



Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 64

Integração elétrica internacional do Brasil: Antecedentes, situação atual e perspectivas

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Rubens Rosental

Paola Dorado

Rio de Janeiro

Agosto 2015

Sumário

Sumário	2
1. Introdução	3
2. O sistema elétrico brasileiro	4
2.1 A matriz elétrica brasileira	5
2.2. Potencial energético e perspectivas da matriz elétrica	9
2.3 Características do modelo do Setor Elétrico Brasileiro	14
3. O modelo comercial brasileiro.....	17
4. Integração elétrica: um mercado elétrico na América do Sul?.....	20
5. Experiências de Integração e o modelo comercial brasileiro	22
6. Perspectivas para importação e exportação de energia elétrica pelo Brasil	25
7. Conclusão	27
Anexo Projetos de Integração Elétrica Internacional do Brasil.....	30
1 - Central Hidroelétrica Binacional de Itaipu: Paraguai - Brasil	30
2 - Conversora de Garabi e CTE AES Uruguaiana: Argentina - Brasil	31
3 - Conversora de Rivera: Uruguai - Brasil	33
4 - Linha de Transmissão de Guri a Roraima: Venezuela-Brasil	33
5 - Central Térmica de Cuiabá: Bolívia - Brasil.....	34
Bibliografia	35

Integração elétrica do Brasil na América Latina: Antecedentes, situação atual e perspectivas.

Nivalde José de Castro¹

Roberto Brandão²

Rubens Rosental³

Paola Dorado⁴

1. Introdução

Há muito tempo que a integração elétrica é um tema discutido e incentivado no mundo devido às vantagens para os países envolvidos, dentre as quais pode-se apontar: o aproveitamento mais eficiente de recursos para geração de eletricidade, a redução dos preços da eletricidade no atacado e, sobretudo, de sua volatilidade, o incentivo à eficiência via o aumento da concorrência e o aumento da confiabilidade e segurança no fornecimento do serviço.

Para aproveitar essas e outras vantagens muitos países, principalmente na Europa, optaram pela criação de mercados elétricos regionais nos quais exista concorrência na compra e venda de energia elétrica. Contudo, na América do Sul a constituição de um mercado elétrico regional nos moldes adotados na Europa é uma opção ainda distante devido às assimetrias econômicas e sociais dos países e, principalmente, devido à adoção de diferentes regras e normas de comercialização de energia nos países da região, fator que dificulta em grande medida o processo de integração elétrica regional.

Apesar destas dificuldades, o Brasil construiu e mantém interligações energéticas com Paraguai (Itaipu Binacional), Argentina (conversoras de Garabi), Uruguai (conversora de Rivera) e Venezuela (linha de transmissão Roraima – Guri).⁵ Estes projetos foram desenvolvidos em um contexto de busca de soluções pontuais e/ou aproveitando oportunidades específicas, sendo realizados sem suporte de uma política estratégica de integração energética do Brasil com os países da região.

¹ Professor do Instituto de Economia da UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro – e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico.

² Economista e pesquisador do GESEL-UFRJ.

³ Professor e pesquisador do GESEL-UFRJ.

⁴ Economista e pesquisador do GESEL-UFRJ.

⁵ Análise de todos estes projetos de integração elétrica do Brasil com Argentina, Paraguai, Venezuela e Uruguai encontra-se no Anexo.

Adicionalmente, existem alguns projetos de integração elétrica que se encontram na pauta de discussões, dentre os quais destacam-se: a construção de nova conversora e linha de transmissão reforçando a capacidade de comércio de energia entre Uruguai e Brasil; a construção de duas hidroelétricas binacionais, Garabi e Panambi, no Rio Uruguai, na fronteira entre Brasil e Argentina, em fase de estudos de engenharia e ambientais; a construção de hidroelétrica binacional com a Bolívia no Rio Madeira, ainda em fase preliminar de discussão; a construção de hidroelétricas no Peru para atender ao mercado interno, gerando excedentes de energia passíveis de exportação para o Brasil, sob a égide do Tratado Brasil-Peru assinado em 2010⁶; e a construção de hidroelétricas na Guiana e na Bolívia, com exportação de parte da energia para o Brasil, também em fase preliminar de análise.

Neste contexto, o presente estudo tem como objetivo central entender, delimitar e analisar o processo de integração elétrica na região, tendo o Brasil e suas relações com os outros países como foco central de análise. Para tanto, o trabalho está dividido em seis seções, incluindo esta introdução. A segunda seção examina as características centrais da matriz elétrica e o potencial brasileiro para geração de energia elétrica com base em recursos locais, abordando também os principais condicionantes do modelo regulatório e comercial brasileiro. A terceira seção examina o modelo comercial brasileiro. Já na quarta seção procura-se demonstrar as restrições que o modelo brasileiro de comercialização impõe para uma integração de mercados plena, como no modelo praticado nos mercados regionais europeus. A quinta seção descreve as experiências brasileiras de integração elétrica, enquanto a sexta seção aborda as potencialidades de importação e exportação de energia no contexto regional atual. Por fim, são apresentadas as conclusões que, em nível mais geral, indicam que a integração elétrica com participação direta do Brasil é mais factível para projetos binacionais e para intercâmbios de excedentes de curto prazo, devido às diferenças entre o modelo de comercialização do Brasil *vis a vis* ao dos outros países vizinhos. O estudo é complementado por uma síntese analítica das experiências passadas de integração elétrica do Brasil com países vizinhos, apresentada no Anexo.

2. O sistema elétrico brasileiro

O objetivo desta seção é apresentar as características centrais do sistema elétrico brasileiro, examinando a matriz elétrica, suas perspectivas de expansão e, por fim, o modelo regulatório vigente desde 2004. O prévio conhecimento destes elementos é condição basilar para o exame das possibilidades de integração elétrica do Brasil com países da América Latina.

⁶ Este documento encontra-se disponível no site do Ministério de Energia e Minas do Peru, em: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/acuerdo%20peru%20brasil%2016%20julio%202010.pdf>

2.1 A matriz elétrica brasileira

O Sistema Elétrico Brasileiro - SEB - apresentava capacidade instalada total de 139,8 GW em 2014 (MME, 2015), sendo a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional⁷ - SIN- de 128,4 GW.⁸ No âmbito do SIN, 73,1% de sua capacidade se refere a hidroelétricas.

**Tabela 1: Capacidade instalada de geração do Brasil por fonte em 2014
(em % do Total)**

Fonte	SIN	Sistemas Isolados	Auto produção	Total Brasil
Hidráulica	73,1	21,7	8,8	68,0
Nacional	68,7	6,3	8,8	63,8
Importada	4,4	15,4		4,2
Térmica	21,5	78,3	91,2	27,1
Nuclear	1,5			1,4
Eólica	3,8		0,015	3,5
Solar	0,009		0,038	0,011
Total	100,0	100,0	100,1	100,0
Total (GW)	128,4	1,3	10,1	139,8

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2015, p.10).

A geração total do mercado brasileiro em 2014 foi de 624,2 TWh, dos quais 566,7 TWh se destinaram ao SIN (MME,2015). A análise da distribuição das fontes em termos de participação na energia gerada revela o papel predominante da hidroeletricidade no atendimento da carga do SIN, mesmo diante da mudança do paradigma da matriz elétrica brasileira e da crise hidrológica que atravessa o setor desde 2012. Segundo os dados da Tabela 2, em 2014, 71% de toda a energia gerada para o SIN foi de origem hidráulica, sendo que as termoelétricas geraram 24,1% da energia, o que demonstra sua importância crescente na matriz elétrica. Cabe ainda destacar a penetração da energia eólica, que em 2014 representou 2,2% do SIN, enquanto a geração nuclear representou 2,7% da energia no SIN.

⁷ O Sistema Interligado Nacional (SIN) interconecta todos os principais centros de consumo, bem como as bacias onde se encontram os principais aproveitamentos hidroelétricos.

⁸ O restante da capacidade instalada se divide entre 1,3 GW dos sistemas isolados e 10,1 GW pertencem a instalações particulares destinadas à autoprodução, sobretudo em estabelecimentos industriais.

Tabela 2: Geração de energia elétrica por fonte em 2014
(em % do Total e em TWh)

Fonte	SIN	Sistemas Isolados	Auto produção	Total Brasil
Hidráulica	71,0	27,5	6,5	65,2
Nacional	65,2	11,6	6,5	59,8
Importada	5,8	15,9	-	5,4
Térmica	24,1	72,5	93,5	30,3
Fóssil	20,1	71,8	49,1	22,9
Renovável	4,1	0,7	44,3	7,4
Nuclear	2,7	-	-	2,5
Eólica	2,2	-	-	2,0
Solar	0,002	-	0,010	0,003
Total	100,0	100,0	100,0	100,0
Total (TWh)	566,7	5,3	52,2	624,2

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2015, p. 7)

O sistema elétrico brasileiro caracterizava-se por atender ao consumo, em anos de hidrologia normal, quase exclusivamente pelas centrais hidrelétricas, por outras usinas com custos variáveis nulos (cogeração e geração eólica) e por usinas que têm, contratualmente, geração mínima, como as duas usinas nucleares (Angra I e Angra II) e termoelétricas com contratos de *take or pay* para compra de combustíveis, ficando a maior parte do parque térmico como *backup* do sistema.

Contudo, conforme se observa na Tabela 3, desde 2012 a geração térmica tem se tornado mais representativa, em parte devido a um fator conjuntural e em parte a um fator estrutural.

O fator conjuntural refere-se à crise hidrológica que atravessa o Brasil desde fins de 2012, que levou o ONS a despachar todas as usinas térmicas por longo período de tempo. Em vários casos, o tempo de acionamento das UTE, que na maior parte dos casos foram contratadas para operar como *backup* para a geração hidráulica, superou grandemente a expectativas. Entre 2012 e 2014, usinas contratadas nos leilões de 2007 superaram a projeção original de acionamento para a duração total do contrato de 15 anos, o que acabou criando problemas técnicos de operação e manutenção (CASTRO *et al*, 2014).

O fator estrutural relaciona-se a uma mudança estrutural na matriz de geração, com diminuição da participação de hidroelétricas no mix de geração. Isso reflete, por um lado, as dificuldades que o governo vem enfrentando em obter licenças ambientais para a construção de novas hidroelétricas. Por outro lado, os projetos hídricos recentes são em sua quase totalidade a fio d'água, com reservatórios com capacidade de armazenamento para apenas alguns dias. As usinas a fio d'água têm um menor impacto ambiental, porém reduzem a capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo do ano devido à diminuição da capacidade de estocagem de energia do sistema em relação à carga. Esta menor capacidade de regularizar o sistema determina a necessidade de fontes complementares ao parque hidráulico

principalmente para atender a demanda no período seco do ano (CASTRO *et all*, 2012). Neste contexto, a matriz elétrica brasileira precisa de fontes complementares e tenderá a ter maior participação de outras fontes na geração anual, entre elas as usinas termoelétricas com combustíveis fósseis, conforme se constata na Tabela 3.

Tabela 3: Geração de energia elétrica despachada ou programada pelo ONS para o SIN: 2005-2014

Ano	Hidráulica (%)	Térmica (%)
2005	92,4	5,1
2006	91,8	4,8
2007	92,8	4,3
2008	88,6	8,1
2009	93,3	3,7
2010	88,8	7,9
2011	91,2	5,3
2012	85,9	10,4
2013	78,7	17,7
2014	73,0	23,0

Fonte: ONS (2015, a). Histórico de Operação

No relativo ao sistema de transmissão brasileiro, este totaliza mais de 100 mil Km de linhas de alta tensão e foi construído para permitir a otimização da geração hídrica, por meio da troca de grandes blocos de energia a longas distâncias. A Figura 1 exhibe os principais centros de cargas e as bacias hidrográficas atualmente exploradas e as principais interligações. O sistema de transmissão permite aproveitar a grande diversidade hidrológica existente no país. Assim, as bacias hidrográficas que em determinados momentos do ano dispõem de recursos hídricos abundantes são utilizadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS – de forma mais intensa, permitindo poupar a água dos reservatórios de outras centrais hidroelétricas e reduzir a necessidade de operação da geração térmica. Na medida em que as usinas hidrelétricas a fio d’água da região amazônica sejam inseridas no parque gerador concomitantemente com o aumento da demanda, o ONS deverá operar os reservatórios existentes de forma a promover maior variação no nível dos reservatórios em curtos períodos de tempo (CASTRO *et all*, 2012) e haverá maior necessidade de fontes complementares ao parque hídrico.

A Figura 1 mostra um desenho esquemático das principais bacias hidrográficas com aproveitamentos hidroelétricos, os principais eixos de transmissão e as interligações com Itaipu Binacional – que tem uma participação importante no mercado elétrico brasileiro⁹ – com a Argentina, através da conversora de Garabi, e com a Venezuela.

⁹ Em 2014, 14% da energia no mercado brasileiro foi fornecida pela Itaipu Binacional. (ITAIPU BINACIONAL, 2015 a).

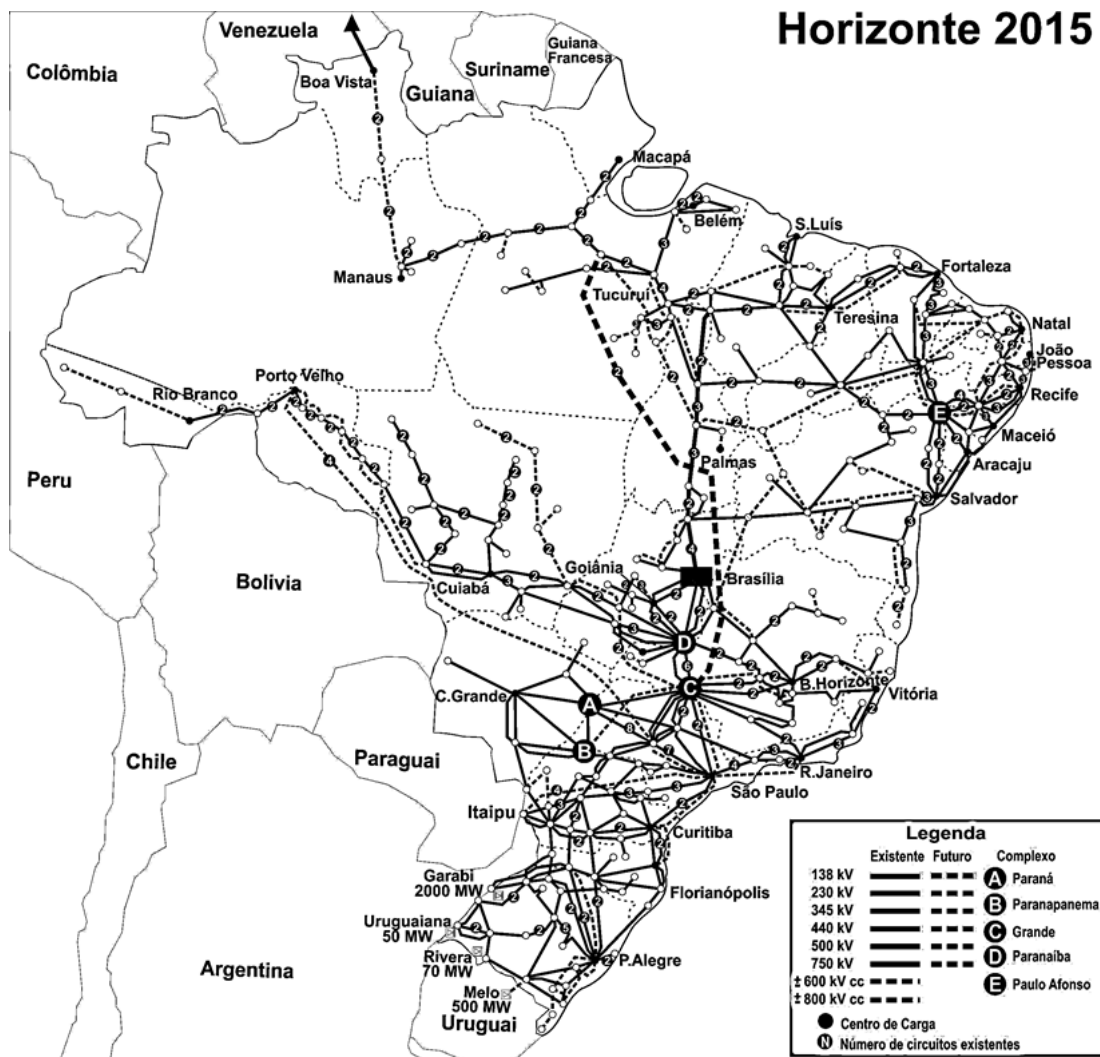
Figura 1: Integração Eletroenergética Brasil: 2014



Fonte: ONS (2015, b). Mapas do SIN

A Figura 2 exibe o sistema de transmissão em alta tensão (a denominada Rede Básica, operada pelo ONS) com maior nível de detalhe. Nela estão indicadas as linhas de interligações internacionais de menor porte: Uruguaiana (AR-BR), Rivera-Livramento (UR-BR) e Roraima-Guri (VN-BR), além das linhas internacionais que ainda deverão ser construídas, como Melo (UR-BR).

Figura 2: Rede de transmissão Brasil: 2015



Fonte: ONS (2015, b). Mapas do SIN

2.2. Potencial energético e perspectivas da matriz elétrica

Durante os anos 1970 e boa parte da década de 1980, a dependência externa de energia do Brasil foi crescente, chegando a representar 46% das necessidades globais do país (EPE, 2007; p.24). Em 2014, a dependência externa de energia do Brasil foi 12,7% das necessidades globais (EPE, 2015; p.102). Embora a dependência externa de energia tenha se reduzido substancialmente desde as décadas de 1970 e 1980, nos últimos cinco anos (2010-2014) a dependência externa de energia apresentou uma tendência crescente. A Tabela 4 mostra que houve um aumento da importação de combustíveis entre 2010 e 2014, principalmente na importação de gás natural, com aumento de 53%, e de carvão, com aumento de 23%. Observa-se também que esta tendência de aumento nas importações foi mais pronunciada a partir de 2012, estando em boa medida relacionada ao maior despacho de termelétricas.

Tabela 4: Dependência externa e importação de energia do Brasil, 2010-2014
(Em 10³ tep)

Importação	2010	2011	2012	2013	2014
Petróleo	17.516	17.140	17.855	20.373	18.082
Gás Natural	11.130	9.223	11.602	14.926	17.001
Carvão	10.867	12.206	11.154	12.044	13.416
Óleo Diesel	7.638	7.914	8.241	8.501	9.561
Outros	23.595	24.978	31.321	23.751	23.795
Total (10³ tep)	70.746	71.461	80.173	79.595	81.855
Dependência externa (%)	7,6	7,9	10,7	14,4	12,7

Fonte: Balanço Energético Nacional 2015 (p. 102,104)

Quanto à energia elétrica, a quase totalidade da importação corresponde à compra da parte da energia da Itaipu Binacional pertencente ao Paraguai, que em 2014 representou 5,8%¹⁰ da oferta de energia elétrica no SIN (MME, 2015; p.7).

No que tange ao setor elétrico, as perspectivas oficiais são de um expressivo aumento do consumo nos próximos anos¹¹, o que será atendido exclusivamente a partir de usinas de geração nacionais. Contudo, ainda que exista uma ampla diversidade e quantidade de fontes energéticas a serem utilizadas em razoáveis escala e viabilidade econômica, o Brasil deve precisar importar combustíveis fósseis para a geração termoelétrica, sobretudo na forma de GNL. A seguir se analisam as perspectivas de fornecimento a partir do potencial hídrico remanescente, os recursos eólicos e a geração solar, a biomassa e os combustíveis fósseis.

O sistema elétrico brasileiro possui um portfólio de projetos nacionais que permite o abastecimento do mercado de energia elétrica com segurança de fornecimento. A expectativa do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2023), elaborado pela estatal Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é que, além dos projetos já contratados nos Leilões de Energia Nova para entrar em operação entre 2014 e 2018, totalizando 30.043 MW (EPE, 2014; p. 80), a necessidade adicional de energia para atender a demanda até 2023 (estimado em 41.044 MW¹²) seja suprida majoritariamente com a construção de novas centrais hidrelétricas (14.679 MW), seguido de usinas termoelétricas (7.500 MW) e a partir de fontes alternativas de energia (energia eólica, cogeração a partir de biomassa e pequenas centrais hídricas).

10 Esse valor faz referência à parte da energia de Itaipu Binacional que é exportada pelo Paraguai, e não ao total da energia fornecida pela Itaipu ao sistema elétrico brasileiro.

11 De acordo com EPE (2014, p. 35), o consumo de energia elétrica em 2023 será de 780,4 TWh, 45% mais do que o consumo de 535,2 TWh verificado em 2014.

12 Segundo dados da EPE (2014, p. 78) até 2023 serão adicionados 71.087 MW, dos quais 30.043MW devem entrar em operação até 2018.

Ainda há um grande potencial hídrico para ser explorado no Brasil. De acordo com TOLMASQUIM (2011), o Brasil possui um potencial hídrico de 260 GW. O potencial hídrico remanescente concentra-se no bioma amazônico e, por isso, a fronteira elétrica brasileira se expande em direção à Amazônia, com a construção de grandes hidroelétricas (CASTRO, 2007)¹³. Estima-se que até 2023 a região norte do país terá uma expansão da capacidade de geração de 30.504 MW a mais dos 14.506 MW existentes em 2013 (EPE, 2014; p.78). A maior parte desta expansão será realizada com usinas fio d'água, o que demandará a contratação de geração complementar ao parque hídrico devido à baixa capacidade de regularização. Contudo, cabe observar que existe certa complementariedade na sazonalidade hidrológica dos projetos hídricos contemplados no PDE 2023, principalmente entre os regimes hidrológicos das regiões Sul e Amazônica com a região Sudeste/Centro-Oeste, onde estão localizados os maiores reservatórios do sistema elétrico atual.

O PDE 2023 também prevê uma grande expansão do parque termoeletrico, da ordem de 7.500 MW entre 2019-2023, enquanto a expansão já contratada para entrar em operação até 2016 é de 1.446 MW (EPE, 2014. P. 88). A expansão da geração termoeletrica depende essencialmente da disponibilidade de combustíveis fósseis. Estima-se que a expansão do parque térmico dependerá basicamente da disponibilidade de gás natural. A oferta de gás natural no Brasil depende de três fatores: a produção nacional, a importação através do gasoduto Bolívia-Brasil e a importação de gás natural liquefeito - GNL.

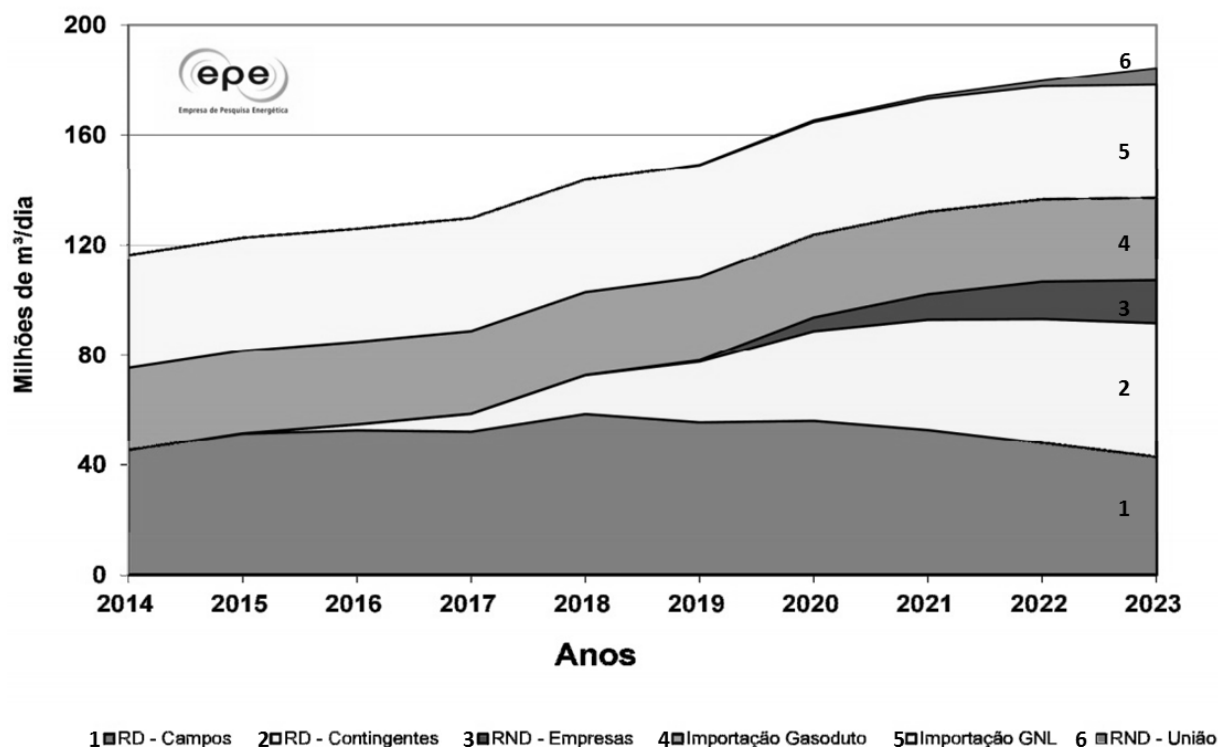
A EPE projeta um aumento na produção bruta nacional de gás natural de 170% em 2023 com relação à produção bruta de 2013 (EPE,2014; p. 222), passando de 76,15 para 205,7 milhões de m³/dia. Esta estimativa considera além das reservas totais, as reservas contingentes e os recursos não descobertos. Considerando apenas os recursos descobertos estima-se que a produção de gás natural seja de 179,64 milhões de m³/dia.

Além da produção nacional, no Gráfico 1 se constata que a oferta de gás natural no Brasil ainda dependerá consideravelmente de recursos importados tanto da Bolívia, através do gasoduto, quanto de outros países através da importação de GNL.

13 As principais hidroelétricas em construção são: Santo Antônio (3.150 MW) e Jirau (3.750 MW), ambas localizadas no Rio Madeira e em fase final da motorização; Belo Monte (11.233 MW) no Rio Xingu e Teles Pires (1.820 MW) no rio do mesmo nome. Há também vários projetos em fase de licenciamento ambiental, o maior deles o complexo do Tapajós, com capacidade de mais de 11 mil MW. O potencial hidroelétrico na Bacia do Amazonas é estimado em mais de 100 mil MW, magnitude que determina a prioridade da política energética do governo em manter um intenso ritmo de investimentos em hidroeletricidade nesta região. Esta decisão fica condicionada à obtenção de licenças ambientais em prazos condizentes com a necessidade de atender ao crescimento da demanda.

Gráfico 1:

Oferta de gás natural para a malha integrada do Brasil. 2014-2023¹⁴



Fonte: EPE (2014). PDE 2023 (p. 293)

Em relação à demanda por gás para todos os usos (industrial, residencial, veicular e geração térmica), estima-se que para 2023 no cenário de consumo mais elevado (um ano de baixíssima hidrologia, em que as térmicas a gás são acionadas continuamente), o consumo doméstico poderia chegar a 197 milhões de m³/dia, ficando em torno de 127,7 milhões m³/dia em anos de hidrologia dentro da média histórica (EPE, 2014; p.47).

O setor elétrico brasileiro é um cliente importante para os produtores de gás, na medida em que provê contratos de longo prazo de compra de energia elétrica¹⁵ associados a contratos de longo prazo de fornecimento de gás. Assim, o aumento da geração elétrica a gás natural é uma alternativa não somente factível como necessária, considerando a mudança da matriz elétrica brasileira onde a geração térmica terá um papel fundamental, não somente como *backup* do sistema, mas provavelmente também como fonte de geração de base, ao menos durante o período seco do ano. Como exemplo concreto da importância das fontes térmicas na matriz brasileira, no último leilão de energia nova realizado em abril de 2015 para compra de energia de novos projetos em 2020 (denominado leilão A-5) uma grande termoelétrica que

14 RD= Recursos descobertos, RND= Recursos não descobertos.

15 Estes contratos possuem normalmente a duração de 15 anos.

utilizará GNL importado¹⁶ (1.515 MW) pertencente ao consórcio GPE SERGIPE, obteve contrato de fornecimento ofertando energia elétrica com um preço de 279 R\$/MWh (ANEEL,2015 a). Este projeto, além de sinalizar a competitividade do GNL para geração térmica, rompe a dependência do setor da oferta de gás natural da Petrobrás.

No relativo às outras fontes renováveis destaca-se a penetração da energia eólica na matriz elétrica. Em 2001, o potencial havia sido estimado em 143 GW, com base em tecnologias de torres de 45 metros e aerogeradores de pequena capacidade. No entanto, considerando novas tecnologias com aerogeradores mais potentes e torres de maior altura, o potencial estimado é de 350 GW (IEA,2014; p.391).

Apenas a partir de 2005 o Brasil começou a explorar seu grande potencial eólico e a redução dos custos tem superado as mais otimistas previsões. A competitividade desta fonte tem se revelado no aumento da contratação de projetos eólicos. Por exemplo, nos leilões de energia nova e de reserva realizados em 2014 e 2015¹⁷ foram contratados 2.874 MW de energia eólica. O Brasil já tem contratados mais de 7 mil MW de capacidade instalada de fonte eólica, incluído os contratados nos leilões de 2014 e 2015, para entrada em funcionamento entre 2016 e 2020 (ANEEL, 2015 a). Dado o cenário de preços atual e o potencial eólico existente no Brasil, a tendência é que o ritmo de contratação continue intenso nos próximos anos, permitindo um avanço da participação da energia eólica na matriz de geração brasileira.

Conforme o observado, o aumento da participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira ocorreu, e continuará a ocorrer, através de mecanismos de mercado via leilões, sem a ajuda de uma tarifa *feed-in* como verificado em outros países (CASTRO *et al*, 2010). Além das opções de geração hídrica, térmica a gás e eólica, o Brasil também conta com outra opção a custos competitivos. Trata-se da cogeração a partir da biomassa residual da cana de açúcar; o potencial técnico de produção desta fonte para o SIN permitiria ofertar 7,7 GW médios até 2023, dos quais 1,4 GW médios já foram contratados com início do suprimento até 2018. (EPE, 2014; p. 90).

Quanto à energia solar, a capacidade instalada ainda é muito pequena. Porém, tem-se a expectativa de crescimento da participação desta fonte. De fato, no leilão de energia de reserva realizado em outubro de 2014 foram contratados 889,6 MW de energia solar com um preço médio de 215,3 R\$/MWh (ANEEL,2015 a).

Observa-se que não há no PDE 2023 (EPE, 2014) previsão para qualquer aumento da importação de energia elétrica. Contudo, esta posição não quer dizer que os projetos internacionais que envolvam importação de energia gerada em países vizinhos não

16 A UTE será instalada em Porto Sergipe com um custo previsto de construção de R\$ 3,2 bilhões. O projeto conta com a construção de um terminal de regaseificação para o funcionamento da UTE. (GENPOWER GROUP, 2015).

17 Leilão 19 A-3 (junho 2014), leilão 20 A-5 (novembro de 2014), leilão de energia alternativa (abril 2015), leilão 21 A-3 (abril 2015) e leilão 22 A-3 (Agosto 2015).

possam ser desenvolvidos¹⁸. Estes projetos poderão ser incorporados ao planejamento, mas ficariam diretamente condicionados a negociações capazes de viabilizar a contratação de energia firme pelo mercado brasileiro. Até o momento, não há estudos consistentes para viabilizar contratos de importação de médio e longo prazo no atual ambiente regulatório brasileiro e, tendo em vista a experiência mal sucedida do contrato de importação de energia firme da Argentina¹⁹, não se antevê, no curto ou médio prazo, forte interesse por parte do Brasil em viabilizar a importação de energia firme, exceto por meio de projetos binacionais com base na experiência de sucesso de Itaipu Binacional. De todo modo, como negociações para eventuais projetos de importação de energia envolvem negociações entre governos, ultrapassando a esfera de competência da EPE, eles não constam do planejamento do setor elétrico.

2.3 Características do modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Os condicionantes institucionais, regulatórios e comerciais são muito importantes para viabilizar a exploração do potencial energético nacional. Não basta um país deter grande potencial energético se os arranjos institucionais, regulatórios e comerciais não forem minimamente consistentes. O modelo do setor elétrico brasileiro aprovado em 2004 tem se mostrado eficiente e demonstrado capacidade de garantir o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda de energia elétrica com custos competitivos. No entanto, a mudança da matriz elétrica brasileira tem implicações diretas no *modus operandi* do sistema elétrico, precisando também de ajustes no modelo do setor (CASTRO *et al*, 2012).

Por um lado, os chamados Leilões de Energia Nova, criados com o novo modelo de 2004, são disputas públicas em torno de contratos de energia de longo prazo²⁰ para atender ao mercado regulado²¹. Em consonância com os leilões, o BNDES oferece financiamento de longo prazo na modalidade *Project Finance* para todos os projetos vencedores, aceitando como principal garantia para o financiamento o fluxo de caixa proveniente dos contratos de longo prazo de compra e venda de energia elétrica. Esta modelagem de negócio tem atraído o interesse de investidores, tendo como resultado

18 Do ponto de vista da mecânica do planejamento em horizonte decenal será fácil incluir uma previsão para a importação de energia caso os projetos avancem. A cada ano a EPE refaz o planejamento mirando dez anos à frente. Nos cinco primeiros anos o horizonte já se encontra definido na medida em que existem projetos já contratados em leilões de energia nova. Para os últimos cinco anos o planejamento pode ser alterado de forma substancial na medida em que se apresentem fatos novos ou que sejam definidas novas diretrizes.

19 Ver Anexo.

20 Até 30 anos para centrais hidroelétricas e 15 anos para termoeletricas.

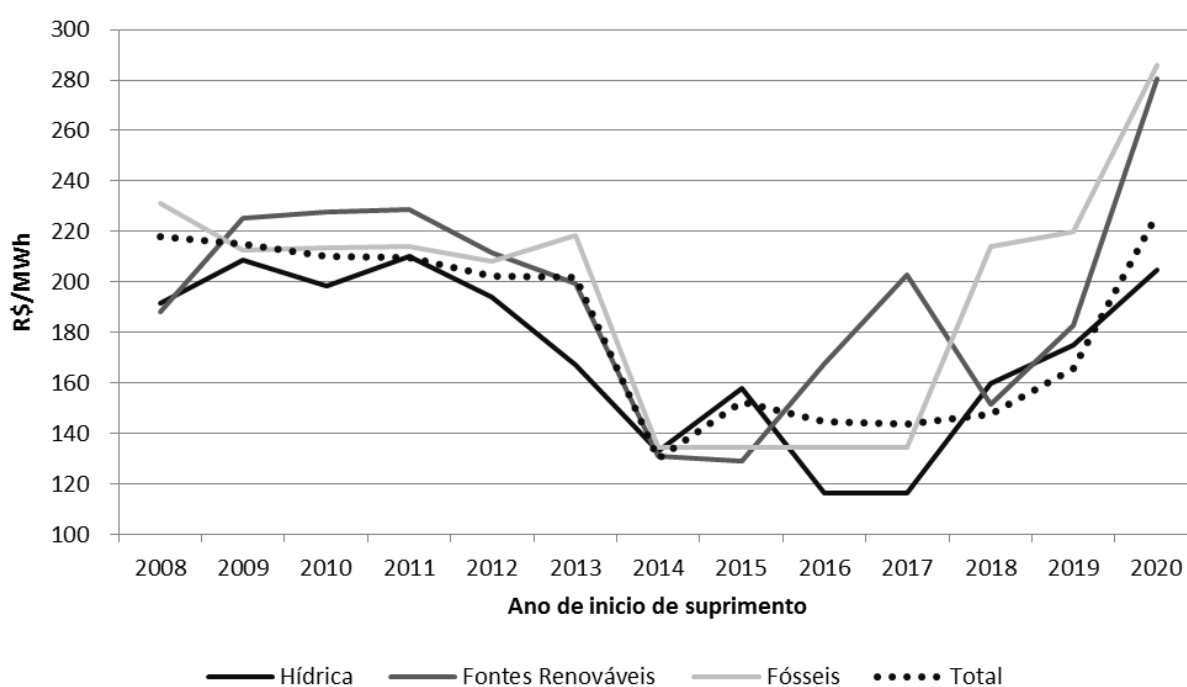
21 Sobre os leilões de energia seu papel no modelo do setor elétrico brasileiro ver, entre outros: TOLMASQUIM (2011); D'ARAUJO (2009) e CASTRO (2005).

preços decrescentes para a energia dos novos empreendimentos, conforme pode ser constatado no Gráfico 2.

Ainda no Gráfico 2 pode-se observar que, como consequência da mudança na matriz elétrica brasileira, o preço da energia contratada nos leilões realizados em 2014-2015, os quais tem a data de início de suprimento estabelecida entre 2017 e 2020, têm sido maiores que nos projetos contratados antes de 2014. Isso se deve à maior contratação de fontes térmicas, inclusive usinas que operam com GNL, assim como à inserção da fonte solar que elevou o preço médio das fontes renováveis.

Gráfico 2:

Preço médio de venda, atualizado a setembro de 2015, dos leilões de Energia Nova²²: 2005-2015
(R\$/MWh)



Fonte: CCEE (2015)- Resultado consolidado dos leilões.

O modelo de contratação de energia por leilões tem se mostrado um importante e flexível instrumento para o planejamento da expansão da geração²³. O governo pode direcionar a contratação dos novos empreendimentos para um perfil considerado desejável de acordo com a matriz estratégica definida pelos estudos de planejamento para o horizonte de dez anos à frente ou mais. As regras do edital de cada leilão

²² Preço atualizado calculado pela CCEE em função do IPCA, consideram-se todos os projetos contratados, desde 2005 a 2015, nos leilões de energia nova, energia de reserva, leilão de fontes alternativas e leilão estruturante.

²³ Para uma análise mais minuciosa desta questão ver CASTRO, BRANDÃO e DANTAS (2011).

podem ser redigidas de forma a limitar (ou estimular) a disputa entre as fontes e mesmo intra-fontes energéticas.

Por outro lado, a diminuição da “reserva estratégica” das usinas hidrelétricas com grandes reservatórios demanda uma mudança no paradigma de operação do sistema elétrico, questão que ficou evidente com a crise hídrica de 2012-2015. Com a entrada em operação das usinas da região amazônica a fio d’água, a configuração do sistema passa a exigir mais das usinas com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios em períodos de tempo menores, demandando maior despacho térmico para atender as exigências sazonais da carga (EPE, 2014). Diante deste cenário, além da mudança no padrão operativo, há necessidade de complementar o parque hídrico com outras fontes para atender a carga no período seco do ano (CASTRO *et al*, 2012).

A política energética também se articula com a política industrial e os projetos de geração eólica demonstram isso. A obtenção do financiamento de longo prazo no BNDES está condicionada à compra de equipamento com índices de nacionalização pré-estabelecidos. Por exemplo, o maior volume de energia eólica contratada levou à instalação no país dos principais produtores de equipamentos eólicos do mundo, aumentando a concorrência e contribuindo para a queda dos custos desta fonte nos leilões de energia nova.

Embora o Brasil tenha abundantes alternativas para a geração de energia elétrica a partir de recursos naturais nacionais e um modelo que permite viabilizar projetos a custos baixos, a necessidade de energia firme e a relativa escassez local de gás pode criar oportunidades de integração energética.

Por um lado, a sazonalidade das vazões entre os regimes hidrológicos do Sudeste/Centro-Oeste (onde se encontram os reservatórios com maior capacidade de regularização) e o regime hidrológico da região sul e da região amazônica (EPE, 2014; p. 84) permitiu o avanço de projetos binacionais com Bolívia²⁴ e Argentina²⁵ para a exploração conjunta de recursos naturais.

Por outro lado, a crescente necessidade de gás natural a preços competitivos tem criado oportunidades de importação de GNL exclusivo para a geração de energia elétrica, além do interesse de empresas de países vizinhos com disponibilidade deste

24 Em 17 de julho de 2015 foi assinado o Adendo ao Memorando de Entendimento em matéria de energia elétrica entre o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil e o Ministério de Hidrocarbonetos e Energia da República da Bolívia (assinado em 17 de dezembro de 2007), cujo objetivo é viabilizar os estudos de viabilidade financeira, técnica e ambiental da construção de uma hidrelétrica binacional na bacia do Rio Madeira.

25 Desde 2012 a *Unión Transitória de Empresas*, a partir da solicitação da Eletrobrás e da Ebisa, vem desenvolvendo os estudos de engenharia, ambientais e o plano de comunicação social das usinas de Garabi e Panambi localizadas no Rio Uruguai no trecho binacional entre Brasil e Argentina (ELETROBRAS, 2010).

recurso²⁶ em investir no mercado elétrico brasileiro através da construção de usinas termoelétricas.

3. O modelo comercial brasileiro

O modelo comercial brasileiro, diferentemente dos demais países da região, não é de compra e venda de energia física. Todos os consumidores – cativos e livres – são compulsoriamente obrigados a contratar energia por meio de um mecanismo financeiro que não envolve necessariamente a entrega física de energia pela empresa de geração. Os agentes do setor elétrico compram e vendem contratos que representam uma garantia do suprimento de energia e não a energia propriamente dita.

Toma-se como exemplo um consumidor industrial que atua no mercado livre. Este agente consumidor estará sujeito a multas caso consuma energia da rede em volume superior à quantidade de contratos de “energia garantida” (ou, “garantia física”) que assinou. Em outra direção, um agente gerador que não disponha de contrato estará impedido de vender energia para este consumidor mesmo que sua usina esteja ociosa e pronta para ofertar energia. A lógica por trás desta regra de mercado é de que a responsabilidade de atender à demanda do consumidor não é do gerador individual, que não tem qualquer poder de gestão sobre a sua unidade geradora de energia, mas do sistema operado de forma centralizada e otimizada pelo ONS²⁷.

Este modelo comercial foi criado para atender às singularidades do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidroelétrico, em um ambiente de negócios que, a partir dos anos 1990, passou por um processo de liberalização com a introdução de mecanismos de mercado na comercialização de energia²⁸. O problema que precisou

26 Este é o caso concreto da Empresa Nacional de Energia Eléctrica de Bolívia (ENDE), que tem ponderado a possibilidade de construir uma usina térmica para fornecimento do mercado brasileiro utilizando o gás boliviano como recurso fundamental.

27 A gestão centralizada e otimizada dos recursos hídricos de um sistema com a escala e dimensão do brasileiro permite reduzir a dependência que a geração hídrica tem com relação às incertezas da hidrologia local e, com isso, torna possível atender a uma carga superior àquela que um sistema descoordenado conseguiria suprir de forma confiável. O sistema hídrico brasileiro compreende 1.180 hidroelétricas (incluindo as pequenas centrais hidroelétricas), localizadas em dezenas de bacias hidrográficas, espalhadas por uma área geográfica de dimensão continental que abrange vários sistemas climáticos distintos. A operação otimizada deste conjunto de usinas e o recurso eventual à geração térmica complementar permite ganhos econômicos mensuráveis, além de garantir o atendimento a uma carga global muito maior do que a soma das cargas que cada um dos geradores hídricos conseguiria atender isoladamente. Por esta razão técnica, o Brasil manteve a gestão centralizada e otimizada dos recursos de geração e transmissão mesmo após o fim do modelo estatal do setor elétrico.

28 No modelo vigente até o início dos anos 1990, a lógica econômica era a da remuneração garantida para as empresas do setor (a tarifa era calculada de forma a cobrir os custos operacionais e remunerar

ser equacionado através das regras de mercado refere-se ao perfil de preços de curto prazo da energia que ocorre em um sistema como o brasileiro, que produz eletricidade essencialmente a custos fixos: hidroelétricas, basicamente, mas também geração eólica, cogeração, geração térmica com contratos de *take or pay* e, em menor medida, geração nuclear.

É fácil demonstrar por meio de categorias elementares da microeconomia que a configuração de preço igual a zero pode ocorrer em indústrias onde predomine a produção baseada em custos fixos e onde os produtos sejam comercializados em um mercado competitivo. Os preços podem ser nulos por que: (i) em mercados competitivos o preço sempre se iguala ao custo marginal do produtor menos eficiente; e (ii) o custo marginal de uma indústria que produza apenas com custos fixos é, por pressuposto, nulo. Nestes termos, dadas as características do sistema elétrico brasileiro, se um mercado de energia de curto prazo fosse a base do modelo de comercialização, os preços seriam, em boa parte do tempo, baixos ou mesmo nulos, só se tornando significativos em momentos de escassez de água. Se a receita dos agentes geradores fosse baseada em preços de mercado formados desta maneira, ela não seria suficiente para cobrir os custos por longos períodos, isto é, sempre que a hidrologia fosse favorável a ponto de permitir o abastecimento pleno do consumo apenas por geradores com estrutura de custos baseada em custos fixos. Como consequência, a atividade econômica da geração operaria com forte instabilidade econômica, com o equilíbrio econômico-financeiro ameaçado, eliminando qualquer incentivo para investimentos em novas instalações de geração.

Infelizmente, o setor elétrico do Brasil só veio aprender estes rudimentos de microeconomia na prática com a crise de racionamento de 2001-2002. À época da reforma liberalizante dos anos 1990, imaginava-se que o mercado de energia poderia funcionar no Brasil de forma análoga aos mercados europeus, onde o sistema elétrico é predominantemente de geração térmica baseada em combustíveis fósseis, isto é, geração com custos marginais significativos. Em tais sistemas, o preço que resulta da comercialização de energia em um mercado físico permite a remuneração adequada de um gerador eficiente e pode dar sinais corretos para orientar investimentos na expansão da capacidade instalada. A tentativa de fazer do mercado físico de energia a referência de preços no Brasil foi malograda. O resultado prático foi um total desestímulo ao investimento, que culminou em 2001 em uma crise de abastecimento e um racionamento compulsório de 20% da carga para todos os consumidores, em um ano com uma hidrologia apenas moderadamente ruim.

Os problemas no desenho de mercado brasileiro de energia foram corrigidos na reforma de 2003-2004. O novo modelo que emergiu garante e estimula as condições de competição na geração de energia. Mas o *locus* da competição não é o mercado

adequadamente o capital investido) e não a lógica da remuneração como resultado do funcionamento do mercado.

físico de energia, mas um mercado por contratos financeiros de “garantias físicas”²⁹. A dinâmica dos leilões de energia nova é tal que o preço dos contratos de longo prazo tende a convergir para o custo médio da energia, situação que, como foi analisado, nunca estaria garantida se a referência de preços fosse um mercado físico de curto prazo. Por outro lado, ao oferecerem contratos de longo prazo com receitas altamente previsíveis e indexadas à inflação, os leilões de energia nova passaram a atrair intenso interesse de empreendedores com resultados efetivos para a modicidade tarifária.

Dada a especificidade e diferenciação do modelo brasileiro em relação aos países da região, merece ser aprofundada a análise de sua característica basilar, que é a “garantia física”. Os contratos não são contratos de energia, mas de garantia de energia. Cada central elétrica, independente da fonte, recebe do Ministério de Minas e Energia (MME) certificados que podem ser comercializados com consumidores por meio de contratos. Estes certificados representam, via de regra, apenas uma fração da energia que a central elétrica pode produzir. A quantidade de certificados que cada central elétrica recebe é calculada por uma metodologia oficial que consiste em uma modelagem do funcionamento otimizado do SIN, com todas as instalações já contratadas e os novos projetos que desejam se inscrever em um leilão. O objetivo da modelagem é, em uma primeira etapa, calcular qual a maior carga (carga crítica, ou garantia física do sistema) que o sistema pode atender dado um critério de segurança (risco de déficit de 5% em um ano qualquer) e condicionantes de economicidade na operação³⁰. Em um passo seguinte, a carga crítica do sistema é dividida entre todas as unidades produtivas modeladas. A parcela que cabe a cada uma delas é a sua garantia física, que corresponde aos certificados de energia que podem ser comercializados via contratos com consumidores.³¹

Os contratos financeiros têm lastro na capacidade do sistema de garantir o atendimento à carga. Como os consumidores têm que adquirir contratos de energia com antecedência - notadamente os consumidores cativos - qualquer crescimento projetado da demanda de energia elétrica leva à necessidade de expandir o volume total de certificados de energia, o que só pode ser feito contratando a construção de

29 Por um lado, há a obrigação de que 100% do consumo dos agentes estejam lastreados em contratos financeiros de “garantia física”. Por outro lado, toda a necessidade de energia do mercado regulado deve estar contratada em prazos longos (até 30 anos). A contratação para o mercado cativo é feita através de leilões de energia nova organizados pelo governo em nome das distribuidoras, criando assim uma estrutura de compra monopsonia.

30 A determinação da carga crítica ou garantia física do sistema é um problema característico de sistemas hídricos puros ou de sistemas dominados maciçamente por geração hídrica. Em um sistema térmico o problema da garantia do suprimento é muito mais simples. As termoelétricas são, por sua natureza, controláveis, podendo gerar sempre que acionadas. Por isso, em sistemas térmicos é possível garantir o atendimento de uma carga que corresponde à capacidade instalada total menos uma margem de segurança. O mesmo não se aplica aos sistemas hídricos, pois a geração das hidroelétricas está intrinsecamente sujeita a incertezas. Mesmo sendo possível estimar a produção média de um aproveitamento hídrico no longo prazo com alguma precisão, a produção de energia no curto prazo (e, portanto, a garantia do suprimento) está sempre condicionada à hidrologia local.

31 Para examinar com mais profundidade estas questões ver estudo de Castro e Brandão (2010).

novas centrais elétricas, que, por sua vez, permitirão ao sistema atender a esta nova carga de modo seguro.

Este desenho comercial tem se mostrado adequado no sentido de garantir o correto funcionamento do setor elétrico brasileiro, pois ao mesmo tempo em que dá sinais econômicos para as necessidades de expansão da capacidade instalada, permite promover a expansão a baixo custo via os leilões para o mercado regulado.

Trata-se, porém, de um sistema comercial baseado em um conceito, o de “garantia física”, que só tem consistência se o parque gerador é representado como um sistema fechado, operando de forma centralmente otimizada. Nenhum outro país da América Latina adota um modelo comercial análogo ao do Brasil.

Nos países vizinhos, a contratação de longo prazo de modo geral é eletiva e não compulsória como no Brasil. Já os contratos são de energia (e, eventualmente, também de potência) e não de “garantia física”. Finalmente, os preços de curto prazo são, de modo geral, representativos do custo da energia, ao contrário do que ocorre no Brasil, onde os preços são em grande medida reflexo do nível de hidrologia (ENA – energia natural afluyente) e da quantidade de água armazenada nos reservatórios das centrais hidroelétricas.

Dadas estas características técnico-comerciais do sistema brasileiro, a integração elétrica com os países vizinhos não poderia se dar, como ocorre na Europa, em um mercado de energia comum, responsável por definir a geração de cada central, o preço da energia e os intercâmbios. Na verdade, o modelo brasileiro sequer faz sentido se não for possível representar os recursos de geração e a carga a ser atendida como um sistema fechado, otimizado de forma centralizada.

4. Integração elétrica: um mercado elétrico na América do Sul?

Para além da carência ou da abundância de recursos energéticos em um país, há consistentes motivações técnicas e econômicas que recomendam a integração internacional entre sistemas elétricos. Por exemplo, a integração de matrizes de geração e de diferentes perfis horo sazonais de consumo permite a otimização do conjunto de recursos disponíveis, oferecendo benefícios para as partes envolvidas. Mesmo o simples uso compartilhado de recursos pode permitir economias, reduzindo, por exemplo, a necessidade global de reserva ou de manter infraestruturas replicadas para liquidação financeira e para gestão de contratos ou de derivativos. São argumentos nesta linha que embasam, por exemplo, as diretivas europeias que visam construir, por meio do fortalecimento dos mercados regionais de energia e da harmonização de práticas regulatórias e comerciais, um futuro mercado europeu de energia elétrica. O paradigma da integração dos mercados de energia são os mercados regionais europeus, por exemplo, o *Nordpool* (Suécia,

Noruega, Finlândia e Dinamarca) e o *Mibel* (Portugal e Espanha), onde a alocação dos recursos elétricos é feita por um processo de leilões diários.³²

No entanto, os benefícios técnicos da integração elétrica somente são maximizados quando é possível estabelecer regras comerciais relativamente homogêneas e sólidas. A harmonização, ou pelo menos a compatibilização, de normas regulatórias e de regras comerciais é o pressuposto básico para uma otimização conjunta dos recursos elétricos entre países.

Segundo CASTRO, BRANDÃO e DANTAS (2011), uma operação integrada do setor elétrico de vários países tende a levar a uma alocação de recursos mais eficiente do que seria possível se os mercados nacionais permanecessem isolados. A própria estruturação do setor elétrico do Brasil, de dimensão continental, integrando em um único sistema elétrico mais de 4.200 centrais geradoras (ANEEL, 2015 b) com 139,8 mil MW de capacidade instalada e mais de 100 mil km de linhas de transmissão de alta tensão são uma prova de como a integração gera sinergias e economias de escala. Entretanto, devido às assimetrias econômicas, energéticas e regulatórias na América do Sul, não é possível esperar uma substancial convergência das regras comerciais no médio prazo, o que torna difícil viabilizar um mercado regional de energia nas mesmas bases do *Nordpool* e do *Mibel*.

Dentre os fatores assimétricos e impeditivos, destaca-se a prática em vários países da região latino-americana de aplicar subsídios e impor preços administrados para a energia elétrica ou para insumos energéticos. Outro fator contrário à integração plena entre os sistemas elétricos é a necessidade de submeter a segurança energética interna a fatores que fogem ao controle nacional. Em uma integração energética em grande escala, eventuais vicissitudes dos países vizinhos podem ameaçar o abastecimento local de energia, a exemplo do que ocorreu com o Chile quando, devido a uma insuficiência de produção de gás natural na Argentina, a exportação de gás foi fortemente restringida, impondo sérias consequências ao suprimento doméstico de gás e à segurança do sistema elétrico.

Especificamente em relação à posição do Brasil frente ao processo de integração elétrica regional, cabe destacar que o modelo comercial do setor elétrico brasileiro é um entrave à formação de mercados integrados nos moldes da experiência europeia. Conforme analisado, o modelo comercial brasileiro é idiossincrático, tendo sido estruturado para permitir a comercialização de energia elétrica por meio de mecanismos de mercado, em um sistema com predomínio nítido da geração hídrica. Trata-se de um sistema concebido em formato fechado, planejado e operado de forma otimizada e centralizada e que por isso se adequa mal a um esquema pleno de mercado.

32 Os leilões determinam o preço da energia e a geração de cada planta dos países envolvidos. Trata-se de um processo de alocação de recursos via mercado competitivo em que cada país tem acesso integral ao conjunto de recursos de geração disponíveis, respeitadas, naturalmente, as limitações elétricas da transmissão.

Mas ainda com prognóstico de dificuldades e limitações quanto à viabilidade de implantação de um verdadeiro mercado integrado de energia na América do Sul nos moldes dos mercados elétricos europeus, isso não equivale a uma visão negativa quanto às perspectivas do comércio regional de energia elétrica. O modelo comercial brasileiro contempla tanto a importação como a exportação de energia elétrica, que vêm sendo praticadas há tempos com Paraguai, Argentina, Uruguai e Venezuela.

A modalidade de integração adotada com a Argentina e o Uruguai, que envolve a exportação (e importação) de energia elétrica em caráter interrompível, sem contratos de longo prazo, aproveitando as oportunidades de curto prazo com regras relativamente simples de comercialização, tem mostrado os benefícios da intensificação das trocas de excedentes de energia para todas as partes.

Contratos dedicados de exportação/importação de energia firme também são possíveis, caso sejam criadas condições que confirmem efetiva segurança jurídica para tais arranjos comerciais. Há também oportunidades de construção de centrais hidroelétricas binacionais entre Brasil e Argentina e Brasil e Bolívia que podem ser desenvolvidas utilizando como garantia para o financiamento a venda de energia no mercado brasileiro.

De fato, conforme já mencionado, esta possibilidade de integração elétrica regional tem tido avanços importantes com a contratação, em 2012, dos estudos de engenharia, ambientais e do plano de comunicação das usinas de Garabi e Panambi, projeto entre Argentina e Brasil; além da assinatura do adendo ao memorando de entendimento em matéria de energia elétrica entre Bolívia e Brasil, em julho de 2015, que visa viabilizar os estudos da binacional no Rio Madeira.

5. Experiências de Integração e o modelo comercial brasileiro

As experiências de integração elétrica do Brasil com seus vizinhos foram concebidas em seus aspectos operacionais e comerciais para funcionar adequadamente no modelo brasileiro de operação centralizada e otimizada dos recursos de geração. Por exemplo, embora Itaipu Binacional tenha sido construído muito antes³³ do novo modelo do setor elétrico brasileiro ter sido aplicado em 2004, a comercialização de energia desta usina teve que ser adaptada à lógica do novo modelo. Assim, Itaipu Binacional faz parte do despacho otimizado do sistema brasileiro, que contempla não apenas o abastecimento do mercado nacional, mas também as necessidades de energia do Paraguai que adota arranjos de mercado distintos do Brasil.

³³ A construção da usina Itaipu Binacional foi pactuada entre Paraguai e Brasil em 1973, sendo que o Tratado Internacional estabelece as regras particulares de comercialização de energia desta usina com os países sócios.

Por sua vez, o contrato original de importação de energia da Argentina por meio da CIEN também se encaixava no modelo brasileiro, sendo representado pelo ONS no planejamento da operação do sistema como uma “térmica de fronteira”, que era acionada quando a situação hidrológica requeria complementação de energia térmica. Nas ocasiões em que o Brasil não necessitasse da energia, ou seja, em hidrologias favoráveis, as centrais argentinas a gás associadas ao contrato da CIEN ficavam liberadas para abastecer o mercado argentino.

Em ambos os casos, Itaipu Binacional e CIEN, a importação de energia foi possível por um desenho comercial que fazia com que o exportador se adequasse à lógica de funcionamento do sistema brasileiro. Porém, as experiências mais recentes de comércio de energia com a Argentina e o Uruguai seguem outra lógica.

Quando a importação da Argentina via CIEN foi interrompida unilateralmente em função da crise energética argentina, provocando a quebra de contratos de 20 anos de exportação para empresas distribuidoras brasileiras, as conversoras de Garabi passaram a ser utilizadas ocasionalmente para exportação de energia do Brasil para a Argentina e, também esporadicamente, para permitir a exportação de energia para o Uruguai, passando pelo sistema de transmissão argentino. Em 2004, houve exportação em caráter emergencial para permitir a garantia do suprimento no sistema argentino. Nos anos seguintes foi estabelecido um comércio eventual de energia, aproveitando a interligação de grande porte existente, centrado na exportação de energia do Brasil para o mercado argentino em razão da crise endêmica que o setor elétrico passou a enfrentar por conta do desequilíbrio entre oferta e demanda.

Observa-se que as exportações de energia do Brasil para os vizinhos do Mercosul têm alternado três modelos comerciais:

- i. O primeiro tipo de exportação envolve a realização de um leilão com a participação dos geradores térmicos brasileiros que não estejam sendo despachados pelo ONS no momento. A exportação está sujeita às condições de tráfego da rede no Brasil. Por exemplo, geradoras localizadas no Sudeste ou no Nordeste do Brasil só podem exportar se o sistema de transmissão tiver capacidade para transferir a energia para o sul do país, de onde será exportado. Um fator diferencial importante é que os geradores térmicos não precisam oferecer no leilão para venda na Argentina ou Uruguai os mesmos custos variáveis praticados no mercado brasileiro. Os preços refletem assim oportunidades ditadas pelo mercado importador e são negócios entre agentes privados, sendo que não há informação oficial e pública disponível sobre os valores monetários destas operações. A única informação é que os preços de exportação costumam ser maiores do que os praticados no mercado brasileiro.
- ii. O segundo tipo de exportação envolve o envio de energia de origem hídrica nos meses mais frios do ano (junho-julho), quando o consumo de energia na Argentina sobe, para posterior devolução do mesmo montante

físico de energia um pouco depois (agosto-setembro), quando as temperaturas na Argentina começam a se elevar, ao mesmo tempo em que o Brasil se encontra no auge do período seco. Esquemas de comércio semelhantes vêm sendo praticados com o Uruguai, utilizando a pequena conversora de Rivera ou passando através do sistema de transmissão argentino.

- iii. Finalmente, o Brasil pode exportar, para posterior devolução, energia hídrica correspondente a vertimentos turbináveis. Vertimentos turbináveis ocorrem em situações de hidrologia favorável, quando os reservatórios das centrais hidroelétricas não têm mais capacidade de armazenar água. Nestes momentos o sistema precisa verter água. Esta água pode ser turbinada e exportada para um país vizinho e, quando isto ocorre, o montante exportado é contabilizado para posterior devolução.

Todas estas modalidades de exportação de energia praticadas com Argentina e Uruguai são ocasionais. Não há qualquer compromisso brasileiro de contrato de energia firme para exportar montantes garantidos de energia. São contratos pontuais e temporários.

Os leilões semanais de exportação estão sempre subordinados à otimização do modelo brasileiro: na maior parte do tempo, só geradores térmicos não programados pelo ONS para ficarem habilitados a exportar. E, nas demais ocasiões, quando há exportação de energia hídrica, toda a água consumida para exportação de energia é repostada com a devolução da energia mais à frente. Não se trata aqui de compra e venda de energia no sentido estrito do termo, mas sim de uma modalidade de empréstimo, de troca, para posterior devolução, sem implicar em transação de energia.

Destaca-se o fato de que o comércio de energia com a Argentina e o Uruguai tem ocorrido de forma eventual e pontual. Na maior parte do tempo, as interligações existentes permanecem ociosas.

No Brasil adotou-se o princípio de que a exportação de excedentes ou eventuais importações não devem afetar contratos firmados ou direitos oriundos de relações contratuais no mercado nacional. Assim, a exportação só pode ser feita com recursos que efetivamente estejam ociosos a partir da otimização do despacho, que, destaque-se, não leva em conta a possibilidade do comércio internacional. Não há, por exemplo, como acionar para exportação um gerador térmico ocioso que esteja distante das interligações internacionais se as interligações entre os subsistemas brasileiros estiverem programadas para serem plenamente utilizadas. Isto porque, ainda que o importador estrangeiro esteja disposto a pagar, não há como calcular um preço para deslocar os geradores já programados, liberando a rede interna brasileira.

Situação mais complicada é para a importação. A importação de excedentes de energia por agentes brasileiros é muito difícil de ser incorporada à modelagem do arranjo comercial atual. Atualmente, além da troca de vertimentos turbináveis para posterior devolução, sem envolver transação em dinheiro, existe a importação

interruptível de energia elétrica proveniente da Argentina³⁴ e do Uruguai³⁵. Este tipo de importação envolve ofertas semanais de energia na fronteira do Brasil³⁶ tendo como destino o mercado de curto prazo e sendo remunerado através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Esta energia somente pode ser transacionada no mercado de curto prazo por que os geradores carecem de garantia física no mercado brasileiro o que lhes impede auferir receitas por meio de contratos de comercialização.

Neste sentido, a importação firme de energia não está prevista porque a otimização da geração é feita sempre simulando o funcionamento de um sistema fechado. Tomando esta otimização como referência, toda importação sempre iria necessariamente deslocar da ordem de mérito de despacho um gerador que teria “direito de gerar”. Para preservar este direito, resulta que não há mecanismo comercial para importar excedentes de energia, mesmo que fosse possível comprar energia a preços mais baixos do que o da geração térmica nacional em um dos países vizinhos.

Evidentemente tais dificuldades podem ser removidas se houver vontade política para negociar regras comerciais que viabilizem e estimulem o comércio contínuo de energia através de interligações existentes. No entanto, as evidências disponíveis indicam que não houve até o momento negociações políticas de alto nível para criar um marco comercial que permita o intercâmbio firme de energia. E, conforme já mencionado, não houve avanços no sentido de viabilizar a importação interruptível de energia.

Existe negociações entre governos para aproveitar os recursos hídricos de fronteira, concretamente com a Argentina no rio Uruguai (usinas de Garabi e Panambi) e com a Bolívia na bacia do rio Madeira, em um esquema similar a Itaipu Binacional. Porém, eventuais acordos para a construção de usinas binacionais entre o Brasil e outro sócio devem considerar mecanismos de comercialização que sejam compatíveis com o modelo adotado no setor elétrico brasileiro.

6. Perspectivas para importação e exportação de energia elétrica pelo Brasil

Entende-se por exportação de energia firme contratos em que o volume de exportação é garantido a qualquer momento ou ao menos, em que a exportação é tratada de forma equivalente ao consumo local, de modo que, na eventualidade de um problema no país exportador, como um racionamento, por exemplo, as

³⁴ Através da conversora de frequência de Garabi (MME, 2015- Portaria N°81).

³⁵ Através da conversora de frequência de Rivera e futura conversora de Melo (MME, 2015 – Portaria N° 82),

³⁶ As ofertas semanais de energia realizadas à ONS podem ser ajustadas conforme a programação de despacho diária.

exportações tenham o mesmo tratamento do consumo interno, isto é, sejam limitadas na mesma proporção imposta ao mercado interno. Já a comercialização internacional de excedentes é um comércio de ocasião, pontual, que ocorre seja para a exportação ou importação ditada pelas conveniências e oportunidades de preço do momento, sem que exista compromisso de exportar ou importar, no médio ou longo prazo, volumes de energia predeterminados.

Para que a exportação de energia mediante contratos de longo prazo para o mercado elétrico brasileiro possa ser viabilizada, será preciso elaborar um arranjo técnico-comercial capaz de equiparar a importação pelo Brasil a uma central elétrica operando de forma otimizada dentro do sistema brasileiro.

Em princípio, a exportação de energia hídrica para o sistema interligado brasileiro precisaria atender ao mesmo modelo da Itaipu Binacional, central elétrica que é operada dentro da lógica do modelo brasileiro. Não se percebe grandes problemas relacionados ao uso deste modelo nos projetos de centrais binacionais que estão em estudos com Argentina e Bolívia notadamente na cota dos 50% que naturalmente caberão ao Brasil. No entanto, fora destes exemplos, um arranjo técnico comercial deste tipo poderia encontrar restrições em termos de aceitação no caso de empreendimentos localizados no espaço territorial dos países vizinhos.

Construir uma central hidroelétrica dedicada no todo ou em parte à exportação para o Brasil e despachá-la de acordo com a lógica de operação do sistema brasileiro provavelmente implicaria em impor algum tipo de restrição às necessidades de otimização da energia. Para considerar a demanda local do país exportador fazendo uma otimização conjunta, em que por vezes seria o sistema brasileiro a enviar energia para compensar situações adversas da hidrologia local, seria preciso que os consumidores do país vizinho fizessem de fato parte do mercado brasileiro, adquirindo contratos financeiros lastreados em “garantia física”. Embora esta hipótese, que equivale à adoção por outro país do modelo comercial brasileiro, não possa ser de todo descartada, é pouco provável de ser concretizada no curto ou médio prazo.

No caso da exportação de energia térmica para o Brasil, seria possível estruturar uma modelagem contratual análoga ao esquema original de importação da CIEN, porém com maior segurança jurídica. Para tanto, do ponto de vista formal e contratual, seria necessária a assinatura de um tratado internacional alçando a comercialização de energia para um nível de relação entre Estados e não entre empresas, como foi o caso da CIEN. Essa exigência tornaria mais difícil a repetição do malgrado e traumático caso do contrato de importação de energia da CIEN com a Argentina. Contudo, conforme já analisado, não há previsões para o Brasil importar energia de fonte térmica dos países vizinhos.

Em função das assimetrias econômicas, energéticas e políticas entre o Brasil e os países da região, as maiores e mais rápidas oportunidades para a integração e comércio internacional de energia elétrica envolvendo o Brasil estão na importação e exportação de excedentes. Os esquemas contratuais atuais de comercialização de

energia adotados pelo Brasil com a Argentina e o Uruguai têm exatamente esta lógica de troca de excedentes e poderiam ser ampliados, já que a infraestrutura de transporte para o mercado argentino já existe e uma interligação de grande porte com o Uruguai está sendo construída.

Embora já existam mecanismos funcionais para comércio de excedentes utilizando as interconexões existentes, é essencial criar um marco jurídico, regulatório e comercial capaz de tornar os intercâmbios mais frequentes e interessantes para todas as partes, viabilizando intercâmbios de blocos de energia maiores e com prazos de contratos mais dilatados.

É preciso vontade política dos países para criar condições que permitam o avanço do processo de integração elétrica na América do Sul. O desenvolvimento de negociações políticas em alto nível, usando a estrutura institucional existente (Mercosul, UNASUL - União Sul - Americana de Nações, IIRSA - Iniciativa de Infraestrutura para a América do Sul) são requisitos fundamentais para a criação de um novo marco para os intercâmbios internacionais de energia.

7. Conclusão

O processo de integração energética do Brasil, no que se refere ao setor elétrico, pode ser dividido em duas fases. A primeira fase, iniciada nos anos de 1970, tendo como principal marco central a construção da então maior hidroelétrica do mundo, Itaipu Binacional, tinha um duplo e estratégico objetivo: garantir maior suprimento nacional e custos competitivos.

Cabe ressaltar que a malograda experiência de importação de energia térmica a gás da Argentina, CIEN, inaugurada em 2000, teve uma lógica diferente. Nos anos 1990, época em que este projeto foi concebido, o Brasil encontrava-se em uma situação macroeconômica de crise e o setor elétrico tinha reduzida capacidade de realizar investimentos. Com isso, a importação de energia da Argentina, país que passava por uma fase de grande prosperidade econômica e que possuía reservas expressivas de gás, parecia uma solução mais interessante do que mobilizar os escassos capitais disponíveis no Brasil para realizar investimentos locais.

A segunda fase do processo de integração inicia-se a partir de 2003-2004, quando o Brasil redefiniu sua política estratégica de integração econômica regional, focada na América Latina. É preciso destacar também o papel da reestruturação do setor elétrico verificada nos anos de 2003-2004. Este processo incluiu: recuperação do planejamento do Estado com a criação da EPE - Empresa de Pesquisa Energética; uso dos leilões de energia nova como principal instrumento para expansão da oferta; formatação de um novo e consistente marco institucional, fortalecimento da agência reguladora (ANEEL) e a atuação do BNDES - banco estatal de apoio ao desenvolvimento econômico - financiando projetos de geração e transmissão por meio de operações do tipo *project finance*, diretamente articulado com os leilões. Este

novo modelo do setor elétrico permitiu que o Brasil voltasse gradativamente a explorar o potencial hidroelétrico, além de dar suporte a investimentos em energia eólica, biomassa da cana de açúcar e em geração a partir de gás natural.

Como o modelo comercial foi estruturado em função de uma característica ímpar e basilar do setor elétrico, a alta predominância da geração hidroelétrica na sua matriz, o modelo brasileiro tem especificidades que o distinguem nitidamente dos arranjos comerciais predominante nos países da América Latina. Trata-se de um modelo em que não se comercializa energia, mas contratos financeiros de “garantia física” onde a central geradora de energia elétrica não vende em contratos energia física e não tem autonomia sobre seu próprio despacho, que é determinado pelo operador nacional do sistema, segundo uma lógica de otimização de todas as mais de 4.200 unidades geradoras de energia elétrica.

Neste sentido, a integração elétrica através da importação e exportação de energia no Brasil deverá respeitar o desenho do modelo comercial brasileiro. As características e especificidades do modelo brasileiro determinam assim condições de contorno que precisarão ser observadas para viabilizar o comércio internacional de energia elétrica. Isto implica em assinalar que, exceto para projetos de centrais hidroelétricas binacionais, como é o caso do projeto do Rio Madeira com a Bolívia e das hidroelétricas de Garabi e Panambi com a Argentina, a integração energética por meio de projetos ou arranjos contratuais focados na exportação de blocos de eletricidade com contratos de longo prazo e a preços competitivos para o mercado elétrico brasileiro ficaria dependente diretamente de ajustes regulatórios e comerciais convergentes e aderentes ao modelo brasileiro.

Estas especificidades tendem a restringir as possibilidades da integração elétrica segundo os modelos europeus, como é o caso do *Nordpool* (Suécia, Noruega, Finlândia e Dinamarca) e o *Mibel* (Portugal e Espanha). Nestes termos, a dinâmica da integração elétrica na América do Sul com a participação direta do Brasil fica delimitada a quatro possibilidades.

A primeira e mais simples, conforme assinalado, é a construção de centrais hidroelétricas binacionais baseadas na experiência de sucesso da Itaipu Binacional. A produção de uma binacional é de 50% para cada país. E é possível definir no tratado internacional que irá respaldar o contrato comercial as condições de venda do excedente como foi feito com o Paraguai em relação à Itaipu Binacional.

A segunda possibilidade é a modelagem da importação de energia pelo Brasil como a de uma termoelétrica na fronteira, como já ocorreu com o contrato da CIEN. Esta opção é ideal para a importação de energia térmica e sua viabilidade requer um entendimento entre países, provavelmente a nível de um Tratado, que dê segurança jurídica ao arranjo comercial.

A terceira alternativa, mais complexa, é a construção de centrais hidroelétricas (e respectivos segmentos de linhas de transmissão) em países vizinhos, sendo definidas as condições de exportação para o Brasil de parcela da produção que não será consumida pelo país de origem. As dificuldades são grandes e, a título de exemplo,

pode-se citar que a unidade geradora teria que se submeter às regras comerciais (p.ex. entrar e vencer leilões) e aos critérios de despacho de carga centralizado do Brasil.

A quarta possibilidade é a comercialização de excedentes de energia nos moldes do comércio que o Brasil já vem praticando, ainda que de forma esporádica, com Argentina e Uruguai. Trata-se de vender e comprar energia excedente por meio de contratos de curta duração, que possam ser firmados sem uma harmonização regulatória profunda entre os modelos comerciais dos países envolvidos. Neste tipo de comércio, cada país busca garantir a segurança do abastecimento de seu próprio mercado, podendo contar adicionalmente com excedentes dos países vizinhos e alternativamente, contando com a opção de vender excedentes de energia. Esta vertente da integração tem grande possibilidade de expansão, sobretudo nos países com os quais o Brasil já possui interconexão. Provavelmente o Brasil ocuparia mais frequentemente uma posição de exportador do que de importador, dadas as assimetrias de escala com os países vizinhos e, sobretudo, às características do modelo brasileiro, onde pode existir ociosidade de energia térmica e, ocasionalmente, sobra de energia hídrica. Para tanto, deve-se trabalhar na direção de criar um marco legal, institucional, regulatório e comercial que dê segurança jurídica e financeira às transações e facilite o comércio internacional rotineiro de energia.

Anexo

Projetos de Integração Elétrica Internacional do Brasil

1 - Central Hidroelétrica Binacional de Itaipu: Paraguai - Brasil

A integração elétrica entre Brasil e o Paraguai por meio da construção da Binacional Itaipu teve como objetivo inicial a solução de um impasse criado pelo questionamento da marcação da fronteira entre Brasil e Paraguai próxima ao complexo de cachoeiras de Sete Quedas no rio Paraná. O chamado Salto de Sete Quedas era apenas uma atração turística brasileira e seu potencial hidroelétrico nunca tinha sido suficientemente estudado até 1950, nem fazia parte do planejamento energético do Brasil.

A solução para o impasse diplomático foi dada pelo aproveitamento do potencial hidroelétrico. Neste sentido, foi assinada a Ata do Iguazu em junho de 1966, com o objetivo de realizar estudos e levantamentos das possibilidades econômicas dos recursos hidrelétricos pertencentes em condomínio aos dois países.

O marco legal que permitiu a construção da usina foi o Tratado de Itaipu de 1973, que criou uma entidade denominada Itaipu Binacional, cuja finalidade era construir e operar o aproveitamento hidroelétrico da região. Curiosamente, este ano coincidiu com a primeira crise do petróleo cujos desdobramentos vieram a dar mais importância estratégica a este empreendimento. Por outro lado, a construção de Itaipu veio consolidar e reafirmar a opção brasileira pela produção de energia por fonte hidráulica, representando à época em que foi projetada em um incremento de aproximadamente 50% de toda a capacidade instalada brasileira.

A entidade Itaipu Binacional é constituída com igual participação no capital pela empresa estatal Eletrobrás, por parte do Brasil, e pela estatal Ande, por parte do Paraguai.

A central tem capacidade instalada de 14.000 MW, sendo que as duas primeiras unidades geradoras entraram em operação em 1984 e as últimas unidades em 2007. Com as 20 unidades geradoras em atividade e o Rio Paraná em condições favoráveis, com chuvas em níveis normais em toda a bacia, a geração pode chegar a 100 terawatts-hora por ano. O investimento foi de aproximadamente US\$ 30 bilhões (ITAIPU BINACIONAL, 2015 b).

Pelo Tratado de Itaipu, a energia produzida pelo aproveitamento hidrelétrico de Itaipu deve ser dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a

cada um deles o direito inalienável de aquisição da energia não utilizada pelo outro país para seu próprio consumo, não sendo assim permitida a venda de excedentes de energia para outros países. O Brasil se comprometeu a comprar toda a energia não consumida pelo Paraguai, o que permitiu garantir receitas para toda a energia produzida. Dadas as assimetrias econômicas entre Brasil e Paraguai, o Brasil consome mais de 80% da energia produzida pela usina de Itaipu.

Mais recentemente, o governo do Paraguai tem procurado negociar a eliminação da cláusula que obriga uma das partes a ceder toda a sua produção excedente a preço de custo ao outro parceiro. O Paraguai pleiteia a possibilidade de vender o excedente a outros países que estariam dispostos a pagar preços mais próximos do mercado internacional e/ou de vender diretamente ao mercado livre de energia brasileiro e não à Eletrobrás (que vende exclusivamente ao mercado cativo). Como resultado destas negociações, em 2011 o governo brasileiro triplicou o valor das compensações pagas ao Paraguai pela cessão ao Brasil do excedente de sua energia gerada. As compensações passaram de US\$ 120 milhões para US\$ 360 milhões por ano.

Vale assinalar que a engenharia financeira que viabilizou a construção da usina de Itaipu Binacional tinha por objetivo central garantir a viabilidade financeira do projeto. Assim, o desenho comercial adotado na época garante o consumo total da produção e a tarifa cobrada permite arrecadar recursos suficientes para a operação da central e para o pagamento do serviço da dívida. Neste sentido, adotou-se uma tarifa definida pelo custo do serviço em regime de caixa. Somente em 2023 as dívidas estarão pagas e assim os custos do empreendimento serão totalmente amortizados (DORADO, 2014). Adicionalmente, o próprio Tratado de Itaipu estabelece que em 2023 é preciso renegociar as bases financeiras e comerciais do usina, devendo se renegociar o Anexo C do Tratado.

2 - Conversora de Garabi e CTE AES Uruguaiana: Argentina - Brasil

As primeiras tentativas de integração elétrica entre Brasil e Argentina ocorreram no início da década de 1970, com a intenção da construção do aproveitamento hidrelétrico binacional em Garabi semelhante às experiências das binacionais de Itaipu, entre Brasil e Paraguai, e Yacyretá, entre Argentina e Paraguai. O aproveitamento de Garabi, de acordo com o projeto original, seria uma usina de 1800 MW, situada próxima das localidades homônimas de Garruchos, na Argentina e no Brasil. Os estudos se prolongaram durante a década de 1970 e o estudo de viabilidade do projeto de Garabi foi concluído em 1977. No entanto, as dificuldades pelas quais passaram o setor de energia elétrica dos dois países na década de 1980 e a implantação das reformas liberais da década de 1990 impediram o prosseguimento do projeto. Contudo, no final da década de 2000 foi retomado o projeto de geração binacional entre o Brasil e a Argentina, sendo que em 2008 a Eletrobrás e a Ebisa assinaram o Convênio de Cooperação para a execução conjunta de estudos de inventário no rio Uruguai, e posteriormente, em 2012, contratou-se um consórcio

responsável por realizar os estudos ambientais e de engenharia. (ELETROBRAS, 2010).

Em paralelo à hidrelétrica de Garabi, estudos de intercâmbio de energia entre os sistemas elétricos dos dois países, realizados no final da década de 1980 e início da década de 1990, consideraram a possibilidade de se instalar uma subestação conversora de frequência em Garabi, independente da construção da hidroelétrica.

Em abril de 1996 foi assinado o Protocolo de Intenções sobre Cooperação e Interconexão Energética entre os dois países. Sob influência deste Protocolo, ganhou impulso a construção da conversora de frequência de Garabi. O objetivo central era a exportação de energia firme ao Brasil com base na geração térmica de energia a partir do gás natural da Argentina. Em junho de 2000, a conversora de Garabi foi inaugurada. Com a interligação entre os dois sistemas, abriu-se a possibilidade de fluxo de energia da Argentina para o Brasil através do seu sistema de transmissão associado de 500kV. A importação era feita pela empresa CIEN em diversos contratos que somavam um total de 2.100MW de energia firme.

Em dezembro de 2000 também foi iniciada a operação da central termelétrica (CTE) de Uruguaiana, operada com gás natural proveniente da Argentina. A CTE foi concebida para ser do tipo *base load*, ou seja, operar na base do sistema e ser despachada a maior parte do tempo. O suprimento de gás proveniente da Argentina era realizado mediante um contrato entre as empresas privadas AES Uruguaiana do Brasil e a empresa argentina Repsol/YPF.

A base do contrato comercial entre as duas empresas privadas estava assentada na premissa de oferta firme do gás argentino. No entanto esta premissa não se manteve, em função da crise de abastecimento de gás na Argentina a partir de 2004. Inicialmente essas falhas ocorriam somente no inverno, mas o problema se agravou progressivamente até chegar à interrupção total em 2009, levando à parada da CTE e obrigando o término antecipado dos contratos da AES Uruguaiana com as distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Em 2008, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revisou para zero a energia dos contratos da AES Uruguaiana, permitindo que as distribuidoras contratassem energia em regime especial para cobrir o déficit em seus portfólios de contratos.

As dificuldades de abastecimento de gás atingiram também o contrato de importação de energia via CIEN, que era modelada no sistema elétrico brasileiro como uma geradora térmica na fronteira, com capacidade de suprimento de energia de 2.100MW e operando com 100% de disponibilidade.

Em suma, as consequências da indisponibilidade de gás para a térmica de Uruguaiana e da energia associada ao contrato da CIEN representaram uma redução de mais de 2.500MW de energia firme para o sistema elétrico brasileiro. Esta perda fez com que o governo brasileiro passasse a adotar com requisito básico para a comercialização internacional de energia elétrica a assinatura de tratados internacionais aprovados pelos respectivos Congressos a fim de garantir segurança

jurídica e de suprimento. Esta nova postura do governo brasileiro foi adotada para os projetos de integração energética com o Peru.

Em compensação, a conversora de Garabi tem sido utilizada, de forma esporádica, no sentido inverso do que foi projetado: para exportação de energia interrompível do Brasil para Argentina em função da crise energética endêmica que este país enfrenta.

3 - Conversora de Rivera: Uruguai - Brasil

Em 1993, foram desenvolvidas negociações entre Brasil e Uruguai com a finalidade de viabilizar projetos de interconexões elétricas que permitissem o melhor aproveitamento e intercâmbio dos recursos energéticos de ambos os países. Em setembro de 1994 foi assinado na cidade de Nova York o Protocolo ao Tratado de Amizade, Cooperação e Comércio entre o Brasil e Uruguai para a Interconexão Elétrica. Este protocolo previa em seu Artigo II a constituição de um Grupo de Trabalho Binacional para a realização de estudos necessários para a interconexão e intercâmbio de energia, efetuar análises sobre as formas de comercialização e dos marcos jurídicos de referência para regulamentar as relações comerciais concernentes ao intercâmbio de energia elétrica. Em maio de 1997 foi assinado o Memorando de Entendimento entre o Governo do Brasil e do Uruguai sobre Interconexão em Extra-Alta Tensão entre os sistemas elétricos dos dois países.

Como resultado destas negociações, em 2001 entrou em operação a conversora de Rivera, mediante acordo entre a empresa estatal *Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas* - UTE e a Eletrosul subsidiária da Eletrobrás, com capacidade nominal de 70 MW, localizada em território uruguaio e interligada à subestação Santana do Livramento 2 no estado do Rio Grande do Sul. Esta estação conversora de frequência é de propriedade da UTE, tendo sido utilizada para atendimentos emergenciais ao Brasil e ao Uruguai e oportunidades pontuais inclusive para exportação de energia para Argentina (ONS, 2015 c).

A Eletrobrás é formalmente o agente de importação e exportação para esta interligação. A conversora de Rivera vem sendo utilizada com frequência, principalmente para atendimento das situações energéticas críticas na Argentina e no Uruguai. Para exportação de energia em caráter comercial são despachadas as centrais termoeletricas ociosas segundo os critérios de despacho de carga do operador nacional do sistema elétrico brasileiro - ONS.

4 - Linha de Transmissão de Guri a Roraima: Venezuela-Brasil

A interligação Guri - Roraima (Venezuela-Brasil) foi construída com o intuito específico de melhorar a qualidade e o custo do atendimento da capital do estado de Boa Vista, capital do estado de Roraima. O estado de Roraima era e ainda é um

sistema isolado, sem conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).³⁷ O sistema elétrico que atendia Boa Vista apresentava custos elevados na medida em que era atendida por grupos geradores movidos a óleo combustível. Em 1997, foi assinado um contrato entre a Eletronorte, subsidiária da Eletrobrás e a Electrificación Del Caroní - EDELCA, empresa venezuelana, para a construção de sistema de transmissão de 676 km, sendo 485 km na Venezuela e 191 km no Brasil. Esta linha de transmissão permitiu conectar o complexo hidrelétrico de Guri - Macágua com a cidade de Boa Vista. O contrato garante a compra de energia ao longo de 20 anos, em montante contratado de 200 MW. O sistema entrou em operação em 2001, diminuindo os altos gastos com operação, manutenção e favorecendo o crescimento do mercado de energia elétrica, principalmente com a instalação de indústrias na região. Os investimentos foram orçados à época do contrato (1997) em cerca de US\$185 milhões, sendo US\$55 milhões no Brasil e US\$130 milhões na Venezuela (SERRADOR, 2007). Como Roraima não está conectado ao Sistema Interligado Nacional, essa interligação é diferente dos outros projetos de integração elétrica. Trata-se de uma conexão a uma cidade do sistema isolado, com contrato de energia firme que vem sendo comercializada em bases seguras e benéficas para ambos os países. Somente em 2011 ocorreram problemas no abastecimento derivados diretamente da situação crítica dos reservatórios na Venezuela, mas que foram negociados dentro dos marcos do próprio contrato comercial.

5 - Central Térmica de Cuiabá: Bolívia - Brasil

A Central Termelétrica Governador Mário Covas (CTE de Cuiabá) está localizada no Estado do Mato Grosso e é movida a gás natural, podendo também operar a óleo diesel, como ocorreu durante a crise do racionamento de 2001-02. Esta planta representou investimento de aproximadamente US\$ 750 milhões e tem capacidade de gerar 480MW. A central faz parte do chamado “Projeto Integrado Cuiabá”, que começou a ser concebido em 1996, quando Mato Grosso ainda era um estado deficitário de energia elétrica. Em 1997, a Eletrobrás publicou uma licitação internacional na modalidade de menor preço que foi ganha pela Empresa Produtora de Energia ou Pantanal Energia, como ficou conhecida, tendo oferecido o menor preço para fornecimento de energia elétrica entre todos os participantes.

Em junho de 2007, CTE de Cuiabá paralisou a geração de energia devido à redução do fornecimento de gás natural pela estatal boliviana YPFB. As justificativas inicialmente apresentadas foram baseadas nas dificuldades de operação que começaram com o processo de nacionalização das reservas de gás boliviano e culminaram com a suspensão dos contratos existentes entre a operadora da térmica - a Pantanal Energia - e uma produtora privada de gás na Bolívia, a YPF - Repsol, posteriormente privatizada. O argumento do governo boliviano foi de que o contrato de fornecimento de gás natural se dava a preços extremamente baixos, considerados

37 A interligação do Sistema de Roraima ao SIN foi licitada em 2011.

prejudiciais aos interesses do país. Sem o insumo em volumes e frequências ideais para manter a operação, a CTE parou de gerar energia em 2007.

Em março de 2011, após acordo firmado entre o governo da Bolívia, Petrobras e a Pantanal Energia, a CTE voltou a funcionar. Para viabilizar o contrato, a Petrobras arrendou a CTE da Pantanal Energia ficando com a responsabilidade de fornecer parte do gás que recebe do país vizinho para a unidade mato-grossense (2,2 milhões de metros cúbicos) e sendo responsável direta pela venda da energia elétrica. A Pantanal Energia passou a ser apenas prestadora de serviço da Petrobras, ficando responsável pela parte operacional da central elétrica.

Bibliografia

- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2015 a). *Editais de Geração. Site Institucional*. Brasília, Brasil: Agencia Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=53> Acesso em 1 de agosto de 2015.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2015 b). *Capacidade de Geração do Brasil. Banco de Informações de Geração*. Brasília, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em 1 de agosto 2015.
- BRASIL, PERU. (16 de Junio de 2010). *Acuerdo entre el Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa del Brasil para el suministro de electricidad al Perú y exportación de excedentes al Brasil*. . Manaus, Brasil: Ministerio de Energia y Minas de la República del Perú. Disponível em: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/acuerdo%20peru%20brasil%2016%20julio%202010.pdf> . Acesso em 5 de Agosto 2015.
- CASTRO, N. J. (2005). *O leilão de energia nova e a reestruturação do setor elétrico* . Brasil Energia. Rio de Janeiro, Brasil: NUCA-IE-UFRJ. Disponível em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/castro26.htm> Acesso em 3 de Agosto de 2015.
- CASTRO, N. J. (Abril-Maio 2007). *O destravamento ambiental do setor elétrico brasileiro*. Custo Brasil. N°8, 68-73. Disponível em <http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/njcastro83.pdf> Acesso de 3 de Agosto de 2015.
- CASTRO, N. J., & BRANDÃO, R. (Septiembre de 2009). *Las Negociaciones con Paraguay sobre la energía de Itaipu*. TDSE N°4. Rio de Janeiro, Brasil: GESE-UFRJ. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/18_TDSE4.pdf Acesso em 3 de agosto de 2015.

- CASTRO, N. J., & BRANDÃO, R. (Março de 2010). *A seleção de projetos nos leilões de energia nova e a questão do valor da energia*. TDSE N°16. Rio de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ. Disponível em:
http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_TDSE16.pdf
f Acesso em 5 de agosto de 2015.
- CASTRO, N. J., BARA NETO, P., BRANDÃO, R., & DANTAS, G. d. (Maio de 2012). *Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica*. TDSE N°50. Rio de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ. Disponível em:
http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/53_TDSE50.pdf
f. Acesso em 5 de Agosto de 2015.
- CASTRO, N. J., BRANDÃO, R., & DANTAS, G. d. (2011). *O planejamento e os leilões para a contratação de energia do setor elétrico brasileiro*. Canal Energia. Rio de Janeiro, Brasil: Disponível em:
http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos_e_Entrevistas.asp?id=84667 Acesso em 10 de agosto 2011.
- CASTRO, N. J., DANTAS, G. d., SILVA LEITE, A. L., & GOODWARD, J. (2010). *Perspetivas para a energia eólica no Brasil*. TDSE N°18. Rio de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ. Disponível em:
http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/01_tdse18.pdf .
Acesso em 10 de Agosto de 2015.
- CASTRO, N. J., HUBNER, N., & BRANDÃO, R. (Maio de 2014). *Desequilíbrio econômico e financeiro das usinas termoeletricas frente à persistência da crises hidrológica: 2012-2014*. TDSE N°61. Rio de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ. Disponível em:
[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_TDSE%2061-%20Crise%20das%20UTE%20\(1\).pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_TDSE%2061-%20Crise%20das%20UTE%20(1).pdf) Acesso em 10 de Agosto de 2015.
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) (2015). *Resultado consolidado dos leilões, 09/2015*. CCEE, Disponível em:
http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=1490898141044009#%40%3F_afLoop%3D1490898141044009%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D63ib6vbvs_45 Acesso em 21 de setembro de 2015
- D'ARAÚJO, R. P. (2009). *Setor elétrico brasileiro: Uma aventura mercantil*. Brasília, Brasil: Confea. Disponível em
http://www.joinville.ifsc.edu.br/~aryvictorino/leituras_SIP_2011-1/sugest%C3%A3o%20de%20leitura%20da%20aula%206%20-%20setor%20el%C3%A9trico%20brasileiro%20-%20uma%20aventura%20mercantil.pdf Acesso em 9 de Agosto de 2015.

- DORADO, P. S. (2014). *O impacto da exportação de energia elétrica das usinas hidrelétricas binacionais no crescimento econômico do Paraguai no período de 1995 a 2013*. Dissertação de Mestrado PPEd. Rio de Janeiro, Brasil: IE-UFRJ.
- ELETOBRAS. (2010). *UnE Garabi-Panambi*. Site institucional. Brasil.: Disponível em: <http://www.eletobras.com/elb/data/Pages/LUMIS39833F64PTBRIE.htm> . Acesso em 15 de agosto de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2007). *Balanço Energético Nacional 2007*. Rio de Janeiro, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/BEN2007_Versao_Completa.pdf . Acesso em 15 de Agosto de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2014). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf> . Acesso em 2 de Agosto de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2015). *Balanço Energético Nacional 2015*. Rio de Janeiro, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponível em : https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf . Acesso em 6 de Agosto de 2015.
- GENPOWER GROUP. (Maio de 2015). *Category Archives: Leilão A-5* . Site institucional. Brasil: Disponível em: <http://www.genpowergroup.com.br/pt/category/leilao-a5/> . Acesso em 6 de Agosto de 2015.
- IEA (international Energy Agency). (2013). *World Energy Outlook 2013*. International Energy Agency. Disponível em <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/> . Acesso em 22 de Agosto de 2015.
- ITAIPU BINACIONAL. (2015 b). *Perguntas frequentes*. Site institucional. Brasil: Disponível em <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/perguntas-frequentes> . Acesso em 22 de agosto de 2015.
- ITAIPU BINACIONAL. (2015). *Participação nos mercados* . Site Institucional . Brasil: Itaipu Binacional. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/energia/participacao-nos-mercados> . Acesso em 22 de Agosto 2015.
- MME (Ministério de Minas e Energia). (2015). *Resenha Energética Brasileira. Exercício 2014*. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha+Energ%C3%A9tica+-+Brasil+2015.pdf/4e6b9a34-6b2e-48fa-9ef8-dc7008470bf2> Acesso em 3 de agosto de 2015.

MME (Ministério de Minas e Energia) (25 de Março de 2015). *Portaria N°81*. Diário Oficial da União N°58, Seção 1. Disponível em: <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=26/03/2015&jornal=1&pagina=60&totalArquivos=80>. Acesso em 10 de setembro de 2015

MME (Ministério de Minas e Energia) (25 de Março de 2015). *Portaria N°82*. Diário Oficial da União N°58, Seção 1. Disponível em: <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=26/03/2015&jornal=1&pagina=60&totalArquivos=80>. Acesso em 5 de setembro de 2015

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). (2015). *Acompanhamento Mensal do Intercâmbios Internacionais*. Site Institucional. Brasil: Disponível em: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/acompanhamento_mensal_intercambios_internacionais/index.aspx Acesso 26 de Agosto de 2015.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). (2015, a). *Histórico de Operação*. Site institucional. Brasil: Operador Nacional del Sistema Elétrico. Disponível em: http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx. Acesso em 23 de Agosto de 2015.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). (2015, b). *Mapas do SIN*. Site Institucional. Brasil.: Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx. Acesso em 22 de Agosto de 2015.

SERRADOR, J. (Junho/Julho 2007). *Linhão de Guri: energia da Venezuela garante crescimento em Roraima*. Corrente Contínua N°215, 11-14. ELETRONORTE. Disponível em <http://www.eln.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/modulos/correnteContinua/arquivosCC/corrente215.pdf>. Acesso em 21 de agosto de 2015.

TOLMASQUIM, M. (2011). *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília, Brasil: Synergia.