totalidade dos serviços de eletricidade nos termos da regulamentação da Aneel, trazendo, em resumo, os seguintes efeitos legais:

1. Designa a energia vinculada à potência contratada de Itaipu como Energia Assegurada e estipula que esta será calculada utilizando a mesma metodologia empregada no cálculo de Energia Assegurada das usinas participantes do MRE;
2. Cria o conceito de energia não vinculada à potência contratada de Itaipu e define esta como a energia gerada acima da Energia

Assegurada. A definição corresponde com a definição de energia secundária das usinas participantes do MRE;

3. Estabelece a participação no MRE, a relação com o MAE e as regras de contabilização para a energia de Itaipu;
4. Estabelece as atribuições da Aneel em relação a Itaipu;
5. Cria a conta de comercialização de energia elétrica de Itaipu e estabelece a operacionalização dos créditos e débitos em tal conta.

Em síntese, seguem as informações expostas e a análise do marco regulatório da energia de Itaipu:

1. Desde o início da geração de energia de Itaipu, o marco regulatório brasileiro sofreu duas alterações e, portanto, existem três períodos sob análise:
 - a) Durante o primeiro período, o período estatal, a Eletrobrás 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 a energia foram designadas em razão de quotas-parte em direta relação com os mercados projetados, com verificação e apoio técnico da Eletrobrás.
 - b) No segundo período, as obrigações de aquisição de energia foram retornadas para a Eletrobrás, os critérios de entrega de energia para empresas distribuidoras tornaram-se mais equitativos, além de incluir a região Centro-Oeste entre as 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.
 - c) Na última etapa, foi outorgada à Eletrobrás 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, de Garantia Física) para Itaipu e determinada a participação desta no MRE. Também foi estabelecida a participação de Itaipu no MAE e a consequente substituição pela CCEE.

2.2 Regulação elétrica argentina e relação com Salto Grande e Yacyretá

Em 1988 e 1989, houve uma grave crise de abastecimento provocada basicamente por uma série de eventos que colapsaram o sistema elétrico. De um lado, uma seca que afetou os principais sistemas hídricos. De outro, a falta de disponibilidade do parque térmico. Em janeiro de 1989, a indisponibilidade superou 50% da oferta térmica, e a energia não fornecida atingiu 16% (MECON, *Informe sector eléctrico 1986-1990*), o que culminou na Resolução 23, de 27 de janeiro de 1989, que determinava uma série de medidas de racionamento elétrico. A partir de então, a Argentina decide modificar seu marco regulatório, passando a um esquema de mercado alinhado às tendências internacionais.

Nesse sentido, foi condição indispensável para iniciar com êxito o novo marco regulatório contar com um ambiente macroeconômico estável e dispor de um marco legal que possibilitasse e incentivasse a participação do capital privado, tanto nacional como estrangeiro, condição alcançada mediante a Lei de Emergência Econômica (Lei n. 23.697/89) e a Lei de Reforma do Estado (Lei n. 23.696/89). Estas apontaram a privatização e a participação do capital privado como principal via para enfrentar a crise econômica e financeira pela qual atravessava a economia como um todo, particularmente o setor público.

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 transferência das unidades de negócio das empresas públicas (SEGBA, AyE, Hidronor e empresas estaduais menores) para o controle privado, passando 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. Para tanto, o modelo adotado pela Lei n. 24.065 estabelece, para a política nacional em relação a fornecimento, transporte e distribuição de eletricidade, os seguintes objetivos:

1. Proteger os direitos dos usuários;
2. Promover a concorrência onde seja possível, incentivando o investimento privado para assegurar o fornecimento de longo prazo, principalmente na geração;

3. Separação clara dos segmentos monopólicos e os sujeitos às leis de mercado;
4. Garantir livre acesso às instalações de transporte e distribuição de energia elétrica;
5. Regular as atividades de transporte e distribuição, assegurando tarifas justas e razoáveis;
6. Incentivar o fornecimento, o transporte e a distribuição e utilização eficiente da eletricidade, fixando metodologias tarifárias apropriadas;
7. Limitar o Estado ao papel de regulador;
8. Permitir uma planificação indicativa e descentralizada, transferindo a decisão aos agentes privados.

O processo de privatização das empresas estatais conduzido na Argentina foi profundo, e as modificações realizadas foram exitosas em relação à atração do capital privado, principalmente nos setores de geração e distribuição, somando, na geração, cerca de 8.600 MW de nova capacidade instalada entre 1992 e 2001. Em contrapartida, o setor da transmissão ficou atrás, pois muitos dos projetos programados para essa década não foram realizados.

As dificuldades macroeconômicas que se registraram no país em 2001 levaram à promulgação da Lei n. 25.561 de Emergência Econômica, que estabeleceu que as tarifas dos serviços públicos, entre estas a de energia elétrica, deviam ser calculadas com câmbio de 1 peso argentino por 1 dólar americano, deixando sem efeito as cláusulas de reajuste indexadas à cotação do dólar. Nesse contexto, todos os preços regulados do mercado elétrico tiveram que se ajustar à lei, não acompanhando a desvalorização cambial aguda que se seguiu ao fim da paridade entre o peso e o dólar americano (CIER, 2013a).

A situação instável criada pela Lei de Emergência Econômica levou os agentes privados a cancelarem os investimentos e o governo a tomar medidas extraordinárias para conseguir aumentar a oferta no mercado elétrico. Inicialmente, o governo desenvolveu uma série de projetos através de um forte programa de investimento público, com destaque para a retomada das obras de Yacyretá, através do Plan de Terminación de Yacyretá (PTY), de maio de 2004.

A constante instabilidade regulatória e o desequilíbrio financeiro no mercado elétrico argentino criaram uma situação insustentável, que levou o governo a tomar decisões ainda mais radicais. Em março de 2013, foi publicada a Resolução

95/2013, mudando a própria estrutura do mercado elétrico argentino. A Resolução 95/2013 define que o Estado passa a ser o comprador único de toda a energia do mercado, através da Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), e esta, por sua vez, passa a ser encarregada de estabelecer uma tarifa única de venda em função do portfólio de compra, considerando as regras de remuneração previstas na nova resolução (Energía y Mercados).

Os contratos vigentes na data de promulgação da resolução continuarão vigentes até sua finalização, mas não poderão ser renovados nem prorrogados. Desta forma, todo o mercado – clientes livres e regulados – passará a ser atendido pelo novo esquema de forma gradual.

Entende-se que, através desse novo esquema, a remuneração atual dos geradores do mercado elétrico argentino deve aumentar em relação à situação anterior. Contudo, os geradores perdem totalmente sua autonomia, deixando de ter um portfólio de consumidores para vender a um único comprador que tenha a capacidade de impor a tarifa pela qual deseja comprar a energia (GRANDINI, 2013).

É importante ressaltar que a Resolução 95/2013 reconhece que a geração de tipo nuclear e a correspondente às centrais hidrelétricas binacionais são remuneradas através de mecanismos específicos preexistentes.

2.2.1 Governança do modelo

As principais entidades que participam do setor elétrico argentino vigente são as seguintes:

Secretaría de Energía: dependente do Ministério de Planificación Federal, Inversión Pública e Servicios, no que se refere à energia elétrica, o órgão é responsável pela (i) política energética, supervisão de seu fiel cumprimento e encarregado de propor o marco regulatório destinado a facilitar sua execução; (ii) acompanhar o comportamento do mercado elétrico, promovendo políticas de concorrência e eficiência de atribuição de recursos, elaboração do planejamento estratégico de energia elétrica; (iii) coordenar e supervisionar os acordos de cooperação e integração internacional; (iv) supervisionar o cumprimento dos marcos regulatórios correspondentes e intervir, caso necessário, no controle dos serviços públicos privatizados ou concessionados (SECRETARÍA DE ENERGIA, 2014).

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): seus objetivos correspondem a (i) proteger os direitos dos consumidores; (ii) promover a competitividade na geração de energia e incentivar investimentos que garantam o fornecimento de longo prazo; (iii) promover o livre acesso e a não discriminação nos serviços de transmissão e distribuição; (iv) regulamentar as atividades de transmissão e distribuição, objetivando tarifas justas e razoáveis, incentivar e assegurar a eficiência da oferta e demandas mediante aplicação de tarifas apropriadas; e (v) encorajar a realização de investimento privado na geração, transmissão e distribuição, assegurando a competitividade dos mercados onde possível (ENRE, 2014).

Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE): foi criado pela Lei n.15.336 e pelo Decreto n. 2.073, ambos de 1960. Após a entrada em vigor da Lei n. 24.056, sua relevância aumentou, dada sua dupla responsabilidade de (i) administrar os fundos específicos para o setor elétrico e (ii) assessorar o Poder Executivo Nacional e os governos provinciais em tudo o que se refere à indústria elétrica, inclusive possíveis modificações legislativas (CFEE, 2014).

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (Cammesa): criada mediante o Decreto n. 1.192, de 1992, tem sob sua responsabilidade a coordenação das operações de despacho econômico de cargas, o estabelecimento dos preços atacadistas e a administração das transações econômicas que se realizam através do SIN.

Originalmente, na organização esquematizada do modelo do mercado elétrico argentino, funcionavam dois mercados e um sistema de estabilização de preços para os distribuidores. Os geradores podiam vender sua energia pelo preço *spot* ou por contratos bilaterais assinados com comercializadores ou consumidores no mercado livre. Os distribuidores compravam energia dentro do mercado a preços estacionais, que são basicamente uma projeção dos preços *spot* médios trimestrais. O descasamento dos preços médios trimestrais que pagavam as distribuidoras com o preço *spot* que recebiam os geradores era compensado pelo sistema de estabilização de preços. Contudo, na resolução 95/2013 foi modificada a função da Cammesa, passando a ser a única compradora de energia disponível no mercado, aplicando uma precificação mediante metodologias fixadas em dita resolução e repassando o custo médio de compra tanto aos consumidores do mercado livre como às distribuidoras.

2.2.2 Ambiente de Contratação Regulada

O ambiente de contratação regulada no mercado elétrico argentino está fundamentado pela Lei n. 24.065/92 e pelos contratos de concessões. As distribuidoras cobram preços regulados dos usuários finais. Em geral, estes são fixados com base nos custos de compra de energia no mercado atacadista, além de um componente denominado Valor Agregado de Distribuição (VAD), o qual deve cobrir os gastos de operação e manutenção das redes de distribuição e de comercialização e administração, além de uma rentabilidade estabelecida para os investimentos.

Em relação ao portfólio de energia para atender o mercado, as distribuidoras possuem duas opções: comprar energia no mercado *spot* ou adquirir compromissos de compra de energia mediante contratos bilaterais. Quando as distribuidoras realizam suas compras no mercado *spot*, pagam para a Cammesa o preço estacional¹, reconhecido como *pass-through*, isto é, custo a ser repassado para os usuários finais, o que neutraliza os riscos de compra.

A recuperação dos gastos das compras mediante contrato pode variar dependendo da forma destes, se são herança do modelo antigo ou se estão no novo modelo. Nos contratos herdados, os gastos podem ser transferidos diretamente para os usuários finais. Para os contratos não herdados, existe um risco comercial entre o preço pactuado e o seu custo de oportunidade, o preço estacional. O Regulador permite o repasse aos consumidores sempre e quando o custo não ultrapasse o preço estacional.

Como o preço estacional cobre o risco para as distribuidoras, infere-se que não existe um incentivo para que estas estabeleçam contratos para forneçam cobertura e atenção ao seu mercado. Contudo, a principal razão para que as distribuidoras realizem contratos bilaterais de fornecimento corresponde à necessidade de garantir a quantidade de energia suficiente para atender seu mercado, sob o risco de ser amplamente penalizada, de acordo com as condições dos contratos de concessão. Caso exista falta de oferta, o sistema de despacho prevê que os contratos bilaterais de energia têm prioridade sobre as compras *spot*.

¹ Fundamentos e metodologia do preço estacional serão tratados no item 2.2.4 Arranjos de mercado.

2.2.3 Ambiente de Contratação Livre

Os consumidores com capacidade instalada maior que 30 kW podem participar diretamente do MEM; esse limite tem sido reduzido paulatinamente desde os 5 MW iniciais definidos no ano de 1992. Os consumidores estão agrupados em três categorias, dados suas características e regras para integrar o mercado: Gran Usuario Mayor (Guma), Gran Usuario Menor (Gume) e Gran Usuario Particular (Gupa).

O Guma deve ter em cada ponto de conexão uma demanda mínima de 1 MW e consumo mínimo de 4.380 MWh/ano. A categoria está autorizada a contratar energia de forma independente no mercado. Existe uma obrigação mínima de consumo, que deve ser coberta por contratos bilaterais, e que corresponde ao maior valor entre 50% do seu consumo ou 4.380 MWh/ano. Sendo assim, o Guma pode ser abastecido através de um gerador, comercializador ou, parcialmente, do mercado *spot*.

O Gume deve ter em cada ponto de conexão uma demanda inferior a 2 MW e igual ou superior a 30 kW. Sua demanda deve ser 100% contratada por períodos mínimos de seis meses, pode ser de forma independente no mercado, através de um gerador ou comercializador, mas não participa de forma direta do mercado *spot*.

O Gupa deve ter em cada ponto de conexão uma demanda inferior a 100 kW e igual ou superior a 30 kW. Esses consumidores também devem ter 100% de sua demanda contratada por períodos mínimos de 12 meses, que pode ser de forma independente, através de um gerador ou um comercializador. O Gupa não está autorizado a participar de forma direta do mercado *spot*.

A principal diferença entre Guma e Gume é que o primeiro pode realizar transações horárias, ou seja, pode contratar diferentes potências para cada hora. Dessa forma, o Guma deve contar com um sistema de medição que assim o permita, o que lhe confere um custo adicional. Já entre Gume e Gupa, a diferença está basicamente no prazo de contratação (CAMMESA, 2014).

O governo argentino publicou no Diário Oficial, em março de 2013, a Resolução n. 95/2013, da Secretaria de Energia, que alterou a raiz do paradigma regulatório do segmento de geração elétrica do país. A partir da data da publicação, Guma e Gume passam a comprar energia diretamente do Estado. Com a medida, a

remuneração total dos geradores aumentou. No entanto, os geradores perderam autonomia, uma vez que passaram a ter o Estado como único cliente, perdendo a diversificação de seu portfólio de venda (ENDESA, 2013).

2.2.4 Arranjos de mercado

Conforme observado anteriormente, após o colapso econômico de 2001, o mercado elétrico argentino sofreu grandes modificações. O marco regulatório não sofreu alterações para acompanhar o momento, porém seus princípios sofreram mudanças que dificultaram a previsibilidade e a transparência originais.

Inicialmente, o marco regulatório instaurado pela Lei n. 24.065/92 não estabelece um mecanismo de compartilhamento de risco ou cálculo de energia firme entre geradores. O despacho da geração é realizado fundamentalmente em um sistema de custo marginal, no centro de carga, ou seja, considera não apenas os custos de operação das máquinas, mas também as perdas marginais e limitações de transporte. Caso seja encontrada uma limitação no sistema de transmissão que distancie o despacho real do ótimo econômico, considera-se que a área isolada ou parcialmente isolada estará desvinculada ou parcialmente desvinculada do mercado, estabelecendo-se um preço local otimizado dentro das restrições existentes.

Além disso, os geradores recebem um valor por potência disponível no sistema. Este valor é composto de um elemento variável, acrescido quando há risco de não abastecimento suficiente da demanda – com a finalidade de garantir a operabilidade técnica do sistema, são remunerados serviços adicionais como a regulação de frequência e o controle de tensão.

Os geradores possuem duas opções para a venda de energia, através de contratos a termo ou a preço *spot*. A venda pode ser feita a consumidores livres, distribuidoras ou comercializadoras.

Apesar de possuírem a possibilidade de realizar transações via contratos a termo para abastecer a demanda, as distribuidoras possuem a opção de comprar a preço estacional. O preço estacional originalmente corresponde a uma projeção realizada pela Cammesa sobre o preço *spot* para o próximo trimestre. O preço pago pelos distribuidores (preço estacional) não coincide necessariamente com o preço *spot* (recebido pelos geradores). Para o cálculo do preço estacional, parte-se do pressuposto de que as diferenças entre os dois, no longo prazo, tendam a zero.

Para administrar essas variações, foi criado um fundo de estabilização administrado pela Cammesa, que tem por objetivo estabilizar a balança de recebimentos e pagamentos para não afetar o fluxo de caixa da companhia.

Conforme apontado no item 2.2.3, os consumidores livres ingressam no mercado através das regras da categoria a que pertencem, podendo adquirir energia a preço *spot* ou a preços livremente pactuados entre as partes.

Os arranjos que sustentam o funcionamento do mercado não sofreram modificações até a crise do modelo, originada pela crise econômica argentina de 2001. A partir de então, o governo argentino decidiu intervir no modelo vigente com o objetivo de segurar a inflação. No que tange ao mercado regulado, a forma de cálculo do preço estacional de energia foi modificada para o valor mínimo esperado do preço *spot* durante a estação invernal, considerando uma probabilidade de excedência de 99%, ou seja, o menor preço esperado para o período (MECON, *Resolução SE n. 75/2002*). É importante destacar que os preços foram passados automaticamente a pesos argentinos, e foi estabelecido um teto de 120 AR\$/MWh ao preço *spot*. As tarifas de energia foram congeladas em janeiro de 2002 por intermédio de Leis de Emergência Pública e Reforma do Regime Cambiário.

Em dezembro de 2004, o governo federal ditou novas normas a fim de suprir o crescimento da demanda de eletricidade, incluindo a construção de novos geradores de ciclo combinado de 800 MW. Esses geradores começaram a operação com 100% de sua capacidade durante a primeira metade de 2010. Os custos de construção foram financiados principalmente pelo lucro líquido da venda de energia no mercado *spot*.

O novo regime de remuneração compreende três conceitos (CALSIANO, 2013):

1. Remuneração dos custos fixos: considera e remunera a potência disponível do gerador, sujeita ao cumprimento de metas com base na disponibilidade média dos últimos três anos e na disponibilidade média histórica de cada unidade.
2. Remuneração dos custos variáveis: foram estabelecidos novos valores de remuneração de custos variáveis de combustíveis e não combustíveis. É calculado mensalmente, fundamentado na energia gerada por tipo de combustível.

3. Remuneração adicional: uma porção da remuneração será destinada ao gerador e outra parcela será destinada a novos projetos de infraestrutura do setor elétrico.

A Resolução n. 1281/2006, do Ministério de Energia, lançou o programa Energia Plus, no qual os usuários com potência instalada superior a 300 kW, e que excedessem o seu nível base de demanda do ano de 2005, deveriam pagar um custo adicional pela energia. O programa obriga os grandes consumidores industriais a obterem por conta própria coberturas maiores de consumo de energia elétrica em comparação a 2005, porém, ao mesmo tempo, tem o objetivo de respaldar os incrementos dos usuários, promovendo o uso racional de energia e incentivando a autogeração e a cogeração. Todos os usuários que necessitassem de demanda superior à do ano de 2005, deveriam efetuar um contrato de Energia Plus, caso contrário, estaria sujeito a severas multas no mercado de energia.

2.2.5 *Matriz elétrica*

A matriz elétrica argentina é predominantemente térmica, conforme se pode atestar na Figura 8.

Figura 8 – Argentina. Matriz de Energia Elétrica. Maio/2010

Fonte: Cárdenas (2013)

2.2.6 Aspectos socioambientais

A partir da reforma constitucional de 1994, as normas ambientais foram repassadas para a esfera federal. Desta forma, o Congresso Nacional argentino passou a legislar a respeito dos assuntos ambientais. A Lei Geral do Meio Ambiente, de 27 de novembro de 2002, dispõe que toda a atividade suscetível de degradação ambiental deve apresentar um Estudo de Impacto Ambiental. A Lei Geral da Eletricidade (Lei n. 24.065), de 1991, estabelece a obrigatoriedade de um Certificado de Conveniência e Necessidade Pública de todas as novas construções de expansão do sistema de transmissão ou distribuição. O ENRE emitiu a resolução com a finalidade de regulamentar e determinar a magnitude das instalações cuja operação e construção requerem qualificação de necessidade pública. De forma complementar, foi expedida uma nova resolução ENRE que regulamentava as condições ambientais exigidas para as instalações de linhas de transmissão e estações transformadoras e/ou compensadoras, que se projetem ou construam em sistemas sujeitos a jurisdição nacional. Outro diploma legal relevante trata-se da Resolução ENRE n. 77/1998, que determina as características do Estudo de Avaliação de Impacto Ambiental, necessário para a construção e operação de instalações de transmissão e distribuição de eletricidade (CIER, 2013b).

2.2.7 Exportação e importação de energia

A Resolução n. 21/975, de 1997, da Secretaria de Energia, regulamenta a comercialização de energia elétrica, exportação ou importação, entre os agentes do mercado argentino e as empresas que pertencem a mercados de outros países. Ficou estabelecida a possibilidade de realização de dois tipos de operações de exportação e importação de energia elétrica. Uma delas é nomeada de intercâmbio firme, na qual acordam as partes que uma determinada potência deve ser entregue no nó de fronteira, com garantia de abastecimento. Essa modalidade é firmada mediante a uma contratação de potência firme, com energia associada, seja de importação, seja de exportação. A potência firme é a capacidade de gerar energia colocada à disposição por parte de um vendedor, caso o comprador necessite. Outra modalidade de exportação e importação de energia consiste no intercâmbio de oportunidade, que considera as transações ininterruptas do mercado *spot*, ou seja,

baseia-se em excedentes de energia. Nesse caso, a operação é limitada à energia excedente e não existe uma operação de potência.

O agente dentro do mercado argentino que opera como importador ou exportador de energia é responsável pelo pagamento de encargos resultantes no mercado devido a essa transação, sendo faturado pela Cammesa. A exportação é considerada uma demanda adicional que se agrega ao mercado na fronteira do sistema e deve pagar as taxas de transporte que correspondem às perdas elétricas, como se fosse um grande consumidor. O nó de fronteira é definido como um lugar físico ou nó equivalente de onde se considera o intercâmbio com o outro país. Por exemplo, o nó de fronteira para os contratos celebrados com o Brasil foi estabelecido em um ponto entre sua fronteira com a Argentina, sobre o rio Paraná. As permissões de importação e exportação são outorgadas pela Secretaria de Energia.

2.2.8 *Relação entre mercado elétrico argentino, Salto Grande e Yacyretá*

Inicialmente, conforme previsto no Tratado de Yacyretá, de 1973, e no Convênio de Salto Grande, de 1946, a energia gerada pelos dois empreendimentos binacionais era adquirida pela AyE. No caso de Salto Grande, o valor é calculado conforme descrito no convênio e nas suas alterações posteriores. No caso de Yacyretá, o valor é calculado conforme previsto na Nota Reversal de 1992 (NR92), devido a publicação ser anterior ao início das operações da usina.

A AyE foi incluída no processo de privatização iniciado em 1992 e, junto da liquidação da empresa, foi criada, mediante o Decreto n. 616, de 1997, a Ebisa, empresa federal encarregada da comercialização da energia elétrica provinda de aproveitamentos binacionais e interconexões que tivessem sido designadas anteriormente à AyE. Portanto, se a AyE era uma empresa integrada com tarifas pelo custo do serviço, a Ebisa é uma empresa comercializadora e, sendo assim, vende a energia de suas representadas ao preço *spot* correspondente, calculado pela Cammesa.

No caso de Salto Grande, após decretado que a comercialização da energia seria realizada pela Ebisa, a solução para precificar a energia foi dada pela Resolução SE n. 433, de 1998. Em complemento a esta resolução, foi estabelecido o fundo especial de Salto Grande, gerado através dos benefícios financeiros da

venda de energia, conforme estipulado na Resolução 433/1998, destinado para as províncias de Entre Ríos (67,5%), Corrientes (27,5%) e Misiones (5%).

Como a usina de Yacyretá entrou em operação apenas em 1994, a única tarifa de que se esperava aplicação corresponde à estabelecida pela NR92 – mesmo não existindo acordo entre as partes a respeito de sua aplicação até hoje. Contudo, não é o que ocorre na prática. Segundo informações obtidas em entrevista com o ex-diretor de Recursos Energéticos do Vice-Ministério de Minas e Energia do Paraguai, Axel Cid Benites Ayala, o valor que a Argentina paga é efetivamente menor que o estipulado na Nota Reversal 92, reajustado ao valor presente, sendo que a diferença é registrada como parte da amortização da dívida da Entidad Binacional Yacyretá (EBY) com o tesouro da Argentina (em fase de elaboração)². Do lado paraguaio, o valor pago também não corresponde ao estabelecido na NR92. Como o governo do Paraguai não aprovou esta Nota, o país faz caso omissivo e paga um valor equivalente ao cálculo do preço estipulado através da fórmula original de precificação descrita no Tratado de Yacyretá. Para efeitos de quantificação, a EBY contabiliza a diferença entre esses valores e desconta do pagamento realizado pela energia cedida e pelo território inundado que o Paraguai deve receber da EBY, sob a forma de cálculo estipulada na NR92.

2.3 Regulação elétrica paraguaia e relação com Itaipu e Yacyretá

O setor elétrico paraguaio é um dos poucos na América Latina a permanecer no modelo de monopólio público verticalmente integrado. A Administração Nacional de Eletricidade (Ande), criada em 1964, através da Lei n. 966/64, é uma empresa integrada verticalmente e de propriedade do Estado, cumpre com a função de ser responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Paraguai. Devido à presença monopólica da Ande, não há mercado livre de energia elétrica no país.

A Lei n. 167/93 prevê que o Vice-Ministério de Minas e Energia é responsável por estabelecer e orientar a política energética e o estudo dos aspectos técnicos, econômicos, financeiros e legais que promovam o uso de energia. Na prática, todas as responsabilidades de energia estão concentradas na Ande, que é a reguladora de

² BENITES AYALA, A. C. Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais: depoimento. Entrevista concedida à equipe do GESEL-UFRJ.

eletricidade e, de fato, fornecedora. A instituição também elabora a estrutura tarifária, analisada e aprovada pelo Conselho Econômico do Poder Executivo. O Conselho geralmente define tarifas mais baixas do que as propostas pela Ande, o que gera uma falta de recursos para o investimento necessário para o desempenho adequado do sistema elétrico (ANDE, 2015).

Como o Paraguai possui matriz elétrica predominantemente hídrica, as tarifas de energia elétrica estão abaixo das tarifas média da região, principalmente para os consumidores residenciais. Além disso, a usina Binacional de Itaipu sozinha pode entregar o equivalente a 10 vezes o consumo atual do país. Em 2011, o Paraguai exportou 90% de sua geração de energia elétrica (ALVARENGA, 2011). Apesar da abundância de geração e de recursos energéticos, o Paraguai enfrenta a falta de investimentos em redes de transmissão e distribuição, e as perdas elétricas na transmissão e distribuição estão entre as maiores da região (CIER, 2013b).

O Paraguai participa da operação de duas hidrelétricas binacionais: Itaipu, a maior estação de energia no país, operada com o Brasil, tem capacidade instalada de 7000 MW pertencente ao Paraguai (86% da capacidade de geração do Paraguai); e Yacyretá, operada em conjunto com a Argentina, tem capacidade instalada de 900 MW pertencente ao Paraguai (11%).

2.3.1 Governança do modelo

Na Figura 9 são apresentadas as principais instituições do setor elétrico paraguaio, assim como a integração do seu sistema elétrico com demais países do Mercosul.

Figura 9 – Instituições do setor elétrico paraguaio

Fonte: Rodrigues (2012)

O Ministério das Obras Públicas e das Comunicações (MOPC) é o organismo encarregado de elaborar, propor e implementar as políticas do poder executivo, referentes às iniciativas para a integração da infraestrutura regional sul-americana. O Ministério tem como objetivo facilitar a infraestrutura pública de sua competência e estabelecer normas pertinentes à comercialização e ao consumo do país.

O Vice-Ministério de Minas e Energia foi criado em 1990 e tem como principais funções estabelecer e orientar a política referente à gestão e ao uso dos recursos minerais e energéticos, estudar os aspectos técnicos, econômicos, financeiros e legais para promover o aproveitamento industrial dos recursos disponível no país e fiscalizar o uso adequado dos recursos pertinentes às suas funções. O Vice-Ministério também possui relações com os países vizinhos no âmbito de projetos energéticos.

A Ande (Administração Nacional de Eletricidade) é uma instituição autônoma, criada em 1964, através da Lei n. 966/64, de administração pública descentralizada, dotada de personalidade jurídica e de patrimônio próprio. Seu objetivo principal é

atender adequadamente às necessidades de eletricidade do país, a fim de promover o desenvolvimento econômico e o bem-estar da população, através da utilização preferencial dos recursos naturais da nação paraguaia.

O Cemocse (Centro de Monitoramento de Centrais e Sistemas Elétricos) é uma repartição da direção dos recursos energéticos do Vice-Ministério, que iniciou seus trabalhos em 2009 com o objetivo de realizar o monitoramento contínuo, em tempo real, do funcionamento das redes nacionais de eletricidade do país, com destaque para as usinas hidrelétricas binacionais, a fim de contar com informações oportunas que possibilitem os especialistas levarem recomendações pertinentes aos órgãos competentes.

A CEBH (Comissão de Entes Binacionais Hidroelétricos) é um órgão do MRE (Ministério das Relações Exteriores do Paraguai), criado em meados de 2008, com a função de coordenar as negociações bilaterais que envolvem as centrais hidrelétricas binacionais paraguaias. As funções atribuídas a esse órgão são de assessoria ao MRE nas esferas financeira, jurídica e técnica nos assuntos energéticos, principalmente naqueles referentes às centrais hidrelétricas binacionais.

2.3.2 *Ambiente de Contratação Regulada*

Através da Lei n. 966/64, Cap. IX, estabeleceu-se que a função de transmissão e distribuição exercidas pela Ande deve ser remunerada com base no seu custo de serviço. Ficou fixado que as tarifas dos consumidores finais devem ser formadas pelo conjunto de todos os serviços elétricos, e determinado o critério do lucro anual líquido, em que as tarifas devem cobrir os custos de operação e manutenção, assim como a depreciação dos investimentos. O rendimento anual líquido deve gerar um retorno de pelo menos 8% e não mais do que 10% do atual investimento fixo durante o ano. Atualmente, nota-se uma falta da aplicação desta legislação, podendo observar uma diferença entre o custo de serviço e a tarifa, sendo esta última inferior à primeira (CIER, 2013c).

2.3.3 Ambiente de Contratação Livre

O ambiente livre de contratação de energia não está presente no mercado paraguaio, uma vez que a Ande é uma empresa verticalmente integrada. Dessa forma, não existem consumidores livres no mercado elétrico paraguaio.

2.3.4 Arranjos de mercado

Como no Paraguai não existem clientes livres, toda a energia disponível é vendida pelo distribuidor. No entanto, existem condições especiais para grandes consumidores, conforme definido pelo Decreto n. 2.109, de 24 de janeiro de 1994, para a instalação de consumidores conectados em níveis de tensão de 66 kV e 220 kV; e pelo Decreto n. 12.507, de março de 2001, que estabelece as condições de abastecimento para as plantas futuras de processamento de celulose no sul do país (BASSANO, 2012).

2.3.5 Matriz elétrica

O Paraguai conta com uma oferta de geração próxima de 9.000 MW. Sua capacidade está instalada principalmente nas usinas hidrelétricas binacionais de Itaipu e Yacyretá. A geração termoelétrica é mínima, da ordem de 110 MW. A Figura 10 apresenta as características da matriz elétrica paraguaia.

2.3.6 Aspectos socioambientais

Para as obras de geração e transmissão, é exigida uma Declaração de Impacto Ambiental, a fim de garantir que se cumpram as condições estabelecidas para a proteção adequada do meio ambiente e dos recursos naturais. O Sistema Nacional do Meio Ambiente é composto pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conam) e pela Secretaria do Ambiente (SEAM), ambos criados em 2000, pela Lei Nacional n. 1.561.

Figura 10 – Paraguai. Matriz de Energia Elétrica

Fonte: Ande (2013)

O Conam é um órgão colegiado, de caráter interinstitucional, com funções de instância deliberativa, consultiva e definidora da política ambiental nacional paraguaia. A SEAM é uma instituição autônoma, com personalidade jurídica, de direito público, com ativos próprios e objetivo de formular, coordenar, executar e fiscalizar a política ambiental nacional (CIER, 2013b).

2.3.7 Exportação e importação de energia

A legislação autoriza a Ande a comprar e vender energia, dentro e fora do território paraguaio, de outras empresas ou sistemas elétricos de serviço público ou privado, bem como o intercâmbio de energia. Para suprir a falta de marco regulatório, todos os intercâmbios realizados até o momento têm sido regulados por acordos bilaterais (CIER, 2013c).

2.3.8 Relação entre mercado elétrico paraguaio, Itaipu e Yacyretá

Como já mencionado, a venda de energia elétrica no Paraguai objetiva o suprimento, sob a responsabilidade da Ande e de usuários do mercado nacional que, juntos, somam um consumo anual em torno de 6.000 GWh, além de possuir um mercado de exportação para Argentina e Brasil. As exportações são realizadas em conformidade com os Tratados de Yacyretá e Itaipu, respectivamente.

As diretrizes da Ande encontram-se na Lei n. 966, de 1964, que não sofreu modificações até atualmente. No capítulo relativo às tarifas, estipula-se que as tarifas de fornecimento de energia elétrica serão calculadas através do custo do serviço, com rentabilidade permitida entre 8% e 10%. Toda modificação tarifária aprovada é submetida ao Conselho Nacional de Coordenação Econômica, sendo assim, quem fixa e aprova efetivamente as tarifas é o governo do Paraguai.

2.4 Regulação elétrica uruguaia e relação com Salto Grande

O Mercado Elétrico Mayorista, ou Mercado Livre, do Uruguai foi criado mediante a Lei Marco n. 16.832, de 17 de junho de 1997, e regulado mediante Decreto Regulamentador, orientando especialmente a oferta da livre geração.

Na atualidade, o serviço elétrico é realizado através da Administração Nacional de Usinas e Transmissões Elétricas (UTE), empresa estatal, com responsabilidade monopólica nos segmentos de transmissão e distribuição e ainda encarregada da programação e do despacho da geração através do Despacho Nacional de Cargas (DNC).

Além da UTE, há a binacional Comissão Técnica Mista de Salto Grande (CTMSG), destinada à exploração de energia da central hidrelétrica de mesmo nome e descrita pelo Tratado de Salto Grande.

De acordo com a Lei Orgânica de UTE n. 15.031, de 4 de julho de 1989, a empresa possui as seguintes obrigações: geração, transformação, transmissão, distribuição, importação, exportação e comercialização da energia elétrica, dentro das condições estabelecidas pela lei mencionada; compra e venda de energia elétrica de acordo com convênios de interconexão internacional; compra e venda de energia elétrica de organismos interestaduais que façam parte do Uruguai; operação do DNC; e compra e venda de energia para empresas autorizadas a funcionar como geradores.

Apesar das regulações determinadas e da Lei Marco de 1997, que estabelece a figura do grande consumidor, a posição dominante da UTE inibe a migração de um grande consumidor para o ambiente livre de contratação.

2.4.1 Governança do modelo

Na Figura 11 são apresentadas as principais instituições do setor elétrico uruguaio, assim como a integração do seu sistema elétrico com os demais países do Mercosul.

Figura 11 – Instituições do setor elétrico uruguaio

Fonte: Rodrigues (2013)

O Ministério de Indústria, Energia e Minérios (MIEM) tem como funções estabelecer e executar as políticas nos setores industrial, energético e de mineração. Sob a estrutura do MIEM encontra-se a Direção Nacional de Energia (DNE).

A DNE é a unidade responsável por elaborar, propor e coordenar as políticas que satisfazem as necessidades energéticas uruguaiaias, procurando a independência energética do país em um quadro de integração regional por meio de soluções sustentáveis, tanto do ponto de vista econômico como ambiental, utilizando a política energética como uma ferramenta para o desenvolvimento de capacidades produtivas e promoção de integração social.

A Unidade Reguladora dos Serviços de Energia e Água (URSEA) é uma instituição estatal, criada em 2002, com o fim de defender os usuários e contribuir para o desenvolvimento nacional através da regulação, supervisão e do

aconselhamento nas áreas de energia, combustível e água. O principal objetivo é garantir que a população tenha acesso aos serviços relacionados a eletricidade, combustível, gás e água, com segurança, qualidade, continuidade e preços adequados .

A Administração do Mercado Elétrico (ADME) é uma empresa pública, não estatal, criada pelo Artigo 4º, da Lei n. 16.832, de 17 de junho de 1997, que criou um novo marco regulatório para o sistema elétrico uruguaio. A ADME é responsável por operar e administrar o sistema interligado, garantindo segurança e administrando situações de emergência. A operação do sistema é realizada de modo que os preços de energia e potência sigam os critérios e valores estabelecidos na lei. No âmbito do mercado elétrico, a ADME é responsável pela execução dos contratos, livremente praticados entre os geradores, distribuidores e grandes consumidores.

A UTE foi criada em 21 de outubro de 1912, através da Lei nº 4.273, e teve a sua denominação atual estabelecida pela Lei nº 14.235, de 25 de julho de 1974. A UTE é uma empresa propriedade do Estado uruguaio, que se dedica às atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização de energia e prestação de consultoria.

A demanda elétrica uruguaia é suprida principalmente pelas centrais de geração da UTE, pela central hidrelétrica binacional de Salto Grande e, em menor escala, por usinas de geração de terceiros (UTE, 2015).

2.4.2 Ambiente de Contratação Regulada

A regulamentação uruguaia estabelece a obrigatoriedade das distribuidoras de terem contratos de pelo menos 80% da demanda firme de longo prazo para clientes regulados, com antecedência de cinco anos, e, pelo menos, 50% da demanda firme dos consumidores com potencial para atuar como consumidores livres que ainda não tenham exercido essa opção e continuem comprando energia com a distribuidora.

A demanda de longo prazo requerida por um consumidor é definida como a demanda média nas horas do período fora de ponta. Os contratos de venda de energia com as distribuidoras podem ser firmados com geradores locais ou de países interligados e devem ter respaldo físico de geração hidráulica ou centrais térmicas. No caso de centrais hidrelétricas, a potência firme de longo prazo desse

conjunto é definida para cada mês do ano como a potência média que pode ser gerada em um período fora da ponta daquele mês, com probabilidade de excedência de 95%.

Os contratos de compra de energia e potência que são celebrados pela distribuidora devem resultar de licitações, realizadas por esta, com antecedência de três anos da data de início de fornecimento. Os contratos devem ter duração de cinco a dez anos. A distribuidora transmite os preços resultantes de seus contratos de fornecimento para os consumidores conforme as políticas de energia definidas pelo Poder Executivo (CIER, 2013d).

Os distribuidores podem transferir integralmente os custos dos contratos de fornecimento de energia comprada desde que tenham sido concedidos pela realização de licitação ou qualquer outro meio aprovado pelo Executivo. Também podem ser transferidos os custos resultantes de contratos celebrados no âmbito de políticas energéticas do Poder Executivo (CIER, 2013b; 2013d).

O preço spot estabilizado, ou preço estacional, corresponde a um mecanismo de fixação de preços trimestral. Este sistema é baseado num fundo de estabilização ao qual derivam as diferenças produzidas entre estes preços estacionais e o preço spot. Trimestralmente, mediante um mecanismo prefixado, caso existam diferenças acumuladas, estas são adicionadas ao preço calculado para o seguinte período, diminuindo ou aumentando os valores calculados. A energia que o distribuidor não compra em contratos é adquirida no mercado *spot*, valorada a preços *spot* estabilizados (CIER, 2013d; URSEA, 2015).

2.4.3 Ambiente de Contratação Livre

Estão habilitados para atuar como clientes livres os consumidores que tenham uma demanda contratada de no mínimo 250 kW e optem por comprar sua energia no mercado livre. Os clientes livres podem atuar diretamente como participantes do mercado ou realizar um acordo com um comercializador que lhes represente.

Os consumidores habilitados a atuar como clientes livres têm a opção de continuar como clientes regulados da distribuidora. A regulamentação estabelece a obrigação dos clientes livres de contratarem para o ano seguinte pelo menos 50% da sua demanda de longo prazo.

Atualmente, o poder dos potenciais clientes livres de comprar diretamente do mercado livre não tem sido exercido por nenhum agente, de modo que 100% da energia distribuída pela UTE, a única distribuidora existente, também é vendida por ela (URSEA, 2015).

Um grande consumidor potencialmente livre pode deixar de adquirir energia da distribuidora quando completar o período anual do contrato ou antes, caso o pagamento restante em relação à potência contratada seja realizado. De qualquer forma, o consumidor deve comunicar à distribuidora sobre a sua intenção de se tornar um consumidor livre com seis meses de antecedência (CIER, 2013d; URSEA, 2015).

2.4.4 Matriz elétrica

O Uruguai conta com uma oferta de geração próxima de 2.500 MW, sendo a capacidade da usina de Salto Grande de 1.890 MW. No entanto, apenas 945 MW são uruguaios. A geração termoeletrica é de aproximadamente 900 MW. A Figura 12 ilustra as características da matriz elétrica uruguaia.

Figura 12 – Uruguai. Matriz de energia elétrica. 2011

Fonte: DNTEN (2012)

2.4.5 Aspectos socioambientais

A Avaliação de Impacto Ambiental (EIA) foi regulada pela primeira vez em 1994, a partir da Lei n. 16.466. Em 2005, através do Decreto 349/005, foi criado um

novo regulamento de avaliação, com o procedimento para se obter a Autorização Ambiental Prévia (AAP), de concessão da Direção Nacional e Meio Ambiente (Dinama), dependente do Ministério da Habitação, Planejamento Territorial e Meio Ambiente para autorizar um projeto. A construção de usinas de geração de energia elétrica maiores que 10 MW são citadas no parágrafo 16, do Artigo 2º, do Decreto 349/005, o que implica que está sujeita ao processo de EIA (ENERGIA LIMPA 33, 2013).

2.4.6 Exportação e importação de energia

Embora a capacidade de interligação com a Argentina seja superior à demanda total do Uruguai, as atuais limitações existentes na Argentina na disponibilidade de recursos energéticos e na capacidade de transporte das linhas de transmissão dificultam a importação de energia firme da Argentina.

Existe ainda comércio de energia ocasional entre ambos os países, tal como previsto no acordo de interligação (substituição na metade da soma dos custos marginais, que dependem da exportação) (CIER, 2013d).

2.4.7 Relação entre mercado elétrico uruguaio e Salto Grande

Em 1979, quando se inicia a incorporação ao sistema elétrico uruguaio da central hidrelétrica de Salto Grande, estava em vigor a Ley Nacional de Electricidad, Lei n. 14.694, de 1977. Nessa época, as tarifas para a venda de energia elétrica eram determinadas por uma fórmula de custo de serviço, considerando uma rentabilidade permitida entre 6% e 10%.

Após a reforma do setor, foi publicado o Regulamento da Lei n. 16.832 (Decreto nº22/999), o qual, em seu Artigo 6º, 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. A UTE pós-reforma corresponde a uma empresa com regulação baseada em ganhos econômicos por performance, visando uma empresa

eficiente e que repasse os custos do seu portfólio de geração; no período de adaptação, utilizou-se um esquema de contratos iniciais.

Sendo assim – e sabendo que o preço da energia proveniente de Salto Grande não é ditado pela regulamentação nacional ou pelas negociações bilaterais, e sim pelo Convênio de 30/12/46, suas modificações via Notas Reversais, pelo acordo de interconexão e suas posteriores modificações –, é possível inferir que na época anterior à abertura do mercado uruguaio, a UTE colocava a energia de Salto Grande em seus custos de exploração e, na época posterior, a abertura do mercado UTE Geração colocou a energia de Salto Grande no esquema de contratos iniciais.

2.5 Análise Comparativa da Regulação Elétrica em Estudo

Considerando as informações anteriormente expostas, somadas aos descritivos dos setores elétricos dos países analisados, desde o ponto de vista dos critérios de desenhos de mercados elétricos expostos, será realizada uma classificação com a finalidade de verificar o grau de convergência dos modelos elétricos dos países com empreendimentos hidrelétricos binacionais.

O Brasil tem seu ponto de início regulatório num mercado elétrico integrado e 100% público. Após a crise dos anos 1980, passou por um processo de privatização e liberalização, no qual foi implementado um mercado do tipo atacadista (Modelo 3). Uma vez implementado o marco regulatório, ainda durante o processo de privatização, a crise elétrica levou o Brasil a reconsiderar o grau e a relevância da participação estatal e não o modelo por si, processo que deteve as privatizações, aumentou gradativamente a participação das empresas estatais e passou a entender estas como ferramenta de política energética. A confirmação desta característica pode ser visualizada na publicação da Lei n. 12.783/2013, a qual estabelece a prorrogação das concessões de geração hidrelétrica vigentes, mediante um regime de cotas de garantia física, com tarifa fixada pelo poder concedente e alocação obrigatória no portfólio das empresas distribuidoras. Este sistema pode ser interpretado como um primeiro passo no caminho a um modelo de comprador único.

Dentre os países analisados, a Argentina foi o primeiro a implementar uma reforma liberalizante e uma privatização mais agressiva. Apesar de ter implementado um modelo de mercado atacadista exitoso, a crise econômica do ano 2001 levou o

país a aprovar diversas medidas de emergência econômica que acabaram por inibir os investimentos – fato que gerou uma crise no setor elétrico. A crise obrigou a Argentina a incrementar a sua participação estatal, já que os privados não estavam dispostos a investir devido à situação de instabilidade. E, finalmente, no ano 2013, a fim de melhorar as condições para os investidores, o país implementou o modelo de comprador único (Modelo 2).

O Paraguai, devido ao seu tamanho e aos projetos de geração hidrelétrica binacional dos quais participa, não tem maior necessidade de realizar investimentos no setor elétrico. Permanece com uma estrutura 100% estatal e 100% integrada.

Diferentemente do Paraguai, o Uruguai – país de tamanho similar, mas com menor disponibilidade de recursos naturais – tem precisado de investimentos adicionais no setor elétrico. Para tanto, decidiu realizar uma reforma de modelo visando dois grandes objetivos: (i) atração de capital privado e (ii) respaldo firme mediante interconexão elétrica. Decidiu-se pelo modelo de comprador único. É importante lembrar que a decisão de implementação de um novo marco regulatório que buscasse respaldo firme nos países vizinhos foi fortemente influenciada pela Argentina (CALSIANO, 2013). A Figura 13 ilustra a evolução no tempo dos mercados elétricos analisados em relação ao tipo de mercado, com base na teria de desenhos de mercado e no grau de privatização implementado nestes.

Figura 13 – Evolução dos mercados elétricos

Fonte: elaboração própria

Ao mesmo tempo, apresenta o grau de coincidência entre os mercados avaliados, evidenciando de forma gráfica os estágios em que se encontram, o que implica na factibilidade de integração entre os mercados. A Tabela 3 apresenta a classificação atual dos mercados elétricos analisados.

Tabela 3 – Classificação atual mercados elétricos analisados

MODELO 1: Monopólio vertical	MODELO 2: Comprador único	MODELO 3: Mercado atacadista	MODELO 4: Mercado varejista
Paraguai	Uruguai Argentina	Brasil	—

Fonte: elaboração própria

Durante a realização e a construção dos três empreendimentos, os modelos regulatórios dos países envolvidos eram do tipo integrado e 100% estatais. Na época da realização e construção, a legislação ambiental e a preocupação social em

relação a esses quesitos eram praticamente inexistentes. Com as mudanças dos marcos regulatórios nacionais, foram criados arranjos de mercado, permitindo diferentes opções de comercialização tanto interna como de importação/exportação entre os países. Apesar de todas as mudanças realizadas, os acordos binacionais sempre foram respeitados, o que é de grande relevância visto que, tradicionalmente, os países sul-americanos são considerados instáveis.

No que se refere aos arranjos de importação e exportação, os países estudados têm criado diferentes metodologias durante seus processos de mudanças regulatórias. As experiências mais relevantes são as seguintes:

❑ Intercâmbios firmes sob o princípio de reciprocidade

A Argentina implementou o sistema de livre acesso à rede, inclusive antes dos Estados Unidos.

Acordo de interconexão Argentina-Uruguai, sob o contexto da usina binacional de Salto Grande e em um momento de grande excesso de capacidade técnica no mercado argentino.

Este acordo buscou uma integração profunda dos mercados de ambos os países, permitindo a assinatura de contratos firmes entre empresas privadas, a equalização de custos marginais e a sincronização de despachos.

Nesse contexto, a energia de Salto Grande é comercializada a custo marginal pelas empresas nacionais de cada país³.

❑ Criação de empresa específica para comercializar energia decorrente dos projetos binacionais dentro do território nacional

A legislação ambiental vigente em todos os países estudados segue os mesmos princípios. Existem processos de avaliação de impacto ambiental e licenças para a realização dos empreendimentos de geração. O grau de complexidade para a obtenção das respectivas licenças varia de um país para o outro e, portanto, tanto as compensações para as comunidades afetadas quanto seu o grau de rejeição podem ser diferentes. O modelo regulatório é basicamente o mesmo.

³ Mais detalhes referentes ao acordo em Calsiano (2013) e Cárdenas (2013).

3. REGULAÇÃO EXISTENTE DE PROJETOS DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA AINDA NÃO CONSTRUÍDOS

Na América do Sul, identificam-se apenas cinco projetos binacionais com algum estágio de avanço. Entretanto, dado o potencial hídrico da região, há muitos projetos de exploração binacional desses recursos. Nesse sentido, no presente trabalho serão estudados somente os casos presentes no subcontinente. Outros projetos identificados durante a realização deste trabalho poderão ser encontrados nos Apêndices.

3.1 Projeto de Corpus Christi

A construção da binacional de Corpus Christi está projetada para o rio Paraná, entre o Paraguai e a Argentina, conforme aponta a Figura 14. A usina tem seu potencial estimado em 2.880 MW.

Figura 14 – Localização Corpus Christi

Fonte: Google Maps

O projeto da usina hidrelétrica de Corpus Christi foi concebido por Argentina e Paraguai ainda na década de 1970. Localizada no rio Paraná, entre as usinas de Yacyretá e Itaipu, a assinatura do acordo em 1971 deu origem à Comissão Mista do Rio Paraná (Comip). A instituição foi criada com a finalidade de realizar estudos que avaliassem as possibilidades técnicas e econômicas do aproveitamento dos recursos do rio, mais precisamente nos trechos fronteiriços entre Argentina e Paraguai.

Ao longo das décadas, a Comip foi ganhando novas atribuições. A partir de 1992, por intermédio do Acordo de Troca de Notas, passou a ser responsável por todos os aspectos do trecho do rio Paraná dividido pelas duas nações.

Dessa forma, a Comip passou a ser local de assinatura dos mais importantes documentos jurídicos do empreendimento, dos quais vale destacar o Memorando de Entendimento, de 15 de maio de 2000, que determina a realização, através da Comip, de estudos jurídicos, ambientais, técnicos, operativos, comerciais e financeiros, que permitiram estabelecer detalhadamente o regime de concessão, a elaboração de documentos licitatórios, o contrato e o concurso internacional de firmas (Artigo 3º) e a elaboração do tratado (Artigo 8º).

Quanto ao projeto em si, a hidrelétrica se localizará no km 1.656 do rio Paraná, sendo a cidade de Corpus a localidade argentina mais próxima. Sua potência instalada será de 2.880 MW, com 20 turbinas Kaplan de 144 MW cada uma. A geração anual média está estimada em 20.175 GWh/ano, e o investimento estimado é de US\$ 2,4 bilhões, com um prazo de construção de 90 meses, esperando o início da geração comercial a partir do quinto ano, ou seja, 2023. A busca por financiamento, conforme o Memorando de Entendimento de 2001, está a cargo da Comip.

3.2 Projeto Garabi e Panambi

Este é um projeto de construção de duas usinas hidrelétricas, Garabi e Panambi, no rio Uruguai, na fronteira entre Brasil e Argentina, como mostra a Figura 15.

Figura 15 – Localização das usinas de Garabi e Panambi

Fonte: Google Mapas e Winler (2015)

Em 1980, foi assinado entre os governos do Brasil e da Argentina o Tratado para o Aproveitamento dos Recursos Hídricos Compartilhados dos Trechos Limítrofes do rio Uruguai e de seu afluente o rio Pepiri-Guaçu.

Em 2008, a Eletrobras, do Brasil, e a Ebisa, da Argentina, assinaram o Convênio de Cooperação para a execução conjunta dos estudos de inventário do rio Uruguai na fronteira entre o Brasil e a Argentina e de viabilidade de um aproveitamento hidrelétrico.

Nesse sentido, em 2009, um segundo convênio foi assinado, visando à elaboração conjunta de um segundo aproveitamento no rio Uruguai. Em março desse ano, após a Licitação Internacional realizada na Argentina, foi assinado, entre a Ebisa e o consórcio formado pela empresa brasileira Cnec – em parceira com as argentinas Esin e Proa –, o contrato para a realização dos Estudos de Inventário Hidroelétrico do rio Uruguai do trecho compartilhado entre ambos os países. Com o resultado desses estudos de inventário, aprovados pelo Ministério de Minas e Energia, foram selecionados dois aproveitamentos hidrelétricos, Garabi e Panambi, com capacidade instalada total estimada em 2.200 MW.

Assim, em 2011, a Ebisa lançou o edital de Licitação Pública Internacional para a elaboração dos estudos de engenharia, dos estudos ambientais e do plano de comunicação social, visando preparar a documentação de licitação da construção das obras civis dos dois aproveitamentos hidrelétricos. Em 2012, foi concluído o processo de seleção do certame, que apontou como vencedoras duas empresas brasileiras – Engevix e Intertechne – e quatro empresas argentinas – Consular, Grupo Mesopotâmico, IATASA e Latinoconsult. O projeto prevê a construção de

duas usinas com capacidade total de 2.200 MW e um investimento estimado de US\$ 5,2 bilhões.

3.3 Projeto de Guayaramirin

O projeto hidrelétrico entre Brasil e Bolívia, denominado Guayaramirin, localiza-se no rio Madeira, conforme ilustra a Figura 16.

Em novembro de 2004, o consórcio Furnas Centrais Elétricas e a construtora Norberto Odebrecht apresentaram os estudos de viabilidade do complexo hidroelétrico do rio Madeira. Tais estudos contemplaram a construção de duas barragens no trecho brasileiro do rio, entre Porto Velho e o distrito de Abunã, com uma potência instalada de 6.450 MW.

Figura 16 – Localização Guayaramirin

Fonte: Google Mapas

Além disso, foi proposta a construção de outra barragem no trecho binacional Abunã-Guayaramerin e possivelmente uma quarta, no rio Beni, em Cachuela Esperanza, na Bolívia.

O potencial hidrelétrico calculado do trecho binacional do rio Madeira-Mamoré, entre Guayaramerin e Manoa (confluência com o rio Abunã) é de aproximadamente 20.000 GWh/ano e potência instalada de 3.000 MW (ENDE, s.d.).

A Odebrecht solicitou à Superintendência de Eletricidade da Bolívia licenças provisórias para realizar estudos de viabilidade para as centrais hidrelétricas acima

de Jirau. A solicitação foi negada, tendo como base observações realizadas por várias instituições.

Em 2015, houve um anúncio de aproximação entre os governos do Brasil e da Bolívia para assinar um memorando de entendimento com a finalidade de desenvolver um marco legal que permita a viabilização de projetos hidrelétricos e termelétricos binacionais. Ainda não há muitas informações sobre esse memorando, mas a publicação indica que o veículo utilizado pelo Brasil será a Eletrobras (*América Economia*, 2015).

3.4 Projeto Bacia Binacional Rio Bermejo

A bacia binacional do rio Bermejo, entre Argentina e Bolívia, tem área total de 123.162 km², dos quais 10% estão em território boliviano e os 90% restantes, em solo argentino. Com quase uma dezena de rios, dois deles contêm estudos para construção de hidrelétricas binacionais: o rio Grande de Tarija e o rio Bermejo, ambos fazem fronteira natural entre Argentina e Bolívia, conforme Figura 17.

Figura 17 – Localização rio Grande Tarija e rio Bermejo

Fonte: Google Mapas

Em 1995, com o objetivo de alcançar a integração da fronteira entre Argentina e Bolívia e transformar a bacia do rio Bermejo em um espaço dinâmico de investimento na sua área de influência, foi criada a Comissão Binacional para o Desenvolvimento da Bacia do Alto Bermejo e o Rio Grande de Tarija (Cobinabe), através do Acordo para o Aproveitamento Múltiplo dos seus recursos. Conforme o Acuerdo de Óran (1995), está entre as atribuições da Cobinabe realizar todas as

gestões necessárias para o desenvolvimento da bacia e negociar com investidores interessados, desde a etapa dos estudos de viabilidade, as condições técnicas, econômicas, financeiras e legais dos empreendimentos para a redação da especificação definitiva, com o objetivo de outorgar as concessões correspondentes.

Os três projetos, dois no rio Bermejo e um no rio Grande de Tarija, somam um total de potência instalada de 274 MW, gerando, pelas projeções realizadas, aproximadamente 1.338 GWh/ano. O investimento necessário também é abordado nos estudos de viabilidade. Os três projetos demandariam investimentos na ordem de US\$ 340 milhões.

O ponto de maior inovação deste projeto está na concessão a empresas privadas, prevista desde o início, para a construção e a exploração das represas. Isso seria realizado através de uma licitação pública internacional.

Os adjudicatários das concessões teriam o direito de explorar e comercializar os projetos (COBINABE, 2010)⁴.

3.5 Projeto de Puyango-Tumbes

No Plano Binacional de Desenvolvimento da fronteira entre Peru e Equador, propõem-se realizar estudos de aproveitamentos de recursos com a finalidade de elevar o nível de vida da população da região. A fronteira dos dois países apresenta uma diversidade de ecossistemas, que abarcam desde a zona desértica até a floresta amazônica, e devem ser considerados no planejamento dos estudos de viabilidade técnica, econômica e financeira. Os recursos hídricos do rio de fronteira Puyango-Tumbes podem ser aproveitados tanto para irrigação como para construção de centrais hidrelétricas. A Figura 18 mostra a localização do rio:

⁴ Mais informações sobre os acordos e protocolos da Cobinabe podem ser encontradas em *Comisión Binacional para el Desarrollo de la Alta Cuenca del Río Bermejo y Río Grande de Tarija: Memoria 1995-2009*.

Figura 18 – Localização rio Puyango-Tumbes

Fonte: Google Mapas

4. ANÁLISE CRÍTICA E PROJEÇÕES PARA O FUTURO

Dos projetos analisados no capítulo anterior, dois envolvem o Brasil. Destes, o projeto de Garabi-Panambi segue o caminho dos tratados internacionais a exemplo das experiências existentes no subcontinente, e o projeto de Guayaramirin seguiu o caminho do desenvolvimento privado. Lamentavelmente seu avanço foi rejeitado pela Superintendencia de Electricidad da Bolívia.

Bermejo e Corpus Christi seguem o caminho da criação de uma comissão mista encarregada de seu desenvolvimento de forma integral, semelhante aos casos de Yacyretá e Salto Grande, o que denota uma influência da Argentina nos desenhos dos projetos.

Já em relação ao projeto de Puyango-Tumbes, não existem grandes antecedentes de avanços.

A partir da ideia de que um empreendimento hidrelétrico binacional não seria de interesse das partes se não existisse vontade dos países sócios de realizar intercâmbios energéticos e aumentar a integração entre seus mercados, tornando este uma plataforma concreta de integração entre países, serão exploradas algumas conclusões prévias do levantamento realizado antes das análises das possíveis soluções para desenvolvimento dos futuros projetos.

O primeiro ponto de destaque é compreender que esses projetos são desenvolvidos pelos países sócios não só como um empreendimento de geração de energia elétrica, mas também como uma ferramenta de integração entre as nações e de desenvolvimento social para as regiões impactadas pelo empreendimento. Esses pontos são de grande relevância, visto que os sócios não se tratam de empresas privadas.

Como os empreendimentos hidrelétricos binacionais são ferramentas de desenvolvimento e não tem por objetivo principal a obtenção de lucros, entende-se que os projetos existentes tenham considerado tarifas do tipo custo do serviço para precificação dos serviços de eletricidade e que, no caso de Salto Grande, após completa amortização da dívida, os países contratantes passem a pagar pela energia somente o custo de operação e manutenção do empreendimento.

O grau de intercâmbio de energia e potência entre os países sócios após o pagamento da dívida do empreendimento dependerá do grau de integração alcançado entre os mercados elétricos e de um fator político não desprezível, visto

que os Estados, diferentemente das empresas privadas, não necessariamente tomam suas decisões com base em propostas econômicas.

Em relação aos projetos existentes, seja mediante acordos ou tratados internacionais, os países sócios criaram uma empresa binacional encarregada do desenvolvimento do projeto – no caso de Yacyretá e Salto Grande, estas são chamadas de comissão mista, mas sua constituição e responsabilidades não são diferentes do caso de Itaipu. Esta figura, não livre de aperfeiçoamentos, consolida-se como um exemplo de governança, sucesso e, portanto, um possível caminho a seguir no desenvolvimento de futuros projetos.

Um importante suporte ao modelo de empresa binacional corresponde à compreensão do dinamismo político e econômico da região, que requiere a criação de mecanismos que gerem estabilidade para investimentos de longo prazo. Verifica-se que todos os projetos realizados passaram por dois ou três grandes alterações de marco regulatório elétrico, assim como fortes inconstâncias nos ciclos econômicos de seus países sócios, sem a implicação de mudanças nos acordos ou na empresa binacional.

Todas as características mencionadas são similares, em base e argumentação, às premissas do modelo elétrico preexistente e à aparição da teoria do interesse privado. Dessa forma, entende-se que as entidades públicas são socialmente benevolentes e buscadoras do bem-estar da sociedade, sendo, portanto, o melhor caminho a seguir para o desenvolvimento desse tipo de projeto.

A partir das informações analisadas no presente trabalho, pretende-se desenvolver uma proposta de modelos sob os quais poderiam ser desenvolvidos projetos hidrelétricos binacionais, considerando como principais eixos o estágio do modelo da regulação elétrica dos países envolvidos no projeto e o grau de integração existente entre os mercados de ambos os países, entendendo a integração como o grau de homologação de regras que permitam a livre comercialização de bens entre os países.

A proposta apresentada baseia-se na premissa de que o ideal de desenvolvimento de projetos elétricos seria sob a base de empreendimentos privados. Contudo, devido ao grau de complexidade entregue pela conjuntura, aos países entenderem o custo da energia elétrica como um diferencial competitivo e à baixa homologação de regras, entre outras, torna-se inviável a realização desse tipo de projetos, sem o decidido apoio dos países envolvidos.

Sendo assim, é natural que os primeiros projetos tenham sido realizados sob a base de investimentos 100% públicos, considerando também o ambiente político-econômico da época. Entretanto, com o passar do tempo, a implementação de desenhos de mercado que incentivam a concorrência, a participação privada, o aumento do intercâmbio de energia, integração e homologação de legislação ambiental entre os países, torna-se possível que os privados conduzam de forma autônoma a realização desse tipo de projeto.

4.1 Modelo A: Empreendimento público

Os empreendimentos binacionais realizados na América do Sul correspondem ao modelo 100% público, em que os países sócios decidem realizar um empreendimento em associação com o objetivo de aproveitamento conjunto, para exportação de um país para o outro, ou simplesmente pela necessidade de concordância com o projeto entre os países que fazem fronteira com o rio. Para tanto, por meio de um tratado, criam uma empresa binacional com características autônomas, de modo a salvaguardar a estabilidade do projeto em relação às decisões políticas de ambos os países através do tempo, mas com respaldo econômico destes. A empresa encarrega-se da gestão, administração, contratação e realização de todos os estudos e obras, inclusive ambientais. A empresa é criada através de um tratado ou acordo bilateral que determina seu marco de ação e as principais diretrizes, incluindo royalties, remuneração, metodologias de intercâmbio de energia e potência. Como o modelo considera a criação de uma entidade pública e que o empreendimento nasce como uma decisão estratégica dos países sócios, a metodologia de precificação mais adequada corresponde à metodologia de custo de serviço.

Figura 19 – Modelo A: Empreendimento público

Fonte: elaboração própria

4.2 Modelo B: Parcerias público-privadas

O Modelo B corresponde a um passo na direção da inclusão de agentes privados na realização desse tipo de projetos. Nesse modelo, ainda é necessária a criação de uma entidade binacional mediante tratado, o qual define as responsabilidades e atribuições principais da entidade. A entidade ainda é encarregada da contratação dos estudos de engenharia e estudos ambientais, sendo que os acordos em relação a royalties, compensações, intercâmbio de energia e qualquer ponto que possa causar atrito, devem ser resolvidos antes de se formalizar a constituição da entidade binacional. Portanto, a entidade binacional, além de atuar como um desenvolvedor de projetos ao ponto de *ready-to-build*, atua como um espaço de regulação e legislação autônomo em relação aos países sócios do projeto. Adicionalmente, a entidade binacional atua como entidade garantidora do Projeto, em representação dos países sócios, comprometendo-se a adquirir a energia e a potência gerada pelo projeto, dessa forma garantindo o fluxo de caixa.

A diferença está na possibilidade de a entidade binacional realizar licitações abertamente, mediante uma metodologia de leilão de menor preço para a construção, operação e manutenção do empreendimento binacional.

Assim, após a adjudicação do projeto, a entidade binacional passa a ser, além da tomadora da energia e potência, uma entidade reguladora, representante e defensora dos interesses dos países sócios frente ao consórcio adjudicado.

Figura 20 – Modelo B: Parcerias Público-privadas

Fonte: elaboração própria

O modelo apresenta a vantagem de as empresas privadas poderem realizar de forma autônoma todos os estudos, conseguir as permissões necessárias por sua iniciativa e responsabilidade, sob duas legislações diferentes, e lidar com as questões relativas à injeção de energia do projeto nos mercados nacionais de forma autônoma, sem, contudo, perder a imunidade legislativa do abrigo do tratado binacional. Concomitantemente, a entidade binacional atua como ferramenta de controle e auditoria por parte dos países sócios em relação ao projeto.

Para o funcionamento do modelo, em estrito rigor, não é necessária a existência de arranjos de intercâmbio prévios ou integração regulatória, tanto elétrica quanto ambiental. Conforme anteriormente explicado, de forma semelhante ao primeiro modelo, todas as premissas são definidas mediante o tratado. Seguramente, a existência de acordos ou arranjos anteriores simplificaria a necessidade de regulação de todos os aspectos mediante tratado.

4.3 Modelo C: Empreendimento privado – Intercâmbios de excedentes

No terceiro modelo, existe um grau de integração regulatória e estabilidade suficientes entre os países para que um empreendedor privado veja atratividade na realização de um projeto de forma autônoma. Entretanto, não se considera a opção de comercialização livre de energia e potência gerada por parte do empreendedor. O projeto é virtualmente dividido em dois, de tamanhos idênticos (metade), e, para efeitos de inclusão nos mercados elétricos, são tidos como independentes nas fronteiras de cada país.

De modo distinto dos dois modelos anteriores, neste o grau de equalização regulatória é primordial, a fim de gerar as condições suficientes para que agentes privados possam realizar de forma autônoma os estudos, obter as permissões legais e ambientais e definir sua estratégia de venda de energia nos mercados dos países envolvidos no projeto.

Figura 21 – Modelo C: Empreendimento Privado – Intercâmbios de Excedentes

Fonte: elaboração própria

As condições mínimas propostas para o funcionamento desse modelo são as seguintes:

1. Regulação elétrica dos países envolvidos em modelos 2, 3 ou 4, segundo as premissas de desenho de mercado vistas no Capítulo 1.

Dentro desse ponto, há duas considerações principais adicionais:

- a) existência do princípio de livre acesso, em condições igualitárias, para produtores independentes internos ou externos ao país que desejem comercializar.
 - b) existência de arranjos de intercâmbio entre os países. Especificamente para esse caso, considera-se um intercâmbio sob a premissa da existência de excedentes⁵.
2. Acordo ou tratado acordando uma legislação especial para desenvolvimento de projetos hidrelétricos em rios de fronteira, de modo que simplifique os processos e entregue previsibilidade e estabilidade regulatória ao projeto. As premissas mínimas consideradas são:
 - a) a energia e a potência geradas de um projeto hidrelétrico binacional sempre serão divididas em dois, correspondendo à comercialização em quantidades iguais para cada mercado elétrico dos países fronteiriços;
 - b) as leis ambientais a serem aplicadas nos projetos hidrelétricos de fronteira corresponderão às mais restritivas existentes entre os países;
 - c) as compensações referentes ao impacto ambiental do projeto devem ser proporcionais ao efetivo impacto no território de cada país;
 - d) o empreendedor deverá comercializar a energia e a potência, em cada mercado elétrico, conforme as regras deste, seja em mercado livre ou regulado;
 - e) o acordo deverá estabelecer a metodologia de concessão aplicável para rios de fronteira;
 - f) invariabilidade legislativa – o projeto rege-se pelos princípios legislativos previstos no acordo ou tratado macro, e não pelas leis internas dos países.

⁵ A comercialização de excedentes considera que a parcela do projeto binacional de um país sócio só exportará energia ao outro país sócio caso este consiga atender toda a demanda interna e haja folga de capacidade.

3. o projeto deve estar integralmente livre de impostos para evitar que o gerador privilegie a contratação de provedores e funcionários ou realize compras em um país em detrimento de outro, devido a questões impositivas. O mesmo não se aplica às vendas de energia, visto que esta pertence a cada país. Os encargos devidos são empregados da mesma forma que o são no mercado nacional para um produtor independente.

4.4 Modelo D: Empreendimento privado – Integração de mercados

A integração total de mercados torna a realização de um empreendimento binacional similar à realização de um projeto por um Produtor Independente, em um mercado nacional, o que significa que o projeto binacional basicamente teria complexidade similar a um projeto de geração qualquer, realizado numa única nação.

O modelo D considera uma equalização profunda das legislações elétricas e ambientais de ambos os países, além de plena liberdade e integração econômica, portanto, não há necessidade de definir cotas de energia e potência para cada país, desaparece o conceito de exportação ou importação e a energia é apenas comercializada dentro desse mercado unificado.

Nesse modelo, a binacionalidade passa a ser simplesmente uma questão societária e relativa aos acertos dos resultados financeiros da atividade da comercialização, no que tange à geração de energia, a binacionalidade da usina torna-se irrelevante.

Sendo assim, os princípios variáveis que diferem o Modelo D do anterior estão relacionados à regulação elétrica, que são:

- 1 Arranjos de integração elétrica que permitam a assinatura de contratos firmes de energia e potência entre os Produtores Independentes de ambos os países, com agentes participantes do mercado elétrico do outro país.
- 2 Operação coordenada ou integrada dos operadores de ambos os mercados elétricos.
- 3 Passagem de uma metodologia e legislação de fronteira para uma legislação homologada.

Figura 22 – Modelo D: Empreendimento privado – Comercialização livre

Fonte: elaboração própria

Este caminho é dificilmente viável na realidade atual e também de difícil implementação no longo prazo, visto que, por mais que os países busquem a integração econômica, estão conscientes de que devem manter seus diferenciais competitivos. Contar com a energia elétrica a menor custo que os países vizinhos é um fator relevante tanto no âmbito da política energética como de política de atração de investimento. Na América do Sul, já houve uma experiência regulatória que buscou esse tipo de integração de mercados, a Decisão 536⁶, de dezembro de 2002, da Comunidad Andina de Naciones (CAN), a qual promoveu uma integração elétrica profunda entre seus países sócios. Lamentavelmente, devido a conflitos entre Colômbia e Equador, a CAN sofreu modificações no ano de 2009, em que foi alterado o critério de exportação para um sistema de intercâmbio de excedentes⁷.

⁶ A Decisão 536 estabelece um “Marco Geral para a interconexão sub-regional de sistemas elétricos e intercâmbio intracomunitário de eletricidade”, o qual entrega um marco jurídico para os países membros desenvolverem um mercado elétrico integrado. Os principais pontos do acordo são: (i) livre contratação entre agentes do mercado de eletricidade dos países, respeitando os contratos existentes, a legislação e os marcos regulatórios de cada país, sem estabelecer restrições adicionais às estipuladas nos contratos dos mercados nacionais; (ii) criação das Transações Internacionais de Eletricidade (TIE) de curto prazo; e (iii) a não atribuição dos ganhos econômicos, originados por congestão de linha internacional, aos proprietários.

⁷ Detalhes sobre a experiência podem ser encontrados em *Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en américa latina y el caribe*, CAF, 2013.

Outro exemplo de integração de mercados relevante trata-se do Mercado Ibérico de Eletricidade – Mibel, um mercado 100% integrado entre Portugal e Espanha, criado sobre um pragmatismo econômico que beneficia a ambas as partes: a Portugal, por razões geográficas e de escala, não tinha condições de desenvolver um mercado elétrico isolado; a Espanha, por se apresentar como uma forma de ampliação de mercado que permitiria melhor aproveitamento de economias de escala e aumento de liquidez no mercado integrado (CRUZ, 2008).

4.5 Análise dos modelos propostos

Os modelos propostos fundamentam-se nas mesmas premissas dos desenhos de mercados propostos no Capítulo 1 e na teoria do interesse privado, na qual, conforme já explicado, os agentes públicos são modelados como qualquer agente econômico e, portanto, são maximizadores de benefícios – considerando que a existência destes é resultado da pressão de interesses políticos.

Seguindo esse princípio, os modelos apresentados buscam integrar soluções de mercado e concorrência para o desenvolvimento de projetos binacionais, separados em dois grandes grupos: (i) um no qual a maior parte do esforço é realizada por iniciativa pública (modelos A e B) e (ii) outro no qual a maior parte do desenvolvimento é realizado pela iniciativa privada (modelos C e D).

No primeiro grupo, o pilar fundamental do desenvolvimento dos projetos hidrelétricos binacionais corresponde ao interesse dos países em realizar o projeto por considerações estratégicas, como a integração comercial e o desenvolvimento ou viabilização da integração de seus mercados elétricos, além do objetivo primário de aproveitamento de potencial hídrico do rio de fronteira.

A principal diferença entre os modelos A e B está na atuação da empresa binacional: no primeiro, a empresa atua de forma verticalmente integrada; no segundo, empresa binacional atua como um ente regulador que representa o interesse dos estados sócios perante o Produtor Independente que se adjudica a construção, operação e manutenção da obra.

No que se refere ao segundo grupo, o dos desenvolvimentos privados, consideram-se como princípios a preexistência de marco regulatório de integração elétrica e homologação de legislação ambiental e para permissões de utilização de recursos hídricos.

O grau de integração existente determinará a possibilidade de utilização dos modelos C e D, contudo, outro ponto relevante serão a estabilidade político-econômica e a relação diplomática entre os países fronteiriços.

Espera-se que, mesmo com regulação suficiente, caso não exista estabilidade diplomática entre os países ou, alternativamente, algum mecanismo supranacional que assegure dita estabilidade ao investidor, estes visualizarão um risco adicional para a realização de um projeto de geração sob uma legislação única. Caso a situação ocorra, infere-se que os investidores poderão agir de duas formas, ou não desenvolverão o projeto ou adicionarão um ágio na precificação deste que tornará a energia mais cara que a produzida em projetos de similares características técnicas, porém sob regulação de uma única nação.

A principal diferença entre C e D consiste no grau de integração do mercado elétrico entre os países. Conforme já mencionado, o Modelo D considera uma integração profunda, que permite que os agentes geradores possam assinar contratos firmes com agentes consumidores ou comercializadores de ambos os países, de forma livre e indiscriminada.

4.6 Aplicação e classificação dos projetos futuros nos modelos propostos

Dos cinco projetos identificados no Capítulo 3, quatro deles possuem avanço significativo desde o ponto de vista do marco normativo e do desenvolvimento do projeto, enquanto o outro está num estágio embrionário.

O projeto Puyango-Tumbes, apesar de apresentar avanços em outras áreas de desenvolvimento econômico para a região, não evoluiu em termos de projeto hidrelétrico. Contudo, considera-se seu grande potencial por se encontrar na área regulatória da CAN e, portanto, possuir marco regulatório elétrico supranacional que atualmente permite a venda de excedentes entre ambos os mercados e a assinatura de contratos firmes entre agentes dos mercados do Equador e Peru, além da existência de interconexão elétrica entre os dois países, embora seu tamanho seja pequeno. O Projeto Especial Binacional Puyango-Tumbes tem autonomia técnica, administrativa, econômica e financeira e está sujeito às regras estabelecidas no convênio peruano-equatoriano (PERU, Ministério de Agricultura y Riego). Nesse sentido, considerando que há legislação avançada desde o ponto de vista elétrico, e existe uma entidade binacional sob a qual se pode amparar o projeto e com

legislação de fronteira, existiria a estabilidade necessária para a realização dos estudos e a obtenção das permissões pertinentes, tornando factível a implementação do projeto sob um Modelo C ou, no mínimo, Modelo B.

O projeto do rio Bermejo teve sua entidade binacional, a Cobinabe, criada no ano de 1995. A experiência contou com um grau importante de inovação ao determinar, desde o início, que os projetos de geração seriam construídos e explorados através de concessões privadas, mediante uma licitação internacional. Os empreendedores adjudicados teriam direito a comercializar a energia e a potência providas dos empreendimentos.

A Cobinabe foi bastante dinâmica em seus primeiros anos de existência; no ano de 1997 já contava com as bases de licitação para as três barragens do projeto. Entende-se que o projeto avançou com certa velocidade devido aos benefícios de possuir uma entidade autônoma e alinhamentos suficientemente claros mediante tratado. Em duas oportunidades, a Cobinabe esteve em condições de iniciar o processo licitatório, ao fim dos anos 1990 e em 2004. A primeira oportunidade foi frustrada pelo delicado momento econômico que a Argentina atravessava, e a segunda, pelas importantes modificações nas políticas nacionais de ambos os países, devido ao início dos governos de Nestor Kirchner, na república Argentina, e de Evo Morales, no Estado Plurinacional da Bolívia. Desde então, devido à prioridade que o gás natural ganhou na matriz energética dos países e ao giro nas prioridades que os países sócios encarregaram à Cobinabe, os projetos hidrelétricos encontram-se paralisados (CAF, 2013). No entanto, apesar dos contratempos, o caminho escolhido pelas partes, caso o projeto estivesse em andamento, corresponde ao Modelo B.

O projeto Guayaramirin – que teve uma iniciativa de empreendimento privado frustrada –, atualmente, conta com uma aproximação entre os governos brasileiro e boliviano para a criação de um marco legal referente ao desenvolvimento de projetos hidrelétricos e termelétricos binacionais. Em realidade, ainda não há documentos assinados, apenas notícias de um caminho que foi iniciado, o que pode ser interpretado como um bom indicativo. De qualquer forma, considerando que o Brasil possui comprovada experiência nesse tipo de projeto, e a Bolívia já apresenta experiência binacional sob o Modelo B, é improvável que haja uma regressão ao modelo A. Simultaneamente, devido à incompatibilidade regulatória entre os modelos elétricos da Bolívia e do Brasil e à assimetria entre os tamanhos de ambos

os mercados, assim como a constante instabilidade no país vizinho, dificilmente haverá um avanço a um modelo mais integrado. Dessa forma, o caminho natural seria realizar esse projeto sob o Modelo B.

O projeto Corpus Christi passou por um longo processo de maturação devido aos problemas econômicos da Argentina e do Paraguai. Apesar de os primeiros passos do projeto terem sido dados em 1970, até o presente momento não foi concretizado. Invariavelmente, não é algo totalmente negativo desde a perspectiva da análise realizada neste trabalho. De fato, a evolução da regulação referente a esse projeto reforça fortemente os modelos aqui apresentados. Inicialmente, o projeto Corpus Christi seguiu o modelo tradicional, imitando seus projetos irmãos Yacyretá e Itaipu, porém, seu atraso implicou em que este continuasse em fase de estruturação quando os desenhos de mercados elétricos começaram a ser aplicados na América Latina. Conforme o documento intitulado *Proyecto Hidreléctrico Corpus Christi. Estudio de revisión para su implementación en el sector privado - Fase I*, publicado em outubro de 1993, indica:

O tempo transcorrido desde a elaboração do estudo de factibilidade e o projeto executivo de Corpus Christi em 1982, tornou necessário revisar sua avaliação econômica e financeira para incorporar os câmbios produzidos na demanda e na estrutura de mercado elétrico e para analisar a viabilidade da construção sob forma de uma concessão outorgada ao setor privado. (...) Dado que o concessionário da obra disporá de absoluta liberdade para vender a energia a qualquer dos países que integram o Mercosul, deveria ser analisado o mercado regional, o qual seguramente estará totalmente integrado quando comece a operação da obra (tradução livre, p. 1).

De certa forma, o projeto valida os modelos que justificam esta dissertação ao demonstrar que, no ano de 1993, os países buscavam desenvolver uma estrutura que permitisse que um empreendedor privado desenvolvesse o projeto binacional e tivesse liberdade de ação em relação à energia gerada, modelo aqui apresentado como D. É importante considerar que a visão dos autores estava fortemente influenciada por uma tendência à abertura e à integração econômica própria do mercado elétrico da década, diferente da realidade atual que compreende a necessidade de equilíbrios e participação positiva do estado devido às imperfeições e características próprias do mercado.

Por fim, o tratado de 1983 e o Protocolo Adicional de 2002 do projeto de Garabi-Panambi indicam o interesse dos países sócios de contar com a participação privada tanto para a realização dos estudos de aspectos técnicos, normativos, institucionais, de impacto ambiental, tanto como para a construção, através de processos licitatórios, de forma como efetivamente tem sido realizado. No entanto, até o momento, não há indícios de que o caminho escolhido seja o de entregar a obra em concessão para a iniciativa privada. O tratado esclarece que as partes repartirão de forma igualitária os benefícios obtidos da realização do aproveitamento hidrelétrico, pela Eletrobras, do lado brasileiro, e pela Ebisa, do lado argentino. Portanto, o caminho para o Modelo C ou D não está habilitado, porém ainda é possível a implementação de um Modelo tipo B.

5. CONCLUSÕES

Na atualidade, devido às pressões sociais e ambientais, a realização de empreendimentos hidráulicos de grande porte já é um árduo desafio, portanto, um empreendimento dessa envergadura, binacional, sem apoio e envolvimento dos governos dos países fronteiriços seria irrealizável. Dessa forma, esta dissertação pretendeu apresentar e estruturar possíveis soluções que permitam o avanço desse tipo de projeto, sob as diferentes premissas de envolvimento dos países vizinhos, considerando os modelos de mercado elétrico e grau de integração.

Embora a realização de acordos ou tratados internacionais para a criação de empresas binacionais encarregadas da realização dos empreendimentos tem se mostrado uma experiência exitosa, não está livre de controvérsias. A questão da audibilidade das operações e da responsabilidade perante os países contratantes ainda é um quesito aperfeiçoável (experiência de Yacyretá). Assim, temas como este e da busca de condições para o desenvolvimento de projetos através de iniciativa privada foram tratados e analisados de forma que se produzisse alinhamentos que potencializassem projetos desse porte, altamente relevantes para a integração energética da América do Sul.

De forma geral, a partir das análises realizadas, consideram-se pertinentes as seguintes conclusões:

- 1 a metodologia de precificação utilizada nos empreendimentos binacionais realizados, Custo do Serviço, é um reflexo evidente do momento econômico em que os projetos foram realizados. Essa situação se confirma ao verificar que os futuros projetos já consideram em suas bases e regulação existentes a realização de licitações internacionais para o desenvolvimento dos empreendimentos de geração de energia elétrica por entidades privadas.
- 2 a equalização regulatória dos mercados elétricos, apesar de ser desejável, não é uma condição necessária para a realização do investimento, considerando que os países sempre podem se comprometer a comprar e absorber a cota-parte correspondente a cada um e estabelecer os arranjos que considerem necessários para

internalizar essa energia em seus territórios. Contudo, entende-se que um empreendimento binacional não seria realizado se não existisse interesse dos países sócios de realizar intercâmbio para o melhor aproveitamento do potencial hidrelétrico comum. Sendo assim, um empreendimento com essas características é, intrinsecamente, a concretização de interesses pela integração, em algum grau, de seus mercados elétricos.

Do ponto de vista da legislação ambiental, as informações levantadas nesta dissertação apontam que os caminhos seguidos pelos países estudados têm sido semelhantes. Em todos os casos são necessárias a realização de um estudo de impacto ambiental e a obtenção de licenças que compreendam diferentes graus de compensações para as comunidades afetadas. Uma equalização regulatória nesse quesito aparenta uma factibilidade maior do que no marco regulatório elétrico, com tudo, as experiências existentes mostram que as metodologias de compensação econômica implementadas nos projetos realizados têm resultado satisfatórias e servem como exemplo para futuros projetos.

Outro ponto relevante é a crescente busca dos países pelo envolvimento da iniciativa privada nos futuros empreendimentos binacionais. As experiências dos projetos do rio Bermejo e de Corpus Christi merecem destaque pela inovação e visão para a possível integração dos mercados elétricos na América do Sul.

Dessa forma, pretendeu-se consolidar essas experiências, tanto as existentes quanto as em andamento, ao postular uma série de modelos, baseados em desenhos de mercado, como possíveis caminhos ao desenvolvimento desse tipo de projeto.

Apesar de que muitas das ferramentas e dos arranjos previstos nestes modelos sejam preexistentes – inclusive, os países têm utilizado destas no desenvolvimento de seus marcos regulatórios em projetos futuros –, o que se buscou foi apresentar uma forma articulada de utilização dessas ferramentas para a criação de um marco de ação que possa servir de guia para melhor orientar os esforços na realização de empreendimentos desse ramo. O esforço realizado na elaboração dos modelos ganha maior sentido na busca da inclusão da iniciativa privada e se fundamenta no mesmo princípio dos desenhos de mercado: a teoria do interesse privado.

Sendo assim, de modo similar ao que ocorre com a aplicação dos desenhos de mercado pelos *Policy Makers*, na construção de marcos regulatórios elétricos nos países, estes podem sofrer adaptações ou passar por níveis evolutivos intermediários. Contudo, a estrutura proposta foi orientada com vistas a essa inclusão, na qual o Estado atua principalmente como agente regulador ou criador de condições de mercado, do que efetivamente no desenvolvimento dos projetos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADME – Administración Del Mercado Eléctrico. (2015) *ADME: Misión*. Montevideu. ADME. Disponível em: <<http://www.adme.com.uy/institucional/institucional.php>>. Acesso: 27 fev. 2015.

ALVARENGA, A. G. (2011) *Energía e Integración Regional: los desafíos del desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe*. Montevideu. CEFIR. Disponível em: <<http://cefir.org.uy/wp-content/uploads/downloads/2012/01/MinasyEnergia-Paraguay.pdf>>. Acesso: 22 fev. 2015.

ANDE – Administración Nacional de Electricidad. (2013) *La matriz energética actual y futura*. Assunção. ANDE. Disponível em: <<http://www.ande.gov.py/>>. Acesso: 20 fev. 2015.

ANDE – Administración Nacional de Electricidad. (2015) *ANDE - Presentación*. Assunção. ANDE. Disponível em: <<http://www.ande.gov.py/presentacion.php>>. Acesso: 20 fev. 2015.

ANEEL (2003). Atlas Energia Hidráulica. [s.l.]. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica\(2\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica(2).pdf)>.

ARGENTINA. ENRE – Ente Nacional Regulador de la Electricidad. (2014) *ENRE: Los Procedimientos*. Buenos Aires. Secretaría de Energia. Disponível em <<http://www.enre.gov.ar/>>. Acesso: 23 dez. 2014.

ARGENTINA. MECON – MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PÚBLICAS. *Informe sector eléctrico 1986-1990*. Disponível em: <<https://energia3.mecon.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3535>>.

ARGENTINA. MECON – MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PÚBLICAS. (2002) *Resolución SE n. 75/2002*. Disponível em: <<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/74187/norma.htm>>.

BARRETO, R. (2010) *Controvérsias na Integração Energética Sul-americana e o Paradigma do Tratado de Itaipu*. Fortaleza: XIX Encontro Nacional do CONPEDI. Disponível em: <<http://www.conpedi.org.br/manaus/arquivos/anais/fortaleza/3328.pdf>>.

BASSANO, J. P. K. (2012) *Análisis Comparativo de Mecanismos de Integración de ERNC en Sistemas Eléctricos*. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia, Menção Elétrica) - Universidad de Chile. Santiago. Disponível em: <<http://www.thesis.uchile.cl/handle/2250/111247>>. Acesso: 27 fev. 2015.

BRASIL. MME – Ministério de Minas e Energia (2003). Modelo institucional do setor elétrico. Disponível em: <<http://portal3.tcu.gov.br/portal/pls/portal/docs/2064726.PDF>>.

BECKER, G. S.(1983) A theory of competition among pressure groups for political influence. *Quartely Journal of Economics* 98. Ago., 1983. pp. 371-400.

C.T.M. de SALTO GRANDE. (*Livro Azul* – Documentos y Antecedentes. Disponível em: <http://www.saltogrande.org/pdf/libro_azul.pdf>. Acesso: 5 set. 2013.

COMISIÓN MIXTA ARGENTINO-PARAGUAYA DEL RÍO PARANÁ. (1993). *Proyecto Hidreléctrico Corpus Christi*. Estudio de revisión para su implementación en el sector privado - Fase I. Disponível em: <<http://www.comip.org.ar/S%C3%8DNTESIS%20EJECUTIVA.pdf>>.

C.T.M. de SALTO GRANDE. *Emprendimiento hidroeléctrico argentino – uruguayo de propósitos múltiples sobre o rio Uruguay*. Disponível em: < <http://cefir.org.uy/wp-content/uploads/downloads/2012/01/Salto-Grande.pdf>>. Acesso: 30 ago. 2013.

CAF – Banco de Desarrollo de America Latina. (2013) *Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en américa latina y el caribe*. Março, 2013. Disponível em: <http://www.caf.com/_custom/static/agenda_energia/assets/caf_agenda_energia_vision.pdf>.

CALSIANO, A. H. (2013) *El desafío del Uso Racional y Eficiente de la Energía*. Buenos Aires. AFCP. Disponível em: <<http://www.afcparg.org.ar/jcp2013/Presentaciones/AlbertoCalsiano.pdf>>. Acesso: 23 fev. 2015.

CAMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. *Sector Eléctrico Argentino*. Buenos Aires. CAMMESA. Disponível em: <<http://www.cammesa.com.ar/>>. Acesso: 23 dez. 2014.

CÁRDENAS, G. J. (2013) Matriz energética argentina: Situación actual y posibilidades de diversificación. *Revista de la Bolsa de Comercio de Rosario*. Buenos Aires. Disponível em: <<http://www.eeaoc.org.ar/upload/contenido/pdf/20120228122933000000.pdf>>. Acesso: 24 fev. 2015.

CASTRO, N. J.; FERNANDEZ, P. C. (2007) *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: Passado, presente e tendências futuras*. XIX SINPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Rio de Janeiro, 14 -17 de outubro de 2007.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2013). Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=d0t2u24z2_34&_afLoop=169413777202528#%40%3F_afLoop%3D169413777202528%26_adf.ctrl-state%3D18iunkkyqi_4.

CEBH – Comissão de Entes Binacionais Hidroelétricos. (2013) *Presentación - CEBH*. Assunção. MOC. Disponível em: <<http://cebh.mre.gov.py/v1>>. Acesso: 25 fev. 2015.

CFEE – Consejo Federal de la Energía Electrica. (2014) *Perfil del Organismo*. Buenos Aires. CFEE. Disponível em: <<http://www.cfee.gov.ar/perfil-organismo.php>>. Acesso: 23 dez. 2014.

CIER - Comisión de Integración Energética Regional. (2013a) *Regulación Sector Eléctrico - Argentina*. Montevideu. CIER. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/argentina>>. Acesso: 22 fev. 2015.

CIER - Comisión de Integración Energética Regional. (2013b) *Licenciamiento Ambiental y de Servidumbres en Transmisión*. Montevideu. CIER.

CIER - Comisión de Integración Energética Regional. (2013c) *Regulación Sector Eléctrico - Paraguay*. Montevideu. CIER. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/paraguay>>. Acesso: 22 fev. 2015.

CIER - Comisión de Integración Energética Regional. (2013d) *Regulación Sector Eléctrico - Uruguay*. Montevideu. CIER. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/uruguay>>. Acesso: 26 fev. 2015.

COBINABE (2010) Comisión Binacional para el Desarrollo de la Alta Cuenca del Río Bermejo y el Río Grande de Tarija: Memoria 1995-2009. Buenos Aires: COBINABE. Disponível em: <<http://www.oas.org/DSD/WaterResources/projects/Bermejo/Publications/Comision%20Binacional%20para%20el%20Desarrollo%20de%20la%20Alta%20Cuenca%20de%20Rio%20Bermejo%20y%20el%20Rio%20Grande%20de%20Tarija.%20Memoria%201995-2009.pdf.pdf>>

CRUZ, L. B. (2008) A liberalização do sector de energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do mercado Ibérico de Energia - pólo português). Disponível em: <<http://ftp.infoeuropa.euroid.pt/files/database/000040001-000041000/000040873.pdf>>.

DNTEN - Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear. (2012) *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Uruguay*. Montevideu. UTE. Disponível em: <[http://www.dne.gub.uy/documents/48237/3889922/Peque%C3%B1as%20Centrales%20Hidroel%C3%A9ctricas%20\(PCH\)%20en%20Uruguay%20-%20agosto%202010.pdf](http://www.dne.gub.uy/documents/48237/3889922/Peque%C3%B1as%20Centrales%20Hidroel%C3%A9ctricas%20(PCH)%20en%20Uruguay%20-%20agosto%202010.pdf)>. Acesso: 28 fev. 2015.

DUBROVSKY, H., RUCHANSKY, B. (2010) *El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: La experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009*. CEPAL.

ELETROBRAS vai participar de projeto binacional de energia na Bolívia. *América Economia*. São Paulo, 02 abril 2015 Disponível em: <<http://www.brasilamericaeconomia.com.br/infraestrutura/item/517-elektrobras-vai-participar-de-projeto-binacional-de-energia-na-bol%C3%ADvia.html>>.

ENDE – Empresa Nacional de Electricidad. (2008) Información de Proyectos de Inversión para Financiamiento. Central Hidroeléctrica Río Madera. Disponível em:

<<http://www.ende.bo/archivo/proyecto/ResumendeavanceProyectoMadera11032008.pdf>>.

ENDESA. (2013) *Consolidated Management Report for the First Quarter*. Madri. ENDESA. Disponível em: <http://www.zonebourse.com/ENDESA-SA-9599/pdf/363678/Endesa%20SA_Rapport-1er-trimestre.pdf>. Acesso: 1 mar. 2015.

ENERGIA LIMPA 33. (2013) *Informe Ambiental Resumen 2013*. Proyecto: Planta de generación de energía a partir de biomasa. Villa Sara.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2014). *Balanco Energético Nacional*. Rio de Janeiro: MME. Disponível em: <http://lopesmachado.com/downloads/balanco_energetico_nacional.pdf>.

GRANDINI, N. (2013) *Oficial: Publican resolución que autoriza avance del Estado sobre el negocio eléctrico*. Disponível em: <<http://elinversoronline.com/2013/03/oficial-publican-resolucion-que-autoriza-avance-del-estado-sobre-el-negocio-electrico/>>. Acesso: 22 dez. 2014.

HUNT, S. (2002) *Making Competition Work in Electricity*. Wiley. [s.l.].

ITAIPU (2013) .[s.l.]: <http://www.itaipu.gov.br/es/historico>

KIRSCHEN, D. S., STRBAC, G. (2004) *Fundamentals of Power System Economics*. Wiley.

OXILA, V (2009). *Raízes Socioeconômicas da Integração Energética na América do Sul: Análise dos Projetos Itaipu Binacional, Gasbol e Gasandes*. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-16082010-184420/pt-br.php>>. Acesso: ago. 2013.

PARAGUAI. Vice-Ministério de Minas y Energías. (2010) *Centro de Monitoreo de Centrales y Sistemas Eléctricos*. Asunción. MOC. Disponível em: <http://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=1223&Itemid=616>. Acesso: 25 fev. 2015.

PARAGUAI. Vice-Ministério de Minas y Energías. (2015) *El Viceministerio - Objetivos y Funciones*. Asunción. MOC. Disponível em: <<http://www.mopc.gov.py/mopcweb/objetivos-y-funciones-i4>>. Acesso em: 20/02/2015.

PELTZMAN, S. (1969) Toward a more general theory of regulation. *Journal of Law Review* 37. pp. 47-89.

PERU. Ministerio de Agricultura y Riego. Proyecto Especial Binacional Puyago Tumbes. *Marco Legal*. Disponível em: <<http://pebpt.gob.pe/index.php/acerca-del-pebpt/marco-legal>>.

RAMOS, D. S., NOVOA, S. G. (2015) *Avaliação da metodologia de custo do serviço no contexto dos empreendimentos hidroelétricos binacionais* – Estudo comparativo e identificação de vantagens e desvantagens de sua aplicação. XVI ERIAC, 2015, Foz de Iguaçu.

RODRIGUES, L. A. (2012) *Análise Institucional e Regulatória da Integração de Energia Elétrica Entre o Brasil e os Demais Membros do Mercosul*. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo. São Paulo. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-19042012-132609/publico/DissertCorrigLarissaAraujoRodrigues.pdf>>. Acesso: 15 fev. 2015.

SALTO GRANDE. (2015) *Mercado*. Salto Grande. Salto Grande. Disponível em: <<http://www.saltogrande.org/mercado.php>>. Acesso: 2 fev. 2015.

SEBRAE (2005). Utilização de Royalties e Compensações Financeiras da Exploração da Energia Hidroelétrica na Promoção do Desenvolvimento Local. Disponível em: <[http://www.dce.sebrae.com.br/bte/bte.nsf/0A70ADD36FF55C4D032570660044F4E4/\\$File/NT000AAD9E.pdf](http://www.dce.sebrae.com.br/bte/bte.nsf/0A70ADD36FF55C4D032570660044F4E4/$File/NT000AAD9E.pdf)>. Acesso: ago. 2013.

SECRETARÍA DE ENERGÍA. "La Secretaría de Energía". Buenos Aires: Secretaría de Energía, 2014. Disponível em <<http://www.energia.gov.ar/home/>>. Acesso: 23 dez. 2014.

SÓRIA, M. A. Z. (2012) *Usina de Itaipu: Integração energética entre Brasil e Paraguai*. Curitiba. UFPR.

STIGLER, G. J. (1971) The theory of economic regulation. *Bell Journal of Economics and Management Science* 2. pp. 3-21.

URSEA - Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua. (2015) *URSEA: Presentación*. Montevideu. URSEA. Disponível em: <http://www.ursea.gub.uy/Inicio/Institucional/Que_es_URSEA/>. Acesso: 27 fev. 2015.

URUGUAI. MIEM – Ministerio de Industria, Energía y Minería. (2014) *MIEM: Organización y Funciones*. Montevideu. MIEM. Disponível em: <<http://www.miem.gub.uy/institucional/organizacion-y-funciones/objetivos>>. Acesso: 27 fev. 2015.

UTE – Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. (2015) *UTE: Quiénes Somos*. Montevideu. UTE. Disponível em: <<http://www.adme.com.uy/institucional/institucional.php>>. Acesso: 27 fev. 2015.

WINKLER, V. (2015). Barragens Garabi-Panambi: Audiência Pública com Ministério Público em Porto Mauá sobre a barragem de Panambi - RS. *TopSul Notícias*. Disponível em: <<http://www.topsulnoticias.com.br/news/barragens-garabi-panambi%3A-audi%C3%Aancia-publica-com-ministerio-publico-em-porto-maua-sobre-a-barragem-de-panambi-rs/>>.

APÊNDICE I

6. REGULAÇÃO USINAS BINACIONAIS

6.1 Itaipu

6.1.1 *Evolução do marco regulatório de Itaipu*

A energia elétrica de Itaipu Binacional é vendida para dois sistemas elétricos de países diferentes, cada um com estruturas e regras de comercialização distintas. O Tratado de Itaipu estabelece a comercialização da potência entre Brasil e Paraguai, mediante a contratação da potência de Itaipu, pelo custo do serviço em regime de caixa, garantindo o direito de preferência para a compra da energia não utilizada pelo sócio do empreendimento.

Uma vez comprometida a potência de Itaipu, segundo as regras do tratado, a energia associada a essa potência deve ser comercializada em cada um desses países segundo a regulação interna vigente. Atualmente, a Eletrobras adquire a potência de Itaipu e executa uma venda regulada da energia às distribuidoras brasileiras das regiões sul, sudeste e centro-oeste. Por sua vez, a Ande realiza uma operação similar no Paraguai para atenção de seu mercado interno.

O Tratado de Itaipu, entre Brasil e Paraguai, foi celebrado em 1973. Por tratado entende-se o ato jurídico por meio do qual se manifesta o acordo de vontades entre duas ou mais pessoas internacionais. Sob esse aspecto, pode-se destacar este como um tratado-contrato, que procura regular o interesse recíproco dos dois Estados.

Assim, o Anexo A, do Tratado de Itaipu, constitui o estatuto da empresa binacional e o instrumento pelo qual as partes decidiram a estrutura administrativa da entidade. Conforme Oxila (2009), é fundamental manter o princípio da binacionalidade na gestão, já que o assunto é relevante principalmente no referido aos cargos executivos, nos quais os interesses de ambos os países devem estar representados. Além de ser uma maneira mais eficiente de tratar temas relativos à entidade, evita-se a necessidade de utilização dos meios diplomáticos convencionais.

Do ponto de vista político, deve-se destacar a característica de Estado soberano, sendo o respeito por ambas as partes à igualdade jurídica inerente ao atributo de país soberano, fundamental para que as relações bilaterais se mantenham. É por esta razão que a Itaipu segue a regra da paridade de direitos e obrigações, inclusive o direito a veto.

Segundo Betiol (1983 *apud* BARRETO, 2010), o Tratado de Itaipu apresenta duas ordens de problemas jurídicos de interesse internacional: por um lado, estabelece as normas que regulam o aproveitamento hidrelétrico de um rio internacional e, por outro, regula a criação, a estrutura e o funcionamento de uma instituição dotada de certa originalidade, em particular no que diz respeito ao seu regime jurídico e a sua natureza jurídica.

Assim, a maior novidade do Tratado de Itaipu é a adoção de uma instituição de natureza empresarial, cujo capital é igualmente dividido entre os dois países. Cabe notar que os Estados signatários não participam diretamente da formação do capital da empresa, mas sim por intermédio de organismos pertencentes à administração estatal, a Eletrobras, no Brasil, e a Ande, no Paraguai (BARRETO, 2010).

Assim, a Itaipu Binacional é definida como empresa juridicamente internacional⁸, emergida no campo do direito internacional público por consequência de um tratado binacional. Assim sendo, o direito aplicável à empresa binacional e seus assuntos internos é distinto do referente às relações da empresa com terceiros. Desse modo, os assuntos internos são regidos exclusivamente pelos seus instrumentos constitutivos.

Segundo Barreto (2010), como a Itaipu Binacional não está sujeita a nenhum regime jurídico nacional em termos de organização, possui maior flexibilidade na administração da empresa. Entretanto, se um determinado aspecto não estiver previsto pelo Tratado Binacional ou seus anexos, só poderá ser regulamentado por novos acordos bilaterais. Assim, a “fórmula” encontrada para o Tratado de Itaipu é paradigmática não apenas pelo seu êxito, mas, sobretudo pelas peculiaridades atendidas e demandas específicas então exigidas no projeto.

No tocante aos mecanismos de resolução de conflitos, o Tratado de Itaipu é notável porque se refere à criação de instrumentos cuja natureza previne o

⁸ *Pareceres Oficiales sobre la Naturaleza Jurídica de Itaipu*. Parecer L-208, de 22.9.1978.

surgimento de conflitos, sendo o principal a criação da própria empresa Itaipu Binacional, visto que o relacionamento entre os Estados contratantes passou por um importante processo de institucionalização, tornando a tomada de decisões mais técnica e menos política. A existência de uma instituição binacional para gerir a operação da usina também propicia o estabelecimento de um regime interno de governança corporativa, que contribui para a solução de controvérsias sem que estas tenham de ser levadas ao processo decisório estatal. Caso as controvérsias não possam ser solucionadas no interior da empresa binacional, o mesmo tratado prevê que estas serão resolvidas por meios diplomáticos⁹.

Nesse sentido, para o estabelecimento e a manutenção de um ambiente de segurança jurídica nas relações binacionais, faz-se necessário que os Estados, além de adotar voluntariamente algumas práticas, tenham a responsabilidade institucional diante das regras de conduta já adotadas. Uma vez que, com fundamento no atributo da soberania, os governos nacionais podem tentar relativizar tais compromissos já assumidos.

Em relação a notas reversais e mudanças do tratado original, o Tratado de Itaipu tem sofrido modificações sobretudo com o objetivo de melhorar as condições da cessão de energia por parte do Paraguai. A Nota Reversal de 1º de fevereiro de 1974 e a Nota Reversal de 5 de abril de 1973 estabelecem uma metodologia de reajuste que indica que os pontos III.4, III.5 e III.8 do Anexo C¹⁰ devem ser atualizados, além de, conforme previsto no artigo XV¹¹, do tratado, considerar: (i) ajustes reais de custo que ocorrerem nas obras da hidrelétrica de Itaipu, (ii) o custo da energia elétrica a ser produzida em Itaipu e (iii) o período contratual de 20 anos, que poderá ser dividido em 2 períodos de 10 anos. É importante apontar que com o decorrer do tempo essa metodologia não foi seguida.

Em janeiro de 1987, mediante as Notas Reversais 3, 4 e 28, foi revisado o valor estabelecido no ponto III.8, do Anexo C, relativo a cessão de energia, mediante a inclusão de um fator de ajuste (FA) e um fator multiplicador (FM), resultando na seguinte fórmula: compensação por cessão de energia (US\$)=300 US\$/GWh x Fx FM. O fator de multiplicação também foi acordado através de Notas Reversais. A

⁹ Tratado de Itaipu 1973. Artigo XXII.

¹⁰ Os pontos III.4, III.5 e III.8, do Anexo C, tratam dos royalties relativos às partes contratantes, da administração, supervisão e cessão de energia.

¹¹ Atualização conforme flutuação do dólar americano.

primeira revisão estabeleceu os fatores de 3,5 para 1985 e 1986; 3,58 para 1987; 3,66 para 1988; 3,74 para 1989; 3,82 para 1990; 3,9 para 1991; e 4 para 1992. A segunda alteração, efetuada também mediante Notas Reversais, modificou o FM para 5,1 a partir de primeiro de janeiro de 2006, e a terceira revisão do fator foi realizada mediante a Nota Interpresidencial 345, de julho de 2009, que estabelece o FM de 15,3.

É importante lembrar que na mesma Nota Interpresidencial, o Brasil reconhece a conveniência de permitir que a Ande atue como agente comercializadora no mercado brasileiro.

6.1.2 Formação de preço

A comercialização de Itaipu é regida pelo Anexo C do tratado, que estabelece a venda de potência, e não de energia, aos países sócios e que a potência instalada da usina pertence em partes iguais ao Brasil e ao Paraguai, ou seja, cada um é proprietário de 7.000 MW de potência da usina.

Alguns dos instrumentos interessantes estabelecidos no Tratado de Itaipu voltados ao aproveitamento e à comercialização da energia elétrica gerada são assinalados por Barreto (2010). Primeiro, o compromisso de adquirir o total da energia produzida, mediante a contratação total da potência, característica importante para a própria viabilidade do projeto; segundo, o sistema de aquisição da eletricidade, que é feito através da Eletrobras no Brasil e da Ande no Paraguai; e, terceiro, o direito de preferência a uma das partes na aquisição da energia produzida pela outra parte, consequentemente não é permitida a venda direta de energia de Itaipu Binacional a países terceiros.

O Anexo C do Tratado de Itaipu estabelece que o preço da energia deve ser suficiente para cobrir todos os custos da entidade binacional (entendendo-se custos em um regime de caixa). Assim, busca-se garantir uma receita anual através de um preço para a potência da usina. Esse arranjo é conveniente para assegurar o fluxo de caixa anual, uma vez que a potência da usina é uma constante. Como o preço da energia produzida varia anualmente, torna-se inviável tê-lo como base, dificultando o casamento do fluxo de caixa das receitas com o das despesas.

No mesmo anexo do tratado são detalhados todos os custos que devem ser considerados na hora de calcular a tarifa anual, entre os quais estão os rendimentos

sobre o capital investido, os encargos financeiros, as amortizações, os royalties, as despesas de exploração, o saldo positivo ou negativo do fluxo de caixa do ano anterior e a remuneração mensal pela cessão de energia. Uma vez calculado o custo anual e unitário, tem-se o preço anual de venda da potência de Itaipu em dólares americanos, como se vê na Tabela 4. Assim, a tarifa de Itaipu é uma variável endógena, que depende dos fluxos de caixa do empreendimento, incluindo o serviço da dívida, não tendo qualquer relação com mecanismos de mercado.

Tabela 4 – Histórico das tarifas de Itaipu entre 1985 e 2011

Ano	Tarifa (US\$ /KW mês)	Ano	Tarifa (US\$ /KW mês)
1985	10,00	1999	17,60
1986	10,00	2000	17,60
1987	11,28	2001	18,83
1988	13,38	2002	18,83
1989	13,76	2003	15,93
1990	15,70	2004	16,44
1991	18,26	2005	19,17
1992	16,06	2006	20,50
1993	16,06	2007	22,20
1994	16,06	2008	21,99
1995	16,06	2009	22,60
1996	16,06	2010	22,60
1997	16,90	2011	22,60
1998	17,54		

Fonte: Sória (2012)

Quando a dívida de Itaipu Binacional for totalmente quitada, o que pelo cronograma atual de pagamento ocorrerá em 2023, o principal custo que compõe a tarifa, o serviço da dívida, será zero, gerando uma grande redução do custo da potência de Itaipu.

6.1.3 Tributação e royalties

Itaipu também paga royalties aos dois países. Na legislação brasileira, constam-se as Compensações Financeiras pelo Uso de Recursos Hídricos, que são devidas aos diversos níveis da administração pública pelas empresas que exploram

os recursos hídricos com fins lucrativos de geração de energia elétrica. Contudo, por Itaipu ser uma empresa binacional, regida pelo Tratado de Itaipu e não pelas leis ordinárias do setor elétrico, não paga compensações financeiras, e sim royalties aos governos centrais do Brasil e do Paraguai (SEBRAE, 2005).

Os chamados royalties são devidos mensalmente desde que a Itaipu começou a comercializar energia, em março de 1985. No Anexo C do Tratado de Itaipu são distribuídos em partes iguais para os dois países sócios, os royalties, os ressarcimentos e os rendimentos de capital.

Para o cálculo dos royalties advindos de Itaipu, a energia efetivamente verificada, medida em GWh, é multiplicada por um valor correspondente, atualmente, a US\$650,00/Gwh¹², e por um multiplicador K, sendo o valor resultante corrigido pela variação cambial (ANEEL, 2003).

No Brasil, os recursos são repassados ao Tesouro Nacional, que já recebeu US\$ 4,4 bilhões desde 1985 (ITAIPU, 2013). É, portanto, uma estrutura diversa das Compensações Financeiras pelo Uso dos Recursos Hídricos, que é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), figurando como beneficiários os estados, municípios e órgãos da administração direta da União. Desses recursos, são beneficiados 363 municípios e 6 estados. A distribuição dos recursos é realizada da seguinte forma: 45% dos recursos aos municípios atingidos pelas barragens, proporcionalmente às áreas alagadas de cada município abrangido pelos reservatórios e instalações da usina; aos estados onde se localizam os reservatórios, outros 45%, correspondentes à soma das áreas alagadas dos seus respectivos municípios; ficando a União com os 10% restantes (ANEEL, 2003).

No que diz respeito à distribuição dos royalties de Itaipu e de Yacyretá no Paraguai, a Lei nº 1.309, de 1998, estabelece que 50% dos recursos serão destinados à administração central, 5%, aos departamentos afetados pelos projetos, 5%, aos departamentos não afetados, 15%, aos municípios afetados e 25%, aos municípios não afetados. Assim, os recursos dos royalties de Itaipu são repassados integralmente ao Ministério da Fazenda, que já recebeu aproximadamente US\$ 4,1 bilhões desde 1985 (ITAIPU, 2013).

¹² Valor definido no Anexo do Tratado de Itaipu, ponto III.4 referente aos royalties. (1973).

6.2 Salto Grande

6.2.1 *Evolução do marco regulatório de Salto Grande*

Salto Grande é um empreendimento hidrelétrico argentino-uruguaio, de múltiplos propósitos, construído sobre o rio Uruguai. O projeto se encontra fisicamente estabelecido a 455 km de Buenos Aires e a 509 km de Montevideú. Sua potência instalada chega ao total de 1.890 MW e gera uma média de 6.700 GWh/ano. O interesse em desenvolver um projeto hidrelétrico sobre o rio Uruguai foi explicitado já na Acta de Origen de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, assinada em 1938. A usina, porém, só entrou em operação em 1983, ou seja, 45 anos depois. Desses 45 anos, apenas nove correspondem efetivamente à realização das obras.

A partir desses dados, é válido salientar que a maior parte do tempo de realização do projeto não corresponde à construção da usina em si, mas sim a estágios prévios, como os estudos de viabilidade técnico-econômica, as negociações políticas e, finalmente, a criação dos arranjos regulatórios, que permitiram tanto o marco regulatório para o desenvolvimento do projeto como a inserção comercial do projeto binacional nos sistemas elétricos dos países envolvidos. O presente capítulo se focará nesse último ponto.

Conforme apontado anteriormente, o primeiro documento existente em relação a esse projeto é a Ata de 13 de Janeiro de 1938. O documento tem duas finalidades básicas: a demarcação da soberania e a criação e instalação de uma Comissão Técnica Mista Argentino-Uruguaia para realizar estudos prospectivos na bacia hidrográfica do rio Uruguai.

Essa comissão foi efetivamente criada pelo Convênio de 30 de dezembro de 1946, batizada de Comissão Técnica Mista de Salto Grande (CTMSG) e definida como órgão binacional, sujeita ao direito internacional e, nessa qualidade, independente dos Estados que lhe deram origem.

A CTMSG é constituída de uma delegação argentina e outra uruguaia. Foi outorgada a essa comissão a responsabilidade de construir e administrar a usina de Salto Grande, assim como a autoridade de tomar decisões que afetem a produção de energia. A delegação argentina preside a CTMSG no primeiro semestre do ano, e

a uruguaia, no segundo semestre. Ambas as delegações são compostas de um presidente, um vice-presidente e um delegado.

Cabe destacar que, diferentemente de Itaipu e de Yacyretá, não foi assinado um tratado binacional que desse origem a uma empresa binacional, pertencente a dois países. No caso de Salto Grande, toda a regulamentação relativa à realização de obras, direitos, deveres, custos e propriedade é tratada no Convênio de 1946, no Protocolo Adicional e na Regulamentação do Convênio de 1946. A CTMSG, criada com a finalidade de fazer estudos para a exploração de recursos hídricos, acabou tornando-se também a administradora da usina.

Em relação ao financiamento, o regulamento indica que cada país aportaria um valor equivalente a 40 milhões de dólares americanos, o que corresponde ao capital atribuído ao projeto, e que este seria pago em quantias de 5 milhões ao ano, por país, a partir de 1973. Adicionalmente, o projeto conta com duas opções adicionais de financiamento: a primeira, mediante utilização de fundos especiais que o governo argentino ou uruguaio possa disponibilizar; a segunda, via empréstimos junto a entidades internacionais. Em ambos os casos, os valores terão caráter de empréstimos. A taxa de juros dos empréstimos outorgados à CTMSG, de origem argentina ou uruguaia, foi fixada em 8% ao ano.

Em relação às garantias necessárias, as partes contratantes acordaram respaldar as obrigações que a CTMSG adquirir nas proporções visíveis na Tabela 5.

Tabela 5 – Garantias

Obrigações	Argentina	Uruguai
Pecuniárias	100%	16,66%
Não pecuniárias	sem limite	sem limite

Fonte: elaboração própria, com base no acordo para regulamentar o convênio de 30/12/46, Artigo 14.

A parte que cabe ao Uruguai relaciona-se diretamente com a potência inicialmente contratada pelo país e, portanto, está sujeita a alterações sempre que o Uruguai incremente sua participação sobre a potência adquirida da usina.

Sendo assim, as partes contratantes deixaram estipulado um cronograma que identifica claramente a potência contratada por cada país no decorrer do tempo, o

que impacta diretamente a distribuição da energia gerada entre os países e as responsabilidades sobre as garantias identificadas na Tabela 5. O cronograma está representado na Tabela 6.

Tabela 6 – Direitos sobre a potência e a produção

Ano	% Argentina	% Uruguai
1979/1980	83,34%	16,66%
1986	75,00%	25,00%
1989	66,64%	33,33%
1992	58,34%	41,66%
1995	50,00%	50,00%

Fonte: elaboração própria, com base no acordo para regulamentar o convênio de 30/12/46, Artigo 13.

O cronograma não barra o direito de o Uruguai modificá-lo, conforme previsto no Artigo 4º, no parágrafo 6º, do convênio, que especifica que com quatro anos de antecedência o Uruguai tem o direito de integralizar alguma porcentagem da potência cedida para a Argentina, sempre respeitando o máximo de 50% da potência da usina.

Em relação à tarifa, o regulamento do convênio define que esta deve ser calculada de forma que cubra os gastos na seguinte ordem de prioridades:

- 1 Operação e manutenção das obras e instalações em comum;
- 2 Empréstimos externos e créditos privados;
- 3 Juros dos empréstimos referentes às obrigações adquiridas para a realização das obras em comum e remanescentes da amortização destes.

Para assegurar o cumprimento dessas obrigações durante o período de amortização de todos os empréstimos e créditos, as tarifas a serem aplicadas na potência e produção de energia serão estabelecidas de forma que, em regime de exploração normal da central, os ingressos satisfaçam anualmente:

- 1 Os gastos de operação e manutenção das obras e instalações comuns;
- 2 A depreciação das obras e instalações comuns, com exceção das obras de navegação, calculada sobre o valor do ativo fixo bruto em dólares americanos;

3 Juros anuais razoáveis sob o valor do ativo fixo bruto e sobre o capital de trabalho contabilizado em dólares americanos.

Caso os fluxos de fundos pelos conceitos anteriores não fossem suficientes para pagar de forma oportuna a amortização de todas as obrigações da CTMSG, a tarifa deve ser fixada de forma a gerar receitas adicionais necessárias para esse propósito. Adicionalmente, é importante notar que o regulamento determina a necessidade de estabelecer uma tarifa para a potência e outra para a energia produzida. Finalmente, o convenio estabelece que assim que todos os empréstimos contraídos por CTMSG sejam quitados, as altas partes contratantes convirão um novo regime de tarifas a ser aplicado.

No tocante aos mecanismos de resolução de conflitos foi criado o Tribunal Arbitral Internacional de Salto Grande (TAISG), responsável por dirimir as divergências que possam surgir nos seguintes temas: trabalhistas, civis, controvérsias sobre sua própria jurisdição e outros que, não relacionados nos itens anteriores, a CTMSG decida submeter ao TAISG. As competências do TAISG encontram-se no Estatuto do Tribunal Arbitral Internacional de Salto Grande, e é importante destacar que suas resoluções não são revisadas pela justiça da Argentina ou do Uruguai (SALTO GRANDE, 2013).

Toda controvérsia a respeito da interpretação ou aplicação do convênio que não possa ser resolvida pelo TAISG é submetida aos meios diplomáticos ordinários de solução de controvérsias (*Livro Azul*, 2013).

Uma vez apresentados os acordos originais que permitiram a construção de Salto Grande, faz-se necessário avançar no desenvolvimento da regulamentação ou dos acordos posteriores que complementaram ou alteraram algum dos pontos aqui mencionados. Devido ao foco do presente relatório, só serão mencionados acordos que tenham relação com as questões de financiamento, tarifas ou que modifiquem a estrutura em que a central de Salto Grande se relacione com as altas partes contratantes.

O primeiro desses documentos corresponde ao Acuerdo de Interconexión Energética de 1974 e o Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión, assinado em 1983 com o intuito de regulamentar o acordo. O objetivo do acordo é alcançar uma integração energética profunda entre ambos os países. O acordo estabelece que a interconexão entre os sistemas elétricos deve ser desenhada considerando conceder à Argentina a capacidade de absorver qualquer excedente

energético das centrais hidrelétricas estabelecidas no sistema rio Negro-Montevideu e que o Uruguai possa obter respaldo de potência do sistema argentino em anos de seca. Adicionalmente, é estabelecido que os países se apoiarão em caso de emergência e é criada uma Comissão de Interconexão para executar a regulamentação e as futuras adequações, caso necessárias.

Já o convênio de execução aprofunda os detalhes referentes aos objetivos da integração, estabelece as características específicas, as metas, o modo de funcionamento, os integrantes da comissão de interconexão, as metodologias de funcionamento do anel de interconexão estabelecido mediante o convênio de Salto Grande e as linhas menores preexistentes assim como a coordenação entre os centros de despacho de cargas de ambos os países e as modalidades e tarifas de exportação de energia e potência. Pela complexidade do acordo de interconexão entre Argentina e Uruguai, é possível deduzir que a intenção dos países na época era estabelecer uma metodologia completa que permitisse intercâmbios duradouros.

As seguintes Notas Reversais de relevância para este estudo referem-se tanto a questões tarifárias ou de dívidas financeiras, as quais são tematicamente e altamente interligadas nesse tipo de projeto. Estes detalhes serão aprofundados no ponto seguinte, que trata da formação de preço.

6.2.2 Formação de preço

Com exceção da regulamentação do Convênio de 1946, que estabelece as regras básicas para o cálculo do preço da energia num regime de custo do serviço, o primeiro documento que trata sobre a formação de preço corresponde ao Acordo de Interconexão Elétrica e seu convênio de execução de 1974.

O acordo de interconexão assinado entre Argentina e Uruguai em 1974 trata das diferentes modalidades de intercâmbio de energia entre as partes contratantes. Dado que estas formas de intercâmbio são entre os países, ou entre as empresas nacionais que recebem a energia de Salto Grande, a relação com a tarifa ou o custeio de Salto Grande é indireta. Em relação direta à tarifa de energia, para o melhor entendimento da questão é necessário traçar um paralelo com a história da dívida da CTMSG.

O ano em que Salto Grande finalizou as obras e começou a operar com máxima capacidade (1982) corresponde ao ano de uma crise internacional que

afetou toda a região, criando uma situação em que Uruguai e Argentina deixaram de cumprir suas obrigações com a CTMSG, que, por sua vez, entrou em inadimplência com seus credores. Em 1986, iniciaram-se as negociações para estabilizar a situação financeira de Salto Grande, resultando na publicação da Nota Reversal de 1987.

A NR87 determinou que toda a dívida contratada pela Comissão Mista de Salto Grande até aquela data seria assumida pelo governo argentino, sendo um valor de 659 milhões de dólares americanos na época. De forma simultânea, nesse mesmo documento se estabeleceu uma nova tarifa, visando o pagamento total da dívida da CMSG com o governo argentino até 1997. A tarifa estabelecida seria válida a partir de 01/01/1987 e corresponderia a uma tarifa monômnia de 20,2 U\$S/MWh, corrigida em 3,5% ao ano até 1990 e 3% a partir de 1991. Os países se comprometeram ainda a dar prioridade ao pagamento das faturas emitidas pela CTMSG.

Há dois pontos válidos de análise em relação à NR87: o primeiro é a recontabilização de toda a dívida, desde o início da operação da usina, de forma que com a correta aplicação da Nota, a dívida seria finalizada em 1997; o segundo é a aplicação de uma tarifa monômnia, diferentemente do estabelecido no acordo original. Mesmo assim, a Nota Reversal indica que uma tarifa binômnia fosse aplicada após a completa amortização da dívida.

A Tabela 7 foi construída com base no que se sucedeu: no fim da crise, a Argentina comprometeu-se a assumir todas as dívidas da CTMSG, e esta passou a dever ao Tesouro Argentino. Por outro lado, a Argentina estava em débito pelo consumo de energia de Salto Grande. Assim, foi definido um preço para a energia com o intuito de nivelar as contas, ou seja, os ativos e passivos da Argentina tornaram-se zero. Portanto, tais preços não possuem relação econômica, simplesmente buscavam uma solução ao problema financeiro (VAILLANT, 1995).

Já na década de 1990, houve uma nova modificação tarifária, engatilhada por uma série de razões. Por um lado, foram reconhecidos os danos financeiros sofridos pela CTMSG ao se encarregar da dívida que deveria ter sido assumida pelo governo argentino, tanto com credores locais quanto estrangeiros, e, por outro, pela não regulamentação prevista nos acordos vigentes no que tange à cessão de energia em operação normal da Usina. A negociação entre as partes para a solução desses

problemas passou pela exigência por parte da Argentina da aprovação de uma tarifa binômia. Sendo assim, foram publicadas as NR94 e NR96.

Tabela 7 – Evolução anual da tarifa, 1987-1997

Ano	U\$/KWh
1987	0,0202
1988	0,0209
1989	0,0216
1990	0,0224
1991	0,0231
1992	0,0238
1993	0,0245
1994	0,0252
1995	0,0260
1996	0,0268
1997	0,0276

Fonte: *Livro Azul* (2013)

A primeira destas estabelece que o governo argentino deve assumir a titularidade da dívida da Comissão Técnica Mista com o Clube de Paris, são realizados ajustes dos saldos devedores do projeto e é indicada uma modificação no sistema tarifário. A nova tarifa será estabelecida por um sistema binômio, com um preço correspondente à energia e outro, à potência, que deveria ser igual para ambos os países, tratando-os como se fossem um único comprador. Assim, na NR se estabeleceu que a estrutura tarifária fosse linear, em que existisse um preço fixo pela potência e variável para a energia, correspondendo aproximadamente 30% à potência e o restante ao valor da energia.

O sistema acordado foi finalmente publicado na Nota Reversal de 31 de julho de 1996 e pode ser verificado na Imagem 1.

O período de vigência estabelecido para essas tarifas vai de 30/06/1993 a 18/05/1994, sendo que os valores de energia e potência correspondentes foram recontabilizados e reliquidados, criando notas de créditos para ambas as partes. Dessa forma, em 18 de maio de 1994 concluiu-se o pagamento pelas obras da usina de Salto Grande.

Imagem 1 – Tarifas válidas para o período de 30/06/1993 a 18/05/1994

a) Para 1993

Cargo por potencia	U\$S 110.264/MW.
Cargo por energia	
Bloque de 0 a 9 GWH/día	U\$S 17.152/MWH.
Bloque de 9 a 18 GWH/día	U\$S 17.151/MWH.
Bloque de más de 18 GWH/día	U\$S 17.149/MWH.

b) Para 1994

Cargo por potencia	U\$S 113.420/MW.
Cargo por energia	
Bloque de 0 a 9 GWH/día	U\$S 17.642/MWH.
Bloque de 9 a 18 GWH/día	U\$S 17.641/MWH.
Bloque de más de 18 GWH/día	U\$S 17.639/MWH.

Ambos gobiernos aprueban y acuerdan la tarifa propuesta para el periodo indicado.

Fonte: *Livro Azul* (2013)

É relevante apontar que, no que tange às tarifas, no Ponto 3 da mesma Nota Reversal, os governos acordam que cada um disponibilizará livremente a sua cota-parte de energia e potência instalada e que não serão estabelecidas tarifas de potência e energia nem será realizado o faturamento, mas sim a contabilização das quantidades produzidas.

Na prática, ficou estabelecido um orçamento anual para a folha de pagamentos e para a operação e a manutenção desvinculado da tarifa de energia. A tarifa da energia não ficou vinculada aos custos de produção, resultando das regras do Acordo de Interconexão.

Posteriormente, ficou estabelecido através do decreto do Ministério da Indústria de janeiro de 1995 que a UTE (Uruguai) pagaria à CTMSG pela energia da sua cota-parte um preço equivalente a 50% do preço do mercado *spot* argentino.

Em relação ao orçamento de funcionamento, na resolução N°275/10, ficou estabelecida a autonomia da delegação de cada país para elaborar e aprovar seu próprio orçamento em relação às partes comuns e às não comuns. Dessa forma, cada governo se responsabiliza pelo pagamento de sua parte.

Imagem 2 – Prestação de contas e balanço de execução presumida

PRESUPUESTO 2013			
ANEXO I - RESOLUCION CTM Nº 206/12			
NIVELES	RA	ROU	TOTAL 2013
I - COMPLEJO HIDROELECTRICO SALTO GRANDE			
GASTOS E INVERSIONES COMUNES			
1 - INVERSIONES			
INVERSIONES MENORES	1.362.840	1.362.840	2.725.680
REPOSICION DE ACTIVOS	2.501.000	2.501.000	5.002.000
	3.863.840	3.863.840	7.727.680
2 - GASTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO			
FUNCIONAMIENTO	4.264.933	4.264.933	8.529.865
SEGUROS	667.500	667.500	1.335.000
	4.932.433	4.932.433	9.864.865
3 - GASTOS PERSONAL RA - ROU			
GASTOS PERSONAL RA - ROU	34.419.027	21.880.965	56.307.992
	34.419.027	21.880.965	56.307.992
TOTAL PRESUPUESTO COMUN	43.228.306	38.705.238	73.940.537
GASTOS E INVERSIONES NO COMUNES			
4 - GASTOS NO COMUNES	988.737		988.737
5 - INVERSIONES NO COMUNES	200.000	2.308.500	2.508.500
TOTAL PRESUPUESTO NO COMUN	1.088.737	2.308.500	3.399.237
TOTAL DEL PRESUPUESTO DE GASTOS E INVERSIONES COMUNES Y NO COMUNES	44.324.037	33.014.738	77.338.774
INGRESOS VARIOS	248.060	248.060	496.000
DIFERENCIA ENTRE PRESUP. DE GASTOS E INGRESOS CHSG	44.075.977	32.766.798	76.840.774

Fonte: Exercício 2012 – Delegação do Uruguai

Considerando a Imagem 2 e uma geração média de 6.700 GWh/ano, o orçamento para o funcionamento de SG em 2013 corresponde a US\$6,5/MWh para a Argentina e US\$4,8/MWh para o Uruguai.

Do lado Argentino, a resolução SE 433/1998 explicita que a energia correspondente à cota-parte Argentina é contabilizada a favor da Empreendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (Ebisa), entidade sucessora de Agua y Energia Eléctrica (AyE), no relativo à administração e comercialização de empreendimentos binacionais com participação do Estado argentino. A Ebisa comercializa a energia proveniente de Salto Grande no mercado *spot* argentino e paga para Salto Grande os custos necessários para seu funcionamento. A utilização do benefício econômico obtido nessa operação financeira será detalhado no ponto a seguir, Tributação e Royalties.

6.2.3 *Tributação e royalties*

Em relação aos royalties e ao regime tributário, no acordo para regulamentar o convênio de 30/12/1946, as partes acordam não aplicar nenhum tipo de imposto, taxa ou empréstimo compulsório aos serviços de eletricidade prestados por Salto Grande ou sobre materiais, equipamentos, obras comuns e/ou não comuns, assim como para sua operação, com a finalidade de evitar sobrecustos, bitributação e problemas de jurisdição. Também não será aplicado nenhum tipo de tributo sobre pagamentos, remessas, salários ou operações financeiras que Salto Grande realize para sua operação normal.

O Artigo 17 aprofunda a questão, estipulando, inclusive, que somente poderá existir liquidação de benefícios financeiros quando for concluída a amortização de empréstimos e que estes benefícios (royalties) serão distribuídos em partes iguais entre os dois países.

Não há, portanto, royalties, benefícios ou outras compensações econômicas entre as partes por intercâmbio, venda ou repasse de energia de uma parte contratante para a outra. As regras de repasse/venda de energia foram estipuladas através do Acordo de Interconexão, como para qualquer geração normal, sem qualificar a existência de um benefício direto e específico para os Estados envolvidos.

Não obstante, a alteração do acordo de interconexão mediante a ata de 1994, permitiu ao Uruguai vender energia à Argentina sem vertimento. Nesse caso, Uruguai adquire a energia a 50% do preço *spot* argentino e vende para Argentina a 80% do mesmo preço, o que resulta em benefício econômico direto para o Uruguai.

Do lado argentino, a Resolução SE 433/1998 também permite entender que a operação de Salto Grande resulta em benefício para a Argentina. Ela estabelece que a energia gerada por Salto Grande será vendida ao preço correspondente no mercado *spot*, 6% das transações econômicas realizadas pela Ebisa, pela comercialização de energia de Salto Grande, sejam destinadas a benefícios de hidrelétricas determinadas por lei e parte dos benefícios será para cobrir gastos operacionais da Ebisa e de Salto Grande.

Em complemento a essa resolução, a Lei n. 24.954 de abril de 1998, também complementada pela resolução N. 252 de maio de 1998, estabelece o fundo especial de Salto Grande, gerado através dos benefícios financeiros da venda de

energia, conforme estipulada na Resolução 433/1998, e destinados para as províncias de Entre Rios (67,5%), Corrientes (27,5%) e Misiones (5%). Os benefícios começaram a ser repassados para um cronograma, que iniciou o mesmo ano de 1998 com 20% e previa um crescimento anual de 20%, para que, em 2002, 100% dos benefícios financeiros fossem parte dos orçamentos das províncias.

6.3 Yacyretá

6.3.1 *Evolução do marco regulatório de Yacyretá*

Como mencionado por Barreto (2010), a integração energética demanda entendimento dos Estados em duas vertentes. A primeira está sob o viés político e institucional, cabendo aos Estados assinar entendimentos e acordos, assim como estabelecer diretrizes e regras, inclusive jurídicas, que nortearão o processo. A segunda, na perspectiva prática da integração, aumentando o envolvimento dos países na implantação de projetos voltados à integração física dos sistemas energéticos. Nesse sentido, Argentina e Paraguai assinaram o Tratado de Yacyretá em 1973.

O complexo hidrelétrico de Yacyretá é um projeto fundamental de geração de energia hidrelétrica para a Argentina e o Paraguai. Encontra-se no tramo do rio Paraná, localizado ao sudeste da República do Paraguai e ao nordeste da Argentina. Com potência instalada de 3.100 MW, é a central hidrelétrica mais importante do sistema elétrico argentino, representando aproximadamente 13% da energia total consumida pelo país e 20% do consumo energético do Paraguai.

Diferentemente do projeto de Salto Grande, realizado com o Uruguai, Yacyretá viu-se envolvida em uma série de problemas administrativos que levaram a entidade binacional a gastar altas quantias e a não cumprir o cronograma de obras de forma efetiva, fazendo com que a central operasse só com 60% de sua capacidade total de 1994 a 2006. Além das dívidas e acusações de corrupção, houve um grande desencontro entre os países em relação ao cumprimento do tratado e à aplicação de medidas unilaterais por parte da Argentina.

O primeiro acordo entre os governos dos dois países foi realizado em 1º de fevereiro de 1926, em Washington D.C. Este ressalta o interesse dos dois países no aproveitamento das águas do rio Alto Paraná, na região denominada Apipé,

considerando positivo o impacto causado para o desenvolvimento industrial de ambos e o melhoramento da navegabilidade no rio.

Para o presente relatório, os pontos mais relevantes do acordo foram: (1) o governo do Paraguai autorizaria o governo argentino a realizar ou encarregar estudos e obras necessários para a utilização industrial das quedas d'água existentes no setor de Apipé; (2) qualquer obra executada não poderá prejudicar a navegação do rio e, quando possível, deverá melhorá-la; (3) em relação à energia gerada com águas que estiverem em jurisdição comum, ou se o Paraguai se envolver no projeto hidrelétrico a ser desenvolvido, este terá direito a um máximo de 7,5% da produção total, sempre que não seja possível para a Argentina entregar uma quantidade maior; (4) para a implementação do ponto anterior, será criada uma comissão internacional; e (5) caso as obras sejam realizadas exclusivamente em território argentino, o Paraguai não terá direito de reclamar participação nenhuma sob a energia produzida.

Por ser um acordo *ad referendum*, os pontos tratados se tornariam válidos assim que aprovados pelos governos. Em 1958, Argentina e Paraguai assinaram o convênio que criou uma Comissão Técnica Mista, responsável por conduzir o estudo sobre o aproveitamento hidrelétrico do rio Paraná, na região das ilhas de Yacyretá e Apipé.

O documento seguinte na linha do tempo corresponde ao Tratado de Yacyretá, assinado no dia 3 de dezembro de 1973, na cidade de Assunção, Paraguai. Nesse tratado, a Argentina e o Paraguai comprometem-se a realizar a obra destinada ao aproveitamento hidrelétrico do rio Paraná na altura da ilha de Yacyretá. A este objetivo somam-se outros de caráter social, como a regularização do caudal do rio, com o intuito de diminuir crescidas extraordinárias e evitar enchentes.

Para esse fim é criada a Entidade Binacional Yacyretá (EBY), a qual possui capacidade jurídica e responsabilidade técnica para realizar os estudos, projetar as obras, executar e operar a usina a ser construída como uma unidade técnico-econômica.

O Tratado de Yacyretá foi organizado de forma diversa ao convênio de Salto Grande e extraordinariamente similar ao de Itaipu. Os termos referentes às obrigações e responsabilidades são tratados de forma global, e os detalhes específicos constam nos três anexos, cada um para um tema determinado. O Anexo

A refere-se ao estatuto da EBY; o Anexo B trata da descrição geral das instalações comuns e complementárias; e o Anexo C versa sobre as bases financeiras e prestação dos serviços de eletricidade.

Os pontos mais relevantes acertados entre as partes no tratado de Yacyretá foram:

1. Em relação ao financiamento, o tratado expõe em seu Artigo 8º que os recursos para a integração de capital de Yacyretá serão aportados por AyE e Ande, que toda obtenção de recursos será de responsabilidade das Altas Partes Contratantes e Yacyretá deverá obtê-los mediante operações de crédito;
2. Quanto às garantias, o Artigo 10º estabelece que as altas partes contratantes, em conjunto ou separadamente e direta ou indiretamente, darão a Yacyretá, conforme esta precise, garantias para as operações de crédito. Estas ainda deverão garantir, da mesma forma, a conversão de divisas necessárias para o pagamento das obrigações assumidas;
3. Em relação ao capital inicial de Yacyretá, o Artigo 4º indica que será equivalente a 100 milhões de dólares americanos, pertencentes em partes iguais e intransferíveis a AyE e Ande;
4. Em relação à potência e produção de energia, o Tratado de Yacyretá estabelece que esta é propriedade de ambas as contratantes, em partes iguais. Ainda estabelece que a energia produzida será dividida igualmente e que as partes comprometem-se a adquirir toda a energia produzida pelo projeto hidrelétrico. A contratação da energia será realizada através de frações da potência instalada, mediante cronogramas de oito anos, explicitando a potência contratada para cada ano;
5. O Anexo C estabelece as condições para a cessão de energia, que são:
 - a) A alta parte contratante que adquira energia cedida pela outra parte contratante, em conformidade com o Artigo 13º, pagará uma compensação de 2.998 U\$D/GWh;
 - b) O montante da compensação representa 5% do investimento imobilizado orçado para produzir 1 GWh, isso em conformidade com a Planilha 1, apenso ao Anexo C;

c) A compensação não poderá ser inferior a \$9 milhões de dólares americanos.

6. Quanto à tarifa para o cálculo do custo do serviço de eletricidade, foi dedicado o Capítulo 3º do Anexo C, no qual se explicita a forma que será calculada, em orçamentos anuais, considerando os seguintes fatores:

- a) Montante necessário para o pagamento de utilidades de 12% ao ano, sobre a participação do capital integrado;
- b) Montante necessário para o pagamento das cargas financeiras dos empréstimos recebidos;
- c) Montante necessário para o pagamento de amortização dos empréstimos recebidos;
- d) Montante necessário para o pagamento para AyE e Ande, em partes iguais, a título de ressarcimento da totalidade dos gastos próprios relacionados a Yacyretá, calculados em \$166 USD/GWh;
- e) Montante necessário para o pagamento dos gastos de operação, considerando o montante de saldo, positivo ou negativo, do exercício referente ao ano anterior.

Ao longo do tempo, a EBY esteve sujeita à instabilidade na sua gestão, gerando assim constantes modificações no Tratado de Yacyretá, realizadas através de várias notas reversais, que constituem o meio diplomático pelo qual podem ser modificados diferentes tópicos de um tratado binacional, submetida à aprovação de ambos os países, segundo os seus regimes legais. A modificação mais relevante dentre estas foi a realizada mediante a Nota Reversal de 1992 (NR92), que modificou a estrutura financeira da entidade. Apesar de esta ter sido aprovada pela Argentina, foi rejeitada pelo Congresso do Paraguai. Em seguida, serão apresentadas as NRs mais relevantes, e os pontos referentes à tarifa da NR92 serão aprofundados no item Formação de Preço.

A Nota Reversal 20 é a primeira NR relevante para o histórico das interações entre as altas partes contratantes e trata sobre a integração de capital de Yacyretá. Mediante essa NR, o governo argentino abre um crédito para Ande pelos 50 milhões de dólares americanos necessários para a integração do capital aprovado para Yacyretá. Além disso, estabelece a taxa de juros para os empréstimos e o modo de pagamento. A NR21 entrega a Yacyretá as garantias necessárias por parte do

governo argentino para que a entidade possa realizar operações de crédito. A NR22 define os limites de flexibilidade para os primeiros quatro contratos de oito anos a serem realizados entre Yacyretá e Ande e, conseqüentemente, com AyE.

É relevante aprofundar que a Nota Reversal n. 12, de 30 de agosto de 1979, modificou o Anexo C, o qual, de forma similar ao Tratado de Itaipu, define as bases financeiras e de prestação de serviços de eletricidade de Yacyretá. As modificações realizadas foram as seguintes:

- 1) Substitui o texto do capítulo III, “Costo del servicio de electricidad”;
- 2) Introduce um novo capítulo IV, denominado “Compensación en razón del territorio inundado”, o qual corresponderá a royalties não acordados previamente;
- 3) Retira o parágrafo IV.4 do antigo capítulo IV, “Compensación”, e o torna o novo capítulo VI, “Conservación del valor real”;
- 4) Mantém o antigo capítulo IV, “Compensación”, salvo a alteração do ponto 3, passando para o capítulo V, “Compensación por cesión de energía”;
- 5) Os antigos capítulos V, “Ingresos”; VI, “Otras disposiciones”; e VII, “Revisión”, passam a ser os novos capítulos VII, VIII e IX, respectivamente.

Em resumo, a NR12 cria os novos capítulos III, IV e VI, os quais têm por objetivo introduzir no custo do serviço de eletricidade (capítulo III) a compensação pelo território inundado e por cessão de energia (que anteriormente estava no capítulo IV, fora do custo do serviço), a definição da compensação pelo território inundado mediante o capítulo IV, a definição da compensação pela cessão de energia através do capítulo V e deixar sob avaliação futura a metodologia para conservar o valor real de todos esses conceitos, através do capítulo VI.

A definição da metodologia para conservar o valor real foi realizada através da Nota Reversal n. 22, de 29 de novembro de 1979. A solução buscada pelas altas partes contratantes resultou em uma fórmula sofisticada apresentada na Imagem 3:

Imagem 3 – Fator de ajuste de paridade monetária

$F.A. = 1 + (0.225 Vux_M + 0.225 Vux_{pi} + 0.225 Pi_{us} + 0.225 E_{us} + 0.10 P)$ donde;

F.A. = Factor de Ajuste para lograr la actualización indicada en el Capítulo VI del Anexo “C”.

Vux_M = Variación en tanto por uno del índice del “valor unitario de exportación del mundo”, elaborado por el Fondo Monetario Internacional. Este índice, a la fecha de entrada en vigor del Tratado era 1,99 calculado con base 1970 = 1.

Vux_{pi} = Variación en tanto por uno del índice del “valor unitario de exportación de países industriales”, elaborado por el Fondo Monetario Internacional. Este índice, a la fecha de entrada en vigor del Tratado era 1,70 calculado con base 1970 = 1.

E_{us} = Variación en tanto por uno del índice del “valor unitario de exportación” de los Estados Unidos de América, elaborado por el Departamento de Comercio del Gobierno de los Estados Unidos de América. Este índice, a la fecha de entrada en vigor del Tratado era de 1,524 calculado con base 1970 = 1.

Pi_{us} = Variación en tanto por uno del índice de “precios al por mayor de los productos industriales” de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América y elaborado por el Departamento de Trabajo del mismo país. Este índice, a la fecha de entrada en vigor del Tratado era 1,365 calculado con base 1970 = 1.

P = Variación en tanto por uno del “precio del petróleo crudo” en el Oriente Medio, elaborado por la Organización de los Estados Americanos (O.E.A.), cuyo valor a la entrada en vigor del Tratado era de 12,41 dólares de los Estados Unidos de América por barril.

Fonte: Tratado de Yacyretá, planilha 2, do Anexo C.

Uma nova menção ao Anexo C é realizada na Nota Reversal n. 7, de 15 de setembro de 1983, a qual esclarece detalhes em relação a custos elétricos e não elétricos que poderão ser considerados na tarifa, assim como detalha especificidades em relação à compensação em razão do território inundado; esta NR complementa a NR12, de 30 de agosto de 1979.

A seguinte e última Nota Reversal no histórico público de EBY corresponde à controversa Nota Reversal n. 92, de 9 de janeiro de 1992. Esta NR mostra os sinais de esgotamento econômico do projeto ao tratar uma série de questões orçamentárias, como limitação ou reorganização de custos para a reestrutura integral das questões tarifárias, alterando totalmente as estruturas vigentes descritas no Anexo C. Assim sendo, considerando os fatos anteriores, e que a primeira turbina iniciou sua operação em 1994, podemos concluir que o cálculo da tarifa conforme acordado no Tratado de Yacyretá nunca chegou a ser aplicado.

As principais alterações realizadas pela NR92 foram:

- 1) No relativo à tarifa, ficou estabelecido que o preço a ser pago para EBY por toda a energia gerada será de US\$ 30/MWh, a valores constantes de dezembro de 1991, desde o início da geração e independentemente da cota, até 2048, ano considerado o término da vida útil da usina. A forma

de atualização do preço corresponderá à prevista no Anexo C, do Tratado de Yacyretá;

- 2) Dos US\$30/MWh, a partir do início da geração hidrelétrica e por 10 anos a partir da data de assinatura da NR, o Paraguai receberá US\$1,75/MWh pelos conceitos de cessão de energia – compensação em razão do território inundado, ressarcimento e royalties;
- 3) As compensações por cessão de energia, território inundado, ressarcimento e benefícios sobre o capital integrado – estabelecidos no Anexo C do tratado, correspondentes aos dois países –, pelos primeiros 10 anos, a partir da data de início da geração, serão diferidas e terão um período gratuito de 15 anos, contados a partir do 10º ano do início da geração, pagos em oito anos, em quotas iguais, sem juros, com atualização conforme previsto no Anexo C. No caso do Paraguai, o pagamento corresponderá à diferença entre o valor calculado e os valores já recebidos pelo conceito apontado no parágrafo anterior.
- 4) Com o intuito de cooperar com o financiamento do projeto, a Argentina se compromete a não cobrar juros sobre as dívidas de Yacyretá; apenas realizará a atualização monetária, conforme previsto no Anexo C.

O impasse entre o governo argentino e o paraguaio teve início após a assinatura de Dido Florentín Bogado, embaixador paraguaio em Buenos Aires. No rodapé da NR, é possível encontrar a seguinte afirmação, em tradução livre, de acordo entre as partes: “Tenho a honra de confirmar, em nome do Governo da República do Paraguai, a proposta antes transcrita e acordar que a nota de vossa excelência e a presente constituem um acordo entre nossos Governos, o qual entrará em vigor a partir da data da presente nota”. A NR foi aprovada pelo governo argentino, entretanto, o governo paraguaio, através de seu parlamento, rejeitou-a. Em resposta, o governo argentino invocou a convenção de Viena em 1969, assinada pelos dois países. Na Parte IV, da convenção, “Emenda e modificação de tratados”, artigo 39, “Norma geral concernente à emenda dos tratados”, encontra-se a seguinte afirmação: “Um tratado poderá ser emendado por acordo entre as partes. Serão aplicadas as normas enunciadas na Parte II, salvo que o tratado disponha de outra coisa”.

Contudo, na referida Parte II, “Celebração e entrada em vigor dos tratados”, seção 1ª, artigo 7, encontra-se:

1. “Para a adoção e autenticação do texto de um tratado, para manifestar o consentimento do Estado em se obrigar por um tratado, considerar-se-ia que uma pessoa representa um Estado:
 - a. Se apresentam adequados poderes, ou
 - b. Se deduz da prática seguida pelos Estados interessados ou de outras circunstâncias que a intenção destes há sido a de considerar esta pessoa representante do Estado para estes efeitos e prescindir da apresentação de poderes.”
2. “Em virtude de suas funções, e sem necessidade de apresentar poderes, considera-se que representam seu Estado:
 - a. Os chefes de Estado, chefes de governo e ministros de relações exteriores, para a execução de todos os atos relativos à celebração de um tratado;
 - b. Os chefes de missão diplomática, para a adoção do texto de um tratado entre o Estado acreditante e o Estado acreditado;
 - c. Os representantes acreditados dos Estados, ante uma conferência internacional ou ante uma organização internacional ou um de seus órgãos, para adoção do texto de um tratado em tal conferência, organização ou órgão”.

Em virtude do último exposto, a NR92 foi considerada vigente pela EBY, na espera de que os governos argentino e paraguaio chegassem a um acordo (Contraloría General de la República de Paraguay, 2008).

O tratado original prevê uma revisão do custo do serviço de eletricidade após cumpridos 40 anos da assinatura do tratado, que acontece em 27 de março de 2014. Esse momento é visto como uma oportunidade pelo governo paraguaio para reivindicar questões de todos os âmbitos, como as metodologias tarifárias e a dívida da EBY.

6.3.2 Formação de preço

Em relação à formação de preço, é necessário lembrar que há quatro momentos relevantes. O primeiro refere-se ao que foi acordado inicialmente no capítulo III, do Anexo C, do Tratado de Yacyretá. O segundo, à modificação do Anexo C mediante a Nota Reversal n. 12, de 30 de agosto de 1979, que incluiu as

compensações por cessão de energia, por inundação de território e estabeleceu a modificação da conservação do valor real. O terceiro corresponde ao acordo da fórmula para conservar o valor real. E, finalmente, o último momento se trata da Nota Reversal de 9 de janeiro de 1992.

Como já foi apontado anteriormente, devido à usina ter entrado em operação somente em 1994, a única tarifa que deveria ter sido aplicada corresponde à estabelecida mediante a NR92. Porém, na prática, não é o que ocorre. A Yacyretá deveria aplicar a tarifa de US\$30/MWh, que, considerando o fator de reajuste detalhado no Tratado de Yacyretá, corresponderia, atualmente, a US\$48/MWh aproximadamente. A Argentina efetivamente paga a Yacyretá o correspondente a US\$28/MWh, sendo que a diferença entre os US\$48/MWh e os US\$28/MWh efetivamente pagos é registrada como parte da amortização da dívida da EBY com o Tesouro da Argentina.

Do lado paraguaio, o valor pago também não é o estabelecido na NR92, entretanto isso se deve ao fato de que o governo do Paraguai não aprovou a Nota Reversal. O país paga o correspondente a US\$25/MWh. A diferença entre os US\$48/MWh e os US\$25/MWh efetivamente pagos pelo Paraguai é descontada do pagamento pela energia cedida e pelo território inundado que o Paraguai deve receber da EBY, conforme previsto na NR92.

As informações são estimadas devido à natureza do tratado. Esta não permite que os países sócios possam realizar auditorias em Yacyretá.

6.3.3 Tributação e royalties

Em relação à tributação e aos royalties, estas acontecem de forma similar ao ponto anterior. O tratado original prevê royalties por cessão de energia pelo valor de US\$2,998/MWh, com um piso de 9 milhões de dólares americanos, US\$0,166/MWh para ressarcir AyE e Ande pelos seus gastos relacionados a Yacyretá e benefícios de 12% sobre o capital integrado para as altas partes contratantes. Originalmente, o royalty por cessão de energia não fazia parte do custo do serviço de eletricidade.

Essa situação mudou com a publicação da Nota Reversal n. 12, a qual incluiu a cessão de energia no custo da eletricidade e uma nova compensação à calculada em relação ao território inundado. O novo royalty também foi incluído como parte do custo da eletricidade.

Como aconteceu na questão tarifária, a NR92 alterou todos os acordos anteriores e estabeleceu uma sistemática nova e sem lógica contável. Na nova estrutura, conforme apontado anteriormente, o Paraguai recebe US\$1,75/MWh a título de cessão de energia e compensação pelo território inundado pelos primeiros 10 anos de operação da usina. Depois, fica estabelecido um período gratuito de 15 anos e, somente após isso, serão pagos, em oito anos e quotas iguais, as compensações e os royalties originais previstos no Anexo C. Isto será realizado sem a aplicação de juros, mas com a atualização conforme previsto no mesmo anexo. No caso do Paraguai, o pagamento corresponderá à diferença entre o valor calculado e os valores já recebidos pelo conceito apontado no parágrafo anterior.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (2003). Atlas Energia Hidráulica. [s.l.]. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica\(2\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/04-Energia_Hidraulica(2).pdf)>.

BARRETO, R. (2010) Controvérsias na Integração Energética Sul-americana e o Paradigma do Tratado de Itaipu. Fortaleza: XIX Encontro Nacional do CONPEDI. Disponível em: <<http://www.conpedi.org.br/manaus/arquivos/anais/fortaleza/3328.pdf>>.

ITAIPU (2013). [s.l.]: <http://www.itaipu.gov.br/es/historico>.

OXILA, V (2009). Raízes Socioeconômicas da Integração Energética na América do Sul: Análise dos Projetos Itaipu Binacional, Gasbol e Gasandes. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-16082010-184420/pt-br.php>>. Acesso: ago. 2013.

PARAGUAI. Vice-Ministério de Minas y Energias. (2010) *Centro de Monitoreo de Centrales y Sistemas Eléctricos*. Asunción. MOC. Disponível em: <http://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=1223&Itemid=616>. Acesso: 25 fev. 2015.

SALTO GRANDE. (2015) *Mercado*. Salto Grande. Salto Grande. Disponível em: <<http://www.saltogrande.org/mercado.php>>. Acesso: 2 fev. 2015.

SEBRAE (2005). Utilização de Royalties e Compensações Financeiras da Exploração da Energia Hidroelétrica na Promoção do Desenvolvimento Local. Disponível em: <[http://www.dce.sebrae.com.br/bte/bte.nsf/0A70ADD36FF55C4D032570660044F4E4/\\$File/NT000AAD9E.pdf](http://www.dce.sebrae.com.br/bte/bte.nsf/0A70ADD36FF55C4D032570660044F4E4/$File/NT000AAD9E.pdf)>. Acesso: ago. 2013.

SÓRIA, M. A. Z. (2012) Usina de Itaipu: Integração energética entre Brasil e Paraguai. Curitiba. UFPR.

URUGUAI. MIEM – Ministerio de Industria, Energia y Minería. (2014) *MIEM: Organización y Funciones*. Montevideo. MIEM. Disponível em: <<http://www.miem.gub.uy/institucional/organizacion-y-funciones/objetivos>>. Acesso: 27 fev. 2015.

VAILLANT, M. (coord.) (1995) Cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico en el Uruguay. Convenio AUTE - Universidad de la República. Informe de la Universidad. Disponível em: <<http://www.fcs.edu.uy/archivos/Doc0796.pdf>>.