

Estudos de Longo Prazo

Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional

Documento de Apoio ao PNE 2050

Dezembro de 2018



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO
WELLINGTON MOREIRA FRANCO

PRESIDENTE
REIVE BARROS DOS SANTOS

SECRETÁRIO EXECUTIVO
MÁRCIO FELIX CARVALHO BEZERRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
JOÃO VICENTE DE CARVALHO VIEIRA

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
ILDO WILSON GRUDTNER

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
VICENTE HUMBERTO LÔBO CRUZ

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 3319 5299
FAX: (55 61) 3319 5067

ESCRITÓRIO CENTRAL

AV. RIO BRANCO, 01 – 11º ANDAR
20090-003 – RIO DE JANEIRO – RJ
TEL.: (55 21) 3512 3100
FAX : (55 21) 3512 3198

WWW.MME.GOV.BR

WWW.EPE.GOV.BR

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

COORDENAÇÃO TÉCNICA

RENATA NOGUEIRA FRANCISCO DE CARVALHO

GABRIEL DE FIGUEIREDO DA COSTA

EQUIPE DE APOIO

CLEITON LEANDRO ALVES FERREIRA (ESTAGIÁRIO)

EQUIPE TÉCNICA

BIANCA NUNES DE OLIVEIRA

DIEGO PINHEIRO ALMEIDA

JORGE GONÇALVES BEZERRA JUNIOR

LUIZ PAULO BARBOSA DA SILVA

MARCOS VINICIUS G. DA SILVA FARINHA

MARIA CECILIA PEREIRA DE ARAÚJO

RONALDO ANTONIO DE SOUZA

1. Introdução

Este relatório aborda a questão da integração energética na América do Sul com a finalidade de analisar como o referido tema pode afetar a estratégia de expansão do setor de energia (eletricidade e combustíveis) do Brasil no longo prazo.

As indústrias de gás natural, assim como a indústria de eletricidade, possuem características de indústrias de redes¹ que favorecem o processo de integração entre as regiões.

A Região da América Latina e Caribe possui fontes de energia com grandes complementaridades, que podem suprir as necessidades energéticas locais, bem como contribuir com as demandas de outras regiões.

De modo geral, pode-se afirmar que a região possui experiência e relativo sucesso em sua integração energética, aqui entendida como concretização de projetos de integração que criam condições de ganhos mútuos, enfatizando troca de informações e solução conjunta de problemas entre as partes envolvidas. Não se deve ignorar que tenha havido também exemplos negativos, algum grau de desconfiança entre os países vizinhos e forte preocupação com a independência e segurança energética. No entanto, em que pese seu tamanho, a diversidade geográfica dos centros de carga e de geração, e a abundância de fontes de energia distribuídas pela região, ainda há grandes

oportunidades para uma integração energética regional mais efetiva.

Neste documento, a análise foi limitada em pelo menos dois aspectos.

Em primeiro lugar, optou-se por concentrar a análise na integração do ponto de vista do sistema elétrico e do gás natural.

Outro ponto relevante é o enfoque regional do documento. Levando-se em conta a perspectiva brasileira, tomou-se a decisão de concentrar a análise nas interconexões na América do Sul. Em algum grau, a integração com países da América Central e México pode ser considerada como uma opção de interconexão, visto que tal ligação necessariamente passaria pela Colômbia, sistema que se encontra indiretamente conectado ao brasileiro por meio do sistema elétrico venezuelano.

Este documento está dividido em 4 outras seções além desta Introdução. Na seção 2, são tratados os benefícios da integração energética. Na seção 3, trata-se das questões ligadas ao setor elétrico, enquanto na seção 4, são analisadas as questões ligadas ao gás natural. Por fim, na última seção é apresentada uma série de recomendações gerais para o desenvolvimento da integração energética regional, tanto do ponto de vista de estudos e metodologia, como do engajamento dos países de forma a superar oposição ao projeto de integração.

¹ A característica fundamental de uma indústria de rede é a estrita complementaridade entre os diversos segmentos da cadeia produtiva, cujos elos estabelecem – por razões de natureza tecnológica – graus de interdependência entre os componentes da rede bem mais elevados do que aqueles existentes em outros tipos de indústria.

2. Benefícios da Integração Energética na América do Sul

Neste documento são analisados os seguintes benefícios associados à integração energética entre os países da América do Sul, de acordo com estudos da EPE (2014):

1. Aumento da segurança energética;
2. Promoção do desenvolvimento econômico;
3. Promoção da eficiência sistêmica;
4. Ampliação do atendimento e maior acesso à energia
5. Promoção de modicidade de preços;
6. Incorporação dos benefícios socioambientais;
7. Criação de ganhos de sinergia com outros projetos estratégicos.

2.1. Aumento da segurança energética

Um benefício da integração energética é aumentar a segurança energética da região, seja pela ampliação da confiabilidade sistêmica,² seja pela diversificação de origem de suprimento ou fontes energéticas desde que associados a garantias de suprimento.

Embora usualmente avaliada em termos de sistemas nacionais, a segurança energética no contexto da integração deve ser ampliada de modo a incorporar a ótica regional, sobrepondo-se aos interesses individuais, conforme Santos (2004 apud Castro et al. 2009).

Um exemplo nessa direção seria o uso do potencial de *shale gas* argentino para a geração

elétrica. Além de monetizar as reservas de gás natural argentinas, a energia gerada, a partir do gás natural transportado para o Brasil, poderia abastecer a Região Sul do Brasil, em especial, o polo de Uruguiana, o que eventualmente supriria a necessidade de construção de um novo gasoduto para abastecimento da localidade.

Projetos de interconexão elétrica podem ser interpretados como casos típicos onde há incremento de segurança energética, uma vez que diversificam a origem de suprimento. Além disso, a própria diversificação aumenta a capacidade de o sistema de destino lidar com possíveis intempéries, aumentando a confiabilidade sistêmica.

² A confiabilidade é a capacidade de o sistema energético manter o atendimento do mercado consumidor mesmo quando confrontado com algum evento atípico que retire uma de suas fontes de suprimento. Isto pode ocorrer devido a fenômenos naturais e falhas de equipamentos, entre outros.

2.2. Promoção do desenvolvimento econômico

Uma das motivações para os projetos de integração energética são os fatores que levam à promoção do desenvolvimento econômico, não somente interno, como também a nível regional, aproveitando-se das sinergias geradas na integração. Assim, a integração energética pode se apresentar como uma ferramenta capaz de promover o desenvolvimento econômico em múltiplas dimensões: desenvolvimento regional, geração de emprego, renda, investimento, aumento de comércio, entre outros.

A influência da integração energética no desenvolvimento se manifesta no plano econômico devido ao forte impacto das importações e exportações de recursos energéticos sobre a balança comercial e a receita fiscal, assim como sobre os gastos e os investimentos do Estado. No caso dos países exportadores de energia, como a Venezuela, a Bolívia e o Equador, essas receitas constituem um instrumento-chave para políticas voltadas para o bem-estar, à inserção social e ao crescimento econômico.

2.3. Promoção da eficiência energética sistêmica

A integração energética pode implicar o aproveitamento de vantagens logísticas, sinergias de sazonalidade, complementariedade dos recursos energéticos e redução de perdas energéticas.

Um benefício potencial da eficiência energética sistêmica está relacionado a diversidade dos perfis de consumo de energia na região. As curvas de consumo de gás natural e eletricidade de cada país apresentam diferentes sazonalidades – ao longo do dia, semana, mês e ano – dada a diversidade

climática, distintos perfis de estrutura de consumo e diferentes fusos horários. Outra possibilidade para garantir a eficiência do sistema regional como um todo é aproveitar possíveis sinergias de sazonalidade na oferta de energia. Como, por exemplo, através da interconexão elétrica de países em que exista complementariedade hidrológica.

Por outro lado, tais características impõem um alto grau de coordenação entre países a fim de se tornarem compatíveis a oferta e a demanda.

2.4. Ampliação do atendimento e maior acesso a mercado

Alguns países têm melhores condições para produzir determinados produtos por conta da disponibilidade de matérias-primas, ou ainda, do conhecimento tecnológico, que viabilizam sua atuação em determinado segmento produtivo. Por outro lado, esses países podem não apresentar um mercado consumidor, o que viria a impossibilitar o aproveitamento de seus recursos naturais.

A integração energética pode favorecer a formação de um mercado integrado, já que há a possibilidade de aproveitamento de disponibilidade

energética de um país “X” (monetização dos seus recursos) para o atendimento da demanda do mercado em um país “Y” (satisfação de necessidade ou criação de mercado), caracterizando uma relação “ganha-ganha”. O projeto do Arco Norte, por exemplo, é um projeto que propõe a implantação de um Arco Elétrico interligando o Brasil (via Amapá e Roraima) à Guiana, ao Suriname e à Guiana Francesa com o principal objetivo de exportar o excedente de energia de futuros projetos localizados nesses países para o mercado consumidor brasileiro.

2.5. Promoção da modicidade de preços

As interconexões gasíferas e elétricas podem proporcionar economia de escala e ganho de eficiência no sistema, por meio da otimização operacional das condições de oferta e demanda dos distintos países. Essas economias de escala permitem a redução dos custos e dos preços da energia, seja na fase de produção, ou em seu

transporte até os mercados consumidores. Dessa maneira, ganhos de produtividade decorrente do crescimento do mercado consumidor podem contribuir não somente para a modicidade tarifária, como também para a redução dos custos e dos preços da energia.

2.6. Incorporação dos benefícios socioambientais

A integração energética pode gerar benefícios socioambientais para as populações de diferentes países (aversão a risco ambiental, minoração e mitigação de impactos socioambientais, aceitação sociocultural da forma de energia, etc.). Um exemplo é o projeto de *swap* de energia entre Paraguai, Argentina e Chile. O Chile utiliza energia

predominantemente termelétrica e o projeto propõe o envio de cerca de 200 MW de geração hidrelétrica de forma indireta do Paraguai ao Chile, através da Argentina (via usina binacional Yacretá). A redução de emissão de CO₂ em função da redução de geração termelétrica no Chile é um ponto positivo do projeto e beneficia a região.

2.7. Criação de ganhos de sinergias com outros projetos estratégicos

Por projeto estratégico amplo deve-se entender aqueles em que os países envolvidos utilizam-se de suas respectivas vantagens comparativas conjuntamente em prol de ganhos só possíveis através da colaboração mútua. Projetos de tal porte envolvem não apenas pactos entre nações distintas como também setores diversos, não ficando, portanto, restritos a benefícios de integração energética. Um exemplo a ser pensado sobre esta ótica poderia ser a construção de plantas

de alumínio primário no Paraguai, abastecida pela alumina brasileira.

Adicionalmente, cabe destacar que projetos de integração energética podem gerar externalidades benéficas como, por exemplo, vantagens logísticas e não necessariamente energéticas, mas associadas aos projetos (hidrovias, infovias, etc.).

3. Eletricidade

O Brasil está interligado eletricamente com diversos países da América do Sul através de sistemas de transmissão que, na sua maior parte, estão operando quando da necessidade de intercâmbio energético.

Uma descrição mais detalhada do sistema de transmissão do Brasil é apresentada no documento de apoio ao PNE 2050 intitulado

“Desafios da Transmissão nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo”, disponível no site da EPE.

A tabelas resumo sobre a experiência de integração na América do Sul.

Tabela 1: Experiência de Integração na América do Sul

América do Sul	ARG	BOL	BRA	CHI	COL	EQU	GUI	GFR	PAR	PER	SUR	URU	VEN
ARG													
BOL	S/C												
BRA	T	S/C											
CHI	T	S/C											
COL			S/C										
EQU					T								
GUI			S/C										
GFR			S/C										
PAR	G/T	S/C	G/T										
PER		S/C	S/C	S/C	S/C	T							
SUR			S/C				S/C	S/C					
URU	G/T		T										
VEN			T		T		S/C						

Legenda: G – Geração compartilhada.

T – Interconexão por linha de transmissão.

S/C – Países fronteiriços sem conexão.

 Países com estudos/projetos de integração referenciados em seus Planos Nacionais de Energia.

 Países não fronteiriços.

Fonte: Elaboração própria a partir dos diagramas de conexão e planos nacionais de energia dos países da América do Sul.

Dentre os principais projetos existentes, ressalta-se a usina binacional de Itaipu (Brasil – Paraguai), com 14000 MW de capacidade instalada, e as conexões elétricas por meio das conversoras de Garabi (2200 MW) com a

Argentina e Melo (500 MW) com o Uruguai. A tabela a seguir ilustra as interligações do Brasil com seus vizinhos e suas principais características.

Tabela 2: Interligações em operação do Brasil com países vizinhos

País	Interligação	Tensão (kV)	Capacidade (MW)	Observação
Paraguai	UHE Binacional Itaipu	500	14.000	Em operação
	Acaray	138	50	Desligada
Uruguai	Melo	500	500 (Melo)	Em operação
	Rivera	230	70 (Rivera)	
Argentina	Garabi	500	2200	Em operação
Venezuela	Boa Vista – El Guri	230	≈200	Em operação

Itaipu (Brasil-Paraguai)

A integração elétrica entre Brasil e o Paraguai foi estabelecida por meio da Usina Hidrelétrica Binacional de Itaipu. Essa usina é composta por 20 unidades geradoras de 700MW cada, totalizando uma capacidade instalada de 14000 MW. A sua construção teve início em 1974 sendo que a entrada em operação das primeiras máquinas ocorreu em 1984 e as últimas apenas em 2007.

O escoamento da energia de Itaipu para o Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado a partir da subestação de Foz do Iguaçu, no Paraná, e é composto por um sistema em corrente alternada no nível de tensão de 765kV e um sistema de corrente contínua de ± 600 kV.

O sistema em corrente alternada é composto de três linhas de transmissão entre as subestações de Foz do Iguaçu, Ivaiporã, Itaberá e Tijuco Preto, esta última localizada na região metropolitana de São Paulo. A extensão aproximada desses circuitos é de 900 km e essas linhas de transmissão permitem escoar a energia produzida pelo setor de 60 Hz da usina de Itaipu

para os principais centros de consumo da região Sudeste do Brasil.

Já o sistema de transmissão em corrente contínua é formado por duas linhas de ± 600 kV, com extensão de aproximadamente 810 km, entre as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP). De forma análoga ao sistema de corrente alternada, os bipolos de corrente contínua são responsáveis pelo escoamento do excedente da energia produzida no setor de 50Hz da usina.

É importante destacar que o início da construção da usina de Itaipu foi viabilizado um ano após o estabelecimento do marco legal (Tratado de Itaipu) firmado entre o Brasil e o Paraguai. Esse Tratado foi firmado em 26 de abril de 1973 e estabeleceu a realização do aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do Rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde e inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guaíra até a Foz do Rio Iguaçu. Esse Tratado também definiu, em seu Anexo C, as bases financeiras e de

prestação dos serviços de eletricidade providos pela usina.

Para esta finalidade, foi criada por esse Tratado a entidade binacional denominada ITAIPU constituída pela ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A., do Brasil, e pela ANDE – Administración Nacional de Eletricidad, do Paraguai, com igual participação no capital.

Cumprir notar ainda que Itaipu encontra-se no momento preparando um edital para licitar a execução de um plano de modernização da usina, incluindo suas unidades geradoras, a partir de um cronograma definido.

A previsão é de que a fase de parada de máquinas dentro do processo de modernização

tenha início em 2021 ou 2022 e poderá se estender por um período de 5 a 20 anos, considerando a possibilidade de parada de 1 a 4 máquinas por ano.

Além das unidades geradoras, também será necessário avaliar a oportunidade de se realizar a modernização das subestações conversoras do setor de 50Hz da subestação de Foz do Iguaçu face ao término de vida útil regulatória dos equipamentos dessas subestações. A EPE deverá contribuir com os estudos de modernização dessas instalações de forma a garantir que a futura configuração a ser avaliada seja compatível com as necessidades sistêmicas.

Conversora de Acaray (Brasil-Paraguai)

O objetivo principal da interconexão entre o Brasil e o Paraguai via conversora 50/60Hz de Acaray era o de prover o atendimento a algumas cargas da região de Foz do Iguaçu a partir do sistema paraguaio. A conversora de frequência de Acaray possui capacidade instalada de 50 MW e é de propriedade da ANDE. O início de operação desse sistema foi na década de 70, havendo a interrupção do uso dessa interligação por alguns anos. A partir de 1999 essa interligação passou a operar comercialmente

mediante contrato firmado entre a Companhia Paranaense de Energia – Copel e a ANDE.

No entanto, desde setembro de 2007 a conversora Acaray encontra-se desligada devido a ocorrência de sinistro e a Resolução Autorizativa ANEEL nº 91/2005 que permitia a Copel GT importar e exportar energia através da conversora de Acaray expirou em 31 de dezembro de 2014 e desde então não foi renovada.

Conversoras de Melo e Rivera (Brasil-Uruguai)

A interligação entre Brasil e o Uruguai ocorre por meio das conversoras de Melo e de Rivera, ambas localizadas em território Uruguio em regiões de fronteira com o Brasil.

A conversora de Rivera, com capacidade de 70MW, está interligada à subestação Livramento 2 no estado do Rio Grande do Sul e entrou em operação em 2001. Esta estação

conversora de frequência é de propriedade da UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) e tem sido utilizada para atendimentos emergenciais ao Brasil e ao Uruguai e em oportunidades pontuais inclusive para exportação de energia para Argentina.

Já a interligação via conversora de Melo, consiste em uma conexão de maior porte entre os sistemas elétricos brasileiro e uruguaio e é composto por uma estação conversora de frequência 50/60Hz, back-to-back, com capacidade de 500 MW e uma linha de transmissão no nível de tensão de 500kV, com cerca de 125km de extensão, conectando a conversora de Melo até a subestação Candiota, no sul do Rio Grande do Sul.

A interligação foi concebida para operar com o fluxo de energia nos dois sentidos, ou seja, para exportação e importação de energia do Uruguai e do Brasil. A data de início de operação comercial desse sistema de interligação foi no dia 05 de agosto de 2016.

Cabe destacar que o Brasil, por meio da Portaria MME 372/2017, reconheceu a necessidade de importação de energia elétrica do

Boavista-El Guri (Brasil-Venezuela)

A interligação Brasil – Venezuela é realizada através de um sistema de transmissão em 230/400 kV, com cerca de 780 km, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação Macágua na Venezuela. Essa interligação foi originalmente construída com o intuito específico de melhorar a qualidade de suprimento elétrico e o de reduzir os custos de operação para o atendimento à cidade de Boa Vista, capital do estado de Roraima.

O sistema elétrico que atende Boa Vista é composto por uma rede de 230kV que

Uruguai, e também da Argentina, de forma excepcional até 31 de dezembro de 2018, e de ampliação das possibilidades dessas importações.

A importação é realizada por meio de ofertas semanais de energia elétrica, na fronteira com o Brasil, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, tendo como destino o Mercado de Curto Prazo do Sistema Interligado Nacional – SIN, podendo ter ajustes conforme programação diária ou por necessidade em tempo real.

Após o final desse período, o Brasil poderá continuar optando por importar energia elétrica desses países diante de necessidade verificada e disponibilidade de energia excedente nesses países vizinhos. No entanto, está em avaliação uma possível postergação desse prazo de importação “compulsória” para o ano 2022. Além disso, também está sendo estudada uma forma de reduzir as incertezas do processo, decorrentes da imprevisibilidade da oferta de energia de importação, que tem seus montantes e preços apresentados apenas na véspera da revisão semanal do Programa Mensal de Operação Energética - PMO.

atualmente não possui ligação com o Sistema Interligado Nacional (SIN) e depende da importação de energia da Venezuela para atendimento à sua demanda. Além disso, o sistema local apresenta um parque gerador composto basicamente por usinas termelétricas movidas a óleo combustível, o que contribui significativamente para aumentar os custos de operação do sistema.

É importante destacar que em 1997 foi assinado um contrato entre a Eletronorte e a *Electrificación Del Caroní* – EDELCA, empresa

venezuelana, para a construção do sistema de transmissão atual que permitiu conectar o complexo hidrelétrico de Guri - Macágua com a cidade de Boa Vista. O contrato assinado garante a compra de energia ao longo de 20 anos, em montante contratado de 200 MW. Esse sistema entrou em operação em 2001, e ajudou a diminuir os altos gastos com operação, manutenção e favoreceu o crescimento do mercado de energia elétrica, principalmente com a instalação de indústrias na região.

3.1.1. Demais exemplos de integração

Outros exemplos existentes de integração na América do Sul são listados a seguir:

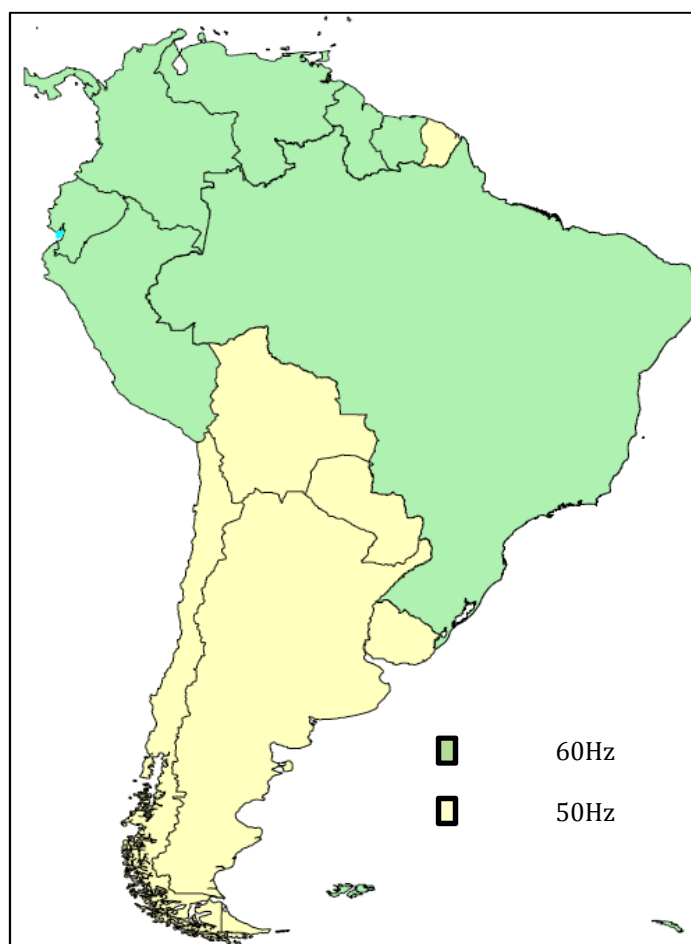
- O sistema Argentino encontra-se conectado ao Paraguai e também ao Uruguai, com quem compartilha aproveitamentos hidrelétricos binacionais, além de interconectar-se aos sistemas Brasileiro e Chileno;
 - Sistema Colombiano é interconectado aos sistemas do Equador e da Venezuela;
 - O Equador está eletricamente conectado à Colômbia e Peru;
 - A comercialização de energia entre Colômbia, Equador e Peru se dá nos termos da Comunidade Andina de Nações;
 - O Peru interconecta-se com Equador, cuja operação se fundamenta em intercâmbios de excedentes energéticos;
- Como Roraima ainda não está conectada ao SIN, essa interligação possui características singulares e diferentes dos outros projetos de integração elétrica, pois essa conexão está baseada em contrato de energia firme que vem sendo comercializada em bases seguras e benéficas para ambos os países. Contudo, cabe ressaltar que em 2011 ocorreram problemas no abastecimento em virtude da situação crítica dos reservatórios na Venezuela, mas que foram negociados dentro dos marcos do próprio contrato comercial.
- O Uruguai está atualmente interconectado com Argentina e Brasil. A integração energética para o Uruguai foi particularmente importante para esse país, em especial a participação da UHE binacional de Salto Grande de 1.980 MW, compartilhada equitativamente com Argentina;
 - A Venezuela está conectada eletricamente à Colômbia e Brasil.
 - Os países da América Central Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicarágua, Costa Rica e Panamá estão interconectados por uma rede de aproximadamente 1.800 km de extensão capaz de intercâmbios de 300 MW. Os objetivos do sistema são apoiar a formação do Mercado Elétrico Regional e estabelecer e prover o abastecimento dos participantes.

Sob a ótica das interligações elétricas entre países da América do Sul, cumpre notar que a diferença entre a frequência de operação de alguns dos sistemas elétricos regionais, apresentados de forma resumida na Figura 1 a seguir, pode representar um desafio adicional para viabilizar o aumento da capacidade de interligação.

Essa diferença de frequências requer a utilização de subestações conversoras cujos

custos de implantação tendem a ser elevados e, dessa forma, podem pesar significativamente sobre a decisão de investimento dos países envolvidos. Por outro lado, a conexão via conversoras pode trazer benefícios para a operação dos sistemas elétricos envolvidos, uma vez que isola eletricamente as redes e evita a propagação de perturbações entre os países, e até mesmo para a comercialização de energia dado que esse tipo de tecnologia permite o controle exato sobre os intercâmbios desejados.

Figura 1 - Frequência de operação dos sistemas elétricos dos países da América do Sul



3.2. Perspectivas

A integração energética na América do Sul pode-se dar por dois caminhos: (i) aproveitamentos binacionais, fronteiriços, construídos de forma comum por arranjos binacionais ou mesmo livremente financiados, porém com comercialização para os usuários finais bem definidas; (ii) ou por conexão entre os sistemas elétricos, com consequente necessidade de coordenação operativa mútua, harmonização regulatória, normas técnicas comuns, compromissos contratuais a cumprir e mecanismos de solução de controvérsias.

O exame dos planejamentos de energia dos países para o setor elétrico traz uma rica fonte de perspectivas de ampliação da integração regional. Basicamente dividem-se em empreendimentos eminentemente binacionais, isto é, compartilhados, como o potencial hidrelétrico, ou por oferta de

energia a um nível excedente ao de sua necessidade, fazendo da exportação de energia a opção mais atraente para sua viabilização.

Alguns países veem-se como demandantes de energia, outros como ofertadores e outros como membros de uma relação comercial. A integração energética regional alcançará maior progresso à medida em que os agentes passarem a harmonizar o fluxo energético para cada sistema nacional dentro de um grande arcabouço comum capaz de prover aos participantes ganhos que não seriam obtidos caso mantivessem seus sistemas isolados. A experiência de integração energética da região tem um relativo sucesso, cabe aos planejadores e aos órgãos formuladores de Política Energética ampliarem suas possibilidades.

3.2.1. Empreendimentos de Geração e Interconexão

Os países sul americanos ainda possuem um conjunto considerável de projetos de geração binacionais, apresentados na

Tabela 1 a seguir, que podem contribuir para uma maior integração energética entre os países da América do Sul e se apresentam como opções de expansão dos parques geradores dos países envolvidos.

Além dos projetos binacionais, é possível elencar um conjunto de empreendimentos de geração e de interconexões elétricas que poderiam viabilizar a importação e exportação de excedentes energéticos entre os países sul-americanos. A Tabela 3 a seguir apresenta o conjunto desses potenciais projetos e dá uma estimativa das capacidades instaladas dos empreendimentos de geração e das interligações internacionais.

Tabela 1 – Projetos binacionais hidrelétricos relacionados como opções de expansão do parque gerador

Usina Binacional	Potência (MW)	Rio	Países Envolvidos	Horizonte de Implantação	Observações
Aña Cuá	270	Paraná	Paraguai / Argentina	2025	Motorização do braço direito.
Ampliação de Yaciretá	465	Paraná	Paraguai / Argentina	2025	Aumento no número de unidades instaladas
Corpus Christi	2.880	Paraná	Paraguai / Argentina		Usina inventariada pela COMIP.
Itatí - Itacora	2.000	Paraná	Paraguai / Argentina	-	Contratação dos estudos de viabilidade programados para 2018.
Cachoeira	20	Apa	Paraguai / Brasil	-	Projeto identificado, mas sem perspectiva de desenvolvimento.
Garabi	1.150	Uruguai	Argentina / Brasil	-	Inventário Binacional. Os estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental foram executados parcialmente até o ano de 2015. Atualmente busca-se solução para a retomada destes estudos.
Panambi	1.050	Uruguai			
Guajará-mirim	3.000	Mamoré	Bolívia / Brasil	-	Potencial a se confirmar por Inventário Binacional em elaboração.
TOTAL	10.835				

Tabela 2 – Projetos de exportação e importação de energia e conexões internacionais

Projeto	Potência (MW)	Países Envolvidos	Horizonte de Implantação	Observações
Complexo Hidrelétrico na vertente Atlântica peruana	7.000	Peru, Brasil, Chile	Não definido	A energia poderia chegar ao Brasil por meio de linhas de transmissão ligando as usinas do complexo ao SIN, possivelmente pelo sistema que atualmente atende o Acre e Rondônia. Contudo, devido ao elevado potencial, uma série de reforços de grande porte no sistema de transmissão brasileiro necessitariam ser realizados para aproveitar os excedentes energéticos. Além desses reforços, seriam necessários cerca de 460-600 km de linhas de transmissão interligando as usinas ao SIN.
Complexos Hidrelétricos e Termelétricos	2.670-3870	Bolívia, Brasil, Argentina, Chile	2025	A energia chegaria aos destinos por meio de linhas de transmissão. Projeto pensado em venda de excedentes de energéticos.
Upper e Middle Mazaruni	4.500	Brasil, Guiana, Suriname, Guiana Francesa e Venezuela	Não definido	A energia chegaria aos destinos por meio de linhas de transmissão. Projeto pensado em venda de excedentes de energéticos. Reforços de grande porte no SIN seriam necessários para permitir o aproveitamento desse potencial pelo mercado brasileiro.
Arco Norte	1,500-3,000	Brasil, Guiana, Suriname, Guiana Francesa	2021-2035	A interconexão viabilizaria suprimento e segurança energética para os países do Arco Norte, além de permitir a exportação energética de importantes potenciais na Guiana. Reforços de grande porte no SIN seriam necessários para permitir o aproveitamento desse potencial pelo mercado brasileiro.
Interconexão	Em estudos	Argentina e Chile	Em estudo	CAF e o <i>Ministerio de Energía do Chile</i> iniciaram estudos de novas interconexões com a Argentina.
Interconexão	200	Chile e Peru	Em estudo	Estudos de Interconexão com Peru que indicam que uma linha com capacidade de até 200 MW traria ganhos econômicos para ambos os países

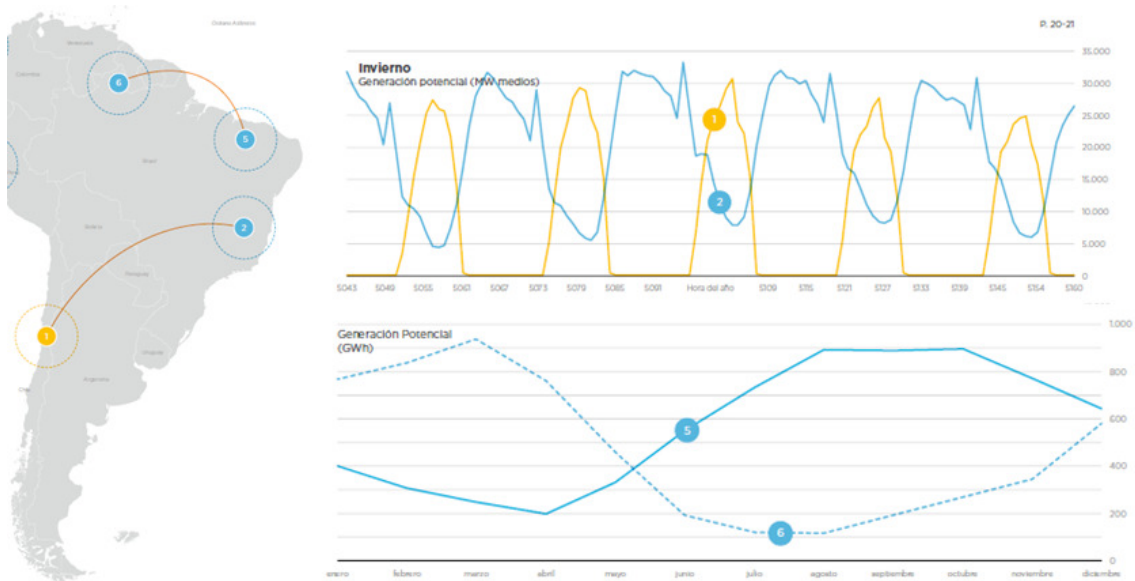
3.2.2. Aproveitamento de sinergias entre fontes e regiões

Além dos empreendimentos binacionais explorados no item anterior, a integração elétrica pode se dar para aproveitar sinergias existentes entre as diferentes regiões.

Algumas possíveis fontes de sinergia são a complementariedade entre perfis de demanda anual e intradiário e a complementariedade entre perfis de geração de fontes renováveis variáveis entre os sistemas, o que melhoraria a segurança energética dos países, mesmo que muitos recursos dependam do clima e sejam variáveis.

Por exemplo, destaca-se como o potencial de geração eólica no nordeste brasileiro é maior durante a noite, especialmente no inverno, o que é complementar à geração solar, com maior potencial no norte do Chile, Bolívia e Peru. Em termos de variação anual, o recurso eólico no nordeste brasileiro tem padrão complementar ao mesmo recurso eólico do norte do continente, na região de Roraima, Venezuela e Guianas.

Figura 2 – Complementariedades na América do Sul



Fonte: BID (2017)

Ao quantificar os benefícios de aproveitar a complementaridade dos recursos hídricos, solares e eólicos na região por meio de 3 cenários com horizonte até 2030 (prazo não muito longo quando se trata de mudanças na matriz energética), BID (2017) conclui que o aproveitamento desses recursos de forma integrada apresenta custos menores do que de forma isolada, mesmo incluindo o investimento em transmissão. Por outro lado, não explora outros benefícios potenciais tais como o efeito portfólio³ e os impactos de curto prazo na rede elétrica.

3.3. Integração dos Mercados de Eletricidade

No caso do Brasil, a importação, exportação ou comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro é autorizada pela Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011. A autorização é outorgada à pessoa jurídica constituída, sob os ditames das leis brasileiras, e deve ser dirigido um requerimento para a autorização ao Ministério de Minas e Energia, especificando o objetivo, o período, o país de intercâmbio de energia elétrica e o mercado de destino da energia elétrica importada, quando aplicável, acompanhado de uma série de documentos especificados nessa Portaria.

Atualmente, o País possui diferentes tipos de arranjos e acordos com os países com os quais tem interligação. Em resumo, podemos dividi-los em três grupos:

1. Venezuela, que tem um acordo específico para atender um sistema isolado no Brasil;
2. Itaipu, que representa um modelo de projeto binacional com remuneração própria, anterior ao marco regulatório atual; e

Os impactos de curto prazo na rede elétrica estão sendo estudados por exemplo no projeto “*Energy Systems of the Future*”, promovido pela GIZ ao longo de 2018. Esse projeto busca quantificar o impacto de tecnologias baseadas em inversores (eólica, solar) nos aspectos operacionais do sistema sob o ponto de vista da avaliação dos requisitos de inércia sistêmica, a avaliação da resposta em frequência, contribuição e necessidade de potência de curto circuito, além do impacto na estabilidade eletromecânica. Trazendo o tema para a integração, poderia ser verificado se existe uma diferença nesses impactos para o caso de o sistema brasileiro ser mais ou menos interconectado a países vizinhos

3. Conexões com Uruguai e Argentina, que interligam dois sistemas elétricos nacionais.

O terceiro grupo é o tipo de interligação à qual a literatura sobre desenho de mercado para integração costuma se referir. Por sua generalidade e grau de impacto no mercado brasileiro (Itaipu certamente tem impacto, mas sua escala e importância fazem com que o mercado a princípio acomode suas demandas específicas), é o referencial proposto de análise.

Além do fato de as interligações internacionais serem abordadas caso a caso, sem um tratamento uniforme, a Portaria MME 372/2017, que atualmente regula a integração com Argentina e Uruguai, o faz em caráter extraordinário e temporário. O Brasil carece, portanto, de uma solução definitiva para incorporar o intercâmbio de energia que já ocorre hoje e possibilitar um aumento desse intercâmbio, se ele se mostrar benéfico.

³ O efeito portfólio se refere aos ganhos obtidos quando se analisam mais pontos de geração espalhados geograficamente. Apesar de não serem exatamente complementares, esses pontos em conjunto apresentam comportamento em geral mais estável e previsível do que pontos isolados, o que pode aumentar a segurança e reduzir custos de operação do sistema.

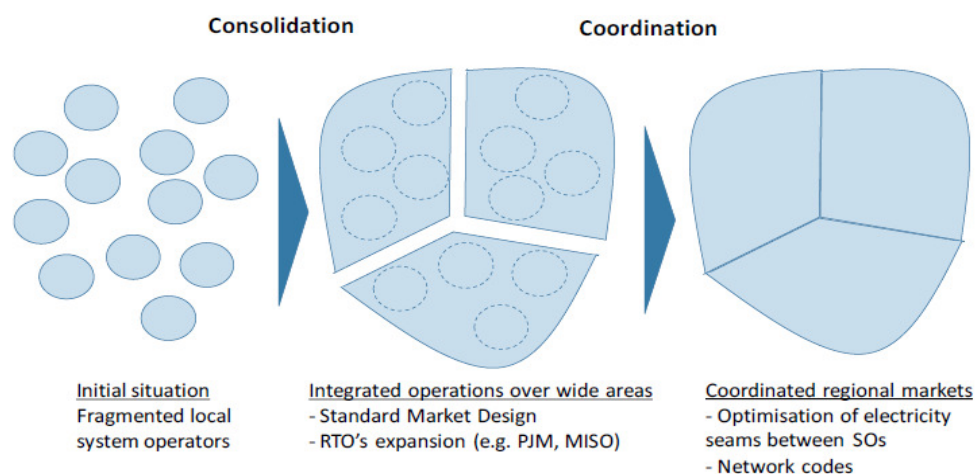
Em termos gerais, IEA (2014) identifica duas formas principais de integração de mercados: consolidação e coordenação.

Consolidação é a fusão dos mercados sob um único operador e um desenho de mercado padrão, por exemplo o PJM ou o MISO, nos Estados Unidos. A consolidação é um instrumento muito eficiente para otimizar o uso da infraestrutura escassa de transmissão.

Mesmo quando a consolidação é impossível ou geograficamente limitada, os operadores de sistemas vizinhos podem, ainda assim, se coordenar. Coordenação é, portanto, a otimização e harmonização de fluxos transfronteiriços de modo a aumentar a eficiência no uso da infraestrutura de transmissão, mas mantendo-se operadores independentes.

A Figura abaixo ilustra as duas opções de forma complementar.

Figura 3 – Formas de integração entre submercados



Fonte: IEA (2014)

O caso da interligação Brasil-Argentina e Brasil-Uruguai é identificado como um caso de coordenação, ao menos teoricamente. Ou seja, o objetivo não seria incorporar um mercado a outro, mas sim buscar otimizar o fluxo ou aumentar a eficiência no uso da infraestrutura. O primeiro passo para isso é investigar como é feita a alocação da capacidade da interligação entre os agentes.

A experiência internacional oferece algumas opções para o acesso de terceiros à infraestrutura de interligação, uma vez que é decidido conceder acesso. A primeira seria por ordem de chegada, ou "first-come-first-served", no qual o acesso é concedido de acordo com a demanda dos agentes. Esse instrumento funciona bem se há capacidade

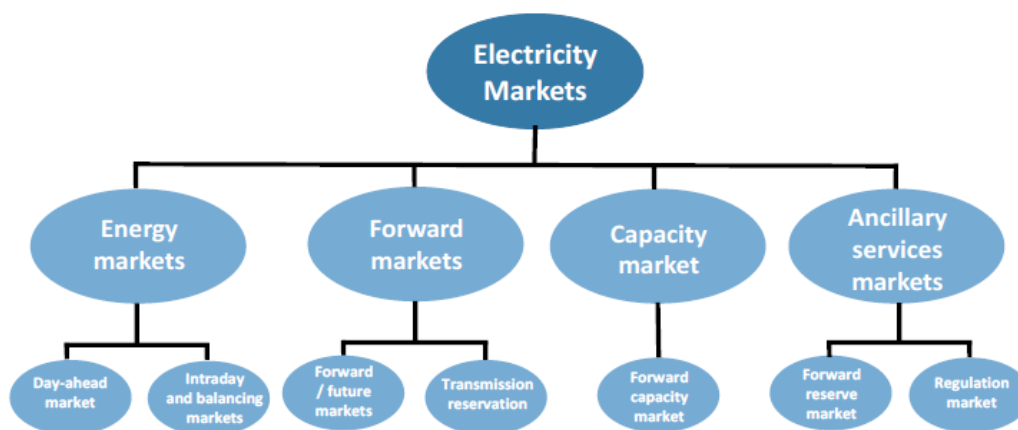
excedente, mas caso ela seja escassa, ela pode ser usada para estabelecer poder de mercado e não oferece nenhum sinal de eficiência. A segunda opção seria a alocação explícita, ou leilões explícitos, separados do mercado de energia, para usar essa capacidade. Esse mecanismo introduz um elemento de eficiência na alocação de um bem escasso. A terceira opção seria a alocação implícita, ou leilões implícitos, o que também é conhecido como *market coupling*. O *market coupling* envolve utilizar o resultado dos mercados de energia dos dois países, os *day ahead markets*, para alocar toda a capacidade de intercâmbio disponível da forma mais eficiente possível.

Um dos pilares da introdução de competição em indústrias de rede, como o setor elétrico, é dar acesso de terceiros à rede (nesse caso à infraestrutura de transmissão) para que os agentes além do incumbente possam acessar o mercado. No Brasil, os agentes conectados ao SIN têm acesso a todo o sistema de transmissão. No entanto, não está claro como e se esse acesso ocorre no caso da infraestrutura de interligação internacional. Se um dos principais argumentos para a integração regional é a maior eficiência na operação,

especialmente no contexto de crescente geração renovável variável, é importante que a alocação de capacidade de interligação também se baseie nesse princípio.

Por fim, é necessário se considerar quais mercados em particular integrar. Quando falamos em mercado de eletricidade estamos, na verdade, tratando de diversos mercados de diferentes prazos e serviços, como mostra a figura abaixo.

Figura 4 – Características de diferentes mercados de energia.



Fonte: IEA (2014)

Para o produto energia, temos o mercado de programação do dia seguinte, chamado "*day ahead market*", mas também o mercado intradiário poderia ser integrado. Segundo IEA 2014, quanto mais perto se chega da operação em tempo real, mais complexa é a integração, o que pode afetar a confiabilidade do sistema. Por outro lado, pode trazer benefícios em termos de inserção de renováveis.

Em seguida, temos os mercados futuros, cuja integração envolve não só a integração do mercado futuro em si, mas também a reserva de capacidade de transmissão de mais longo prazo.

Em terceiro, os mecanismos de capacidade, ou "lastro", um mecanismo para garantir o investimento adequado em geração, separado do mercado de energia. O lastro também poderia ser integrado, por exemplo, permitindo que a geração que o provê tenha origem em outro país, ou mesmo integrando os diferentes mecanismos nacionais de forma a otimizar o investimento em geração no nível regional. Assim poderiam se enquadrar, por exemplo, leilões conjuntos/binacionais (quando projetos localizados em país vizinho competem com os projetos a se instalarem no país comprador da energia/lastro).

Em quarto, temos os serviços ancilares, como reservas. Em muitos países, há mercados para contratação desses serviços e pode-se incorporar ofertas internacionais também a eles.

Por fim, é igualmente importante avaliar as políticas ambientais que têm efeito sobre o mercado de eletricidade no contexto da integração, como precificação de carbono, incentivos a renováveis e padrões para emissões de poluentes locais.

3.3.1. Questões específicas da comercialização de energia no Brasil

Levantamos a seguir pontos específicos do caso brasileiro a serem endereçados na questão da integração elétrica regional.

- Garantia Física: é a base dos contratos no Brasil, mas não é um conceito usado em outros países, que tratam apenas de energia. Por isso é apontada como uma barreira para a integração. Como usinas internacionais não possuem garantia física, a importação atualmente é direcionada apenas ao mercado de curto prazo.
- Separação de lastro e energia: Tal iniciativa pode facilitar a integração ao separar o mercado de energia, onde já ocorrem transações internacionais, do mercado de lastro. Isso também levanta a questão de sua internacionalização: o lastro poderia ser importado e exportado? Que tipo de efeitos isso teria sobre a segurança, a eficiência do investimento, sobre a competitividade dos geradores e empregos domésticos e sobre a tarifa?
- Precificação horária: Como melhor incorporar as ofertas internacionais ao DESSEM (modelo de despacho hidrotérmico de curto prazo)? E no despacho? O que se altera com a mudança do período de precificação?
- Reforma regulatória: Como iniciativas de reforma do setor, como a Consulta Pública 33, poderiam incorporar a integração nos temas levantados por elas? Como elas alteram a análise custo benefício e os meios para integração?
- Desenho de mercado dos países vizinhos: como é e para onde caminha a estrutura da Argentina, Uruguai e outros? Estruturas de mercado simétricas tendem a favorecer a integração.
- Deslocamento de geração hidrelétrica: como evitar a judicialização derivada da integração no caso de deslocamento de geração hídrica ou de outras demandas de geradores domésticos.
- Tratados de comércio - Quais são os acordos de comércio em vigor e como afetam ou facilitam a integração? O Mercosul, por exemplo.
- Diferentes frequências - Argentina e Uruguai operam à frequência de 50 Hz, o que faz com que a importação dependa de conversão de frequência. Há efeitos significativos dessa diferença sobre a integração? Isso limita a integração de serviços ancilares, por exemplo? Traz algum benefício em termos de segurança?

4. Gás Natural

O intercâmbio de gás natural entre os países da América do Sul permite usufruir de vantagens logísticas e comerciais, além de proporcionar uma maior diversificação no suprimento de gás natural e maior segurança energética.

O meio mais comum de concretizar a integração energética no quesito gás natural na América do Sul é através de gasodutos internacionais. Terminais de GNL também podem ser considerados alternativas por cumprirem, em alguns casos, o papel de “gasoduto virtual” quando realizam operações no âmbito mais regional. No entanto, cabe destacar que o objetivo principal dos terminais é a integração de um país com o mercado global, e não apenas intra-regional, o que geralmente ocorre em situações pontuais.

A principal motivação quanto à integração energética entre os países é a relação entre a oferta e demanda nacional de cada país. De posse de um elevado potencial de oferta de gás natural, países como a Bolívia e, futuramente, a Argentina, com balanços favoráveis desse combustível, tendem a viabilizar formas de integração com os países vizinhos de forma a potencializar o aproveitamento de seus recursos. Dessa forma, tendo em vista estudos que apontam para um potencial relevante de recursos convencionais e não convencionais na América do Sul,

novos gasodutos para diferentes países poderão vir a se tornar viáveis no longo prazo, inclusive para o Brasil.

Além disso, os desenhos de mercado vigentes na indústria de gás natural de cada país podem vir a favorecer ou desestimular esta integração. As regras de contratação de capacidade nos gasodutos, por exemplo, podem permitir o acesso de mais agentes à infraestrutura de transporte. Já o acesso de terceiros a UPGN e a terminais de GNL pode otimizar o uso destas instalações, maximizando sua ocupação e, portanto, diminuindo os custos unitários dos serviços de processamento e regaseificação.

Atualmente, os países da América Latina que movimentam gás natural entre si através de gasodutos são Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Uruguai e Venezuela. Na maioria dos casos, as relações estão baseadas em acordos bilaterais.

O Brasil possui uma interligação importante com a Bolívia, por meio do GASBOL, além de interligações pontuais com Bolívia e Argentina para atendimento a demandas específicas.

Na Tabela 5 são apresentados os gasodutos internacionais atualmente em operação na América do Sul.

Tabela 5 - Gasodutos internacionais atualmente em operação na América do Sul

Gasoduto	Origem	Destino	Entrada em Operação
Yabog	Bolívia	Argentina	1972
Bandurria	Argentina	Chile	1996
GasAndes	Argentina	Chile	1997
Gasoducto del Litoral	Argentina	Uruguai	1998
GASBOL	Bolívia	Brasil	1999
NorAndino	Argentina	Chile	1999
GasAtacama	Argentina	Chile	1999
Gasoducto del Pacífico	Argentina	Chile	1999
Gasoducto Cóndor-Posesión	Argentina	Chile	1999
Transportadora de Gas del Mercosur	Argentina	Brasil	2000
Lateral Cuiabá	Bolívia	Brasil	2001
Gasoducto Cruz del Sur	Argentina	Uruguai	2002
Trans-Caribbean Gas Pipeline	Colômbia	Venezuela	2008
Juana Azurduy	Bolívia	Argentina	2011

Fonte: adaptado de Hallack e Vazquez, (2013).

Além dos gasodutos internacionais que conectam o Brasil aos seus vizinhos, existem na América do Sul alguns outros que já permitem uma maior integração entre os países. O principal país

que centraliza esses gasodutos é a Argentina. O país possui conexões, além do Brasil, com a Bolívia, Chile e Uruguai.

Brasil - Bolívia (Gasoduto Brasil-Bolívia - GASBOL)

Em 1938, o Brasil assinou o Tratado Sobre a Saída e o Aproveitamento do Petróleo Boliviano, que incluía diversas atividades conjuntas entre o Brasil e Bolívia, como a realização de estudos topográficos e geológicos, a construção e a operação de oleodutos por empresas brasileiras na Bolívia, a construção de infraestrutura no Brasil para a processamento e utilização do petróleo e do gás natural bolivianos, entre outros.

Com base neste Tratado, foram realizadas várias atividades cooperativas entre os países, e em 1992 foi firmado o primeiro contrato de compra de gás natural boliviano pelo Brasil, que incluía volumes de 8 a 16 milhões de m³/d, contrato este que foi renovado e ampliado gradativamente até os dias atuais. Cabe ressaltar que o Tratado e o Contrato assinados não excluíam a importação de gás natural de outros países por meio da Bolívia, já sendo

prevista a possibilidade de futuras interligações com Peru e Argentina, por exemplo (EPE, 2017).

O GASBOL é o principal gasoduto de importação de gás natural do País. Com contratos de fornecimento da ordem de 30 milhões de m³/dia de

Brasil - Bolívia (Gasoduto Lateral-Cuiabá)

O Gasoduto Lateral Cuiabá tem a finalidade de abastecer a UTE Cuiabá (ou UTE Mário Covas), que hoje vem operando de forma sazonal, com gás natural proveniente da Bolívia. É um ramal que

gás boliviano, o gasoduto foi muito utilizado na sua capacidade máxima até meados de 2016, quando por motivos de desaceleração da economia e baixo despacho termelétrico passou a oscilar entre volumes médios de 20 a 30 milhões de m³/dia.

provém do trecho boliviano do GASBOL e possui capacidade de 2,8 milhões de m³/dia, dos quais 2,3 milhões de m³/dia estão contratados.

Brasil-Argentina (Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre)

O Gasoduto Uruguaiana Porto Alegre Trecho I é um dos três trechos do gasoduto que pretendia conectar a Argentina na província de Corrientes a Porto Alegre no Rio Grande do Sul. Embora o maior trecho não tenha sido ainda construído (trecho II), os trechos I e III já estão em operação. O trecho I, com capacidade de 15 milhões de m³/dia, liga a Argentina à UTE Uruguaiana (consumo máximo 2,8 milhões de m³/dia), que opera esporadicamente quando a térmica é chamada a despachar pelo ONS. A UTE foi inaugurada em 2000 como primeira termelétrica a gás natural do Brasil. Em 2008, a argentina YPF

deixou de fornecer gás e, em abril de 2009, por falta do insumo, a geração foi suspensa até 2013.

Cabe ressaltar que o Brasil e a Argentina não possuem contratos de fornecimento fixos de gás natural, portanto, quando há necessidade de despacho pela UTE uma grande operação logística é realizada. No último ano de despacho, 2014, uma grande operação logística foi realizada, a Petrobras precisou injetar na malha de transporte argentina um volume de GNL no terminal de Baía Blanca suficiente para que a Argentina disponibilizasse tal volume na fronteira para despacho da UTE.

Argentina-Bolívia (GSCY e GIJA)

A conexão com a Bolívia tem sido uma das principais formas de importar gás natural pela Argentina. O país vem aumentando gradativamente o volume de gás importado da Bolívia, que hoje se

encontra na ordem de 20 milhões de m³/dia. Dois principais gasodutos conectam os países, o GSCY (Ex-YABOG) e o GIJA, com capacidades atuais de 13 e 11 milhões de m³/dia, respectivamente.

Argentina-Chile

As conexões com o Chile ocorrem através dos gasodutos Norandino e Cuenca Noroeste na região Norte, GasAndes e Del Pacífico na região Central, e três gasodutos Methanex no extremo Sul. Sendo assim, a Argentina recebe gás seco via gasodutos Norandino e GasAndes dos terminais de GNL chilenos e envia gás úmido para as UPGN no Sul do Chile por meio dos demais. Embora hoje operem

como forma de importação principalmente no período do inverno no Hemisfério Sul, os mais importantes dutos que conectam os países (Norandino e GasAndes) foram concebidos anteriormente para exportação de gás natural para o Chile, e tiveram o fluxo revertido após a quebra de contrato de fornecimento nos anos 2000.

Argentina-Uruguai

A Argentina possui dois gasodutos de interligação com o Uruguai: Colón-Paysandú e o Gasoduto Cruz Del Sur, que interliga Punta Lara (ARG) a Montevideo (URU). Embora em volumes

relativamente pequenos (cerca de 200 mil m³/d), a importação de gás natural da Argentina é a principal fonte do insumo no Uruguai atualmente.

Argentina-Chile

As conexões com o Chile ocorrem através dos gasodutos Norandino e Cuenca Noroeste na região Norte, GasAndes e Del Pacífico na região Central, e três gasodutos Methanex no extremo Sul. Sendo assim, a Argentina recebe gás seco via gasodutos Norandino e GasAndes dos terminais de GNL chilenos e envia gás úmido para as UPGNs no Sul do Chile por meio dos demais. Embora hoje operem

como forma de importação principalmente no período do inverno no Hemisfério Sul, os mais importantes dutos que conectam os países (Norandino e GasAndes) foram concebidos anteriormente para exportação de gás natural para o Chile, e tiveram o fluxo revertido após a quebra de contrato de fornecimento nos anos 2000.

Colômbia-Venezuela

No extremo Norte da América do Sul outros dois países também possuem um gasoduto que os conecta. É o caso do primeiro trecho do gasoduto Trans-Caribenho (ou Antonio Ricaurte), que liga a Colômbia à Venezuela, interligando as cidades de Ballenas (COL) a Maracaibo (VEN) no Norte dos países. Previsto para exportar gás da Colômbia para

a Venezuela, o gasoduto teve o seu fluxo de gás natural restringido diversas vezes devido a períodos de seca na Colômbia que demandaram maior despacho de termelétricas, e foi alvo também de ataques das FARC em determinados períodos. Hoje o gasoduto não está em uso devido à não renovação do contrato por parte dos países desde 2015.

4.1. Perspectivas

Além dos gasodutos existentes, surgiram vários projetos de produção e transporte de gás natural (como o Anel Energético, o Grande Gasoduto do Sul, Mariscal Sucre, etc.). Em razão de questões técnicas, geopolíticas, regulatórias e ambientais, a maioria destes projetos foi adiada e/ou suspensa. De qualquer modo, enxergam-se oportunidades importantes de aumento dos intercâmbios de gás natural entre Brasil, Bolívia e Argentina, por meio de gasodutos de transporte, e com outros países, por meio de terminais de GNL.

Com a descoberta de novos recursos energéticos, como o Pré-Sal brasileiro e das reservas

de gás natural peruano em Camisea, novas alternativas de projetos vêm sendo rediscutidas e propostas a fim de equacionar e garantir o suprimento energético de longo prazo na América Latina.

As perspectivas de integração energética em relação ao gás natural no longo prazo estão atreladas principalmente ao potencial de recursos dos países sul-americanos. Na Tabela 6 seguir são apresentadas as estimativas de recursos recuperáveis de gás natural convencional e não convencional de alguns destes países, além das reservas atuais.

Tabela 6 - Recursos convencionais e não convencionais na América do Sul

País	Reservas	Recursos não descobertos tecnicamente recuperáveis (valores em tcm)	
		Convencionais	Não convencionais
Argentina	0,29	0,94	24,06
Bolívia	0,30	0,66	1,08
Paraguai	0,00	0,09	2,25
Peru	0,42	0,14	2,19
Uruguai	0,00	0,03	0,06
Venezuela	5,58	2,54	5,01

Fontes: EIA (2013), APEC (2013), CEDIGAZ (2014), USGS (2000).

No entanto, a importação destes recursos adicionais irá requerer a expansão da malha de gasodutos de transporte tanto no território nacional, até a fronteira, quanto nos países vizinhos em questão, até as bacias sedimentares onde o gás natural será prospectado e processado. Além disso, a disponibilidade de tais volumes está condicionada à realização de acordos comerciais e passa pela decisão de cada país em relação à gestão de seus recursos.

Brasil

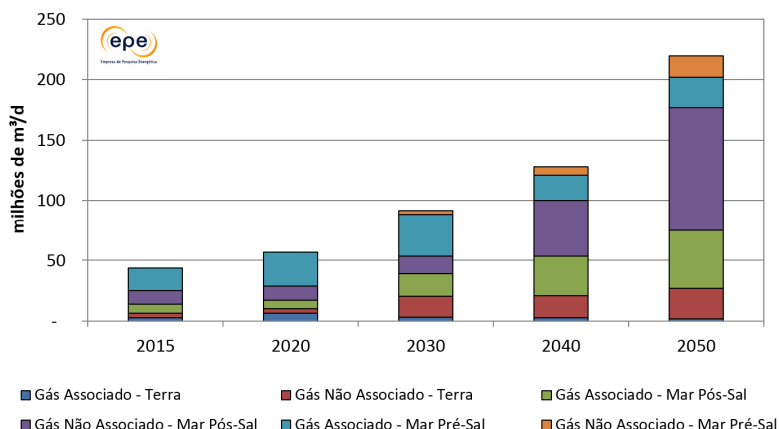
A premissa adotada foi de que haverá aproveitamento do gás natural convencional produzido nacionalmente, a partir do Pré-Sal, e de gás não associado no Pós-Sal, entre

Por fim, mas não menos importante, a efetivação dessas importações adicionais dependerá da competitividade do gás natural e da magnitude do mercado a ser atendido, visto que a perspectiva de oferta nacional também é significativa.

A seguir são apresentadas as perspectivas por país.

outros ambientes exploratórios, o que permitirá o aumento de 5% ao ano, até atingir cerca de 220 milhões de m³/dia em 2050, conforme observado na Figura 5.

Figura 5 – Projeção da oferta potencial de gás natural nacional convencional.



Nota: Oferta Potencial baseada nas projeções de referência da produção líquida potencial nacional.
Fonte: elaboração própria EPE.

Para que esta oferta potencial se realize, a capacidade nacional de processamento de gás natural terá que se expandir em cerca de 120 milhões de m³/dia de gás natural úmido (GNU), além das ampliações em andamento e previstas. Esta expansão corresponderia a investimentos em UPGN até 2050 da ordem de 36 bilhões de reais.

Além disso, haverá a importação de volumes adicionais de gás natural por meio do gasoduto GASBOL (30 milhões de m³/dia), e dos terminais de GNL existentes na Baía de Guanabara/RJ, na Baía de Todos os Santos/BA, e em Pecém/CE (total de 41 milhões de m³/dia), além do terminal de GNL previsto para entrar em operação em 2020 em Barra dos Coqueiros/SE (14 milhões de m³/dia).

Porém, dependendo dos preços do gás natural a partir de cada fonte e dos volumes disponibilizados, além dos preços relativos de outros

combustíveis alternativos ao gás natural (como o Óleo Combustível, no setor industrial), que podem acarretar em aumento na demanda por este insumo, pode haver expansão adicional das importações, bem como a construção de novos gasodutos internacionais para integração do setor gasífero na América do Sul até 2050.

Uma descrição mais detalhada dos desafios e perspectivas do Gás Natural no Brasil é apresentada no documento de apoio ao PNE 2050 intitulado “Gás Natural – Desenho de Mercado, Integração com o Setor Elétrico e Competitividade”, também disponível no site da EPE.

Dois dos países na região com maior potencial de apresentarem excedentes de gás natural neste horizonte, com possibilidade de exportação para o Brasil, são a Bolívia e a Argentina.

Bolívia

A existência de recursos potenciais de gás natural na Bolívia, com viabilidade econômica satisfatória, unida à perspectiva de crescimento do mercado, permitem concluir que do ponto de vista

técnico o cenário para investimento em exploração e produção de hidrocarbonetos no país é favorável. Cabe ressaltar, a este respeito, que os investimentos em exploração de petróleo e gás natural por parte da

YPFB aumentaram cerca de quatro vezes entre 2012 e 2016, e devem continuar aumentando nos próximos anos (FMI, 2016).

Além disso, novas descobertas têm sido reportadas por algumas empresas como a Repsol, que anunciou a descoberta de 113 bilhões de m³ de reservas possíveis nos blocos de Boicobo, Ipaguazu e Boyuy (REUTERS, 2016). Outras empresas iniciaram recentemente a produção em alguns de seus projetos, como a Total, que iniciou no final de 2016 a produção no campo de gás natural e condensado de Incahuasi, com capacidade de produção de 50.000 barris de óleo equivalente (boe) por dia. Uma segunda fase de desenvolvimento do campo está em fase de avaliação (TOTAL, 2016).

Entretanto, a percepção de risco político e regulatório por parte dos agentes pode ser um fator importante a ser levado em conta no momento da definição dos investimentos. Sendo assim, as incertezas em relação à exportação de gás natural no país devem ser levadas em conta para a análise dos

Argentina

Atualmente, na Argentina, há grandes esforços no sentido da incorporação de novas reservas de óleo e gás natural, sobretudo provenientes de reservatórios não convencionais. Na Bacia de Neuquén, as expectativas de produção do campo de Vaca Muerta apontam para volumes adicionais que podem diminuir a dependência de importações de gás natural da Argentina, além de ser comercializados com outros países, após 2030.

Além disso, a demanda de gás natural na Argentina é menor no verão do que no inverno, o que possibilitaria intercâmbios sazonais de gás natural com países vizinhos. Sendo assim, estimativas apontam que nos próximos anos pode haver um

volumes contratuais de exportação que serão negociados nos próximos anos, uma vez que altos quantitativos de investimentos e incorporação de novas reservas se mostram necessários para que ambos os contratos possam ser renovados nos volumes atuais.

Sendo assim, considerando as projeções de demanda doméstica (baseadas nos projetos industriais atuais e previstos na Bolívia), assim como as características típicas de volumes e tempo de implementação de projetos de E&P, o FMI estima que a Bolívia tenha potencial de renovar os contratos atuais de exportação de gás natural para o Brasil e para a Argentina após 2019, no cenário de referência (FMI, 2016). Porém, devido às incertezas já mencionadas sobre a incorporação de novas reservas, no cenário de produção baixa a renovação dos contratos não seria possível em seus volumes atuais. Em um cenário de alta produção, todavia, cerca de 10 milhões de m³/d adicionais estariam disponíveis para contratação após 2024.

potencial de exportação de gás argentino para outros países de, em média, 15 milhões de m³/dia (OXFORD, 2016).

É importante destacar que a disponibilidade de volumes excedentes de gás natural para exportação a partir da Argentina está associada a alguns condicionantes, como a necessidade de investimentos massivos em exploração e produção de petróleo e gás natural, o desenvolvimento dos campos já descobertos na Bacia de Neuquén, além do atendimento da demanda sazonal de gás natural por meio de GNL, que permitiria liberar volumes de gás natural argentino para comercialização com outros países.

4.1.1. Integração via Gasodutos

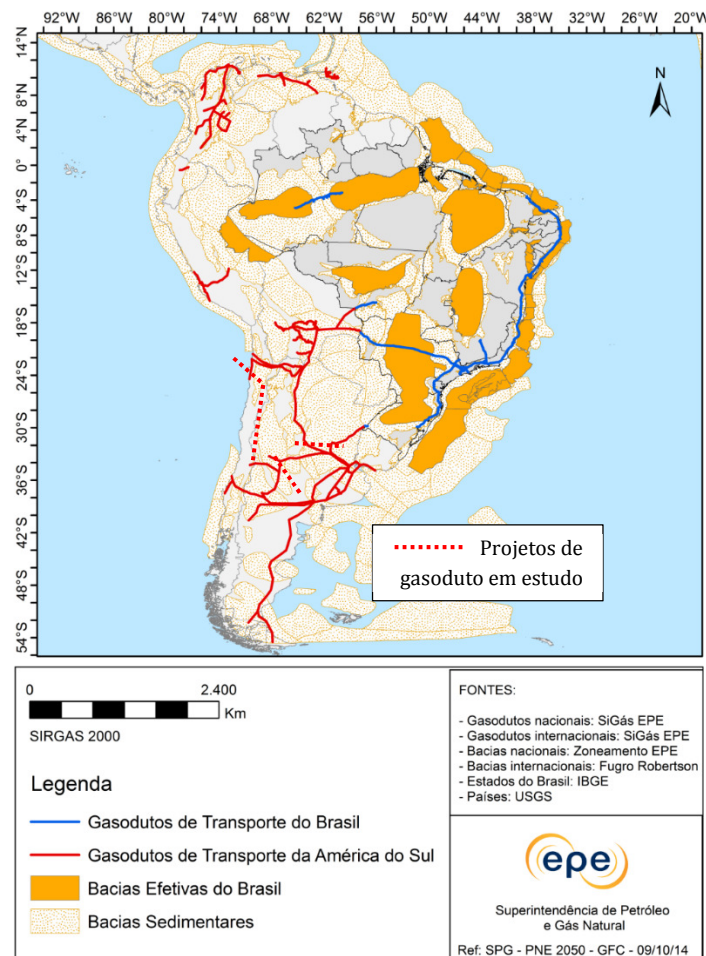
As importações adicionais via gasodutos poderiam ter como origem países vizinhos que revelem vantagens locais para o atendimento competitivo de mercados regionais específicos do Brasil.

Uma opção razoável no horizonte do estudo seria a interligação das malhas brasileira e argentina via Região Sul do Brasil, concluindo o Gasoduto Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (construção do Trecho II, já autorizado pela ANP). As dificuldades de conclusão do projeto estão relacionadas às restrições de oferta na Argentina, o

que pode ser solucionado no horizonte do estudo à medida que a Argentina possui estimativas elevadas de recursos recuperáveis de gás natural não convencional com possibilidade de produção nas próximas décadas.

Neste sentido, embora haja expectativa de alto volume de recursos, também há incertezas quanto à incorporação de novas reservas na Bolívia (EPE, 2017). A infraestrutura de transporte de gás natural e as bacias sedimentares existentes na América do Sul, na Figura 6.

Figura 6 – Gasodutos de Transporte e Bacias Sedimentares da América do Sul.



Gasoduto do Nordeste Argentino (Argentina – Bolívia)

O projeto estruturante visa a implantação de um sistema de transporte de gás que perpassará Bolívia e Argentina. As reservas de gás, localizadas no norte argentino e em território boliviano, serão conectadas nas proximidades de Santa Fé (Argentina) ao Sistema Nacional Interconectado de Gasodutos Troncais da Argentina. Pretende-se, desta maneira, garantir o fornecimento sustentável de gás ao nordeste argentino.

O projeto Gasoduto do Nordeste Argentino (GNEA) consiste em um sistema de transporte de gás que parte da Bolívia e atravessa as províncias argentinas de Salta, Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes e Entre Ríos, até chegar a Santa Fé. O gasoduto principal terá comprimento de 1.500 km, 30 polegadas de diâmetro e trabalhará sob uma pressão de 95 bar. A obra abrangerá: (i) o gasoduto troncal e os ramais provinciais derivados deste; (ii) as plantas compressoras e de regulação e medição; e (iii) as instalações de superfície e outras obras complementares de caráter civil, elétrico e de comunicações.

As obras complementares incluirão a implantação dos sistemas de transmissão eletrônica de dados, de operação à distância, telemedição, entre outros. O gasoduto tronco permitirá a interconexão das reservas de gás localizadas no norte argentino e na Bolívia com o Sistema Nacional Interconectado de Gasodutos Troncais da Argentina, nas proximidades da cidade de Santa Fé. Esse vínculo possibilitará a

inserção de volumes significativos de gás na zona de maior consumo do país, assim como a expansão de sua disponibilidade às províncias mencionadas, sendo que algumas delas ainda não dispõem de recurso suficiente para assegurar seu desenvolvimento econômico.

O projeto permitirá, por conseguinte, a melhoria das condições de vida da população, beneficiada com o uso de gás residencial. Com o fornecimento adequado desta fonte de energia, incentivando o uso residencial, em veículos e na produção industrial e agroindustrial, será possível garantir adequada contribuição para o desenvolvimento socioeconômico da região. De maneira complementar, o projeto também contribuirá na substituição de combustíveis mais poluentes, como o óleo diesel, e otimizará as condições ambientais das localidades envolvidas.

As obras das duas primeiras etapas da construção estão em execução, representando o investimento de aproximadamente 2 bilhões de dólares. Contam com um progresso muito significativo, já que mais de 90% dos dutos já foram instalados e estão sendo feitos trabalhos nas instalações de superfície, incluindo as estações de Regulação de Medição e Entrega. Os troncais principais de Santa Fé e Formosa Oeste também estão em fase de conclusão. Portanto, a conclusão total das obras dessas duas etapas, incluindo o tronco de Salta, está prevista para 2018.

Gasoduto Paysandú-Colonia (Uruguai – Argentina - Bolívia)

O gasoduto permitirá um aumento da capacidade de transporte de gás natural entre a Argentina e o Uruguai. Associado a este projeto estratégico está a incorporação de uma planta de regaseificação em território uruguaio. Orçado inicialmente em US\$ 90 milhões (financiamento

público), o projeto ainda não foi iniciado (COSIPLAN, 2018).

Atualmente o Uruguai dispõe de dois gasodutos interligados à rede de dutos argentina: Cruz del Sur Gás Canalizado (GCD), que abastece o sul, e o Litoral Gás Canalizado, que abastece a cidade

de Paysandú (Uruguai). O projeto em questão prevê a interligação dos dois gasodutos em território Uruguaio (Paysandú - Juan Lacaze), permitindo o abastecimento de outras regiões no interior do país e, também, a importação da Bolívia ou da região noroeste da Argentina (evitando a passagem pelo anel gasífero de Buenos Aires, o qual apresenta restrições de capacidade de transporte). Desta maneira, garante-se uma diversificação das fontes supridoras de gás natural (Argentina e Bolívia), como também das rotas de entrada do gás em território uruguaio (sul e norte).

Gasoduto Urupabol (Bolívia - Paraguai - Uruguai)

O projeto do gasoduto Urupabol tem por objetivo possibilitar a diversificação da matriz energética do Paraguai através da ampliação do uso do gás natural, especialmente em processos agroindustriais na região do Chaco Central.

Para a Bolívia, o objetivo consiste em aumentar as exportações de gás natural através da diversificação de importadores. Ademais, visa promover a diversificação e a integração energética na região, através do aproveitamento do gás boliviano para uso nos segmentos industrial, residencial e veicular no Paraguai e, também, para a geração de energia termelétrica (a qual poderá ser distribuída não somente no Paraguai, como também para o Brasil, Argentina e Uruguai, através de um sistema de transmissão interconectado).

Visualiza-se a possibilidade de fornecimento de gás natural para o Uruguai, diversificando seus fornecedores de gás natural e promovendo maior participação do gás natural em sua matriz energética (sobretudo na geração térmica, reduzindo o impacto ambiental).

Este projeto está diretamente ligado à construção de uma planta de regaseificação em Montevidéu, uma vez que permitiria eventualmente abastecer o litoral norte do país, ou exportar o gás natural para o norte da Argentina, evitando as dificuldades apresentadas pela infraestrutura da malha de gasodutos do referido país. O Uruguai se encontra empenhado em ampliar a participação do gás natural em sua matriz energética, devido ao seu menor impacto ambiental em relação a outros combustíveis fósseis.

Dentre as etapas do projeto está a construção de um gasoduto virtual: módulos de GNL e gás natural comprimido serão transportados em barcaças, via hidrovía Paraguai - Paraná, da Bolívia até o Paraguai e o Uruguai. Será construído um gasoduto de 310 km e 18" de diâmetro, desde o Gasoduto Vuelta Grande (Bolívia) até a cidade de Mariscal Estigarribia (Paraguai) e um ramal de 95 km e 8" de diâmetro até a cidade de Loma Plata, junto com a construção de uma Central Termoelétrica de Ciclo Combinado de 150 MW (COSIPLAN, 2018).

O estudo de pré-viabilidade do gasoduto demonstrou que a opção de construção do duto não apresentaria uma rentabilidade viável para sua execução. Contudo, ainda há a possibilidade de execução do projeto, caso a construção do duto seja associada à possibilidade de transportar GNL e GNC, desde a Bolívia até Assunção e Montevidéu e que avanços tecnológicos possibilitem a redução dos custos. O governo paraguaio já tem um estudo completo da demanda por gás natural que servirá para determinar a viabilidade do projeto, apresentado pelo Paraguai no Seminário de Prospecção para o financiamento de Projetos Regionais - BNDES-CAF.

Gasoduto Uruguaiana (Brasil) – Porto Alegre (Brasil)

A proposta deste gasoduto é prover gás natural para a Região Sul do Brasil, principalmente para as cidades de Uruguaiana e Porto Alegre a partir de uma conexão realizada em Aldea Brasileira (Província de Entre Ríos - Argentina). Uma vez finalizado, o gasoduto de 24” de diâmetro terá um comprimento total de 480 km e um custo total de US\$ 510 milhões (COSIPLAN, 2018).

A primeira fase do gasoduto foi concluída em maio de 2000, constituindo-se de dois trechos de 25

km em cada uma das duas extremidades do gasoduto, conectando a fronteira com a Argentina-Uruguaiana; e Canoas/RS ao Polo Petroquímico de Triunfo. Na extremidade oeste, o trecho está conectado com o gasoduto da Transportadora de Gás del Mercosur S.A. (TGM) e, na sua extremidade leste, com o gasoduto da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Aguarda-se, agora, a definição do traçado entre as localidades de Uruguaiana e Porto Alegre.

4.1.2. Integração via Terminais de GNL

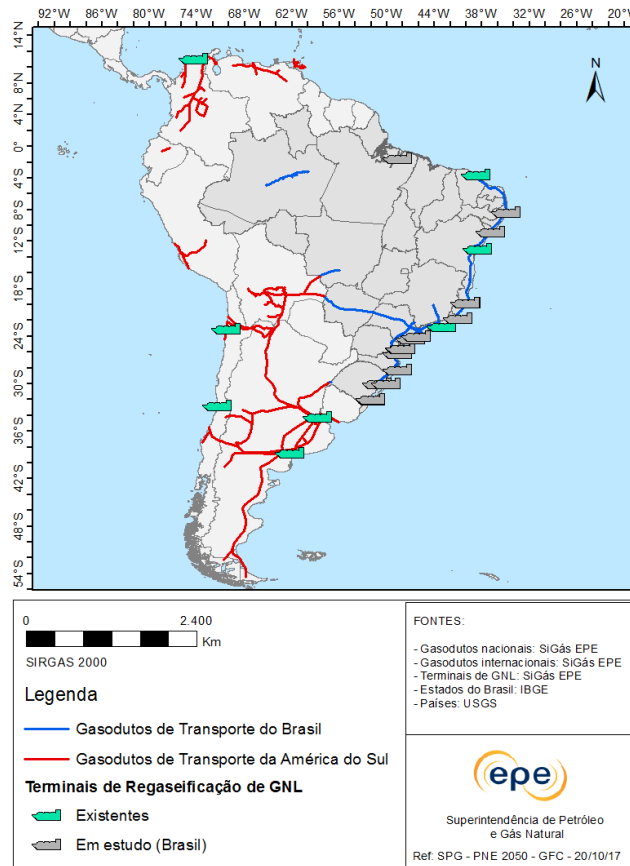
A proposta deste gasoduto é prover gás natural para a Região Sul do Brasil, principalmente para as cidades de Uruguaiana e Porto Alegre a partir de uma conexão realizada em Aldea Brasileira (Província de Entre Ríos - Argentina). Uma vez finalizado, o gasoduto de 24” de diâmetro terá um comprimento total de 480 km e um custo total de US\$ 510 milhões (COSIPLAN, 2018).

A primeira fase do gasoduto foi concluída em maio de 2000, constituindo-se de dois trechos de 25 km em cada uma das duas extremidades do gasoduto, conectando a fronteira com a Argentina-Uruguaiana; e Canoas/RS ao Polo Petroquímico de Triunfo. Na extremidade oeste, o trecho está conectado com o gasoduto da Transportadora de Gás del Mercosur S.A. (TGM) e, na sua extremidade leste, com o gasoduto da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Aguarda-se, agora, a definição do traçado entre as localidades de Uruguaiana e Porto Alegre. Embora as incertezas sejam maiores, em função de não haver ainda estudos mais aprofundados e/ou resultados

concretos, e as estimativas de volume sejam menores, Uruguai (há potencial via GNL) e Paraguai também apresentariam vantagens locais para o atendimento da Região Sul do Brasil. Para projetos de interligação com países vizinhos, via Região Norte do Brasil, a questão logística é mais complexa, dados os desafios construtivos e de competitividade para os projetos. Esses seriam os casos de interligações da malha Peruana (via Acre) e da malha Venezuelana (via Estados do Arco Norte) com o território brasileiro.

Entretanto, o gás natural destes mesmos países (Peru e Venezuela) poderia também ser importado por meio de navios metaneiros, na forma de GNL. Adicionalmente, poderiam surgir fluxos de movimentação de GNL entre os países por meio de navios, dependendo das sazonalidades de demanda e das oportunidades de otimização da compra da commodity. O posicionamento dos principais terminais de GNL na América do Sul pode ser observado na Figura 7.

Figura 7 – Terminais de GNL na América do Sul



Instalação de Planta de Regaseificação de GNL no Uruguai

O objetivo do projeto é promover a diversificação das fontes de suprimento de energia do Uruguai. O projeto consiste na instalação de uma planta de regaseificação offshore na costa uruguaia, com capacidade de até 15 milhões de m³/dia, para atendimento do mercado uruguaio e, eventualmente, o mercado argentino. O custo total, bancado pela iniciativa privada, é da ordem de US\$ 500 milhões.

Durante 2016, o projeto foi reformulado, mantendo as características técnicas originais (FSRU, instalações portuárias offshore e gasodutos), e aspectos centrais foram reforçados, como projeto

de estruturas, operação do terminal e variantes no modelo de negócio. Nesse contexto, passou-se por uma série de etapas, onde finalmente foi realizada “open season” de venda da capacidade do terminal, a fim de conhecer de forma vinculante o potencial interesse das empresas em contratar esses serviços.

Até o momento, a situação é um projeto em análise, em que se está em um período de negociação com a empresa resultante da temporada de abertura e, uma vez concluída essa instância, poderá se tomar a decisão final de investimento – FID (COSIPLAN, 2018).

5. Recomendações

A análise dos potenciais custos e benefícios relativos à integração energética regional requer um aprofundamento de métodos qualitativos e quantitativos que contribuam para aprimorar a avaliação de projetos a serem considerados no planejamento energético de longo prazo.

Para realização desses estudos de integração regional é necessária a estruturação de uma base de dados com características uniformes dos países envolvidos, como por exemplo dados de geração, transmissão, distribuição, planos e potencial de expansão, fluxos, preços, além de acesso à informação sobre políticas setoriais e regulação do setor em cada País. A obtenção desses dados permite ampliar o portfólio de projetos de geração e transmissão considerado nos estudos da expansão elétrica de longo prazo.

Recomenda-se também a modelagem de forma integrada do setor elétrico dos países para prover estimativas de custos e benefícios econômicos, ambientais, sociais e operacionais. Especialmente, no caso dos benefícios decorrentes de sinergias entre os sistemas (complementariedade e efeito portfólio), a quantificação dos benefícios requer simulações de cenários integrados de longo prazo, a exemplo de BID (2017).

O desenho de mercado foi identificado como principal barreira para o avanço na integração energética. Recomenda-se aprofundar a pesquisa, discussão interna e com outros agentes, sobre a integração dos mercados de eletricidade dos países, levando-se em conta ainda as questões do modelo de comercialização brasileiro que precisam ser endereçadas antes.

Grandes projetos de integração eletroenergética entre os países que fazem fronteira com a região Norte e Centro-Oeste do Brasil são fortemente influenciados por questões socioambientais, que podem impactar a viabilidade desses projetos no horizonte do PNE. Além disso, a viabilidade técnico-econômica desses projetos é

impactada pelos investimentos associados à construção de nova infraestrutura de transmissão até os principais centros de carga do Brasil. Tendo em vista essas limitações, a tendência é que interligações de grande porte não se viabilizem antes de 2040.

Em relação ao Gás Natural, existem incertezas com relação à: (i) disponibilidade dos recursos e (ii) incorporação de reservas de gás natural em tempo hábil para a renovação total dos contratos vigentes.

A disponibilidade dos recursos possibilita a assinatura de novos contratos e a construção de infraestrutura para movimentação de gás natural entre os países, bem como a ampliação da infraestrutura existente.

A interligação por meio de gasodutos ou por terminais de GNL, além do estabelecimento de um anel dutoviário entre Brasil, Bolívia e Argentina, pode contribuir para a segurança energética para estes países. Em adição, o comércio internacional de GNL pode promover uma oportunidade de otimização dos fluxos de gás natural por todo o litoral da América Latina.

As instalações de estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) existentes e futuras também podem contribuir para a otimização dos fluxos entre os países, a gestão das malhas de transporte e a integração energética na América Latina.

As restrições socioambientais em algumas localidades podem influenciar a viabilidade técnico-econômica de projetos de gasodutos e limitar a integração energética entre os países, por exemplo os desafios já identificados na região Amazônica.

A realização de estudos integrados de avaliação dos potenciais de demanda pode contribuir para a viabilização dos projetos de gasodutos nacionais e internacionais, principalmente em áreas ainda não atendidas pela infraestrutura existente de gás natural.

Para além das questões relativas aos estudos e informações, é necessário o envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais, por exemplo por meio de diálogos bilaterais, multilaterais ou mecanismos de cooperação que possam conferir a adequada segurança jurídica para resolução de conflitos. Isso

serve para alinhar esforços de desenvolvimento e cooperação técnica, expandir redes de contato para além dos governos, envolvendo também agentes do setor privado e outros organismos importantes no setor, além de estimular interesse na análise de opções de política pública.

6. Referências

ABAL - Associação Brasileira do Alumínio. **Anuário Estatístico 2011**. São Paulo, 2012. Disponível em: <<http://abal.org.br/biblioteca/publicacoes/>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD. **Plan Maestro de Generación Período: 2016 – 2025**.

ALUMINIUM TODAY. Rio Tinto puts off plans for Paraguay aluminum plant. Reuters, Assuncion, 10 dez. 2013. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2013/12/10/riotinto-paraguay-idUSL1N0JP1MD20131210>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

APEC - Asia-Pacific Economic Cooperation. **APEC Unconventional Natural Gas Census**. APEC Energy Working Group. January 2013.

BARITAUD, M.; VOLK, D. **Seamless power markets**: Regional integration of electricity markets of IEA member countries. Paris: OCDE/IEA, 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/SEAMLESSPOWERMARKETS.pdf>>. Acesso em 13 julho 2018.

CAMMESA. Informe Annual, 2016.

CARDOSO, J.G.R. et al. A indústria do alumínio: estrutura e tendências. 2011. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 33, p. 43-88, mar. 2011. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2499>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

CASTRO, N.J.; ROSENAL, R.; GOMES, V.J.F. A **Integração do Setor Elétrico na América do Sul : Características e Benefícios**. Textos de Discussão do Setor Elétrico, n. 10. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2009. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE10.pdf>>. Acesso em: 16 abr. 2014.

CASTRO, N.J.; ROSENAL, R. (Org.). **Integração e segurança elétrica na América Latina**. Rio de Janeiro: Oficina de Livros, 2016. 255p. Disponível em: <www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro169.pdf>. Acesso em: 12 jun. 2018.

CEDIGAZ. **Gas Storage in Europe**, recent developments and outlook to 2030. Apresentação ao 8th annual Gas Storage and Transmissions Conference, em 19 de junho de 2014.

CIER/CAF (2012). **Nuevas Oportunidades de Interconexion Eléctrica en América Latina**. Bogotá: CAF, 2012. Disponível em: <<http://publicaciones.caf.com/media/18406/oportunidades-interconexion-electrica-america-latina.pdf>>. Acesso em: 07 abr. 2014.

COSIPLAN - Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento de UNASUR. Disponível em: <<http://www.iirsa.org/>>. Acesso em julho de 2018.

EIA/ARI - Energy Information Administration/Advanced Resources International, Inc. **EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment**. June 2013.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia**. Março, 2017.

_____. **Integração Energética na América do Sul : Aspectos conceituais e perspectivas**. Draft de NT da Série Estudos de Energia. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

FELÍCIO, C. Rio Tinto Alcan assina protocolo para implantar complexo no Paraguai. **Valor**, Buenos Aires, 21 dez. 2012. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/empresas/2949496/rio-tinto-alcan-assina-protocolo-para-implantar-complexo-no-paraguai>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

FMI – Fundo Monetário Internacional. **World Economic Outlook Database**. Outubro de 2015.

GUYANA POWER & LIGHT INC. DEVELOPMENT AND EXPANSION PROGRAMME(2016) 2016 - 2020.

Guyana. ENERGY POLICY OF GUYANA PREPARED BY THE NATIONAL ENERGY POLICY COMMITTEE (1994).

HALLACK, M., VAZQUEZ, M., (2013). **Integração Energética e resolução de conflitos na utilização de gasodutos sul-americanos**. Blog Infopetro, Grupo Economia da Energia, IE/UFRJ.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2014**. Paris: OECD/IEA, 2014.

Mehairjan, Samuel & Mehairjan, Ravish. (2011). Developments & Future Expansions Potential in the Electric Power System of Suriname. 10.13140/2.1.5159.2960.

Ministerio de Ambiente y Energía MINAE. VII **Plan Nacional de Energía 2015-2030**/Ministerio de Ambiente y Energía MINAE ; Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD. – 1 ed. – San José, C.R. : PNUD, 2015.

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos de Ecuador (2016). Agenda Nacional de Energía 2016-2040.

Ministerio de Energía. Comisión Nacional de Energía. Gobierno de Chile (2017). **Anuario Estadístico de Energía 2017**.

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2015). **Energía 2050**. Política Energética de Chile.

Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua (2017). Plan de Expansion de la Generacion Electrica de 2016-2030, Informe Ejecutivo.

Ministerio de Energía y Minas del Perú (2015). Plan Energético Nacional 2014-2025.

Ministerio de Energía y Minería de Argentina. **Informe Estadístico Anual 2016**.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2014). **Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025**.

Ministerio de Industria, Energía y Minería. Balance Energético Nacional - Uruguay 2016.

Ministerio de Industria, Energía y Minería Política Energética 2005-2030 de Uruguay(2016).

Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador (MARN) EN COOPERACIÓN CON: COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL)EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE EL SALVADOR, 2011.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Perspectivas de Integração Elétrica com os Países Vizinhos**. In Foro de Integración Energética Regional 2006 (FIER).

Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2016). **Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029**.

MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES. Paraguay. 2013. Disponible em: <http://www.mre.gov.py/>>. Acceso em: 15 abr. 2014.

MOPC (2011) Situación de Energías Renovables en el Paraguay, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones Asunción.

OLADE. Paraguay. 2011. Disponible em: <<http://www.olade.org/es/quienes-somos/paises-miembros/paraguay>>. Acceso em: 15 abr. 2014.

OXFORD - Oxford Institute for Energy Studies, (2016). **Unconventional Gas in Argentina – Will it become a game changer?**

Panamá. Actualización Plan Energético Nacional 2015-2050 – “Panamá, El Futuro que Queremos”. 2017.

PAREDES, Juan Roberto. **La red del futuro: desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina**. Monografía del BID; 565. Washington: Puntoaparte, 2017. Disponible em: <https://publications.iadb.org/handle/11319/8682>. Acceso em 13 julho 2018.

Programmation Pluriannuelle de l’Énergie (PPE) 2016-2018 et 2019-2023 de la Guyane.2016.

RAPPORT FÉVRIER 2017 Mission de la Commission de régulation de l’énergie en Guyane.

RAINERI, Ricardo. **Integração Energética na América do Sul**: Experiências, Possíveis Benefícios, Riscos e Desafios. In: CASTRO, N. J.; ROSENAL, R. (Org.), *Integração e segurança elétrica na América Latina*. Rio de Janeiro: Oficina de Livros, 2016. p. 216-254.

República Bolivariana de Venezuela (2014). PDSN 2013-2019. Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

República del Perú (2017). Balance Nacional de Energía 2016.

REUTERS, (2016). Repsol makes major natural gas discovery in Bolivia -govt and co. Notícia de 19 de fevereiro de 2016.

REUTERS. Alcoa cortará produção de alumínio primário no Brasil. **Reuters**, São Paulo, 14 ago. 2013. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRSP97D07320130814>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

Secretaría de Energía (2015), México: Prospectiva del Sector Eléctrico 2015 - 2029.

SECRETARÍA DE PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS MINISTERIO DE AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA (2017). PLAN NACIONAL DE ENERGÍA 2017 - 2032.

SURINAME. Ontwikkelingsplan 2012 - 2016 SURINAME IN TRANSFORMATIE.

TOTAL. Bolivia: Total starts up production at Incahuasi gas field. Notícia de 3 de agosto de 2016.

UNASUR-OLADE. UNASUR: **Un Espacio que Consolida la Integración Energética**. Quito: OLADE, 2012. Disponível em: <<http://www.olade.org/publicaciones/unasur-un-espacio-que-consolida-la-integracion-energetica/>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

UPME (2015).Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050

U.S. GEOLOGICAL SURVEY. **Mineral Commodity Summaries**. U.S. Department of the Interior. Virgínia: USGS, 2013. Disponível em: <<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2013/mcs2013.pdf> >. Acesso em: 15 abr. 2014.

_____. **USGS World Energy Assessment**. Central and South America – Region 6.