

Ponderação analítica para da integração energética na América do Sul

Miguel Edgar Morales Udaeta*
Geraldo Francisco Burani
Murilo Tadeu Weneck Fagá
Cidar Ramón Rocha Oliva

RESUMO

Neste artigo, pretende-se mostrar um panorama atual da integração energética, formular a disposição dos atores e analisar as bases para fortalecimento das relações transfronteiriças de energia. Para isto parte-se da percepção de que a situação atual em que se manifesta a Indústria Energética de alguns países na América do Sul mostra o escopo e o papel da integração energética. No comércio energético transfronteiriço, é a Argentina quem mais infraestrutura criou para negociar fluxos de “elétrons e moléculas” aos países vizinhos. Observa-se que se bem a integração possibilita o acesso às vantagens das economias de escala e a compartilhar reservas, não está muito claro o negócio em si referido a questões jurídicas, de regulação e de contrato no longo prazo, que é quando aparecem as barreiras de soberania e prioridades internas, como provam recentemente os casos da Argentina (escassez de gás natural) e Bolívia (abundância de gás natural).

Como resultado, no caso do gás natural, tem-se que a integração real na região passa pela inclusão dos atores de mercado e deve contemplar a Bolívia pelas suas reservas de gás natural e sua posição geográfica; ao Chile, que tem mínimas reservas energéticas, e ao Brasil, que apesar de possuir reservas tem grandes necessidades de energia e mais a longo prazo Venezuela deverá ser quem garanta a integração física. Nesse sentido, conclui-se que interconexões (no escopo da integração energética) significam infra-estrutura de grande alcance com metas binacionais e multinacionais, com todos os atores sempre contemplados nos negócios, e os próprios países como garantia final e como um meio para se ter acesso a um serviço mais eficiente em qualidade e segurança em termos de abastecimento energético. Então, deve-se definir o papel, a organização e o funcionamento do mercado energético integrado.

1. Introdução

Para se traçar um caminho até a integração energética na América Latina, observando-se a realidade atual, deve-se assinalar a contribuição que o setor energético característico de cada país poderá oferecer ao processo de desenvolvimento econômico e social. Ele deve se concretizar em um esquema que viabilize uma política de integração regional. Pensando nas responsabilidades atuais, é evidente que a participação dos atores privados e também estatais no setor de energia deve respaldar e assimilar os planos dos órgãos públicos constituídos formalmente nos países e na região.

É evidente que a integração energética é sinérgica ao processo de desenvolvimento da América Latina, por isto, a partir de um balanço da década passada, no contexto energético e também geral, se deve avaliar os câmbios atuais e os objetivos das novas regras do jogo dos principais energéticos e seus mercados: petróleo, gás e eletricidade. Devem-se analisar as características do setor energético no tocante à regulação, preço, competitividade, planificação e serviços, incluindo os impactos ambientais vinculados. Fazendo inclusive uma perspectiva energética para os possíveis desenvolvimentos, normal e sustentado, incluindo sempre e conscientemente a eficiência energética e as novas técnicas e tecnologias de aproveitamento energético. Em tempos de crise, deve-se considerar seriamente a importância do setor energético como um dos eixos fundamentais do desenvolvimento regional.

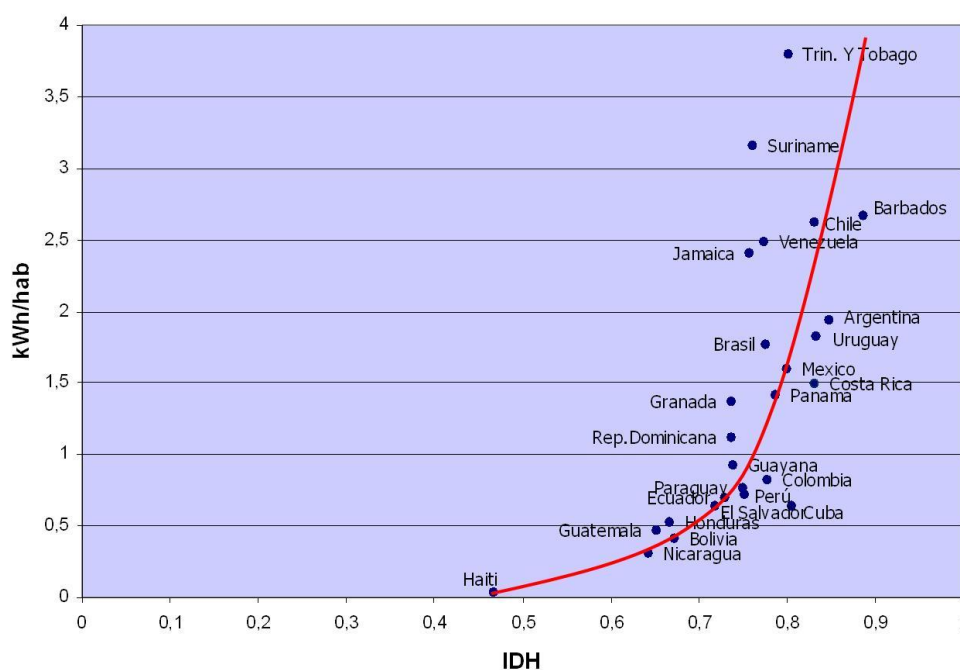
Tendo em mente a situação atual dos países latino-americanos, deve-se então pôr em evidência o contexto maior no qual o papel da indústria energética se manifesta, isto é, a integração energética. Na América do Sul, quando se trata do comércio energético transfronteiriço (o que dá validade à integração física – Linhas e Gasodutos), é a Argentina quem mais infra-estrutura produziu para deixar fluir elétrons e moléculas aos países vizinhos (fora dos tradicionais meios de transporte do petróleo). É claro para todos que a integração possibilita o acesso às vantagens da economia de escala e o compartilhamento de reservas. O que não está muito claro é o negócio em relação a questões jurídicas, de regulação e contrato no longo prazo, que é quando aparecem as barreiras de soberania e prioridades internas, como provam os casos de Argentina e Bolívia nos últimos anos.

* udaeta@pea.usp.br / IEE/USP / GEPEA-USP

No entorno da integração, tendo-se em mente o Cone Sul, deve-se contemplar a Bolívia como um driver em um futuro próximo, posto que esse país, dadas as reservas de gás natural (cerca de 50 TCFs), tem uma posição geográfica de facilitadora para negócios energéticos – gasíferos e elétricos. Além do mais, como o mercado está composto por produtores e consumidores, e tendo como atores principais os dos países chave como são o Chile, com reservas energéticas mínimas, e o Brasil, com grandes necessidades de energia; além da Venezuela, energeticamente sustentável por excelência. A integração real acontece com a inclusão destes atores no mercado. Posto que interconexões entre países significam infra-estrutura de grande alcance e com conceitos e metas multinacionais, onde todos os atores sempre devem ser contemplados nos negócios (onde quem fornece as garantias é o próprio Estado, qualquer que seja o grau de risco inerente).

Quando se pensa no longo prazo, e na busca de consolidar os alicerces do desenvolvimento sustentável das nações e por tanto das Regiões do globo, a integração energética é e deve ser sempre o reflexo da idéia de erradicar a pobreza do continente americano. Nesse sentido, um dos fatores mais importantes está relacionado com o IDH (Índice de Desenvolvimento Humano). Além da renda por habitante, a expectativa de vida e o nível educacional, o desenvolvimento humano (e também o IDH) está o relacionado com o tema energético (ver gráfico 1). Por isso fica clara a importância da energia, insumo que atinge a sociedade como um todo e influencia seu desenvolvimento.

Consumo Percápita versus IDH



Fonte Própria, a partir de OLADE e PNUD, 2005

Gráfico 1. Consumo de energia e IDH

Na América do Sul, já está se começando a ver importantes projetos de energia que envolvem os países da região. Interconexões elétricas entre Equador e Colômbia, Colômbia e Venezuela, Argentina e Brasil. Projetos binacionais entre Paraguai e Brasil, Paraguai e Argentina, o gasoduto Bolívia – Brasil e a interconexão elétrica Venezuela – Brasil contribuem não só para o processo de integração, mas também e principalmente para o desenvolvimento sustentável e a melhoria da qualidade de vida em toda a sociedade (ver figuras 1 e 2).

Há um bom tempo, inclusive na OLADE (Organização Latino-Americana de Energia), demonstra-se a incidência que tem o grau de eletrificação e o consumo de energia no desenvolvimento dos países. Ao mesmo tempo é evidente, dadas as significativas assimetrias sociais e os elevados níveis de pobreza na região, que a cobertura elétrica pode ser um indicador pobre se os consumos nos estratos mais baixos se reduzem a usos limitados dos benefícios que a eletricidade provê ao bem-estar das famílias. Essa afirmativa é confirmada com o gráfico 1, onde se vê que os países menos desenvolvidos da América Latina são justamente os que consomem menos energia por habitante. O processo de integração

energética regional deve também considerar o contexto da IIRSA (Iniciativa para Integração da Infra-Estrutura Regional Sul-Americana) que é uma iniciativa que contempla mecanismos de coordenação entre os Governos, as Instituições Financeiras Multilaterais e o Setor Privado, para coordenar a visão política estratégica da América do Sul e os planos e programas de investimento, além de priorizar os eixos de integração e desenvolvimento, assim como os projetos específicos no interior destes.

Pode-se decidir então que os empreendimentos de integração energética na América Latina são instrumentos também para o desenvolvimento sustentável, posto que com a integração da infraestrutura física se consolidam também a integração nos aspectos políticos, culturais, econômicos ambientais e sociais (inclusive a inclusão do mercado global).

2. Rumo à Integração Energética na América do Sul

Já que as interconexões internacionais são um meio para que os consumidores tenham acesso a um serviço energético mais eficiente, com melhor qualidade e com menor incerteza para o abastecimento, os acordos entre os países sobre o papel, organização e funcionamento do mercado energético integrado se demonstram mais do que necessários. Eles implicam na definição de uma arquitetura de integração gasífera e/ou elétrica fundamentalmente amarrada a bases regulatórias conjuntas em paralelo com a regulação caso a caso (em geral já existente), e ademais sem discriminar atores, muito menos a soberania de cada Estado.

Os avanços na integração energética na América do Sul demonstram que um mercado energético transfronteiriço implica em regras que facilitem transações entre atores privados e/ou públicos. Isso faz necessária a existência de instituições que administrem o mercado e a confiabilidade do sistema e que os governos garantam os fluxos, sejam estes através de elétrons ou de moléculas, no transcurso do tempo, não apenas nas redes físicas. Além disso, percebe-se a necessidade de uma base pré-definida de um mercado regional para a Indústria Energética, que considere os mercados nacionais dos agentes envolvidos, tal que não afete dentro de cada país nem ao investidor nem ao consumidor (interno e/ou externo, em ambos os casos). Os intercâmbios binacionais consolidados do insumo energético conduziram, como se observa nas figuras 1 e 2, aos governos da América do Sul a (no ano 2000) criar a “Iniciativa para a Integração da Infra-estrutura Regional” (IIRSA), acima mencionada, sendo que a implantação da IIRSA está a cargo do BID, CAF e FONPLATA, e compreende os setores de transporte, energia e telecomunicações, e engloba 12 sub-regiões.

Observando as figuras 1 e 2, verifica-se que a Argentina demonstra até hoje maior coerência física nos negócios energéticos transfronteiriços.



Fonte: Gasatacama 2005

Figura 1. Integração Energética (Gás Natural e Eletricidade)

A necessidade regional de intercâmbios e de ampliação de mercados além das fronteiras nacionais define e confirma um caminho lento e seguro para a integração energética. Este cenário

promissor para a integração energética permite visualizar mais a longo prazo que a integração hemisférica não é um sonho, e pressupõe elementos reais que devem ser considerados. Porém, há necessidade de superar uma história de conflitos binacionais (por exemplo, Chile e Bolívia); superar o medo da dependência energética e a disparidade dos mercados, proscrever as proteções e privilégios a alguns atores e encontrar uma coerência regulatória entre os países (reciprocidade no tratamento e acesso aberto).

O gás natural, dentro de uma perspectiva (não necessariamente a mais otimista), é e será por pelo menos durante os próximos dez anos o vetor de referência para a integração energética na América do Sul. As realizações físicas até agora entre Argentina, Bolívia, Chile, Brasil, Uruguai, Venezuela e Peru o demonstram (ver figuras 1 e 2). Para ilustrar esse contexto, é bom ter uma idéia clara da perspectiva, no Cone Sul, para o consumo desse energético tal como se observa na figura 3.

Cabe mencionar que após mais de dez longos anos de convivência pragmática com o que se conhece como doutrina neoliberal, muitos países da América do Sul vêm introduzindo soluções aos seus problemas políticos, sociais e econômicos com fortes indícios não-ortodoxos e, além disso, em uma mistura entre planificação e mercado. Venezuela, Argentina e Brasil são os mais visíveis nessa tendência, fundamentalmente no campo da Indústria Energética, muito embora o resto das nações também tenha traços semelhantes na busca por uma estabilidade socioeconômica real.

2.1 Integração Energética na Região do MERCOSUL

O Mercosul, bloco econômico formado por Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai, tendo como associados Bolívia, Chile e Peru, surge no marco da necessidade de expansão dos mercados nacionais e com o propósito de impulsionar a circulação de bens e serviços em outros setores que não são necessariamente os da energia. Porém, as relações energéticas binacionais entre os países do bloco são anteriores à confirmação desta iniciativa de integração, e constituem antecedentes e eixos do processo pela sua importância e vinculação com o desenvolvimento dos povos (como por exemplo, nos 70s, o gasoduto entre Bolívia e Argentina – Gasrig, e a hidrelétrica entre Brasil e Paraguai – Itaipu).

Está confirmado um mercado emergente de energia às custas e facilidades do Mercosul (incluindo os países associados: Chile, Bolívia e mais recentemente Peru), onde se constata, do ponto de vista do sistema energético como um todo (sem discriminar as fontes), que há um mercado consumidor composto essencialmente pelo Brasil e, em menor grau, por Chile e Uruguai, e, países produtores como Argentina, Bolívia e Paraguai. Mais recentemente, em termos de gás natural também o Peru aparece como iminente produtor (sempre é claro no escopo da integração energética).

Desde a assinatura do Tratado de Assunción (1991), o setor energético dos países do Mercosul tem apresentado mudanças notáveis, tais como:

A reestruturação do setor energético, vinculada à reforma do papel do Estado (menos empresário e mais regulador), e a dinamização dos investimentos estrangeiros.

O gás natural cataliza uma vocação integradora, posto que todos os países do América do Sul tem projetos de gasodutos.

Vislumbra-se um sistema gasoelétrico, posto que a expansão elétrica se projeta na geração térmica a gás.

Evidentemente o gás natural, em termos da integração energética regional, implica na racionalização dos preços dos combustíveis, no desenvolvimento de novas reservas, e é uma alavanca para o comércio transfronteiriço e intra-regional. Prova de que esse processo é verificado na prática, numa mescla de estratégia política e busca da sustentabilidade de longo prazo, tem-se que em outubro de 2005 Venezuela se incorporaria como membro pleno do Mercosul.



Fonte: ARPEL, 2004

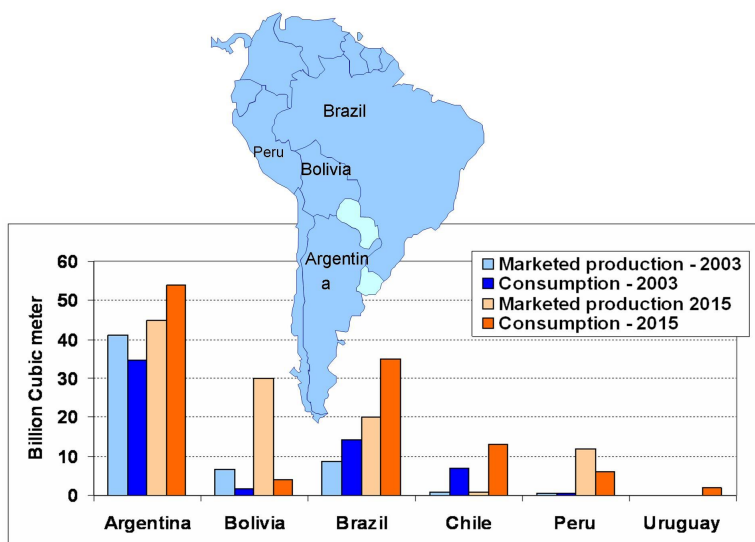
Figura 2. Integração Energética Gasífera (Atual e Perspectiva)

Um dos grandes desafios do Mercosul é a extensão a outros países da região, assim como sua relação com o resto do mundo. Até o momento, foram firmados Acordos de Complementação Econômica com a Bolívia (1995) e com o Chile (1996), e um Acordo de Cooperação com a União Européia (1995). Ademais, têm-se realizado negociações hemisféricas para a criação da Associação de Livre Comércio das Américas (ALCA). Más recentemente e com a incorporação como membro associado ao Mercosul do Peru (2003), em 2004 todos os países da CAN tem esta mesma condição no Mercosul.

2.2 Integração Energética na Região da CAN

O mapa energético dos países participantes da CAN (Comunidade Andina de Nações), Venezuela, Colômbia, Equador, Peru e Bolívia, apresenta três mercados com oportunidades de integração: petroleiro, gasífero e elétrico. No mercado petroleiro, Venezuela, Colômbia e Equador são fonte de abastecimento a alguns países da região, como é o caso do Chile, Peru e Brasil. Estes últimos países, não obstante com recursos próprios, demonstram necessidades além do petróleo que consomem endogenamente.

No caso do gás, Venezuela e Bolívia têm recursos que excedem, em muito, as demandas locais e ainda a demanda regional. Porém, existem expectativas de desenvolvimento de integração, particularmente no caso de Bolívia e Peru, a respeito da zona norte do Chile (ver figura 2). Nos hidrocarbonetos, além da integração física, a Petrobras (Brasil) e a PDVSA (Venezuela) determinam também uma integração corporativa, fortalecendo uma visão da região como bloco econômico.



Fonte: Total / Cedigaz 2003 – WoodMackenzie 2015

Figura 3. Oferta e Demanda de Gás Natural no Cone Sul

A integração do setor elétrico na região andina (ver figura 1) é verificada na existência de interconexões entre Venezuela, Colômbia, Equador e Peru. Posto isso, pode-se dizer que a CAN desenvolveu uma importante rede de interconexões. A Bolívia, em todos os casos, aparece como país “dobradiça” por suas características próprias, pois tem possibilidades de interconexões elétricas com Argentina, Brasil, Chile e Peru (como um nó de distribuição entre oferta e demanda).

Os países membros da CAN firmam o Acordo de Cartagena em 2001, a fim de promover a adaptação dos regimes jurídicos internos que permitam a livre comercialização, exportação, importação e acesso ao uso de redes de transmissão de energia elétrica entre os países. O acordo inclui a promoção de um marco normativo comum.

Como referencial que dá início ao projeto de interconexão regional, em 2002 a CAN determina o Marco Geral para a integração sub-regional de Sistemas Elétricos e Intercâmbio Comunitário de Eletricidade. Havendo-se criado o Comitê Andino de Organismos Normativos e Reguladores de Serviços de Eletricidade, o qual mostra que há consciência na busca de regimes jurídicos que permitam o livre acesso e regras para a comercialização e operação das interconexões internacionais, além da necessidade de acesso a toda informação requerida para possibilitar o intercâmbio entre os países.

3. Atores Determinantes para a Integração Energética

Antes de mais nada é bom deixar claro que a América do Sul é um território muito difícil de articular em termos da sua geografia física, pela sua extensão e pela sua diversidade de sistemas e pisos ecológicos. Isso pode ser visto muito bem através da figura 4.

A integração energética implica em fortes investimentos em infra-estrutura física, a qual requer um ambiente seguro para os investimentos e um marco regulatório adequado e harmônico nos países, que permita integrar os mercados sem discriminações e em regimes de acesso aberto de instalações de transporte. Desde já, costuma-se mencionar que os mercados globalizados não distinguem fronteiras e os países requerem, no aspecto institucional, representações supranacionais para encarar de forma mais sadia os negócios em todos os setores. Isto, principalmente porque os negócios energéticos e as possibilidades de agregar valor ao produto energia não estão limitados às fronteiras dos países membros: a integração dos mercados energéticos é um sistema aberto às demais regiões da América do Sul e do mundo.

Neste sentido, uma observação mais pragmática para que exista a Integração Energética indica que, necessariamente, devem estar envolvidos agentes integradores como são empresas estatais e/ou privadas (Petrobras, PDVSA, Repsol) e entidades financeiras com a CAF, O BID, o Banco Mundial e o FONPLATA.



Figura 4. América do Sul é sua Geografia de difícil Articulação

3.1 Agentes Financiadores

Ao tratar da integração energética sul-americana, pelas características típicas do continente, é importante identificar os fundamentos relativos ao financiamento de Projetos no Setor Elétrico. Mesmo porque o financiador e seus instrumentos de investimento são a chave na implementação de empreendimentos de infra-estrutura, ainda mais quando se trata da Indústria Energética para a integração.

Normalmente, o financiamento energético implica na participação de vários atores investidores. Os principais projetos do setor energético tratam de obter financiamento através da alocação de cada risco ao ator (envolvido) que melhor se posiciona para assumi-lo. Isso pressupõe a existência de um marco regulatório que permita às partes identificar, distribuir ou assumir riscos àqueles atores que mais eficientemente possam valorar e evitar tais riscos, partindo-se, por exemplo, da garantia de uma fonte de energia como o gás natural e um comprador do produto como a eletricidade.

Em mercados maduros, e principalmente com grandes volumes de energia em jogo, podem-se conceber e estruturar projetos onde o “comprador” seja o mercado, sem uma relação contratual.

O grau de financiabilidade tem muitos elementos que entram em jogo, assim como os fluxos de caixa, a reputação dos patrocinadores, uma capacidade financeira de todos os participantes com um valor residual do ativo e as garantias. Muito embora, tem que se tomarem vários fatores analíticos para um financiamento capaz de não atrair surpresas desagradáveis. Desta maneira, vê-se que a análise das garantias tem como base principal a solidez contratual dependente dos fatores fundamentais, como a garantia jurídica e a garantia contratual.

A garantia jurídica contempla o histórico completo de mudanças de competência jurídica, dispendo de seguros de risco político, mitigação do risco através do envolvimento governamental com disponibilidade de mecanismos confiáveis e rápidos de execução dos direitos. Na seguridade contratual, os recursos rápidos e a execução de obrigações com a justiça são fundamentos principais, com um claro marco de prioridades preteridas e particularidades em projetos internacionais.

Para ilustrar melhor o processo de financiamento na Indústria Energética, no diagrama 1 podem-se observar todos os fatores e atores envolvidos em tal processo, e tendo como centro de referência uma Empresa de propósito específico.



Diagrama 1. Esquema de Financiamento de um Projeto

Um projeto de financiamento é ótimo quando tem as vantagens nos setores institucionais, de bancos privados, agências de crédito à exportação, mercados de capital e fundos de capital-risco. Isto, com os devidos custos de financiamento, que refletem sua qualidade intrínseca de maneira independente dos sócios e do entorno. Isso tudo dentro dos prazos que dependem de fluxos de caixa que permitem em muitos casos fazer financiamento em países nos quais o mercado de crédito bancário não dá prazos e/ou recursos, com uma profunda análise de risco bancário como forma de revalidar a viabilidade do projeto para os sócios que avaliam diretamente os riscos potenciais.

Porém, também há desvantagens inerentes as quais devem ser mencionadas, como por exemplo: conseqüências em que os custos são um pouco mais elevados com gastos legais, profissionais com dependência no marco regulador e com um ingresso diferenciado ao considerar o “Risco-País”. Então é requerida uma revisão contratual profunda e uma análise completa legal e financeira, o que demanda tempo com um forte compromisso dos sócios no trabalho com os bancos.

Existem instituições de financiamento como, por exemplo, a CAF, que é multilateral e supranacional e exclusivamente latino-americana

4. Bases Orientadas à Integração em cada País em Particular

Quando se analisa o tema da Integração Energética em toda a América do Sul, faz-se evidente que a existência de infra-estrutura energética transfronteiriça define caminhos pragmáticos para isso na região. De fato, pode-se identificar que além de Blocos conjuntos há sub-regiões menores e relações binacionais que se concretizam naturalmente. Mas quando olhamos para a América do Sul como um todo em sua geografia de nações, é interessante notar que se deve fazer uma análise visualizando especialmente a Bolívia como uma referência física evidente que une o MERCOSUL e a CAN, como pode ser visto na figura 6. Já que será um ponto de referência pela posição geográfica que tal país representa e como dobradiça entre os dois eixos de integração, o Mercosul e a CAN.

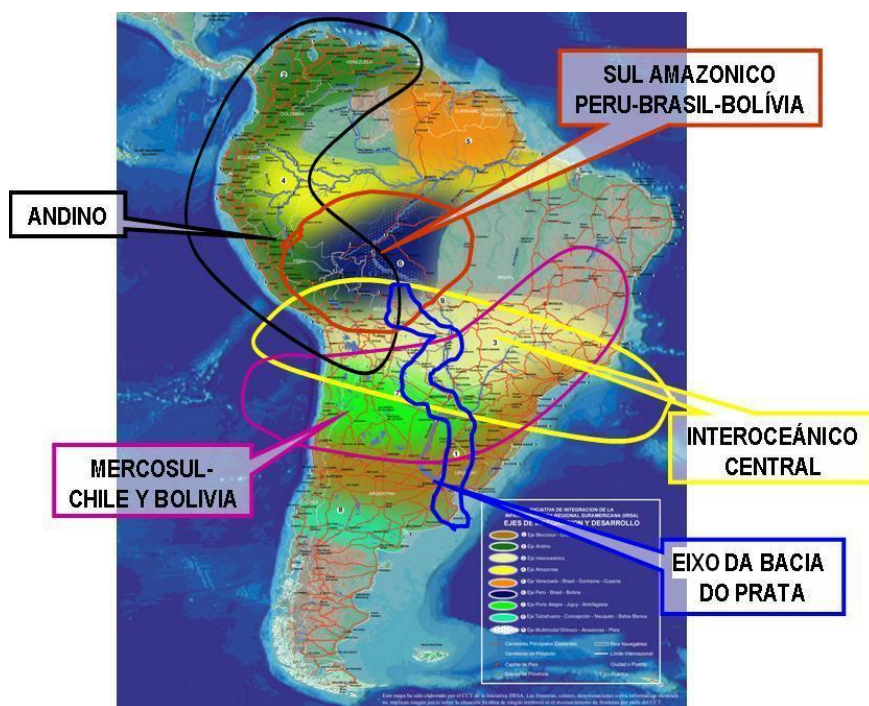


Figura 6. Bolívia tem uma Posição Privilegiada na Integração

4.1 Bolívia

O desafio de uma integração energética e gasífera, simultâneas e complementares, como um grande negócio integral, oferece aos países da CAN e do MERCOSUL oportunidades para a ampliação dos mercados, o êxito de economias de escala e a consolidação das sub-regiões como áreas com propósitos de desenvolvimento comuns. Bolívia, com sua posição geográfica e as reformas estruturais em sua economia tem consolidado esse país com grandes possibilidades de ser o Núcleo Virtual de Distribuição da Região. Os recursos energéticos de que dispõe poderiam definir a Bolívia também como o Produtor do Cone Sul.

As ações de integração energética e os investimentos no desenvolvimento de infra-estrutura de transporte incrementarão em um futuro bem próximo a capacidade exportadora do país. Por suas importantes reservas e localização geográfica, a Bolívia tem a possibilidade de converter-se no principal exportador da América do Sul até 2010. E ainda assim as reservas internas abasteceriam o mercado interno durante os próximos 200 anos adicionais.

O gás natural boliviano deve necessariamente encontrar sua monetização na exportação, inclusive industrializado, já que internamente os custos de infra-estrutura para seu completo aproveitamento são proibitivos, posto que a atividade socioeconômica interna (mesmo que triplicada) não permite a economia de escala mínima necessária. Isso tudo, justifica estratégias de integração regional que, pela situação de dobradiça do país, qualquer que fosse o modelo do mercado, viabilizariam o ingresso de divisas fortes. Nesse sentido, é importante observar, como já mencionado anteriormente, que a integração de mercados energéticos vai além de uma interconexão física de sistemas elétricos, pois busca um mesmo ambiente técnico, econômico e regulatório, para conseguir eficiência na utilização dos recursos e infra-estrutura existentes. Ele pressupõe a compatibilização de normas de regulação, de recursos e, de aspectos técnicos da operação, e a coordenação de aspectos econômicos derivados do processo.

A atividade petrolífera na Bolívia se encontra atualmente centrada no negócio do gás, particularmente no que concerne à exportação desse energético, e a constituir a Bolívia como o referencial energético do Cone Sul. Por isto, a busca de mercados para vender esse recurso abundante na Bolívia é o estímulo de médio e longo prazos para desenvolver tal setor, mas cabe assinalar que a melhor maneira de explorar esse energético é gerando valor agregado, instalando indústrias no país de conversão a líquidos, petroquímicas, termoeletricas, etc. Fica claro, porém, que isso tem e deve fazer-se em associação aos mercados que permitam economias de escala, como é, por exemplo, o Brasil.

O caso da exportação de energia elétrica, por exemplo, é fundamental, já que as usinas termoeletricas que se instalassem na Bolívia gerariam investimentos, empregos e recursos ao Estado boliviano através de impostos. Neste mesmo sentido, outro projeto importante e que está atualmente em

consideração é o da conversão do gás natural em combustíveis líquidos (GLT), mediante o qual se pretende instalar uma indústria de transformação do gás natural em outro tipo de energético, como diesel ou gasolina, gerando, além disso, água e eletricidade. Outros projetos estão relacionados com os de Gás Natural Liquefeito (GNL) e plantas petroquímicas.

Quanto mais se desenvolve uma indústria, torna-se cada vez mais importante a transmissão ou transporte de eletricidade, já que é o nexo entre a geração e a distribuição. Deve-se ter claro que a eletricidade não pode ser armazenada, porque a quantidade ofertada deve ser em todo momento igual à quantidade demandada, caso contrário apresentar-se-iam problemas no abastecimento aos usuários finais. Para que isto seja possível, as linhas de transmissão devem estar em condições ótimas e ter a capacidade mínima requerida para abastecer ao mercado elétrico.

Uma vez demonstrado quantitativamente que estão cobertas as necessidades nacionais de energia elétrica, a Bolívia pode orientar seus esforços à exportação. De longe, o Brasil é um potencial comprador a longo prazo muito importante. A Bolívia conta com grandiosas reservas de gás natural que podem ser utilizadas para alimentar indústrias de geração termoelétrica orientadas à exportação de energia, por exemplo, ao Paraguai, tal que permita a esse país exportar mais hidroeletricidade ao Brasil. A Bolívia apresenta também um potencial hidro-energético relativamente muito grande, o qual deve ser aproveitado.

Por outro lado, a capacidade instalada de geração no SIN (Sistema Interconectado Nacional) excede as necessidades atuais do Sistema. O aproveitamento desta capacidade não utilizada no êxito de maior cobertura elétrica também é um aspecto importante da política energética. Da mesma maneira, deve ser prioridade estratégica fazer uso desta capacidade ociosa, evitando a importação de energia elétrica quando o país tem condições de abastecimento com seus próprios recursos e agregando valor aos insumos que a produzem. Os dois pontos mencionados requerem uma política orientada à ampliação das redes de transmissão que permitam o aproveitamento da capacidade instalada.

A Bolívia em 2005 após de mais de dois anos de incertezas pelas quais passou. Primeiro (em outubro de 2003) pela renúncia do presidente eleito e a posterior renúncia do vice-presidente que havia assumido (isto, em junho de 2005), tudo sob pressão das mobilizações populares. Passou também por um referendo que em 2004 origina mudanças na Lei de Hidrocarbonetos vigente com a determinação de que a exploração de hidrocarbonetos deve deixar 50% de forma impositiva (impostos e/ou royalties). Assim, em maio de 2005, foi sancionada a nova lei de hidrocarbonetos, e regulamentada um mês depois. Toda ela determina um novo status na indústria energética boliviana, posto que a nova lei contempla a refundação da estatal YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos). Cabe mencionar que no caso elétrico não houve nem há nenhuma mudança, sendo que o modelo inicial se fortalece progressivamente em termos do mercado definido pelo sistema interconectado (SIN), hoje com capacidade instalada superior ao dobro da necessária .

4.2 Brasil

Nos anos 90, o Brasil decidiu flexibilizar o monopólio energético. Para isso, por exemplo, criou a Agência Nacional de Petróleo (ANP), que é uma autarquia que integra a Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas que compõem a indústria do petróleo sob o que foi estabelecido na lei 9.478, de 06/08/97, regulamentada pelo Decreto 2.455, de 14/01/98, e nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de acordo com os interesses do país. É interessante mencionar que recentemente, devido principalmente ao crescimento do gás natural na matriz energética brasileira, está em tramitação um Leis específica para o gás (em 2005, a Rodada 7 da ANP foi dedicada ao gás).

Uma das atividades mais importantes da indústria de petróleo e gás natural brasileira envolve sua exploração, desenvolvimento e produção, detalhadas na referida Lei 9.478, onde se destaca que essas atividades se exercerão mediante contratos de concessão, precedidos de licitação. Também enfatiza que a concessão implica para o concessionário a obrigação de explorar por sua conta e risco, e em caso de obter êxito, produzir petróleo ou gás em determinada área, e outorgando-se a propriedade destes bens, depois de extraídos, com a carga referente ao pagamento dos tributos que incidam e das participações legais dos contratos correspondentes.

A política de flexibilização do monopólio começou a partir de 1988, ano da aprovação da Lei do Petróleo pelo Congresso Nacional, e com a constituição da ANP em 1998. Depois disso, foram descobertos 75 poços pela Petrobras em 1998, 58 também pela Petrobras em 1999. Outros 50 em 2000, sendo 47 pela Petrobras e os 3 restantes com sua associada, e em 2001 117 novas descobertas, das quais 86 são da Petrobras, 30 em associação e uma única sem a participação da estatal. Em 2005, no Brasil, contabilizam-se cerca de 23 mil poços em atividade.

Muitas dessas áreas continuam sendo exploradas pela Petrobras em associação estratégica com Chevron, Texaco, TotalFinaElf, Exxon, Mobil, BP, El Paso, Unocal, Partex, Statoil e Shell. Destacam-se as descobertas de gás nas bacias de Camamu, Bahia e do Amazonas, e de petróleo num dos blocos da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Estão em fase de avaliação outras 25 novas áreas notificadas.

Outro aspecto importante é que se tem dado muita ênfase à exploração de petróleo e pouco se tem feito no refino. Por isso, espera-se que em 2005 o Brasil seja auto-suficiente na produção, mas poderá ainda ser deficitário no refino. Portanto, será importante também priorizar o refino de petróleo no curto prazo através de uma regulamentação que proporcione condições claras de competência de tal forma que, se não houver interesse do investidor privado, deverá fazer parte da planificação estratégica do governo – acionista majoritário da Petrobras – e priorizar investimentos nesta atividade para atender as necessidades do mercado doméstico.

O setor gasífero no Brasil consolidou sua importância na matriz energética através da implementação do gasoduto Brasil – Bolívia (Gasbol, que pode ser visto na figura 2) no ano 2000, o que foi um dos principais marcos da integração energética regional, o que deve ser uma prioridade para a América do Sul. O abastecimento para o ano de 2001 foi de 51% de produção doméstica e 49% de gás natural da Bolívia.

4.3 Paraguai

O mercado energético do Paraguai apresenta situações diferentes nos setores energia elétrica, hidrocarbonetos líquidos (incluindo GLP) e gás natural, considerando o grau de participação do Estado nas atividades industriais destes setores. Pode-se dizer que há uma grande participação do Estado (quase monopólica) no setor elétrico, uma estrutura com moderada participação do Estado no caso dos hidrocarbonetos líquidos e, finalmente, uma situação incipiente mas totalmente aberta ao setor privado no caso do gás natural.

O setor elétrico, o mais importante do ponto de vista produção de energia no Paraguai, se caracteriza pela presença do Estado em todas as atividades dessa indústria, por intermédio da empresa estatal ANDE (Administração Nacional de Eletricidade). As centrais hidrelétricas binacionais têm como sócios do capital integrado, por parte do Estado paraguaio, a citada empresa estatal. Como a ANDE possui o monopólio do serviço público de eletricidade e tem preferência pelo uso de recursos hídricos, existe a possibilidade de produção termoelétrica independente, a cogeração para consumo ou venda à ANDE e a geração com as novas energias.

No caso dos combustíveis líquidos, a empresa petrolífera estatal (PETROPAR) somente faz a compra/venda de óleo diesel, que importa principalmente da Argentina. No caso de um outro abastecedor, é possível se vender combustível à PETROPAR, participando dos processos licitatórios correspondentes.

No caso do gás natural, o Paraguai analisa a possibilidade de construir um gasoduto que passe pelo seu território, o qual transportaria gás natural boliviano (e posteriormente paraguaio, caso se confirme a exploração em curso) para: abastecer o mercado potencial interno (cerca de 1,2 milhões de metros cúbicos diários); suprir algumas centrais termoelétricas para abastecimento interno (a ANDE sinalizou que pagar entre 20 e 22 US\$/MWh); e deveria ser considerada também a possibilidade de abastecer o mercado transfronteiriço do Brasil (Paraná, Mato Grosso do Sul) e Argentina (Misiones, Corrientes e Formosa).

Considerando os sistemas elétricos, o Paraguai conta com os maiores volumes quanto a intercâmbios transfronteiriços, pois há um bom tempo possui, junto com o Brasil, a central hidrelétrica de Itaipu, uma das maiores do mundo. Mais recentemente, junto com a Argentina, controla a UHE de Yacireta, outra hidrelétrica de grande porte no contexto da indústria elétrica transfronteiriça.

Nesse sentido, é importante indicar que o parque gerador paraguaio está formado atualmente pelas Centrais Hidrelétricas de Itaipu e Yacyretá, ambas binacionais. Completam o sistema a Hidrelétrica Acaray 210 MW e pequenas térmicas que somam 6,1 MW. A Central Hidrelétrica de Itaipu, construída por Paraguai e Brasil no rio Paraná, possui uma potência instalada de 12.600 MW. A Central Hidrelétrica de Yacaretá, construída por Paraguai e Argentina no rio Paraná, possui uma potência instalada de 3.200 MW.

4.4 Argentina

A Argentina está saindo de uma profunda crise, e ainda não esboçou com clareza a estratégia que deve seguir para encontrar um modelo de crescimento econômico sustentável, que lhe permita sanar suas finanças. O Estado já não pode recorrer facilmente ao crédito internacional e existem dúvidas

fundadas sobre as possibilidades de recuperação do sistema financeiro local para contribuir com o desenvolvimento da infra-estrutura de serviços.

A lei e o Marco Regulatório do gás natural determina que as importações estão autorizadas sem aprovação prévia do Estado, e as exportações deverão ser autorizadas sempre que não afetem o abastecimento interno. Por isso, para a exportação deve-se considerar: se há investimentos em exploração e exploração, as reservas de gás natural em relação ao consumo interno e às vendas externas, e o esgotamento do recurso a nível regional global.

A partir do ano 2001, estabeleceu-se um procedimento para a aprovação automática das exportações de gás natural. Tal procedimento implica em cumprir que o índice de reposição de reservas de gás natural seja igual ou maior que zero, ou que a relação reservas/produção, excluindo os volumes reinjetados, seja igual ou maior que 12 anos. Não estão determinadas claramente as obrigações dos exportadores no desenvolvimento de reservas.

A aguda crise na qual ingressou a Argentina nos últimos anos breçou o acelerado ciclo de expansão baseado em critérios de mercado, com operadores internacionais focados na busca de rendimentos de curto prazo e grande mobilidade no destino de seus investimentos. Muito embora, apesar das seqüelas com Chile e Uruguai está o fato concreto da integração (com investimento de fato na rede física transfronteiriça), onde o que fica como evidencia é que a cada ator participante cabe a responsabilidade de negociar e manter um nível de desenvolvimento de reservas, compatível com as necessidades da região.

Na Argentina, atualmente, o investimento é um determinante crítico, y de fato na região, e isto também no médio prazo. Assim, obrigações contratuais com recursos de longo prazo em obras de infra-estrutura, somente se concederiam a investidores com verdadeiros interesses permanentes na região, que em todo caso vislumbrem a capacidade de crescimento do Mercosul.

Na questão elétrica argentina, a autoridade técnica na operação do sistema é a CAMMESA (Companhia Administradora do Mercado Atacadista Elétrico Sociedade Anônima), que além de fazer as liquidações mensais de cobranças e pagamentos dos agentes tem a seu encargo o despacho de cargas e assessora ao ENRE (Ente Nacional Regulador de Eletricidade) nos estudos de transporte na rede de alta tensão.

A reforma do sistema elétrico argentino introduziu a competência do mercado atacadista, que determina uma Indústria Elétrica com desintegração vertical efetiva (com incompatibilidade de funções), ou seja, fragmentação da geração, junto com a partição em três áreas do principal mercado de distribuição e o estabelecimento em condições transparentes do princípio de livre acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição.

4.5 Chile

O Chile iniciou reformas econômicas, e particularmente no setor energético, antes mesmo que a Argentina, e o fez de forma rápida e eficiente (na segunda metade dos anos oitenta já estavam implantadas). Apesar de tudo, este processo também acarretou os problemas próprios de uma transição de um sistema de administração estatal a outro com a operação de um modelo de livre mercado. A indústria elétrica, no Chile, se opera nos moldes da livre competência e transparência na informação setorial. Por isto, existem clientes com preço livre e negociado com as geradoras do setor, dentro do processo de fixação de preços de nodo efetuado pela autoridade reguladora. De fato o regulador fixa para tais preços uma faixa que não difira em mais de 5% da média destes preços livres. Também, está claro que tais condições de livre competência e de transparência do mercado elétrico acontecem no escopo da desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ou seja, de uma separação em atividades independentes e de um manuseio aberto da informação para empresas, consumidores, a poder concedente e os investidores.

Nesse contexto, as alternativas de investimento estão na geração, onde a regulação permite a conexão de novas unidades ao sistema simplesmente comunicando com antecedência ao centro de despacho de carga respectivo. A produção independente se restringe às centrais térmicas e não convencionais, dado que a geração hídrica é da principal empresa geradora do sistema.

O Chile desenvolveu com a Argentina uma boa infra-estrutura de integração energética, mas os acontecimentos dos anos recentes devido à crise argentina essa alternativa entrou em baixa credibilidade. Isto foi, fundamentalmente, a partir do problema do suprimento do gás natural a partir da Argentina, que afetou também ao Uruguai. A opção real atual para garantir o abastecimento de gás natural se encontra nos acordos bilaterais que o Chile pode realizar com o Peru ou com a Bolívia.

A história da integração energética, e, portanto dos negócios transfronteiriços de energia, no Chile, tem forte realização através do gás natural. O mercado gasífero começa no ano de 1997 com o início de operações do gasoduto de interconexão Chile – Argentina, que provê de gás natural a zona

central do Chile. Trata-se do primeiro gasoduto formado integralmente por empresas privadas e construído sob regime de concessões. O GasAndes, é um gasoduto que se conecta ao gasoduto argentino Centro-Oeste da empresa TGN (Transportadora Del Gas Del Norte) no setor de La Mora em Mendonza – Argentina, que traz gás da Bacia Neunquina. Atualmente, a GasAndes transporta gás para três centrais termoelétricas de ciclo combinado e para a companhia distribuidora de Santiago, METROGAS S.A., que além disso vende às distribuidoras da V região e à Refinaria de Petróleo de Concón. É interessante mencionar que o transporte a partir do City Gate da GasAndes até a V região – onde se localizam as centrais – é realizado independentemente da empresa transportadora Eletrogas S.A., cujo gasoduto entrou em operação em 1998.

Assim foram desenvolvendo-se outros projetos e colocados em operação gasodutos transfronteiriços ao norte do país, como o Gasoduto Norandino e o Gás Atacama (provenientes da Bacia Noroeste argentina), para centrais de ciclo combinado (na II região), centros mineiros e industriais. Outros gasodutos transfronteiriços se instalam ao sul como o Gasoduto do Pacífico e uma nova conexão da Bacia Neunquina (Argentina) até a VIII Região do Chile (para distribuidoras industriais e residenciais). Os gasodutos entre Chile e Argentina podem ser observados na figura 2.

Enfim, a partir do panorama atual do Chile é bom observar que uma solução regional de integração energética amarrada à estabilidade política e a soluções sustentáveis transfronteiriças, daria ao Chile a segurança energética necessária a médio e longo prazo. Isto se faz mais evidente ao se observar o cenário de desenvolvimento econômico normal chileno, onde a situação dos grandes projetos mineiros é incerta quanto ao abastecimento de energia elétrica.

4.6 Peru

A indústria energética no Peru se movimenta com um alto conteúdo de hidrocarbonetos, isto é confirmado quando se observa que a demanda energética primária alcança 78.4% do uso deste insumo. O cenário de desenvolvimento normal demonstra essa tendência ao futuro, pois se estima que nos próximos anos chegue a 81.1%. Com este valor preponderante para os hidrocarbonetos, mesmo tendo em conta a oferta interna a partir do projeto de gás de Camisea, em geral, o Peru manterá seus níveis altos de importação de energia e pode ser considerado um importador puro. Apesar disso, o Peru possui recursos energéticos potenciais internos a desenvolver, o que determinaria no futuro a necessidade de investimento, tanto no setor de hidrocarbonetos quanto no de eletricidade.

As estimações do Ministério de Energia e Minas assinalam a possibilidade de um incremento importante de reservas petrolíferas nos próximos 10 anos. Esta possibilidade poderia dar-se se acelerassem os investimentos em exploração, particularmente nas bacias onde há muito pouca ou nenhuma exploração (como Talara, Sechura, Salaverry, Pisco e Mollendo).

De fato, Camisea abriu expectativas de maiores descobertas de gás nas áreas próximas. Como a demanda prevista de gás para o Peru é relativamente baixa diante dos cecra de 8 TCF provados em Camisea, existe a necessidade de monetizá-las, inclusive para justificar a exportação: a Hunt Oil e a SK Corporation, sócios do consórcio Camisea, tem o projeto de exportação de GNL (Gás Natural Liquefeito) à Costa Oeste da América do Norte (México e EUA) e; para satisfazer tal demanda no longo prazo (30 anos) é necessário encontrar maiores reservas de gás, já que o mercado de exportação pode ser muito maior que o previsto, se considerado o mercado chileno (gasoduto sul-americano – figura 2). Cabe destacar que o gás de Camisea contém um volume importante de LGN (Líquidos de Gás Natural) que torna possível uma exploração econômica ainda que os volumes de gás a exportar não sejam apreciáveis.

O Peru poderia mudar sua matriz energética a médio prazo como resultado da introdução do gás natural na sua matriz energética. Isso é válido, mesmo que em 2004 o uso do gás natural como combustível ainda foi baixo, a exploração de Camisea e a construção do gasoduto à Lima envolvem grandes investimentos. O abastecimento de gás ao mercado de Lima representa a substituição do óleo combustível na geração elétrica e na indústria; o diesel e a gasolina usados no transporte público e em alguma medida no médio prazo o GLP. O mercado de Lima não é suficiente, por isso como mencionado acima, são necessários outros mercados, no caso de GNL na costa do Pacífico. Atualmente, são as geradoras elétricas e os grandes consumidores industriais os clientes mais visados, por isso o desenvolvimento do mercado de gás está na costa central do Peru.

Evidentemente o investimento em energia é necessário no Peru, por exemplo no contexto das refinarias da Petroperú. Porém, o Governo ainda não finalizou o modelo para promover o investimento privado. Com um crescimento elétrico de 5%, o Peru sinaliza uma necessidade de até 250 MW novos a cada ano nos próximos 10 anos. Destaca-se, oportunidades para se instalar plantas térmicas com gás de Camisea. Como exemplo disso, está o fato de que a Distriluz, empresa distribuidora que atua na zona norte do Peru, sinalizou em 2004 para compra de até 450 MW sob um contrato de longo prazo (8 anos).

Esses elementos demonstram a possibilidade da matriz energética peruana, compor capacidade instalada com plantas térmicas a gás ciclo combinado que podem operar como energia de base.

É interessante mencionar que ao norte peruano a linha de transmissão de Zorritos Machala (100 km), possibilita exportar eletricidade do Peru ao Equador. Essa linha em princípio serve para reforçar a capacidade de geração nesta zona, onde de fato se conta com gás natural, cujo aproveitamento seria através de termelétricas com esse insumo.

O sistema elétrico interconectado (SEIN) no Peru não tem alcance a todo seu território, nesse sentido, surge a necessidade de produtores independentes, particularmente na zona sul oriental do país. Isso último e no contexto da integração energética, é demonstrado, por exemplo, com o fato de que em tal zona a empresa ISA da Colômbia tem um papel predominante.

As reformas peruanas vêm sendo implementadas recentemente, e o processo de privatização praticamente ficou estagnado com a venda das distribuidoras de Lima e Ica. O resto das empresas distribuidoras pertence atualmente ao Estado e o Governo não deu ainda sinais se irá dar continuidade ou não com esse programa. Devido ao processo de descentralização iniciado em 2003, muitos governos regionais aspiram a administrar estas empresas, e de fato ainda não existe a regulamentação relativa à propriedade neste setor.

4.7 Uruguai

O Uruguai é um país que tem sua indústria energética quase totalmente dependente de fontes externas. A única fonte própria é a hidreletricidade, que há muitos anos já foi totalmente desenvolvida.

No futuro, toda a demanda elétrica para o desenvolvimento socioeconômico do país deverá ser abastecida com energéticos importados tanto para produzir internamente como quando gerada para intercâmbios transfronteiriços com os países vizinhos. Por isso, pode-se afirmar que o Uruguai é um país eletricamente dependente de fontes externas.

No setor elétrico, as interconexões são muito mais antiga que a de gás, o que permite analisar historicamente como se têm sucedido os fluxos no contexto da integração energética. Por exemplo, com o Brasil que têm mercados de consumo já maduros e com alto desenvolvimento.

No caso do gás natural, a interconexão é muito recente. Os fluxos provêm da Argentina para consumo interno, já que não existe produção no Uruguai. Além disso, o mercado uruguaio de gás ainda está se desenvolvendo.

Como o potencial hidroenergético no Uruguai já está totalmente desenvolvido, o aumento da demanda deve ser atendido com geração térmica, que também deve respaldar as variações hidráulicas por razões climáticas.

As interconexões transfronteiriças com a Argentina, tanto de gás quanto de energia elétrica, têm maior importância quando comparadas àquelas com o Brasil. No caso do gás, somente se tem um projeto futuro de um gasoduto que atravessaria o Uruguai e chegaria ao Brasil. No caso da eletricidade, com o Brasil, por exemplo, a capacidade é pequena (70 MW), e a interconexão é Rivera – Livramento.

Em termos da integração energética, caso ela seja desenvolvida e consolidada nas dimensões ideais, o sistema elétrico uruguaio ganharia em confiança, pelo seu menor tamanho relativo com relação ao Brasil e à Argentina. Com certeza a integração dos três mercados, com a interconexão física e dos respectivos contratos de compra e venda, precisaria de um despacho de carga unificado e comum.

No longo prazo, esse mercado regional (Uruguai, Argentina e Brasil), não é sustentável de forma fechada a esses três atores, não apenas devido à atual crise gasífera da Argentina, mas também porque se trata de países em desenvolvimento. Nesse sentido, o gás boliviano seria vital para o sistema de gás natural dessa sub-região.

A única atividade livre que há no setor é a de geração de energia elétrica. Os setores de transporte e distribuição de energia elétrica estão exercidos por monopólios legais a cargo da UTE, estatal responsável pela administração nacional de usinas e transmissões elétricas. No caso do gás natural, esta atividade foi concedida a consórcios privados. Apesar de que existe abertura para participar destes consórcios, a realidade econômica específica limita bastante a participação de outros atores.

No caso de oferta normal a partir da Argentina, a geração térmica é suplantada por importação. O sistema de transporte de gás natural é capaz de alimentar o país, sem agregar compressão, entre 3 e 4 milhões de metros cúbicos por dia. Considerando a baixíssima velocidade de penetração no mercado distribuído, estima-se uma capacidade de transporte disponível de 1.500.000 m³/dia no sul (San José), para alimentar a central de 350/400 MW que está sendo adquirida pela UTE e; no litoral, Casablanca (Paysandú), há capacidade disponível para alimentar outra central de potência semelhante (Gasoduto Del Litoral).

Ainda no contexto da integração energética na prática, entre Uruguai e Argentina, em Salto Grande, existe um vínculo duplo de 500 KV de 1000 MW de capacidade cada um e que atravessam o

Rio Uruguai. Além disso, há o projeto futuro de um vínculo elétrico de 1000 MW entre Salto Grande e Garabí, o que deixaria interconectados os sistemas elétricos uruguaio e brasileiro.

O denominado Gasoduto Del Litoral está conectado com o gasoduto principal TGN da Argentina, que por sua vez se conecta ao sistema boliviano de gás. Em termos de uma visão física integracionista, considerando o novo gasoduto Bolívia – Argentina, o Uruguai poderia ter acesso ao gás natural da bacia Neuquina da Argentina e das bacias bolivianas.

4.8 Equador

O Equador iniciou o processo de reformas desde princípios da década de 90, sendo a lei de Modernização do Estado produzida em dezembro de 1993 o mais significativo deste processo. Tal Lei, entre outras coisas, torna possível a participação do setor privado na prestação de diferentes serviços públicos, entre eles o energético. Os êxitos globais alcançados são considerados um tanto quanto limitados por diversas causas.

A exploração petrolífera, iniciada no ano de 1925 a cargo de empresas estrangeiras, teve uma importante mudança com a criação da Corporação Estatal Petrolífera Equatoriana – CEPE em 1972, como a entidade encarregada de explorar, industrializar e comercializar hidrocarbonetos. Essa entidade foi aos poucos absorvendo todas as atividades mencionadas, tal que ao final dos anos 80 controlava praticamente a totalidade das mesmas.

A primeira e única reforma que foi implantada na organização das operações da atividade petrolífera aconteceu em 1989, quando foi criada a PETROECUADOR, em substituição à CEPE, conformou-se então um holding com três filiais: Petroproducción, Petrocomercial e Petroindustrial. Deve-se enfatizar que esse processo manteve o caráter de estatal para a PETROECUADOR, e isto inclui suas filiais.

Essa mudança na organização não refletiu em uma mudança substancial na gestão institucional, na qual se apreciou uma importante e freqüente rotação da maioria dos altos executivos, tanto da matriz quanto das filiais. A falta de recursos na PETROECUADOR restringiu sua capacidade de exploração e produção de petróleo, razão pela qual a empresa declinou apreciavelmente sua produção anual.

Apesar de tudo, recentemente a PETROECUADOR, através de uma administração mais efetiva, tem detido de certa forma essa tendência decrescente e com vistas a uma modernização da instituição. Apesar de tudo, a participação privada nas atividades exploratórias, produtivas e de exportação têm crescido significativamente, e para 2004 existiam cerca de 10 empresas atuando no país.

A possibilidade de reestruturar a empresa petrolífera estatal, permitindo a participação privada em várias de suas instâncias, não é um tema que está oficializado nem vigente.

A utilização de gás natural (associado) através de tubulações tem sido mínima, e a proveniente de reservas não associadas até 2004, não tinham ainda indícios de aproveitamento comercial. A exploração de gás natural não associado (principalmente para a zona do Golfo de Guayaquil e suas adjacências) foi realizada mediante outorga de permissões, concessões ou assinatura de contratos com empresas privadas estrangeiras, as quais até inícios de 2004, reportavam resultados pouco alentadores em suas gestões. Na época, surgiu a possibilidade de utilizar parcialmente o gás natural associado produzido na Amazônia equatoriana, através da participação de uma empresa privada com suporte do Canadá.

O Equador tem reservas e capacidade produtiva de gás de magnitudes menores, mas que não são atualmente exploradas. Assim por exemplo, um tanto isoladamente, até 2004, foi descoberto o campo de gás Amistad, com uma reserva de 9.8 mil milhões de metros cúbicos, que está sendo desenvolvido a partir de uma plataforma off shore no golfo de Guayaquil. Apesar disso, a atividade de exploração se mantém incipiente.

No setor elétrico, há cerca de 10 anos, introduziu-se uma profunda reforma, com a expedição, no ano de 1996, da denominada LRSE (Ley de Régimen Del Sector Eléctrico). Tal lei desverticalizou a indústria elétrica, cuja forma integrada havia prevalecido até então, na qual o Instituto Equatoriano de Eletrificação – INECEL, era órgão regulador, acionista majoritário nas empresas de distribuição e proprietário do sistema nacional de geração e transmissão. Logo de publicada em forma de Lei a LRSE, o INECEL concluiu sua vida jurídica em dois anos, tendo encerrado suas atividades em março de 1999.

A LRSE tem princípios básicos semelhantes aos que nos últimos 10 anos têm sido estabelecidos na América Latina, através de la reestruturação do setor elétrico. A fim de visualizar os campos em que se manifesta a integração energética, é interessante conhecer os princípios básicos da LRSE:

- Consagrar que a prestação do serviço elétrico é poder do Estado, o qual exercerá por sua própria conta ou através de permissões / concessões, de acordo com o caso, ao setor privado.
- Separar das funções regulatórias e normativas as empresariais e operativas, deixando as primeiras a cargo de uma instituição estatal chamada Consejo Nacional de Eletrificación – CONELEC, e permitindo que as segundas funções sejam desempenhadas através de empresas sociedades anônimas.
- Possibilitar a participação do investimento privado seja adquirindo as entidades elétricas atuais ou instalando novas empresas no caso da geração.
- Separar a organização das diferentes etapas funcionais da indústria elétrica em negócios independentes e submetidos a regulamentações próprias e específicas.
- Criar um mercado majoritário de energia – MEM, onde os atores de tal mercado, geradores, distribuidores e grandes consumidores, possam negociar livremente suas necessidades energéticas.
- Conformar empresas de geração a partir das usinas existentes do INCEL.
- Conformar uma empresa única de transmissão que proporcione serviços de transporte de energia, independente, sem ser um intermediário entre os produtores e consumidores de eletricidade.
- Constituir uma entidade que administre o MEM, como uma corporação sem fins lucrativos, e, conformada por representantes dos geradores, distribuidores, grandes consumidores e o transportar. Essa entidade é denominada Centro Nacional de Controle de Energia – CENACE.
- Providenciar que no MEM existam dois tipos de transações, uma ocasional ou spot, na qual a remuneração aos geradores seja feita horariamente na base do custo marginal de curto prazo, e a segunda mediante contratos com prazo acordados entre as partes contratantes, cujas condições, incluindo o preço, são livremente acordados entre aquelas.
- Permitir o livre acesso às instalações de transmissão e distribuição a quem desejar, pagando os valores correspondentes, pelo uso do sistema, a serem fixados pelo CONELEC.
- Fomentar o desenvolvimento e utilização prioritária das energias não convencionais.
- Financiar o desenvolvimento da eletrificação rural, através dos recursos do denominado Fondo para la Eletrificación Rural y Urbano Marginal – FERUM, constituído por uma sobretaxa de 10% às tarifas dos consumidores industriais e comerciais.
- Ter predisposição à proteção dos aspectos ambientais.
- Transferir as ações e propriedades do INECEL a um organismo chamado Fondo de Solidariedad, o qual tem a função de gerar recursos para serem reinvestidos em obras sociais, utilizando os ganhos gerados pelas empresas de sua propriedade.

4.9 Colômbia

A Colômbia é um país exportador de petróleo e que tem excedentes de gás, cujas reservas provadas estão diminuindo devido ao fato de as condições exploratórias serem arriscadas. Portanto, dado que não houve descobertas importantes recentes, a Colômbia deixaria de ser auto-suficiente de petróleo em poucos anos, tanto que já em 2008 o país poderia se ver obrigado a importar petróleo. Quanto ao gás, certificam-se importantes reservas na Guajira e nas planícies orientais da Colômbia. Mesmo assim, no final de 2003 observando o consumo e as reservas consolidadas, especulava-se a possibilidade de déficit a partir de 2006.

As reservas provadas de petróleo e gás da Colômbia são pequenas se comparadas com a dos países exportadores, mais ao norte, como a Venezuela ou o México. Na produção de petróleo, a Colômbia é o quinto maior produtor da América Latina, e é o quarto em tamanho de reservas. Em gás, apenas supera em volume as reservas do Equador, e é o sexto produtor da América Latina. O que mais chama atenção é que a adição de novas reservas de hidrocarbonetos na Colômbia ultimamente está muito precária.

A indústria petrolífera do país se caracteriza por sua estabilidade nas regras do jogo, e o respeito à estrutura de capital investido na indústria. Desde 1969 a estratégia escolhida pela Colômbia para atrair investimentos estrangeiros para a exploração e produção de hidrocarbonetos tem sido o denominado localmente de Contrato de Associação (Contrato de Asociación). Este foi modificado muitas vezes desde a sua criação, algumas vezes melhorando a situação do Estado, outras a situação das companhias. Deve-se destacar a modificação do contrato de associação de 1999, quando se melhorou a rentabilidade do investidor privado, para incentivar a exploração e a exploração do petróleo.

Uma característica interessante no modelo é que o sócio e a Ecopetrol – Empresa Colombiana de Petróleos (estatal), através do mencionado contrato de associação, se distribuem a produção após terem pago os royalties, segundo um fator de rentabilidade (fator R). Esse fator R é a relação entre os ingressos e gastos acumulados do associado em cada campo.

Entre 1993 e 1997, a estatal Ecopetrol implementou a infra-estrutura e transporte de gás, dando viabilidade ao crescimento deste mercado, sendo que a Ecopetrol era ao mesmo tempo produtor e único comercializador de gás. Mas a partir de 1997 se estabelece um sistema de transporte de gás independente dos produtores, comercializadores e distribuidores, para garantir o livre acesso a terceiros, em igualdade de condições a todos os usuários. Por tal motivo, o governo colombiano conduz o desmembramento dos ativos de transporte de gás da Ecopetrol, e cria a Empresa Colombiana de Gas – Ecogas, como uma empresa industrial e comercial do Estado, com autonomia orçamentária e administrativa, com a função de administrar, controlar, operar e explorar comercialmente os gasodutos do país.

Especificamente na indústria de gás natural, no que se refere à exploração de gás, até 1997 o “Contrato de Associação” era o mesmo para ambos (petróleo e gás). Apesar de tudo, ainda ficam muitos detalhes a ajustar para fazer verdadeiramente atrativo o negócio de exploração de gás natural na Colômbia.

Especulações a parte e em termos matemáticos, a Colômbia demonstra possuir suficientes reservas de gás natural para satisfazer as necessidades do mercado interno 26 anos ou mais. Aproximadamente 50% dos volumes remanescentes de gás têm viabilidade concreta de comercialização (reservas de Cusiana e Cupiagua), o que compensaria o declínio dos campos localizados na costa norte. O resto das reservas provadas não tem ainda mercados concretos para monetizar-se, e a possibilidade de sua exploração depende da sua própria valorização. Em termos transfronteiriços, o gás natural colombiano poderia atender a América Central e inclusive a Venezuela, fundamentalmente para melhora da produção petrolífera no ocidente venezuelano.

Pode-se considerar que o mercado de gás natural, ao começar o século XXI, ainda não chegou a maturidade real e pragmática, pois requer importantes esforços em estabilidade regulatória e políticas de preços que estimulem o desenvolvimento do setor. Durante o ano de 2001, foram consumidos na Colômbia 594 milhões de pés cúbicos por dia, dos quais 19,5% foi consumo doméstico, 21,9% industrial, e 38% termoelétrico. Cabe mencionar que a Ecopetrol teve uma participação de 17,2% nesse mercado de gás. O consumo de gás natural veicular foi de apenas 1,4%, e o gás como matéria prima petroquímica 1,8%.

Por outro lado, as maiores transformações ocorreram no setor elétrico colombiano e foram os investimentos em geração que levaram ao sobre-dimensionamento do setor e a uma dívida externa de superior a 30% da total nacional, e a um desempenho ruim nas empresas de distribuição.

Basicamente, a reforma consistiu em entregar a responsabilidade da operação do sistema e do investimento a empresas privadas ou públicas fora da esfera do governo central. Entregou-se a função de regulação a um ente independente, a Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG), que em tese, deve velar pelo funcionamento adequado do mercado num ambiente de transparência e competitividade.

Antes de 1995, a oferta e os preços de energia eram determinados pela empresa estatal ISA (Interconexión Eléctrica S.A). Igualmente, a ISA era a proprietária da maior parte das plantas de geração, com exceção de um pequeno gerador (Proelectrica). Basicamente, toda a geração elétrica era de propriedade do Estado.

Em 1995 criou-se o mercado majoritário de energia, convertendo a Colômbia no primeiro país latino-americano operando com uma bolsa de energia, seguindo um modelo similar ao que nessa época era o esquema inglês, com algumas variações em especial com relação à comercialização de eletricidade.

No geral, a normativa relativa à indústria energética colombiana se baseia na separação das atividades para evitar a integração horizontal entre atividades da cadeia produtiva. Os usuários dividiram-se em: regulados, com tarifas estabelecidas pela CREG mediante uma fórmula tarifária; e não regulados (preços livres e acordados entre as partes).

4.10 Venezuela

A Venezuela é sem dúvida um país rico em recursos energéticos. A cada ano, vem praticamente aumentando as reservas possíveis e prováveis de petróleo e gás. Com a “Abertura” petrolífera se afirma que o potencial adicional de reservas é de 50 MMMb em petróleo e mais de 300 MMMMpc em gás natural. Adicionalmente, estima-se que o potencial técnico de recursos hídricos alcança a quase 85 GW.

A produção petrolífera no segundo semestre de 2003 foi de 3.250.000 barris diários de petróleo. De forma conservadora e com dados da própria PDVSA, estimam-se cerca de 4,5 MMb/d para o ano de 2010. No caso, seria bom para a Venezuela incrementar a produção da Faixa do Orinoco e também a partir dos “Upgrades” das associações estratégicas, pois estão fora das cotas da OPEP. Mesmo porque,

as reservas totais da Faixa do Orinoco representam várias centenas de anos de produção. Já o cenário para o gás natural é mais promissor, quando se inclui o projeto Plataforma Deltana ou o projeto Norte de Paria (Mariscal Sucre), isto é pensando sempre no ano 2010. Destaca-se, por ser importante para Venezuela, o fato de que o gás natural tampouco é controlado pela OPEP, assim como a Orimulsión (que ainda é considerado como o combustível do futuro).

Dentro da política de internacionalização da PDVSA, está a idéia de levar seus produtos não apenas aos EUA, mas também ao da América Latina. Nesse sentido, a CITGO International Latin América (CILA) começou operações na Costa Rica e no Equador para logo expandir-se ao resto do continente. Os antigos lubrificantes Maraven, e agora também outros produtos da marca PDV, estão começando a ser comercializados em vários países da região. Em abril de 2005, Venezuela e Chile fortaleceram laços de integração ao assinar um Memorando de Entendimento sobre Cooperação em Matéria Energética. O objetivo deste memorando é estabelecer o marco e os procedimentos mediante os quais estes dois países coduzirão projetos e atividades de cooperação no âmbito da energia, de comum interesse e sobre as bases de benefícios mútuos, igualdade e reciprocidade.

A perspectiva para a indústria elétrica, como em toda a América do Sul, é sempre mais coerente, e no caso venezuelano deve-se considerar com bastante cuidado também os subsídios ao setor. Estima-se que um 4,5% ao ano até 2020 em geração elétrica abasteceria a demanda dos próximos anos. É interessante destacar que em termos de interconexões elétricas transfronteiriças, por exemplo, Venezuela e Brasil têm uma linha de transmissão que alimenta a cidade de Boa Vista, no estado brasileiro de Roraima.

5. Conclusão

A entrada no terceiro milênio transcende temas chaves na busca do desenvolvimento sustentável local e regional, dentro das nuances da globalização de fato. Assim um desses temas chaves é a integração energética binacional e multinacional, neste caso tendo como foco a integração energética transfronteiriça na América do sul, fatos recentes demonstram que a integração é necessária, porém complexa a ponto de aparecerem barreiras não apenas pela limitação dos recursos, mas também pela ação política das sociedades endogenamente.

A visualização da integração energética então deve permear as visões e políticas vinculadas essencialmente a interconexão elétrica e de gás natural. Considerando a realidade das reservas disponíveis e os papéis dos países segundo sua condição no mercado (oferta e procura). Destrinchando os preços do gás natural e o impacto dos distintos preços da região e de como se supera as barreiras dos custos vinculados aos riscos transfronteiriços. Nesse sentido vislumbra-se a problemática acerca do transporte e da nova infra-estrutura (o gasoduto sul-americano, por exemplo). Sendo que devem ser superados obstáculos à integração tanto legais como financeiros, acerca da distribuição local, da integração dos mercados elétricos e de gás natural, e, das interações com os modos de intercambio através de outros energéticos.

A situação atual de alguns países na América do Sul mostra o contexto maior no qual o papel da Indústria Energética se manifesta, isto é, a integração energética. No comércio energético transfronteiriço, é a Argentina quem mais infra-estrutura de redes elétricas e gasíferas criou para se interconectar com os países vizinhos. A integração possibilita ter acesso às vantagens das economias de escala e compartilhar reservas. Mas não está muito claro o negócio em si, referido As questões jurídicas, de regulação e de contrato no longo prazo, que é quando aparecem as barreiras de soberania e prioridades internas, como provam recentemente os casos da Argentina (escassez de gás natural) e Bolívia (abundância de gás natural). Assim, a integração real na região passa pela inclusão dos atores de mercado e deve contemplar a Bolívia pelas suas reservas de gás natural e sua posição geográfica; ao Chile, que tem mínimas reservas energéticas, e ao Brasil, que apesar de possuir reservas tem grandes necessidades de energia.

Nesse sentido, todos os aspectos analisados neste documento confirmam o que se assevera cotidianamente e muitas vezes a viva voz, que é que a América do Sul precisa duma estratégia de integração energética tendo como bases a promoção do desenvolvimento local e a integração regional. Essa conclusão surge a partir da extrapolação do tema de integração energética aos intercâmbios pragmáticos transfronteiriços de energia (fundamentalmente moléculas e elétrons), e como menta difusa aparece o desenvolvimento sustentável na América do Sul.

À medida que os dois blocos econômicos (CAN e Mercosul) continuem com altos e baixos como é natural, seu rumo à integração deve ir superando, e já fazendo comino, desafios fundamentais e determinantes como por exemplo:

- Conter o temor da dependência energética e da disparidade dos mercados;

- Desarticular condições que propiciem protecionismo e privilégios e;
- Buscar coerência regulatória, proporcionando reciprocidade de tratamento e acesso aberto aos interessados e envolvidos.

Sem dúvida, as interconexões elétricas e os demais projetos de integração energética proporcionam economias de escala e grande eficiência ao sistema através da otimização operacional integrada, dependendo das condições de oferta e demanda dos distintos países (primeiro nas sub-regiões e depois em toda América do Sul). Isso inclui também a consideração, interna a cada país, da disponibilidade de seus sistemas e da complementação de seus regimes hidrológicos. Para tanto, em algum momento deve-se discutir também a existência de um Operador Regional dos Sistemas Energéticos envolvidos no âmbito de integração (do Mercosul e/ou da CAN).

Com base a diversidade de cenários reais que os diferentes países sul-americanos apresentam frente ao desenvolvimento local, é importante reconhecer que surgem alguns temas-chave (que são os riscos inerentes aos negócios transfronteiriços) que vêm ligados à integração energética regional, tais como:

- Uma integração regulatória no sentido de ajustar tanto quanto possível as normativas de cada um dos países;
- O financiamento da infra-estrutura básica, para estimular o desenvolvimento energético e;
- A estabilidade institucional em cada país em todos seus poderes constituídos, como são o executivo, o legislativo e o judiciário.

Interconexões significam infra-estrutura de grande alcance com metas binacionais, e mais do que isso, multinacionais, com todos os atores sempre contemplados nos negócios, e os próprios países como garantia final e como um meio para se ter acesso a um serviço mais eficiente em qualidade e segurança em termos de abastecimento energético. Ficando ainda, e sempre a partir de um pensamento mais pragmático, a imprecisão da forma de organização e funcionamento de um mercado energético integrado.

Finalmente, o desejo é que se assuma como uma questão imprescindível, que a iniciativa transfronteiriça de integração energética seja também objeto de uma mesma ambição integracionista entre os países da CAN e do Mercosul.

8. Bibliografía

- Banco Interamericano de Desarrollo; www.iadb.org (consulta hecha en julio de 2005).
Banco Mundial; www.bancomundial.org (consulta hecha en julio de 2005).
CNE - Comisión Nacional de Energía; Chile – 2004.
Corporación Andina de Fomento; www.caf.com (consulta hecha en julio de 2005).
DI CASTRI, F. Y E. FIGUEROA. "La Larga Marcha Hacia el Desarrollo Sustentable".
Fondo Financiero para el Desarrollo de la Cuenca del Plata; www.fonplata.org (consulta hecha en julio de 2005).
Ministerio de Desarrollo Económico, Comisión Política de Estado sobre el Gas Natural; "Política de Estado sobre la Utilización del Gas Natural"; Bolivia, Julio 2002.
Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela; www.mem.gov.ve (consulta hecha en julio de 2005).
Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia; www.hidrocarburos.gov.bo (consulta hecha en julio de 2005).
Ministerio de Minas y Energía de Brasil; www.mme.gov.br (consulta hecha en julio de 2005).
Ministerio de Minas y Energía de Colombia; www.minminas.gov.co (consulta hecha en julio de 2005).
Organización Latinoamericana de Energía; www.olade.org.ec (consulta hecha en julio de 2005).
PAULA, E. (Organizador); DUBROVSKY, H.; UDAETA, M.E.M.; GONZÁLES, M.I.; GIRALDO, A.E.B.; MANZONI, G.B.L.; OXILIA, V.; BECERRA, A.; ABREU, A.T.; CORDEIRO, J.L.. Energía para el Desarrollo de América del Sur. São Paulo. Mackenzie, 2002.
UDAETA, M.E.M; REIS, L.B; LAFUENTE, R.J.O; ZURITA, R.O.R; BURANI, G.F. "Análisis de la Industria Energética en Bolivia en el Marco del Mercado Competitivo". Rio de Janeiro -Brasil. Periódico "Revista Brasileira de Energia" -Vol. 8 No 1- 2001, SBPE. ISSN OIO4-303X.