

Recursos naturais na União das Nações Sul-americanas (UNASUL)

Situação e tendências para uma agenda de desenvolvimento regional



NAÇÕES UNIDAS

CEPAL

UNASUR



UNION DE NACIONES SURAMERICANAS

Recursos naturais na União das Nações Sul-americanas (UNASUL)

Situação e tendências para uma agenda de desenvolvimento regional



NAÇÕES UNIDAS

CEPAL



Este documento foi elaborado por Hugo Altomonte, Diretor da Divisão de Recursos Naturais e Infraestrutura da Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL); Jean Acquatella, Andrés Arroyo e Andrei Jouravlev, Oficiais de Assuntos Econômicos da Unidade de Recursos Naturais e Energia; e Jeannette Lardé e René Salgado, Assistentes de Pesquisa da Unidade de Serviços de Infraestrutura e da Unidade de Recursos Naturais e Energia, respectivamente. Agradecemos os comentários e observações de Mónica Bruckmann, da Secretaria Geral da União das Nações Sul-Americanas (Unasul).

As opiniões expressas neste documento são de exclusiva responsabilidade dos autores e podem não coincidir com as da Organização.

ÍNDICE

| | <i>Página</i> |
|---|---------------|
| Prefácio | 7 |
| Palavras introdutórias..... | 11 |
| Introdução | 13 |
| Capítulo I | |
| O SETOR DE MINERAÇÃO NOS PAÍSES DA UNASUL: TENDÊNCIAS | |
| E EVOLUÇÃO RECENTE | 21 |
| A. O importante papel dos países da Unasul na produção mundial de minerais..... | 21 |
| B. A evolução dos preços internacionais dos metais e das exportações de minerais em nível regional | 21 |
| C. Tendências do investimento na exploração mineral | 26 |
| D. A crescente contribuição dos países da Unasul para as reservas minerais mundiais..... | 28 |
| E. As perspectivas para os investimentos na mineração apontam para um grande dinamismo..... | 29 |
| F. A participação estatal na renda econômica do setor de mineração durante o último ciclo de preços | 31 |
| Capítulo II | |
| O SETOR DE HIDROCARBONETOS NOS PAÍSES DA UNASUL: TENDÊNCIAS | |
| E EVOLUÇÃO RECENTE | 35 |
| A. Petróleo e gás natural: exploração e produção..... | 35 |
| B. Reservas, produção, consumo e indicadores tendenciais | 35 |
| 1. América do Sul no contexto mundial..... | 35 |
| 2. Reservas | 39 |
| 3. Produção e consumo | 44 |
| C. Comércio de hidrocarbonetos | 47 |
| D. Investimento | 50 |
| E. Principais tendências observadas: produção, consumo e reservas..... | 55 |
| F. Marco contratual, renda econômica e receitas fiscais..... | 55 |
| G. Participação estatal na renda econômica do setor de hidrocarbonetos durante o último ciclo de preços..... | 63 |
| Capítulo III | |
| POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O DESENVOLVIMENTO DA ÁGUA POTÁVEL | |
| E DA HIDROELETRICIDADE NA UNASUL | 67 |
| Introdução | 67 |
| A. Prestação eficiente, equitativa e sustentável dos serviços de água potável e de saneamento..... | 69 |
| 1. Contribuição dos serviços de água potável e de saneamento para o desenvolvimento econômico, a equidade social e a sustentabilidade ambiental | 71 |
| 2. Políticas públicas para a eficiência, equidade e sustentabilidade dos serviços | 73 |

| | | |
|----|---|----|
| B. | Desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade (interface entre a água e a energia) | 81 |
| 1. | Panorama atual da geração hidroelétrica na Unasul | 81 |
| 2. | Sustentabilidade da hidroenergia | 83 |
| 3. | Proposta para a inserção sustentável da hidroeletricidade | 87 |

Capítulo IV

| | | |
|----|--|----|
| | CONCLUSÕES E IMPLICAÇÕES EM TERMOS DE POLÍTICAS | 91 |
| A. | A resposta do setor de mineração ao ciclo de preços | 91 |
| B. | A resposta do setor de hidrocarbonetos diante do ciclo de preços | 92 |
| C. | O desenvolvimento sustentável dos recursos hídricos..... | 93 |

| | | |
|--|--------------------|-----|
| | Bibliografia | 97 |
| | Anexo..... | 105 |

Quadros

| | | |
|-------------|---|----|
| Quadro I.1 | América Latina e Caribe: participação da produção de mineira no total mundial, 1990-2012 | 22 |
| Quadro I.2 | Indicadores e contribuição fiscal do setor de mineração em países selecionados, 1990-2009..... | 33 |
| Quadro I.3 | Participação estatal na renda econômica estimada do setor de mineração e no total das receitas fiscais em países selecionados, 1990-2003 e 2004-2009..... | 34 |
| Quadro II.1 | América Latina e Caribe: riqueza em petróleo e gás natural..... | 43 |
| Quadro II.2 | América Latina e Caribe: relação entre a produção e o consumo de petróleo e de gás natural, 1995-2011 | 47 |
| Quadro II.3 | América Latina (países selecionados): planos de investimento no futuro, até 2017 | 53 |
| Quadro II.4 | América Latina e Caribe (países selecionados): sistemas fiscais para as atividades de exploração e exploração de hidrocarbonetos, 2011 | 57 |
| Quadro II.5 | América Latina (países selecionados): indicadores e contribuição fiscal do setor de hidrocarbonetos, 1990-2009 | 63 |

Gráficos

| | | |
|-------------|--|----|
| Gráfico I.1 | Evolução dos preços internacionais do cobre, do chumbo e do zinco, 1965-2012 | 23 |
| Gráfico I.2 | América Latina e Caribe e o mundo: participação das exportações de minerais no total das exportações, 1962-2009..... | 24 |
| Gráfico I.3 | América Latina e Caribe e grandes países exportadores de minerais: evolução das exportações de minerais em estado primário, 1962-2010 | 25 |
| Gráfico I.4 | América Latina e Caribe e grandes países exportadores de minerais: evolução das exportações de minerais na fase de manufatura, 1962-2010 | 25 |
| Gráfico I.5 | América Latina e Caribe: evolução das exportações de minerais primários e manufaturas de minerais, 1962-2010..... | 26 |
| Gráfico I.6 | Distribuição dos orçamentos mundiais para a exploração mineral, 2003 e 2010 | 27 |
| Gráfico I.7 | América Latina: orçamentos mundiais para exploração mineral destinados à região e total mundial, 2003-2010 | 27 |
| Gráfico I.8 | América Latina e Caribe: principais destinos da exploração mineral, 2010 | 28 |
| Gráfico I.9 | América Latina e Caribe: principais reservas minerais, 2000 e 2010 | 29 |

| | | |
|---------------------|--|-----|
| Gráfico I.10 | Carteira de projetos de investimento em mineração por regiões, 2000 e 2010 | 30 |
| Gráfico I.11 | Distribuição dos investimentos em mineração entre os dez principais países beneficiários, 2000 e 2010 | 30 |
| Gráfico II.1 | América do Sul: participação nos setores do petróleo e do gás natural, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2011 | 36 |
| Gráfico II.2 | América do Sul e o mundo: evolução das reservas, da produção e do consumo de petróleo e de gás natural frente ao crescimento econômico e à evolução dos preços | 37 |
| Gráfico II.3 | América Latina e Caribe e o mundo: evolução de preços, custos e atividades do setor de hidrocarbonetos, 2000-2011 | 38 |
| Gráfico II.4 | América Latina (países selecionados): reservas de petróleo e de gás natural, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2011 | 40 |
| Gráfico II.5 | América Latina e Caribe (países selecionados): evolução quinquenal do índice de substituição das reservas de petróleo e de gás natural, 2001-2010 | 42 |
| Gráfico II.6 | América Latina e Caribe (países selecionados): relação entre reservas e produção de petróleo e gás natural | 44 |
| Gráfico II.7 | América Latina (países selecionados): produção de petróleo e de gás natural, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2011 | 45 |
| Gráfico II.8 | América Latina e Caribe (países selecionados): relação entre produção e consumo, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2011 | 48 |
| Gráfico II.9 | América Latina (países selecionados): saldo comercial de hidrocarbonetos e relação entre produção e consumo, 2000, 2005 e 2011 | 49 |
| Gráfico II.10 | América Latina (países selecionados): investimento estrangeiro e estatal em hidrocarbonetos, 1996-2011 | 52 |
| Gráfico III.1 | UNASUL: participação dos hidrocarbonetos na oferta total de energia primária, 1970-2011 | 82 |
| Gráfico III.2 | UNASUL e o mundo: matriz energética, 2010 | 83 |
| Gráfico A.1 | América Latina e Caribe (países selecionados): evolução quinquenal das reservas, da produção e do consumo de petróleo e de gás natural, 1991-2010..... | 105 |
| Gráfico A.2 | América Latina e Caribe (países selecionados): atividades de perfuração e evolução dos preços do gás natural, 2000-2010 | 106 |
| Gráfico A.3 | América Latina (países selecionados): atividades de perfuração e evolução dos preços do petróleo, segundo o tipo de petróleo, 2000-2010 | 107 |
| Gráfico A.4 | América Latina e Caribe e o mundo: evolução quinquenal da proporção de hidrocarbonetos na matriz de consumo energético primário | 108 |
| Gráfico A.5 | América do Sul (países selecionados): consumo de petróleo e de gás natural, 1995, 2000, 2005, 2010 e 2011 | 109 |
| Gráfico A.6 | América Latina e o mundo: saldo comercial do gás natural, 2005, 2010 e 2011 | 110 |
| Requadro | | |
| Requadro III.1 | Direito humano a água potável e saneamento | 69 |

PREFÁCIO

O debate sobre a dotação e o aproveitamento sustentável e mais equitativo dos recursos naturais é uma prioridade na agenda das políticas públicas dos países da América Latina em geral e dos países membros da União das Nações Sul-Americanas (Unasul) em particular. Os países da América do Sul contam com uma das maiores reservas minerais do planeta: 65% das reservas mundiais de lítio, 42% de prata, 38% de cobre, 33% de estanho, 21% de ferro, 18% de bauxita e 14% de níquel. Estima-se que o potencial minerador seria ainda maior, pois as informações geológicas disponíveis são parciais. As reservas petrolíferas também são importantes, sobretudo após a certificação do petróleo extrapesado da faixa do Orinoco, na República Bolivariana da Venezuela. Ademais, a região detém cerca de 30% do total dos recursos hídricos renováveis do mundo, o que corresponde a mais de 70% da água do continente americano.

A Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL) elaborou este relatório por solicitação da Secretaria Geral da Unasul, no âmbito do convênio de cooperação firmado em março de 2012.

Os dois organismos, seguindo as suas linhas de trabalho, atribuem um papel central à governança dos recursos naturais, entendida como o conjunto de políticas soberanas dos países sobre a propriedade e a apropriação dos recursos naturais, bem como sobre a distribuição dos ganhos de produtividade derivados da sua exploração. Este documento espera oferecer informações úteis para que os países deem a sua contribuição para um desenvolvimento mais inclusivo e consigam sustentar a agenda da igualdade.

Esta publicação especifica os diversos instrumentos jurídicos e econômicos de que os Estados dispõem para fazer a apropriação e a distribuição da renda derivada da exploração dos recursos naturais relacionados à mineração, aos recursos hídricos e aos hidrocarbonetos. Entre esses instrumentos, figuram: a legislação e regulação particular; o planejamento e a formulação de políticas setoriais e de regimes de participação público-privada nos investimentos e no desenvolvimento; a criação de instituições específicas para os objetivos regulatórios, de fiscalização e de distribuição da renda dos recursos naturais entre os níveis de governo; a participação direta no desenvolvimento dos recursos por intermédio de empresas públicas; a gestão pública e os mecanismos de resolução dos conflitos socioambientais nos setores extrativos; a criação de fundos públicos de poupança e investimento com destinação específica (voltados para o investimento em educação, inovação e desenvolvimento, entre outros) e fundos de estabilização macrofiscal, além do apoio à gestão macroeconômica anticíclica frente aos ciclos dos preços internacionais dos recursos naturais exportados.

A América Latina e o Caribe enfrentam desafios e tensões relacionados à gestão e ao aproveitamento dos recursos naturais. Entre outros, a região deve buscar aumentar a progressividade da participação do Estado nas rendas extraordinárias da exploração dos minerais —particularmente em vista da persistência do atual ciclo de alta dos preços— e preservar o dinamismo dos investimentos nesse setor e, também, no setor dos hidrocarbonetos e nas exportações agrícolas. As nações da nossa Grande Pátria devem responder pelos ajustes na política tributária aplicada aos diversos setores para aumentar a sua progressividade e buscar uma maior coordenação entre elas para evitar a concorrência fiscal que atua em sentido contrário. Por último, também devem ser administrados os dilemas da economia política, implícitos na distribuição e no investimento público da renda dos recursos naturais entre os grupos sociais e as diversas esferas de governo.

Não obstante o mencionado anteriormente, é possível destacar dois temas nos quais deve ser concentrada a atenção das políticas públicas dos países da região:

1. O desenvolvimento de mecanismos que assegurem o investimento eficiente das rendas extraordinárias dos recursos naturais neste período de preços altos, por meio da criação de fundos que permitam neutralizar a futura volatilidade dos preços ou então impulsionar os investimentos públicos em educação, saúde, infraestrutura e inovação, e desenvolvimento tecnológico que, no fim das contas, possam substituir os ativos extraídos;
2. A melhoria da gestão pública dos conflitos socioambientais que surgem no desenvolvimento dos setores de exploração de recursos naturais.

A América do Sul é exportadora líquida de minerais e hidrocarbonetos e tem uma importante dotação de recursos hídricos para a exploração da hidroenergia como fonte de energia limpa e sustentável. No entanto, para tirar partido das suas vantagens comparativas no futuro, os Estados devem retomar o seu papel proativo e articular, com o conjunto dos atores sociais, os objetivos de uma política energética sustentável e equitativa.

Construída levando em conta as demandas, as incertezas e as necessidades dos cidadãos, essa política deveria estabelecer metas de acesso à energia nos setores econômicos e grupos sociais que hoje não a têm. Assim, em cada caso, deveriam ser definidas as fontes desejáveis e possíveis de abastecimento, segundo a disponibilidade dos recursos e a análise estratégica do contexto econômico, social e ambiental.

A concepção das políticas de acesso à energia —em qualidade e quantidade, e com preços compatíveis com os níveis de renda— deverá levar a uma discussão sobre a adoção de subsídios —tanto para facilitar o acesso, como para adquirir equipamentos modernos e eficientes—, a fim de reduzir o gasto energético total das famílias e ajudar a atenuar a mudança climática.

No setor dos hidrocarbonetos, surge o desafio de encontrar um equilíbrio entre os interesses públicos e privados que permita a realização dos investimentos necessários para garantir o abastecimento do mercado interno e a manutenção da posição exportadora regional. São necessárias inovações institucionais, regulatórias e contratuais que respondam à multiplicidade de fatores de ordem estrutural e conjuntural que afetam o mercado do petróleo atual, tendo sempre em vista o interesse coletivo, a soberania e a contribuição desse setor para a prestação de bens e serviços públicos nas nações em que opera.

Os países da Unasul têm a oportunidade de priorizar o setor de água potável e de saneamento — tanto em termos do seu financiamento, como das políticas públicas voltadas para a eficiência— com vistas a reduzir a pobreza e a miséria, e fomentar o desenvolvimento econômico e a inclusão social. As melhorias obtidas nesse setor também constituirão novas oportunidades para as indústrias agropecuárias voltadas para a exportação e para o turismo, bem como para a proteção do meio ambiente.

O setor de água potável e de saneamento exige um compromisso efetivo e de longo prazo, tanto em termos de financiamento como no que se refere à construção de instituições sólidas e estáveis. A água tem um valor econômico que deve ser internalizado nas decisões dos seus usuários para ampliar a conscientização sobre a sua essencialidade e escassez. Nesse processo, os Estados devem conceber mecanismos de subsídio direcionados que permitam aos usuários pobres satisfazer as suas necessidades básicas e promover, de forma positiva, o cumprimento do direito humano à água.

A escala dos prestadores é um tema relevante no barateamento dos custos no setor de água potável e de saneamento. Uma boa decisão no âmbito das economias de escala resultará em preços mais baixos para os usuários.

Na área dos recursos naturais, a Unasul considera a necessidade de trabalhar em torno da capacidade do setor para adaptar-se à mudança climática e ao aumento dos custos da energia.

É indispensável iniciar um processo de debate sobre os desafios que os países exportadores de recursos naturais na região enfrentam com relação às políticas públicas, às instituições e à regulação na apropriação e no uso efetivo da renda. Esses desafios envolvem, entre outras funções de governo, aspectos regulatórios, fiscais e de gestão macroeconômica, planejamento estratégico, formulação e implementação de políticas públicas e gestão de conflitos socioambientais. Para enfrentá-los e conseguir maximizar o seu benefício social, é preciso fomentar a inovação institucional e fortalecer a capacidade da gestão pública.

Do ponto de vista da CEPAL, a Unasul é o fórum apropriado para analisar esses temas e para compartilhar políticas e experiências bem-sucedidas e lições extraídas. Também é o espaço para construir as instituições necessárias para satisfazer a necessidade urgente de estabelecer mecanismos de mensuração e informação e contar com dados próprios, precisos, robustos, comparáveis, uniformes, pertinentes e oportunos. Nesse sentido, outro desafio igualmente grande é a escassa disponibilidade de informações sobre as reservas certificadas de recursos não renováveis, motivo pelo qual os países da Unasul talvez pudessem empreender um esforço adicional na forma da criação de um organismo subregional baseado nas atuais instituições nacionais de mineralogia ou entidades semelhantes para a certificação das reservas e dos prospectos de exploração, sobretudo dos recursos minerais.

A informação é fonte fundamental para a tomada de decisões políticas e regulatórias. Ela permite a adoção de indicadores de gestão destinados a medir o desempenho dos prestadores, avaliar a sua eficiência e detectar as melhores práticas, entre outros.

Todos os avanços obtidos no aproveitamento sustentável e equitativo dos recursos naturais constituirão uma contribuição fundamental para vencer os desafios que os países da América Latina e do Caribe deverão enfrentar na sua agenda para o desenvolvimento —entre os quais se destaca o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio—, bem como para avançar rumo à mudança estrutural para a igualdade. Isso abrange o aumento da produtividade com inovação, o emprego com direitos e a proteção de recursos tão estratégicos como os minerais, a água e a energia.

Oferecemos estas reflexões aos países membros da Unasul como uma contribuição para os debates necessários que são impostos pela promissora construção da integração sul-americana, um veículo indispensável para superar, com senso de urgência, a desigualdade que aflige a nossa região.

E o fazemos com a convicção de que é urgente apostar em transformações que provoquem mudanças rumo ao bem-estar e às condições para o desenvolvimento da nossa região, reconhecendo o caráter central das variáveis da sustentabilidade e da igualdade como fundamento para a reflexão e a ação. Isso exigirá que cada país construa o seu próprio equilíbrio entre Estado, mercado e sociedade, para que sirva de base para um pacto político e fiscal. Não há um só modelo nem uma só receita, porém contar com uma estrutura e uma carga tributária mais progressiva e distributiva permitirá, sem dúvida, fortalecer o papel do Estado e a política pública com vistas a garantir limiares de bem-estar.

No horizonte estratégico de longo prazo, igualdade, crescimento econômico e sustentabilidade ambiental devem seguir de mãos dadas, apoiando-se mutuamente e reforçando-se em uma dialética virtuosa.

Por isso, propomos valorizar e aproveitar melhor o acervo de recursos naturais com a finalidade de direcionar os seus ganhos para um crescimento com menos heterogeneidade estrutural, mais desenvolvimento produtivo e maior industrialização, que feche as brechas e tenha no seu âmago a igualdade.

Alicia Bárcena
Secretária Executiva
Comissão Econômica para
a América Latina e o Caribe (CEPAL)

PALAVRAS INTRODUTÓRIAS

No âmbito da crescente colaboração entre a Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL) e a União das Nações Sul-Americanas (Unasul), a Secretaria Geral da União solicitou a elaboração do presente relatório, intitulado “Recursos naturais na Unasul: situação e tendências para uma agenda de desenvolvimento regional”.

Agradecemos o esforço da CEPAL e o excelente trabalho realizado na organização e produção de informações de grande relevância sobre a dimensão e a importância dos recursos naturais na América do Sul, especialmente com relação aos hidrocarbonetos, aos minerais metálicos e aos recursos hídricos. Este documento será de grande utilidade para a formulação de políticas voltadas para o melhor aproveitamento desse enorme potencial para o desenvolvimento integral da região.

Certamente, este relatório abre toda uma agenda de estudos e pesquisas que deve ser aprofundada e ampliada na busca de uma política comum que permita não apenas enfrentar os desafios, mas também aproveitar essa gigantesca riqueza depositada na nossa região. O sucesso de um projeto das dimensões da Unasul depende da capacidade para unir as forças dos seus integrantes, e não resta dúvida de que a maior de todas elas está na referida magnitude dos recursos naturais e do potencial humano que esta grande região detém. Além disso, é necessário ressaltar que somos uma região onde, historicamente, prevalece a paz e, cada vez mais, se desenvolve a consciência dos povos em torno da unidade.

Não deve causar surpresa que, em um processo como este, surjam diversas visões e enfoques, porém a tarefa consiste precisamente em encontrar os aspectos de maior coincidência que permitam avançar na construção de uma estratégia comum.

Evidentemente, as opiniões e propostas de políticas apresentadas neste documento são de exclusiva responsabilidade dos autores e não refletem a posição da Unasul. Será necessário iniciar um amplo processo de discussão e debate em todas as instâncias da União para avançar na formação de consensos e na formulação de políticas comuns para o melhor aproveitamento e gestão dos recursos naturais depositados neste subcontinente.

Alí Rodríguez Araque

Secretário Geral da União das Nações Sul-Americanas (UNASUL)

INTRODUÇÃO

A. GOVERNANÇA DOS SETORES DE RECURSOS NATURAIS NA AMÉRICA LATINA E NO CARIBE¹

A partir de 2003, o valor das exportações dos setores primários na América Latina e no Caribe experimentou um aumento inédito em virtude da alta dos preços internacionais dos metais, do petróleo e de outros produtos primários, que alcançaram picos históricos em 2007. O período de expansão da demanda internacional por bens primários (minerais, hidrocarbonetos, soja e outros produtos primários agrícolas) foi fundamental para a melhoria do desempenho macroeconômico e da posição fiscal dos países exportadores da região a partir de 2003.

Na conjuntura de 2009-2010 provocada pela crise financeira mundial, a América Latina e o Caribe demonstraram os benefícios de contar com a capacidade para aplicar políticas anticíclicas que evitaram o impacto da crise internacional, com base na gestão da poupança dos recursos fiscais obtidos durante a alta dos preços anterior a 2008. Existe uma ampla literatura relacionada com a gestão macroeconômica dos fluxos de renda extraordinária da exploração de recursos naturais para evitar os seus efeitos negativos sobre a taxa de câmbio e sobre o restante do aparelho produtivo, a chamada doença holandesa. Essa literatura enfatiza a importância de institucionalizar o uso de fundos de estabilização, de fundos de investimento, de regras macrofiscais e da acumulação de reservas, entre outros mecanismos de poupança, para atenuar os efeitos prejudiciais da apreciação do câmbio sobre o resto da economia nos períodos de preços altos como o atual, bem como para acumular a folga fiscal necessária para mitigar o impacto nos períodos de preços baixos.

No que se refere à exploração de recursos não renováveis, a literatura econômica enfatiza o imperativo de longo prazo enfrentado pelos países no sentido de transformar esse capital natural não renovável em outras formas de capital durável (por exemplo, capital humano, infraestrutura produtiva, etc.) que possam sustentar a renda nacional e o processo de desenvolvimento para além do ciclo de vida dos recursos. Historicamente, os países da América Latina e do Caribe têm dificuldades para transformar os períodos de alta das exportações dos seus recursos naturais (de setores como mineração, hidrocarbonetos e agroindústria) em processos de desenvolvimento econômico de longo prazo, com níveis de crescimento estáveis que permitam reduzir drasticamente a pobreza e elevar a renda per capita.

No curto e médio prazo, os países da região enfrentam novamente o desafio de captar e investir de forma eficiente a renda extraordinária do atual ciclo de preços para alcançar as suas metas de desenvolvimento sustentável e inclusivo. Esse desafio exige forjar consensos políticos para que os Estados efetivamente possam canalizar essa renda para investimentos em capital humano, inovação, desenvolvimento tecnológico e infraestrutura produtiva, bem como para outros investimentos de longo prazo, resistindo às pressões políticas para consumir os recursos extraordinários no presente.

A governança dos recursos naturais compreende o conjunto de políticas soberanas dos países sobre a propriedade, apropriação e distribuição dos recursos naturais para maximizar a sua contribuição para o desenvolvimento com critérios de sustentabilidade. Indubitavelmente, isso abrange um conjunto

¹ Os recursos naturais a que se refere o presente documento são minérios, hidrocarbonetos e recursos hídricos. Não se incluem outros recursos naturais como a dotação de solo ou terras, os recursos florestais, os recursos da pesca, a biodiversidade e o patrimônio genético, entre outros.

amplo de desafios de política e capacidade de gestão pública. Um tema pendente na região é a revisão e o fortalecimento das instituições, dos marcos regulatórios e dos instrumentos que permitam maximizar a contribuição dos setores de recursos naturais para o desenvolvimento regional. Isso abrange a gestão das receitas públicas derivadas da exploração desses recursos, percebidas pelo Estado por meio do sistema tributário, e a sua distribuição entre os diversos atores e níveis de governo; é preciso criar mecanismos que possibilitem assegurar o investimento eficiente dessas receitas para assentar as bases de um processo de desenvolvimento sustentável.

Os Estados contam com vários instrumentos para incidir nos setores de recursos naturais, como:

- i) legislação e regulação específica;
- ii) planejamento e formulação de políticas setoriais, regimes tributários específicos, regimes de concessão e de participação público-privada no investimento e no desenvolvimento dos recursos naturais;
- iii) criação de instituições específicas para os objetivos regulatórios, de fiscalização e de distribuição das receitas públicas derivadas da exploração de recursos naturais entre os vários níveis de governo;
- iv) participação direta do Estado no desenvolvimento dos recursos por meio de empresas públicas, associações e contratos;
- v) gestão pública e mecanismos de resolução de conflitos socioambientais nos setores extrativos;
- vi) criação de fundos públicos de poupança e investimento de destinação específica (por exemplo, direcionados para a educação, a inovação e o desenvolvimento) e fundos de estabilização macrofiscal para apoiar a gestão macroeconômica anticíclica frente às variações dos preços internacionais dos recursos naturais exportados; e
- vii) políticas destinadas a promover a industrialização e a transformação produtiva dos setores de recursos naturais a partir de encadeamentos com o resto da economia e da incorporação de tecnologia.

Fazer face aos desafios criados pela governança dos setores de recursos naturais envolve aspectos regulatórios, fiscais e de gestão macroeconômica, planejamento estratégico, formulação e implementação de políticas públicas e gestão de conflitos socioambientais, entre outras funções de governo. Tais funções demandam inovação institucional e o fortalecimento da capacidade de gestão pública para aproveitar ao máximo os benefícios sociais da exploração desses recursos.

Embora tenham sido obtidos avanços no sentido de garantir uma maior participação dos Estados e dos governos subnacionais na renda derivada da exploração de recursos naturais nas últimas décadas, ainda persistem numerosos desafios, como conseguir uma organização eficiente e contar com as instituições necessárias para maximizar a contribuição desses setores para o desenvolvimento.² No que diz respeito a este último ponto, entre as tarefas pendentes destacam-se as seguintes:

- i) institucionalizar mecanismos para a gestão macroeconômica anticíclica frente à volatilidade inerente aos preços internacionais dos produtos primários exportados pela região;

² Por exemplo, com a criação do Fundo de Estabilização Patrimonial (*Heritage and Stabilization Fund*), Trinidad e Tobago se transformou no único país a institucionalizar um fundo de poupança de longo prazo que se alimenta diretamente da poupança das receitas fiscais do setor de hidrocarbonetos.

- ii) desenvolver mecanismos que assegurem o investimento público eficiente da renda derivada da exploração de recursos naturais em educação, saúde, infraestrutura, inovação e desenvolvimento tecnológico, além da sua distribuição equitativa entre grupos sociais e níveis de governo;
- iii) conseguir administrar de maneira eficaz os conflitos socioambientais que inevitavelmente surgem durante o desenvolvimento dos setores de recursos naturais;
- iv) conseguir aumentar a progressividade na participação do Estado na renda da exploração de recursos naturais, sobretudo nos ciclos de alta dos preços mais persistentes, como o atual; e
- v) preservar o dinamismo do investimento e aumentar a progressividade na participação do Estado, o que pode implicar ajustes na política tributária aplicada a esses setores em períodos de ganhos extraordinários, bem como buscar uma maior coordenação e harmonização do tratamento fiscal entre os países beneficiários de investimentos, a fim de evitar a concorrência fiscal que impede a conquista desses objetivos.

B. A ALTA DOS PREÇOS INTERNACIONAIS DOS METAIS, DO PETRÓLEO E DE OUTRAS MATÉRIAS PRIMAS NO PERÍODO 2003-2011

A atual alta dos preços internacionais dos metais, do petróleo e de outros bens primários tem como um dos principais fatores o aumento sustentado da demanda mundial por esses bens em função do acelerado crescimento econômico registrado nos países asiáticos na última década. Em particular, a demanda mundial aumentou devido à extraordinária expansão econômica da China a partir da década de 1990 e se viu reforçada a partir de 2000 pelos processos de crescimento da Índia e de outras economias emergentes.

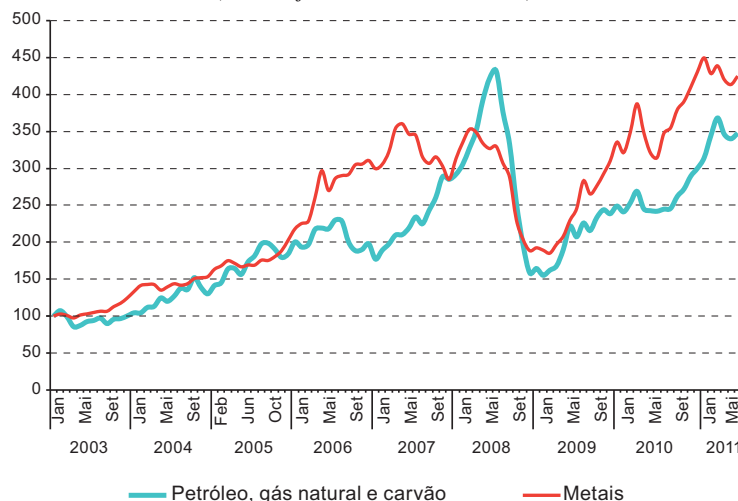
A demanda por ferro, cobre e alumínio, entre outros minerais de exportação, está associada ao crescimento dos setores da construção, da infraestrutura e da manufatura (que necessitam de aço, condutores elétricos e metais industriais, entre outros). Esses setores apresentaram uma rápida expansão no âmbito do processo de aceleração do desenvolvimento econômico experimentado pelas grandes economias asiáticas. A rapidez do crescimento econômico dessas economias também ajudou a impulsionar a demanda mundial por petróleo e outros bens primários.

As perspectivas econômicas traçadas por diversos organismos internacionais apontam que as grandes economias emergentes da Ásia darão continuidade a esse processo no médio prazo. A China terá taxas de crescimento mais moderadas e outros países, como a Índia e a Indonésia, manterão ou aumentarão o seu atual ritmo de expansão.³ Dada a inércia dos processos de desenvolvimento econômico em curso na Ásia e em outras regiões emergentes, cabe esperar que o impulso da demanda mundial por bens primários continue e, portanto, se prolongue o atual ciclo favorável dos preços internacionais dos metais, do petróleo e de outras exportações primárias da região no médio prazo.

A persistência do atual auge de preços é demonstrada pelo fato de que o preço dos metais e do petróleo vem se mantendo em níveis historicamente altos ou vem demonstrando uma rápida recuperação após a redução dos preços durante a crise das hipotecas de alto risco de 2008 e 2009 e da crise da dívida europeia de 2011. Em termos reais, o nível de preço dos metais e do petróleo no período 2009-2011 continua sendo altamente favorável em comparação com o preço médio dos últimos 25 anos (veja o gráfico 1).

³ Veja as projeções econômicas do Banco Mundial e do Fundo Monetário Internacional.

Gráfico 1
**ÍNDICE DE PREÇOS INTERNACIONAIS DAS MATÉRIAS PRIMAS,
 JANEIRO DE 2003 A MAIO DE 2011**
(Índice janeiro de 2003=100)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em informações do Fundo Monetário Internacional.

Do ponto de vista do Estado, é crucial assegurar a participação pública no significativo aumento da renda econômica dos setores extrativos durante o atual ciclo de preços⁴ e, ademais, fazê-lo sem prejudicar o dinamismo do investimento observado nesses setores. Esse dilema de política é especialmente importante frente à perspectiva de que o auge dos preços internacionais dos minerais se prolongue no decorrer desta década.

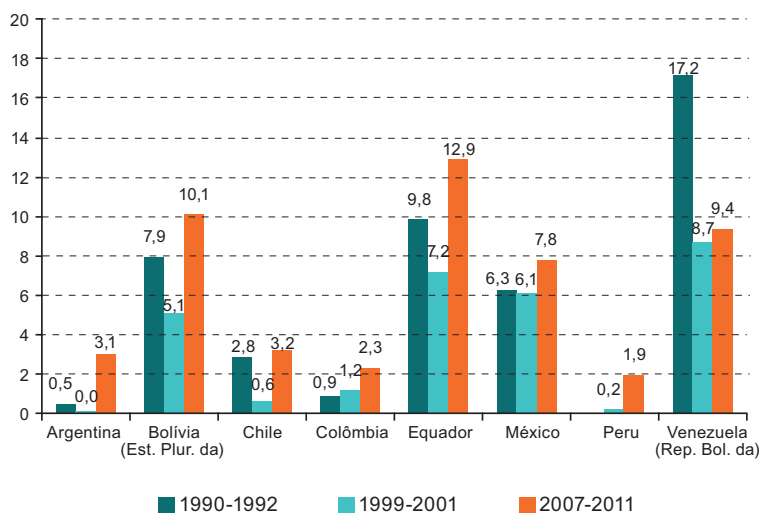
C. PARTICIPAÇÃO ESTATAL NA RENDA DOS SETORES EXTRATIVOS

As receitas fiscais provenientes da exploração de produtos primários (da mineração, dos hidrocarbonetos e das exportações agrícolas) aumentaram em termos do PIB em todos os países especializados nesses bens em relação ao triênio 1990-1992 e, em especial, em relação aos primeiros anos da década de 2000 (1999-2001), quando essas receitas registraram valores mínimos em todos os países analisados (veja o gráfico 2). O comportamento das receitas fiscais está correlacionado com a evolução dos índices de preços desses produtos no mesmo período (CEPAL, 2012d).

A alta acelerada dos preços internacionais dos produtos primários na última década também motivou os governos a fortalecer a tributação com o objetivo de captar mais recursos. Por exemplo, a Bolívia (Estado Plurinacional da), o Chile e a Venezuela (República Bolivariana da) criaram novos impostos sobre a comercialização desses produtos. A Argentina, aproveitando a maior rentabilidade relativa obtida pelos setores exportadores de produtos naturais a partir da desvalorização posterior ao regime de convertibilidade, decidiu gerar receitas fiscais na forma de direitos de exportação de produtos primários.

⁴ Na maioria dos países, a legislação estabelece que o Estado é o proprietário dos recursos minerais extraídos.

Gráfico 2
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): RECEITAS FISCAIS DOS PRODUTOS PRIMÁRIOS, 1990-1992, 1999-2001 E 2007-2011^a
 (Em porcentagens do PIB)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em cifras oficiais.

^a As cifras de 2011 são estimativas. Os dados do Chile não abrangem a tributação da mineração privada.

Nos países que contam com importantes dotações de recursos não renováveis (gás, petróleo e minérios) a forma mais direta de os governos se apropriarem das receitas da exportação de produtos primários e de transformá-las em recursos fiscais tem sido a participação na exploração, seja por intermédio de empresas públicas, seja mediante a participação acionária. Além disso, os governos recorrem a diversos mecanismos de apropriação, como o uso de *royalties*, normalmente baseados na produção, que permitem assegurar um pagamento mínimo. Em muitos casos, se aplica o tradicional imposto de renda com alíquotas diferenciadas para as empresas dedicadas à exploração desses recursos (CEPAL, 2012d) (veja o quadro 1).

A magnitude e a persistência do último ciclo de preços dos bens primários motivou uma crescente atenção política para o grau de progressividade da participação dos Estados na renda dos setores exportadores desses bens. Progressividade é definida aqui, em um sentido geral, como uma participação estatal proporcionalmente maior na renda extraordinária gerada por esses setores durante os ciclos de auge de preços.⁵

Nessa ampla agenda de governança dos recursos naturais, o presente documento se concentra exclusivamente em examinar as tendências recentes na evolução dos setores de mineração, de hidrocarbonetos e de recursos hídricos.

⁵ Reconhecendo a dificuldade de operacionalizar o conceito de renda extraordinária, ela é definida aqui como os ganhos cumulativos resultantes dos auge dos preços internacionais, que claramente ultrapassam a taxa de retorno exigida pelo setor, na prática internacional, para fazer investimentos em projetos de exploração nessas áreas.

Quadro 1
**AMÉRICA LATINA E CARIBE (10 PAÍSES): CARACTERÍSTICAS DOS REGIMES FISCAIS
 APLICADOS AOS PRODUTOS NÃO RENOVÁVEIS**

| País e produto | Royalties (alíquotas) | Imposto de renda (alíquota geral) | Outros impostos sobre a renda (alíquotas) | Outras cobranças | Participação pública |
|---|--|---|--|---|--------------------------------|
| Argentina (petróleo e mineração) | 12% a 15%; ou 5% para campos marginais (petróleo) 0% a 3% (mineração) | Imposto sobre os lucros: 35% | | Direitos de exportação (25%-45%-100% para os hidrocarbonetos e 5% a 10% para a mineração) Impostos sobre os combustíveis líquidos, gás natural, gasóleo, gás liquefeito, naftas e gás natural comprimido Tributo sobre a mineração | YPF (hidrocarbonetos) |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) (hidrocarbonetos) | <i>Royalties</i> departamentais: 11% <i>Royalties</i> nacionais compensatórios: 1% <i>Royalties</i> nacionais (Tesouro Nacional): 6% | Imposto sobre os lucros das empresas (IUE): 25% | Imposto sobre os lucros, beneficiários do exterior: 12,5% ^a | Imposto Direto sobre os Hidrocarbonetos (IDH): 32% Imposto Especial sobre os Hidrocarbonetos e Derivados (IEHD) | YPFB (hidrocarbonetos) |
| Brasil (hidrocarbonetos) | 10% do valor da produção (pode ser reduzido até 5%, dependendo do risco geológico e de outros fatores) | O imposto de renda é de 15%, mais um encargo de 10% se os lucros forem superiores a 240 mil reais por ano | Participações especiais: 10% a 40% Imposto sobre os lucros, beneficiários do exterior: 15% (ou 25% no caso de pagamentos a paraísos fiscais) | Contribuição social sobre o lucro líquido: 9% Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE): 10% | Petrobras (hidrocarbonetos) |
| Chile (mineração) | | Imposto sobre a receita de primeira categoria: 20% | Imposto sobre as remessas de lucros de 35% e de 4% sobre as remessas de juros Para empresas públicas: imposto especial de 40% sobre os lucros | Imposto específico sobre a renda operacional da atividade mineradora: alíquotas progressivas entre 0,5% e 14% Imposto para as Forças Armadas (Lei Reservada): 10% dos produtos em moeda estrangeira da venda ao exterior da produção de cobre da CODELCO | CODELCO (cobre) |
| Colômbia (petróleo e mineração) | 8% a 25% (petróleo) 1% a 12% (mineração) | Imposto sobre as sociedades: 25% Imposto de Renda para a Equidade (CREE): 9% em 2013-2015 e 8% daí em diante | | Imposto sobre o transporte em oleodutos Imposto Nacional sobre a Gasolina e o Óleo Combustível para Motores Direitos econômicos da Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH) | Ecopetrol (hidrocarbonetos) |
| Equador (petróleo) | 12,5% a 18,5% (da produção bruta de petróleo bruto) | Imposto de renda: 23% | O Estado reserva para si 25% da receita bruta da área do contrato ^b | Participação do trabalho: o Estado recebe 12% dos lucros (destinado aos governos autônomos descentralizados) | Petroecuador (hidrocarbonetos) |

Quadro 1 (conclusão)

| País e produto | Royalties (alíquotas) | Imposto de renda (alíquota geral) | Outros impostos sobre a renda (alíquotas) | Outras cobranças | Participação pública |
|---|--|---|---|--|-----------------------------|
| México (petróleo e mineração) | | Imposto sobre os rendimentos do petróleo (PEMEX): 30% Imposto de renda (certas companhias subsidiárias): 30% | Imposto Empresarial de Alíquota Única (IETU) (certas companhias subsidiárias): 17,5% | Direitos sobre a mineração Direitos sobre hidrocarbonetos Imposto Especial sobre a Produção e os Serviços (IEPS sobre a gasolina) Imposto sobre a Importação de Mercadorias | PEMEX (hidrocarbonetos) |
| Peru (mineração) | 1% a 12% sobre os lucros operacionais | Imposto de renda: 30% | Dividendos e distribuição de lucros: 4,1% | Imposto Especial sobre a Mineração (IEM): 2% a 8,4% e Cobrança Especial sobre a Mineração (CEM): 4% a 13,12% (sobre os lucros operacionais) | |
| Trinidad e Tobago (petróleo) | 10% sobre as vendas em terra firme e 12,5% sobre as vendas extraterritoriais | Imposto sobre os lucros: 50% dos lucros provenientes da produção de petróleo | Imposto adicional sobre as vendas de petróleo bruto (a alíquota varia com o preço do petróleo) Imposto para o “fundo verde”: 0,1% da receita bruta | Imposto adicional sobre a produção de petróleo Imposto do desemprego: 5% dos lucros provenientes da produção de petróleo | Petrotrin (hidrocarbonetos) |
| Venezuela (República Bolivariana da) (petróleo) | 30% do valor extraído | Imposto sobre a renda do petróleo: 50% | | Imposto sobre Preços Extraordinários Imposto sobre a Extração Imposto sobre o Registro de Exportação | PDVSA (hidrocarbonetos) |

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados oficiais dos países.

^a O Imposto adicional de 25% sobre os lucros extraordinários (*surtax*) foi abolido com a Lei de Hidrocarbonetos 3058 e substituído pela participação da YPFB nos novos contratos de operação.

^b A partir da modificação da Lei de Hidrocarbonetos, são renegociados os contratos relacionados ao petróleo e se estabelece uma cláusula que estipula que o Estado capta 100% de eventuais aumentos do preço do petróleo, razão pela qual já não se aplica o imposto sobre a receita extraordinária.

Os capítulos I e II examinam as tendências observadas no setor de mineração e no setor de hidrocarbonetos, respectivamente. No caso de ambos os setores, destacam-se os principais fatos estilizados em matéria de reservas, produção, consumo e indicadores de tendências. Para um conjunto de países mineradores da Unasul (Bolívia (Estado Plurinacional da), Chile, Colômbia e Peru), analisa-se o nível de participação estatal obtido na renda econômica desses setores durante o último auge de preços (2004-2010), em contraste com o período anterior (1990-2003). Para fins de comparação, os quadros de dados do capítulo I também apresentam os resultados de outros países mineradores da região que não são membros da Unasul, como o México e outros países exportadores de minérios da América Central e do Caribe. O capítulo III analisa a evolução do setor de recursos hídricos, em particular as tendências observadas em termos do desenvolvimento hidrelétrico na região. Para encerrar, o capítulo IV faz um contraste entre os comportamentos observados no setor de mineração e no setor de hidrocarbonetos em relação ao auge de preços de 2004-2010 e apresenta algumas implicações normativas com vistas ao futuro. Além disso, destacam-se as repercussões em termos de políticas que decorrem da análise do setor de recursos hídricos apresentada no capítulo III.

Capítulo I

O SETOR DE MINERAÇÃO NOS PAÍSES DA UNASUL: TENDÊNCIAS E EVOLUÇÃO RECENTE**A. O IMPORTANTE PAPEL DOS PAÍSES DA UNASUL NA PRODUÇÃO MUNDIAL DE MINERAIS**

Treze países da América Latina figuram entre os 15 maiores produtores do mundo. Com relação aos países da Unasul, em 1982, o Chile passou a ser o maior produtor mundial de cobre, deixando em segundo lugar os Estados Unidos, que por décadas havia sido o principal produtor. Até 2006, o Brasil era o maior produtor de ferro e continua a figurar entre os três principais produtores, atrás da China e da Austrália. O Peru se destaca entre os principais produtores mundiais de prata, cobre, ouro e chumbo. O Estado Plurinacional da Bolívia é o quarto maior produtor de minério de estanho e o sexto maior produtor de prata, além de ocupar posições importantes na produção de outros minerais. A Colômbia, por sua vez, é o sétimo maior produtor de níquel refinado. Mais além do grupo de países que formam a Unasul, Cuba é o oitavo maior produtor mundial de minério de níquel; a Jamaica é o sétimo maior produtor de bauxita e o México é o maior produtor de prata e o quinto maior produtor de molibdênio e de minério de chumbo.

Entre 1990 e 2010, a América Latina e o Caribe como um todo (a Unasul mais o México, a América Central e o Caribe) quase duplicaram a sua participação na produção mundial de ouro (de 10,3% para 19,2%), de minério de molibdênio (de 15,8% para 31,8%) e de minério de cobre (de 24,9% para 45,4%), além de elevarem, em menor proporção, a de cobre refinado (de 15,7% para 21,9%). A produção da região é tão importante em escala mundial que, quando surge a expectativa de suspensões temporárias das operações ou quando efetivamente ocorre algum problema interno em uma grande empresa mineradora latino-americana (greves ou acidentes, por exemplo), a cotação dos minerais é afetada nas principais bolsas dos mercados internacionais.

B. A EVOLUÇÃO DOS PREÇOS INTERNACIONAIS DOS METAIS E DAS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS EM NÍVEL REGIONAL¹

A partir de 2002, as exportações do setor de mineração na América Latina e no Caribe experimentaram um auge inédito graças à elevação dos preços internacionais dos metais, que, em termos reais, alcançaram picos históricos por volta do ano de 2007 (veja o gráfico I.1). Mesmo quando a crise financeira internacional do período 2008-2009 resultou em algumas revisões para baixo, em 2009-2011 o preço dos metais em termos reais continuou sendo altamente favorável em comparação com os níveis médios dos últimos 30 anos. Cumpre assinalar que os preços reais desses produtos haviam caído durante as duas décadas anteriores (de 1980 a 2001).

¹ Os gráficos das seções a seguir mostram a posição internacional do setor de mineração da América Latina e do Caribe no seu conjunto em relação a outras regiões produtoras do mundo. Contudo, o texto faz referência específica aos resultados dos países mineradores da Unasul analisados neste estudo (Bolívia (Estado Plurinacional da), Chile, Colômbia e Peru).

Quadro I.1
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: PARTICIPAÇÃO DA PRODUÇÃO DE MINEIRA
 NO TOTAL MUNDIAL, 1990-2012**

| Mineral ou metal | Em porcentagens do total mundial | | | | | | Produção de 2011 (em milhares de toneladas, exceto ouro e prata, expressos em toneladas) | Três principais produtores da região em 2012 ^b |
|---------------------|----------------------------------|------|------|------|------|-------------------|---|---|
| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2012 ^a | | |
| Bauxita | 22,9 | 26,7 | 26,0 | 27,5 | 21,5 | 20,1 | 51 392,9 | Brasil, Jamaica e Suriname |
| Alumínio primário | 9,2 | 10,4 | 8,9 | 7,5 | 5,5 | 6,1 | 2 186,9 | Brasil, Argentina e República Bolivariana da Venezuela |
| Cobre, minério | 24,9 | 32,2 | 43,0 | 46,5 | 45,2 | 44,4 | 7 293,5 | Chile, Peru e México |
| Cobre refinado | 15,7 | 23,2 | 25,1 | 23,7 | 21,5 | 19,6 | 4 134,5 | Chile, México e Peru |
| Ouro | 10,3 | 12,5 | 14,4 | 18,1 | 19,2 | 21,4 | 541,1 | Peru, México e Colômbia |
| Prata | 34,2 | 38,3 | 38,5 | 41,8 | 48,7 | 49,3 | 10 512,0 | Peru, México e Estado Plurinacional da Bolívia |
| Estanho, minério | 28,3 | 27,8 | 26,0 | 21,2 | 19,5 | 20,4 | 57,6 | Peru, Estado Plurinacional da Bolívia e Brasil |
| Estanho refinado | 23,1 | 15,8 | 14,9 | 18,0 | 16,6 | 13,9 | 52,1 | Peru, Estado Plurinacional da Bolívia e Brasil |
| Ferro | 22,6 | 24,9 | 26,1 | 26,0 | 23,1 | n.d. | 341,2 | Brasil, República Bolivariana da Venezuela e México |
| Molibdênio, minério | 15,8 | 18,2 | 35,2 | 37,3 | 31,8 | 23,5 | 70,9 | Chile, Peru e México |
| Níquel, minério | 11,5 | 11,7 | 14,1 | 15,1 | 12,9 | 13,4 | 196,5 | Brasil, Cuba e Colômbia |
| Níquel refinado | 9,7 | 10,1 | 10,7 | 13,4 | 11,6 | 9,9 | 139,3 | Brasil, Colômbia e Cuba |
| Chumbo, minério | 13,3 | 15,5 | 14,7 | 14,6 | 14,5 | 11,0 | 595,1 | México, Peru e Estado Plurinacional da Bolívia |
| Chumbo refinado | 7,8 | 7,6 | 8,4 | 7,2 | 7,4 | 4,1 | 484,3 | México, Brasil e República Bolivariana da Venezuela |
| Zinco, minério | 16,8 | 20,6 | 19,0 | 21,0 | 21,7 | 19,8 | 2 607,0 | Peru, México e Estado Plurinacional da Bolívia |
| Zinco refinado | 7,5 | 8,5 | 7,3 | 7,9 | 7,0 | 7,7 | 969,4 | México, Peru e Brasil |

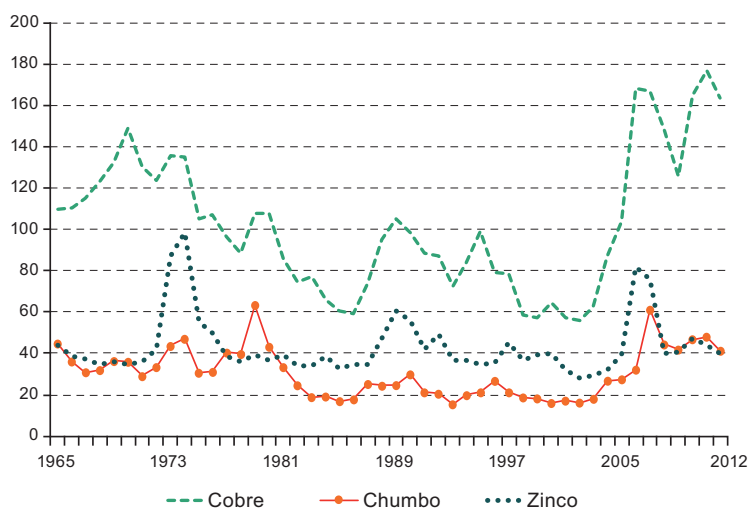
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em J. Acquatella e J. Lardé, “*Panorama regional del sector minero en América Latina y el Caribe*”, Santiago, Chile, CEPAL, 2012, inédito; World Bureau of Metal Statistics, base de dados; Gold Fields Mineral Services e Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD).

^a Os dados de 2012 abrangem até junho ou julho, de acordo com o metal a que se referem.

^b Os dados sobre o ferro correspondem a 2009.

O atual auge dos preços internacionais dos metais é determinado fundamentalmente pelo aumento sustentado da demanda mundial por bens primários, que se expandiu em função do crescimento econômico da China e de outros países asiáticos a partir da década de 1990 e, especialmente, na última década, quando se observaram aumentos anuais de mais de 30% no consumo de diversos minerais, como alumínio, cobre, níquel, chumbo e zinco. Cabe assinalar que a demanda por metais como ferro, cobre e alumínio, entre outros, está associada ao crescimento dos setores da construção, da infraestrutura e da manufatura (que necessitam de aço, condutores elétricos e metais industriais, entre outros). Esses setores apresentaram uma rápida expansão no âmbito do processo de aceleração do desenvolvimento econômico que as economias emergentes vêm experimentando.

Gráfico I.1
**EVOLUÇÃO DOS PREÇOS INTERNACIONAIS DO COBRE,
 DO CHUMBO E DO ZINCO, 1965-2012^a**
(Em centavos de dólar por libra, a preços constantes de 1982)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados da Comissão Chilena do Cobre (COCHILCO) e de FRED Economic Data.

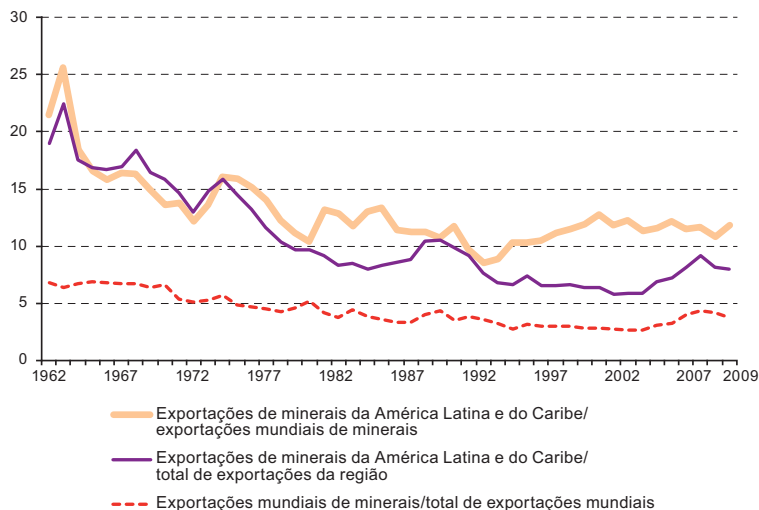
^a O ano de 2012 abrange apenas o período de janeiro a setembro.

A participação das exportações de minerais no total das exportações da região vem crescendo desde 2002 (veja o gráfico I.2). Esse fenômeno não é exclusivo da América Latina e do Caribe: outros países do mundo reagiram de maneira semelhante frente aos altos preços dos minerais e aos enormes ganhos derivados da sua exploração.

Esse modelo de expansão das exportações de minerais e de outros bens primários foi qualificado como uma “reprimarização”, uma vez que reduziu a participação de outros bens, como as manufaturas com maior conteúdo tecnológico, no total das exportações. Não obstante, ao comparar a participação das exportações de minerais da América Latina e do Caribe com a tendência mundial, se observa uma trajetória muito semelhante, embora com ciclos mais pronunciados nesta região. Contudo, cabe assinalar que o peso dos minerais na pauta de exportação continua a ser mais importante na América Latina e no Caribe (7,1%) do que no resto do mundo (3,3%, em média) (compare a linha escura contínua com a linha escura tracejada no gráfico I.2).

Como se observa no gráfico I.2, de 1964 até 1992, a participação da América Latina e do Caribe nas exportações mundiais de minerais apresentou uma trajetória decrescente. Essa tendência se inverteu no início da década de 1990, com essa participação chegando a 12,8% do total mundial no ano 2000. Após esse ano, a participação regional nas exportações mundiais de minerais teve altas e baixas; contudo, em 2010 e 2011, superou os níveis alcançados anteriormente. A participação média no período 2000-2009 foi de 11,8% do total mundial.

Gráfico I.2
**AMÉRICA LATINA E CARIBE E O MUNDO: PARTICIPAÇÃO DAS EXPORTAÇÕES
 DE MINERAIS^a NO TOTAL DAS EXPORTAÇÕES, 1962-2009**
 (Em porcentagens)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Banco Mundial, World Development Indicators.

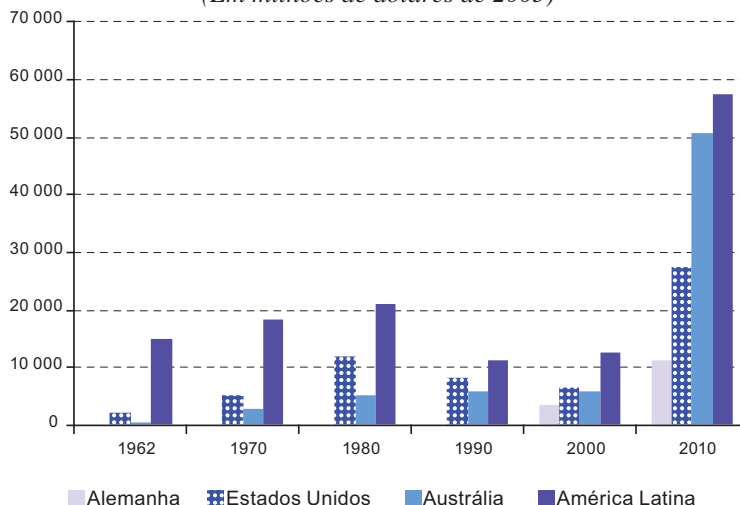
^a Abrange produtos correspondentes às seções 27 (adubos e minerais em bruto), 28 (minérios metálicos e sucata) e 68 (metais não ferrosos) da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3.

Durante a década de 2000, o valor das exportações mundiais de minerais aumentou significativamente, tanto nos países da América Latina e do Caribe, como em países desenvolvidos ricos em recursos minerais como a Austrália, o Canadá e os Estados Unidos, entre outros. Essa tendência é observada tanto nas exportações de minerais em estado primário, como nas exportações de minerais com maior valor agregado na forma de bens manufaturados² (veja os gráficos I.3 e I.4).

Embora a produção de bens minerais manufaturados tenha crescido a partir de 2003, o crescimento mais acentuado se observa na exportação de minerais em fases iniciais de transformação, primeiro na Austrália e, em seguida, na América Latina. Nesta última, os maiores montantes exportados vêm de minérios metálicos e sucata (seção 28 da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3) e de manufaturados em metais não ferrosos (seção 68) e em ferro e aço (seção 67). As rubricas que demonstraram um crescimento mais dinâmico desde o ano 2000 foram os minérios metálicos e sucata (seção 28), com um crescimento médio anual de 64%, os metais não ferrosos (seção 68), com 27%, e os minerais e adubos e minerais em bruto (seção 27) com um aumento anual de 15% (veja o gráfico I.5).

² Cabe ressaltar a trajetória e a magnitude das exportações de minerais da Alemanha, país que, embora não seja rico em recursos minerais é o segundo maior exportador desses produtos. Conforme assinalam Sánchez-Albavera e Lardé (2006), a regra geral, nos países em desenvolvimento, era que a produção nas minas não era acompanhada por uma ampliação da capacidade de fundição e refinação. Assim, à medida que avançava o grau de processamento, a capacidade instalada se concentrava nos países desenvolvidos, motivo pelo qual, por exemplo, países que não produzem minérios, como a Alemanha e Japão, figuram entre os mais importantes produtores de minerais refinados do mundo, abastecendo-se de minerais e concentrados dos países em desenvolvimento.

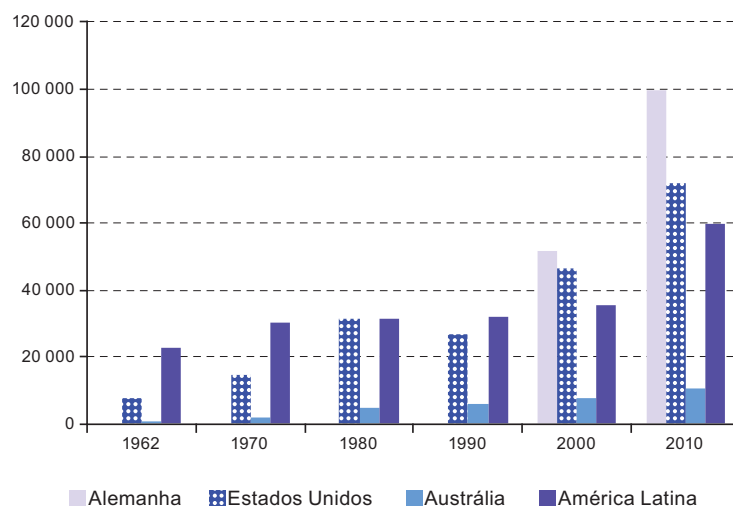
Gráfico I.3
AMÉRICA LATINA E CARIBE E GRANDES PAÍSES EXPORTADORES DE MINERAIS: EVOLUÇÃO DAS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS EM ESTADO PRIMÁRIO, 1962-2010^a
(Em milhões de dólares de 2005)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Banco Mundial, World Development Indicators.

^a Abrange produtos correspondentes às seções 27 (adubos e minerais em bruto) e 28 (minérios metálicos e sucata) da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3.

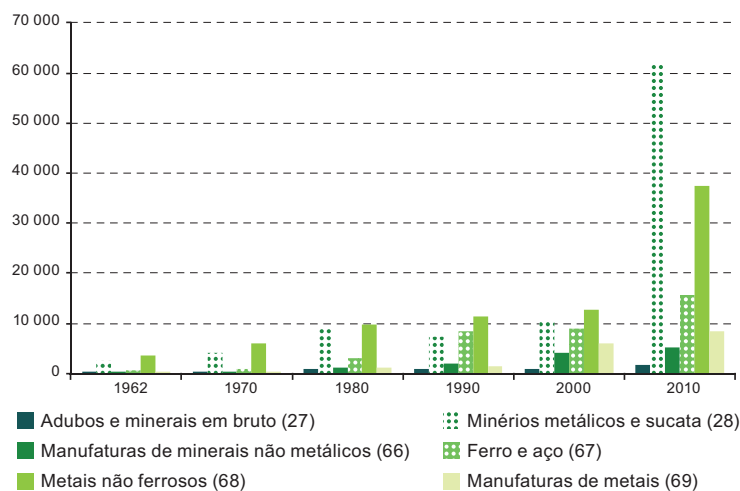
Gráfico I.4
AMÉRICA LATINA E CARIBE E GRANDES PAÍSES EXPORTADORES DE MINERAIS: EVOLUÇÃO DAS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS NA FASE DE MANUFATURA, 1962-2010^a
(Em milhões de dólares de 2005)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Banco Mundial, World Development Indicators.

^a Abrange minerais na fase de manufatura correspondentes às seções 66 (manufaturas de minerais não metálicos), 67 (ferro e aço), 68 (metais não ferrosos) e 69 (manufaturas de metais) da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3.

Gráfico I.5
**AMÉRICA LATINA E CARIBE: EVOLUÇÃO DAS EXPORTAÇÕES DE MINERAIS PRIMÁRIOS
 E MANUFATURAS DE MINERAIS,^a 1962-2010**
(Em milhões de dólares de 2005)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Nações Unidas, Base de Dados Estatísticos sobre o Comércio de Mercadorias (COMTRADE).

^a Os números entre parênteses indicam as seções correspondentes da Classificação Uniforme para o Comércio Internacional (CUCI), Revisão 3.

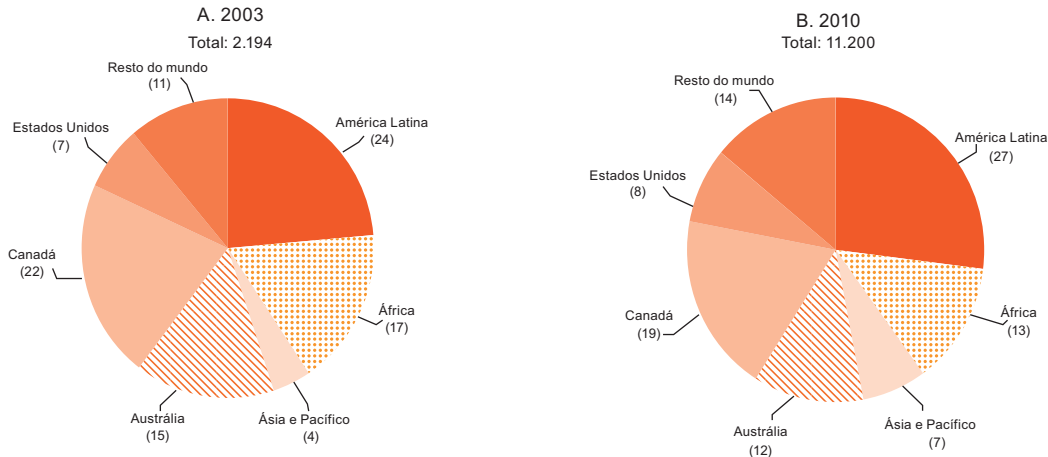
A América Latina, assim como os países desenvolvidos da amostra (Alemanha, Austrália e Estados Unidos), apresentam um crescimento da exportação de minerais, tanto na produção de metais e minerais primários, como na produção de alguns minerais com um maior valor agregado na etapa de manufatura.

C. TENDÊNCIAS DO INVESTIMENTO NA EXPLORAÇÃO MINERAL

A elevação dos investimentos na exploração mineral se transformou em uma tendência mundial a partir de 2003. O orçamento global para a exploração de metais não ferrosos passou de 2,194 bilhões de dólares em 2003 para 11,200 bilhões de dólares em 2010 (veja o gráfico I.6). Esse crescimento foi interrompido em 2009 devido aos efeitos recessivos da crise das hipotecas de alto risco ocorrida no último trimestre de 2007 nos Estados Unidos, porém a tendência anterior foi logo retomada.

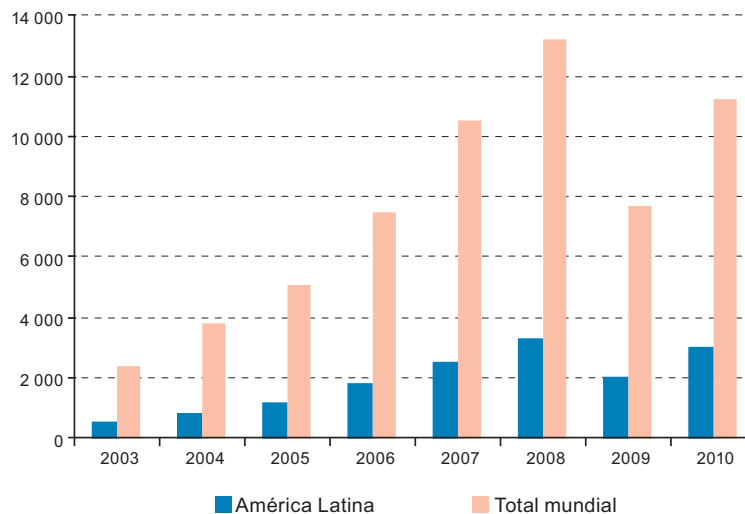
Como região, a América Latina e o Caribe têm sido o principal destino do investimento em exploração mineral mundial desde 1994. Entre 2003 e 2010, os orçamentos de exploração na região se multiplicaram mais de cinco vezes, passando de 566 milhões de dólares para 3,024 bilhões de dólares ao ano. O ouro é o metal que recebe mais da metade do orçamento exploratório mundial, com o cobre vindo em segundo (veja o gráfico I.7).

Gráfico I.6
**DISTRIBUIÇÃO DOS ORÇAMENTOS MUNDIAIS PARA A
 EXPLORAÇÃO MINERAL, 2003 E 2010**
(Em porcentagens do total e milhões de dólares)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Centro de Estudos do Cobre e da Mineração (CESCO) e Metals Economics Group, Tendências na Exploração Mundial.

Gráfico I.7
**AMÉRICA LATINA: ORÇAMENTOS MUNDIAIS PARA EXPLORAÇÃO
 MINERAL DESTINADOS À REGIÃO E TOTAL MUNDIAL, 2003-2010**
(Em milhões de dólares)

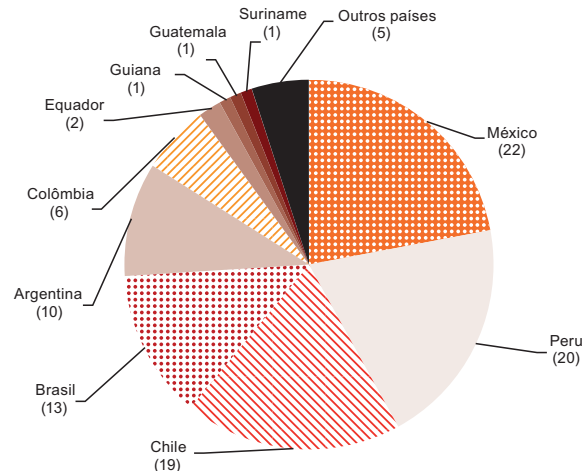


Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em informações do Centro de Estudos do Cobre e da Mineração (CESCO) e J. Acquatella e J. Lardé, “Panorama regional del sector minero en América Latina y el Caribe”, Santiago, Chile, CEPAL, 2012, inédito.

No início da década de 1990, os gastos em exploração mineral de países como a Austrália, o Canadá e os Estados Unidos foram desviados para a América Latina em função de os custos dessa atividade nessas economias serem mais elevados por diversos fatores, como o esgotamento das reservas de algumas zonas de mineração, o cancelamento de incentivos fiscais e o aumento das exigências ambientais. Esses fatores, somados aos processos de liberalização, desencadearam um vertiginoso

crescimento dos orçamentos para exploração na América Latina, que se transformou no principal destino da exploração mineral mundial durante duas décadas. Especificamente, essas atividades foram dirigidas para o Peru, o México, o Brasil, o Chile e, em menor medida, a Argentina. Os quatro primeiros países figuram entre os dez destinos principais da exploração mineral mundial (veja o gráfico I.8).

Gráfico I.8
AMÉRICA LATINA E CARIBE: PRINCIPAIS DESTINOS DA EXPLORAÇÃO MINERAL, 2010
(Em porcentagens do total da região)



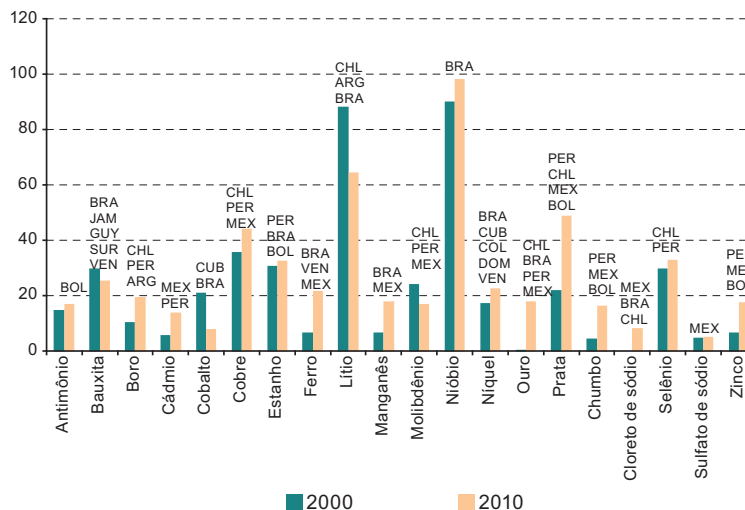
Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Centro de Estudos do Cobre e da Mineração (CESCO), base de dados; e Metals Economics Group.

D. A CRESCENTE CONTRIBUIÇÃO DOS PAÍSES DA UNASUL PARA AS RESERVAS MINERAIS MUNDIAIS

A intensificação das atividades de exploração na América Latina e no Caribe possibilitou um aumento das reservas de uma grande parte dos minerais. Por exemplo, as reservas de ouro da região, que chegavam a 200 toneladas no ano 2000 e estavam localizadas principalmente no Peru, subiram para mais de 9.200 toneladas em 2010, passando a estar distribuídas entre o Chile, o Brasil, o Peru e o México. Vários países da Unasul controlam uma parcela importante das maiores reservas minerais do planeta e contam com pelo menos 65% das reservas mundiais de lítio (Chile, Argentina e Brasil), 49% das de prata (Peru, Chile, Estado Plurinacional da Bolívia, além do México, fora da Unasul), 44% das de cobre (Chile, Peru e, em menor grau, México), 33% das de estanho (Peru, Brasil, Estado Plurinacional da Bolívia), 26% das de bauxita (Brasil, Guiana, Suriname e República Bolivariana da Venezuela, além da Jamaica, fora da Unasul), 23% das de níquel (Brasil, Colômbia e República Bolivariana da Venezuela, além de Cuba e da República Dominicana, fora da Unasul) e 22% das de ferro (Brasil e República Bolivariana da Venezuela, além do México), entre outros minerais. Estima-se que o potencial minerador seria maior considerando que as informações geológicas disponíveis ainda são insuficientes³ (veja o gráfico I.9).

³ As reservas se referem à proporção dos recursos identificados ou das riquezas minerais cuja exploração pode ser economicamente viável dependendo de fatores como os níveis relativos de custos e de preços, a tecnologia disponível e as características físicas da mina (lei, qualidade, tonelage, espessura, profundidade e localização).

Gráfico I.9
AMÉRICA LATINA E CARIBE: PRINCIPAIS RESERVAS MINERAIS, 2000 E 2010
 (Em porcentagens do total mundial)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados de U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, janeiro de 2011.

Nota: Nas colunas correspondentes a 2010, estão relacionados os países que, nesse ano, dispunham de reservas, ordenados da maior para a menor quantidade de reservas.

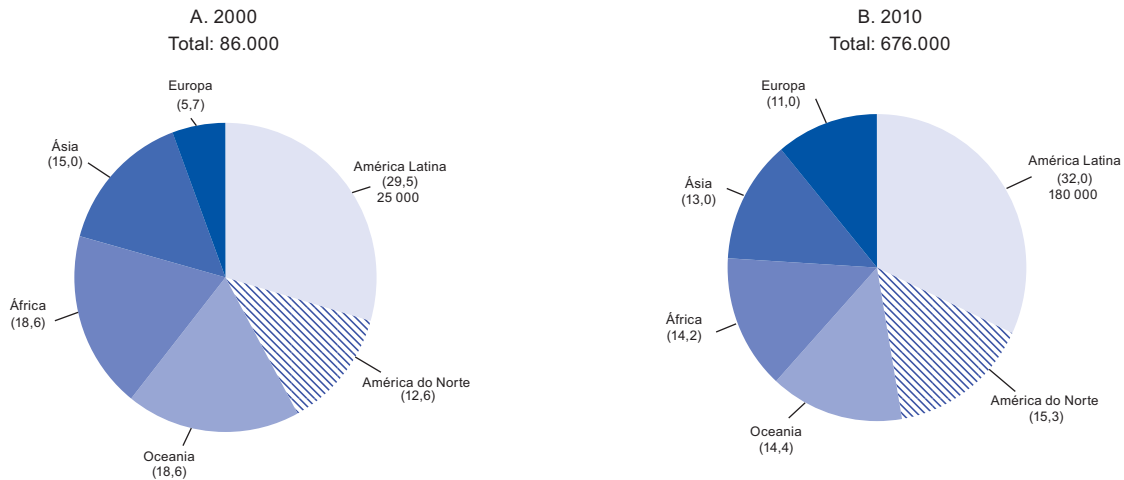
E. AS PERSPECTIVAS PARA OS INVESTIMENTOS NA MINERAÇÃO APONTAM PARA UM GRANDE DINAMISMO

Na América Latina e no Caribe, a década de 1990 se distinguiu por reformas regulatórias e de política destinadas a atrair investimentos privados. No setor de mineração, essas reformas se caracterizaram por proporcionar incentivos tributários e arcabouços legais favoráveis, o que, em alguns países, abarcou contratos de estabilidade tributária por períodos prolongados. De modo geral, isso se traduziu em regras do jogo altamente competitivas para o investimento em mineração, oferecendo condições mais favoráveis que as existentes em outras regiões mineiras do mundo.⁴

Atualmente, a América Latina é o principal destino da carteira de investimentos mundiais na mineração. Segundo a pesquisa anual do *Engineering & Mining Journal*, os projetos para a região chegaram a 180 bilhões de dólares em 2010, quase um terço do investimento mundial no setor. Essa pesquisa sobre investimentos planejados (não efetivados) é um indicador da capacidade de atração dos incentivos oferecidos pelos países e da rentabilidade esperada desses investimentos. Em contrapartida, no ano 2000, a carteira de projetos para a região havia sido de apenas 25 bilhões de dólares (veja o gráfico I.10).

⁴ Otto e outros (2007) estabelecem uma comparação internacional de 24 países mineradores segundo a qual o Chile e a Argentina figuram entre os 20% de menor alíquota de tributação efetiva e maior rentabilidade privada, enquanto o Estado Plurinacional da Bolívia aparece entre os 33% superiores. O México e o Peru se situam mais próximo da média internacional, pois ocupam, respectivamente, as posições 13 e 17 nessa classificação de 24 países. Veja também Otto (2004).

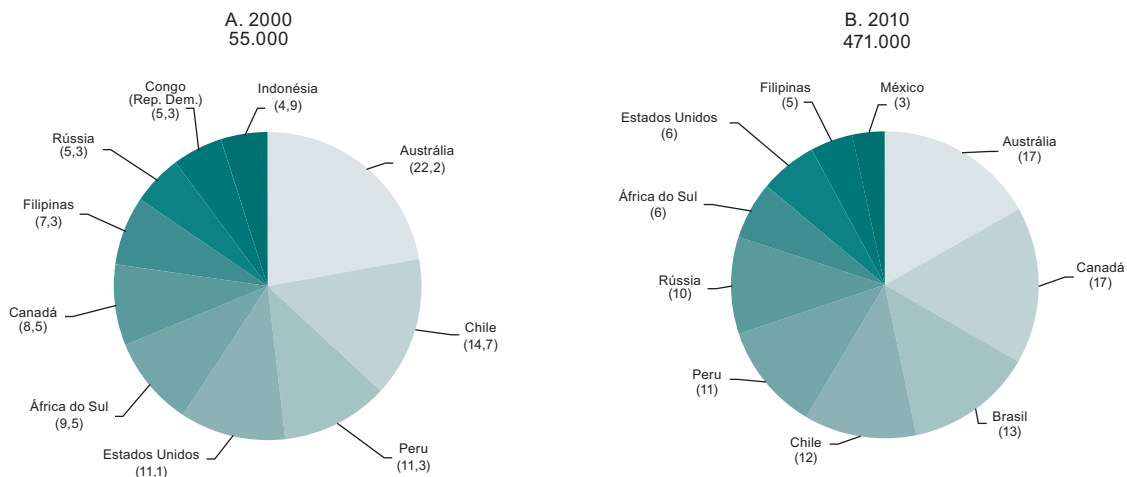
Gráfico I.10
CARTEIRA DE PROJETOS DE INVESTIMENTO EM MINERAÇÃO POR REGIÕES, 2000 E 2010
 (Em porcentagens e milhões de dólares)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados da pesquisa do *Engineering & Mining Journal*.

Em 2011, o Brasil, o Chile e o Peru estavam entre os dez principais países de destino dos investimentos em mineração. Há dez anos, apenas o Chile e o Peru figuravam nesse grupo (veja o gráfico I.11). Os metais que atraíram os maiores investimento foram o ferro (27%), o cobre (27%), o ouro (16%), o minério de níquel (14%) e o níquel refinado (3%), que em conjunto representaram 87% do total dos projetos em carteira.

Gráfico I.11
DISTRIBUIÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM MINERAÇÃO ENTRE OS DEZ PRINCIPAIS PAÍSES BENEFICIÁRIOS, 2000 E 2010
 (Em porcentagens e milhões de dólares)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em dados do *Engineering & Mining Journal*.

F. A PARTICIPAÇÃO ESTATAL NA RENDA ECONÔMICA DO SETOR DE MINERAÇÃO DURANTE O ÚLTIMO CICLO DE PREÇOS

Durante o período 2004-2009 a renda econômica⁵ do setor de mineração (Banco Mundial, 2011)⁶ como porcentagem do PIB na América Latina e no Caribe quase quadruplicou em relação à média do período 1990-2003, ao passar de 0,54% para 2,08% do PIB regional.⁷ Dessa renda econômica do setor, deriva-se o seguinte: i) os pagamentos fiscais percebidos pelo Estado na forma de impostos, *royalties* e outros tributos; ii) os lucros privados das empresas extrativas e iii) o pagamento dos fatores de produção utilizados além da etapa de extração, cuja maior parte consiste na remuneração de empregados das empresas extrativas.⁸

O quadro I.2 mostra a evolução da produção mineira e da renda econômica do setor como porcentagem do PIB em uma seleção de países exportadores de minerais da Unasul (Bolívia (Estado Plurinacional da), Chile, Colômbia e Peru) e de outros produtores da região. Neste caso, faz-se um contraste entre o período de auge de preços (2004-2009) com a fase anterior (1990-2003). Constata-se que a renda do setor de mineração, além de praticamente quadruplicar entre os dois períodos na região como um todo, pelo menos dobra em quase todos os países relacionados (veja as cifras em negrito). A penúltima coluna mostra a contribuição fiscal do setor de mineração com o pagamento de impostos, de *royalties* e de outros tributos, expressa como porcentagem da renda da mineração, e, na última coluna, expressa como porcentagem do total das receitas fiscais. Observam-se os seguintes fatos estilizados:

- i) A contribuição fiscal média do setor de mineração como porcentagem do total das receitas fiscais cresceu durante o período 2004-2009 em relação ao período anterior em todos os países examinados. Essa contribuição triplicou no Estado Plurinacional da Bolívia (passando de 1% para 3,7% do total das receitas fiscais) e quadruplicou no Chile e no Peru (de 8,2% para 37,5% no Chile e de 2,9% para 14,2% no Peru).

⁵ A renda econômica “pura” do recurso mineral é a diferença entre o valor da produção a preços internacionais e o custo de produção do mineral na boca da mina. Para o cálculo dessa renda econômica, o custo de produção pertinente é o da extração do mineral até a boca de mina, o que abrange o custo de oportunidade do capital investido na operação de extração. Para cada tipo de mineral exportado, é possível estimar uma renda econômica unitária como o resultado obtido ao subtrair do preço internacional o custo de produção médio até a boca da mina por tonelada de mineral exportado. Estima-se a renda econômica do setor de mineração como um todo agregando as rendas unitárias para toda a produção e tipos de minerais exportados. Na prática, há minerais como o cobre, cujo comércio se dá quase todo em concentrados e a operação de concentração se dá na boca da mina. Nesses casos a prática consiste em medir a renda econômica com base no concentrado e, portanto, o custo de produção pertinente deve abranger também o custo da operação de concentração.

⁶ A estatística da renda da mineração (em porcentagens do PIB) é definida como o valor da produção do setor de minas e jazidas (mineração metálica) a preços internacionais menos os custos de produção pertinentes (custo de extração na boca da mina e custo de oportunidade do capital investido na operação de extração) para uma cesta de dez minerais (estanho, ouro, chumbo, zinco, ferro, cobre, níquel, prata, bauxita e fosfato).

⁷ Estimativa própria baseada nas estatísticas da renda da mineração (em porcentagem do PIB) publicadas pelo Banco Mundial (2011) para os diversos países. Veja o quadro I.2, onde são apresentados esses indicadores para cada país e para a região como um todo em referência aos períodos 1990-2003 e 2004-2009 (último quinquênio para o qual há dados disponíveis).

⁸ Estritamente falando, os lucros privados seriam o que sobra da renda econômica obtida após o pagamento dos impostos e de outras obrigações fiscais em cada país e após o pagamento dos fatores de produção das etapas posteriores à extração até a boca da mina ou a boca do poço (como os pagamentos a empregados e os gastos com a venda —por exemplo, o transporte do mineral, petróleo ou gás até os portos de embarque).

- ii) Contudo, apesar desse considerável aumento das receitas fiscais procedentes do setor de mineração nos países examinados entre 2004 e 2009, a participação estatal como porcentagem do total da renda econômica gerada pelo setor não superou 35% nos países de maior tradição mineira da região (como Bolívia (Estado Plurinacional da), Chile e Peru), chegando, inclusive a ser inferior a 15% em alguns países em que a mineração é menos desenvolvida.
- iii) No Chile e no Peru, os principais países mineradores da Unasul, assim como no Estado Plurinacional da Bolívia e na Colômbia, o Estado chega a perceber entre 30% e 35% da renda econômica estimada do setor na forma de receitas fiscais e participação direta. Trata-se de uma porcentagem semelhante à de países mineradores da OCDE, como a Austrália (26%) e o Canadá (38%) e próxima ao nível de referência de 33% estimado com base nos dados de pagamentos fiscais feitos pelas dez empresas mineradoras transnacionais de maior porte entre 2005 e 2010.⁹
- iv) Em contrapartida, a participação estatal na renda econômica estimada do setor de hidrocarbonetos chega a níveis entre 45% e 65% nos países exportadores da região. Essa tendência se repete em escala internacional e reflete uma maior participação direta do Estado na produção por intermédio de empresas petrolíferas públicas e mistas, bem como o maior desenvolvimento relativo que os regimes fiscais petrolíferos tiveram na concepção de instrumentos fiscais e tipos de contratos que asseguram a progressividade da participação do Estado.¹⁰
- v) No caso do Chile, a contribuição fiscal da empresa estatal CODELCO (de 22,1%) é fundamental para alcançar o nível de participação do Estado na renda econômica estimada do setor (35,7%) obtido durante o período 2004-2009.
- vi) A contribuição fiscal da mineração privada no Chile (no quadro I.2, GMP-10 representa as 10 maiores empresas privadas de mineração) representa aproximadamente a metade da contribuição da empresa estatal CODELCO e pouco menos de um terço (11,1%) da participação estatal obtida (35,7%) em relação à renda econômica estimada para o setor.
- vii) A contribuição fiscal da CODELCO com respeito à mineração privada ainda é mais significativa quando se considera que a empresa estatal é responsável por apenas um terço (31,2%) da produção de cobre do país,¹¹ com empresas privadas respondendo pelo restante da produção. Em outras palavras, com aproximadamente um terço da produção de cobre, a CODELCO responde por quase dois terços da participação estatal na renda econômica do setor.
- viii) Durante o período anterior a 2004, em todos os países analisados a porcentagem da participação estatal na renda econômica do setor de mineração é, em média, inferior a 25%, com a exceção da Colômbia.

⁹ Os dados agregados dos pagamentos tributários feitos pelas 10 maiores mineradoras transnacionais foram fornecidos pela firma de auditoria PricewaterhouseCoopers (2011).

¹⁰ A Iniciativa de Transparência nas Indústrias Extrativas (EITI) publica os pagamentos recebidos por governos e feitos pelas indústrias extrativas (mineração, petróleo e gás) nos países membros que voluntariamente ingressaram nessa organização. Uma revisão dos dados publicados pela EITI sobre 29 países membros (19 da África, 4 da Ásia e o restante da Europa, do Oriente Médio e da Oceania, sendo o Peru o único representante da América Latina e do Caribe) permite corroborar que, de modo geral, os Estados conseguem captar uma porcentagem maior do total da renda econômica do setor de hidrocarbonetos do que daquela do setor de mineração.

¹¹ A CODELCO produz 31,2% do cobre fino no Chile. Veja o quadro 2.2 em COCHILCO (2011).

Quadro I.2
INDICADORES E CONTRIBUIÇÃO FISCAL DO SETOR DE MINERAÇÃO
EM PAÍSES SELECIONADOS, 1990-2009
(Em porcentagens)

| País | Participação da produção mineira no PIB | | Renda da mineração em relação ao PIB ^a | | Receitas fiscais da mineração ^b como proporção da renda da mineração | | Receitas fiscais da mineração com relação ao total das receitas fiscais | |
|--|---|------------------|---|-------------------------|---|-------------------------|---|------------------------|
| | 1990-2003 | 2004-2009 | 1990-2003 | 2004-2009 | Antes de 2004 ^c | 2004-2009 ^d | Antes de 2004 | 2004-2009 |
| Argentina | 1,80 | 1,54 | 0,05 | 0,48 | | | | |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) | 3,96 | 5,73 | 0,30 | 2,28 | | 57,7 | | 2,2 |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) excl. cobranças da COMIBOL | | | | | | | 34,6 ^e | 1,3 |
| Brasil ^f | 0,52 | 0,66 | 0,64 | 2,24 | | | | |
| Chile (total GMP-10, CODELCO com dividendos) | 6,58 (cobre) | 16,07 (cobre) | 6,47 | 17,29 | 21,8 | 35,7 | 8,2 | 37,5 |
| Chile (CODELCO com dividendos) | | | | | 17,8 | 22,1 | 6,7 | 23,2 |
| Chile (apenas mineração privada, GMP-10) ^g | | | | | 4,0 | 13,6 | 1,5 | 14,3 |
| Colômbia^f | 1,73 | 2,42 | 0,17 | 0,91 | 36,9^h | 37,1^h | 1,9 | 2,1 |
| Equador ^f | 6,96 | 14,71 | 0,01 | 0,03 | | | | |
| Guatemalaⁱ | 0,85 | 1,44 | n. d. | 0,24 ^j | n. d. | 12,2 | n. d. | 0,3^k |
| Guiana ⁱ | 16,22 | 11,28 | 5,62 | 5,34 | | | | |
| Honduras | 0,47 | 0,86 | 0,25 | 0,69 | 10,2 | 10,0^l | 0,05 | 0,5 |
| Jamaica ^m | 4,99 | 2,80 | 3,43 | 1,67 | | | | |
| México | 0,80 | 1,02 | 0,14 | 0,34 | | | | |
| Nicarágua ^m | 0,74 | 1,19 | 0,07 | 0,63 | | | | |
| Panamá ⁿ | 0,49 | 1,14 | n. d. | n. d. | | | | |
| Peru | 4,02 | 8,50 | 0,79 | 7,16 | n. d. | 27,4 | 2,9 | 14,2 |
| República Dominicana | 0,75 | 0,41 | 0,69 | 1,96 | | | | |
| Suriname ^m | 6,17 | 12,92 | 7,26 | 5,07 | | | | |
| Venezuela (República Bolivariana da) | 1,97 | 2,11 | 0,32 | 0,83 | | | | |
| América Latina | n. d. | n. d. | 0,54 | 2,08 | | | | |
| Austrália ^m | 4,85 | 7,53 | 1,17 | 4,12^o | 18^p | 26,1^q | | |
| Canadá ^m | 4,7 | 6,8 | 0,2 | 0,69 | | 38,6 | | |
| Estados Unidos ^m | 1,2 | 1,8 | 0,0 | 0,08 | | | | |
| África do Sul ^m | 7,3 | 8,1 | 0,9 | 2,47 | | | | |

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Nações Unidas, Base de Dados Estatísticos sobre o Comércio de Mercadorias (COMTRADE), Banco Mundial e cifras oficiais dos respectivos países.

^a Renda da mineração (em porcentagem do PIB) Banco Mundial, World Development Indicators (WDI).

^b Abrange imposto de renda e *royalties*.

^c Os dados sobre o Chile correspondem ao período 1994-2003. Os dados sobre Honduras correspondem ao período 2001-2003.

^d Os dados sobre a Guatemala correspondem ao período 2004-2009.

^e Corresponde ao período 2000-2009 e abrange aportes na forma de *royalties*, impostos sobre os lucros e impostos sobre as remessas das empresas mineradoras ao Estado. Não estão incluídas as cobranças sobre a Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL).

^f A participação da mineração no PIB corresponde ao período 2004-2006 na Colômbia e 2004-2007 no Equador.

^g Abarca tributação e imposto específico ou *royalties* das grandes empresas privadas de mineração do cobre (GMP-10).

^h Períodos 2000-2003 e 2004-2006. Abarca impostos e *royalties* pagos pelas empresas mineradoras.

ⁱ As cifras do PIB do setor de mineração abrangem mineração, petróleo e gás natural.

^j Corresponde ao período 2006-2009.

^k Período 2006-2010. As informações correspondem unicamente à mina de ouro Marlin, a mais importante do país, que respondeu por 95,5% das exportações do setor de mineração da Guatemala em 2008.

^l Estimativa com base em 10% do dado da renda da mineração publicado pelo Banco Mundial, World Development Indicators (WDI).

^m As cifras do PIB da mineração abrangem a mineração e o petróleo.

ⁿ O dado da participação da mineração no PIB corresponde ao período 2004-2008.

^o Abrange a mineração metálica e a não metálica, petróleo, gás natural e carvão; com base em Banco Mundial e Australian Bureau of Statistics (ABS), em Hogan e McCallum (2010).

^p Valor aproximado para 1993-2003, com base em Hogan e McCallum (2010); apenas mineração metálica.

^q Valor aproximado para 2004-2007, com base em Hogan e McCallum (2010); apenas mineração metálica.

Com respeito aos países da Unasul, as porcentagens da participação estatal na renda da mineração foram estimadas apenas no caso da Bolívia (Estado Plurinacional da), do Chile, da Colômbia e do Peru, de acordo com a disponibilidade de informações desagregadas sobre os tributos pagos pelo setor de mineração. Os principais resultados estão em destaque no quadro I.3:

Quadro I.3
**PARTICIPAÇÃO ESTATAL NA RENDA ECONÔMICA ESTIMADA DO SETOR DE MINERAÇÃO
E NO TOTAL DAS RECEITAS FISCAIS EM PAÍSES SELECIONADOS, 1990-2003 E 2004-2009**
(Em porcentagens)

| País | Participação estatal na renda econômica do setor de mineração (média anual por período) | | | Contribuição fiscal da mineração para o total das receitas fiscais (média anual por período) | | |
|--|---|-------------|----------------|--|-------------|----------------|
| | Antes de 2004 | 2004-2009 | Todo o período | Antes de 2004 | 2004-2009 | Todo o período |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) (dados CEPAL) | (*) | 39,8 | | 1,0 | 3,7 | 3,1 |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) (dados PIEB) | | | 57,7 | | | 2,2 |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) (excl. cobranças da COMIBOL, dados PIEB) | | | 34,6 | | | 1,3 |
| Chile (cobre, GMP-10 e CODELCO) | 21,8 | 35,7 | 32,1 | 8,2 | 37,5 | 23,0 |
| Chile (CODELCO, inclusive dividendos) | 17,9 | 22,1 | 21,0 | 6,7 | 23,2 | 15,0 |
| Chile (apenas mineradoras privadas GMP-10 e imposto específico ou <i>royalties</i>) | 3,9 | 13,6 | 11,1 | 1,5 | 14,3 | 8,0 |
| Colômbia | 36,9 | 37,1 | | 1,9 | | |
| Guatemala | | 12,2 | | | 0,4 | |
| Honduras | 10,2 | 10,0 | 10,1 | 0,05 | 0,5 | 0,4 |
| Peru | (*) | 27,4 | 30,0 | 2,9 | 14,2 | 10,1 |
| Austrália (mineração metálica) | 17,9 | 26,1 | 20,2 | | | |
| Canadá | | | 38,6 | | | |
| Impostos sobre a renda bruta pagos internacionalmente pelas dez maiores empresas de mineração transnacionais | | 33,6 | 33,2 | | | |

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Nações Unidas, Base de Dados Estatísticos sobre o Comércio de Mercadorias (COMTRADE) e Banco Mundial. Calculado como a média das porcentagens de participação anuais (empregando preços nominais). Os dados PIEB referentes ao Estado Plurinacional da Bolívia foram extraídos do estudo Jordán e outros (2010).

Nota: COMIBOL (Corporación Minera de Bolivia); CODELCO (Corporación Nacional del Cobre de Chile); GMP-10: dez maiores empresas privadas de mineração no Chile.

(*) Não foi possível calcular a porcentagem da participação nesses períodos em virtude de erros estatísticos.

Capítulo II

O SETOR DE HIDROCARBONETOS NOS PAÍSES DA UNASUL: TENDÊNCIAS E EVOLUÇÃO RECENTE

A. PETRÓLEO E GÁS NATURAL: EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Observa-se na região uma variedade de formas de organização do setor de produção de petróleo e gás natural. Nos anos noventa, países como a Argentina, a Bolívia (Estado Plurinacional da), o Equador e a Venezuela (República Bolivariana da) promoveram a participação privada nas atividades de exploração e produção, bem como reformas no regime de transporte, refino e distribuição. Durante a última década, esses países avançaram rumo a um maior controle estatal do setor de hidrocarbonetos, o que abrange o controle de preços, a renegociação de contratos, a nacionalização de ativos e o fortalecimento do papel da empresa estatal na organização do setor, entre outros aspectos.

O Peru, o Brasil e a Colômbia mantêm desde 1993, 1997 e 2004, respectivamente, uma política de liberalização de preços, promoção da concorrência e investimento estrangeiro direto no setor de hidrocarbonetos, regulada por um órgão regulador nacional. As rodadas de licitação e concessão de áreas permitem a participação tanto de empresas petrolíferas estatais (como a brasileira Petrobras e a colombiana Ecopetrol) como de empresas privadas.

De modo geral, os países com tradição exportadora ou com perspectivas geológicas favoráveis em cenários de preços altos —como os que prevaleceram a partir de 2003— tenderam para um maior controle estatal. Ao contrário, os países importadores que precisavam desenvolver a sua indústria e atrair investimentos se inclinaram para a liberalização do setor.

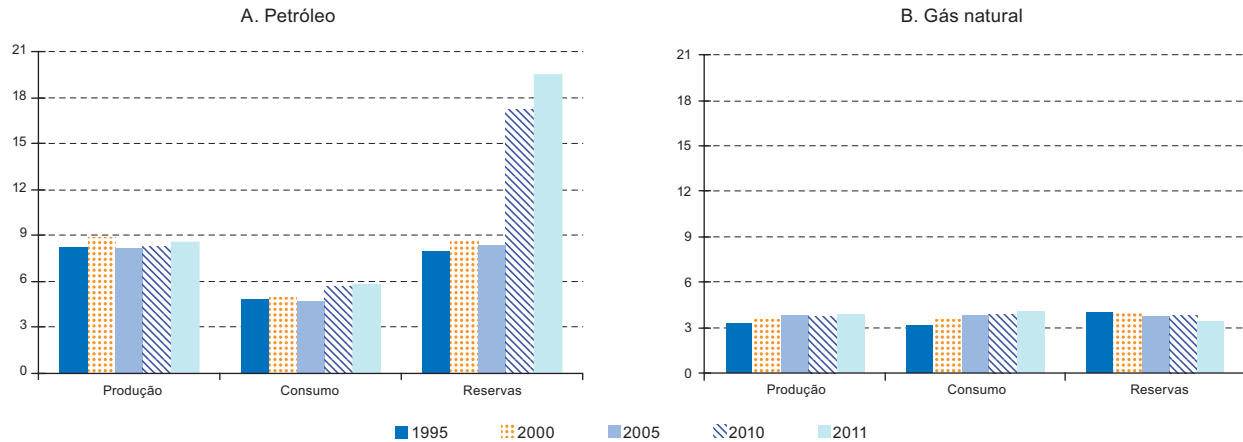
Na prática, tanto os países que controlam os recursos e as reservas como as empresas petrolíferas que têm a tecnologia e o capital, longe de agir unilateralmente, interagem em um mercado mundial que é, evidentemente, incerto, dinâmico e competitivo. Nesse contexto internacional e diante de uma volatilidade de preços constante, os governos buscam concatenar diferentes objetivos, que vão desde maximizar a sua apropriação da renda do petróleo até atrair investimentos para desenvolver o setor, passando por garantir o abastecimento do mercado interno e uma produção eficiente de hidrocarbonetos, entre outras metas de política. A seguir, examina-se a posição relativa da região frente ao mundo quanto à acumulação de reservas, produção, consumo, comércio e tributação dos hidrocarbonetos.

B. RESERVAS, PRODUÇÃO, CONSUMO E INDICADORES TENDENCIAIS

1. AMÉRICA DO SUL NO CONTEXTO MUNDIAL

No ano de 2011, a América do Sul foi a segunda zona do mundo com a maior quantidade de reservas de petróleo (atrás do Oriente Médio), com uma parcela de 20%. O crescimento dos estoques de petróleo e gás natural a partir de 2008 se deveu à certificação de reservas no âmbito do projeto Magna, na faixa do Orinoco, por parte da República Bolivariana da Venezuela, e em explorações bem-sucedidas no Brasil e na Colômbia, principalmente (veja o gráfico II.1).

Gráfico II.1
**AMÉRICA DO SUL: PARTICIPAÇÃO NOS SETORES DO PETRÓLEO
 E DO GÁS NATURAL, 1995, 2000, 2005, 2010 E 2011**
 (Em porcentagens)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em British Petroleum, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

As reservas de gás regionais no último quinquênio perderam representatividade mundial, situando-se no patamar de 3%. Regiões como a América do Norte, a Ásia Central e o Oriente Médio foram as de maior crescimento. Quanto aos países, cabe destacar os Estados Unidos —com as suas reservas provadas de gás não convencional—, Turcomenistão e Catar.

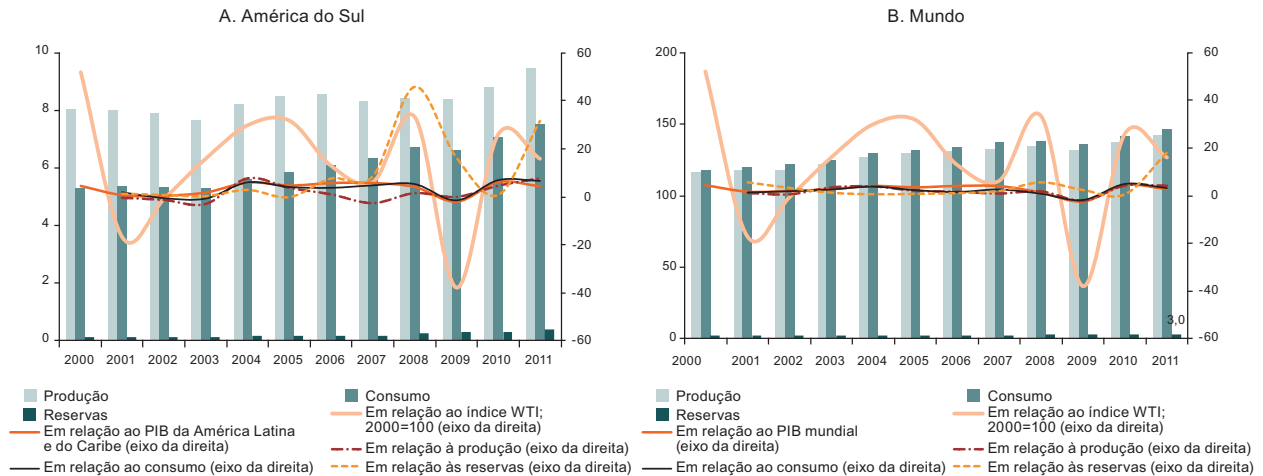
Nos últimos anos, vem crescendo a produção regional e mundial do total de hidrocarbonetos. Contudo, a América do Sul perdeu protagonismo na produção de petróleo para regiões como a América do Norte, a Europa Oriental, a Ásia Central e a África, em que uma maior atividade de desenvolvimento possibilitou um aumento da produção em depósitos de areias betuminosas (no Canadá e em outros países, como o Cazaquistão (Kashagan), a Federação Russa (Sakhalin) e Angola (Girassol e Mundo I)).

O aumento dos preços internacionais a partir de 2003 influenciou significativamente na oferta e demanda de hidrocarbonetos dos países da Unasul. No primeiro caso, os preços induziram uma atividade exploratória, de perfuração ou de recuperação melhorada do petróleo, o que permitiu aumentar a oferta, embora de forma limitada, para fazer face ao crescimento da demanda.¹ No segundo caso, a lenta resposta da demanda diante da alta de preços pode estar relacionada com os níveis de subsídio aos combustíveis mantidos em alguns países da região. Desde 2004, a expansão anual média do consumo regional, de 5%, assim como a sua correlação com o crescimento correspondente do PIB, foi superior ao aumento anual médio da produção de hidrocarbonetos, que se situou em 3% (veja os gráficos II.2 e II.3).

¹ Por exemplo, mundialmente se observa que o impacto dos preços se refletiu em um aumento da contratação de equipamentos (torres) de perfuração.

Gráfico II.2
**AMÉRICA DO SUL E O MUNDO: EVOLUÇÃO DAS RESERVAS, DA PRODUÇÃO
 E DO CONSUMO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL FRENTE AO CRESCIMENTO
 ECONÔMICO E À EVOLUÇÃO DOS PREÇOS**

(Em unidades específicas (eixo da esquerda) e em variação
 percentual anual (eixo da direita))



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Banco Mundial, “World Development Indicators (WDI)” [on-line], <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>; BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>; e CEPAL, *Estudio Económico de América Latina y el Caribe 2012* (LC/G.2546-P), Santiago, Chile, 2012.^a

^a As reservas estão expressas em bilhões de barris equivalentes de petróleo; a produção e o consumo estão expressos em milhões de barris equivalentes de petróleo ao dia.

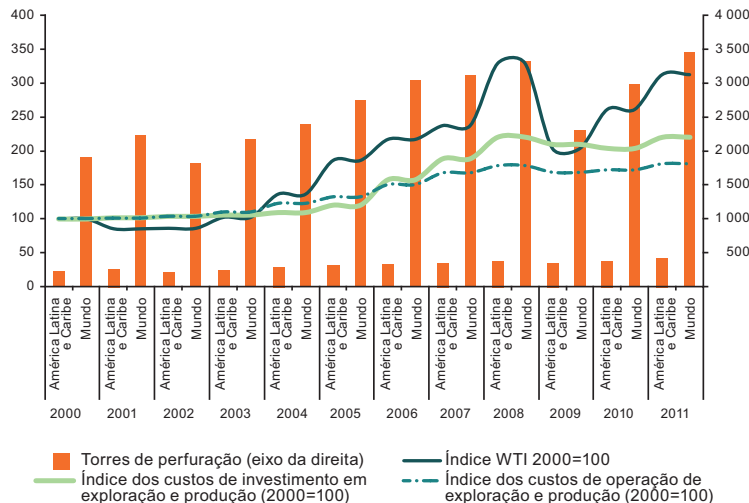
A tendência observada de menor crescimento da oferta de petróleo em relação à demanda regional pode ocasionar um problema de abastecimento e segurança energética e desencadear uma diminuição do volume disponível para exportações no futuro. Além disso, pode vir a aumentar o risco de déficit fiscal, de aumento do endividamento interno-externo e de redução das reservas internacionais líquidas nos países cujos gastos fiscais estão muito atrelados à receita dos hidrocarbonetos.

O aumento das reservas, da produção e do consumo se refere tanto ao gás natural como ao petróleo. Nesse caso, emprega-se como unidade o barril equivalente de petróleo com um fator de conversão médio mundial para o gás natural, calculado pela empresa British Petroleum (BP), com um valor de 5.610 pés cúbicos por barril equivalente. O WTI nominal foi deflacionado usando o índice de preços ao consumidor dos Estados Unidos para consumidores urbanos (IPC-U) com base em 2000=100. O crescimento do PIB indicado para a América do Sul corresponde ao da América Latina e do Caribe.

Além disso, tanto os custos de investimento como os de operação e manutenção mostram uma clara tendência de alta após 2004 (veja o gráfico II.3). Esse aumento não foi compensado por uma alta de preços na mesma medida como ocorreu no setor de mineração, no qual a respectiva alta superou com folga a elevação dos custos de exploração e processamento de minerais.²

² Em consequência, o aumento da renda econômica do setor de hidrocarbonetos entre o período anterior a 2003 e o período 2004-2010 é proporcionalmente inferior ao registrado no setor de mineração. Contudo, em termos absolutos, a renda do setor de hidrocarbonetos em nível regional (264,032 bilhões de dólares de 2005, em média, de 2007 a 2009) continuou sendo significativamente superior à do setor de mineração (aproximadamente 77 bilhões de dólares de 2005 durante 2009).

Gráfico II.3
**AMÉRICA LATINA E CARIBE E O MUNDO: EVOLUÇÃO DE PREÇOS, CUSTOS
 E ATIVIDADES DO SETOR DE HIDROCARBONETOS, 2000-2011^a**



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Baker Hughes, “International rig counts”, 2012 [on-line], http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; BP, “Statistical Review of World Energy 2012” [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>; Agência Internacional de Energia (AIE), *International Energy Outlook 2011*, Washington, D.C. setembro, 2011; IHS, “IHS-CERA: Capital Costs”, 2012 [on-line], <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>.

^a Os índices dos custos de operação e investimento são elaborados em função dos custos nominais de uma carteira de projetos de exploração e produção considerados representativos em nível mundial, calculados periodicamente pela firma de consultoria IHS-CERA. O número de torres de perfuração corresponde à média de torres de petróleo e gás natural ativas. O cálculo é feito periodicamente pela empresa de serviços petrolíferos Baker and Hughes.

A crise econômica mundial declarada em meados de 2008 acarretou uma contração do consumo e da produção de cerca de 1% na América Latina e no Caribe em 2009. A redução do mercado mundial, o difícil ambiente de financiamento, o recuo dos preços do petróleo e o aumento dos custos de investimento e de operação, além de diminuir a atividade do setor, adiaram ou cancelaram projetos de exploração e desenvolvimento em todo o mundo, provocaram uma redução de 15% nos montantes dos planos de investimento em relação ao ano anterior e, possivelmente, aumentaram a taxa de diminuição dos campos latino-americanos (AIE, 2009).

Nos últimos quinquênios, cresceram, em maior proporção, a produção e o consumo de gás natural do que de petróleo. Tanto em escala mundial como na América Latina, se observa uma substituição paulatina dos combustíveis sólidos primários por gás natural que, por ser menos poluente, tem um impacto muito mais moderado sobre o meio ambiente (veja o gráfico 1 do anexo).

A evolução do mercado de petróleo a partir do ano 2000 se caracterizou por um rápido aumento da demanda nos mercados emergentes (como a China e a Índia), o que, em combinação com as restrições de oferta, empurrou os preços do petróleo para cima até o patamar de 100 dólares por barril. Esses preços se mantiveram dentro de faixas historicamente altas a despeito da frágil situação macroeconômica e financeira dos países da OCDE durante 2011 e 2012.

O mercado de gás natural se dissociou do mercado de petróleo. Nos Estados Unidos a “revolução” do gás não convencional (gás de xisto ou *shale gas*) se encontra em pleno apogeu, o que se traduziu em preços equivalentes à metade dos pagos na Europa e na Ásia, onde os mercados do gás se estreitaram. A demanda por gás natural se recuperou e superou os níveis anteriores à crise financeira nas principais regiões.

Os mercados de energia estão atravessando um dos períodos mais incertos das últimas décadas, em função das repercussões da primavera árabe nos processos de exploração e produção, bem como das consequências macroeconômicas da crise da zona do euro. A retomada dos preços a partir de 2010 (veja os gráficos 2 e 3 do anexo) coincide com os problemas políticos nos países árabes, especialmente no Egito, na Líbia e na República Árabe da Síria. Contudo, obedece também a fatores estruturais que atuam juntamente com a conjuntura política: a pressão da crescente demanda da China, o provável aumento da demanda por geração de energia elétrica (por uma menor participação das usinas nucleares) e o aumento dos custos de produção do petróleo.³

2. Reservas

O setor tem duas definições de reservas: a determinística e a probabilística. Elas são complementares e a sua estimativa é feita em função das condições geológicas, tecnológicas, econômicas e jurídicas. Para que um recurso seja considerado reserva e esta seja catalogada como provada, o desenvolvimento e a exploração da produção ao longo da vida do reservatório precisam ser rentáveis e comercialmente atrativos para o Estado ou a empresa petrolífera. Essa rentabilidade, além de depender dos preços de venda e dos custos de investimento e de operação, está sujeita às condições legais vigentes, que afetam tanto os contratos de exploração e produção como os contratos de comercialização e o regime fiscal em matéria de impostos e *royalties*, entre outros aspectos. O processo de acumulação de reservas e a sua posterior certificação se concretizam a partir da descoberta de recursos em explorações de campos —associadas, sobretudo, a atividades de sismologia, gravimetria, estratigrafia e perfuração de poços exploratórios, entre outras— segundo as condições técnico-econômicas e jurídicas já mencionadas.⁴

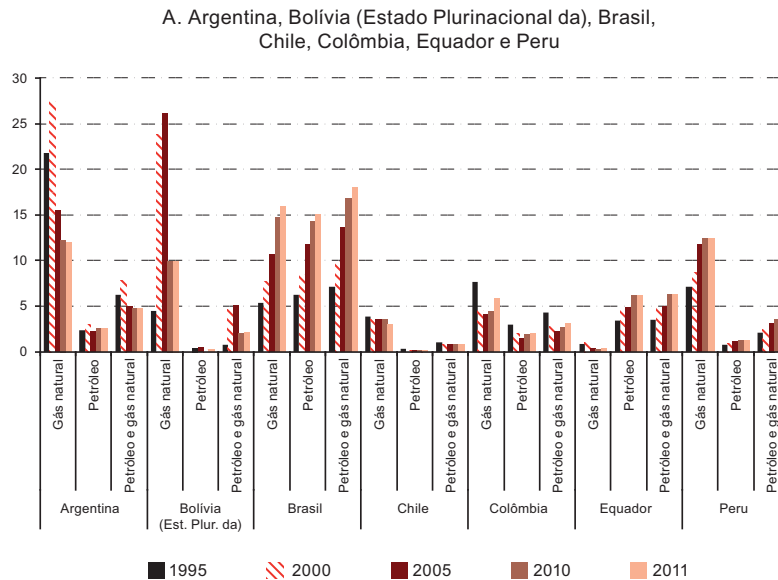
Em 2011, a República Bolivariana da Venezuela era o país que contava com mais reservas de petróleo —inclusive à frente da Arábia Saudita—, com 297 bilhões de barris, e de gás natural, com 194 bilhões de pés cúbicos (veja o gráfico II.4).

³ Por exemplo, em 5 de maio de 2011 o preço do petróleo Brent caiu 10 dólares em um dia. Nenhum analista diria que essa queda foi motivada por razões estruturais, por profundas modificações no custo de exploração nem pelo esgotamento (em unidades físicas) do recurso com base na curva de Hubbert. De fato, não foi apresentada nenhuma dessas explicações. A queda foi atribuída a algo, em princípio, tão alheio ao mercado do petróleo —embora isso seja relativo se for considerado o efeito sobre a recuperação econômica e sobre a demanda agregada— como a previsão de que o Banco Central Europeu não elevaria as taxas de juros, o que supostamente frearia a persistente subida do euro frente ao dólar.

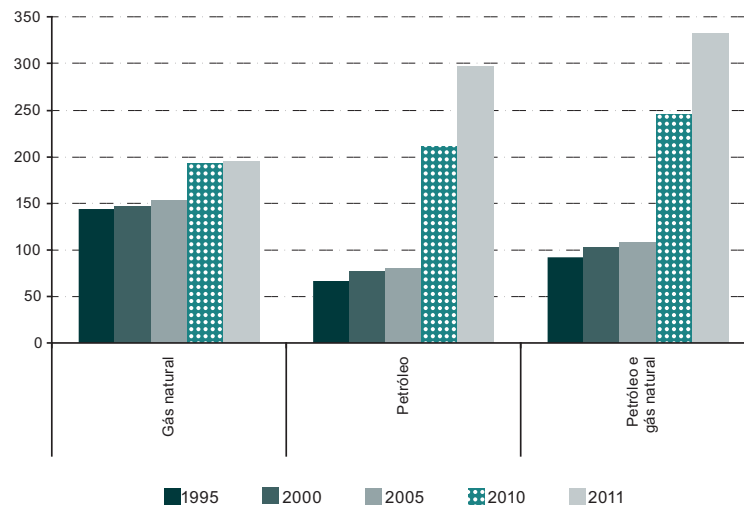
⁴ Além de as reservas poderem aumentar em virtude de novas descobertas, a contabilidade petrolífera moderna sugere que essa variável do estoque pode aumentar ou diminuir anualmente devido a outras variáveis de fluxo. Portanto, devem ser consideradas as revisões das estimativas anteriores (por exemplo, quando existe uma maior certeza com respeito a variáveis como preços, custos, porosidade do reservatório ou taxa de recuperação), as técnicas de recuperação melhorada (que incluem atividades de injeção de gás natural ou de CO₂ no reservatório), o saldo líquido de compra e venda de reservas (em países onde se pode comprar ou vender reservas ao comprar ou vender a terra ao proprietário) e a produção durante o ano.

Gráfico II.4
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): RESERVAS DE PETRÓLEO
 E DE GÁS NATURAL, 1995, 2000, 2005, 2010 E 2011^a**

(Em bilhões de barris de petróleo, bilhões de barris equivalentes de petróleo para o total de hidrocarbonetos e bilhões de pés cúbicos de gás natural)^b



B. Venezuela (República Bolivariana da)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, “World Oil and Gas Review 2010”, 2010 [on-line], <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>; Administração de Informação Energética (EIA), “Country analysis briefs”, 2011.

^a Ao fim de cada ano.

^b Considera-se um fator de conversão médio mundial para o gás natural, calculado pela empresa British Petroleum, com um valor de 5.610 pés cúbicos por barril equivalente.

No projeto Magna, que teve início em 2005 na República Bolivariana da Venezuela e previa a divisão da região do Orinoco em 27 blocos, procedeu-se a uma quantificação das reservas *in situ*. Entre 2005 e 2011, registrou-se uma acumulação de reservas de 270%. Contudo, segundo alguns analistas, esse aumento se deveu mais a uma certificação das reservas de recursos de petróleo extrapésado já existentes do que a uma atividade exploratória particularmente bem-sucedida (Fundação Bariloche, 2012).

Com a exceção da Venezuela (República Bolivariana da), Brasil, Colômbia, Equador e Peru, observou-se na região uma diminuição das reservas. A Argentina, que contava com um total de reservas próximo a 7,9 bilhões de barris equivalentes de petróleo no ano 2000, não superou os 4,7 bilhões de barris em 2010, o que representa uma diminuição de 40% durante esse período.

No caso do Brasil, na estimação das reservas não se leva em conta a totalidade dos recursos do pré-sal⁵ brasileiro descoberto em 2007 no campo de Tupi nem os recursos do reservatório de Santos. Estima-se que, em conjunto, chegariam a 50 bilhões de barris equivalentes de petróleo, que, se considerados como reservas no futuro, quase triplicariam as atuais.

Quanto às reservas de gás natural não convencional,⁶ tanto a Argentina como a América Latina em geral poderão ter a oportunidade de certificar os recursos gasíferos tecnicamente recuperáveis⁷ tão logo a tecnologia ou os marcos regulatórios possibilitem que as técnicas de fratura hidráulica e perfuração horizontal sejam econômicas e possam ser desenvolvidas nos países da região.

Em nível mundial, estima-se que, com o aumento das reservas de gás não convencional, crescerá o seu consumo na matriz energética, até chegar a igualar o consumo de petróleo nos próximos 20 anos. Além disso, esse processo permitirá a formação de preços do gás natural em função dos custos de desenvolvimento e de produção das reservas, a despeito da formação e da flutuação do preço do petróleo ou dos seus derivados considerados substitutos. Essa situação já foi observada recentemente, pois, a partir de 2009, a evolução quase constante dos preços do gás natural Henry Hub se desvinculou da tendência de alta do petróleo WTI (Bourland e Gamble, 2011).

⁵ Reservatórios de petróleo bruto encontrados abaixo de espessas camadas de sal no leito do mar, depositados há 150 milhões de anos. A extração exige perfuração marítima a mais de 3 mil metros através de água, rocha e mais de 1.500 metros de sal.

⁶ O gás natural não convencional se encontra em locais subterrâneos de difícil localização e se caracteriza por um alto custo de produção. Encontra-se, por exemplo, em campos impermeáveis (que necessitam de um estímulo máximo e exigem um investimento considerável), em jazidas de hidratos ou dissolvido na água de formação. Além disso, pode provir da gasificação *in situ* do carvão. Na classificação do gás não convencional, se encontram: i) gás de xisto (*shale gas*), que é o gás natural encontrado em rocha sedimentar detrítica argilosa, rica em matéria orgânica e caracterizada por baixa permeabilidade e migração; ii) gás de campos de baixa permeabilidade (*tight gas*), que é o gás natural encontrado em rochas sedimentares muito compactas de arenito de grão fino, com cimento calcário, ferruginoso ou silicioso de baixa permeabilidade e migração, e que exige o uso de técnicas como a fratura hidráulica; iii) metano das camadas de carvão (*coalbed methane*), que é o gás natural com prevalência de metano encontrado nos depósitos de carvão (ENI, 2002, AIE, 2012).

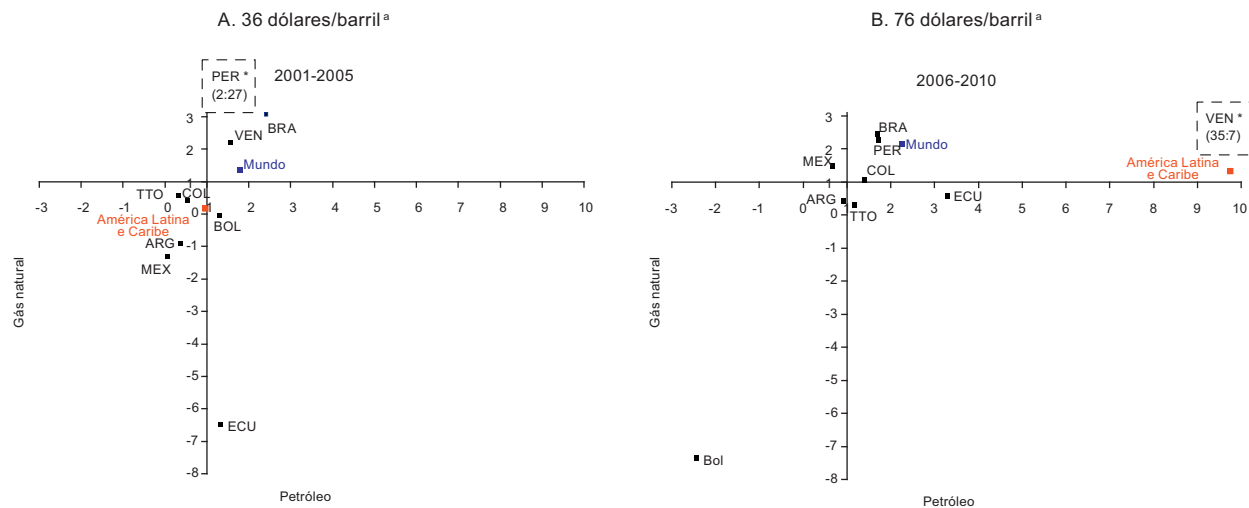
⁷ São os recursos *in situ* descobertos e não descobertos recuperáveis (à margem dos aspectos econômicos) com a tecnologia atual. Esses recursos se transformam em reservas tão logo sejam descobertos e comercializáveis. Além disso, podem ser considerados recursos excedentes a soma das reservas e dos recursos contingentes e prospectivos (SPE, 2009).

a) Substituição das reservas

O esforço envidado pelos países para substituir as reservas ao longo do tempo é medido por meio do índice de substituição das reservas.⁸ Um índice inferior a um implicaria uma reposição insuficiente (ou nula) das reservas; igual a um, uma reposição exata; superior a um, uma reposição mais que suficiente dados os níveis de produção. O ideal para um país é que essa razão seja igual ou superior a um para não perder riqueza nem ativos e repor pelo menos as reservas nos níveis de produção consumidos.

O gráfico II.5 compara o comportamento do índice de substituição das reservas de petróleo e de gás natural entre os dois quinquênios do período 2001-2010, que se caracteriza por ser um período consistente quanto à certificação das reservas. No período 2001-2005, com um preço de 36 dólares por barril, se observa que a América Latina teve uma reposição insuficiente das reservas de gás natural e de petróleo (índices de 0,16 e 0,97, respectivamente, o que significa que apenas 16% e 97% da respectiva produção do quinquênio foi substituída por novas descobertas ou ajustes de estimativas anteriores. Foram observadas reposições mais do que suficientes de ambos os produtos no Brasil, no Peru e na República Bolivariana da Venezuela, ao contrário do ocorrido na Argentina e na Colômbia.

Gráfico II.5
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): EVOLUÇÃO QUINQUENAL DO ÍNDICE DE SUBSTITUIÇÃO DAS RESERVAS DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL, 2001-2010



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy 2011” [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>; e ENI, “World Oil and Gas Review 2010” [on-line], <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

^a Os preços correspondem à média simples do WTI para o período de referência.

⁸ $ISR_t = ((R_t - R_{t-1})/P_t) + 1 = ((R_{t-1} - P_t + DES_t + REC_t \pm REV_t - R_{t-1})/P_t) + 1 = (DES_t + REC_t \pm REV_t)/P_t$

onde:

ISR = Índice de substituição das reservas
t = Período
R = Reservas
P = Produção
DES = Descobertas e extensões
REC = Recuperação melhorada
REV = Revisões de estimativas anteriores

No quinquênio seguinte, 2006-2010, apesar da diminuição registrada em 2009, o preço médio subiu para 76 dólares por barril, o que contribuiu para um aumento dos recursos recuperáveis técnica e economicamente e para a melhoria da situação da região. O índice de reposição se situou, em termos regionais, em 9,75 para o petróleo e em 1,32 para o gás natural, impulsionado pela República Bolivariana da Venezuela, pelo Brasil, pelo Peru e, em menor medida, pela Colômbia.

Em contrapartida, a Argentina e o Estado Plurinacional da Bolívia não conseguiram aproveitar a alta dos preços para acumular reservas. Essa situação pode se dever a diversos fatores, como as revisões de estimativas anteriores das reservas no Estado Plurinacional da Bolívia em 2010, o aumento dos custos de investimento, operação e acesso a financiamento —acentuado pela crise econômica mundial— e aspectos regulatórios, como a definição de preços de venda fixos no mercado interno.

b) **Riqueza em recursos: relação entre reservas e produção**

Tradicionalmente a riqueza em recursos naturais não renováveis é medida por meio da relação entre reservas e produção ou da duração estimada das reservas (expressa pelo número de anos que as reservas durariam ao ritmo de produção do período em curso). Esse indicador reflete a situação de riqueza em um recurso em um dado momento, enquanto a sua variação no tempo indica se a riqueza percebida cresce ou diminui.

Observa-se que, no último quinquênio, a riqueza em petróleo e gás natural na América do Sul cresceu até chegar, em 2011, a 108 anos, isto é, um nível muito superior à média mundial, de 58 anos (veja o quadro II.1 e o gráfico II.6). Sem a certificação do petróleo extrapesado da faixa do Orinoco, ou seja, sem a República Bolivariana da Venezuela, a riqueza da América do Sul cairia, situando-se em 17 anos, segundo dados de 2011.

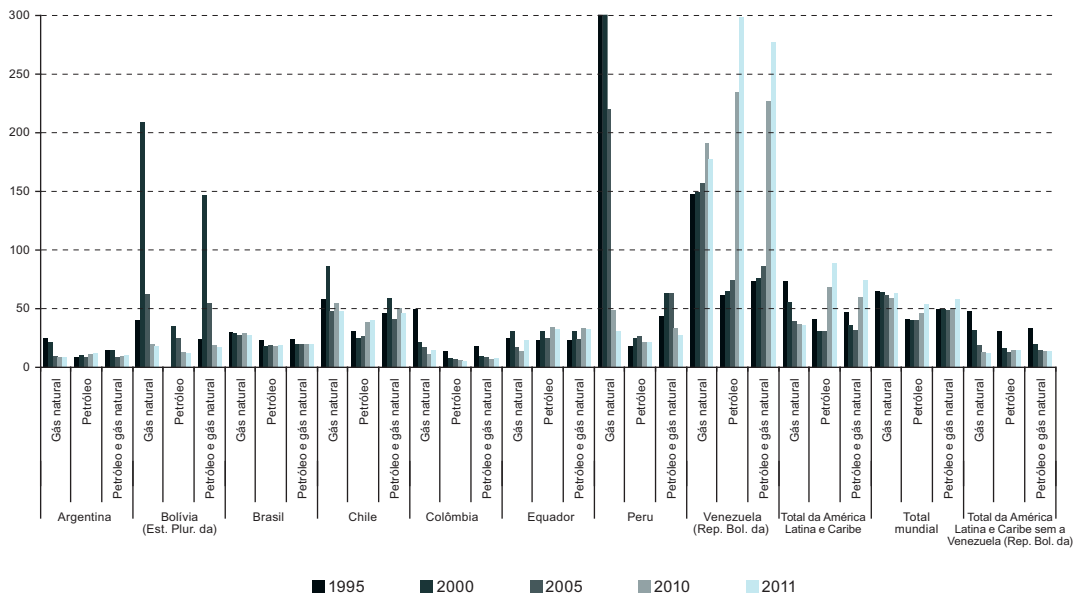
A Colômbia e a República Bolivariana da Venezuela ocupam as posições extremas quanto à riqueza, com 7 e 278 anos respectivamente. Contudo, nos últimos anos, o aumento da produção colombiana foi equilibrado por aumentos de reservas, o que permitiu manter a riqueza, embora a níveis baixos. A expectativa é que, no futuro, os fluxos de investimento privados e públicos na Colômbia possibilitem a elevação desse indicador.

Quadro II.1
AMÉRICA LATINA E CARIBE: RIQUEZA EM PETRÓLEO E GÁS NATURAL
(Em anos)

| Região ou sub-região | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| América Latina e Caribe | 46,6 | 36,1 | 32,3 | 60,2 | 74,6 |
| América Latina e Caribe sem a República Bolivariana da Venezuela | 34,0 | 19,5 | 14,6 | 14,1 | 14,0 |
| América do Sul | 47,2 | 46,3 | 45,7 | 87,8 | 108,2 |
| América do Sul sem a República Bolivariana da Venezuela | 20,5 | 20,9 | 18,7 | 17,2 | 17,0 |

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

Gráfico II.6
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): RELAÇÃO ENTRE RESERVAS E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL^a
(Em anos)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a Os dados sobre gás natural relativos ao Peru em 1995 e 2000 correspondem a 501 e 715 anos, respectivamente.

No ano 2000, o Peru apresentou a maior razão entre reservas e produção de gás natural, com mais de 700 anos, graças ao grande volume de recursos não desenvolvidos de Camisea, cerca de 8,7 bilhões de pés cúbicos, que cobrem, com folga, a produção de 33 milhões de pés cúbicos ao dia (0,9 milhões de metros cúbicos ao dia). Esse indicador caiu para 200 anos em 2005 e 50 anos em 2010, devido ao aumento das reservas e da produção a partir do ano de 2004 causado pelo crescimento da demanda de geração de energia elétrica e por um projeto de exportação de gás natural liquefeito (GNL) no ano de 2010.

A evolução dos preços nos mercados internacionais ao longo do tempo também é um indicador da relativa riqueza ou escassez dos recursos, o que reflete, por sua vez, o comportamento da oferta e da demanda mundial do petróleo. A tendência de alta dos preços internacionais dos hidrocarbonetos durante a última década sugere que os recursos são cada vez mais escassos.

3. Produção e consumo

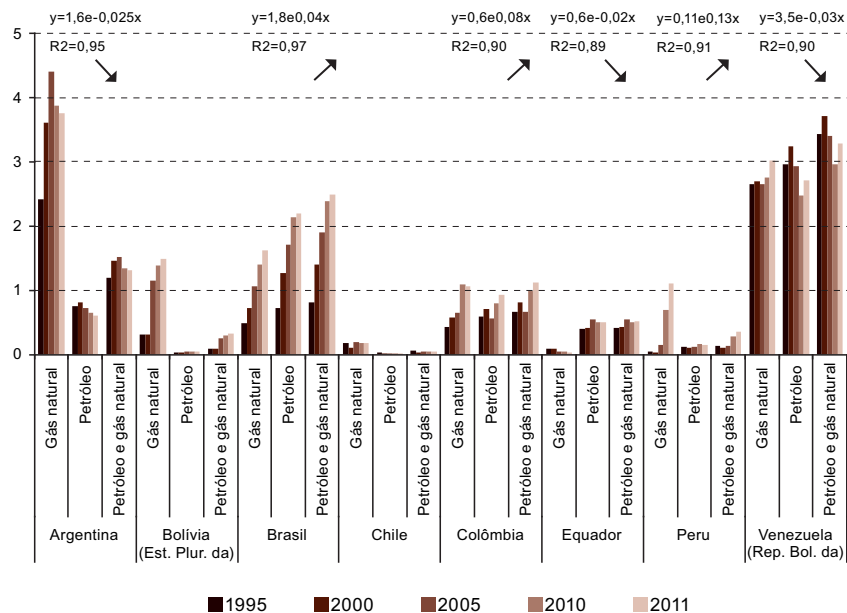
Em 2011, a República Bolivariana da Venezuela foi o principal produtor de petróleo (2,7 milhões de barris ao dia), e a Argentina, de gás natural (3,8 bilhões de pés cúbicos por dia). Contudo, ambos os países apresentaram taxas anuais de produção decrescentes⁹ (próximas de -3%) durante o período 2005-2010. Já o Brasil, o segundo maior produtor sul-americano de ambos os produtos, registrou taxas de produção

⁹ Para quantificar o declínio de poços ou campos existem outros métodos, baseados em aproximações harmônicas e hiperbólicas.

crecentes, em torno de 4% ao ano (veja o gráfico II.7). Por sua vez, o Peru, a Colômbia e o Brasil tiveram êxito ao compensar o declínio natural dos campos com um aumento da produção, pois registraram taxas de crescimento de 13%, 8% e 4%, respectivamente.

Gráfico II.7
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E DE GÁS NATURAL, 1995, 2000, 2005, 2010 E 2011^a

(Em milhões de barris de petróleo, milhões de barris equivalentes de petróleo para o total de hidrocarbonetos e bilhões de pés cúbicos de gás natural por dia)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a O ajuste exponencial corresponde à produção tanto de gás natural como de petróleo para o período 2005-2010. Considera-se um fator de conversão médio mundial para o gás natural, calculado pela empresa British Petroleum, com um valor de 5.610 pés cúbicos por barril equivalente.

Aparentemente, no caso do petróleo, não foram suficientes a alta de preços nem o aumento da atividade de perfuração na Venezuela (República Bolivariana da) e no Equador para compensar a queda da produção em campos maduros, quadro esse que se tornou ainda pior quando a produção estava sujeita a limites como os que são impostos a países que fazem parte da OPEP: no caso dos dois países citados, quotas em torno de 2 milhões e 0,4 milhão de barris de petróleo por dia, respectivamente.

Contudo, a postura da Arábia Saudita, que é um dos principais produtores mundiais e, portanto, tem uma influência significativa sobre as decisões da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) —e sobre os países da Unasul pertencentes a essa organização—, não apenas se manifesta na forma de pressão para moderar a produção, mas também para aumentá-la com o fim de estabilizar os preços do petróleo. Alguns analistas mencionam que um cenário em que os preços cheguem a superar os 100 dólares por barril poderia representar a antessala de uma recessão econômica e, por extensão, de uma redução do consumo mundial de petróleo, o que no médio e longo prazo poderia pôr em risco as receitas fiscais de alguns países produtores cujas economias dependem em grande medida das suas matérias-primas. Por outro

lado, preços inferiores a 70 dólares por barril representam um desincentivo ao investimento em projetos com elevados custos de desenvolvimento, como os de petróleo extrapesado na República Bolivariana da Venezuela, e os executados em águas ultraprofundas no Brasil e no México, cujos custos unitários estão estimados em 115, 60 e 55 dólares por barril, respectivamente (Bourland e Gamble, 2011).

Além disso, outra causa para a diminuição da produção em alguns países pode ser a insuficiência e lentidão da resposta do investimento público-privado aos aumentos de preços. Ademais, também influiriam sobre essa resposta as dificuldades criadas pelas condições tecnológicas e geológicas, tanto pelo menor número de campos exploráveis como pelos desafios impostos pela exploração de hidrocarbonetos não convencionais, pela perfuração ultramarina em grandes profundidades e pelo desenvolvimento das reservas de petróleo extrapesado. Nesse sentido, alguns analistas estimam uma baixa elasticidade-preço da oferta de hidrocarbonetos na região, entre 0,1 e 0,25 (Jenkins, 2011).

Segundo a classificação internacional, a produção venezuelana, colombiana e equatoriana é de petróleo pesado ácido, enquanto o Brasil produz um petróleo bruto pesado de acidez média. Esses produtos exigem um tratamento em refinarias especiais e esse é o principal motivo pelo qual o seu preço no mercado internacional tende a ser inferior ao dos petróleos leves e doces.¹⁰ Muitos dos planos de investimento desses países para os próximos anos estão voltados para a ampliação e a atualização das refinarias para o tratamento e a melhoria da qualidade desse tipo de petróleo no território nacional. Embora isso pudesse exigir um elevado nível de investimento, permitiria diminuir a importação de derivados, em particular dos intermediários.

Em contrapartida, na produção de gás natural na maioria dos países, são obtidas outras cadeias de hidrocarbonetos líquidos (como etanos, propanos e butanos). Esse é um parâmetro importante no comércio internacional, que se fixa em termos energéticos, pois gera um maior valor de venda para a produção de gás regional e abre a possibilidade de desenvolvimento de indústrias como a petroquímica. Quase todos os países da região (exceto a Argentina e o Equador) registraram um crescimento da produção de gás natural.

O consumo de gás natural e de petróleo na região em relação ao consumo primário total se manteve quase inalterado, embora tenha havido uma substituição progressiva do petróleo pelo gás natural nos últimos vinte anos. Contudo, embora o consumo de petróleo em relação ao consumo energético total tenha diminuído, de 55% para 47%, continua a ser alto se comparado com a média mundial, que chegou a 35% no quinquênio 2006-2010 (veja o gráfico 4 do anexo).

Na América do Sul, o maior consumidor de hidrocarbonetos em 2011 foi o Brasil, com mais de 3 milhões de barris equivalentes de petróleo ao dia. Nessa economia, o petróleo e o gás natural são usados principalmente no transporte viário e na atividade industrial. Em ordem de importância, vêm a Argentina e a República Bolivariana da Venezuela, com cerca de 1,4 milhão de barris equivalentes de petróleo ao dia. No caso argentino, o gás natural é usado para a geração de eletricidade e para o consumo residencial. No caso venezuelano, o petróleo é usado no transporte viário, um dos principais setores a que se destinam os hidrocarbonetos (veja o gráfico 5 do anexo).

¹⁰ Quanto maior é a densidade do petróleo, mais carbono ele contém, menor é a sua qualidade e maior é a proporção de produtos pesados dele derivados. O petróleo produzido no Estado Plurinacional da Bolívia é um caso particular porque, embora se trate de uma mistura superleve e doce, decorre que a sua composição é principalmente de condensado e gasolina natural, componentes associados à extração de gás natural em campos gasíferos.

C. COMÉRCIO DE HIDROCARBONETOS

O consumo primário energético dos países é satisfeito por meio da produção primária, de importações líquidas e das variações de estoques.¹¹

A relação entre a produção e o consumo indica a posição de um país como exportador ou importador. Um índice superior a um indica que o país ou região é exportador, um índice igual a um significa que a produção doméstica satisfaz a demanda local, e um índice inferior a um indica o grau de importação necessário. A diminuição dessa razão média de 1,5 para 1,3 na América do Sul nos últimos 15 anos se deve a dois fatores: i) a redução dos níveis de produção (exportável) mencionada no ponto anterior e ii) o crescimento da demanda interna.

Em comparação com o que ocorreu no resto do mundo, o crescimento da demanda interna respondeu de forma relativamente inelástica à alta dos preços internacionais dos hidrocarbonetos. Possivelmente, esse fenômeno esteve relacionado com diversos mecanismos de subsídio aos combustíveis no transporte automotivo e ao gás natural para consumo residencial, que amorteceram o repasse da variação internacional de preços ao mercado interno em vários países da região. Em média, a região da América Latina e Caribe é exportadora líquida de petróleo e quase autossuficiente em gás natural, embora de forma decrescente (veja o quadro II.2 e o gráfico II.8).

Quadro II.2
AMÉRICA LATINA E CARIBE: RELAÇÃO ENTRE A PRODUÇÃO E O CONSUMO
DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL, 1995-2011

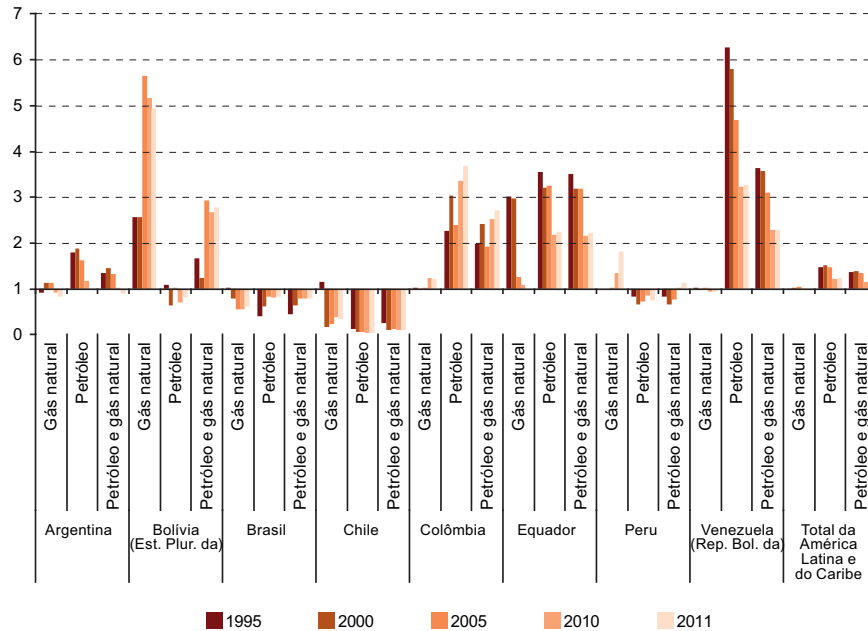
| Região ou sub-região | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2011 |
|--|------|------|------|------|------|
| América Latina e Caribe | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,2 | 1,2 |
| América Latina e Caribe sem a República Bolivariana da Venezuela | 1,0 | 1,1 | 1,1 | 1,0 | 1,1 |
| América do Sul | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,2 | 1,3 |
| América do Sul sem a República Bolivariana da Venezuela | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,0 | 1,0 |

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

A receita da produção de hidrocarbonetos é fundamental para o financiamento do orçamento público em países como a Bolívia (Estado Plurinacional da), a Colômbia, o Equador e a Venezuela (República Bolivariana da). Em 2010, o setor representou 41% das exportações totais nos dois primeiros países, e 55% e 93% nos dois últimos. A alta dos preços permitiu que essas economias melhorassem os seus termos de troca em 56%, 35%, 30% e 68%, respectivamente, durante o período 2005-2011 (CEPAL, 2012a).

¹¹ A AIE estabelece que a oferta total da energia primária (OTEP) é igual à soma da produção primária mais importações, menos exportações, mais a variação do estoque de recursos energéticos primários como carvão, petróleo, gás natural, energia nuclear, hidroeletricidade e biocombustíveis, entre outros.

Gráfico II.8
AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): RELAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO E CONSUMO, 1995, 2000, 2005, 2010 E 2011



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

A diminuição dos níveis de produção foi compensada com folga pelo efeito-preço no valor das exportações da última década. Se, no período 1991-2000, o efeito-volume foi a origem de 78% do crescimento anual do valor exportado de matérias-primas pelos países da América do Sul, no período 2001-2010, essa influência caiu para apenas 35%. A China é um destino cada vez mais preferencial das exportações sul-americanas,¹² pois contribuiu para cerca de 22% do aumento do valor das exportações de produtos primários e dos seus manufaturados nos últimos anos (CEPAL, 2012b).

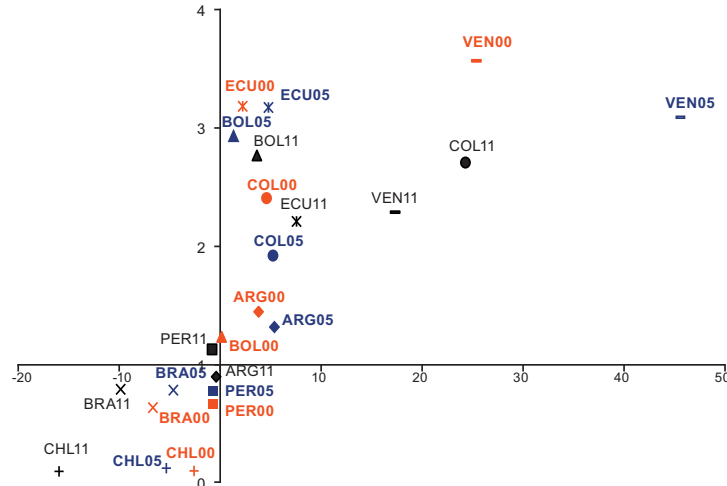
Do aumento de 185% dos preços do petróleo no período 2002-2007, estima-se que o impulso da demanda por petróleo por parte da China respondeu por 10,8% a 27,1%, o que se refletiu em um aumento do valor das exportações de petróleo de cerca de 20 bilhões de dólares em 2007.¹³ Assim, países exportadores de petróleo como o Equador e a República Bolivariana da Venezuela conseguiram uma melhoria da sua balança comercial total naquele ano de 7,9% a 17,4% no primeiro caso, e de 10,1% a 21,4% no segundo (Jenkins, 2011).

O “efeito China” contribuiu também para que o Equador, apesar da redução da razão produção/consumo, de 3,2 para 2,2, aumentasse o seu superávit comercial de hidrocarbonetos de 2 bilhões para 8 bilhões de dólares entre os anos 2000 e 2011, quando foram mantidas as exportações para mercados tradicionais como os Estados Unidos (veja o gráfico II.9).

¹² De uma participação mínima no valor das exportações no início de 2000, uma década depois, a China chegou a representar 2%, 5% e 8% para países produtores de petróleo como o Equador, a Colômbia e a República Bolivariana da Venezuela, respectivamente.

¹³ Vale a pena mencionar que o valor das exportações de petróleo da América Latina e do Caribe chegou a mais de 129 bilhões de dólares em 2007.

Gráfico II.9
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): SALDO COMERCIAL DE HIDROCARBONETOS
 E RELAÇÃO ENTRE PRODUÇÃO E CONSUMO, 2000, 2005 E 2011^a**
(Em bilhões de dólares e índice)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy”, 2011 e 2012 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, “World oil and gas review 2010”, 2010 [online], <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>; e Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD), Base de dados, 2012 [on-line], http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en.

Notas: Arg=Argentina, Bol=Bolívia (Estado Plurinacional da), Bra=Brasil, Chl=Chile, Col=Colômbia, Ecu=Equador, Per=Peru, Ven=Venezuela (República Bolivariana da), 00=2000, 05=2005, 11=2011.

^a O saldo comercial FOB de exportações menos importações (eixo horizontal) corresponde à seção 3 do SITC, rev. 3, correspondente a “Combustíveis minerais, lubrificantes e materiais relacionados” menos carvão.

Durante o último quinquênio, tanto na Argentina como na República Bolivariana da Venezuela, o recuo da produção e o aumento do consumo tiveram um impacto maior que o do aumento de preços, o que se refletiu em uma redução do superávit energético de 46 bilhões para 18 bilhões de dólares no primeiro caso, e de 5 bilhões de dólares de superávit para um déficit de 1 bilhão de dólares no segundo. Assim, a Argentina importou mais hidrocarbonetos líquidos e gás natural do Estado Plurinacional da Bolívia (por dutos) e de Trinidad e Tobago (na forma de gás natural liquefeito), o que se traduziu em uma saída de divisas de cerca de 9 bilhões de dólares em 2011¹⁴ e se transformou em uma das causas para a nacionalização acionária da Repsol-YPF em 2012.

No Brasil, apesar de se haver registrado uma razão produção/consumo próxima a 0,8 e um crescente déficit comercial em hidrocarbonetos —que chegou a 10 bilhões de dólares em 2011—, o consumo para o transporte viário foi compensado por uma produção de etanol de cerca de 0,6 milhão de barris ao dia. Já a Colômbia, com uma razão de 2,7, fortaleceu a sua posição como país exportador para os Estados Unidos e foi a economia sul-americana que obteve o maior superávit comercial no setor de hidrocarbonetos, com quase 24 bilhões de dólares em 2011. O Peru, embora seja importador de petróleo bruto do Equador, a cada ano se vale da produção nacional para satisfazer uma proporção maior do seu consumo. Contudo, a entrada de divisas pela exportação de gás natural liquefeito do campo de Camisea ainda não compensa as importações de hidrocarbonetos líquidos.

¹⁴ Outras estimativas situam esse montante em quase 5,4 bilhões de dólares (UNCTAD, 2012).

O Estado Plurinacional da Bolívia, graças a um aumento da produção de gás natural exportável para o Brasil e para a Argentina, além de uma situação de preços elevados do gás natural —indexados à evolução de preços dos derivados do petróleo— conseguiu na última década um dos maiores avanços no índice de produção/consumo, até atingir um superávit comercial energético próximo a 4 bilhões de dólares em 2011. Não obstante, o país enfrenta o desafio de diminuir a crescente importação de combustíveis mediante um aumento da produção e uma redução do subsídio ao consumo, que representou em torno de 740 milhões de dólares no último ano.¹⁵

Já os países mais prejudicados pelo choque de preços acabaram sendo os importadores de hidrocarbonetos, como o Chile e o Uruguai. De fato, nos últimos anos, o Chile importou volumes significativos de petróleo proveniente do Equador e de gás natural liquefeito da Guiné Equatorial, do Egito e de Trinidad e Tobago, o que se reflete em um índice de 0,1. Essa dinâmica resultou em um déficit comercial crescente em hidrocarbonetos, que alcançou os 16 bilhões de dólares em 2011 (veja o gráfico II.9).

Observa-se que, nos últimos cinco anos, a região aumentou a diversidade de fontes de abastecimento de gás natural por intermédio do gás natural liquefeito (veja o gráfico 6 do anexo). O abastecimento tradicional por meio de gasodutos não foi suficiente para garantir a segurança energética, motivo pelo qual se recorreu ao transporte marítimo, o que contribuiu para um aumento do comércio mundial e, em alguns casos, favoreceu a desintegração energética. Graças a esse aumento do consumo, o gás natural já apresenta o comportamento de um produto básico, semelhante ao de qualquer derivado do petróleo.

O Brasil, principal produtor e um importador destacado de gás natural, aumentou a sua aquisição de gás procedente do Estado Plurinacional da Bolívia (por meio de dutos) e de gás natural liquefeito de Trinidad e Tobago e da Nigéria. A situação com respeito ao comércio do gás mudou para a Argentina e a República Bolivariana da Venezuela, por um lado, e para o Peru e a Colômbia, por outro. A Argentina deixou de exportar para o Chile passou a importar do Estado Plurinacional da Bolívia e de Trinidad e Tobago. A Colômbia e o Peru passaram de uma situação de equilíbrio nos seus mercados internos para a condição de exportadores; os colombianos exportam por dutos para a República Bolivariana da Venezuela e os peruanos vendem gás natural liquefeito à Espanha e ao México.

O Estado Plurinacional da Bolívia apresenta a maior proporção de produção de gás natural exportável, com uma razão de 5 em contratos de longo prazo com a Argentina e o Brasil. Isso faz do país o principal exportador por dutos, com um crescimento de 1 bilhão a 1,3 bilhão de pés cúbicos ao dia, o que representou um aumento interanual de 4% no último quinquênio (veja o gráfico 6 do anexo).

D. INVESTIMENTO

Considerando que os altos preços (ou baixos custos de produção em virtude de circunstâncias técnico-geológicas propícias em certos países) podem não ser um estímulo suficiente para atrair capital que favoreça um posterior aumento das reservas e da produção, outros condicionantes devem ser levados em conta.

O fato de determinar e definir a propriedade das reservas e a produção de hidrocarbonetos pressupõe que o dono terá independência no que se refere à exploração do ativo e, ademais, poderá apropriar-se da renda gerada e ter acesso a fontes de financiamento. Por outro lado, a acumulação de reservas serve para demonstrar eficiência e credibilidade, tanto na gestão pública como na privada.

¹⁵ UNCTAD, 2012.

Do ponto de vista do Estado, um bom contrato petrolífero é aquele que, além de facilitar o desenvolvimento dos recursos, permite gerar benefícios econômicos em função da apropriação da renda econômica, do financiamento com capital de risco e da transferência tecnológica proporcionada pela parte privada. Por outro lado, a motivação da empresa privada estaria relacionada à geração de valor financeiro em projetos ou ativos rentáveis e diversificados em nível mundial.

As decisões de investimento se baseiam no potencial geológico do país, no acesso a mercados favoráveis, nos aspectos jurídicos e legais, no nível das instituições e em um marco fiscal estável e progressivo,¹⁶ bem como em uma relação positiva com os grupos de interesse. Como esses fatores contribuem para a diminuição do risco, eles serão benéficos para a atração de investimentos. Durante o último decênio, observaram-se no setor duas tendências relativas às políticas de participação do capital estrangeiro com diferente incidência sobre os montantes de investimento regional (veja o gráfico II.10).

Por um lado, no Brasil, na Colômbia e no Peru, foram tomadas medidas para atrair capital privado como meio de assegurar investimentos em exploração e, dessa maneira, recuperar os níveis das reservas e de produção que começavam a declinar no fim dos anos noventa. Os países permitiram uma maior participação privada na produção ao firmar contratos de concessão com sócios privados estratégicos; adjudicaram áreas tradicionais e não tradicionais em licitações internacionais (em que as companhias de petróleo nacionais como a Ecopetrol e a Petrobras também concorreram); empreenderam reformas fiscais com *royalties* escalonados e emitiram licenças de exploração com prazos mais dilatados.

Por outro lado, países como o Estado Plurinacional da Bolívia no ano de 2006, o Equador no ano de 2010 e a República Bolivariana da Venezuela a partir do ano 2000 levaram a cabo processos de nacionalização ou de ampliação do controle estatal. Essa situação teve como características, entre outras, o estabelecimento da propriedade pública com respeito à produção e aos ativos petrolíferos, renegociações que se materializaram em contratos de operação, de serviços e mistos, o aumento da participação das empresas de petróleo estatais e uma tributação crescente.

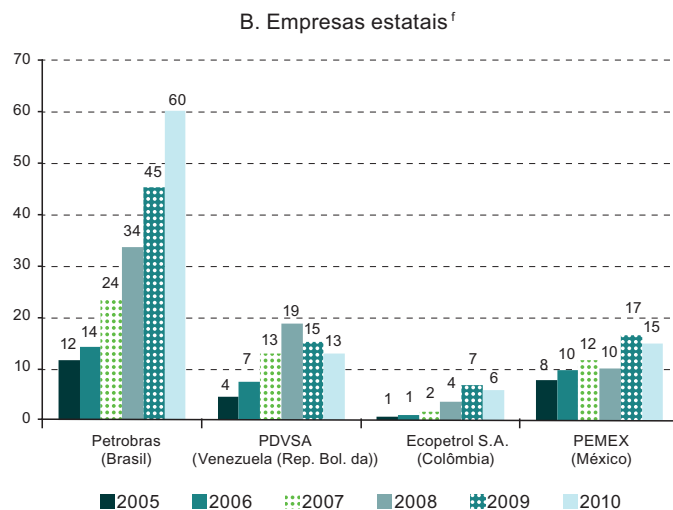
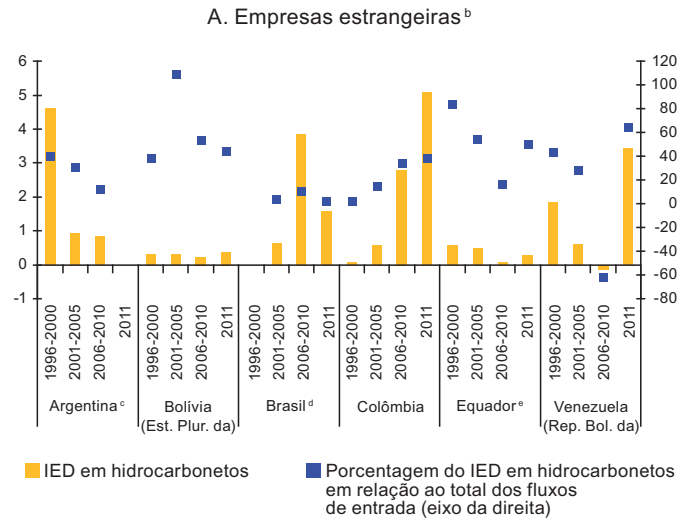
Além disso, algumas empresas —sobretudo americanas e europeias— venderam os seus ativos na região. Nesse meio tempo, cresceu o interesse por parte de empresas (sobretudo estatais) da China, da Índia e de outras economias emergentes em fazer investimentos na região.

A associação entre companhias privadas e estatais em projetos relacionados aos hidrocarbonetos não convencionais na Argentina, aos campos do pré-sal no Brasil ou ao petróleo extrapesado na República Bolivariana da Venezuela, entre outros, enfrenta desafios para honrar compromissos de investimento substanciais em exploração e produção, que chegam a cerca de 500 bilhões de dólares no próximo quinquênio (veja o quadro I.3). Para fins de comparação, estima-se que, apenas para o desenvolvimento sustentável do gás natural, seriam necessários quase 500 bilhões de dólares para os processos de exploração e produção e outros 100 bilhões de dólares para os processos de distribuição, refino e comercialização ao longo dos próximos 23 anos.¹⁷

¹⁶ Entende-se por progressividade do marco fiscal o aumento mais que proporcional da carga fiscal (X) em face de aumentos da renda do petróleo (Z), definida esta última como o valor da produção a preços internacionais deduzidos os custos de produção. Além disso, entende-se progressividade como o aumento da alíquota fiscal efetiva ou o chamado *government take* ($A = X/Z$) em face de aumentos de Z.

¹⁷ AIE, 2012.

Gráfico II.10
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): INVESTIMENTO ESTRANGEIRO
 E ESTATAL EM HIDROCARBONETOS, 1996-2011^a**
 (Em bilhões de dólares e porcentagens)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em informações oficiais dos respectivos países; Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD), Base de dados, 2012 [on-line], http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en; e Standard & Poor's, "Big spenders Latin America's national oil companies, Petrobras and PEMEX", dezembro de 2011.

^a A Bolívia (Estado Plurinacional da) e o Brasil consideram os investimentos recebidos e não os desinvestimentos no setor, enquanto os demais países consideram os investimentos líquidos recebidos, o que explica os montantes negativos do Equador em 2006 e da Venezuela (República Bolivariana da) em 2004, 2006 e 2007. Não estão incluídas informações sobre o Peru porque os dados do período estão incompletos.

^b O investimento de empresas estrangeiras (IED) corresponde à média dos montantes anuais dos períodos. Consideram-se os montantes de investimento em novas instalações (*greenfield investment*) e as fusões e aquisições de empresas ou ativos por parte de empresas não residentes no país declarante.

^c Não se conta com informações sobre o ano de 2011.

^d Não se conta com informações sobre o período 1996-2000.

^e Os dados sobre o Equador correspondem ao total dos recursos naturais.

^f O investimento de empresas estatais corresponde a gastos de capital em processos de exploração, produção, refino, distribuição e comercialização em nível mundial.

Quadro II.3
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): PLANOS DE INVESTIMENTO NO FUTURO, ATÉ 2017^a
(Em bilhões de dólares)

| | Exploração e produção | | Acréscimo à produção até 2020 | | Refino, transporte e gás natural liquefeito (GNL) | | Acréscimo ao refino até 2020 | | Sócios |
|-----------------------------------|---|--|--|-------|--|--|---|-------|--------|
| | Conceito | Valor | Conceito | Valor | Conceito | Valor | Conceito | Valor | |
| Argentina | Desenvolvimento de recursos não convencionais (794 bpc de gás natural) em Neuquén, Chubut e Santa Cruz Recuperação de poços maduros | 35-49 | 0,2 mbd (aumento de 29%) em petróleo e líquidos em gás natural (aumento de 23%) em gás natural | 1 | Gasoduto do Nordeste Argentino Utilização plena de refinarias | 20 mmcd em capacidade de transporte 37% em produção refinada de nafta e gasóleo | YPF CNOOC Chevron Petrobras Sinopec | | |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) | Desenvolvimento dos campos Caupipendi, Itatú e Incahuasi Exploração em Itaguazurenda e Camiri, entre outros Instalações separadoras de líquidos Gran Chaco e Rio Grande | 4-6 | 0,04 mbd (aumento de 80%) em petróleo e líquidos 30 mmcd (aumento de 70%) em gás natural | 3-4 | Usina petroquímica de ureia e amoníaco Ampliação de redes de transporte Ampliação e construção de refinarias | 1000 t de ureia e amoníaco 0,04 mbd (aumento de 80%) em capacidade de refino | YPFB Petrobras Repsol Total | | |
| Brasil | Desenvolvimento de campos de petróleo do pré-sal em alto-mar (50 bilhões de barris de petróleo) nos reservatórios de Campos, Espírito Santo e Santos | 280 (118 pela Petrobras, 45% para o pré-sal) | 3 mbd (aumento de 140%) em petróleo e líquidos 70 mmcd (aumento de 150%) em gás natural | 95 | Terminais de regaseificação de GNL no Ceará e no Rio de Janeiro Refinarias para o petróleo do pré-sal | 1,1 mbd (aumento de 58%) em capacidade de refino | Petrobras BG Exxon Mobil Statoil Repsol Sinopec Shell BP | | |
| Colômbia | Ecopetrol, com mais de 16 milhões de hectares de concessão para exploração | 27 Ecopetrol | 0,25 mbd (aumento de 30%) em petróleo e líquidos 7 mmcd (aumento de 22%) em gás natural | 6 | Ampliação das refinarias de Cartágena e Barrancabermeja | 0,2 mbd (aumento de 60%) de diesel e gasolina | Ecopetrol | | |
| Equador | Perfuração em Auca, Shushufindi e Cuyabeno Recuperação melhorada em campos maduros | 3 | 0,1 mbd (aumento de 20%) em petróleo e líquidos | n.d. | Construção e ampliação das refinarias de Manabí e Esmeralda | 0,3 mbd | Petroecuador Petroamazonas ENI Repsol | | |

Quadro II.3 (conclusão)

| | Exploração e produção | | Acréscimo à produção até 2020 | | Refino, transporte e gás natural liquefeito (GNL) | | Acréscimo ao refino até 2020 | | Sócios |
|--------------------------------------|--|-------|---|-------|---|-------|---|---|--------|
| | Conceito | Valor | Conceito | Valor | Conceito | Valor | Conceito | Valor | |
| Peru | Desenvolvimento dos campos Lote 67 (Paiche, Dorado, Pirana), Camisea, Bloco Z.2B (alto-mar) e blocos 39, 143, 76 e 64, entre outros | 8-10 | 0,3 mbd (aumento de 200%) em petróleo e líquidos 20 mmcd (aumento de 70%) em gás natural | 7 | Gasoduto Andino Sul Gasoduto Norte-andino Ampliação da refinaria Talara Petroquímica | 7 | Modernização da refinaria Talara de gasolina e diesel e aumento de 0,03 mbd (aumento de 45%). | Petrobras Perenco Hunt Oil Repsol Pluspetrol Petroperú Talisman | |
| Venezuela (República Bolivariana da) | Desenvolvimento da faixa petrolífera do Orinoco nas regiões de Junín e Carabobo Desenvolvimento em alto-mar de campos de gás natural nas áreas de Plataforma Deltana e Mariscal Sucre | 143 | 2 mbd (aumento de 75%) em petróleo e líquidos 35 mmcd (aumento de 40%) de gás natural para GNL | | GNL das áreas Mariscal Sucre e Plataforma Deltana | | | PDVSA CNPC ENI Chevron Repsol Statoil Total Consórcios com diversas companhias russas e indianas | |

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe, com base em informações oficiais dos países, das companhias e da imprensa escrita.

Nota: mmcd: milhões de metros cúbicos ao dia; mbd: milhões de barris ao dia; bpc: bilhões de pés cúbicos.

^a Os dados de exploração e produção da Argentina e da República Bolivariana da Venezuela correspondem a estimativas e podem abranger investimentos em processos de refino, distribuição ou comercialização.

Os dados relativos à Petrobras correspondem ao montante destinado ao Brasil de um total de 250 bilhões de dólares, segundo estabelecido no plano de investimentos mundiais 2010-2015.

O montante da Colômbia corresponde apenas à Ecopetrol, embora seja significativo, pois a empresa detém uma participação de quase 70% do mercado colombiano. Não se contou com informações de outros operadores.

E. PRINCIPAIS TENDÊNCIAS OBSERVADAS: PRODUÇÃO, CONSUMO E RESERVAS

- i) A alta de preços e a atividade no setor não foram suficientes para que se produzisse um aumento sustentado das reservas nem da produção compatível com o crescimento do consumo regional. É necessário buscar mais incentivos para impulsionar um maior volume de investimentos (públicos e privados) em atividades de exploração e produção. O Brasil e a Colômbia foram dois dos países que escaparam dessa tendência regional, pois conseguiram atrair investimentos para o desenvolvimento de atividades de exploração e produção que melhoraram a sua posição em termos de reservas, assim como a razão produção/consumo.
- ii) A produção em queda e o aumento contínuo do consumo podem provocar uma redução dos volumes destinados à exportação. O consumo regional mostra indícios de ser menos elástico diante das variações de preços, em particular em países como a República Bolivariana da Venezuela, o Equador, o Estado Plurinacional da Bolívia e a Argentina.
- iii) No caso dos países com uma grande dependência fiscal das exportações de hidrocarbonetos e com gastos significativos correlacionados, essa tendência pode acarretar um aumento do risco de déficit fiscal, uma elevação da dívida e uma eventual redução das reservas internacionais líquidas, entre outros.
- iv) Com a exceção da República Bolivariana da Venezuela e do Brasil, a queda da relação entre reservas e produção na América Latina e a insuficiente taxa de substituição das reservas ao longo da década põem em risco a riqueza nesse recurso e a posição exportadora regional no futuro. A Colômbia, além de manter níveis reduzidos de riqueza, enfrenta o desafio imposto pela necessidade de elevá-los por meio de investimento.
- v) Uma tarefa pendente é criar condições regulatórias, tecnológicas e de investimento que permitam o desenvolvimento de reservatórios não convencionais na Argentina, de campos do pré-sal no Brasil e de petróleo extrapesado na República Bolivariana da Venezuela.

F. MARCO CONTRATUAL, RENDA ECONÔMICA E RECEITAS FISCAIS

Os regimes fiscais do petróleo adotados no âmbito do sistema de concessão e do sistema contratual¹⁸ se diferenciam por aspectos relacionados à propriedade da produção, ao tipo de instrumento tributário aplicado e ao nível de participação da empresa estatal nos lucros. Dentro de um contrato de concessão, as receitas destinadas ao governo provêm da arrecadação de *royalties* e de impostos. Por outro lado, no sistema contratual, o Estado é o proprietário da produção e não apenas arrecada *royalties* e impostos, mas também participa, por meio da empresa estatal, nos ganhos do negócio junto com o setor privado.

¹⁸ Além disso, o sistema contratual se subdivide em contratos de serviço e contratos de partilha da produção; no primeiro tipo, o pagamento ao contratado é feito em dinheiro, ao passo que, no segundo tipo, se entrega petróleo ou gás natural. Por outro lado, o contrato de serviço pode ser subdividido em um contrato de serviço puro e em um contrato de serviço de risco; no primeiro, o pagamento é fixo, enquanto, no segundo, varia em função da rentabilidade e das condições do mercado.

Para fazer com que o sistema seja progressivo, são usados mecanismos como *royalties* escalonados em relação ao volume ou ao valor da produção, ou então a participação da companhia estatal segundo um coeficiente de rentabilidade do negócio nos casos em que os contratos sejam de serviço ou de partilha da produção. A aplicação de *royalties* fixos e níveis elevados de tributação inelásticos ao preço ou à rentabilidade ocasionam uma regressividade fiscal do sistema (Johnston, 1994). Por tudo isso, o sistema fiscal impõe sérios desafios e a sua concepção se torna complexa.¹⁹

Com o objetivo de maximizar a apropriação da renda econômica, os Estados podem exigir das empresas produtoras pagamentos na forma de impostos ou direitos, além dos correspondentes ao regime geral. Os instrumentos para tributar a renda da exploração de hidrocarbonetos podem ser classificados em dois tipos: i) os aplicados à produção bruta (ou à receita bruta) do campo petrolífero ou gasífero e ii) os aplicados aos lucros da operação.

A principal vantagem do primeiro tipo (em que geralmente se enquadram os *royalties*) é a facilidade de cobrança. Contudo, poderia surgir o problema de as alíquotas fixas não contribuírem para uma operação eficiente do campo, por imporem uma obrigação fiscal independente dos lucros. Além disso, nas decisões de investimento exploratório associadas à análise probabilística,²⁰ uma dinâmica própria do risco exploratório, a modelagem de um *royalty* fixo diante de uma prospecção com potencial de sucesso no futuro pode fazer com que o valor atual do fluxo de caixa do projeto seja negativo, motivo pelo qual se cancelaria ou adiaria o desenvolvimento do reservatório.

Por outro lado, os instrumentos aplicados ao lucro da operação permitiriam uma exploração eficiente do campo, desde que, para o seu cálculo, fossem efetivamente considerados as condições de mercado e os custos de produção. Contudo, o problema central passa a ser a dificuldade da sua fiscalização por problemas de informação sobre a estrutura de custos do operador.

Alguns países como o Brasil, a Colômbia e o Peru procuram aproveitar as virtudes dos dois mecanismos por meio de impostos sobre a produção e *royalties* com alíquotas variáveis em função de critérios de fácil verificação, como o nível de produção, o preço de venda, a profundidade dos poços ou outra variável que esteja relacionada à estrutura de custos (veja o quadro II.4) (Medinaceli, 2010).

A renda do petróleo é determinada por três variáveis: o preço pelo qual é vendido o hidrocarboneto, o volume de produção que pode ser alcançado em um determinado momento e os custos de extração (de capital e de operação). Partindo dessa consideração, a renda do petróleo de um país será maior quanto mais altos forem o preço e o volume de produção dos hidrocarbonetos. Em contrapartida, a renda será mais baixa diante de aumentos dos custos de extração. Em suma, diferentes combinações de preço, produção e custos de extração resultam em diferentes níveis de receita do petróleo. Contudo, durante a última década, o choque de preços foi o principal determinante para um aumento tanto da renda como das exportações de petróleo e das receitas fiscais, mesmo no caso dos países que experimentaram uma queda da produção.

¹⁹ Também existem indícios de que, em nível mundial e regional, a aplicação das mesmas condições fiscais a campos pequenos e grandes, em alto-mar ou no continente, no início da produção e no período de auge da produção, ocasiona uma regressividade fiscal do sistema. Por isso, tanto os *royalties* como os impostos deveriam ser menores em campos pequenos, em alto-mar e no início do projeto. Veja Khelil (1995).

²⁰ Árvore de decisões ou opções reais.

Quadro II.4

AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): SISTEMAS FISCAIS PARA AS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E EXPLOTAÇÃO DE HIDROCARBONETOS, 2011

| País | Formas contratuais | Pagamentos convencionais ao Estado | Objetivo | Fato gerador | Base de incidência | Alíquota | Outros tributos |
|------------------|---|-------------------------------------|--|---|--|--|--|
| Argentina | O tipo de contrato vigente na Argentina é o de concessão, por meio do qual a empresa que deseja realizar o empreendimento deve pagar um bônus ao Estado quando o contrato de exploração é firmado ou quando começa a etapa de produção, além de pagar um <i>royalty</i> ao Estado e cobrir todos os custos da operação e de capital | <i>Royalties</i> | Compensar economicamente o Estado pela exploração dos seus recursos naturais não renováveis | Produção de hidrocarbonetos considerando apenas a produção computável | Produção computável avaliada de acordo com o preço na boca do poço | Geral de 12%, embora possa ser maior em algumas províncias | Há um imposto de 35% sobre os lucros. Também existem o Imposto do Selo, de 0,5%, o Imposto sobre Créditos e Débitos Bancários, de 1,2%, o Imposto sobre os Bens Pessoais, de 1,25%, e o Imposto sobre o Valor Agregado (IVA), de 21% |
| | | Cobranças ou direitos de exploração | Tributar as atividades de exploração e busca de reservas de hidrocarbonetos líquidos e gasosos | Exploração de áreas concedidas | Quilômetro quadrado outorgado em cada concessão | | O valor econômico por quilômetro quadrado é definido anualmente |
| | | Direitos de exportação | Tributar as vendas ao mercado externo dos hidrocarbonetos líquidos e gasosos. Não visa compensar o valor da produção para o pagamento de <i>royalties</i> . É usado para diminuir o preço de paridade das exportações, ao subtrair do preço de referência internacional essa obrigação | Exportação da produção de hidrocarbonetos líquidos e gasosos | Preço final de exportação, com ajuste da qualidade | | Alíquotas variáveis e progressivas com relação ao preço de referência do petróleo bruto. A sua aplicação tem duas etapas: 1) Calcula-se a alíquota nominal levando em conta um preço de referência regulado de 60,9 dólares por barril. Quando o preço internacional é inferior ao valor de referência, a alíquota nominal aplicada é de 45%; caso o preço internacional seja inferior a 45 dólares por barril, a alíquota será determinada em 90 dias. Quando o preço internacional é superior ao de referência, a alíquota é determinada calculando a porcentagem da diferença e esse resultado é acrescido à alíquota mínima de 45% aplicada 2) Determina-se a alíquota efetiva que deve ser aplicada pela seguinte expressão: $1 - (1 / (1 + \text{alíquota nominal}))$; o resultado obtido é aplicado à base de incidência |

Quadro II.4 (continuação)

| País | Formas contratuais | Pagamentos convencionais ao Estado | Objetivo | Fato gerador | Base de incidência | Alíquota | Outros tributos |
|--|--|---|---|---|--|--|---|
| Bolívia (Estado Plurinacional da) | Partilha da produção, operação e associação. Atualmente, há 44 contratos de operação referentes a atividades de exploração e explotação. Contudo, existem também contratos de sociedade de economia mista em áreas exploratórias | <i>Royalties</i> e participação no Tesouro Geral da Nação | Compensar economicamente o Estado pela explotação dos seus recursos naturais não renováveis | Explotação e produção de hidrocarbonetos | Para o mercado interno: quantidade total produzida por campo e produto, seja líquido ou gasoso, pelo preço médio ponderado de venda no mercado interno, pela porcentagem de alocação dessas vendas em relação ao total das vendas. Para o mercado externo: quantidade total produzida por campo e produto, seja líquido ou gasoso, pelo preço médio ponderado de venda no mercado externo pela porcentagem de alocação dessas vendas em relação ao total das vendas | Sobre a base de incidência, valor da produção no ponto de fiscalização; aplica-se 18%. Essa porcentagem deverá ser repartida de acordo com as seguintes porcentagens: interno a) 11% para o departamento produtor b) 1% de <i>royalty</i> compensatório para os departamentos de Beni e Pando c) 6% para o Tesouro Geral da Nação | Ademais, existem pagamentos por patentes, o imposto sobre o Valor Agregado (13%) e o Imposto sobre as Transações (3%) para as vendas no mercado |
| | | | Imposto Direto sobre os Hidrocarbonetos | | Mesma base de incidência que a dos <i>royalties</i> | Sobre a base de incidência, valor da produção no ponto de fiscalização. Aplica-se 32% | |
| | | | Participação da empresa estatal nos lucros gerados pelos contratos de operação | Explotação e produção de hidrocarbonetos | Lucros a serem distribuídos de acordo com o anexo F dos contratos | Porcentagem variável e progressiva em relação aos preços e ao fator de receitas e custos (fator B) do operador. Decreece quanto maior for a produção do operador | |
| | | | Explotação de hidrocarbonetos de propriedade nacional | Explotação de hidrocarbonetos de propriedade nacional | Área explorada | | |
| Brasil | É usado o sistema de concessão, mediante o qual se outorga aos investidores particulares o direito de explorar e explorar o recurso, e se licitam ou leiloam as áreas petrolíferas | <i>Royalties</i> | Compensar economicamente o Estado pela explotação dos seus recursos naturais não renováveis | Explotação e produção de hidrocarbonetos | Valor da produção na boca do poço; pagam-se em função dos preços no mercado de petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo | Entre 5% e 10%, dependendo dos riscos geológicos, das perspectivas de produção e de outros fatores a serem considerados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), que fixa o valor definitivo no contrato de concessão | |

Quadro II.4 (continuação)

| País | Formas contratuais | Pagamentos convencionais ao Estado | Objetivo | Fato gerador | Base de incidência | Alíquota | Outros tributos |
|--------------|---|--------------------------------------|--|--|--|--|---|
| | | Participações especiais | Impor uma participação especial sobre os campos de grande produção ou alta rentabilidade | Rentabilidade superior ao fixado pela ANP | Valor da produção uma vez descontados os <i>royalties</i> , os investimentos em exploração, os custos de produção, a depreciação e outros tributos. Como no caso anterior, o valor exato será estabelecido no contrato de concessão. Serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a produção líquida trimestral de cada campo de acordo com a localização, o número de anos de produção e o volume de produção | Oscilam entre 10% e 40% | |
| | | Bônus de assinatura | Montante que as empresas concessionárias oferecem para obter o direito de explorar os recursos de hidrocarbonetos nas áreas licitadas. | Adjudicação de áreas em licitação | Montante econômico oferecido na licitação para obter a concessão de gás natural ou petróleo | Não pode ser inferior ao valor estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) ao convocar a licitação | |
| | | Taxa de ocupação da área | Pagamento pelo uso do terreno especificado na concessão | Realização de atividades de exploração e exploração dos recursos | Quilômetro quadrado outorgado em cada concessão | Expressa em reais por quilômetro quadrado durante as fases de exploração e produção, definida em cada contrato | |
| | | Pagamento ao proprietário da terra | Pagamento pelo uso do terreno especificado na concessão | Produção do hidrocarboneto no território brasileiro | Produção bruta de petróleo e gás natural | 1% | |
| Chile | Contratos Especiais de Operação Petrolífera (CEOP) de forma exclusiva ou em associação com a empresa estatal ENAP. As empresas contratadas adquirem a propriedade do hidrocarboneto uma vez produzido. Contudo, a sua comercialização está sujeita a regulação pelo Estado, que paga aos contratados uma compensação pelos seus serviços uma vez iniciada a produção. Essa compensação é satisfeita com uma parte da produção | Imposto sobre a Renda das Sociedades | Tributar ganhos anuais pelas operações de exploração e produção de derivados de hidrocarbonetos | A obtenção de lucros em território chileno por parte dos signatários de CEOP | A resultante da subtração do total de despesas do total de receitas; é refletida como lucro tributável nos resultados anuais | 17% | Ademais, se aplicam as disposições da Lei sobre o Imposto sobre as Vendas e Serviços, constante do Decreto-Lei nº 825, de 1974, que fixam em 19% o imposto sobre o valor agregado |

Quadro II.4 (continuação)

| País | Formas contratuais | Pagamentos convencionais ao Estado | Objetivo | Fato gerador | Base de incidência | Alíquota | Outros tributos |
|----------|--|------------------------------------|--|--|---|--|-----------------|
| Colômbia | Contratos de associação. A exploração é executada por conta e risco do parceiro privado e se dá em um período de exploração comercial conjunta de 22 anos, nos casos em que a Ecopetrol decida participar da exploração dos campos. Contratos de concessão em que a Ecopetrol também pode participar no leilão ou licitação para a adjudicação de blocos | <i>Royalties</i> | Compensar economicamente o Estado pela exploração dos seus recursos naturais não renováveis | Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos | Valor dos hidrocarbonetos na boca do poço | Alíquota escalonada de 8% a 25%, segundo o volume de produção de petróleo. Os <i>royalties</i> do gás natural, além de escalonados, são uma percentagem dos <i>royalties</i> do petróleo e dependem da origem da produção (por exemplo, terra firme ou alto-mar) e da profundidade do reservatório | |
| | Direitos pelo uso do subsolo | | Uso do território nacional para operações de exploração e exploração | No início de cada fase de exploração e semestralmente, na fase de exploração | Dólares por unidade de superfície | O montante fixo a ser pago é publicado anualmente | |
| | Direito por preços altos | | Tributar as operações que superem as margens, bem como as que superem os parâmetros de produção | Quando a produção acumulada de hidrocarbonetos líquidos de cada área, incluído o volume associado a <i>royalties</i> , supere os cinco milhões de barris e no caso de o preço do petróleo superar o preço-base ou quando a produção de gás destinado a exportação alcance os cinco anos e o preço do US Gulf Coast Henry Hub supere o preço-base | Produção líquida de <i>royalties</i> | Alíquota variável entre 30% e 50% | |
| | Direito econômico como participação na produção | | Solicitar aos licitantes no ato da licitação uma percentagem da produção pela exploração de hidrocarbonetos. Esse aspecto é relevante para a adjudicação | Todo tipo de produção, inclusive os extensos testes de produção executados no período exploratório | Produção líquida de <i>royalties</i> | Fixo ou variável de acordo com o lance da empresa privada na licitação | |

Quadro II.4 (continuação)

| País | Formas contratuais | Pagamentos convencionais ao Estado | Objetivo | Fato gerador | Base de incidência | Alíquota | Outros tributos |
|---|--|--|---|--|--|---|--|
| Peru | Contratos de licenciamento do tipo concessão para a exploração e exploração de hidrocarbonetos celebrados entre a PERUPETRO e a empresa contratada | <i>Royalties</i> | Compensar economicamente o Estado pela exploração dos seus recursos naturais não renováveis | Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos | O valor na boca do poço da produção fiscalizada de hidrocarbonetos | Escala variável entre 5% e 25%, em função da metodologia escolhida pelo contratado (escala de produção ou resultado econômico) e das estimativas de investimento e custos potenciais na área prevista no contrato | Imposto de renda. Aplica-se aos lucros da operação com uma alíquota de 30% |
| Venezuela (República Bolivariana da) | Lei Orgânica de Hidrocarbonetos e reformas que estabeleceram o contrato de empresa mista com participação acionária da PDVSA de pelo menos 60%. Lei Orgânica de Hidrocarbonetos Gasosos. Não existe limite para a quota privada em contratos de exploração e exploração de gás natural | <i>Royalties</i> | Compensar economicamente o Estado pela exploração dos seus recursos naturais não renováveis | Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos | Valor da produção na boca do poço, com ajustes pela importância e conteúdo de enxofre | Atualmente a alíquota do petróleo é de 30% e pode ser reduzida para 20% em campos maduros ou da faixa do Orinoco. A alíquota para o gás natural é de 20% | |
| | | Imposto superficial | Pagamento por desuso da área concedida para operações de exploração e exploração | Não utilização das áreas concedidas desde a assinatura dos respectivos contratos | Área não explorada da concessão | Cem unidades tributárias (aproximadamente 1.767 dólares) por ano e quilômetro quadrado. Aumenta anualmente se a situação persiste | |
| | | Imposto sobre a Extração | Tributar a exploração e produção dos hidrocarbonetos líquidos e gasosos | Produção de hidrocarbonetos em território venezuelano | A mesma base que os <i>royalties</i> | Alíquota de 33,33%, sujeita a dedução com o pagamento de <i>royalties</i> e vantagem especial | |
| | | Imposto sobre o Registro de Exportação | Tributar as operações que gerem rendas maiores para os concessionários | Exportação de hidrocarbonetos | Valor de todos os hidrocarbonetos exportados de qualquer porto do território nacional considerando o preço real de venda | Um por mil (0,1%) | |

Quadro II.4 (conclusão)

| País | Formas contratuais | Pagamentos convencionais ao Estado | Objetivo | Fato gerador | Base de incidência | Alíquota | Outros tributos |
|----------------|--|---|---|---|--|---|-----------------|
| | | Vantagem especial | Obtenção de 50% das receitas brutas geradas pela comercialização de hidrocarbonetos | Produção de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos em áreas delimitadas | Pagamento anual da diferença entre 50% do valor da receita bruta e os pagamentos fiscais realizado pelas empresas mistas (na forma de <i>royalties</i> , contribuição especial, imposto de renda, imposto sobre a extração, imposto sobre o registro de exportação e investimento em projetos endógenos, entre outros) | | |
| | | Contribuição Especial sobre Preços Extraordinários e Exorbitantes do Mercado Internacional de Hidrocarbonetos | Tributar a diferença entre o preço internacional do petróleo e o preço-limite de referência | Exportação ou transporte ao exterior de hidrocarbonetos líquidos ou a venda desses produtos à PDVSA ou a qualquer das suas filiais por um montante superior ao orçado | Volume de hidrocarbonetos exportados, após deduzir os importados usados no processo produtivo | Montante em dólares por barril, correspondente a uma proporção da diferença entre o preço internacional e o preço orçado ou o preço-limite de referência (70 dólares/bbl). O cálculo da proporção é cumulativo e se baseia na aplicação de alíquotas escalonadas desde 20% até 95% sobre os diferenciais de preços estabelecidos segundo faixas e premissas de preços extraordinários e exorbitantes. Quanto mais elevado é o preço internacional, maior é a proporção da diferença de preços a ser percebida | |
| Ecuador | Contratos de serviços e contratos de reativação de campos marginais. Têm como característica principal uma participação ativa da empresa estatal Petroecuador, que está constituída como sócia em vários contratos de serviços | <i>Royalties</i> | Compensar economicamente o Estado pela exploração dos seus recursos naturais não renováveis | Produção de hidrocarbonetos | Valor da produção na boca do poço, de acordo com o preço de faturamento, com cálculos diferenciados por qualidade do hidrocarboneto | Variável, de 12,5% a 18,5% | |

Fonte: Comissão Económica para a América Latina e o Caribe.

G. PARTICIPAÇÃO ESTATAL NA RENDA ECONÔMICA DO SETOR DE HIDROCARBONETOS DURANTE O ÚLTIMO CICLO DE PREÇOS

Em função do ciclo favorável iniciado em 2003, a renda econômica por barril de petróleo exportado (o preço internacional menos o custo de extração unitário na boca do poço) cresceu de forma sustentada, embora a um ritmo mais lento do que o do aumento da receita registrado no setor de mineração. O quadro II.5 mostra a evolução da renda do setor e a sua apropriação por meio dos regimes fiscais e contratuais dos distintos países. Faz-se um contraste entre o período de maior elevação dos preços (2004-2009) com o período anterior (1990-2003) para um grupo de países da região, incluídos os principais exportadores. As duas primeiras colunas mostram a evolução do PIB setorial e a renda econômica do setor como porcentagem do PIB total em ambos os períodos.

Quadro II.5
**AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): INDICADORES E CONTRIBUIÇÃO FISCAL
DO SETOR DE HIDROCARBONETOS, 1990-2009**
(Em porcentagens)

| | Contribuição do setor de hidrocarbonetos para o PIB | | Renda do setor de hidrocarbonetos em relação ao PIB | | Contribuições fiscais do setor de hidrocarbonetos para a renda econômica do setor ^a | | Contribuições fiscais do setor de hidrocarbonetos para o total da receita do governo | |
|---|---|-----------|---|-----------|--|-----------|--|-----------|
| | Antes de 2004 | 2004-2009 | Antes de 2004 | 2004-2009 | Antes de 2004 | 2004-2009 | Antes de 2004 | 2004-2009 |
| Bolívia (Estado Plurinacional da) ^b | 2,6 | 6,0 | 6,4 | 28,9 | 42,7 ^c | 33,9 | 11,5 ^c | 27,4 |
| Brasil ^{b d} | 0,9 | 1,4 | 1,1 | 3,1 | ... | 90,3 | 8,2 | 9,0 |
| Colômbia ^b | 2,9 | 3,7 | 4,9 | 7,1 | 23,6 | 30,2 | 9,4 | 14,2 |
| Equador ^e | 0,5 | 0,2 | 12,8 | 24,2 | 58,4 | 38,4 | 30,7 | 29,4 |
| México ^f | 5,1 | 7,0 | 4,7 | 7,7 | ... | ... | 30,0 | 35,8 |
| Peru ^{b g} | 0,7 | 1,5 | 1,5 | 2,0 | 55,2 | 28,6 | 3,7 | 3,2 |
| Venezuela (República Bolivariana da) ^b | 14,7 | 26,6 | 26,8 | 31,0 | 42,1 | 41,7 | 56,3 | 44,9 |

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), Base de dados CEPALSTAT, 2012.

^a Calculadas como a média dos valores anuais (usando preços nominais).

^b As receitas do governo se referem ao governo geral.

^c Dados a partir de 1997.

^d Não se consideram os dados anteriores a 2004 devido a erros estatísticos. Abrangem apenas os dados da produção de hidrocarbonetos como porcentagem do PIB correspondentes ao período 2000-2007. Os dados sobre as contribuições do setor de hidrocarbonetos estão disponíveis a partir de 1997.

^e Os dados da produção de hidrocarbonetos abrangem o período 1993-2007. As receitas do governo se referem ao total das receitas do setor público não financeiro.

^f Não se consideram os dados anteriores a 2009 devido a erros estatísticos. Os dados da produção de hidrocarbonetos abrangem o período 2003-2009. As receitas do governo se referem ao total da receita orçamentária do setor público e abrangem receitas tributárias e não tributárias.

^g Dados a partir de 1998.

A terceira e a quarta coluna mostram, respectivamente: i) a contribuição fiscal do setor de hidrocarbonetos como porcentagem da renda estimada do setor, e ii) a mesma contribuição fiscal como porcentagem do total das receitas fiscais em cada país. Nos dois casos, a contribuição fiscal do setor de hidrocarbonetos abrange os impostos e *royalties* pagos ao Estado pela exploração e produção de petróleo

e de gás natural, sem contar os impostos sobre a distribuição e comercialização de combustíveis em nível nacional.²¹

O comportamento da participação estatal nas rendas do setor de hidrocarbonetos, em combinação com outros indicadores da contribuição fiscal do setor, se caracteriza pelos seguintes fatos estilizados:

- i) De modo geral, a participação estatal como porcentagem da renda econômica do setor de hidrocarbonetos é superior à do setor de mineração. Ou seja, na maioria dos países produtores de petróleo, se consegue apropriar para o Estado uma porcentagem maior da renda econômica do setor do que nos países mineradores.
- ii) Durante o período 2004-2009, a dependência do total das receitas fiscais em relação às contribuições do setor de hidrocarbonetos em comparação com o período anterior a 2004 aumentou na Bolívia (Estado Plurinacional da) (de 11,5% para 27,4%), no Brasil (de 8,2% para 9%), na Colômbia (de 9,4% para 14,2%) e no México (de 30% para 35,8%). Ela variou apenas no Equador (passando de 30,7 para 29,4%) e no Peru (de 3,7% para 3,2%), enquanto caiu na Venezuela (República Bolivariana da) (de 56,3% para 44,9%).
- iii) No Estado Plurinacional da Bolívia, a contribuição fiscal média do setor de hidrocarbonetos como porcentagem do total das receitas tributárias aumentou mais de 100% entre os períodos 1990-2003 e 2004-2009, passando de 11,5% para 27,4%. Esse indicador está relacionado à mudança do regime tributário aplicado ao setor de hidrocarbonetos —com a criação do Imposto Direto sobre os Hidrocarbonetos e de um regime de *royalties* ampliado—, acompanhada de preços mais elevados e do aumento dos volumes contratuais de exportação de gás natural destinados à Argentina e ao Brasil.
- iv) Na Colômbia, a contribuição fiscal do setor de hidrocarbonetos em relação ao total das receitas fiscais cresceu quase 50% entre os períodos 1990-2003 e 2004-2009, passando de 9,4% para 14,2%, respectivamente. Esses indicadores são compatíveis com o desenvolvimento registrado pelo setor petrolífero no país e com a expansão da produção de petróleo nos últimos anos.
- v) As contribuições fiscais do setor de hidrocarbonetos como porcentagem da renda econômica estimada para o setor oscilaram em uma faixa compreendida entre 24% e 58% durante o período anterior a 2004, e em outra entre 30% e 42% no último período (2004-2009) para o conjunto dos países, com a exceção do Brasil e do México. Por outro lado, no Estado Plurinacional da Bolívia, no Peru e, em menor grau, no Equador, observa-se que a participação, expressa como porcentagem do total da renda econômica do setor, foi menor durante o último período (2004-2010), do que no período anterior a 2004.

²¹ Vale a pena mencionar alguns dos pressupostos e particularidades do cálculo que eventualmente poderiam dar vez a uma superestimação ou subestimação ou apontar para uma maior volatilidade da participação estatal na renda econômica (*government take*).

Em alguns casos, como o do Brasil, foi impossível separar as contribuições fiscais da etapa de refino, transporte, armazenagem e distribuição (*downstream*) do total das receitas fiscais.

Além disso, há uma defasagem entre o exercício financeiro e o ano civil. O primeiro é usado em referência à arrecadação das receitas fiscais por meio de *royalties* e impostos, ao passo que o segundo é empregado para o cálculo da renda econômica. Assim, as receitas fiscais em um período podem estar relacionadas a bases de incidência (e, portanto, a rendas econômicas) de períodos anteriores.

Dado que o último período se destacou por preços altos e por um aumento da renda proveniente dos hidrocarbonetos como porcentagem do PIB, pareceria que o regime fiscal nos países observados havia apresentado características regressivas. Em outras palavras, a participação do governo nas rendas dos hidrocarbonetos, medida como receitas como porcentagem da renda econômica, reduziu-se apesar de as receitas fiscais e a renda econômica haverem subido em quase todos os países.

Esse comportamento pode decorrer de diversas causas, como o aumento dos custos de produção, que determinaria que os lucros das empresas petrolíferas (sobretudo as que pagam o imposto sobre os lucros corporativos) não cresceram na mesma proporção que a renda econômica estimada para o setor.²² Também poderia obedecer à existência de *royalties* fixos não escalonados ou de alíquotas de impostos inelásticas ao preço (ou à rentabilidade), que podem fazer com que o ajuste do regime fiscal aplicado ao setor seja muito mais lento diante de variações da renda econômica do setor motivadas pelo mercado.

²² Um nível alto de investimento depreciado e pagamentos de juros elevados decorrentes de um financiamento por meio de dívida são algumas das causas que levam à queda tanto dos lucros corporativos como dos impostos sobre a renda.

Capítulo III

**POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O DESENVOLVIMENTO DA ÁGUA POTÁVEL
E DA HIDROELETRICIDADE NA UNASUL****INTRODUÇÃO**

Os países da Unasul contam com cerca de 30% dos recursos hídricos renováveis do mundo. Essa quantidade corresponde a mais de 70% da água da América Latina e do Caribe. A distribuição das precipitações ao longo da Unasul é muito desigual e, por isso, existem algumas zonas sumamente áridas. A distribuição das estações e a variação anual das precipitações também são irregulares, motivo pelo qual há zonas com excesso da água em algumas estações e graves secas em outras. Outra característica geral importante da Unasul é a concentração das atividades econômicas e da população nas zonas secas e semiúmedas.

No caso dos países da Unasul, embora não coubesse falar de uma escassez da água no sentido físico absoluto, de fato é importante reconhecer que, em muitos casos, a organização de sistemas para a gestão desse recurso é fraca ou inexistente. Essa situação foi confirmada no quarto Relatório do Programa Mundial de Avaliação dos Recursos Hídricos (2012) das Nações Unidas, que aponta que, sem prejuízo da tradição regional na gestão dos recursos hídricos, persiste a incapacidade para criar instituições capazes de gerir os temas da água em condições de crescente escassez e conflito.

A mudança climática e a demanda antropogênica puseram em dúvida a renovação dos recursos hídricos. As secas estão cada vez mais agudas na costa pacífica do continente. Isso acarreta uma redução da dotação hídrica para vários usos nas zonas afetadas. Por outro lado, grandes volumes de água, na forma de tormentas, ciclones e furacões, provocam excessos na quantidade de água precipitada que, se não forem administrados corretamente, produzirão problemas complexos na operação e na manutenção da infraestrutura instalada.

O processo de desenvolvimento dos países da Unasul se caracteriza por um uso intensivo dos recursos hídricos. Se o padrão de desenvolvimento da região emula o dos países desenvolvidos, a demanda industrial deve aumentar e a agrícola diminuir. Se somarmos a isso um aumento da demanda por energia e a pressão para que as suas fontes sejam renováveis e sustentáveis, a água será um recurso submetido a fortes pressões.

A água potável nos países da Unasul representa entre 10% e 20% do total extraído e tem como principal função sustentar a vida humana. É por isso que o acesso a ela e o seu uso são reconhecidos como um direito humano.¹ Igualmente essencial é a água para os ecossistemas, que também a captam e produzem. Dessa maneira, a água potável e a água destinada aos ecossistemas normalmente têm prioridade na alocação dos recursos hídricos. Em consequência, precedem, em importância, os usos para atividades como agricultura, turismo, mineração, indústria e energia.

¹ Em 28 de julho de 2010, em virtude da resolução 64/292, a Assembleia Geral das Nações Unidas reconheceu explicitamente o direito humano à água e ao saneamento, reafirmando que a água potável limpa e o saneamento são essenciais para a realização de todos os direitos humanos.

Uma vez esclarecidos os usos prioritários, aparecem perguntas sobre como alocar a água restante. Há múltiplas soluções, porém existe um consenso em nível mundial de que a alocação da água deve ser feita de maneira a considerar os interesses, as inter-relações e os impactos de todos os usos e usuários no processo de tomada de decisões, dentro do que é conhecido como a gestão integrada dos recursos hídricos (GIRH) (Solanes e Jouravlev, 2005).

A hidroenergia começou a tornar-se preponderante nas agendas públicas dos países da Unasul, dada a alta disponibilidade do recurso com potencial hidroelétrico —técnica e economicamente aproveitável— e o futuro cenário de volatilidade do petróleo. As possibilidades de geração hidroelétrica na região chegam a 590 GW, dos quais quase a metade se encontra no Brasil. Embora em um nível mais modesto, a Colômbia, o Peru e a Venezuela (República Bolivariana da) também têm um potencial hidroelétrico importante. A capacidade instalada chega atualmente a 137 GW, o que corresponde a 23% do potencial hidroelétrico dos países da Unasul.

A fragilidade e a insuficiência institucionais —marcos jurídicos, organismos reguladores e sistemas de governança deficientes— não permitem orientar nem coordenar as necessidades econômicas, sociais e ambientais dos diferentes usuários e partes interessadas, o que gera instabilidade em termos dos usos da água para a geração de energia hidroelétrica. Isso é reforçado por leis sobre os recursos hídricos que não tratam da crescente concorrência pelo recurso, sobretudo em bacias em que as intervenções são fortes e o desenvolvimento econômico está concentrado. Uma manifestação disso pode ser observada no aumento dos conflitos socioambientais relacionados a grandes projetos hidroelétricos e de mineração. Portanto, é imperativo que os países da Unasul comecem a enfrentar o desafio representado pelo desenvolvimento do setor hidroelétrico de uma perspectiva integrada, com uma governança hídrica consolidada e a participação de todas as partes interessadas, e encontrem caminhos institucionais para a solução e prevenção desses conflitos.

Cerca de 95% da população da Unasul tem acesso a fontes de água tratada. Destacam-se os casos do Uruguai (100%), do Brasil (98%), da Argentina (97%) e do Chile (96%). As coberturas mais baixas estão no Peru (85%), no Paraguai (86%) e na Bolívia (Estado Plurinacional da) (88%). Bem pior é a situação do saneamento básico, que atende, em média 80% dos habitantes da Unasul. Os países com os melhores níveis de cobertura são o Uruguai (100%) e o Chile (96%), enquanto os de menor nível são a Bolívia (Estado Plurinacional da) (27%), o Paraguai e o Peru (ambos com 71%). É importante considerar que os níveis de cobertura são sistematicamente menores em áreas rurais e em grupos de baixa renda, e que os dados sobre o acesso não consideram a qualidade dos serviços —potabilidade, intermitência e soluções tecnológicas empregadas— que apresentam significativas diferenças entre os países e em cada um deles.

Nesse sentido, cabe recordar que a qualidade dos serviços, inclusive em áreas importantes das principais cidades dos países da Unasul, nem sempre é boa. Por exemplo, muitos sistemas de abastecimento de água potável têm problemas de intermitência, e a população atendida por sistemas adequados de fiscalização e controle da qualidade da água é muito limitada nas cidades e praticamente inexistente nas áreas rurais. Com a exceção do Chile —e em muito menor grau, do Uruguai e do Brasil— os níveis de tratamento do esgoto são baixos ou nulos. Em muitos casos, as águas residuais são lançadas, sem tratamento prévio, nos cursos de água, causando a contaminação da água de rios, lagos e costas.

A Unasul como um todo já alcançou o Objetivo de Desenvolvimento do Milênio (ODM) relacionado à cobertura das fontes de água tratada (meta 7C). Embora alguns países ainda não tenham atingido a sua meta nacional, é muito provável que todos a alcancem até 2015 (com as possíveis exceções da Colômbia e da Venezuela (República Bolivariana da)). Em contrapartida, o panorama do cumprimento do ODM relacionado ao saneamento básico não é tão positivo: apenas cinco países (Chile, Equador,

Paraguai, Uruguai e Venezuela (República Bolivariana da)) alcançaram a meta estabelecida e é muito pouco provável que o restante a alcance.

O presente documento passa em revista a situação da prestação dos serviços de água potável e de saneamento, e da hidroenergia e propõe medidas concretas para enfrentar os desafios pendentes.

A. PRESTAÇÃO EFICIENTE, EQUITATIVA E SUSTENTÁVEL DOS SERVIÇOS DE ÁGUA POTÁVEL E DE SANEAMENTO

Os serviços de água potável e de saneamento cumprem um papel fundamental na preservação da vida e da saúde das pessoas, bem como na luta contra a pobreza e a miséria, na promoção da igualdade de condições sociais, no desenvolvimento econômico dos países e na proteção do meio ambiente.

A satisfação da necessidade essencial das pessoas de beber água segura e de descartar os seus dejetos fisiológicos de forma ambientalmente sustentável foi reconhecida como um direito humano (veja o quadro III.1). Os Estados, ao estarem a serviço do indivíduo, são obrigados a envidar todos os esforços para reduzir as diferenças e deficiências no acesso à água potável e saneamento, sobretudo dos grupos marginalizados ou limitados no uso dos serviços, com a finalidade de gerar uma maior equidade (De Albuquerque e Roaf, 2012). Em nível internacional, assim como em várias constituições e leis nacionais dos países da Unasul (como Bolívia (Estado Plurinacional da), Equador e Uruguai), se reconhece explicitamente o direito humano à água.

Requadro III.1

DIREITO HUMANO A ÁGUA POTÁVEL E SANEAMENTO

O direito humano à água impõe aos Estados a obrigação de satisfazer as necessidades hídricas pessoais e domésticas dos seus habitantes de maneira suficiente, segura, aceitável e física e financeiramente acessível. Este último aspecto não implica a gratuidade universal dos serviços de água potável e de saneamento; antes, significa que a maioria dos habitantes consiga arcar com o seu preço. Dessa forma, quem puder fazê-lo deverá pagar tarifas que reflitam o custo total eficiente do serviço; quem não puder absorver esses gastos deverá poder ter acesso a um sistema de subsídios que lhe garanta, progressivamente, o consumo mínimo básico.

Contudo, o direito humano à água não se satisfaz simplesmente com um subsídio. Ele também exige a construção de instituições regulatórias eficientes e estáveis. Do mesmo modo, a eficiência na prestação do serviço é essencial para satisfazer o direito humano à água, uma vez que, quando os custos são reduzidos, aumenta a disponibilidade do recurso. Em contrapartida, quando os custos sobem por causa da ineficiência dos prestadores, sejam públicos ou privados, isso vai contra o direito humano à água. Os exemplos de ineficiência mais comuns são interferências políticas em decisões técnicas, os altos custos de transação, as perdas de economias de escala como resultado de descentralizações sem análise da capacidade em nível local, a captura da prestação do serviço por parte de grupos de interesse (sejam eles investidores, burocratas, sindicatos ou políticos), a manipulação da contabilidade e dos preços de transferência e o endividamento excessivo. Em suma, a eficiência e a equidade não são critérios antagonísticos, mas sim complementares.

Nesse setor, a eficiência é produto da gestão do serviço, e a sua promoção depende fundamentalmente do marco regulatório, das instituições de fiscalização e controle, da vontade política e das condições do entorno econômico, social, cultural e político do país. Assim, a importância que os governos atribuem ao direito humano à água se reflete na seriedade e prolixidade com que abordam a regulação e as suas instituições.

Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), *Carta Circular*, Nº 31, Rede de Cooperação na Gestão Integral de Recursos Hídricos para o Desenvolvimento Sustentável na América Latina e no Caribe, Santiago, Chile, 2009.

A decisão política de priorizar os serviços de água potável e de saneamento não é apenas um mandato moral e jurídico destinado a proteger e assegurar o cumprimento de um direito humano, da justiça distributiva, da paz social e da sustentabilidade ambiental, mas também um imperativo econômico, uma vez que contribui para o desenvolvimento dos países e para a sua inserção nos mercados globalizados.

Em consonância com os ODM, os esforços da Unasul para ampliar o acesso às fontes de água tratada renderam frutos. Em termos da sub-região, os países conseguiram superar conjuntamente a meta prevista para 2015 e já alcançaram 95% de acesso a esse tipo de fonte (JMP, 2012). Embora alguns países da Unasul ainda não tenham atingido a sua meta nacional, é muito provável que todos a alcancem até 2015 (com a possível exceção da Colômbia e da Venezuela (República Bolivariana da)).

Em contrapartida, o panorama do cumprimento do ODM relacionado ao saneamento básico está bem distante das conquistas obtidas no acesso a fontes de água tratada. Até 2010, os países da Unasul como um todo haviam alcançado 80% de cobertura. Destacam-se os casos do Chile, Equador, Paraguai, Uruguai e Venezuela (República Bolivariana da), que até a presente data já superaram as suas metas nacionais. Ao mesmo tempo, quase 80 milhões de habitantes na Unasul ainda sofrem a indignidade e insegurança de não ter acesso a saneamento básico e, entre eles, mais de 17 milhões são obrigados a defecar ao ar livre (JMP, 2012). É pouco provável que vários dos países da Unasul (Argentina, Bolívia (Estado Plurinacional da), Brasil, Colômbia, Guiana, Peru e Suriname) alcancem a meta dos ODM em matéria de saneamento até 2015.

A Unasul é a sub-região em desenvolvimento no mundo que apresenta os mais altos níveis de cobertura em acesso a fontes de água tratada. Em contrapartida, em matéria de saneamento básico, esse grupo de países se situa na quarta posição, atrás do Cáucaso e Ásia Central (96%), da África do Norte (90%) e do Oeste Asiático (85%) (JMP, 2012).

Isso foi conseguido por meio da vontade política dos países de investir em água potável e saneamento. Entretanto, quando se observam os números referentes à cobertura, nos deparamos com uma forte expansão durante as décadas de 1980 e 1990, que vai desacelerando no início da década de 2000 (JMP, 2012). Esse recuo contrasta com o crescimento econômico acelerado que os países da Unasul experimentaram a partir do começo do novo século. Isso poderia indicar um certo desinteresse dos países, apesar dos desafios que ainda permanecem.

Os bons indicadores em matéria de cobertura apresentados pelos países da Unasul devem ser observados de forma detalhada, pois não consideram a qualidade dos serviços (intermitência, qualidade da água distribuída e outros), uma vez que apenas levam em conta a disponibilidade de obras de infraestrutura. Isso quer dizer, por exemplo, que mesmo quando uma casa está conectada a uma fonte de água tratada ou está próxima a ela, talvez essa água não seja apropriada para consumo humano sem um tratamento adicional ou que apenas esteja disponível de forma intermitente.

Na Unasul, não existem indicadores homogêneos sobre a qualidade do serviço, embora a Associação de Entes Reguladores de Água Potável e Saneamento das Américas (ADERASA) tenha feito um esforço para produzir estatísticas comparativas. Por exemplo, os seus dados indicam que em um universo de tão somente 16 prestadores, em torno de 90% das análises da água potável cumprem as normas nacionais (ADERASA, 2012). Infelizmente, apenas existem estatísticas disponíveis para um grupo muito reduzido de prestadores melhores (e normalmente maiores) e quase nunca de forma sistematizada, uniforme nem comparável.

1. Contribuição dos serviços de água potável e de saneamento para o desenvolvimento econômico, a equidade social e a sustentabilidade ambiental

Os serviços de água potável e de saneamento constituem uma parte integrante do desenvolvimento atual e futuro dos países da Unasul.

Tanto Lentini (2011) como Hantke-Domas e Jouravlev (2011) já ressaltaram a incidência positiva e negativa (quando não se tem acesso ou a qualidade não é boa) que esses serviços podem ter sobre a saúde pública, a pobreza, a inclusão e coesão social, o comércio, a agricultura, o turismo, a dívida pública implícita, a brecha de gênero e a paz social.

Do ponto de vista econômico, o investimento no setor promove o aumento da renda familiar, pois diminui a incidência de doenças transmitidas pela água, reduz o absentismo no trabalho e na escola —sobretudo entre as mulheres— e baixa os custos do abastecimento. Isso resulta na diminuição da pobreza e da miséria² e, por extensão, no aumento do tempo disponível para outras atividades (lazer, educação e trabalho, entre outros), o que aumenta a produtividade nacional (Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

No que diz respeito à saúde, é evidente que o consumo de água não segura (contaminada ou sem tratamento para torná-la potável) aumenta a morbidade e a mortalidade. Os mais afetados são os grupos mais pobres e as crianças, sobretudo estes últimos devido à alta morbidade e mortalidade causada por doenças transmitidas pela água. A água contaminada é também uma causa direta da desnutrição, pois a diarreia e outras infecções alimentares não permitem a correta absorção dos nutrientes pelo intestino (Lentini, 2010).

A tudo isso se soma o custo que o tratamento dessas doenças impõe aos sistemas de saúde. Do ponto de vista dos usuários, sobretudo dos grupos mais vulneráveis, os gastos para remediar essas doenças têm um grande peso no orçamento doméstico. Por um lado, controlar as doenças transmitidas pela água costuma ter um custo alto, pois, em face da carência ou da má qualidade do serviço, a única opção é a água engarrafada ou a distribuída por caminhões-pipa.³ Assim, o orçamento familiar é reduzido porque parte dele é destinada à compra de água segura e, assim, diminui a disponibilidade de recursos para ter acesso a outros bens, como a educação ou o trabalho. Por outro lado, o tempo de recuperação de uma doença transmitida pela água—que poderia ter sido empregado em outras atividades— é longo, o que afeta a inserção no mercado de trabalho. Além disso, são feitos gastos na compra de remédios e em consultas médicas (Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

O investimento em saneamento e no controle de resíduos domésticos e industriais líquidos pressupõe o descarte dessas águas residuais de forma ambientalmente compatível com os cursos de água superficiais e subterrâneos. Isso incide diretamente na geração de uma vantagem competitiva para o país ao aumentar a segurança sanitária e melhorar a qualidade das águas com que se desenvolve a agricultura de irrigação. Dessa maneira, são produzidas externalidades positivas, pois a segurança sanitária abre mercados externos altamente exigentes e de maior poder aquisitivo, e melhora o intercâmbio interno. Por

² Em Lima, o fato de estar conectada à rede pública de água potável representa um aumento de 5% na renda das famílias em extrema pobreza (Garrido-Lecca, 2010). Contudo, se considerarmos que os custos inevitáveis chegam a 50% dessa renda nominal, o aumento da renda disponível seria de 10%. Além disso, é gerada uma economia adicional nos gastos com saúde —pela eliminação de episódios de doenças diarreicas agudas— de cerca de 4% da renda disponível, com o que já teríamos um aumento de 14% na renda disponível por mês.

³ O custo dessas fontes de abastecimento pode ser até 10 ou 20 vezes mais alto do que o do abastecimento por rede e pode não oferecer o mesmo nível de qualidade nem segurança.

sua vez, o turismo também se beneficia da segurança sanitária, pois agrega uma vantagem comparativa aos destinos mais seguros (Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

Um amplo acesso aos serviços de água potável e de saneamento de qualidade diminui a instabilidade política e contribui para a paz social. Isso se explica pelo papel essencial desses serviços públicos na vida das pessoas, que, ao não poder ter acesso a eles, veem frustradas as suas expectativas, seja pela falta do serviço ou pela sua má qualidade, seja por problemas de acessibilidade ou por ineficiências causadas por sistemas regulatórios e de captação fracos. Em alguns casos, essas frustrações produzem explosões políticas e sociais como no caso da “guerra da água” em Cochabamba, Estado Plurinacional da Bolívia, em 2000, ou do conflito social em Tucumán, Argentina, em 1997 (Hantke-Domas e Jouravlev, 2011).

Em princípio, os serviços de água potável e de saneamento são vistos como um setor ligado à infraestrutura, motivo pelo qual todos os seus problemas costumam ser entendidos e resolvidos por meio da elevação do investimento em obras públicas. Contudo, quando se aprofunda a análise do problema, a água —e os ecossistemas— constitui um insumo essencial que precisa ser protegido.

É muito comum que, tanto no trabalho do governo e no debate público, como em conferências internacionais, a ênfase em matéria dos recursos hídricos recaia quase exclusivamente sobre os serviços de água potável e de saneamento, e que essa preocupação setorial se desvincule da necessidade mais geral de melhorar a capacidade de gestão da água como recurso natural (Dourojeanni e Jouravlev, 2002; Jouravlev, 2002). A expansão da cobertura dos serviços significará um aumento do uso da água, recurso pelo qual já existe uma intensa concorrência em muitas bacias, principalmente para a agricultura de irrigação na periferia das cidades localizadas nas zonas áridas e semiáridas da sub-região. O mesmo ocorre com o descarte de águas servidas, uma das principais fontes da contaminação da água, que já ganhou graves proporções, sobretudo no tocante às correntes de água após as grandes zonas urbanas. Daí surge a necessidade de contar com bons sistemas de gestão da água como requisito indispensável para avançar na solução sustentável e duradoura dos problemas de água potável e de saneamento, o que implica, entre outros aspectos (Solanes e Jouravlev, 2005):

- i) uma legislação hídrica moderna, que responda de forma adequada à natureza dos problemas relacionados ao aproveitamento do recurso e que esteja em sintonia com as concepções e práticas da sociedade;
- ii) uma autoridade no setor que seja independente dos usos setoriais, com poderes, atribuições e recursos compatíveis com a sua responsabilidade;
- iii) um sistema eficiente de observação e monitoramento, de registro e cadastro de usos e usuários do recurso, e de resolução de conflitos;
- iv) um sistema de alocação (e realocação) da água que promova o investimento no desenvolvimento e na conservação do recurso e, ao mesmo tempo, assegure o seu uso eficiente e ordenado, evite a monopolização e possibilite o controle em função do interesse público, e
- v) um sistema de controle da contaminação hídrica que consiga mobilizar os recursos econômicos para financiar os grandes investimentos exigidos em sistemas de tratamento de águas servidas.

Dessa maneira, ao vincular os serviços de água potável e de saneamento aos ecossistemas contribuintes, garante-se não apenas a sustentabilidade de investimentos maciços, mas também a própria existência de assentamentos humanos. Em outras palavras, se não se garante a sustentabilidade dos

ecossistemas e das fontes de captação de água, todo investimento que visa o cumprimento dos ODM corre o risco de ser perdido, o que teria um alto custo econômico e social.

Como os serviços de água potável e de saneamento se beneficiam das externalidades positivas geradas pelos ecossistemas —serviços ambientais hídricos—, estes também deveriam contribuir para o custeio da sua preservação, assim como todas as atividades que também sejam favorecidas, como a agricultura de irrigação e a indústria (mineração, turismo e geração hidroelétrica, entre outras).

Exige-se uma política integral de proteção dos recursos hídricos para prevenir e diminuir o impacto ambiental, assim como para reparar os danos acumulados historicamente. Nesse contexto, o pagamento pelos serviços ambientais pode ser considerado uma ferramenta complementar —especialmente em países com sistemas de governança fracos—, pois sinaliza o preço para os usuários, que, assim, reconhecem o custo de oportunidade da água e contribuem para o financiamento de atividades de manejo das bacias. Isso é compatível com o princípio 4 da Declaração de Dublin sobre a Água e o Desenvolvimento Sustentável de 1992, em que se estabelece que “a água tem um valor econômico em todos os seus diversos usos concorrentes a que se destina e deveria ser reconhecida como um bem econômico”.

Nos países da Unasul, existem diversas iniciativas de proteção de bacias baseados em pagamentos por serviços ambientais. É o caso do Brasil, da Colômbia, do Equador e do Peru. Em termos institucionais, a Colômbia se destaca por incluir na tarifa dos serviços de água potável e de saneamento uma taxa ambiental que busca assegurar a proteção e descontaminação das bacias e fontes de água. No caso do Chile, as tarifas incorporam o custo de aquisição dos direitos da água necessários para atender a demanda pelo serviço.

2. Políticas públicas para a eficiência, equidade e sustentabilidade dos serviços

Os serviços de água potável e de saneamento geram externalidades positivas, motivo pelo qual um dos objetivos da política pública deveria ser maximizá-las. O melhor mecanismo que se conhece para cumprir esse propósito é a regulação econômica.

Os serviços de água potável e de saneamento são um monopólio natural local. Pelas características da tecnologia do processo de produção, a sua prestação por parte de um único provedor em uma área geográfica determinada é a solução mais eficiente. Essa circunstância implica que, sem o devido controle, o prestador —seja público ou privado— tende a não envidar todos os esforços para oferecer um serviço de qualidade pelo menor custo possível. Além disso, a experiência indica que os prestadores são extremamente vulneráveis à captura por grupos de interesse, sejam eles sindicatos, grupos políticos, burocratas ou investidores. Por isso, esse setor deve ser regulado com o intuito de assegurar que os prestadores ofereçam os serviços pelo menor custo possível (eficiência produtiva) e os consumidores possam ter acesso a esses serviços a tarifas que reflitam com exatidão esses custos mínimos (eficiência nas alocações).

O desempenho do setor de água potável e de saneamento em geral e a eficácia da regulação econômica em particular são condicionados por fatores exógenos e endógenos. Entre os fatores exógenos ou externos, cabe destacar as políticas macroeconômicas gerais, a definição do setor como prioritário nas políticas governamentais, a gestão dos recursos hídricos e a qualidade institucional. Entre os fatores endógenos ou internos, destacam-se a estrutura institucional, industrial e de propriedade, o marco regulatório, as políticas tarifárias de financiamento e de subsídios, e a sequência do processo de reformas (Lentini, 2011).

a) Importância dos fatores externos à regulação

A prestação dos serviços de água potável e de saneamento se encontra inserida nas atividades nacionais, motivo pelo qual não está imune a uma série de eventos externos que podem até condicionar as políticas e o desempenho do setor. Assim, por exemplo, a estabilidade macroeconômica, aliada ao crescimento socioeconômico, normalmente se traduz em um aumento da renda dos habitantes de um país. Por sua vez, graças à maior disponibilidade de recursos financeiros, os Estados podem investir em infraestrutura e as pessoas podem pagar pelos serviços essenciais. O desempenho geral da economia incide, além disso, nos custos operacionais e de manutenção dos serviços, como também nas políticas de financiamento. A prestação do serviço começa a perder financiamento e deteriorar-se à medida que aumentam os custos e a população é incapaz de pagar por ele, de maneira tal que o déficit deve ser assumido pelo Estado ou ser coberto por doações externas que, de modo geral, nunca foram uma fonte importante de financiamento do setor. Esse quadro torna o setor mais dependente das decisões políticas e das finanças públicas (Lentini, 2010). Isso normalmente resulta em um alto nível de politização das decisões técnicas, o que desvirtua a função da regulação econômica e a eficiência produtiva dos prestadores.

A pobreza e a miséria também são uma condicionante exógena ao setor, já que os pobres não podem arcar com o custo dos serviços. Se os Estados não subvencionam o serviço para os grupos de escassos recursos e em situação de extrema vulnerabilidade, os prestadores não poderão se autofinanciar e, por extensão, deixarão de ter a capacidade financeira para prestar um serviço de qualidade e expandir a sua cobertura. Dessa forma, produz-se um círculo vicioso, pois a falta de financiamento leva ao descumprimento, por parte do Estado, da sua obrigação —associada à implementação do direito humano à água e ao saneamento— de envidar todos os esforços para oferecer os serviços a toda a população.

Outras duas condicionantes exógenas são a qualidade institucional e a governança. Os serviços de água potável e de saneamento estão inseridos em um Estado que não apenas os controla, fiscaliza e regula, mas que também se relaciona com eles em diversas áreas. Por exemplo, foram criados marcos regulatórios para fixar as regras do jogo para os prestadores, criar órgãos reguladores encarregados de garantir o cumprimento dessas normas e submeter os seus atos ao controle judicial e administrativo. Além disso, o setor se relaciona com o Estado em outras áreas como a tributária, orçamentária, política, da habitação e da saúde. É por isso que a qualidade das instituições é crucial para um desempenho adequado do setor. Por exemplo, o Estado precisa contar com a capacidade técnica das suas autoridades, que devem ser íntegras e transparentes, além de permitir a participação pública e exigir a prestação de contas, condições fundamentais para que os prestadores tenham incentivos para prestar, com eficiência, um serviço universal de qualidade.

A tudo isso se soma a prioridade política que esse setor tem para o governo e para a estabilidade das políticas públicas no longo prazo. Lamentavelmente, em muitos países da Unasul o setor de água potável e de saneamento não tem preeminência suficiente na esfera política. Sem o devido respaldo, os investimentos, a regulação, o controle, a eficiência e a qualidade de serviço cedem às pressões diárias enfrentadas pelos prestadores. Cabe assinalar que a falta de prioridade refletiria um descumprimento do mandato do direito humano à água, pois o Estado não estaria recorrendo a todos os meios ao seu alcance para universalizar o serviço e assegurar a sua qualidade.

b) Situação da regulação e dos incentivos para a eficiência

Os serviços de água potável e de saneamento nos países da Unasul apresentam diversos estágios de desenvolvimento institucional. Alguns países adotaram marcos institucionais próprios, nos quais separaram as diversas funções: a prestação do serviço e a operação de sistemas; a formulação de políticas

setoriais; e o seu controle, fiscalização e regulação. Na maioria dos países da Unasul, os prestadores pertencem ao setor público e exercem funções em nível nacional (como no Suriname e Uruguai), regional, provincial ou estadual (como na Argentina, Brasil e Chile) ou municipal (como na Bolívia (Estado Plurinacional da), Colômbia, Equador, Guiana e Peru), porém sempre com grandes diferenças dentro dos países. Já a função de formulação de políticas setoriais se realiza em nível ministerial, enquanto as de controle, fiscalização e regulação são atribuídas a entes autônomos.

Durante a década de noventa, o setor experimentou reformas radicais destinadas a atrair o investimento e a gestão privada, com o duplo objetivo de liberar recursos fiscais para outras áreas sociais —como a saúde e a educação— e aumentar a eficiência por intermédio da iniciativa privada.

A partir da década de 2000, o setor sofreu uma nova transformação com o fim dos processos de participação privada em vários países e, em alguns casos, as empresas privatizadas anteriormente voltaram para as mãos do Estado. Contudo, isso não significou a modificação da organização institucional, mas sim provocou um enfraquecimento dos órgãos reguladores em alguns países.

i) Países com marcos regulatórios e intenção de atrair a participação privada

Esse grupo de países reestruturou o setor durante a década de noventa com o objeto específico de criar as condições necessárias para atrair o investimento privado. A lógica por trás dessa estratégia foi estabelecer as condições de segurança jurídica necessárias para que os investidores privados pudessem assumir o controle —e, em alguns casos, a propriedade— das empresas prestadoras de serviços de água potável e de saneamento. A percepção da deficiência na prestação dos serviços por parte das empresas públicas era comum a essa lógica.⁴

A ideologia dominante no momento de reestruturar o setor e procurar atrair os investidores era a suposta superioridade —no âmbito da gestão e do investimento— da iniciativa privada frente ao modelo público. Um exemplo a ser seguido era o caso da Inglaterra e do País de Gales, que haviam privatizado inteiramente o seu setor de água potável e de saneamento em 1989. Outros países em que se inspirou a reestruturação do setor foram os Estados Unidos, que acumulavam experiência na regulação da prestação de serviços pelo setor privado havia mais de um século, e a França, que passava a gestão —mas não a propriedade dos ativos— para o setor privado por meio de contratos de diversos tipos.

Para conseguir a incorporação do setor privado, recorreu-se principalmente aos modelos anglo-saxões, embora simplificados e com uma regulação um pouco mais branda. Existem vários motivos estruturais que explicam essa situação. Primeiro, os governos eram considerados irremediavelmente ineficientes e corruptos, motivo pelo qual as suas atribuições deveriam ser limitadas, enquanto a participação privada era vista como um fim que deveria ser buscado a qualquer custo, pois seria alheia a esses males.

⁴ Embora muitos argumentos sugiram que as empresas privadas de água potável e de saneamento deveriam ser mais eficientes do que as suas homólogas do setor público, os estudos empíricos revelam indícios controversos sobre os efeitos do tipo de propriedade sobre a eficiência (Renzetti e Dupont, 2003). A conclusão mais importante é que, quando o nível de competência é baixo e as empresas são fortemente reguladas —como inevitavelmente ocorre nesse setor— não há muitos elementos empíricos que justifiquem, em termos gerais, a preferência por um ou outro tipo de propriedade (Vickers e Yarrow, 1988). Isto é, a eficiência nesse setor depende mais de condições institucionais e estruturais do entorno do que do tipo de propriedade. A experiência regional confirma que há casos nos quais diversos modelos de prestação —tanto públicos como privados— funcionam razoavelmente bem e sem maiores conflitos, e outros nos quais, por alguma razão, nenhum modelo parece ser capaz de assegurar um desempenho aceitável no médio ou longo prazo.

Segundo, a prioridade política em vários países era a alienação de ativos já que ela era considerada uma ferramenta macroeconômica essencial para estabilizar a economia, motivo pelo qual os marcos regulatórios —cujo objetivo principal deve ser garantir a eficiência na prestação dos serviços— não ocupavam um lugar destacado na lista de prioridades dos governos.

Terceiro, em vários países, os processos de formulação de marcos regulatórios e de incorporação do setor privado se deram em um contexto de debilidade ou baixa qualidade institucional e de problemas estruturais nas finanças do Estado. Por essa razão, as estruturas governamentais tiveram escasso poder de negociação frente aos grupos econômicos transnacionais facilitadores de importantes recursos para o financiamento do setor.

Quarto, cabe assinalar a convicção, relacionada em muitos casos com a aplicação ortodoxa e inflexível de modelos ideológicos, de que, nos sistemas modernos, os reguladores podiam servir-se de informações relativamente limitadas e simples sobre os custos e a demanda, motivo pelo qual não tinham necessidade de medir a base tarifária nem a taxa de rentabilidade. Em consequência, não era preciso desenvolver os métodos de acesso à informação aplicados comumente nos países com uma larga tradição em matéria de regulação. Outro fator que deve ser mencionado é a ideia de que a concorrência —por exemplo, por meio de contratos licitatórios— reduziria a necessidade de regular, motivo pelo qual não haveria a preocupação de desenvolver os procedimentos da regulação tradicional.

Vários países da Unasul optaram por adotar a regulação econômica (Argentina, Brasil, Bolívia (Estado Plurinacional da), Chile, Colômbia, Guiana, Paraguai, Peru e Uruguai), embora a maioria dos prestadores continuasse na esfera do setor público. Na Argentina, Bolívia (Estado Plurinacional da) e Chile, a opção foi privatizar os principais prestadores. Nesses países —com exceção do Chile e de algumas províncias da Argentina—, bem como no Uruguai e na Venezuela (República Bolivariana da), embora com participação privada de alcance bem menor, os operadores privados saíram durante a década de 2000, por motivos como conflitos sociais ou políticos —provocados, em alguns casos, por aumentos tarifários ou pelo descumprimento de compromissos de ampliação da cobertura para setores mais vulneráveis—, quebra do equilíbrio econômico-financeiro de contratos, decisões estratégicas em nível mundial de grupos controladores ou mudanças nas políticas setoriais nacionais (Ducci, 2007).

Nos países que não alcançaram uma escala de privatização semelhante à chilena e à argentina, a participação privada limitou-se a algumas cidades ou municípios —como no Brasil (Manaus, Paraná, Petrópolis e Ribeirão Preto), na Colômbia (com empresas mistas em várias cidades), no Equador (Guayaquil) e no Peru (Tumbes)— e a contratos de construção–exploração–transferência (CET), especialmente visando o tratamento de águas servidas e a dessalinização da água do mar. Na Colômbia, por exemplo, são usados contratos de arrendamento e gestão, que normalmente não implicam obrigações de investimento, limitando-se aos aspectos operacionais da gestão dos serviços. Os colombianos também testaram outras modalidades contratuais e, dessa maneira, conseguiram atrair pequenos empresários locais.

Em muitos casos, a prestação dos serviços foi descentralizada em nível municipal. Essa tendência, iniciada já na década de oitenta, reflete a ideia de que os assuntos locais —como os serviços de água potável e de saneamento— devem ser resolvidos nessa mesma esfera, para que a própria comunidade decida sobre os temas que a beneficiam ou afetam, resultando em uma maior eficiência, prestação de contas e aceitação social (Lentini, 2010).

As experiências da descentralização não foram de todo positivas (Vergès, 2010; Jouravlev, 2004). Os custos de investimento e operação dos serviços de água potável e de saneamento são muito altos, motivo pelo qual as pequenas localidades dificilmente podem autofinanciá-los ou administrá-los de

maneira até mesmo regular. Além disso, a operação descentralizada de serviços gera perdas de eficiência que podem ser compensadas apenas se os prestadores se juntarem ou se fundirem com o intuito de gerar economias operacionais e aproveitar as economias de escala, muito significativas nesse setor. Essa descentralização tende a fazer com que os governos locais dependam de transferências financeiras de outros níveis de governo (nacional, provincial ou regional). Embora existam exceções, elas normalmente se limitam a prestadores de grandes municípios com renda elevada ou grande importância política, como é o caso das Empresas Públicas de Medellín (Colômbia) e do Departamento Municipal de Água e Esgotos (Porto Alegre, Brasil). Apesar dessas exceções, os prestadores municipais têm poucas oportunidades de oferecer um serviço eficiente e, em muitos casos, essas situações acarretaram graves problemas. Em contrapartida, as experiências setoriais mais bem-sucedidas —como as do Chile e do Uruguai— estão relacionadas à prestação de serviços em escala mais agregada (nacional ou de região administrativa).

ii) Países com marcos regulatórios e predominância da prestação dos serviços pelo setor público

Neste grupo de países, encontramos os que criaram marcos regulatórios, mas que renacionalizaram os serviços (muitas províncias da Argentina, a Bolívia (Estado Plurinacional da), a Guiana e o Uruguai) ou não conseguiram atrair participação privada relevante (como o Paraguai, o Peru e a Venezuela (República Bolivariana da)).

Esses países adotaram marcos regulatórios desenhados originalmente para a regulação e o controle de prestadores privados, que, conforme a teoria econômica neoclássica, buscam maximizar o seu próprio bem-estar, motivo pelo qual a regulação deve estimular condutas desejadas (por exemplo, que os prestadores diminuam os seus custos supérfluos) ou desestimular as indesejadas (por exemplo, sancionar a má qualidade dos serviços). O problema ocorre ao aplicar esses marcos regulatórios —sem as adaptações necessárias às diferenças nos sistemas de incentivos— a prestadores públicos (municipais ou de propriedade do Estado), já que o setor público atua por diversas motivações, como o bem-estar geral, o altruísmo e os interesses políticos, e não necessariamente busca a maximização dos lucros. Dessa forma, constatamos que os marcos regulatórios que consideraram ferramentas econômicas para controlar a maximização dos lucros dos prestadores privados não foram completamente eficazes na promoção da eficiência no setor público.

De maneira alguma isso significa que a regulação econômica não tenha sentido quando o prestador seja público. Ao contrário, uma vez que, pela sua natureza —e a despeito da sua propriedade—, esses serviços tendem à ineficiência, é essencial que o seu desempenho seja controlado de forma independente. Além disso, devem ser criadas ferramentas que estimulem e desestimulem os prestadores públicos em determinadas circunstâncias. Também deve ser considerado que essa tarefa é complexa quando o próprio Estado que presta o serviço também fiscaliza e pune a si mesmo.

Nesse contexto, em alguns dos países da Unasul, se observa um preocupante enfraquecimento da função regulatória. Se os monopólios não estão bem regulados, tendem à ineficiência, o que se vê acentuado nos prestadores públicos, pois a ameaça de fiscalização e sanção é menos provável e eficaz quando quem os controla é o próprio setor público. Por outro lado, muitos prestadores públicos, ou os seus proprietários institucionais, têm aversão a ajustar as tarifas aos custos reais da prestação por considerações políticas (Ducci e Krause, 2012). Ao mesmo tempo, um grande número de reguladores não contaram com os meios técnicos, financeiros nem de autoridade para exercer um controle efetivo dos prestadores.

Em muitos países da Unasul, existem marcos regulatórios herdados dos anos noventa que, após as renacionalizações, não foram modificados para enfrentar o novo cenário. Excepcionalmente, o marco regulatório foi de fato modificado na Área Metropolitana de Buenos Aires e apresenta alguns componentes interessantes, como a ênfase na eficiência, em consonância com a equidade, e a aplicação de ferramentas regulatórias, como a contabilidade regulatória (Bohoslavsky, 2011).⁵ Especificamente, este último instrumento foi eficaz para atenuar vários problemas de informação enfrentados pelo regulador na época da prestação dos serviços pela iniciativa privada. Após a rescisão do contrato de concessão e a volta dos serviços ao controle do poder público, considerou-se que essa ferramenta continuava a ser plenamente válida se a gestão estivesse nas mãos de uma empresa do Estado (Lentini, 2009).

Considerando a função essencial da regulação econômica no fomento da eficiência e da prevenção dos desvios, os marcos regulatórios não perderam vigência. O que mudou foi a natureza da relação entre o regulador e o regulado, à qual se juntaram os problemas próprios do setor, como é o caso da assimetria da informação. Diante da escassez e da má qualidade das informações oferecidas pelos prestadores, os reguladores não podem desempenhar devidamente as suas funções, os governos têm grande dificuldade para formular políticas públicas que respondam de forma adequada à natureza dos problemas enfrentados na prestação dos serviços e a sociedade desconhece qual é o real desempenho dos prestadores. Tudo isso gerou graves conflitos que, no fim, apenas prejudicam os usuários. É paradoxal que a renacionalização possa haver levado à anulação da regulação econômica, ao surgimento político dos prestadores, à opacidade da informação e à diminuição da prestação de contas e, em alguns casos, tenha afetado até mesmo a sustentabilidade financeira.

Por outro lado, o poder político de determinados prestadores —principalmente empresas que operam numa escala geográfica relevante—, em alguns casos apoiados por outras forças do executivo, lhes permitiu simplesmente ignorar os mandatos regulatórios (Ducci e Krause, 2012). Um regulador fraco não tem a capacidade de exigir o cumprimento das suas instruções, pois, de maneira geral, os mecanismos de sanção foram criados para os prestadores privados e são pouco eficazes no caso de prestadores públicos.⁶

Também nos deparamos com prestadores fracos, sobretudo os de menor porte, que atuam em um ambiente de escassez de recursos que faz com que, na prática, não possam cumprir os mandatos regulatórios (Ducci e Krause, 2012). Outro caso frequente é a rigidez das normas a que estão submetidos os prestadores públicos pelo fato de administrar recursos do Estado. Mesmo quando os objetivos das normas de proteção fiscal sejam compreensíveis, eles têm um efeito contraproducente ao dificultar a gestão eficiente dos serviços.

⁵ Em virtude desse marco, definido na lei nº 26.221, define-se “prestação eficiente como a que, cumprindo com os objetivos e as metas fixadas pelas autoridades competentes, se baseia na otimização dos recursos utilizados tanto em termos dos custos unitários dos recursos, como da quantidade de insumos utilizados, que resulte de boas práticas econômicas e técnicas, tendo em conta os custos de mercado dos insumos, dentro do país e no exterior, e a quantidade de insumos necessários para cumprir objetivos semelhantes por outras empresas de serviços de água e de saneamento, tanto no país como no exterior, em função de dados uniformes e comparáveis, disponíveis ao público, provedores, contratados e autoridades públicas”.

⁶ É fundamental que as sanções tenham uma magnitude tal que o risco de estar sujeito a elas elimine as vantagens de violar a regulação. Para que seja eficaz, a sanção, no caso de empresas públicas, deve ser pessoal e não institucional (Solanes, 2007). De outro modo, as consequências do ato indevido beneficiam o infrator, porém os custos são do Estado. Tampouco devem ser esquecidas as sanções morais ou ligadas à reputação, como a publicação e difusão de índices comparativos de desempenho, que podem ser bons incentivos à eficiência e ajudar a atrair a atenção pública para os problemas do setor.

Por outro ângulo, os marcos regulatórios dos anos noventa foram ineficazes na resposta aos efeitos da renacionalização dos serviços de água potável e de saneamento. O desafio atual é determinar como se controla um prestador público —e os seus proprietários institucionais— com poder político, para que não incorra na ineficiência que prejudica os usuários. Uma das possíveis soluções é fomentar a independência, autonomia e autofinanciamento dos prestadores, pois assim se reduzem as dependências de cunho político e orçamentário. Outra opção é a criação de um fundo de investimento ao qual os prestadores devam apresentar os seus projetos, o que pode aumentar a sua eficiência.

Fortalecer a posição do regulador também constitui um imperativo, ainda mais perante o prestador público poderoso e, para tanto, devem ser atribuídos amplos poderes de coleta de informações, controle e fiscalização. A importância da comparação do desempenho entre empresas (*benchmarking*) é crucial, pois permite, tanto aos proprietários institucionais como aos usuários, saber com precisão que tipo de serviço recebem. Isso faz com que os usuários reajam e atuem junto aos seus representantes políticos, pressionando pela melhoria das condições de desempenho dos prestadores. A prestação de contas é outro mecanismo que deve ser aprofundado, tanto do regulador como do prestador, porém em um nível muito mais sofisticado do que o observado atualmente na região. Uma prestação de contas anual é um ato vazio se não se baseia em informações objetivas e uniformes e não se discute abertamente por que foram tomadas as decisões e como serão solucionados os problemas no futuro por meio de compromissos explícitos com os diferentes atores envolvidos.

iii) *Países com marcos regulatórios e participação privada sustentável*

Durante os anos noventa, os países da Unasul testaram diversas estratégias para atrair a participação do setor privado. Com a saída generalizada de operadores privados internacionais, essa opção de políticas públicas manteve-se vigente apenas no Chile. A participação privada em outros países da Unasul ficou limitada a casos um pouco mais pontuais, de menor envergadura e que normalmente se voltaram mais para a operação ou transferência de tecnologia do que para o investimento.

No caso do Chile, a estrutura setorial é fruto de uma política pública de longo prazo, com objetivos e metas definidas por consenso político, que perduraram ao longo de diversos governos. Uma vez consolidada essa política em um marco regulatório —que desde a sua criação, em 1989, foi alterado de forma significativa em apenas uma ocasião—, a sua aplicação foi sempre objetiva e com base em aspectos técnicos. A aplicação gradual do novo modelo permitiu ao seu regulador econômico amadurecer e fortalecer-se institucionalmente, enquanto controlava as empresas públicas antes da incorporação do capital privado (Lentini, 2011).

A alta qualidade do aparelho estatal do Chile, aliado à pouca intervenção política na gestão das empresas, teria permitido aos prestadores públicos consolidar-se e aumentar a sua eficiência. Eles tiveram uma autonomia razoável para aplicar critérios técnicos, o que fortaleceu as equipes técnicas e profissionais e evitou a alta rotatividade de pessoal e as nomeações por motivos políticos. Além disso, graças à gestão eficaz dos recursos humanos, foi possível selecionar pessoal de chefia e profissional, o que resultou em uma organização capacitada e especializada.⁷

⁷ Um efeito virtuoso da estabilidade nos cargos gerenciais e profissionais é que ela preserva a memória institucional, profissionaliza a atividade e mantém em foco os objetivos de longo prazo (Bohoslavsky, 2011). A estabilidade no emprego é uma garantia pensada em benefício da organização e dos seus propósitos e não tanto do indivíduo, pois busca garantir a proteção dos empregados contra pressões externas e submetê-los a normas que orientam o trabalho da empresa prestadora em favor do interesse público.

Por outro lado, à estabilidade do marco regulatório se acresce um nível adequado de especialização técnica e econômica do regulador, o que confere previsibilidade ao sistema (Lentini, 2011). Além disso, o processo de cálculo das tarifas, embora possa ser melhorado, não sofreu interferências alheias ao regulador. Assim, o modelo de tarifas —baseado na micromedição e na regulação econômica— emite sinais aos usuários quanto ao uso racional da água potável e ao prestador quanto à gestão eficiente. Ademais, nem o regulador nem o prestador gerem os aspectos da equidade —por exemplo, não se permitem os subsídios cruzados— mas sim se recorre a subsídios diretos e concentrados na demanda.

Antes da privatização foram definidos os objetivos e metas a serem perseguidos com a incorporação da participação privada, motivo pelo qual se fortaleceu o marco regulatório. Os processos de venda dos prestadores foram executados de maneira aberta e competitiva. Como se optou pela venda de pacotes de ações, a estrutura de capital permaneceu transparente para o mercado desde a privatização. A fiscalização por parte do regulador é feita de forma profissional, com mais ênfase nos incentivos para o desempenho eficiente do que no controle da gestão. Outro fator que potencializou o modelo foi a transparência das informações gerais administradas pelo regulador. A tudo isso se somou a adoção de um sistema de contabilidade regulatória.

Uma característica importante dessa experiência foi a privatização das empresas estatais com cobertura quase universal e razoavelmente eficientes e rentáveis (Jouravlev, 2010). Em consequência, havia amplas informações sobre a situação da infraestrutura e sobre a sua operação, que normalmente não estão disponíveis no caso de prestadores ineficientes ou em situação financeira grave. Isso implicava, em primeiro lugar, que os investidores podiam formular ofertas racionais e que o risco era menor —e, em consequência, o custo de capital era mais baixo— e havia uma menor necessidade de futuras renegociações. Por outro lado, graças à ampla disponibilidade de informações, o regulador se encontrava em uma boa posição para fixar tarifas que refletissem os custos eficientes. Como as empresas já eram eficientes e rentáveis, além de terem uma cobertura praticamente universal, os impactos tarifários foram, de modo geral, razoáveis —embora as tarifas tenham aumentado de forma sistemática e talvez mais do que o estritamente necessário— e se reduziu a incerteza em processos tarifários posteriores, como ocorreu com as renegociações e os conflitos.

Entretanto, o modelo chileno apresenta uma série de falhas que precisam ser corrigidas. Dada a permanente evolução das práticas comerciais e econômicas, tanto dos prestadores como do mercado em geral, a capacidade regulatória do Estado deve ser fortalecida (Espinosa, 2008). É necessário dar transparência ao processo de determinação das tarifas, pois persiste um forte grau de assimetria de informação a favor dos prestadores (Jouravlev, 2003). Também é essencial a implementação de um sistema de controle de preços de transferência entre empresas relacionadas, com vistas a evitar o repasse aos usuários de custos ineficientes e de outras atividades que desenvolvam, bem como para proteger a livre concorrência em mercados relacionados (Hantke-Domas, 2011b). Quanto aos investimentos, é necessário fortalecer os incentivos para que os prestadores reponham a infraestrutura, sobretudo a que receberam ao entrar na propriedade dos antigos prestadores estatais (Espinosa, 2008). Finalmente, o sistema de empresa-modelo usado para a regulação do setor apresenta fragilidades, tanto do ponto de vista da sua complexidade e alto grau de assimetria de informação, como em termos da geração de incentivos para a eficiência (Jouravlev, 2003).

iv) Países sem marcos regulatórios ou com regulação incipiente

O Equador e o Suriname integram esse grupo de países. No Equador, não existe um marco regulatório geral para os serviços de água potável e de saneamento. Contudo, no único caso de participação privada —contrato de gestão na cidade de Guayaquil— criou-se um órgão regulador local

(esse enfoque é aplicado também em alguns municípios do Brasil). O marco regulatório está em um contrato, um método de regulação que, devido às suas múltiplas fragilidades, de modo geral foi abandonado em países com sistemas regulatórios maduros (Jouravlev, 2003). Os avanços na expansão da cobertura foram obtidos, em grande parte, graças a financiamento público.

O Suriname tampouco conta com uma legislação específica aplicada aos serviços de água potável e de saneamento. A maioria das instituições do setor apresentam fragilidades e não dispõem de recursos suficientes em termos de financiamento nem de pessoal qualificado (OEA, 2005). O sistema de gestão do setor carece de um mandato legislativo claro e se encontra fragmentado em várias entidades, entre as quais existe pouca coordenação.

Tanto o Equador como o Suriname deveriam elaborar uma legislação específica para o setor de água potável e de saneamento. Em ambos os países, é necessário promover reformas que permitam organizar esse setor com maior autonomia em termos de gestão, transparência e eficiência; formular planos de investimento dos prestadores; fazer um planejamento estratégico do setor com vistas ao aproveitamento de economias de escala; implementar regimes tarifários e esquemas de subsídio eficientes e voltados para a sustentabilidade financeira e a equidade; gerir de forma coordenada o financiamento do setor; implementar a regulação e o controle da prestação no marco dos incentivos para a melhoria e expansão dos serviços; promover a eficiência, transparência e competitividade nas compras e contratações; estimular a participação da sociedade civil no desenvolvimento e controle da prestação dos serviços e usar a comunicação e o ensino para conscientizar a comunidade dos benefícios e do uso racional dos serviços. Urge estabelecer um marco jurídico específico e reorganizar o sistema institucional com uma instituição orientadora e um regulador independente, ambos com autonomia em relação aos prestadores.

B. DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA HIDROELETRICIDADE (INTERFACE ENTRE A ÁGUA E A ENERGIA)

1. Panorama atual da geração hidroelétrica na Unasul

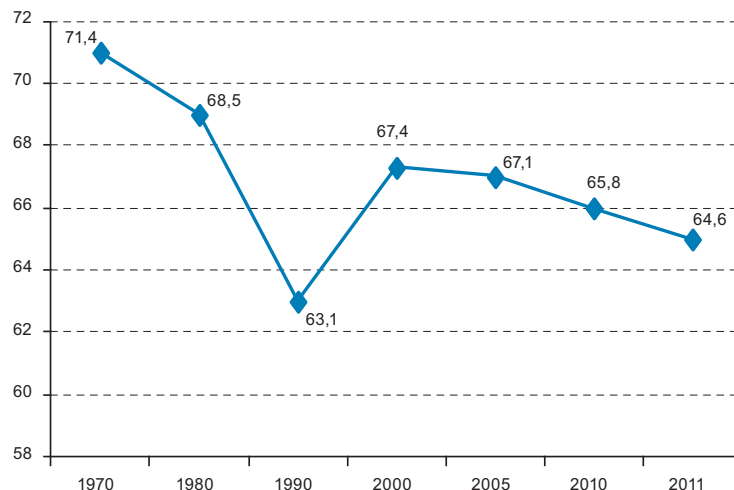
Os países da Unasul têm uma grande oportunidade para incorporar energias renováveis às suas matrizes energéticas. São várias as vantagens, entre as quais se destacam a existência de recursos, a sua facilidade de aproveitamento e a sua disponibilidade na natureza com o passar do tempo. De todas elas, a energia hidroelétrica vem ganhando terreno na região, pois ela dispõe de 30% dos recursos hídricos do mundo.

Os países da Unasul acompanharam a tendência mundial quanto ao aumento da demanda energética, motivo pelo qual o uso final da eletricidade cresceu, em média, 3,5% ao ano, superando a taxa de crescimento do consumo total de energia (OLADE/Unasul, 2012).⁸ Assim como no resto do mundo, os hidrocarbonetos continuam a ter uma forte presença na produção de energia primária. Contudo, essa tendência oscilou: a sua participação caiu de forma sustentada, de 71% em 1970 até 63% em 1990; posteriormente, subiu para cerca de 67% entre 2000 e 2005 e, embora tenha recuado durante 2010 e 2011 para 65%, continua a ser superior à participação de 20 anos atrás, em consequência das políticas impulsionadas pelos processos de reformas (CEPAL/IILA, 2010) (veja o gráfico III.1).⁹

⁸ O consumo final de energia da América do Sul chega a cerca de 8 milhões de barris equivalentes de petróleo por dia (OLADE/Unasul, 2012).

⁹ Informações sobre o desenvolvimento do setor hidroelétrico podem ser encontradas no trabalho de Hugo Altomonte em CEPAL/IILA (2010).

Gráfico III.1
UNASUL: PARTICIPAÇÃO DOS HIDROCARBONETOS NA OFERTA TOTAL DE ENERGIA PRIMÁRIA, 1970-2011
 (Em porcentagens)



Fonte: Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), Sistema de Informação Econômica Energética (SIEE), balanço energético, 2013.

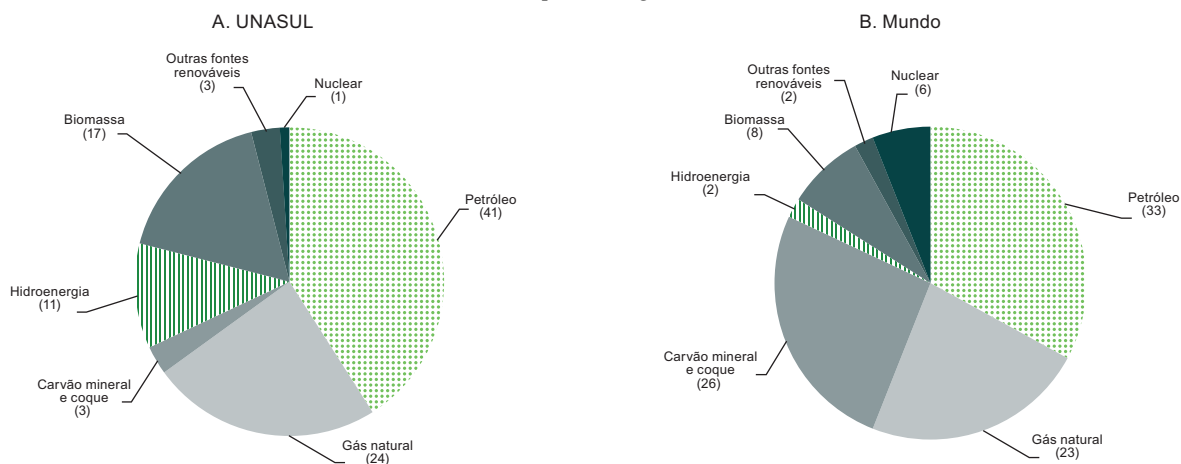
Além disso, é importante destacar que a participação da hidroeletricidade na matriz energética na década de setenta passou de 3% para 5%, chegando a 6% nos anos noventa e se estabilizando nesse patamar em 2000, com um pico de quase 7% em 2008. Esse crescimento é explicado pelo processo de reformas e pela dinâmica de investimento no setor elétrico, bem como pelo compromisso dos países da região de incorporar energias renováveis à oferta total de energia primária, com o respaldo de iniciativas regionais como a Plataforma de Brasília sobre Energias Renováveis, e de outras iniciativas de caráter mundial.¹⁰

Em 2011, a hidroeletricidade representou 11% da oferta total de energia primária nos países da Unasul, porcentagem bem superior se comparada a 2% no mundo (veja o gráfico III.2). Portanto, a hidroenergia vem demonstrando claramente a sua importância na Unasul, não apenas pela disponibilidade do recurso hídrico, mas também pela capacidade de desenvolvimento nesse setor de países como o Brasil, a Colômbia e o Paraguai, entre outros. O caso do Brasil é algo particular, pois, segundo a Comissão Internacional de Represas, 91% do total das represas construídas (84% da capacidade de repesamento) na última década (2000-2011) na Unasul correspondem a esse país. Essas importantes porcentagens obviamente decorrem de uma política estatal que gerou um plano de desenvolvimento e construção de represas para o múltiplo uso da água, em especial para a hidroeletricidade. A região tem um enorme potencial técnico para o aproveitamento da energia hidráulica. O Brasil conta com 12% da água superficial do planeta e um potencial hidroelétrico de 260 GW, dos quais 41% estão localizados na bacia hidrográfica do Amazonas.¹¹

¹⁰ No fim de 2002, a região da América Latina e do Caribe já cumpria as metas estimuladas em Brasília, pois as fontes renováveis contribuíam com mais de um quarto da oferta total de energia. Entre elas, destacam-se a hidroenergia, com aproximadamente 15%; a lenha, com 6%, e os derivados da cana-de-açúcar, com 4%. O restante das fontes renováveis, como as biomassas (0,5%) e a geotermia (0,7%) são marginais, e as fontes de energia eólica e solar, apesar de serem usadas, ainda não são contabilizadas na oferta de energia (CEPAL, 2004).

¹¹ Veja <http://www.brasil.gov.br> [on-line].

Gráfico III.2
UNASUL E O MUNDO: MATRIZ ENERGÉTICA, 2010
 (Em porcentagens)



Fonte: Para a Unasul, Organização Latino-Americana de Energia (OLADE)/União das Nações Sul-Americanas (Unasul), *UNASUR: un espacio que consolida la integración energética*, Quito [on-line], <http://www.iadb.org>; para o mundo, Agência Internacional de Energia (AIE), *International Energy Outlook 2011*, Washington, D.C., 2012.

A geração hidroelétrica, assim como as demais fontes energéticas, vem aumentando e, atualmente, se situa no quarto lugar em matéria de equipamento e instalações energéticas da Unasul. Esse padrão se repete no resto da América Latina e do Caribe.

2. Sustentabilidade da hidroenergia

A hidroenergia pode ser explorada por meio de grandes obras hidráulicas (o que se denomina energia renovável convencional), que pressupõem a construção de represas para aproveitar a diferença de nível, ou por meio do aproveitamento do desnível do curso de um rio para instalar uma usina a fio d'água (energia renovável não convencional).

As obras hidroelétricas de maior destaque encontradas na Unasul são as usinas hidroelétricas de Itaipu (um empreendimento conjunto do Paraguai e do Brasil) e de Yacyretá (uma central explorada pelo Paraguai e pela Argentina). Com menor envergadura, destaca-se a usina de Salto Grande (um empreendimento da Argentina e do Uruguai). Tradicionalmente, se argumenta que as barragens hidroelétricas regulam o fluxo dos leitos dos rios, tornando-os mais permanentes a jusante, o que garante uma oferta adequada de água em períodos de seca, controlam cheias, permitem a agricultura em terras férteis, a navegação e os esportes náuticos, além de gerar eletricidade (Mekonnen e Hoekstra, 2012).

Contudo, esse tipo de empreendimento foi fortemente criticado por vários ângulos. Por um lado, se argumenta que as grandes barragens forçam a migração das populações que habitam as áreas a serem inundadas; por outro lado, perdem-se terrenos e alteram-se os fluxos hídricos e a qualidade da água. Tudo isso afeta as comunidades e ecossistemas a jusante (Mekonnen e Hoekstra, 2012). Também se critica que os lagos formados pelas grandes represas consomem água devido à evaporação na sua superfície.

Em contrapartida, a geração hidroelétrica a fio d'água ou de pequena escala vem sendo promovida ativamente como fonte cujos impactos sociais, econômicos e culturais são bem menores que os das grandes represas. A principal vantagem é o menor desvio do fluxo natural da água, o que elimina a necessidade de inundar grandes áreas e evita a perda de terrenos. Além disso, argumenta-se que esse tipo de geração prejudicaria menos o meio ambiente, o que a transformaria em uma fonte “verde” ou de baixo impacto. Ao mesmo tempo, deve-se ter em mente que a capacidade instalada desse tipo de projeto é normalmente bem inferior à das grandes centrais.

Não obstante, a geração hidroelétrica a fio d'água também produz impactos. Por exemplo, implica a construção de obras, limpeza de terrenos, desvio da água e estabelecimento da rede elétrica —para transmitir a energia produzida—, o que pode afetar os ecossistemas, o movimento de sedimentos e os padrões de inundação (UICN, 2012). Assim como no caso das grandes represas, a geração hidroelétrica a fio d'água produz impactos sociais relacionados à distribuição das águas entre diversos usos. Assim, em bacias onde se desenvolvem múltiplas atividades —agricultura, indústria, cultura, energia, pesca, turismo e consumo humano— costumam surgir tensões, seja pela alocação da água, seja pela propriedade e uso da terra.

A sustentabilidade da água como recurso natural está sujeita a três fatores. Primeiro, a falta de instituições formais que se encarreguem dos problemas da alocação da água, da gestão do recurso, do autofinanciamento e dos ciclos políticos e macroeconômicos. Segundo, os efeitos da mudança climática implicariam, em algumas partes da região, importantes variações na disponibilidade do recurso. Um terceiro fator é a proteção dos ecossistemas, na medida em que, sem um cuidado firme das bacias que captam água e das geleiras de onde elas escorrem rio abaixo, o recurso pode encarecer devido à sua menor disponibilidade e qualidade ambiental, ou até mesmo tornar-se escasso.

Depreende-se disso que, se não forem resolvidos os problemas institucionais, se não for enfrentada a adaptação dos sistemas de gestão do recurso à mudança climática e se os ecossistemas contribuintes não forem protegidos, o recurso água pode se transformar em um foco de conflito econômico, político e social. Assim, para que a geração hidroelétrica possa ser uma alternativa energética viável é imperativo resolver primeiro os problemas mencionados.

a) Conflitos sociais associados à exploração da hidroeletricidade

Os conflitos políticos e sociais em torno das grandes obras hidroelétricas são recorrentes na Unasul, como no caso dos projetos de Belo Monte, no Brasil, Hidroaysén, no Chile e El Quimbo, na Colômbia. As discussões se centram em como satisfazer a maior demanda energética e minimizar os impactos sociais e ambientais produzidos.

Esses conflitos não são uma característica própria da Unasul, mas sim refletem um fenômeno mundial. Na atualidade, considera-se que os efeitos negativos das grandes represas são cada vez mais injustificáveis (WDC, 2000). Já não se aceita que as autoridades tomem decisões sobre as grandes obras hidráulicas e as imponham à comunidade; antes, exige-se inovação na hora de avaliar as opções, gerir as obras existentes, obter a aceitação pública e dividir os benefícios.

Outro problema enfrentado pelas grandes represas é a sua escassa contribuição, uma vez terminada a construção, para as comunidades locais em que estão situadas. Normalmente, essas obras estão a uma distância considerável dos centros de demanda, motivo pelo qual a energia produzida com recursos locais é transferida para esses centros e a maior parte da renda se destina aos cofres públicos ou aos acionistas na forma de dividendos. A crítica não se refere ao uso do recurso, mas sim à distribuição

equitativa da renda obtida. Essa é uma reclamação legítima que deve ser resolvida politicamente pelas autoridades de cada país.

Outro desafio enfrentado pela geração hidroelétrica é a disputa pela água com outros usuários da bacia. Talvez a complicação mais habitual surja em relação à alocação da vazão anual para outros usos que dependam da armazenagem em represas. Por exemplo, em muitos lugares a geração de hidroeletricidade concorre com outros usos da água porque manipula a vazão para satisfazer a demanda energética, que normalmente não está alinhada com as necessidades sazonais de outros usuários, principalmente a irrigação.

Muitas vezes, esses conflitos guardam relação com a fragilidade dos marcos regulatórios para a gestão dos recursos hídricos. Os problemas mais comuns são a falta de transparência dos sistemas de alocação das águas, a limitada proteção dos direitos existentes, a debilidade dos mecanismos de prestação de contas e a fraca governança. O resultado pode ser uma vantagem estratégica da geração hidroelétrica devido ao seu alto poder de investimento e posição de negociação frente a outros usos. Para evitar esses conflitos, a geração hidroelétrica deve ser inserida em um espaço não apenas de política energética, mas também de gestão integrada dos recursos hídricos.

b) Situação decorrente do uso compartilhado de corpos de água transfronteiriços¹²

A experiência histórica nos países da Unasul demonstra que a regulação jurídica dos sistemas hídricos e dos corpos d'água transfronteiriços fundamentalmente é feita de maneira bilateral. Os acordos de cooperação firmados se transformaram em um todo normativo, no ordenamento jurídico que rege o referido corpo de água concreto. Os acordos multilaterais —como o Acordo Tripartite de 1979 entre a Argentina, o Brasil e o Paraguai— e os multilaterais —como o Tratado de Cooperação Amazônica de 1978— são a exceção. Ainda assim, quando surgiram desavenças relativas ao uso dos sistemas hídricos entre os Estados signatários desses acordos, os países optaram por buscar soluções no âmbito bilateral.

Isso se deve à natureza própria das bacias da região. Os extensos territórios que cobrem as bacias e as suas características geomorfológicas, o contexto histórico-político distinto em que elas foram reguladas e os diferentes usos a que se destinam as suas águas impedem o estabelecimento de comparações categóricas quanto ao estado da cooperação na Unasul.

Não obstante, essa prática bilateral reflete o respeito às normas jurídicas consuetudinárias que regulam a utilização dos sistemas hídricos e dos corpos de água transfronteiriços. A proibição de causar um prejuízo apreciável se reflete principalmente na quantidade de projetos de conservação ambiental e desenvolvimento sustentável que estão sendo levados à frente na região.

Quanto ao direito ao uso equitativo e razoável das águas, constata-se que tanto a exploração razoável como a distribuição equitativa dos benefícios foram devidamente consideradas na assinatura de acordos para a construção e a exploração de usinas hidroelétricas, como nos casos de Itaipu e Corpus Christi, assim como nas negociações para a alocação da água para irrigação correspondente a cada Estado. Do contrário, mediante o sistema de delimitação de acordo com o sistema da costa seca —ou seja, a definição de fronteiras e limites pela costa de águas marítimas, fluviais ou lacustres— o Estado ribeirinho não pode exercer soberania sobre as águas adjacentes nem explorá-las economicamente. De modo geral, o Estado com soberania sobre as águas defende esse sistema, mas não o que possui a costa. Um dos inconvenientes desse tipo de fronteira é que a linha costeira varia constantemente por fenômenos

¹² Esta seção se baseia em Querol (2003).

sazonais. Em consequência, um Estado mal consegue usar as águas de um sistema hídrico de que é parte naturalmente se não tem acesso a suas águas em virtude de uma convenção. Essa dicotomia entre a regra consuetudinária do direito ao uso equitativo e razoável das águas e a norma convencional que estabelece o sistema de delimitação da costa seca criou uma controvérsia entre alguns países da Unasul.

Por outro lado, com relação à consulta anterior —por exemplo, na reserva argentina de direitos no caso de Itaipu—, fica evidente o papel-chave dessa medida para evitar conflitos entre os Estados que participam de um sistema hídrico ou de um corpo de água transfronteiriço determinado. Ao mesmo tempo, o intercâmbio de informações periódico entre os Estados possibilita a intensificação da cooperação e o êxito das ações coordenadas no aproveitamento das águas.

À luz disso, pode-se afirmar que a vontade de cooperar é a base de todos os acordos firmados para o aproveitamento das águas dos sistemas hídricos ou corpos de água transfronteiriços. Ainda em casos de controvérsias pendentes sobre limites, os países da Unasul souberam combinar esforços para implementar projetos de conservação do ecossistema hídrico, como ocorre na bacia do Rio San Juan. Em outros casos, os Estados conseguiram superar as suas diferenças, o que possibilitou o uso das águas do sistema hídrico para a navegação e a instrumentação de planos binacionais de desenvolvimento na região, como ocorreu no Peru e no Equador em relação ao Amazonas.

Cabe destacar que o sucesso dos projetos nesses corpos de água dependeu principalmente do financiamento concedido por organismos internacionais ou por instituições multilaterais de financiamento. O financiamento externo de projetos nas bacias do Amazonas, entre o Peru e o Equador, do Titicaca e do San Juan destaca a importância, na agenda regional, da cooperação para o aproveitamento dos sistemas hídricos transfronteiriços.

Além disso, nota-se uma crescente preocupação dos Estados que formam parte dos sistemas hídricos da Unasul com a instrumentação dos projetos por meio de processos participativos que considerem, principalmente, a vontade das populações da área. Isso foi constatado no projeto hidroelétrico Corpus Christi, entre a Argentina e o Paraguai. A participação pública também está presente, entre outros projetos, no Plano Estratégico de Ação para a Gestão Integrada dos Recursos Hídricos e o Desenvolvimento Sustentável da Bacia do Rio San Juan.

Por último, é importante destacar que os Estados membros da Unasul manifestaram a conveniência de solucionar, de maneira pacífica, as controvérsias que pudessem surgir entre eles em decorrência da aplicação dos acordos firmados. A forma de solução escolhida varia segundo o sistema hídrico ou corpo de água em questão. Assim, em alguns casos, se prevê a solução de conflitos mediante negociações diplomáticas diretas, como no caso de Itaipu. Outras vezes, se opta por recorrer às decisões de comissões mistas, como ocorre entre o Peru e o Equador com relação ao Amazonas. Também foram constituídos tribunais arbitrais para a solução das controvérsias que pudessem surgir em torno do projeto Corpus Christi ou no âmbito do Sistema Titicaca-Desaguadero-Poopó-Salar de Coipasa, o que demonstra um maior empenho dos países da Unasul para assegurar que a cooperação não seja apenas uma expressão da vontade, mas sim um objetivo primordial que se traduza em fatos concretos.

A mesma natureza dos sistemas hídricos e dos corpos de água transfronteiriços torna necessária a cooperação entre os Estados. A interdependência nos campos geográfico, ambiental, social e econômico necessária para o seu aproveitamento exige ações conjuntas, ainda que em nível binacional. O uso, a ordenação e o desenvolvimento dos recursos hídricos exigem um financiamento constante e planejado que assegure a continuidade dos projetos concretos realizados na região. A cooperação no âmbito da Unasul, aliada à coordenação real e eficaz das políticas nacionais dos seus Estados membros, permitirá que a

combinação das práticas concertadas em nível bilateral nos sistemas hídricos e corpos de água transfronteiriços se traduza em cooperação no âmbito regional com projeção internacional.

3. Proposta para a inserção sustentável da hidroeletricidade

Nas últimas décadas, a CEPAL promoveu o uso de fontes renováveis de energia na região. Prova disso é a prolífica produção de informações e a sua presença permanente nos fóruns nacionais e internacionais sobre esse tema, como a Conferência Internacional sobre Energias Renováveis (Bonn, Alemanha, 2004). Desde a década passada, a CEPAL vem apoiando, nas instâncias internacionais e, em especial, nos países da Unasul, os mandatos emanados da Cúpula Mundial sobre o Desenvolvimento Sustentável (Johanesburgo, 2002) e da Iniciativa Latino-Americana e Caribenha para o Desenvolvimento Sustentável, instância que estabeleceu como meta regional o uso de pelo menos 10% de energias renováveis no consumo total energético até 2010.

Embora a Unasul tenha cumprido com folga esse objetivo, a região enfrenta o desafio de gerar um consumo energético integrador e homogêneo, com o fim de fechar as brechas sub-regionais que ainda persistem, como a heterogeneidade dos recursos naturais, das estruturas de abastecimento e do consumo de energia; e a necessidade de alcançar a consolidação institucional e o estabelecimento das condições básicas para impulsionar políticas de promoção e penetração das fontes renováveis.

Em 2004, a CEPAL apresentou uma visão integral desses problemas e um guia para a formulação de políticas, que atualmente estão presentes nos países da Unasul e estão estruturados em torno de quatro iniciativas relevantes:

- i) a reavaliação ambiental e social da hidroenergia à luz das exigências do desenvolvimento sustentável;
- ii) a contribuição das fontes renováveis de energia para o desenvolvimento integral das comunidades rurais;
- iii) o uso racional da lenha e a eficiência energética;
- iv) o papel da biomassa e dos biocombustíveis.

Devido às fortes críticas de que foi alvo a hidroenergia associada a usinas de médio e grande porte nos últimos tempos, esse tipo de energia ficou praticamente excluído do contexto das energias renováveis, não pela ausência intrínseca de renovabilidade do recurso, mas sim pelos seus impactos ambientais e sociais, ou seja, pela sua falta de sustentabilidade. Quatro fatores afetam negativamente as usinas hidroelétricas de elevada capacidade e com grandes represas:

- i) as emissões de gases do efeito estufa (metano, em especial) causadas pela decomposição da vegetação inundada;
- ii) o deslocamento de populações pela formação de represas e a inundação de grandes extensões de terra;
- iii) a redução da velocidade das correntes, com mudanças da biota que podem favorecer a difusão de vetores patogênicos, e
- iv) as mudanças no transporte de sedimentos que afetam regiões costeiras situadas a jusante da represa.

As condições específicas da topografia e da pluviosidade existentes oferecem um grande potencial de aproveitamento. É necessário levar em conta essas situações no âmbito das fontes renováveis para favorecer o seu desenvolvimento racional.

Quanto à renovabilidade das usinas hidroelétricas, talvez não fosse tão importante determinar uma capacidade-limite para a sua inclusão como fontes renováveis modernas ou não convencionais (geralmente apenas se aceitam as centrais de pequeno porte, com capacidades que variam entre 10 MW e 30 MW), mas sim definir uma pauta mínima para aceitá-las como sustentáveis, baseada em indicadores econômicos, sociais, ambientais e locais.

Conforme indicado, o aproveitamento da hidroeletricidade por meio das usinas hidroelétricas a fio d'água —as que não exigem o represamento— de modo geral não causa impactos ambientais. Contudo, embora as represas sempre provoquem algum tipo de impacto, é simplista e muitas vezes equivocado estabelecer uma correlação direta entre problemas ambientais e hidroeletricidade. Seguramente foram observados impactos negativos em centrais hidráulicas, algumas vezes irreversíveis, porém não são inerentes a essa tecnologia. Em muitos casos, os danos não são importantes ou podem ser atenuados, como se pode comprovar nas milhares de unidades que operam há décadas. Cabe destacar, além disso, a importância das hidroelétricas que têm múltiplos usos e podem oferecer vantagens interessantes, não apenas na geração de eletricidade, mas também na produção de peixes, no abastecimento de água, na irrigação, na regulação da vazão (redução de cheias e atenuação de secas), no transporte fluvial, na promoção do turismo e no uso de recursos locais, entre outros.

Talvez nenhuma outra tecnologia de geração de eletricidade ofereça possibilidades tão reais e comprovadas de integração e sinergias com propósitos não energéticos. Muitas usinas hidroelétricas em todo o mundo, sobretudo nos países da Unasul, foram a origem de impactos positivos relevantes em termos de promoção do desenvolvimento local, melhoria da produtividade agrícola e fixação de população em regiões rurais. O ponto-chave é assegurar o respeito dos projetos hidroelétricos aos princípios de sustentabilidade e o uso racional de um recurso disponível que, no caso da Unasul, é abundante. Para isso são propostas várias premissas.

Do ponto de vista das autoridades nacionais que formulam as políticas, dos encarregados de desenvolver os projetos e das empresas elétricas, os projetos baseados na hidroeletricidade são os que mais poderiam contribuir para a oferta de eletricidade na Unasul. Portanto, se propõe uma iniciativa em favor da água, das florestas e da comunidade com base nas seguintes premissas:

- i) Os projetos hidráulicos têm uma clara sinergia ambiental positiva com os projetos florestais. Qualquer empreendimento moderno de usinas hidroelétricas está associado ao cuidado com as florestas, o que pode representar um efeito de sinergia ambiental que alimenta positivamente a redução da emissão de gases do efeito estufa e a captura do carbono associado a essas emissões.
- ii) Os projetos hidráulicos contribuem para a solidez dos sistemas elétricos e têm uma clara sinergia operacional com os projetos eólicos.
- iii) O aumento marginal das represas existentes é uma forma muito econômica de reduzir as emissões de gases do efeito estufa.
- iv) A eletricidade proveniente de usinas hidráulicas apresenta custos unitários baixos. O potencial hidráulico está bem avaliado e muitos dos possíveis projetos já foram identificados e especificados.
- v) Os projetos precisam ser desenvolvidos em favor das comunidades, não contra elas.
- vi) A Unasul tem ampla experiência e capacidade técnica para conceber e construir esse tipo de projeto, o que representa uma oportunidade de desenvolvimento empresarial na região.

A forma como foram desenvolvidos os projetos hidroelétricos apoiados em grandes represas e que implicaram o deslocamento de comunidades, a destruição de florestas e a inundação de grandes áreas produtivas, além dos prazos de amortização desse tipo de instalação (demasiado longos em relação aos prazos dos contratos de compra estabelecidos em algumas das leis locais) dificultou a sua aceitação e, portanto, o seu financiamento por parte dos bancos. Por isso, é pertinente levar a cabo uma reavaliação social e um intenso trabalho de relações públicas destinado a dar a esses projetos a dimensão positiva que atualmente lhes cabe.

Essa breve avaliação da hidroeletricidade na região salienta a necessidade de considerar de forma adequada as energias renováveis e definir corretamente os conceitos de sustentabilidade e renovabilidade no contexto dos países da Unasul, onde, além das energias solar (radiação ou biomassa) e eólica, deve ser destacada a hidroeletricidade.

Tudo isso permitiu elaborar diversas propostas para os países da Unasul, entre as quais se destacam (CEPAL, 2004):

- **A avaliação ambiental integral dos projetos hidroelétricos.** Além do que podem significar em termos de redução das emissões de gases do efeito estufa, os projetos hidroelétricos precisam ser avaliados também em função da sua contribuição indireta para a proteção das florestas, não apenas pela forma como são construídos, mas também pela maneira como apoiam a subsistência das comunidades ribeirinhas.
- **O estabelecimento de um código de conduta com relação às comunidades.** Urge definir de forma clara um conjunto de regras universalmente aceitas e fiscalizadas em nível nacional e internacional por meio das quais os empreendedores se comprometam a adotar um novo enfoque na sua relação com as comunidades afetadas pelos projetos hidráulicos.
- **O pagamento por serviços ambientais.** Uma forma de apoiar as comunidades é o pagamento aos empreendedores pelos serviços ambientais das florestas que sejam canalizados como incentivos para quem vive nessas áreas.
- **A modificação dos prazos dos contratos de compra de energia.** Uma forma de reconhecer o valor dos projetos hidráulicos é modificar a regulação para ampliar os prazos permitidos nos contratos de compra e venda de eletricidade nesse tipo de usinas, com o fim de obter melhores condições de financiamento.
- **O estabelecimento de mecanismos que permitam reconhecer a sinergia entre os projetos eólicos e os hidráulicos.** Atualmente, as regras estabelecidas nos mercados de energia elétrica são formuladas para usinas individuais e não para ofertas integrais de energia e capacidade. Recomenda-se rever e modificar essas regras de modo a reconhecer a sinergia entre os projetos eólicos e hidráulicos e aumentar a sua rentabilidade por meio de custos mais competitivos.
- **A visão integral das bacias.** Os múltiplos usos e efeitos da água se encontram geralmente integrados nas bacias em que ela é captada. Portanto, é necessário considerar os sistemas hidráulicos precisamente como bacias nas quais é preciso otimizar os benefícios e minimizar os efeitos negativos das variações temporais e territoriais dos fluxos da água. Para isso, é necessário estabelecer sistemas de medição, monitoramento e tomada de decisões, além de levar à frente um importante esforço de coordenação interinstitucional entre organismos governamentais centrais e governos regionais.

- **A cobertura de passivos sociais e a resolução de conflitos existentes.** É necessário, por um lado, terminar de cobrir os passivos sociais resultantes da construção de represas e, por outro, resolver os conflitos mais importantes relacionados à construção de usinas hidroelétricas, pelo menos os daquelas com características aceitáveis dentro dessa nova visão.
- **A difusão pública e a transparência na informação.** Para conseguir uma reavaliação social, é necessário incorporar, como elemento da iniciativa, um intenso trabalho de relações públicas para conferir a esses projetos a dimensão positiva que lhes cabe.

A isso se acrescenta que, para propender para a governança dos recursos naturais, entre eles a hidroenergia, é necessária uma redistribuição justa da renda da sua exploração entre todos os atores envolvidos, contemplando uma adequada alocação às populações dos locais onde se situam esses empreendimentos.

Capítulo IV

CONCLUSÕES E IMPLICAÇÕES EM TERMOS DE POLÍTICAS**A. A RESPOSTA DO SETOR DE MINERAÇÃO AO CICLO DE PREÇOS**

Diante do ciclo de preços dos metais, o setor de mineração regional atravessa um período de rentabilidade e investimento em alta, a julgar pelo aumento acelerado dos valores repatriados na forma de lucros, pelos orçamentos de exploração e pelos anúncios de novos projetos de investimento.

A participação fiscal do Estado nessa alta é crescente em termos absolutos, mas, claramente, está longe de ser progressiva, pois a maioria dos países não dispõe, dentro dos atuais regimes fiscais aplicados ao setor, de instrumentos fiscais suficientes para esse fim. Enquanto é prática comum no setor petrolífero a aplicação de instrumentos (como os impostos sobre ganhos extraordinários) que permitem aos Estados captar progressivamente esses ganhos nos períodos de alta dos preços, o mesmo não ocorre no setor de mineração.

O atual tratamento tributário do setor de mineração na maioria dos países se baseia em impostos sobre os lucros declarados pelas empresas e é complementado marginalmente por pagamentos de *royalties*. Esses instrumentos não garantem a progressividade da participação do Estado na renda gerada pela exploração dos recursos minerais, sobretudo durante períodos de alta dos preços e ganhos extraordinários. É necessário um enorme esforço de fiscalização, que está fora do alcance da maioria dos Estados, para minimizar, no setor privado, a tentação de esconder lucros e aumentar artificialmente os custos, especialmente em períodos de alta dos preços. Um tratamento fiscal mais progressivo no setor da mineração requer atualizar os instrumentos tributários para aproximá-los do modelo teórico de impostos sobre a renda econômica gerada pelos recursos ao longo do seu ciclo de vida (*resource rent tax*). Ao aproximar os regimes tributários da mineração desses princípios, os Estados poderiam captar os ganhos extraordinários em períodos de alta persistente dos preços internacionais, como o atual, e incorporar a progressividade necessária para garantir a captação pública da riqueza gerada pela exploração do seu capital natural em períodos de alta dos preços.

Contudo, os principais países mineradores da região estão alcançando níveis de apropriação da renda setorial próximos à média internacional, de aproximadamente 33% para o conjunto de países com regimes de mineração típicos de concessões privadas, sem empresa estatal. Quanto aos países pequenos da região, onde a atividade mineradora é incipiente, a multiplicação do PIB da mineração e das rendas econômicas do setor durante o período posterior a 2004 destaca um crescente potencial de arrecadação fiscal não aproveitado.

No Chile, se forem examinadas as participações relativas da empresa estatal e da mineração privada nas contribuições fiscais do setor, percebe-se que a estratégia de contar com uma empresa estatal pode ser determinante para alcançar maiores porcentagens de participação pública na renda econômica do setor, indo além do que se poderia obter com ajustes progressivos do regime fiscal, que sempre terão a influência da concorrência fiscal entre os países para atrair novos investimentos.

Esses resultados permitem tirar várias conclusões com respeito às normas

O fato de que o principal instrumento de participação estatal é o imposto sobre os lucros declarados pelas empresas mineradoras ressalta a importância de os governos disporem de mecanismos independentes e de indicadores específicos capazes de refletir de forma transparente a rentabilidade e os custos do setor diante dos ciclos de preços. Trata-se de uma pendência na maioria dos países. Essa necessidade poderia ser suprida parcialmente por uma empresa estatal que servisse de testemunha para dar transparência à rentabilidades e aos custos. Até o momento, o Chile é o único país da região que dispõe de uma empresa estatal mineradora de envergadura suficiente para cumprir essa função. Sem essa empresa, a apropriação da renda da mineração pelo Estado chileno seria inferior a 15%, a metade da média internacional. Disso se depreende que o regime fiscal aplicado à mineração privada no Chile é menos rigoroso que a média internacional. O Peru também estaria em uma situação semelhante com respeito ao tratamento fiscal do setor de mineração internacional.

B. A RESPOSTA DO SETOR DE HIDROCARBONETOS DIANTE DO CICLO DE PREÇOS

Apesar da aparente semelhança entre os ciclos de preços dos metais e do petróleo durante o período 2003-2011, a dinâmica dos preços, dos custos, da geração de renda e da participação estatal apresentam marcadas diferenças na região entre o setor de mineração e o dos hidrocarbonetos. Não é possível generalizar o comportamento nem os resultados obtidos por esses setores de recursos naturais não renováveis diante da alta dos preços internacionais da última década.

Frente ao ciclo de alta de preços, as rendas do setor de hidrocarbonetos e a sua contribuição fiscal aumentam em termos absolutos. Contudo, o *boom* dos preços não provoca no setor dos hidrocarbonetos uma expansão correspondente dos investimentos nem do desenvolvimento como ocorre no setor de mineração; tampouco parece contribuir para remediar as defasagens estruturais do investimento na expansão da produção de petróleo (o que abrange os processos de exploração, além da própria produção) que remontam, pelo menos, a 1995 na Argentina, no Equador, no México e na Venezuela (República Bolivariana da).

O fato de que a gestão tenha recaído sobre empresas estatais (Petroecuador, PEMEX, PDVSA) ou privadas (como no caso da Argentina até a recente nacionalização da Repsol-YPF) não serviu para reverter a defasagem dos investimentos nesses países. Em contrapartida, certamente implicou uma diferença nas atividades de desenvolvimento do petróleo empreendidas bem mais recentemente no Brasil e na Colômbia, com a Petrobras e a Ecopetrol, respectivamente.

Contudo, as empresas públicas de petróleo cumpriram um papel crucial para que, nos países exportadores de hidrocarbonetos, o Estado alcançasse uma participação de 40% a 60% na renda do setor, uma proporção bem superior à obtida nos países mineradores. Para atingir esses níveis de apropriação, exige-se uma participação direta e majoritária ou o controle da produção nacional por intermédio da empresa estatal, bem como instrumentos fiscais progressivos (por exemplo, impostos extraordinários (*windfall taxes*) ou *royalties* escalonados) voltados para a obtenção de ganhos extraordinários em períodos de alta dos preços.

Esses resultados permitem tirar várias conclusões com respeito às normas

Nem a propriedade estatal das empresas de petróleo na região, nem os marcos regulatórios ou contratuais vigentes para incorporar empresas privadas à produção de hidrocarbonetos conseguiram mobilizar os investimentos necessários em exploração e desenvolvimento para conseguir manter a relação entre as reservas e a produção e ampliar a oferta ao ritmo do consumo regional.

Surge o desafio de encontrar um equilíbrio entre os interesses públicos e privados no intuito de conseguir os investimentos necessários para garantir o abastecimento do mercado interno e a manutenção da posição exportadora regional.

Esse desafio exigirá inovações no âmbito institucional, na regulação e nos contratos para responder à multiplicidade de fatores de ordem estrutural e conjuntural que afetam o mercado do petróleo atual. Além disso, será preciso enfrentar as distorções das políticas (subsídios do lado da demanda) que atuem contra a eficiência do consumo interno frente a algumas restrições da oferta que, seguramente, se estenderão no médio prazo, enquanto os países buscam soluções para esses dilemas.

C. O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DOS RECURSOS HÍDRICOS

Os países da Unasul adotaram diversas soluções institucionais nos setores de água potável e saneamento. Entre os resultados obtidos, cabe destacar, de um lado, o cumprimento de um dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio, o referente à redução da brecha no acesso a fontes de água melhoradas. Contudo, ainda persistem deficiências regulatórias que devem ser corrigidas.

- A priorização do setor de água potável e saneamento, tanto em termos de financiamento como de políticas públicas voltadas para a eficiência, pode se transformar em um grande benefício do ponto de vista social para os países da Unasul, não apenas pela sua influência decisiva sobre a saúde pública —sobretudo a saúde infantil—, mas também no que diz respeito à luta contra a pobreza e a miséria, ao fomento da inclusão e da paz social, à promoção do desenvolvimento econômico —em especial mediante novas oportunidades para as indústrias agropecuárias voltadas para a exportação e para o turismo— e à proteção do meio ambiente.
- Em termos de **investimentos**, uma vez que são necessários vultosos recursos para alcançar uma cobertura universal e melhorar a qualidade dos serviços —sobretudo no caso dos grupos mais vulneráveis—, é necessário um compromisso efetivo e de longo prazo dos países da Unasul, tanto para o financiamento como para o desenvolvimento de instituições sólidas e estáveis. Essa responsabilidade não apenas permitirá atingir a almejada universalização dos serviços, mas também constituirá uma importante ferramenta para dinamizar as economias nacionais e a luta contra a pobreza e a miséria.
- Como um grande volume de recursos públicos está comprometido nas obras de água potável e saneamento, deve-se prestar atenção especial à fiscalização e ao **controle das transferências orçamentárias**, pois o setor de infraestrutura padece, em todo o mundo, de um elevado grau de corrupção. Além disso, os custos de transação são elevados, sobretudo nos processos de aquisição e contratação.

- O valor econômico da água precisa ter um papel de destaque nas decisões dos usuários, pois é necessário ampliar a conscientização sobre a escassez e a essencialidade desse recurso. Um mecanismo eficaz para evitar o desperdício consiste em cobrar o custo econômico e financeiro da água. Assim, os países da Unasul deveriam orientar as suas políticas públicas para o **autofinanciamento** do serviço, por meio de uma transição para a cobrança de tarifas que tenderiam a internalizar o custo da sua prestação.
- Dado que alguns grupos da população não poderão pagar pelo fornecimento de água com tarifas de autofinanciamento, os Estados devem conceber mecanismos de **subsídio** —diretos ou cruzados— que permitam a esses usuários satisfazer as suas necessidades básicas. Dessa forma, os subsídios passam a ser um veículo de promoção positiva do cumprimento do direito humano à água. O reconhecimento desse direito pressupõe limites à recuperação dos custos, para não criar obstáculos ao acesso por parte dos setores mais vulneráveis. Contudo, não representará um benefício indiscriminado e gratuito para todos os setores sociais, pois isso conspiraria seriamente contra a igualdade e sustentabilidade do sistema.¹
- Quanto aos **aspectos institucionais**, os países da Unasul deveriam estruturar o setor de modo a definir responsabilidades claras e conceber, para todos os participantes, incentivos eficazes em favor de um serviço universal, acessível e de qualidade. Isso se consegue ao separar a prestação do serviço, a sua regulação e a formulação de políticas públicas em três esferas distintas e independentes. A prática demonstra que esse tipo de organização institucional permite estabelecer as formalidades necessárias para criar incentivos destinados aos prestadores do serviço.
- Em termos do **modelo público**, as agências reguladoras que controlam os prestadores dos serviços nas esferas estadual e municipal devem iniciar um processo de avaliação da eficácia dos seus instrumentos para gerar incentivos (multas, publicidade ou sanções pessoais, entre outros). Por sua vez, os entes públicos que prestam os serviços precisam ser mais independentes dos demais órgãos públicos que os controlam financeira e politicamente. Contudo, também é pertinente atualizar, com uma série de práticas exigíveis, o que se denominou a “empresa aberta” (Bohoslavsky, 2011), um enfoque pelo qual se busca prevenir desvios na operação das empresas e condutas abusivas das autoridades, por meio de medidas destinadas a assegurar a independência dos órgãos de regulação e controle e, em especial, mediante a participação dos usuários na gestão interna das empresas e nas funções externas de planejamento, regulação e controle.
- A **participação** dos usuários deve ser ampliada em todos os níveis e em todas as funções, tanto do lado do regulador como do lado do prestador nas situações em que este seja público. A promoção de organismos representativos dos usuários de água potável e saneamento é uma boa iniciativa, pois estes podem transmitir as suas preocupações e defender os seus direitos e interesses de maneira mais eficaz perante as instituições.

¹ O Tribunal Constitucional da Colômbia (sentenças T-546 de 2009 e T-150 de 2003) reafirmou que o direito humano à água não ampara a gratuidade indiscriminada dos serviços públicos e que, quando um usuário não paga pelo serviço recebido, está agindo como se os demais usuários tivessem de absorver o seu ônus individual e financiar, em caráter temporário ou permanente, a sua dívida. Claramente, isso atenta contra o princípio da solidariedade —o qual, entre outros aspectos, exige que cada usuário assuma os ônus razoáveis que lhe cabem— e dificulta, para as empresas, a prestação dos serviços com base em critérios de eficiência.

- O direito humano à água implica o reconhecimento da eficiência setorial —econômica e social— como correlato do dever de destinar o máximo de recursos disponíveis à garantia desse direito. Por isso, no que diz respeito à **regulação econômica**, os países da Unasul deveriam consagrar nos seus arcabouços legais gerais —e não apenas em contratos que padecem de serias limitações como meio de controle e regulação— os princípios gerais da rentabilidade justa e razoável, da boa fé, da devida diligência, da obrigação de eficiência e da transferência dos ganhos de eficiência aos consumidores. De maneira análoga, são necessários sistemas de contabilidade regulatória que permitam aos reguladores dispor de informações sobre o desempenho técnico e operacional, a administração de bens, a gestão comercial e a qualidade das decisões econômico-financeiras da empresa regulada, pois esses aspectos não são abrangidos pelas informações financeiras que a contabilidade convencional oferece ao mercado.
- Também cabe ressaltar a importância da escala dos prestadores no barateamento dos custos, o que resulta, em última análise, em preços mais baixos para os usuários. Um grande número de evidências empíricas mostra importantes economias de escala em médias e pequenas empresas de serviços públicos. Por outro lado, entre os prestadores que atendem entre 100 mil e 1 milhão de habitantes —em alguns casos chegando a 4 milhões de habitantes— se observa a tendência de as economias de escala se manterem constantes (Ferro e Lentini, 2010). Além disso, promover uma estrutura industrial mais consolidada nesse setor oferece muitos outros benefícios em termos de sustentabilidade financeira, coesão social, gestão das fontes de captação, redução dos custos de transação e melhorias em atividades de regulação e controle. Essa constatação contradiz muitas das iniciativas de descentralização levadas à frente nos países da Unasul. Contudo, em vista das amplas e sólidas evidências que a avalizam, a recomendação passa por **promover a agregação e consolidação da estrutura industrial do setor**.
- Da mesma maneira, deve-se enfatizar a necessidade premente de dispor de **informações precisas, completas, comparáveis, uniformes, pertinentes e oportunas**. A informação é fundamental para a tomada de decisões políticas e regulatórias. Ela permite saber o que funciona e o que não para avaliar o trabalho dos agentes envolvidos no setor. Sem informação, é preciso confiar na intuição, que, nessa área, não é boa conselheira. Nos países da Unasul, as informações são escassas, não apenas com respeito aos serviços de água potável e saneamento, mas também sobre os recursos hídricos em geral. Urge que os países da Unasul disponham de informações hídricas confiáveis e precisas, motivo pelo qual devem ser destinados os recursos necessários em nível nacional para cumprir esse objetivo. Contudo, as informações não têm serventia alguma se não forem transparentes, o que se aplica também às decisões dos organismos reguladores e de formulação de políticas públicas. Nesse terreno, a região já tem um acervo acumulado, porém urge eliminar todos os focos de opacidade e censura ainda existentes.
- Em particular, o setor de água potável e saneamento na Unasul exige a adoção de **indicadores de gestão** que meçam o desempenho dos prestadores com o objetivo de avaliar o seu nível de eficiência e detectar as melhores (e piores) práticas. Se possível, deve-se levar a cabo, na esfera regional, um **exercício de comparação do desempenho**, tanto dentro das empresas ao longo do tempo, como com outros prestadores. A “comparação histórica consigo mesma permite enxergar o impacto que as decisões de gestão vão surtindo no serviço, enquanto a comparação com outros prestadores replica as condições de um mercado em concorrência e permite identificar os aspectos nos quais se pode melhorar a gestão e, eventualmente, identificar e analisar as melhores práticas, a fim de implementá-las para melhorar os serviços, com as adaptações adequadas às circunstâncias de cada caso em particular” (ADERASA, 2012).

- Igualmente, é preciso convocar urgentemente os países da Unasul a **vincular a gestão dos recursos hídricos aos mecanismos de regulação econômica dos serviços de água potável e saneamento**. Na região, o papel de promover a gestão sustentável da água (por exemplo, mediante a proteção de ecossistemas, a gestão das florestas e a administração de causas superficiais) está, na maioria dos casos, dissociado do trabalho de regulação da água potável e do saneamento. Além disso, ele está disperso em uma variedade de serviços. Essa separação precisa desaparecer tão logo seja possível. Os usuários dos serviços deveriam começar a internalizar o custo de produção da água nos ecossistemas, pois, do contrário, se verão em um cenário de escassez antes do que se poderia imaginar, e não por problemas de gestão.
- Por último, outra preocupação diz respeito à capacidade do setor de adaptar-se à **mudança climática e ao aumento dos custos da energia**.

Tudo o que foi dito acima, além do que já foi cumprido no contexto da Unasul, servirá de base para responder aos desafios que os países deverão enfrentar com relação aos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio após 2015. E esse horizonte não contempla apenas compromissos, mas sim verdadeiros imperativos para a proteção e a garantia do direito humano à água e ao saneamento, além de uma renovada ênfase da sub-região para aprofundar o desenvolvimento sustentável, a eficiência e a luta contra a pobreza.

Por último, a experiência das décadas passadas com relação à forma como se desenvolveram os projetos hidroelétricos em torno de grandes barragens —o que implicou o deslocamento de comunidades, a destruição de florestas e a inundação de grandes áreas produtivas— além dos prazos de amortização desse tipo de instalação, dificultou a sua aceitação social e também o financiamento por parte dos bancos internacionais comerciais ou multilaterais. Por isso, é pertinente que os países da Unasul levem a cabo uma reavaliação social e ambiental, bem como empreendam um intenso esforço de relações públicas para situar esse tipo de projeto na dimensão positiva a ele correspondente nos dias de hoje.

A avaliação da contribuição da hidroeletricidade e a correta definição dos conceitos de sustentabilidade e renovabilidade no contexto dos países da Unasul devem se pautar pelas seguintes premissas: i) fazer uma avaliação ambiental integral dos projetos hidroelétricos; ii) definir um código de conduta com as comunidades; iii) estabelecer pagamentos por serviços ambientais; iv) modificar os prazos dos contratos de compra de energia; v) criar mecanismos que permitam reconhecer a sinergia entre os projetos eólicos e os hidráulicos; vi) manter uma visão integral das bacias; vii) cobrir passivos sociais e resolver os conflitos existentes e viii) zelar pela difusão pública e pela transparência das informações.

A isso se acrescenta que, para avançar na governabilidade dos recursos naturais, entre eles a hidroenergia, faz-se necessária uma justa redistribuição da renda gerada pela sua exploração entre todas as partes envolvidas, contemplando uma alocação adequada às populações dos locais onde se situam esses empreendimentos.

Bibliografia

- ADERASA (Associação de Entes Reguladores de Água Potável e Saneamento das Américas) (2012), *Grupo Regional de Trabalho de Benchmarking (GRTB). Informe Anual — 2012. Dados de 2011* [on-line], <http://www.aderasa.org>.
- AIE (Agência Internacional de Energia) (2012), *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, Washington, D.C.
- _____ (2011), *International Energy Outlook 2011*, Washington, D.C., setembro.
- _____ (2009), “The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment. Documento de referência da IEA para a Reunião de Ministros do G8 em 24-25 de maio de 2009” [on-line], <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/impact-1.pdf>.
- ANP (Agência Nacional do Petróleo) (2012), “Resultados das rodadas de licitação” [on-line], <http://brasil-rounds.gov.br>.
- Arze, Carlos e outros (2011), *Gasolinazo: subvención popular al estado y a las petroleras*, La Paz, Centro de Estudos para o Desenvolvimento do Trabalho e da Agricultura (CEDLA), agosto.
- Baker Hughes (2012), “International rig counts” [on-line], http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm.
- Banco Mundial (2012), “World Development Indicators (WDI)” [on-line], <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>.
- _____ (2011), *World Development Indicators, 2011*, Washington, D.C., abril [on-line], <http://data.worldbank.org/data-catalog/world-development-indicators/wdi-2011>.
- _____ (2009), “Directions in hydropower: scaling up for development”, *Water Working Notes*, nº 21 [on-line], <http://water.worldbank.org>.
- Bohoslavsky, Juan Pablo (2011), “Fomento de la eficiencia en prestadores sanitarios estatales: la nueva empresa estatal abierta”, *Documentos de Proyecto*, nº 381 (LC/W.381), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Bourland, Brad e Paul Gamble (2011), “Saudi Arabia’s coming oil and fiscal challenge”, *Jadwa Investment*, julho.
- BP (British Petroleum) (2012), “Statistical Review of World Energy 2012” [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____ (2011), “Statistical Review of World Energy 2011” [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.
- _____ (2007), “Statistical Review of World Energy 2006” [on-line], http://www.bp.com/liveassets/bp.../russia/.../Stat_Rev_2006_eng.pdf.
- Brook Hunt (2007), “Copper costs, mines and projects”, *Summary & Analysis*, vol. 1 março.
- Campodónico, Humberto (2008), “Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina”, *Documentos de Proyectos*, nº 188 (LC/W.188-P/E), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), setembro.
- _____ (2007), “La gestión de la industria de los hidrocarburos con predominio de las empresas estatales”, *série Recursos Naturales e Infraestructura*, nº 121 (LC/L.2688-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), CEPAL.
- Canales, Caridad e Andrei Jouravlev (2012), *Water and Green Economy in Latin America and the Caribbean*, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL)/Programa da ONU-Água para a Promoção e a Comunicação no marco do Decênio [on-line], http://www.un.org/waterforlifedecade/pdf/water_and_a_green_economy_in_lac_june_2012.pdf.
- CBHE (Câmara Boliviana de Hidrocarbonetos e Energia) (2011), *Revista Petróleo y Gas*, nº 72, março-abril.
- CEPAL (Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe) (2012a), *Estudio Económico de América Latina y el Caribe, 2012. Las políticas ante las adversidades de la economía internacional* (LC/G.2546-P), Santiago do Chile, outubro. Publicação das Nações Unidas, nº de venda: S.12.II.G.3.

- _____ (2012b), *Panorama de la Inserción Internacional de América Latina y el Caribe 2011-2012* (LC/G.2547-P), Santiago do Chile, outubro. Publicação das Nações Unidas, nº de venda: S.12.II.G.5.
- _____ (2012c), “Rentas de recursos naturales no-renovables en América Latina y el Caribe: Evolución 1990-2010 y participación estatal”, documento apresentado no seminário Gobernanza de los Recursos Naturales en América Latina y el Caribe: Desafíos de Política Pública, Manejo de Rentas y Desarrollo Inclusivo, Santiago do Chile, 24 e 25 de abril.
- _____ (2012d), *Cambio estructural para la igualdad: Una visión integrada del desarrollo* (LC/G.2524(SES.34/3)), Santiago do Chile.
- _____ (2012e), “CEPALSTAT, bases de datos e publicações estatísticas” [on-line], <http://websie.eclac.cl/infest/ajax/cepalstat.asp?carpeta=estadisticas>.
- _____ (2012f), “Panorama y aporte fiscal del sector hidrocarburos en América Latina y el Caribe”, J. Acquattella e outros, Santiago do Chile, inédito.
- _____ (2012g), “Panorama y aporte fiscal del sector minero en América Latina y el Caribe”, J. Acquattella e J. Lardé, Santiago do Chile, inédito.
- _____ (2011), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2010* (LC/G.2494-P), Santiago do Chile, maio. Publicação das Nações Unidas, nº de venda: S.11.II.G.4.
- _____ (2010), *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, 2009* (LC/G.2447-P), Santiago do Chile. Publicação das Nações Unidas, nº de venda: S.10.II.G.4.
- _____ (2009), “Editorial”, *Carta Circular*, nº 31, Rede de Cooperação na Gestão Integral de Recursos Hídricos para o Desenvolvimento Sustentável na América Latina e no Caribe, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2008), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2007* (LC/G.2360-P), Santiago do Chile, maio. Publicação das Nações Unidas, nº de venda: S.08.II.G.11.
- _____ (2007), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2006* (LC/G.2226-P), Santiago do Chile, maio. Publicación de las Naciones Unidas, nº de venda: S.07.II.G.32.
- _____ (2003), *La Inversión Extranjera en América Latina y el Caribe, 2002* (LC/G.2198-P), Santiago do Chile. Publicação das Nações Unidas, nº de venda: S.03.II.G.11.
- _____ (2004), *Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas* (LC/L.2132), Santiago do Chile, maio.
- CEPAL/IILA (Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe/Instituto Ítalo-Latino-Americano) (2010), *América Latina e Caraibi: la sfida dell’energia*, Roma.
- CESCO (Centro de Estudos do Cobre e da Mineração) (2011), *Tendencias de exploración mundial*, Santiago do Chile, Metals Economic Group (MEG).
- Christian Aid (2009), *Socavando a los pobres: Reformas tributarias mineras en América Latina*, setembro.
- COCHILCO (Comissão Chilena do Cobre) (2011), *Anuario de estadísticas del cobre y otros minerales 1991-2010*, Santiago do Chile, Ministério da Mineração.
- _____ (2010a), *Informe de mercado del cobre*, vários números, Santiago do Chile.
- _____ (2010b), *Análisis histórico y proyección de los costos de producción en la minería del cobre en Chile (período 1995-2015)*, Santiago do Chile, outubro.
- Colombia, Governo da (2007), *Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, Estado comunitario desarrollo para todos*, Bogotá, Departamento Nacional de Planejamento (DNP).
- Daniel, Philip, Michael Keen e Charles McPherson (orgs.) (2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Washington, D.C., Fundo Monetário Internacional (FMI).
- De Albuquerque, Catarina e Virginia Roaf (2012), *Derechos hacia el final. Buenas prácticas en la realización de los derechos al agua y al saneamiento*, Lisboa.
- Dourojeanni, Axel e Andrei Jouravlev (2002), “Evolución de políticas hídricas en América Latina y el Caribe”, *série Recursos Naturales e Infraestructura*, nº 51 (LC/L.1826-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).

- Ducci, Jorge (2007), *Salida de operadores privados internacionales de agua en América Latina*, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID).
- Ducci, Jorge e Matthias Krause (2012), “Nota sobre regulación de empresas de servicios de agua y saneamiento de propiedad del Estado”, Washington, D.C., Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), inédito.
- Eggert, Roderick (2002), “Module 1: The Mineral Economies: Performance, Potential Problems and Policy Changes”, *Managing Mineral Wealth*, Addis Abeba, Comissão Econômica para a África (CEPA).
- EIA (Administração de Informação Energética) (2012), “International Energy statistics” [on-line], <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>.
- _____ (2011a), “Country analysis briefs: Argentina” [on-line], <http://www.eia.gov.us>.
- _____ (2011b), “Country analysis briefs: Estado Plurinacional da Bolivia” [on-line], <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011c), “Country analysis briefs: Brasil” [on-line], <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011d), “Country analysis briefs: Colômbia” [on-line], <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011e), “Country analysis briefs: Equador” [on-line], <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011f), “Country analysis briefs: México” [on-line], <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011g), “Country analysis briefs: Peru” [on-line], <http://www.eia.doe.gov.us>.
- _____ (2011h), “Country analysis briefs: Venezuela” [on-line], <http://www.eia.doe.gov.us>.
- EIU (The Economist Intelligence Unit) (2011), “Ecuador: Energy Report”, Nova Iorque, outubro.
- _____ (2010), “Country Commerce: Venezuela”, Nova Iorque, outubro.
- ENI (2010), “World Oil and Gas Review 2010” [on-line], <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.
- _____ (2004), *Gli Idrocarburi: Origine Ricerca e Produzione*, Erredi Grafiche Editoriali, outubro.
- _____ (2002), *Glosario dell'Industria Petrolifera*, Grafiche Mariano, dezembro.
- Engineering and Mining Journal* (2010), “Project Survey 2010”, Colorado, janeiro-fevereiro.
- Espinosa, Magaly (2008), “La experiencia del sector sanitario en Chile”, documento presentado en la Conferencia Regional Políticas para Servicios de Agua Potable y Alcantarillado Económicamente Eficientes, Ambientalmente Sustentables y Socialmente Equitativos, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), 23 e 24 de setembro.
- Fedesarrollo (Fundação para o Ensino Superior e o Desenvolvimento) (2008), “La minería en Colombia: impacto socioeconómico y fiscal”, projeto da Câmara ASOMINEROS da Associação Nacional de Industriais (ANDI), Bogotá, abril.
- Ferro, Gustavo e Emilio Lentini (2010), “Economías de escala en los servicios de agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, nº 369 (LC/W.369), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2009), “Editorial”, *Carta Circular*, nº 30, Rede de Cooperação na Gestão Integral de Recursos Hídricos para o Desenvolvimento Sustentável na América Latina e no Caribe, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- FMI (Fundo Monetário Internacional) (2010), *The Taxation of Petroleum and Minerals: principles, problems and practices*, Washington, D.C.
- Fundación Bariloche (2012), “Informe sectorial hacia una nueva agenda energética para la región: análisis de la oferta y demanda de energía (versão preliminar para discussão)”, janeiro.
- Fundación Milenio (2012), *Informe de Milenio sobre la Economía. Gestión 2011*, La Paz.
- Gallun, Rebecca (2001), *Fundamentals of Oil and Gas Accounting*, Editorial PennWell.
- Garrido-Lecca, Hernán (2010), “Inversión en agua y saneamiento como respuesta a la exclusión en el Perú: gestación, puesta en marcha y lecciones del Programa Agua para Todos (PAPT)”, *Documentos de Proyecto*, nº 313 (LC/W.313), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).

- Gleick, Peter (org.) (1993), *Water in Crisis, A Guide to the World's Freshwater Resources*, Nova Iorque, Oxford University Press.
- González Cruz, Diego J. (2010), “El sistema internacional de regalías petroleras para 2010”, *Barriles de Papel*, nº 87.
- Hantke-Domas, Michael (2011a), “Avances legislativos en gestión sostenible y descentralizada del agua en América Latina”, *Documentos de Proyecto*, nº 446 (LC/W.446), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2011b), “Control de precios de transferencia en la industria de agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, nº 377 (LC/W.377), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Hantke-Domas, Michael e Andrei Jouravlev (2011), “Lineamientos de política pública para el sector de agua potable y saneamiento”, *Documentos de Proyecto*, nº 400 (LC/W.400), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Harman, Frank e Pietro Guj (2006), “Mineral taxation and royalties”, *Australian Mineral Economics: A Survey of Important Issues*, Monograph 24, Phillip Maxwell e Pietro Guj (orgs.), Melbourne, Australian Institute of Mining and Metallurgy.
- Hogan, Lindsay e Rebecca McCallum (2010), “Non-renewable resource taxation in Australia. Relatório da ABARE elaborado para o Painel de Revisão da AFTS”, Camberra, outubro [on-line], http://adl.brs.gov.au/data/warehouse/pe_abarebrs99001750/resourceTaxation20101029.rtf.
- IDEA (Instituto Internacional para a Democracia e Assistência Eleitoral) (2008), *Memoria del seminario internacional Gestión de los hidrocarburos: experiencias de otros países productores*, La Paz.
- IEF (Instituto de Estudos Fiscais) (2010), *Estudio comparado de los sistemas tributarios en América Latina*, Madrid.
- IHA (Associação Internacional de Hidroeletricidade) (2010), *Hydropower Sustainability Assessment Protocol*, Londres [on-line], <http://www.hydro-sustainability.org>.
- IHS CERA (2012), “IHS CERA: Capital Costs” [on-line], <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>.
- Jenkins, Rhys (2011), “El “efecto China” en los precios de los productos básicos y en el valor de las exportaciones de América Latina”, *Revista CEPAL*, nº 103 (LC/G.2487-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), abril.
- JMP (Programa Conjunto de Monitoramento do Abastecimento de Água e do Saneamento) (2011), website [on-line], <http://www.wssinfo.org>.
- Johnston, Daniel (1994), *International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts*, PennWell.
- Jordán, Rolando e outros (2010), *Excedente y renta en la minería mediana: determinantes del crecimiento minero 2000-2009*, La Paz, Programa de Investigación Estratégica en Bolivia (PIEB).
- Jouravlev, Andrei (2010), “Participación privada sustentable: perspectivas y experiencias”, *Seminario internacional Rol del regulador de agua potable y saneamiento en el siglo XXI: retos y oportunidades*, Cecilia Balcázar (org.), Documentos de Proyecto, nº 332 (LC/W.332), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2004), “Los servicios de agua potable y saneamiento en el umbral del siglo XXI”, *série Recursos Naturales e Infraestructura*, nº 74 (LC/L.2169-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2003), “Acceso a la información: una tarea pendiente para la regulación latinoamericana”, *série Recursos Naturales e Infraestructura*, nº 59 (LC/L.1954-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).

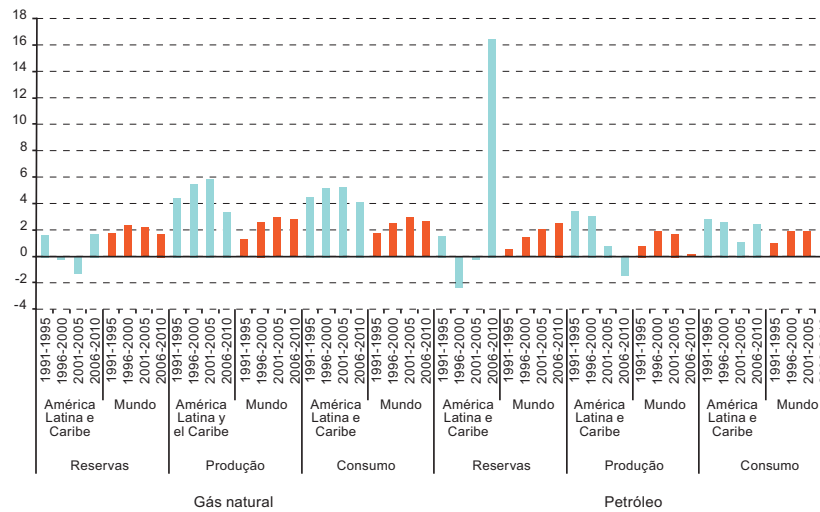
- _____ (2002), “El abastecimiento de agua y saneamiento en las ciudades de Iberoamérica: soluciones”, documento apresentado no III Congreso Ibérico sobre Gestão e Planejamento da Água “A Diretiva-Quadro da Água: Realidades e Futuros”, Sevilha (Espanha), 13 a 17 de novembro [on-line], <http://tierra.rediris.es>.
- Khelil, Chakib (1995), “Fiscal systems for oil”, *Note*, nº 46, Banco Mundial, maio.
- Lamanna, Darío (2007), *Régimen de los hidrocarburos en América Latina*, Buenos Aires, Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma.
- Larraín, Sara e María Paz Aedo (orgs.) (2008), *Política energética en América Latina: presente y futuro. Críticas y propuestas de los pueblos*, Santiago do Chile, Programa Chile Sustentable [on-line], <http://www.censat.org>.
- Latin America Monitor* (2012a), “Mexico: Exports outpacing the competition”, vol. 29, janeiro.
- _____ (2012b), “Brazil: The macro case for Brazil over Mexico”, vol. 29, janeiro.
- Lentini, Emilio (2011), “Servicios de agua potable y saneamiento: lecciones de experiencias relevantes”, *Documentos de Proyecto*, nº 392 (LC/W.392), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2010), “Servicios de agua potable y saneamiento en Guatemala: beneficios potenciales y determinantes de éxito”, *Documentos de Proyecto*, nº 335 (LC/W.335), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- _____ (2009), “La contabilidad regulatoria de los servicios de agua potable y alcantarillado: la experiencia en el Área Metropolitana de Buenos Aires, Argentina”, *Contabilidad regulatoria, sustentabilidad financiera y gestión mancomunada: temas relevantes en servicios de agua y saneamiento*, Diego Fernández e outros (orgs.), série Recursos Naturales e Infraestructura, nº 146 (LC/L.3098-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Lima, Marcos e Patricio Meller (coords.) (2003), “Análisis y evaluación de un cluster minero en Chile”, Santiago do Chile, Universidade do Chile e Pontifícia Universidade Católica do Chile.
- Maxwell, Phillip (2006), “Minerals and the developing nations”, *Australian Mineral Economics: A Survey of Important Issues*, Monograph 24, Phillip Maxwell e Pietro Guj (orgs.), Melbourne, Instituto Australiano de Mineração e Metalurgia.
- Medinaceli, Mauricio (2010), *Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: América Latina 2010*, Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), junho.
- _____ (2007), *La nacionalización del nuevo milenio: cuando el precio fue un aliado*, La Paz, Fundemos.
- Mekonnen, Mesfin e Aarjen Hoekstra (2012), “The blue water footprint of electricity from hydropower”, *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 16 [on-line], <http://www.waterfootprint.org>.
- Mendoza, Waldo (2011), *La política impositiva aplicable a los minerales y al petróleo: teoría, experiencias y propuesta de política para el Perú*, Lima, Pontifícia Universidade Católica do Peru e Consórcio de Pesquisa Econômica e Social (CIES).
- Ministerio de Minas e Energia do Brasil (2010), *Plano Nacional de Mineração 2030, Geologia, Mineração e Transformação Mineral*, Brasília, novembro.
- Morgan, Glenn (2009), “Environmental and social impacts of small-scale hydropower: Issues and Challenges”, *Banco Mundial Water Week* [on-line], <http://siteresources.worldbank.org>.
- Mountinho dos Santos, Edmilson (2008), “La industria del petróleo brasileña. Marco regulatorio”, IDEA Internacional.
- OEA (Organização dos Estados Americanos) (2005), “Suriname” [on-line], <http://www.oas.org>.
- OLADE/UNASUL (Organización Latino-Americana de Energia/União de Nações Sul-Americanas) (2012), *UNASUR: un espacio que consolida la integración energética*, Quito [on-line], <http://www.iadb.org>.
- Osmundsen, Petter (2008), “Time consistency in petroleum taxation - the case of Norway”, University of Stavanger [on-line], http://www.imf.org/external/np/seminars/eng/2008/taxnatural/pdf/osmund_pr.pdf.

- Otto, James (2004), *Comparative International Tax Regimes*, vol. 50, Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
- Otto, James e outros (2007), “Royalties mineros, un estudio global de su impacto en los inversionistas, el gobierno y la sociedad civil”, Santiago do Chile, *Foro en Economía de Minerales*, vol. IV, Ediciones Universidad Católica de Chile e Banco Mundial, março.
- Perman, Roger e outros (1999), *Natural Resources and Environmental Economics*, Harlow, Reino Unido.
- PDVSA (Petróleos de Venezuela) (2012), [on-line], <http://www.pdvs.com>.
- Plataforma Energética (2012), “Argentina: Las petroleras invierten o se van del país”, fevereiro [on-line], <http://plataformaenergetica.org/content/3218>.
- PricewaterhouseCoopers (2011), “Mine 2011: The game has changed. Review of global trends in the mining industry” [on-line], www.pwc.com/mining.
- Querol, María (2003), “Estudio sobre los convenios y acuerdos de cooperación entre los países de América Latina y el Caribe, en relación con sistemas hídricos y cuerpos de agua transfronterizos”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, nº 64 (LC/L.2002-P/E), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Renzetti, Steven e Diane Dupont (2003), “Ownership and performance of water utilities”, *Greener Management International*, nº 42, verão.
- Rousseau, Isabelle (2008), “La industria mexicana del petróleo: PEMEX y los principios de buen gobierno”, IDEA Internacional.
- Sánchez-Albavera, Ricardo e Jeannette Lardé (2006), “Minería y competitividad internacional en América Latina”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, nº 109 (LC/L.2532), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), junho.
- Sinnot, Emily e outros (2010), *Los recursos naturales en América Latina y el Caribe: Más allá de bonanzas y crisis?*, Washington D.C., Banco Mundial, agosto.
- Solanes, Miguel (2007), “Formulación de nuevos marcos regulatorios para los servicios de agua potable y saneamiento”, *Carta Circular*, nº 26, Rede de Cooperação na Gestão Integral de Recursos Hídricos para o Desenvolvimento Sustentável na América Latina e no Caribe, Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Solanes, Miguel e Andrei Jouravlev (2005), “Integrando economía, legislación y administración en la gestión del agua y sus servicios en América Latina y el Caribe”, *serie Recursos Naturales e Infraestructura*, nº 101 (LC/L.2397-P), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- SPE (Sociedade de Engenheiros do Petróleo) (2009), “Petroleum Resources Management System”.
- Standard & Poor’s (2011), “Big spenders: Latin America’s national oil companies, Petrobras and PEMEX”, diciembre.
- The Oil and Gas Year* (2010), “Peru 2011” [on-line], <http://www.theoilandgasyear.com/>.
- Torres Zorrilla, Jorge (2003), “Clusters de la industria en el Perú”, *Documento de Trabajo*, nº 228, Lima, Pontificia Universidade Católica do Peru, Departamento de Economia, setembro.
- UICN (União Internacional para a Conservação da Natureza e dos Recursos Naturais) (2012), “Small scale hydro power. Pacific energy projects: Impacts on nature and people”, *Renewable Energy Fact Sheet* [on-line], <http://iucn.org>.
- UNCTAD (Conferência das Nações Unidas sobre Comércio e Desenvolvimento) (2012), Base de dados [on-line], http://unctadstat.unctad.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en.
- _____(2011), *UNCTAD Handbook of Statistics 2011* (TD/STAT. 36), Genebra. Publicação das Nações Unidas, nº de venda: B.11.II.D.1.
- U.S. Geological Survey (2011a), *Mineral Commodity Summaries*, Washington, D.C., janeiro.
- U.S. Geological Survey (2011b), *2009 Minerals Yearbook*, Washington, D.C.

- Varsano, Ricardo (2011) “Taxation of natural resource exploitation: current systems and challenges in Latin America and the Caribbean”, *Working Paper*, Fundo Monetário Internacional, inédito.
- Vergès, Jean-François (2010), “Experiencias relevantes de marcos institucionales y contratos en agua potable y alcantarillado”, *Documentos de Proyecto*, n° 341 (LC/W.341), Santiago do Chile, Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).
- Vickers, John e George Yarrow (1988), *Privatization: An Economic Analysis*, MIT Press Series on the Regulation of Economic Activity, n° 18, Massachusetts, The MIT Press.
- WCD (Comissão Mundial de Barragens) (2000), *Dams and Development: A New Framework for Decision-Making*, Londres, Earthscan.
- WRI (Instituto dos Recursos Mundiais) (1996), *World Resources: La guía global del medio ambiente*, Ecoespaña Editorial.
- WWAP (Programa Mundial de Avaliação dos Recursos Hídricos) (2012), *The United Nations World Water Development Report 4: Managing Water under Uncertainty and Risk*, Paris, Organização das Nações Unidas para a Educação, a Ciência e a Cultura (UNESCO).
- YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) (2011) [*on-line*], <http://www.ypfb.gob.bo>.
- Zarsky, Lyuba e Leonardo Stanley (2011), *Buscando oro en el altiplano de Guatemala: beneficios económicos y riesgos ambientales de la Mina Marlin*, Medford, Massachusetts, Instituto de Desenvolvimento Global e Meio Ambiente, Universidade de Tufts, agosto.

ANEXO

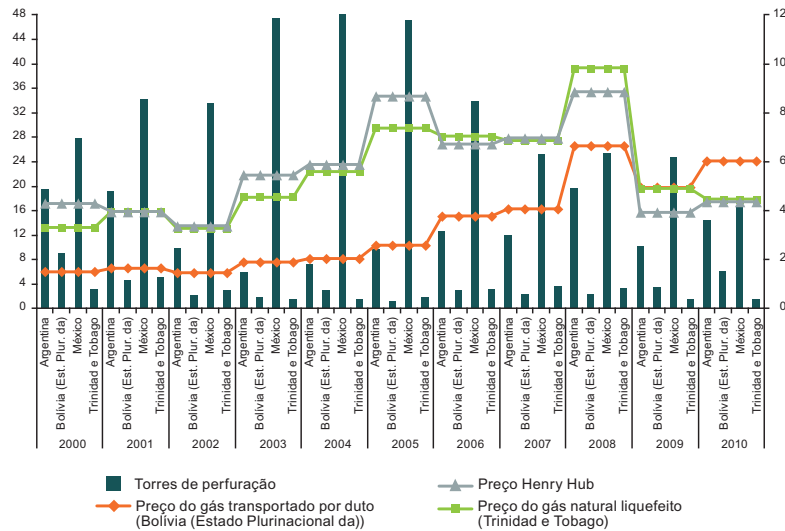
Gráfico A.1
**AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): EVOLUÇÃO QUINQUENAL
 DAS RESERVAS, DA PRODUÇÃO E DO CONSUMO DE PETRÓLEO
 E DE GÁS NATURAL, 1991-2010**
(Variação percentual)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy 2011”, 2011 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, “World Oil and Gas Review 2010”, 2010 [on-line], <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

Gráfico A.2
**AMÉRICA LATINA E CARIBE (PAÍSES SELECIONADOS): ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO
 E EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL, 2000-2010^a**

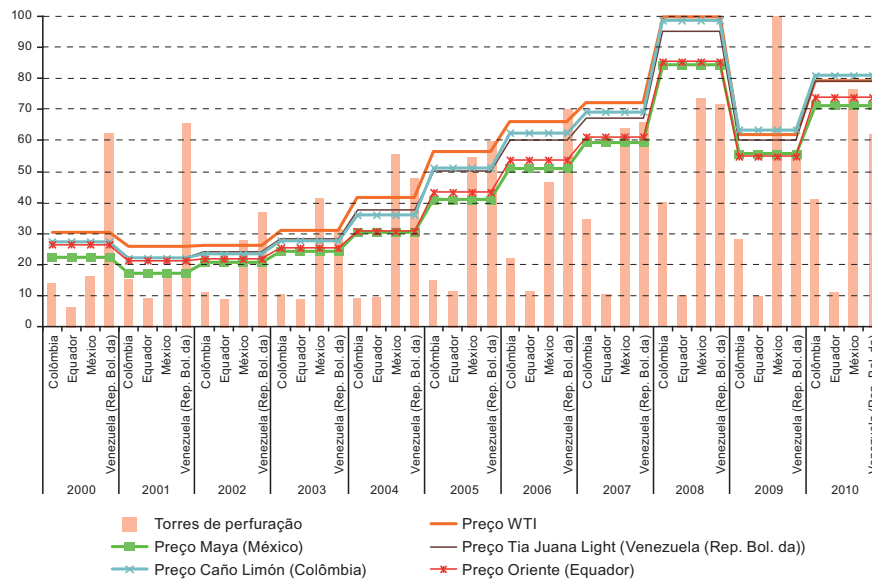
(Em número de torres de perfuração (eixo da esquerda) e dólares por milhão de unidades térmicas britânicas (eixo da direita))



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Baker Hughes, “International rig counts”, 2012 [on-line], http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; EIA, “Country analysis briefs”, 2011 [on-line], <http://www.eia.gov.us>; Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) [on-line], <http://www.ypfb.gob.bo>.

^a Os preços do gás natural do Estado Plurinacional da Bolívia correspondem ao contrato de exportação por duto GSA-Brasil no ponto de entrega. Os preços do gás natural de Trinidad e Tobago correspondem ao contrato de exportação de gás natural liquefeito para os Estados Unidos no terminal de recepção. A conversão das condições volumétricas em energéticas foi feita segundo um valor de poder calorífico de 1,04 MMbtu/Mpc, que coincide com a média da produção de 2009. O preço Henry Hub é o da Costa do Golfo.

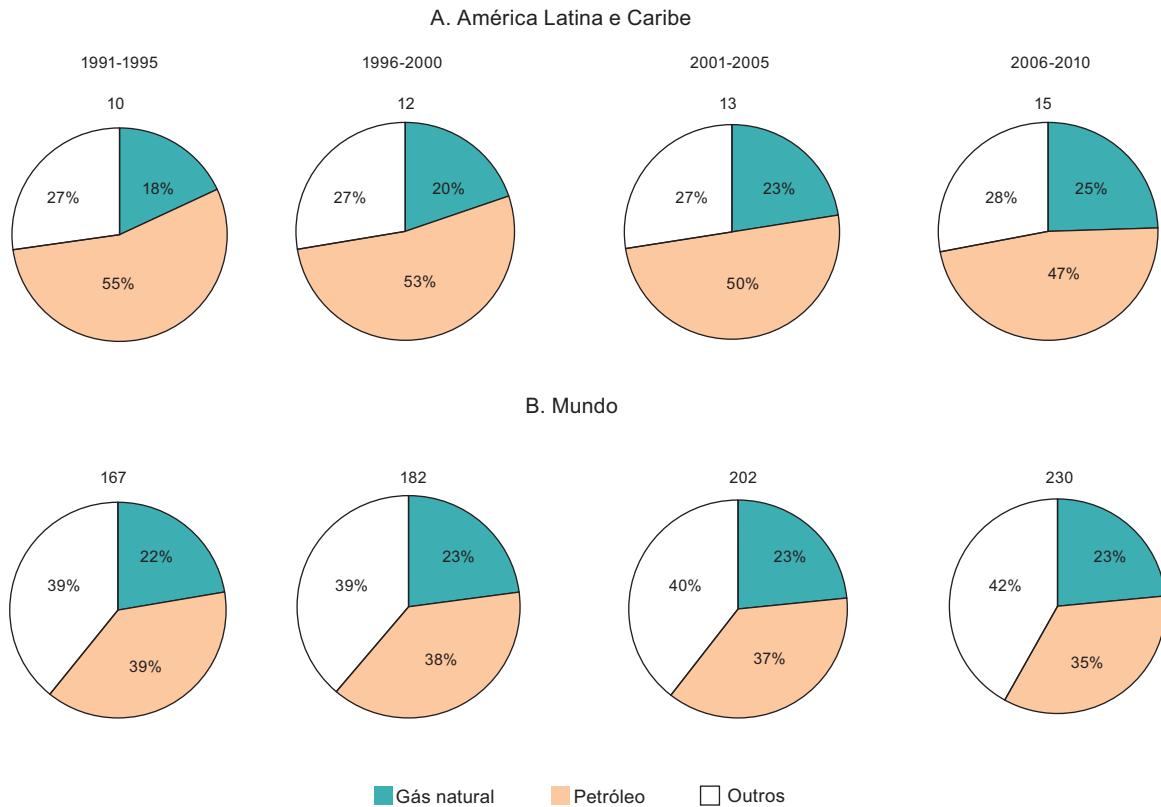
Gráfico A.3
AMÉRICA LATINA (PAÍSES SELECIONADOS): ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO E EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO PETRÓLEO, SEGUNDO O TIPO DE PETRÓLEO, 2000-2010^a
 (Em número de torres de perfuração e dólares por barril de petróleo)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em Baker Hughes, “International rig counts”, 2012 [on-line], http://investor.shareholder.com/bhi/rig_counts/rc_index.cfm; EIA, “Country analysis briefs”, 2011 [on-line], <http://www.eia.gov.us>.

^a Preços segundo o valor FOB (*free on board*).

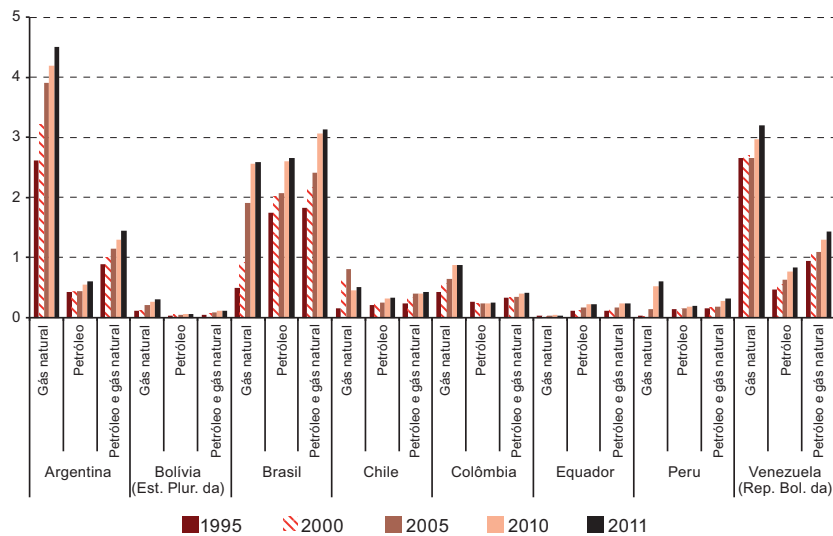
Gráfico A.4
**AMÉRICA LATINA E CARIBE E O MUNDO: EVOLUÇÃO QUINQUENAL DA PROPORÇÃO DE
 HIDROCARBONETOS NA MATRIZ DE CONSUMO ENERGÉTICO PRIMÁRIO**
(Em milhões de barris equivalentes de petróleo ao dia e porcentagens do total)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy 2011”, 2011 [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

Gráfico A.5
**AMÉRICA DO SUL (PAÍSES SELECIONADOS): CONSUMO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL,
 1995, 2000, 2005, 2010 E 2011**

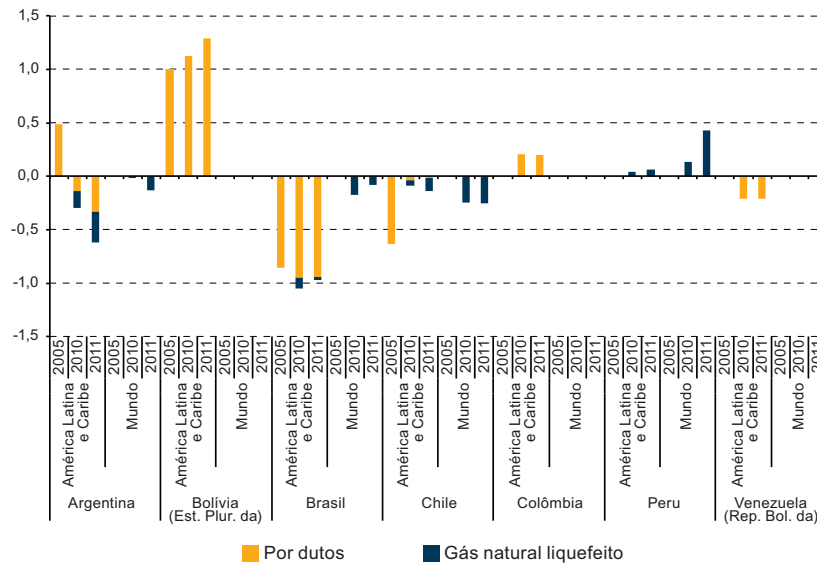
(Em milhões de barris de petróleo, milhões de barris equivalentes de petróleo para o total de hidrocarbonetos e bilhões de pés cúbicos de gás natural por dia)^a



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy 2012” e “Statistical Review of World Energy 2011” [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>; ENI, “World Oil and Gas Review 2010” [on-line], <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/pages/home.shtml>.

^a Com referência aos barris equivalentes de petróleo, considera-se um fator de conversão médio mundial para o gás natural, calculado pela empresa British Petroleum, com um valor de 5.610 pés cúbicos por barril equivalente.

Gráfico A.6
AMÉRICA LATINA E O MUNDO: SALDO COMERCIAL DO GÁS NATURAL, 2005, 2010 E 2011^a
(Em bilhões de pés cúbicos ao dia)



Fonte: Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL), com base em BP, “Statistical Review of World Energy 2012”, “Statistical Review of World Energy 2011” e “Statistical Review of World Energy 2006” [on-line], <http://www.bp.com/statisticalreview>.

^a O saldo comercial se refere à diferença entre exportações e importações.



Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL)
Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
www.cepal.org