



SENADO FEDERAL

MENSAGEM Nº 44, DE 2017

(nº 248/2017, na origem)

Submete à apreciação do Senado Federal, de conformidade com o art. 52, inciso III, alínea "f", da Constituição, combinado com o art. 11 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o nome do Senhor JOSÉ CESÁRIO CECCHI para exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

AUTORIA: Presidência da República

DOCUMENTOS:

[- Texto da mensagem](#)



[Página da matéria](#)

Mensagem nº 248

Senhores Membros do Senado Federal,

De conformidade com o art. 52, inciso III, alínea "f", da Constituição, combinado com o art. 11 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, submeto à apreciação de Vossas Excelências o nome do Senhor JOSÉ CESÁRIO CECCHI, para exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

Brasília, 19 de julho de 2017.

ESTE DOCUMENTO NÃO FAZ PARTE DO PROCESSO

Aviso nº 295 - C. Civil.

Em 19 de julho de 2017.

A Sua Excelência o Senhor
Senador JOSÉ PIMENTEL
Primeiro Secretário do Senado Federal

Assunto: Indicação de autoridade.

Senhor Primeiro Secretário,

Encaminho a essa Secretaria Mensagem na qual o Excelentíssimo Senhor Presidente da República submete à consideração dessa Casa o nome Senhor JOSÉ CESÁRIO CECCHI, para exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

Atenciosamente,

ELISEU PADILHA
Ministro de Estado Chefe da Casa Civil
da Presidência da República

DOCUMENTAÇÃO

José Cesário Cecchi

ART 383, INCISO I, ALÍNEA A

Jose Cesário Cecchi

Endereço para acessar CV Completo: <http://lattes.cnpq.br/2906536977704300>

Última atualização do currículo em: 01/06/2017

Identificação

Nome: José Cesário Cecchi

Nome em citações bibliográficas: CECCHI, J. C.; Cecchi, J. C.

Endereço

Endereço Profissional

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Av. Rio Branco, 65/17º andar - Centro

20090-004 - Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Telefone: (021) 2112-8603

Fax: (021) 2112-8618

URL da Homepage: <http://www.anp.com.br>

Formação Acadêmica/Titulação

1990- 1997

Doutorado em Engenharia de Produção. (Conceito CAPES 5)

Programa de Engenharia de Produção, UFRJ, Brasil.

Título: O Estado do Rio de Janeiro face a Integração do Brasil no Mercosul.

Ano de obtenção: 1997.

Orientador: Luiz Pinguelli Rosa.

Grande área: Engenharias

Subárea: Gerência de Produção/Especialidade: Planejamento de Instalações Industriais.

1980-1985

Mestrado em Engenharia Nuclear. (Conceito CAPES 6)

Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Brasil.

Ano de obtenção: 1986.

1978-1981

Graduação em Ciências Econômicas

Universidade Federal do Rio de Janeiro. UFRJ, Brasil.

Formação Complementar

1989- 1989

Gerência de Qualidade Total.

Instituto Nacional de Tecnologia, INT, Brasil.

1988- 1988

Dívida Interna e Externa do Brasil.
Escola Superior de Guerra, ESG, Brasil.

1980- 1981

X Curso de Mercado de Capitais. Fundação Getúlio Vargas, FGV, Brasil.

1979- 1979

Industrializações Comparadas em Países Seleccionados.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Brasil.

1977- 1977

Aspectos do Desenvolvimento Econômico do Brasil.
Museu Histórico Nacional/RJ, Brasil.

Atuação**Atuação profissional****2000- até o momento**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro/RJ, PUC/RJ, Brasil
Enquadramento Funcional: Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Mecânica.

1998-até o momento

Enquadramento Funcional Atual: Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus derivados e Gás Natural

Algumas Atividades:

- membro do grupo de trabalho para estudar de forma integrada as barreiras e medidas para o aumento do gás natural na matriz energética brasileira (1998-1999)
- membro do grupo de trabalho para estudar ações que promovam a competitividade na indústria do gás natural e avaliar possíveis ações e seus efeitos nos mercados do energético para o Programa Prioritário para Termelétricas - PPT (2001)
- membro do grupo de trabalho de vitalização do gás natural com o objetivo de estudar e propor medidas que visem incentivar a pesquisa e produção de gás natural no Brasil (2002)
- membro do grupo de trabalho com a finalidade de estudar e propor ações que viabilizam a construção do gasoduto Uruguiana-Porto Alegre (2002)
- membro da Comissão Mista Binacional Permanente Brasil-Argentina em Matéria Energética (2003)
- representante do Grupo de Trabalho Trilateral para análise de viabilidade do Gasoduto Venezuela-Brasil-Argentina (2005-2006)
- coordenador do Grupo Técnico que teve como objetivo a análise e emissão de pareceres e de documentos complementares relativos aos projetos dos Terminais de Importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) implantados em Pecém/CE e na Baía de Guanabara/RJ, de modo a embasar as decisões da Diretoria Colegiada da ANP quanto às outorgas das respectivas autorizações de construção e de operação (2007)
- Presidente da Comissão Especial de Licitação (2007/2008/2013)

- membro do grupo de trabalho de que trata a Portaria Interministerial MME-MF nº 412/2015, sobre o desinvestimento da Petrobras, em atividades com características de monopólio natural, respeitado o disposto no art. 25, 2º da Constituição (2015)

1998-1999

Sociedade de Incentivo ao Gerenciamento Ambiental – SIGA, Brasil

Enquadramento Funcional: Consultor de Energia no Projeto "A História da Energia no Brasil" com o apoio da SIGA e veiculado na TV Futura.

1996-1997

Fundação Carlos Chagas Filho de Amparo à Pesquisa do Estado do RJ, FAPERJ, Brasil

Enquadramento Funcional: Coordenador

1995-1998

Secretaria de estado de Ciência e Tecnologia do RJ, SETEC/RJ, Brasil

Enquadramento Funcional: Secretário Executivo

Algumas atividades de destaque: Elaboração da matriz energética do Estado do Rio de Janeiro; Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro 1980-1994, Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro 1980-1995, Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro 1980-1996, Nota Técnica sobre o Programa Nacional do Alcool.

1994-1998

Associação Latino-Americana de Planificadores Energéticos, Brasil

Enquadramento Funcional: Secretário executivo

Produto: Publicação do Energia: Desarrollo e Medio Ambiente.

1995-1998

Centro de Estudos de Energia, ENERGE, Brasil

Enquadramento Funcional: Coordenador Adjunto

1990-1998

Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, SBPE, Brasil

Enquadramento Funcional: Editor da Revista Brasileira de Energia (RBE)

1990-1998

Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ, Brasil

Programa de Planejamento Energético (PPE)

Enquadramento Funcional: Pesquisador

1989-1989

Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras

Enquadramento Funcional: Colaborador na elaboração de questões para seleção de pessoal.

1988-1991

Editora Index Ltda., Brasil

Enquadramento Funcional: Coordenador de Projetos Editoriais

1985-Atual

Instituto Nacional de Tecnologia, INT, Brasil

Enquadramento Funcional: Especialista de nível superior

Postos Ocupados: Gerente do projeto de avaliação tecnológica de sistemas mais eficientes em aplicações eletrotérmicas. Técnico responsável por planejamento energético e estudos.

1983-1988

Associação Promotora da Instrução, Brasil

Enquadramento Funcional: Consultor Administrativo/financeiro

1982-1985

Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, IMPA, Brasil

Enquadramento Funcional: Pesquisador

Responsável pelos estudos sobre "Demanda de Energia nos setores industriais químico, vidro e barrilha".

1980-1984

Sociedade Educadora de Vanguarda, Brasil

Enquadramento Funcional: Consultor Econômico

1979-1980

Investimento Brasileiro S.A, IBRASA, Brasil

Enquadramento Funcional: Supervisor

1977-1979

Assessoria Técnicos S.A., ASTEL, Brasil

Enquadramento Funcional: Estágio por tempo determinado na área financeira

1977-1979

Centro Brasileiro de Apoio a Pequena e Média, CEBRAE, Brasil

Enquadramento Funcional: Estagiário Economia

Produção bibliográfica**Artigos completos publicados em periódicos**

1 CECCHI, J. C., Moreira Rodrigues Tathiany. Indústria de Gás Natural e Estratégia Competitiva do Agente Dominate - Atuação Deliberada da Petrobrás Dificulta Competição no Setor. Valor Econômico, v. 1, p. A12/1-A12/2, n. 2007.

2 CECCHI, J. C.. O Gás Natural e as Medidas de Incentivo à Geração Termelétrica. Jornal Valor Econômico, Jornal Valor Econômico, n. 2002.

3 CECCHI, J. C.. Verticalização na Indústria Brasileira de Gás Natural e seus Efeitos para o Processo Regulatório. IX Congresso Brasileiro de energia-IV Seminário Latino Americano de Energia-CBE, Rio de Janeiro, v. 1, p. 344-352, n. 2002.

4 CECCHI, J. C.. O Efeito Estufa e a Queima de Combustíveis Fósseis no Brasil. *Ciência Hoje*, *Ciência Hoje*, v. 17, n. 97, n. 1997.

5 CECCHI, J. C.. Matriz Energética do Setor Residencial do Estado do Rio de Janeiro 1994-2004. VII Congresso Brasileiro de Energia, *Anais do VII CBE*, v. 1, p. 240-255, n. 1996.

6 CECCHI, J. C.. A Problemática das Hidrelétricas na Amazônia. *Energy Policy for the Sustainable Development of the Amazon Region*, Universidade de Brasília, n. 1993.

7 CECCHI, J. C.. Notas sobre Energia na Indústria de Barrilha. *Texto para Discussão - Grupo de Energia*, INPES/IPEA, v. XXVII, n. 1985.

8 CECCHI, J. C.. Considerações sobre o Insumo Energético na Indústria Química Brasileira. *Grupo de Energia*, INPES/IPEA, n. 1985.

9 CECCHI, J. C., ROSA, L. P.. Transferência de Tecnologia no Acordo Nuclear Brasil-Alemanha. *Anais do Simpósio Nacional de Pesquisa em Administração em Ciência e Tecnologia*, *Anais do Simpósio*, n. 1985.

10 CECCHI, J. C.. Energia na Indústria de Vidro. *Textos para discussão-Grupo de Energia*, XX INPES/IPEA, n. 1984.

11 CECCHI, J. C.. Transferência de Tecnologia Nuclear. *A Transferência de Tecnologia no Programa Nuclear*, n. 1983.

Artigos aceitos para publicação

1 Cordeiro, G. d. B.; Pinto, H. Q.; CECCHI, J. C.. Evaluating the natural gas legal framework in Brazil: regulatory reform developments and incompleteness. *J WORLD ENERGY LAW B*, 2012.

2 LIMA, H.; CECCHI, J. C.. O Gás natural: novos desafios para a regulação da indústria. *Princípios* (São Paulo), 2010.

Livros publicados/organizados ou edições

1 CECCHI, J. C. (Coord.). *O Gás Natural Liquefeito no Brasil: Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL. Séries temáticas ANP – Nº 4*; ANP, 2010.

2 CECCHI, J. C.; DUTRA, L. E. D.. *Petróleo, Preços e Tributos: Experiência Internacional e Política Energética Nacional*. Rio de Janeiro: Suma Econômica, 1998. v. 1. 1p. 126p.

3 CECCHI, J. C.. *Impactos de Grandes Projetos Hidrelétricos e Nucleares-Aspectos Econômicos, Tecnológicos, Ambientais e Sociais*. Rio de Janeiro: Marco Zero, 1988.

Capítulos de livros publicados

- 1 MATHIAS, M. C. P. P.; CECCHI, J. C.. Infraestrutura y Regulación del Gas Natural en Brasil. In:Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía - ARIAE (Org.). Electricidad e Hidrocarburos en Iberoamérica. 1ed. Madrid: Thomson Reuters, 2011, v.1 p.97-108.
- 2 MATHIAS, M. C. P. P.; CECCHI, J. C.. Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural en Brasil: Evolución Reciente y Nueva Legislación. In:Asociación Iberoamericanas de Entidades Reguladoras de la Energia - ARIAE (Org.). Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica. 1ªed. Madrid: Thomson Reuters, 2010, v.1 p.45-58.
- 3 MATHIAS, M. C. P. P.; CECCHI, J. C.. GNL En Brasil: Regulación e Implantación de los Terminales Flexibles. In:Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía - ARIAE (Org.). Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica. 1ªed.Madrid: Thomson Reuters, 2010, v.1 p. 339-350.
- 4 CECCHI, J. C.; Moreira Rodrigues Tathiany. Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica. Pamplona: Rondona Industria Gráfica, S.L., 2008. v. 01. 01p. 391p.
- 5 CECCHI, J. C.; MATHIAS, M. C. P. P.. A Regulação do Gás Natural. A Regulação da Economia no Brasil. Rio de Janeiro: Editora Edcampi, 2003.
- 6 CECCHI, J. C.. Brasil em Números. In:IBGE Análise e comentários sobre Energia (Org.). Brazil in Figures. Rio de Janeiro: IBGE, 1999, v.7 p.209-212.
- 7 CECCHI, J. C.. O Gás Natural na América latina e no Estado do Rio de Janeiro: Algumas Considerações. In: ENERGE - Centro de Estudos de Energia (Org.). Cadernos de Energia. Rio de Janeiro: 1995, v.8.
- 8 CECCHI, J. C.. Impacts of Great Energy Projects in Brazil. In:IDRC/CRDI/CIID (Org.). Manuscript Report. Rio de Janeiro: 1988.

Textos em jornais de notícias/revistas

- 1 CECCHI, J. C.; MATHIAS, M. C. P. P.. Desarrollo del Marco Normativo de la Industria Gasífera en Brasil. GN - La Revista del Gas Natural, Lima, 31 Mar. 2011 .
- 2 CECCHI, J. C.. A ANP e a Lei do Petróleo, Jornal Gazeta Mercantil, p. A-3, 11 Jan. 1999.
- 3 CECCHI, J. C.. O Gás Natural no Brasil. O Gás Natural no Brasil, Jornal O Globo, 04 Dez. 1998.
- 4 CECCHI, J. C.. Combustíveis Continuarão a Subir. Combustíveis Continuarão a Subir, Jornal do Brasil, 05 Fev. 1997.

- 5 CECCHI, J. C.. Estrutural e Conjuntural. Estrutural e Conjuntural, A Folha de São Paulo, 05 Fev. 1997.
- 6 CECCHI, J. C.. A Matriz Energética do Estado do Rio de Janeiro 1994-2004. A Matriz Energética do Estado do Rio de Janeiro 1994/2004, Jornal O Globo, 15 Jan. 1997.
- 7 CECCHI, J. C.. Integración en el Sector Petrolero del MERCOSUR. Energia; Desarrollo y Medio Ambiente N° 2, ALAPE, p. 71 , 88 , 12 Dez. 1995.
- 8 CECCHI, J. C.. O Problema da Tecnologia Nuclear no Brasil. Jornal do Conselho Federal de Economia, Rio de Janeiro.
- 9 CECCHI, J. C.. Política Energética Sustentable y de Largo Plazo: El Caso del Sector Petróleo en Brasil. Revista de la Facultad de Economía de la Universidad nacional Autónoma de México, Investigación Económica, p. 71 , 104.
- 10 CECCHI, J. C.. A Importância da Energia Nuclear para o Estado do Rio de Janeiro. Revista Brasileira de Energia, Revista Brasileira de Energia, p. 146, 154.
- 11 CECCHI, J. C.. Impactos Macroeconômicos Decorrentes da Não Utilização do Potencial Hidrelétrico da região Norte. Revista Brasileira de Energia, Revista Brasileira de Energia.

Trabalhos completos publicados em anais de congressos

- 1 MATHIAS, M. C. P. P.; CECCHI, J. C.. Re-regulando a Indústria Brasileira de Gás Natural. In: XVI Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, 2015.
- 2 CECCHI, J. C.; MATHIAS, M. C. P. P.. Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica.. In: XIV Reunião Anual Ibero-Americana de Reguladores de Energia, 2010, Salvador/Bahia. Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica.. Navarra: Thomson Reuters, 2010. v. 1. p. 45 – 58.
- 3 MATHIAS, M. C. P. P.; CECCHI, J. C.. Industria de Gas Natural en Brasil: Pasado, Presente y Futuro. In: IV Congreso Iberoamericano de Regulación Económica, 2009, San José. ASIER, 2009.
- 4 CECCHI, J. C.. Desafios da Regulação da Interface Gás x Energia Elétrica. In: V Congresso Brasileiro de Regulação, 2007, Recife. Desafios da Regulação da Interface Gás x Energia Elétrica. 2007.
- 5 CECCHI, J. C.. Análise do Consumo de Energia no Setor Público do Estado do rio de Janeiro 1980-1995. In: VII Congresso Brasileiro de Energia, 1996, Rio de Janeiro. Anais VII CBE. Rio de Janeiro: Chivas Produções, 1996. v. 1. p. 274–285.
- 6 CECCHI, J. C.. Matriz Energética do Setor Residencial do Estado do Rio de Janeiro 1994/2004. In: VII Congresso Brasileiro de Energia, 1996, Rio de Janeiro. Anais do VII CBE. Rio de Janeiro: Chivas Produções, 1996. v. 1. p. 240–255.

7 CECCHI, J. C.. A Produção e Consumo da Biomassa Energética no Estado do Rio de Janeiro: O Caso do Setor Sucro-Alcooleiro. In: VII Congresso Brasileiro de Energia, 1996, Rio de Janeiro. Anais do VII CBE. Rio de Janeiro: Chivas Produções, 1996. v. 1. p. 256 – 273.

Outras produções bibliográficas

1 CECCHI, J. C.; COSTA, H. H. L. M.; MATHIAS, M. C. P. P.. Desafios para a Integração Gasífera na América do Sul. 2006. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

2 CECCHI, J. C.; BISAGGIO, H. C.. Conta Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados de Geração de Energia Elétrica. 2006. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

3 CECCHI, J. C.; MATHIAS, M. C. P. P.; COSTA, J. R. S. S.. Análise Comparativa dos Principais Aspectos dos Projetos de Lei nº 226/05 e nº 6673/06. 2006. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

4 CECCHI, J. C.; MATHIAS, M. C. P. P.; COSTA, J. R. S. S.; REGRA, A.. Principais Aspectos Legais e Regulatórios da Atividade de Transporte Dutoviário de Gás Natural nos Países do Cone Sul. 2006. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

5 CECCHI, J. C.; REGRA, A.; FERNANDES, E. S. L.. Metodologia de Cálculo do Custo Médio ponderado de Capital Aplicável à Atividade de Transporte de Gás Natural no Brasil. 2006. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

6 CECCHI, J. C.; SILVA, P. M.. Planos de Contingência para o Suprimento de Gás Natural - Experiência Internacional. 2006. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

7 CECCHI, J. C.; FERNANDES, E. S. L.; DIAS, F. A.. Considerações sobre a Regulamentação do Acesso de Terceiros ao Sistema de Transporte Dutoviário de Gás Natural no Brasil. 2005. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

8 CECCHI, J. C.; FERNANDES, E. S. L.; DIAS, F. A.. Considerações sobre a Regulamentação do Acesso de Terceiros ao Sistema de Transporte Dutoviário de Gás Natural no Brasil. 2005. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

9 CECCHI, J. C.; SILVA JUNIOR, A.; SILVEIRA, J.. Metodologia de Cálculo para a Agregação de Reservas de Gás Natural. 2005. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

10 CECCHI, J. C.; DIAS, F. A.; SILVA JUNIOR, A.; COSTA, J. R. S. S.. Considerações da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo

seus Derivados e Gás Natural quanto à Minuta de Projeto de Lei do Gás Natural Elaborada pelo MME.. 2005. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

11 CECCHI, J. C.; COSTA, H. H. L. M.; DUTRA, L. E. D.; MATHIAS, M. C. P. P.. Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. 2001. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

12 CECCHI, J. C.. Notas sobre Energia na Indústria de Barrilha. 1985. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

13 CECCHI, J. C.. Energia na Indústria de Vidro. 1984. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

14 CECCHI, J. C.. Transferência de Tecnologia no Programa Nuclear. 1983. (Publicação de Relatório Técnico - Técnico Científico (Classificação CNCT, inexistente para CNPq & C).

Produção técnica

Trabalhos técnicos

1 CECCHI, J. C.. Mercado potencial de Gás Natural no Estado do RJ 1995-2004. 1997.

2 CECCHI, J. C.. O Setor Petróleo Argentino e Brasileiro Contextualização e Comparação. 1994.

3 CECCHI, J. C.. Análise da Demanda e Potencial de Conservação de Energia Elétrica no Setor Residencial Brasileiro. 1994.

4 CECCHI, J. C.. Consequências das Emissões da Queima de Combustíveis Fósseis, Queimadas e Reflorestamento no Brasil para o efeito estufa.. 1992.

5 CECCHI, J. C.. Simulação de Estratégias de Conversão de energia do Estado do RJ. 1990.

6 CECCHI, J. C.. Tecnologias Eletrotérmicas de Aplicação Industrial. 1988.

7 CECCHI, J. C.; SCHWOB, M. R. V.. Eletricidade como Fonte de Calor na Indústria. 1987.

8 CECCHI, J. C.. A Transferência de Tecnologia Nuclear. 1983.

Demais tipos de produção técnica

1 CECCHI, J. C.. Curso de Regulação de Serviços Públicos 2003. (Curso de curta duração ministrado/Outra).

- 2 CECCHI, J. C.. A Indústria do Gás Natural no Brasil: Oportunidades e Entraves ao seu Desenvolvimento 2003. (Curso de curta duração ministrado/Outra).
- 3 CECCHI, J. C.. 9º Seminário Internacional de Gás Natural 2003. (Curso de curta duração ministrado/Outra).
- 4 CECCHI, J. C.. MBA em Direito e Negócios do Petróleo, Gás e Energia 2004. (Curso de curta duração ministrado/Outra).
- 5 CECCHI, J. C.. III Fórum Nacional de Regulação da Indústria de Energia 2005. (Curso de curta duração ministrado/Outra).
- 6 CECCHI, J. C.. Curso MBA em Energia 2006. (Curso de curta duração ministrado/Outra).
- 7 CECCHI, J. C.. MBA Energia 2002. (Curso de curta duração ministrado/Outra).
- 8 CECCHI, J. C.. Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro 1980/1995/1997. (Relatório de pesquisa).
- 9 CECCHI, J. C.; Moreira Rodrigues Tathiany. Viagem a serviço para visitas técnicas aos Terminais de GNL de Barcelona e Valencia na Espanha e reuniões com CNE, Gestor Técnico del Sistema Gasista, ENAGAS e GAS NATURAL. 2008. (Visita Técnica a Terminais de GNL).

Produção Artística/Cultural

- 1 CECCHI, J. C.. Programa sobre Gás Natural. 2008.

Apresentações de trabalho

- 1 CECCHI, J. C.. Brazil Energy Roundtable Discussing Change and Maximizing New Opportunities. 2003. Apresentação de Trabalho/Outra.
- 2 CECCHI, J. C.. 17º Congresso Mundial de Petróleo - WPC. 2002, (Apresentação de Trabalho/Congresso).
- 3 CECCHI, J. C.. 3º Congreso Latinoamericano y del Caribe de gas y electricidad. 2002, (Apresentação de Trabalho/Congresso).
- 4 CECCHI, J. C.. Fórum sobre Regulação de Gás Natural. 2002; Apresentação de Trabalho/Outra.
- 5 CECCHI, J. C.. Latin Gas 2002. (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 6 CECCHI, J. C.. Seminário sobre Cenários Alternativos. 2002, (Apresentação de Trabalho/Seminário).

- 7 CECCHI, J. C.. 7º Seminário Internacional de Gás Natural. 1999 (Apresentação de Trabalho/Seminário).
- 8 CECCHI, J. C.. Curso sobre Gás Natural. 1999, (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 9 CECCHI, J. C.. Eighth Annual Latin American Energy Conference. 1999 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 10 CECCHI, J. C.. Second Annual American Natural Gas Summit. 1999 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 11 CECCHI, J. C.. Seminário Gás Natural - Oportunidades de Negócios e Investimentos. 1999 (Apresentação de Trabalho/Seminário).
- 12 CECCHI, J. C.. Seminário Gás Natural no Brasil. 1999 (Apresentação de Trabalho/Seminário).
- 13 CECCHI, J. C.. Workshop - A indústria do Gás Natural no Nordeste do Brasil. 1999 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 14 CECCHI, J. C.. Balanços Energéticos: A Realidade e Perspectivas para o Futuro. 1997 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 15 CECCHI, J. C.. Ciência e Tecnologia para uma Civilização Moderna da Biomassa. 1997 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 16 CECCHI, J. C.. Diplomacia Multilateral sobre Comércio e Meio Ambiente. 1997 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 17 CECCHI, J. C.. I Workshop sobre Planejamento Energético Indicativo. 1997 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 18 CECCHI, J. C.. III Seminário Nordeste: Energia, Sociedade e Meio Ambiente. 1997 (Apresentação de Trabalho/Seminário).
- 19 CECCHI, J. C.. Encontro Nacional de Estudos Estratégicos - O Brasil e o Mundo no Século XXI. 1996 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 20 CECCHI, J. C.. Conservação de Energia. 1992 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 21 CECCHI, J. C.. Rio Ciência 92. 1992 (Apresentação de Trabalho/Conferência ou palestra).
- 22 CECCHI, J. C.. Seminário de Introdução a Gestão Tecnológica. 1985 (Apresentação de Trabalho/Seminário)

Eventos

Participação em eventos, congressos, exposições e feiras

- 1) Argus Latin America LNG Summit. 2017 (Congresso).
- 2) Argus Rio Crude Conference. 2017 (Congresso).
- 3) 13º Gas Summit Latin America. 2016 (Congresso).
- 4) 12ª Edição Gas Summit Latin America 2015 (Congresso).
- 5) 16º Seminário sobre Gás Natural. 2015 (Seminário).
- 6) Mesa Redonda sobre Energia no Brasil: O Começo de uma Nova Era. 2015 (Encontro).
- 7) Rio Pipeline 2015. (Congresso).
- 8) XVI CBE Congresso Brasileiro de Energia. 2015 (Congresso).
- 9) 15º Seminário sobre Gás Natural. 2014 (Seminário).
- 10) 20th Latin Oil Week. 2014 (Congresso).
- 11) Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014 (Exposição).
- 12) Summit Latin America 2014 (Outra).
- 13) 14º Seminário sobre Gás Natural. Painel: Potencial de Suprimento ao Mercado Brasileiro. 2013 (Seminário).
- 14) Mesa Redonda sobre Gás Natural no Brasil. Mesa Redonda sobre Gás Natural no Brasil. 2013 (Congresso).
- 15) Rio Pipeline Conference 2013 (Outra).
- 16) 13º Seminário sobre Gás Natural - A Integração da Cadeia no Novo Cenário de Oferta. Painel: Obstáculos e Alternativas para Atendimento ao Potencial de Demanda. 2012 (Seminário).
- 17) 7ª Edição Seminário Gas Energy 2012 - Gás não convencional: A mudança da dinâmica competitiva no mundo e os reflexos no Brasil. 2012 (Seminário).
- 18) Gas Summit Latin America 2012 (Outra).
- 19) Palestra na reunião da Câmara de Petróleo e Gás da FIEMG. A Lei do Gás e o Desenvolvimento da Bacia do São Francisco. 2012 (Encontro).
- 20) Rio Oil & Gas Conference 2012. O Futuro do Mercado de Gás no Brasil. 2012 (Congresso).

- 21) XVI Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía. 2012 (Encontro).
- 22) Fórum de Política Energética - Mercado Nacional e Internacional de Gás Natural: Conjunturas e Perspectivas. 2011 (Outra).
- 23) Rio Pipeline Conference 2011 (Outra).
- 24) Simposio Latinoamericano de Gas no Convencional. 2011 (Simpósio).
- 25) 11º encontro Internacional de Energia - São Paulo: o futuro da energia começa aqui. Paineis 4 - Política de Formação do Preço do Gás Natural. 2010 (Encontro).
- 26) Rio Gas Forum 2010 (Outra).
- 27) Rio Oil & Gas Expo and Conference. 2010 (Congresso).
- 28) XIV Reunión Anual Ibero-Americana de Reguladores de Energia. Infraestruturas e regulação do gás natural. 2010 (Outra).
- 29) 12º Seminário sobre Gás Natural. Paineis 1 - Lei do Gás: Atividade de novos investidores em transporte. 2009 (Seminário).
- 30) 24th World Gas Conference. 2009 (Congresso).
- 31) Fórum Matriz Hidrotérmica e a Segurança do Sistema Elétrico Nacional. 2009 (Outra).
- 32) WFER IV - World Forum on Energy Regulation IV. 2009 (Congresso).
- 33) II Seminário Mercados de Eletricidade e Gás Natural. Panorama da Indústria de Gás Natural no Brasil: Desafios Regulatórios. 2009 (Seminário).
- 34) 19º WPC - World Petroleum Congress. 2008 (Congresso).
- 35) 1º Encontro Latino-Americano de Economia da Energia - 1º ELAEE. 2008 (Encontro).
- 36) Bolivia Gas & Energia 2008 - Abastecimiento y Seguridad Energética: Fuentes Renovables y no Renovables. Abastecimiento y Seguridad Energética de la Region - Marco Regulatorio, relación Estado-Empresa, sostenibilidad e integración regional. 2008 (Encontro).
- 37) Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008. IBP1775_08 - Alcooldutos: uma discussão sobre a legislação aplicável. 2008. (Congresso)
- 38) Southern Cone Energy & Carbon Market Roundtable. Transportation and Distribution. 2008 (Congresso).

- 39) VI CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Segurança Energética com foco no Gás Natural. 2008 (Congresso).
- 40) Workshop sobre o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT. Regulamento Técnico de Dutos Terrestres Para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural. 2008 (Outra).
- 41) XII Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía. La Situación del Suministro de Gas Natural para el Mercado Brasileño: Los Principales Proyectos para la Infraestructura del Transporte. 2008 (Encontro).
- 42) 4ª Edição Gas Summit Latin America 2007 (Congresso).
- 43) Aspectos Estratégicos para a Evolução da Geração Termelétrica no Sistema Brasileiro. 2007 (Seminário).
- 44) Economía de la Energía en el Sector de Petróleo y Gás Natural en Brasil: la Evolución de la Industria del Gas Natural en la Matriz Energética y sus Principales Desafíos. Economía de la Energía en el Sector de Petróleo y Gás Natural en Brasil: la Evolución de la Industria del Gas Natural en la Matriz Energética y sus Principales Desafíos. 2007 (Outra).
- 45) FIE 2007 - Foro Internacional de Energía 2007 (Outra).
- 46) International Mining and Oil & Gas Law, Development, and Investment. 2007 (Congresso).
- 47) Reunião do Grupo de Trabalho dos países integrantes Olade: "Acordo Marco Intergovernamental de Integração Gasífera". 2007 (Outra).
- 48) V Congresso Brasileiro de Regulação. Desafios da Regulação da Interface Gás x Energia Elétrica. 2007 (Congresso).
- 49) XI Reunion Anual Iberoamericana de Reguladores de la Energía y VII Junta Anual Ordinária de la Asamblea General de ARIAE. Integración energética en el Cono Sur y garantía de abastecimiento de gas natural. 2007 (Outra).
- 50) Fórum Gás Brasil. 2006 (Outra).
- 51) Mesa Redonda sobre o Gás Natural e a Energia Elétrica no Brasil. 2006 (Outra).
- 52) O Desafio do Gás Natural. 2006 (Encontro).
- 53) X Reunion Anual de Entidades Reguladoras de Energía - ARIAE. X Reunion Anual de Entidades Reguladoras de Energía. 2006 (Encontro).
- 54) XII Congresso Brasileiro de Energia - I Seminário Brasileiro de Inovação Tecnológica no Setor Energético. Política de Gás Natural no Brasil. 2006 (Congresso).
- 55) A 7ª Rodada de Licitações e o Potencial do Gás Natural. 2005 (Seminário).

- 56) IV Congresso Brasileiro de Regulação. Papel da Indústria do Gás Natural. 2005 (Congresso).
- 57) Vitoria Oil & Gas 2005 Feira e Conferência. 2005 (Outra).
- 58) 4º Congresso Latino-americano e do Caribe de Gás e Eletricidade LACGEC C. Oferta Pública de Aquisição Realizada pela Gás Natural SDG sobre a Totalidade de Ações da Iberdrola: Uma Análise Crítica e Similares com o Caso Brasileiro. 2004 (Congresso).
- 59) Desafíos de los Proyectos de Integración Energética. 2004 (Congresso).
- 60) II Fórum Brasileiro de Regulação do Gás Natural. A Política de Gás Natural. 2004 (Outra).
- 61) Reunião da Associação Ibero-Americana de Entidades Reguladoras de Energia. 2004 (Outra).
- 62) Rio Oil & Gas Conference 2004 (Congresso).
- 63) X Congresso Brasileiro de Energia. Política de Desenvolvimento e Uso de Gás Natural. 2004 (Congresso).
- 64) III Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. III Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. 2003 (Congresso).
- 65) Mesa Redonda de Energía del Cono Sur Transición en la Argentina - Interconexión Regional e Integración. 2003 (Outra).
- 66) 1º Workshop de Análise de Cenários do Setor de Óleo e Gás no Brasil e da Visão de Futuro. 2002 (Outra).
- 67) Aspectos Comerciales y Regulatorios en la Compra-Venta de Gas: Gas Natural/GNL. 2002 (Outra).
- 68) Comercio Transfronterizo de Gas Natural. 2002 (Encontro).
- 69) Conference on Cross-Border Gas Trade. 2002 (Outra).
- 70) I Fórum Brasileiro sobre a Reforma do Estado. 2002 (Outra).
- 71) LNG 2002 (Congresso).
- 72) 6 Natural Gas in the Americas. 2002 (Outra).
- 73) Oportunidades no Setor de Energia. 2002. (Seminário)
- 74) Petróleo & Gás 2002 (Encontro).

- 75) VI Reunion Anual Iberoamericana de Reguladores de Energia. 2002 (Outra).
- 76) 8º Seminário Internacional de Gás Natural. 2001 (Seminário).
- 77) A ANP e a Política de Gás Natural. 2001 (Outra).
- 78) Corporate, Structured & Project Finance Solutions in a Changing Market. 2001 (Outra).
- 79) Encontro sobre Política Estratégica para Sistemas Elétricos Isolados na Amazônia no Novo Ambiente Institucional. 2001 (Encontro).
- 80) Exportaciones de Gas en Latino America. 2001 (Outra).
- 81) Latin Gas 2001 (Outra).
- 82) Seminario Internacional Foros de Olade. 2001 (Seminário).
- 83) Tenth Annual Latin American Energy Conference. 2001 (Outra).
- 84) 131º Fórum Permanente da Concorrência. 2000 (Outra).
- 85) 21º Congrès Mondial du Gaz. 2000 (Congresso).
- 86) 2º Congresso Latinoamericano y del Caribe de Gas Electricidad- LACGEC. 2000 (Congresso)
- 87) A Privatização das empresas do gás canalizado (gás natural). 2000 (Outra).
- 88) Financiamento ao Programa Prioritário de termoeletricidade. 2000 (Outra).
- 89) I Seminário Internacional sobre Regulação e Defesa da Concorrência no Setor de Gás Natural. 2000 (Seminário).
- 90) VI Encuentro Anual Electrigás. 2000 (Encontro).
- 91) A Nova Realidade do Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil. 1999 (Outra).
- 92) III Congresso Brasileiro de Energia. 1999 (Congresso).
- 93) Painel de Gás - Energia do Milênio. 1999 (Outra).
- 94) III Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 1998 (Congresso).
- 95) Termoeletricidade 98. 1997 (Seminário).
- 96) Workshop Internacional-Descentralização das Atividades de Regulação e Fiscalização do Setor Elétrico. 1997 (Outra).
- 97) Emissões Mundiais de Gases de Efeito Estufa no Setor Energético e seus Impactos. 1995 (Seminário).

- 98) Mercosul e os Caminhos da Integração. 1995 (Outra).
- 99) O Estado do Rio de Janeiro e o Setor Energético. 1995 (Encontro).
- 100) VII Congresso Brasileiro de Energia. 1995 (Congresso).
- 101) I Encontro Brasileiro de Ciências Ambientais. 1994 (Encontro).
- 102) Integração Energética do Cone Sul - MERCOSUL. 1994 (Outra).
- 103) IV Congresso Brasileiro de Gás. 1994 (Congresso).
- 104) Projetos Estratégicos Alternativos para o Brasil - Conferência do RJ. 1994 (Outra).
- 105) ENERLAC-1993 (Congresso).
- 106) Semana Mundial de Meio Ambiente. 1993 (Encontro).
- 107) VI Congresso Brasileiro de energia e I Seminário Latino-Americano de Energia. 1993 (Congresso).
- 108) Desenvolvimento Sustentável nos Trópicos Úmidos. 1992 (Outra).
- 109) Gestão de Meio Ambiente: Uma Análise Comparativa entre o Brasil e a Suíça. 1991 (Outra).
- 110) Política de Preços da Energia no Brasil. 1991 (Outra).
- 111) A Experiência Brasileira com o Uso do Metanol. 1990 (Outra).
- 112) V Congresso Brasileiro de Energia. 1990 (Congresso).
- 113) O Dilema da Energia elétrica na Indústria. 1988 (Outra).
- 114) Seminário Internacional de Conservação de Energia Elétrica. 1988 (Seminário).
- 115) Seminário Técnico de Conservação de energia Elétrica. 1988 (Seminário).
- 116) Energy and Options of Development. 1986 (Seminário).
- 117) II Congresso Brasileiro de Energia. 1981 (Congresso).

Organização de eventos, congressos, exposições e feiras

1 CECCHI, J.C.. 33rd IAEE. The Future of Energy: Global Challenges, Diverse Solutions Rio de Janeiro. (Congresso)

2 CECCHI, J. C.; BISAGGIO, H. C.; MATHIAS, M. C. P. P.; Moreira Rodrigues Tathiany; ESTEVAO, L. R. M.. Workshop: Lições Aprendidas dos projetos de GNL de Pecém e Baía de Guanabara. 2009 (Outro).

3 CECCHI, J. C.. MBA em Energia /COPPEAD/IE-UFRJ. 2002 (Outro).

- 4 CECCHI, J.C.. IX Congresso Brasileiro de Energia - IV Seminário Latino-Americano de Energia. 2002 (Congresso).
- 5 CECCHI, J.C.. Regulamentação da Agência Reguladora de Serviços públicos do Estado do Espírito Santo - AGESP. 1998 (Outro).
- 6 CECCHI, J.C.. Matriz Energética do Estado do Rio de Janeiro 1994/2004. 1997 (Outro).
- 7 CECCHI, J. C.. VII Congresso Brasileiro de Energia. 1996 (Congresso).
- 8 CECCHI, J. C.. Emissões Mundiais de Gases de Efeito Estufa no Setor Energético e seus Impactos. 1995 (Congresso).

Participação em bancas de trabalhos de conclusão

Mestrado

- 1 FERNANDEZ, E. F. Y. ; CARAJILESCOV, P. ; Carlos Valois Maciel Braga - Doutor Puc/Rio ; BRAGA, S. L. Doutor Puc/Rio ; CECCHI, J. C. . Participação em banca de Marlo Antonio Lopes Bendezu. Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - IEPUC - Instituto de Energia da PUC/Rio.
- 2 CECCHI, J. C. ; PINTO JR., H. Q. . Participação em banca de Gregório da Cruz Araújo. Coordenação, Contrato e Regulação: Um Estudo Teórico e Empírico Acerca de Unitização. 2009. Dissertação (Mestrado em Economia) - Instituto de Economia/UFRJ.
- 3 Maria Augusta Soares Machado - Ibmec/RJ ; Edson José Dalto - Ibmec/RJ ; CECCHI, J. C. . Participação em banca de Giovanna Lamastra Pacheco. A Indústria de Gás Natural no Brasil: Sua Importância e a Diversidade na Matriz Energética Nacional. 2008. Dissertação (Mestrado em Administração) - Ibmec Pós-Graduação e Pesquisa.
- 4 CORREIA, P. D. J. S. S. ; CARVALHO, P. D. E. B. ; RAMOS, P. D. M. O. S. ; CECCHI, J. C. . Participação em banca de Marcus Vinícius Gomes Bezerra. Regulação da Distribuição de Gás Natural no Estado da Bahia. 2008. Dissertação (Mestrado em Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) - Instituto de Pesquisas Aplicadas da UNIFACS.
- 5 CECCHI, J. C. ; SCHAEFFER, R. ; D.Sc. ; D.Sc. ; RIBEIRO, P. S. K. ; REGRA, A. . Participação em banca de Guilherme Wilson da Conceição. A Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental da Inserção do Gás Natural Veicular em Frotas do Transporte Coletivo Urbano de Passageiros. 2006. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- 6 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Fernanda Helena Garcia Cobas Laureano. A Indústria de Gás Natural e suas Relações Contratuais: Uma Análise do Caso

Brasileiro. 2005. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Planejamento Energético Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Eng^a.

7 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Marina Vieira Vilas Boas. Integração Gasífera no Cone Sul. 2004. Dissertação (Mestrado em Programa de Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

8 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Patrícia Viana Farias de Lima. Avaliação da Concessão da Distribuição de Gás Natural no Estado da Bahia: Critérios Contratuais e Tarifários. 2004. Dissertação (Mestrado em Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) - Instituto de Pesquisas Aplicadas da UNIFACS.

9 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Marcio Gonçalves de Carvalho. O Uso de Mecanismo de Financiamento para Viabilizar a Expansão do Gás Natural na Matriz Energética. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Transportes) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

10 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Heloíse Helena Lopes Maia da Costa. A Regulação da Indústria do Gás Natural no Brasil: Fatos e Desafios. 2003. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

11 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Eduardo de Britto Pereira Tinoco. Custo Capital para Transporte de Gás Natural: Aspectos Teóricos, Experiência Regulatória Internacional e aplicação ao Caso Brasileiro. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

12 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Manoel Furloni. Análise da Viabilidade da Implantação da Microgeração de Energia Elétrica a Gás Natural. 2002. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) - Universidade Salvador.

13 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Homero Fenner Filho. Perspectivas para o Gás Natural no Nordeste do Brasil. 2002. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) - Universidade Salvador.

14 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Marcelo Paixão. Estratégias das Empresas de Gás Natural no Cone Sul. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

15 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Fernando Tavares Camacho. Desenhos de Mercado de Gás Natural e o Caso Brasileiro. 2002. Dissertação (Mestrado em Economia) - Fundação Getúlio Vargas.

16 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Leandro S. de Castro Gama. Estudo para Regulamentação da Capacidade de Gasodutos. 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro/RJ.

17 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Alexandre de Figueiredo Freire. Análise Comparativa da Evolução Política e Institucional da Indústria de Petróleo na América Latina. 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

18 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Paulo Marcelo de Figueiredo Montes. O Potencial do Consumo de Gás Natural pelo Setor Industrial no Brasil. 2000. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Teses de doutorado

1 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Marcelo Colomer Ferraro. Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro. 2010. Tese (Doutorado em) - Instituto de Economia/UFRJ.

2 FERNANDEZ, E. F. Y. ; CORREA, A. C. F. ; CARAJILESCOV, P. ; PARISE, J. A. R. ; ZYLBERSTAJN, D. ; CAMARGO, I. M. T. ; KRAUSE, G. G. ; CECCHI, J. C. . Participação em banca de Jair Arone Maués. Comparação de Fontes Primárias para Geração de Energia Elétrica no Brasil Baseada em Conceito de Risco. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

3 PINTO JR., H. Q. ; CECCHI, J. C. ; ALMEIDA, E. L. F. ; FIANI, R. ; AVILA, M. G. ; GUIERREZ/COPPEAD/UFRJ, M. G. P. S. . Participação em banca de Vicente Antonio de Castro Ferreira. Análise da Regulação Tarifária pelo Custo de Serviços: Discussão sobre a adequação dos modelos de custo de capital.. 2007. Tese (Doutorado em Instituto de Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

4 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Marcelo Amaral, Marcos Nascimento, Fernando Torres, Ricardo. Exames de Qualificação para os Doutorados em Planejamento Energético e Ambiental. 2000. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

5 CECCHI, J. C. . Participação em banca de Eliana Santos L. Fernandes. Mecanismo de Regulação Tarifária na Ind de Gás Natural: Caso do Gasoduto Brasil-Bolívia. 2000. Tese (Doutorado em Economia) - Universidade de São Paulo.

Monografias de cursos de aperfeiçoamento/especialização

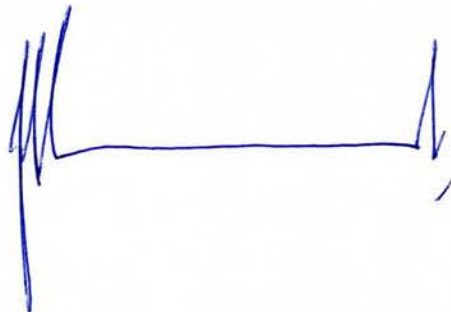
1 CECCHI, J. C. ; SAIDEL, P. D. M. A. . Participação em banca de Gian c. P. Geraldini e Marco Antonio Crevilaro. Estratégias Necessárias para as CDL'S - Concessionárias Distribuidoras Locais Manter Clientes Industriais Após a Abertura de Mercado do Gás Natural. 2008. . Monografia (Aperfeiçoamento/Especialização em MBA em Energia) - Universidade de São Paulo Escola Politécnica.

2 CECCHI, J. C.; Eloí Fernandez y Fernandes; PIRES, A.; Bueno Julio; NARCISO FILHO, N.. Participação em banca de Solange Freire e Ary Silva Junior. A importância dos atores institucionais e econômicos na elaboração do novo marco legal do gás natural no Brasil. 2007. Monografia (Aperfeiçoamento/Especialização em Curso de Especialização em Gás Natural) - IEPUC - Instituto de Energia da PUC/Rio

Participação em bancas de comissões julgadoras

Concurso público

1 Guerra, Sinclair Mallet Guy; Osvald Vidal Trevisan; CECCHI, J. C.. Tecnologia do Petróleo e do Gás Natural. 2008. Universidade Federal do ABC. Página gerada pelo Sistema Currículo Lattes em 06/06/2017 às 18:04:01.



Re-regulando a Indústria Brasileira de Gás Natural

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias* e José Cesário Cecchi**

Resumo

O arcabouço institucional de uma indústria é composto por um conjunto de leis e instrumentos infralegais, que regem a atuação dos agentes e o funcionamento de cada atividade desta indústria. No caso da indústria brasileira de gás natural é possível identificar uma evolução neste arcabouço institucional a partir de meados da década de 1990. Os marcos do ponto de vista de legislação foram a publicação da Lei do Petróleo, em 1997, da Lei do Gás, em 2009 e do seu Decreto regulamentador, em 2010. Não obstante, cabe ao agente regulador desta indústria, a ANP, regulamentar estes marcos, obedecendo aos princípios e objetivos por elas emanados. Este artigo apresenta o processo de regulamentação da indústria brasileira de gás natural realizado pela ANP após a publicação do novo marco legal.

Abstract

The legal framework of an industry is formed by a set of laws and infralegal instruments that govern the operation of the agents and how each activity of this industry is performed. In the case of the Brazilian industry of natural gas, it is possible to identify an evolution of its legal framework from the mid nineties. The legal landmarks were the publication of the Petroleum Act in 1997, the Gas Act in 2009 and its regulatory decree in 2010. Nevertheless, it is the role of the regulator agent, ANP, to regulate these legal landmarks according their principles and objectives. This article presents the regulatory process of the Brazilian natural gas industry implemented by ANP.

1. Introdução

A década de 1990 marcou o início do processo de transformações institucionais na indústria brasileira de gás natural. Os principais marcos deste processo de transformações foram a publicação da Emenda Constitucional nº 05 em 1995, a publicação da Lei nº 9.478/1997 ("Lei do Petróleo"). Mais recentemente, a publicação da Lei nº 11.909/2009 ("Lei do Gás") e seu decreto regulamentador, o Decreto nº 3.782/2010, trataram especificamente da indústria do gás natural, particularmente a atividade de transporte.

* Especialista em Regulação da ANP. Economista, Mestre em Economia Industrial e Doutora em Planejamento Energético (mmathias@anp.gov.br).

** Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da ANP. Economista, Mestre em Planejamento Energético e Doutor em Engenharia de Produção.

Este arcabouço jurídico determina, dentre os princípios e objetivos da política energética nacional, o incremento, em bases econômicas da utilização do gás natural e a promoção da livre concorrência. A ANP em seu processo de regulamentação da indústria edita suas normas de acordo com tais princípios, buscando alcançar os objetivos da política energética nacional, tal como estabelecido na Lei nº 9.478/1997.

A publicação da Lei do Gás e seu Decreto regulamentar conferiu à ANP novas atribuições, antes não estabelecidas na Lei do Petróleo, além de determinar em lei princípios e ações antes restritos a regulamentações da ANP. Neste sentido, a partir da publicação do Decreto nº 7.382/2010 a ANP iniciou um processo de re-regulamentação da indústria brasileira de gás natural.

Com a publicação do novo arcabouço legal foi necessário verificar a regulamentação então vigente e analisar sua compatibilidade com este novo marco legal. A partir daí foram identificadas as normas da ANP que deveriam ser revisadas, bem como novas normas derivadas dos temas introduzidos pela nova legislação. Para verificar quais normas deveriam ser revistas ou editadas pelo regulador foi necessário identificar no marco legal quais as atribuições legais e regulatórias conferidas à ANP. Desta forma foi elencada uma lista de possíveis normas as quais deveriam ser objeto de regulação.

Uma vez identificadas essas necessidades, procedeu-se à elaboração de uma agenda de regulamentação, considerando as prioridades, tendo como pano de fundo o nível de maturação da indústria no país e a orientação de incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural, determinada pela “Lei do Petróleo”. Esta Agenda Regulatória foi disponibilizada na página eletrônica da ANP na rede mundial de computadores, a fim de dar transparência à sociedade sobre o processo de regulamentação da indústria.

A ANP começou a trabalhar no processo de re-regulamentação, editando normas relacionadas ao funcionamento dos terminais de regaseificação, à comercialização de gás natural, ao registro de agentes, aos critérios de expansão de gasodutos, à atividade de carregamento de gás natural e à tarifação em gasodutos autorizados. Também estão sendo revisadas normas relacionadas à outorga de autorizações de construção e operação de gasodutos de transporte, bem como aquelas relacionadas ao processo de licitação de novos gasodutos e a revisão da regulamentação que trata do acesso aos gasodutos de transporte, a qual inclui a troca operacional de gás natural (*swap*).

Com o objetivo de apresentar a evolução do marco regulatório da indústria brasileira de gás natural a partir dos novos princípios e regras emanados pela Lei do Gás e seu Decreto regulamentar, este artigo está dividido em quatro seções além desta introdutória. Na seção que se segue a evolução do marco legal referente à indústria brasileira do gás natural é apresentada e discutida. Na seção três identifica-se, a partir dos princípios e das novas atribuições conferidas à ANP pelo marco legal da indústria, o conjunto de temas objeto de regulamentação por parte da ANP. A seção quatro lista os regulamentos já publicados pela ANP na esteira do processo de re-regulamentação da indústria brasileira do gás natural. Finalmente, a seção conclusiva recupera os principais temas discutidos ao longo do texto, dando ênfase à transparência e à ampla participação da sociedade na elaboração dos regulamentos expedidos pela ANP, que atua seguindo os princípios de boa prática regulatória.

2. Evolução do Marco Legal da Indústria do Gás Natural

A indústria brasileira do gás natural possui como marcos legais básicos a Lei nº 9.478/1997 – também conhecida como “Lei do Petróleo” – e a Lei nº 11.909/2009 – a chamada “Lei do Gás”. Ambas atribuem um papel central à ANP na regulação das distintas atividades econômicas integrantes desta indústria.

A “Lei do Petróleo” determina que a ANP, por meio da regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, tem a atribuição de implementar as políticas nacionais relativas a essas indústrias, com ênfase na garantia de suprimento e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Quando se analisa especificamente a indústria do gás natural, a “Lei do Petróleo” versa sobre as atividades de processamento e transporte de gás natural. Esta lei facultou o acesso aos dutos de transporte e aos terminais a qualquer interessado e determinou a responsabilidade da ANP sobre a autorização de construção e operação de instalações de transporte. Neste caso específico foi publicada pela ANP a Portaria ANP nº 170/1998, a qual estabeleceu os critérios mínimos dos agentes interessados em atuar na atividade de transporte dutoviário de gás natural, seja construindo, seja operando gasodutos. Este elemento contribuiu para a melhoria na qualidade dos serviços de transporte (ANP, 2009).

No entanto, apesar dos avanços obtidos no que se refere aos instrumentos para a consecução dos objetivos propostos pelo marco regulatório, em especial, a garantia do acesso isonômico e não discriminatório às instalações de transporte, as regras e os mecanismos de controle trazidos pela Lei nº 9.478/1997 revelaram-se insuficientes para o estabelecimento de uma regulação efetiva da indústria do gás natural (Mathias e Cecchi, 2009). Com efeito, a Lei nº 9.478/1997, por ocasião de sua publicação:

- Não determinava o livre acesso do regulador aos registros contábeis das empresas reguladas, o que potencializava os problemas gerados por informação assimétrica;
- Não previa a autorização da atividade de comercialização de gás natural, de forma que a livre negociação dos contratos de suprimento de gás dificultava a separação entre as atividades e comercialização e transporte na formação de preços e constituía um entrave à transparência ;
- Determinava que a participação da Agência no cálculo de tarifas de transporte dutoviário restringia-se a estabelecer critérios para o cálculo, o que, conjugado com a falta de previsão legal de acesso aos registros contábeis, assim como ao fato de que o regime de outorga era o de autorização, impunha grandes obstáculos à regulação efetiva da tarifa de transporte praticada;
- Previa a livre negociação do acesso, limitando a intervenção da ANP a casos de resolução de conflitos. A livre negociação do acesso não conduziu a uma efetiva transparência da contratação de serviços de transporte, possibilitando a ocorrência de comportamentos oportunistas dos agentes, com vistas ao tratamento não isonômico de carregadores.

A Lei do Gás aperfeiçoou os instrumentos disponíveis para a regulação do transporte de gás natural, os quais proporcionam maior solidez e transparência do arcabouço regulatório da indústria (Mathias e Fidelis, 2009). Dentre as principais alterações promovidas pela Lei, destacam-se a volta do papel do planejamento para a esfera federal (para o Ministério de Minas e Energia), a alteração no regime de outorga para o exercício da atividade de transporte (de autorização para concessão), a realização de licitação para a escolha do concessionário que irá realizar a atividade de transporte e a realização de chamada pública para definir os carregadores que terão acesso ao gasoduto de transporte, em sua capacidade disponível.

À luz da evolução do marco legal, depreende-se que a mudança do regime de outorga para os novos gasodutos de interesse geral, assim como a adoção do procedimento de licitação que antecede a concessão revelam a escolha do legislador pelo aprofundamento da separação das etapas potencialmente competitivas da cadeia do gás natural (produção e comercialização) daquelas de natureza monopolista (transporte) (Cecchi e Mathias, 2009). Entende-se que a obrigatoriedade da chamada pública para contratação de serviço de transporte firme também é concebida com essa mesma orientação, uma vez que esta configura um mecanismo que visa permitir o transporte do gás de maneira não discriminatória.

Outro aspecto de extrema importância trazido pela Lei do Gás é a transparência, uma vez que a informação plena e tempestiva é indispensável para o funcionamento de mercados competitivos (Gómez-Ibáñez, 2003). Sobre este tema, a legislação em comento determinou que cabe à ANP dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação, através da supervisão da movimentação de gás natural na rede de transporte. Também o Decreto nº 7.382/2010, que regulamentou a Lei do Gás, determinou expressamente que: “A ANP deverá manter disponível, em meio eletrônico, acessível a qualquer interessado e em local de fácil acesso, informações atualizadas sobre a movimentação diária e a capacidade de todos os gasodutos de transporte, bem como a capacidade contratada de transporte, a capacidade disponível, a capacidade ociosa e os períodos de exclusividade.”

Desta maneira, depreende-se que o aprimoramento do arcabouço legal busca o desenvolvimento da indústria, fundamentado no princípio da transparência, na independência entre os segmentos da cadeia e no acesso não discriminatório à infraestrutura de transporte.

Tais princípios têm norteado as ações da ANP relacionadas ao processo de regulamentação da Lei nº 11.909/2009 e do Decreto nº 7.382/2010. De fato, estes instrumentos legais determinam que a ANP regule aspectos específicos da indústria, por meio da publicação de Resoluções.

3. Identificação dos Temas Objeto de Regulamentação

Com a publicação da Lei do Gás e de seu Decreto regulamentador, a ANP passou a possuir novas atribuições como, por exemplo, autorizar a atividade de comercialização de gás natural na esfera de competência da União, registrar os contratos de comercialização de gás natural na esfera de

competência da União, emitir registro de autoprodutor e auto-importador de gás natural, autorizar a atividade de carregamento de gás natural, conduzir, direta ou indiretamente, os processos de chamada pública para alocação de capacidade de transporte de gás natural, entre outras.

As alterações no marco legal promoveram a necessidade de revisão de uma série de regulamentos já vigentes e a publicação de novos regulamentos pela ANP. A lista abaixo, não exaustiva, apresenta as principais normas que devem ser revistas ou publicadas pela ANP em cumprimento às suas novas atribuições derivadas da Lei do Gás e de seu Decreto regulamentar.

- Autorização das Atividades de Construção, Ampliação e Operação de Gasodutos de Transporte e de Transferência (§1º do Art. 41 – Gasodutos de Transporte Existentes; Art. 39 – Gasodutos Internacionais; Art. 61 – Gasodutos de Transferência): trata dos requisitos para autorização de construção, ampliação, operação ou desativação de instalações destinadas à movimentação de gás natural, assim como disciplina o processo de autorização de investimentos relativos a bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte (Inciso III do Art. 24 e Inciso III do Art. 44), que implicará a revisão da Portaria ANP 170/1998 ;
- Autorização das Atividades de Construção, Ampliação e Operação das Unidades de Liquefação, de Regaseificação e dos Terminais de GNL (Art. 61): trata dos requisitos técnicos para autorização de construção, ampliação, operação ou desativação dessas instalações, que também implicará na revisão da Portaria ANP 170/1998 ;
- Autorização da Atividade de Comercialização de Gás Natural (Inciso XII do Art. 2º, Art. 66 e Inciso XXVI do Art. 8º da Lei nº 9.478/1997 – incluído pelo Art. 58 da Lei nº 11.909/2009): trata dos requisitos para autorização da atividade de comercialização de gás natural, das normas a serem observadas para a exploração desta atividade, do registro dos agentes aptos a exercer a atividade e dos contratos de comercialização;
- Autorização da Atividade de Carregamento de Gás Natural (Inciso IX do Art. 2º, Parágrafo Único do Art. 7º e Inciso V do Art. 8º da Lei nº 9.478/1997 – alterado pelo Art. 58 da Lei nº 11.909/2009): trata dos requisitos para autorização para o exercício da atividade de carregamento de gás natural e do registro dos carregadores na ANP;
- Registro de Agente Autoprodutor e Auto-importador (Art. 64): trata do registro das sociedades que desejarem atuar como autoprodutor ou auto-importador;

- Procedimento de Chamada Pública (Art. 8º): trata do modo pelo qual dar-se-á a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou nos casos de ampliação dos mesmos, substituindo a Resolução ANP 27/2005;
- Acesso de Terceiros (§3º do Art. 49): trata da caracterização dos Serviços de Transporte Firme, Interruptível e Extraordinário, assim como estabelece os critérios para a definição dos valores devidos por terceiros que acessarem os gasodutos de transporte, a forma de pagamento e sua destinação (Art. 50);
- Troca Operacional (*swap*) de Gás Natural (Art. 15): trata dos procedimentos para a formalização da prática de troca de gás na rede de gasodutos operacionalizada pelo Transportador a pedido de um carregador com o objetivo de otimizar o funcionamento do sistema de transporte. Dada a complexidade do tema, sugere-se amplo debate com o mercado e instituições acadêmicas previamente à elaboração de uma minuta de resolução;
- Interconexão entre Gasodutos (Art. 13): trata das normas aplicáveis à interconexão de gasodutos, as quais disciplinam a operação conjunta e determinam a obrigatoriedade da interconexão, preservados os direitos dos agentes envolvidos;
- Envio das Informações pelos Transportadores (Inciso VII do Art. 32, Art. 34 e Art. 73): disciplinar o envio de informações de natureza técnica, operacional, econômico-financeira e contábil (Inciso I do Art. 34) e criar um mecanismo de acompanhamento dos bens destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural análogo ao já efetuado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (§1º do Art. 14), bem como disciplinar o envio de informações sobre a movimentação diária e a capacidade dos gasodutos de transporte (Art. 73), implicando a Revisão da Portaria de Informações - PANP nº 001/2003, com seu provável desmembramento em novas Resoluções;
- Tratamento dos Gasodutos que ligam Terminais de GNL a Malhas de Gasodutos (Art. 16): elaboração de regulamentação que permita distinguir quais gasodutos que se iniciam em terminais de GNL são de transporte, (caput do Art. 16), e quais são parte integrante dos terminais, em função das características dos mesmos (parágrafo único do referido artigo);
- Acondicionamento de GNC e GNL (Art. 59 e Art. 60): revisão das Resoluções ANP 41/2007 e 118/2000, adequando-as aos termos da nova Lei;
- Critérios Tarifários e Aprovação de Tarifas (Novos Gasodutos Autorizados) (Art. 38 do Decreto nº 7.382 e Art. 58 da Lei nº 9.478/1997, alterado pelo Art. 58 da Lei nº

11.909/2009): trata dos critérios para o cálculo da tarifa de transporte de gás natural, em substituição à Resolução ANP nº 29/2005;

- Definição da Receita Anual e Tarifa de Transporte Máxima (Concessão) (§1º do Art. 8º e §2º do Art. 22): trata das normas aplicáveis ao cálculo iterativo da tarifa de transporte e da receita máxima anual, aplicáveis, respectivamente, aos processos de Chamada Pública e de licitação de gasodutos, abarcando, também, situações de compartilhamento de infraestrutura (§3º do Art. 22);
- Cessão de Capacidade (Parágrafo Único do Art. 51): revisão da Resolução ANP 28/2005, adequando-a aos termos da nova Lei;
- Declaração de Utilidade Pública (Art. 5º): trata da definição dos procedimentos a serem seguidos pelos agentes, quando da necessidade de publicação de instrumento legal para permitir a desapropriação ou instituição de servidão administrativa para a implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados;
- Aprovação de Contratos de Transporte (Inciso I do Art. 32 e Inciso III do Art. 34): trata dos procedimentos a serem seguidos no processo de aprovação de Contratos de Transporte, das normas a serem observadas para a elaboração das cláusulas e dos princípios que devem nortear a relação entre o transportador e os carregadores, tais como isonomia de tratamento e transparência;
- Envio e Registro de Contratos de Transporte, Comercialização e Interconexão (Art. 66 do Decreto nº 7.382 e Inciso XXI do Art. 8 da Lei nº 9.478/1997, alterado pelo Art. 58 da Lei nº 11.909/2009): trata da determinação dos procedimentos para o envio, por parte dos transportadores e/ou carregadores, dos contratos, e para a classificação, arquivamento e publicidade das informações prestadas pela ANP.
- Publicidade das Informações sobre Movimentação, Aferição de Capacidade, Acompanhamento dos Períodos de Exclusividade e Capacidade (Disponível, Contratada, Utilizada e Ociosa) (Inciso XXVII do Art. 8º da Lei nº 9.478/1997 e Art. 73): trata das regras para a aferição da capacidade dos gasodutos e da publicidade das informações sobre a movimentação diária e a capacidade dos gasodutos de transporte;
- Caracterização da ampliação de capacidade de Gasodutos de Transporte (Art. 72): trata das regras que permitam diferenciar a ampliação de capacidade de um gasoduto autorizado da construção de um novo gasoduto;

- Habilitação de pessoas jurídicas certificadoras para avaliação das condições de operação dos gasodutos (§2º do Art. 14): trata do procedimento para a habilitação de empresas certificadoras para realizarem a avaliação das condições de operação dos gasodutos concedidos e autorizados;
- Extinção de concessão ou vencimento da autorização (Art. 24, Art. 37 e Art. 44): determinação das normas sobre a reversão dos bens à União, inclusive as regras para a definição do valor de indenização e a metodologia de valoração de ativos, tais como o valor atual e custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e amortização havida até a data da reversão. Observa-se que o método de valoração, por questão de consistência e isonomia, será válido para todas as situações necessárias, inclusive no cálculo das tarifas de transporte.

4. Processo de Re-regulamentação da Indústria Brasileira de Gás Natural

A partir da publicação do Decreto nº 7.382/2010, em dezembro de 2010, a ANP iniciou o processo de revisão e/ou elaboração dos dispositivos legais de sua competência, sempre por meio de consulta à sociedade e realização de Consultas e Audiências Públicas, garantindo a transparência e a ampla participação dos agentes na consecução de tais normas (OECD, 2008).

Destaca-se também, que cada minuta de norma apresentada pela ANP ao longo deste processo foi acompanhada de uma Nota Técnica, a qual apresenta o assunto em detalhe, algumas vezes apresentando também a experiência internacional na regulamentação do tema e justificando o posicionamento da ANP com relação à escolha do texto proposto. Tais documentos têm não apenas o condão de esclarecer o mercado sobre o conteúdo da minuta de resolução proposta, mas também permitem à sociedade um maior conhecimento sobre os temas objeto da regulação, incentivando sua participação nos processos de Consulta e Audiência Públicas (Proença *et al.*, 2010a).

Até o final do primeiro semestre de 2015 foram publicadas as Resoluções abaixo listadas.

- RESOLUÇÃO ANP Nº 44, de 18.8.2011, publicada no DOU de 19.8.2011 – regulamenta os procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e de suas instalações acessórias, nos

moldes do art. 3º, § 4º, da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e do art. 5º do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, e os procedimentos gerais para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública, prevista no art. 8º, VIII, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa.

- RESOLUÇÃO ANP Nº 50, de 22.9.2011 publicada no DOU de 23.9.2011 – regulamenta as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 51, de 29.9.2011 publicada no DOU de 30.9.2011 – regulamenta o registro de autoprodutor e auto-importador, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 52, de 29.9.2011 publicada no DOU de 30.9.2011 – regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010; e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 42, de 10.12.2012 publicada no DOU de 11.12.2012 – estabelece diretrizes e regras para o compartilhamento de infraestruturas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, tendo em vista a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, com base na Resolução Conjunta ANEEL, ANATEL, ANP nº 1, de 24 de novembro de 1999 e na Resolução Conjunta ANEEL, ANATEL, ANP nº 2 de 27 de maio de 2001.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 37, de 4.10.2013 publicada no DOU de 7.10.2013 – estabelece os critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 51, de 26.12.2013 publicada no DOU de 27.12.2013 – regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.
- RESOLUÇÃO ANP Nº 15, de 14.3.2014 publicada no DOU de 17.3.2014 – regulamenta os critérios tarifários e aprovação de tarifas de transporte para os gasodutos autorizados.

Além destas normas já publicadas outras já passaram pelo processo de Consulta e Audiência Públicas, como a revisão da regulamentação que tratará da Autorização de Construção, Ampliação e Operação de Gasodutos e de Terminais de Liquefação e Regaseificação, e a revisão das Resoluções ANP nº 27/2005 (Acesso a Gasodutos) e nº 28/2005 (Cessão de Capacidade de Transporte de Gás Natural) e regulamentação da Troca Operacional de Gás Natural.

5. Conclusões

O processo de re-regulamentação da indústria do gás natural tem avançado ao longo dos últimos quatro anos. Já é possível perceber um papel mais forte do regulador que, por meio de suas resoluções, tem imprimido maior transparência no funcionamento do mercado e a redução na assimetria de informações entre o regulador e os agentes regulados.

É possível verificar avanços no marco regulatório no sentido de buscar alcançar os objetivos propostos pela política energética nacional, dentre os quais se destaca o incremento, em bases econômicas da participação do gás natural, a promoção da livre concorrência, a atração de investimentos e a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

As normas da ANP têm apresentado caráter técnico e, respeitando os contratos vigentes, têm procurado permitir o incremento da competitividade nas diferentes etapas da cadeia de valor de gás natural. Desta forma, espera-se que, paulatinamente, novos agentes se insiram na indústria brasileira de gás natural. Dois marcos neste sentido são a regulamentação do processo de chamada pública (que permite que novos agentes contratem capacidade de transporte de gás natural) e da licitação para o exercício da atividade de transporte. Nesta linha, destacam-se também as exigências trazidas pela regulamentação sobre a atividade de carregamento, a qual determina que um transportador que possua relação de controle ou coligação com um carregador que obteve capacidade num processo de chamada pública está impedido de participar do processo de licitação do gasoduto objeto desta chamada pública.

Neste processo de regulamentação destaca-se a ampla transparência presente em todas as etapas deste processo (Proença *et al.*, 2010b, World Bank, 2010). Inicialmente foi apresentada e divulgada pela ANP uma Agenda Regulatória, na qual todas as proposições de normas foram incluídas, tendo

sido apresentado um cronograma detalhado do processo de elaboração de cada norma. Dependendo da característica da norma, antes mesmo da proposição de uma minuta para Consulta Pública, seus aspectos principais já eram discutidos com agentes do mercado e da sociedade em *workshops* realizados pela ANP. Depois de pronta e aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP a minuta de resolução é na página da ANP da internet (e com aviso no Diário Oficial da União), a fim de receber comentários e sugestões dos agentes de mercado e da sociedade em geral com vistas a seu aperfeiçoamento. Esse período de Consulta Pública é, normalmente, não inferior a trinta dias. Os agentes também podem se manifestar na Audiência Pública, procedimento no qual todos têm a oportunidade de questionar qualquer aspecto da proposição de norma. Ressalta-se que todos os comentários, de todos os agentes em quaisquer das etapas supracitadas são divulgados no sítio eletrônico da ANP, garantindo a transparência de todo o processo.

Desta forma, busca-se regulamentar a indústria do gás natural com eficiência e efetividade, impondo os menores custos regulatórios possíveis aos agentes, mas garantindo o funcionamento do mercado e a prestação dos serviços com qualidade. Neste objetivo conta-se com o processo participativo, no qual a sociedade contribui para o aperfeiçoamento das normas emitidas pela Agência.

Não obstante os avanços, a ANP ainda não concluiu a regulamentação da indústria gasífera e continua trabalhando no desenvolvimento do marco regulatório da indústria do gás natural, de forma transparente e pautada por decisões de cunho técnico, contando com a contribuição dos agentes em processos de consulta e audiência públicas.

6. Referências Bibliográficas

ANP (2009). *Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnico-Econômicos e Jurídicos*. Nota Técnica SCM/ANP nº 013/2009.

____ (2004). *Considerações sobre o Processo de Formação de Preços de Gás Natural no Brasil*. Nota Técnica SCM/ANP nº 012/2004.

Brasil (2010). Decreto 7.382/10. Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que

trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

____ (2009). Lei 11.909/09. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.

____ (1997). Lei 9.478/97. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Cecchi, J. C.; Mathias, M. C. (2009). El Nuevo Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural en Brasil. XIII Reunión Anual Iberoamericana de la Energía da ARIAE.

Gómez-Ibáñez, J. A. (2003). Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion. Harvard University Press.

Mathias, M. C. P. P.; Cecchi, J. C. (2009). Regulación y Open Access en el Mercado de Gas Natural en Brasil. I Congreso Internacional Desarrollo de la Industria del Gas Natural en Perú.

Mathias, M. C. P. P.; Fidelis, M. A. B. (2009). Diez años de experiencia regulatoria en el transporte de gas natural en Brasil: los desafíos de la ANP. IV Congreso Iberoamericano de Regulación Económica.

Mathias, M. C. P. P., Szklo, A. S. (2007). Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. Energy Policy, v.35, p.6478 – 6490.

OECD (2008). Building an Institutional Framework for Regulatory Impact Analysis (RIA): Guidance for Policy Makers. Version 1.1.2008 Regulatory Policy Division Directorate for Public Governance and Territorial Development. www.oecd.org.

Proença, J. D. (org.); *et al.* (2010 a). Contribuições para Melhoria da qualidade da Regulação no Brasil, V.1 e 2. PRO-REG-Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação. Casa Civil da Presidência da República. Brasília.

Proença, J. D. (org.), *et al.* (2010 b). Análise do Impacto Regulatório. A importância da melhoria da qualidade da regulação. Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação – PRO-REG, Brasília.

Word Bank (2010). Better Regulation for Growth Governance Frameworks and Tools for Effective Regulatory Reform. Regulatory Governance in Developing Countries: Making It Work: “RIA Light” for Transition and Developing Countries.

Evaluating the natural gas legal framework in Brazil: regulatory reform developments and incompleteness

Guilherme de Biasi Cordeiro, Helder Queiroz Pinto Jr and José Cesário Cecchi

The Brazilian National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) was created in 1997 to regulate the oil, gas and biofuels industries, carry out bids for the exploration, development, and production concessions of oil and natural gas, concluding contracts stemming from these and inspecting the execution of the same. It also meant the end of Petrobras' monopoly on the exploration and production of oil and gas. Nevertheless, while Brazil's petroleum industry development has been significant, its natural gas market structure remains monopolist and vertically integrated. This paper aims to identify the main reasons for regulatory failures in the Brazilian natural gas industry and to present the new Gas Act, which intends to gradually reduce such barriers to entry.

1. Introduction

The regulation of the Brazilian oil, gas and biofuels industries was assigned to the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), linked to the federal Ministry of Mines and Energy (MME) which was created in 1997. The regulatory agency is in charge of carrying out bids for the exploration, development and production concessions of oil and natural gas, concluding contracts stemming from these and inspecting the execution of the same. A key task of the ANP has been organizing the entry of new companies into the upstream. The auctions of exploratory blocks have highlighted two things: first, they confirmed the leadership of Petrobras, which bought most of the blocks on offer, due to its knowledge of the geology of the Campos sedimentary basin. At the same time, they showed that Petrobras' monopoly on exploration and production had ended. For over 40 years, only Petrobras invested in the upstream; the auctions permitted the entry of new foreign and national private companies.

While Petrobras continued to be the main company of the sector and the principal winner of all the bidding rounds, many blocks involved partnerships and consortiums of the entering companies. The need to share risks, and especially, to attract advanced technological competence required by the exploratory effort in frontier offshore areas drove co-operation between international companies and Petrobras in restructuring the Brazilian upstream.

In 2008, after the last bid round, around 70 concessionaires from over 15 countries, including 10 Brazilian companies, operated in the Brazilian petroleum sector. In 2008, the level of proven reserves was 12.6 billion barrels, 93 per cent of which were located offshore. The state of Rio de Janeiro alone represented 80 per cent of oil production and reserves, which demonstrates the concentration and the asymmetry in the distribution of oil resources throughout the Federation.

While Brazil's petroleum industry development has been significant, it is poised to move to an entirely new level because of the recent pre-salt offshore discoveries. However, it is important to note that, despite the increase of the new oil companies in the upstream activities and the successful creation of a new business environment, natural gas market structure remains monopolist and vertically integrated. The development of pipelines depends on Petrobras' strategic decisions and the barriers to entry are huge.

What went wrong in the Brazilian natural gas regulatory framework? The main goal of this article is to identify the main reasons for regulatory failures in the Brazilian natural gas industry and to present the new Gas Act which intends to gradually reduce such barriers to entry.

Section 2 describes the early development of the gas industry in Brazil and the liberal reform of the 1990s. Section 3 assesses whether or not the new regulatory framework has impacted the evolution of the natural gas market structure towards a more competitive functioning. The expected improvements derived from the regulatory changes brought by the 'Gas Act' are discussed in Section 4. Finally, in Section 5, we present our final remarks and the remaining obstacles to promoting a competitive environment.

2. Evolution of the Brazilian natural gas industry's regulatory framework

The history of natural gas production and use in Brazil started in the Reconcavo basin, state of Bahia, in the decade of 1940, when private Brazilian companies were granted authorizations from the National Oil Council (CNP) to exploit hydrocarbons in that area.

After a popular campaign, Law No 2004/53 established, in 1953, a federal monopoly of the research and exploitation of hydrocarbon fields and other related activities. Meanwhile, it created Petrobras, a state company that would be the responsible for those activities on behalf of the federal government. Thus, Petrobras was born as a monopolist with duties that ranged from the research and exploitation of basins and fields to the retail of fuels to final consumers; Petrobras frequently acting as the policy maker for the sector.

However, concerning the development of the Brazilian natural gas market, major growth was only seen in the 1980s, following the big reservoir discoveries of oil and associated natural gas in the Campos basin, which approximated the production of the main consumption region, the states of Rio de Janeiro and São Paulo.

The regulatory framework was kept the same until 1988, when the new Brazilian Constitution established that the monopoly of distribution activities (which also

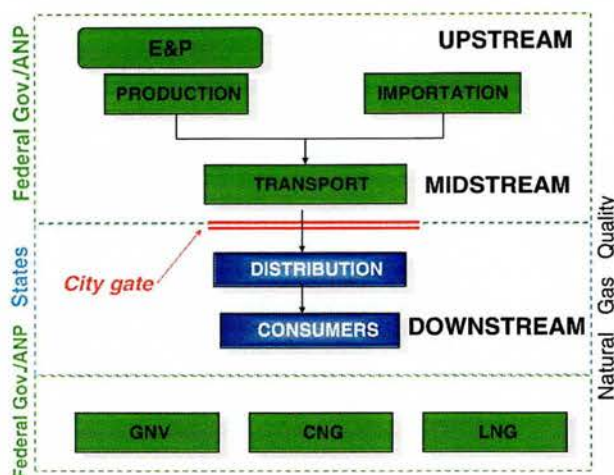


Figure 1. Regulation of the natural gas industry after the Constitution of 1988

Source: Own elaboration based in the Brazilian Federal Constitution of 1988 and in Law No 9.478/97.

comprises retail¹) would be under the States responsibility, while all other segments of the industry remained under federal jurisdiction, as can be seen in Figure 1.

In the following decade, several legal and regulatory changes substantially modified the gas market structure, aiming at a more competitive environment, mainly through privatization and the unbundling of activities. The first of them was the Constitutional Amendment No 5, of 1995, which allowed States to concede the local services of piped gas to private companies. In the same year, Constitutional Amendment No 9 broke Petrobras' monopoly, allowing the Federal Government to contract public or private companies to run oil and gas activities, including the transportation of gas through pipelines.

However, the milestone of the liberalization of the oil and gas markets came two years later, with the publication of Law No 9.478/97, the so-called 'Petroleum Act'. It set a new market design for oil and gas in which Petrobras no longer held a position of monopolist and policy maker on behalf of the federal government. Instead, the 'Petroleum Act' has created the Energy Policy National Council (CNPE), a governmental board² responsible for the energy policy guidelines, and the National Petroleum Agency (ANP), the Brazilian federal regulatory authority for oil and gas³ responsible for the implementation of the

¹ Only the distribution and retail of piped gas became States' monopoly. The natural gas sold and delivered by other means—LNG, CNG—has been kept under federal regulation.

² The CNPE is composed by: the Ministers of Mines and Energy; Science and Technology; Environment; Development, Industry and International Trade; Finance; National Integration; Agriculture and Livestock; National Integration; Planning; and the Chief of Staff; the executive secretary of the Mines and Energy Ministry; the president of the Energy Research Company (EPE); one representative of the civil society; one of the academy; and one representative of Brazilian states. (Decree 3.520/2000).

³ Later on, the scope of ANP's action was expanded by Law 11.097/05 and Law 12.490/11 to encompass biofuels regulation.

national energy policy and for the regulation, contracting⁴ and supervision of the economic activities of the oil and gas industry.

The Brazilian reform has followed the same reasoning that ruled most of the liberal infrastructure reforms worldwide, in a pattern summarized by Joskow (2008)⁵ in three main lines:

- (i) industry restructuring to separate potential competitive from natural monopoly segments;
- (ii) the promotion of competition in those sectors where effective competition is likely to be feasible; and
- (iii) the introduction of regulatory reforms to make regulation more effective for those segments where competition is not possible.

Regarding the first item, the 'Petroleum Act' determined, in its article 65, the legal unbundling⁶ of Petrobras' transportation activities, requiring the state company to create a subsidiary exclusively dedicated to the construction and operation of pipelines and marine terminals for the transportation of crude oil, oil products and natural gas. This measure aimed at avoiding cross-subsidies between competitive and monopolistic activities, as well as making easier the supervision and regulation of the segment considered as natural monopoly, specially the pipelines.

The promotion of competition where feasible has been implemented in different ways. Competition in production was pushed through the realization of annual bid rounds,⁷ in which companies compete in a tender for the right to explore (by concession) blocks within a certain area.

Concerning natural gas midstream, all producers could contract transportation capacity and act as shippers, offering their productions to distribution companies or directly to free consumers.⁸ Alternatively, these last agents—in fact, any agent, apart from Transport System Operators (TSOs)—could buy fuels from producers in the wellhead and contract transmission capacity with TSOs.

The transport activity has gone under an authorization granting system, in which agents were free to propose routes and capacities, and the only requirements were to

⁴ It is important to remark that the research and exploitation of oil and gas reserves, the refining, the imports and exports of oil and oil products and the transportation of oil, oil products and natural gas by sea or pipelines all remain as federal monopoly. However, the Federal Government can contract public or private companies to carry those activities.

⁵ P Joskow, 'Challenges for Creating A Comprehensive National Electricity Policy' Technology Policy Institute Keynote Speech, Washington DC, 2008.

⁶ In the legal unbundling model, the transportation company is required to be legally separate from companies with production and supply activities. Other unbundling models are accounting, functional and ownership unbundling.

⁷ The bid rounds were annually promoted by ANP until 2008. Due to the new discoveries in the pre-salt region, which gave rise to changes in the fiscal regime, and the ongoing discussion in the Congress about the distribution of oil and gas royalties, the tenders for exploration areas have been suspended since 2008.

⁸ The conditions ruling the classification of players as free consumers depends on each state's legislation, since this matter is under their regulatory jurisdiction. It is important to mention that not all states permit the existence of this type of agent.

run an open season procedure to offer capacity to the market⁹ and compliance with minimum project standards determined by the regulatory body regulations.

Initially, the 'Petroleum Act' had established a three-year period for fuel price liberalization, but price control was extended by Law 9.990/2000 until 31 December 2001. In the meantime, fuel prices should respect the limits jointly established by the Ministry of Mines and Energy and the Finance Ministry.

The implemented methodology was that natural gas sold by Petrobras to distribution companies had to respect a price cap set at 75 per cent of fuel oil regulated prices. However, from 1999, the Ministries decided fuel oil prices should follow international market prices, a fact that has led to high volatility in natural gas prices. As a result, in 2000, the Ministries of Mines and Energy and Finance defined a new pricing methodology for gas: prices to distribution companies would be the sum of a commodity price, set by those Ministries, and the transmission tariffs defined by ANP, which should progressively introduce the distance as a determinant of tariffs.

Nevertheless, the Ministries' regulation lost its effect by the end of 2001, aligned with the deadline established in the 'Petroleum Act' for fuel price liberalization, including natural gas. In respect to this last one, the lack of competitive forces in gas market motivated the CNPE to recommend the maintenance of regulated prices, but this measure has never been implemented.

All these changes in the industry structure clearly needed to be accompanied by institutional and regulatory reforms. As mentioned before, Petrobras could no longer be responsible for the oil and gas sector planning, since it should act, ideally, as any other company in a competitive market. Thus, duties related to energy policy and sector planning were transferred to the CNPE. It became responsible for the guidelines that rule the proceedings of the different governmental institutions involved in the oil and gas industry, especially the MME and ANP.

The main tasks of the ANP in the gas industry were, among others, the promotion of bid rounds to concede exploration blocks; to set the criteria ruling tariff calculation of pipeline transportation services; setting tariffs if parties do not freely agree on it; and to guarantee non-discriminatory third-party access to transportation pipelines and terminals.

In a nutshell, the liberal reform of the Brazilian oil and gas markets has pushed competition in production and retail, opening these segments to private companies while third-party access should enable new entrants to reach markets through the existing transportation infrastructure. Since Petrobras has been kept as a vertically integrated company—only legal unbundling of transportation segment was required—with a dominant position in all segments of the industry, it ought to be closely monitored by the ANP in order to avoid anticompetitive behaviour that could hamper the entrance of new

⁹ An open season can be defined 'as a routine that precedes the expansion of the transportation infrastructure in which a sponsor informs its investment plans to market participants and receives their demand for the services at offer. This consultation allows the sponsor to better assess the market's needs and dimension the investment accordingly' (G de B Cordeiro, 'The Role of Open Seasons in Gas Network Planning: Theory and Applications' Master Thesis, Université Paris-Sud XI, Paris, 2011). The requirement of an open season has not been raised by the 'Petroleum Act', but appeared in the regulations published by ANP.

agents in the market, as well as the abuse of its monopolistic position in what refers to price setting.

However, if the overall impression is that the reform has succeeded in the oil industry, the recent development of the natural gas market has shown that applying the same model used in the oil market was not enough to enforce a competitive environment in the Brazilian gas industry.

3. The development of the natural gas market and the reform of the Reform

Two of the main objectives of the reform, defined in Chapter 1 of the 'Petroleum Act', were to increase the share of natural gas in the national energy matrix and to promote a competitive environment where possible. While the reform has been successful in the first highlighted goal—figures have grown from 3.6 per cent in 1997 to 10.3 per cent in 2010¹⁰—the regulatory framework implemented have not changed the monopolistic structure of the Brazilian natural gas industry.

Even though production has been liberalized and bid rounds have taken place since 1999, Petrobras remains as the virtual vertically integrated monopolist of natural gas supply in the national market. This situation reflects not only its dominant position in natural gas production (Table 1), but also the fact that it owns all the natural gas processing plants in the country and the legislation does not enforce third-party access to this kind of installation. Hence, the few new producers are somehow compelled to sell their natural gas in the wellhead to Petrobras as, in most cases, the volume produced does not justify the investment in a processing plant.

Moreover, the transportation infrastructure is also almost completely controlled by the incumbent through its subsidiaries. Imports can either come from Bolivia, through the Bolivia–Brazil pipeline (GASBOL), or from the international LNG market,¹¹ using two regasification terminals, located in Rio de Janeiro and Rio Grande do Norte. In the first case, Petrobras's subsidiary Gaspetro owns 51 per cent of Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil (TBG),¹² owner and operator of the Brazilian portion of the pipeline. Other of its subsidiaries, Transportadora Associada de Gas (TAG), owns both LNG regas terminals and the great majority of the transport network, while Petrobras Transportadora S.A. (Transpetro) is responsible for the operation of it.¹³

As a consequence, Petrobras currently figures as the only shipper and supplier of natural gas in the Brazilian territory, although according to the 'Petroleum Act' the

¹⁰ Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2011). *Balanço Energético Nacional 2011*, Rio de Janeiro. Additionally, the natural gas transmission network has grown from around 4,000 km in 1997 to 9,426 km in 2011.

¹¹ Imports can also come from Bolivia through the Lateral-Cuiabá and from Argentina, through the Uruguiana-Porto Alegre (segment 1). However, due to problems related to domestic supply in Argentina and Bolivia, importing from Argentina has been suspended since mid-2008, and imports via Lateral-Cuiabá pipeline were reduced to negligible values.

¹² Other shareholders of the company are the holdings BBPP (29%), Transredes do Brasil (12%), AEI América do Sul (4%) e Bear Gás Participações (4%).

¹³ For a complete panorama of the Brazilian gas midstream, see ANP (2011) 'Análise da Regulamentação, da Estrutura da Indústria e da Dinâmica de Formação de Preços do Gás Natural no Brasil' Nota Técnica Conjunta SCM/CDC.

Table 1. Brazilian oil and natural gas production by operator (November 2011)

	Operator	Oil (bbl/d)	Natural gas (Mm ³ /d)	Total Production (boe/d)
1	Petrobras	1,968,903	65,897.31	2,383,397
2	Chevron Frade	73,272	869.81	78,743
3	Shell Brasil	67,895	896.12	73,531
4	Statoil	55,757	96.92	56,367
5	BP Energy	19,567	44.84	19,849
6	Sonangol Starfish	832	1.66	843
7	Petrosynergy	664	15.22	760
8	Gran Tierra	351	6.25	391
9	Partex Brasil	361	0.11	362
10	W.Petróleo	223	0.97	229
11	Petrogal Brasil	197	0.63	201
12	Panergy	0	29.26	184
13	Recôncavo E&P	150	0.56	154
14	UP Petróleo Brasil	77	1.33	86
15	UTC Engenharia	55	3.62	78
16	Severo Villares	39	1.23	47
17	UTC Óleo e Gás	39	0.91	45
18	Silver Marlin	31	0.99	37
19	Alvorada	27	0.2	29
20	Vipetro	10	0.03	10
21	Nord	9	0.01	9
22	Egesa	8	0.01	8
23	Central Resources	6	0.02	6
24	Cheim	5	0.17	6
25	Genesis 2000	2	0.003	2
	Total	2,188,482	67,868	2,615,373

Source: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - Novembro/2011—SDP/ANP (2012).

natural gas market is meant to be competitive. This market power is enhanced by Petrobras' strategy of being a shareholder in the natural gas distribution companies,¹⁴ usually designating the commercial director, responsible for negotiating gas purchase contracts.

The analysis of the Brazilian gas market structure makes clear the insufficiency of the reform initiated by the 'Petroleum Act' in order to lead the natural gas industry to a competitive functioning. The failure regarding this goal might be attributed to three deeply related reasons: (i) the maintenance of a vertically integrated incumbent; (ii) the lack of appropriate regulatory instruments to deal with a monopolistic market; and (iii) the federal and state regulatory environment, which introduced different goals and instruments in transport and distribution activities, respectively.

¹⁴ Gaspetro is currently shareholder in 20 out of 25 natural gas distribution companies in Brazil. The two biggest of them in terms of gas sales—COMGAS and CEG—do not have Gaspetro as a shareholder.

Table 2. Comparison between regulatory frameworks

	Law 9.478/97 ('Petroleum Act')	Law 11.909/09 ('Gas Act')
Network planning	Pipelines freely proposed by players	Pipelines proposed by MME (based in its 10 year network expansion plan-PEMAT)
Granting system for gas transport pipelines	Authorization granted by ANP	Concession [†] granted by ANP, agreement signed with the MME. Timespan: 30 years (can be extended up 30 additional years)
Transport tariffs	Negotiated between agents	Established (concession) or previously approved (authorization) by ANP
Gas transport agreement	Submitted to ANP until 15 days after signed	Previously approved by ANP
Gas storage	No regulation	Concession (hydrocarbons reservoirs or geological structures without hydrocarbons) or authorization (other structures)
Contingency	No regulation	Contingency Committee coordinated by MME, ANP supervises natural gas transport in the pipelines
Import and export	Authorized by ANP	Authorized by MME
Gas trading	Authorized by ANP	Authorized by ANP
Gas quality	Established by ANP	Established by ANP

Source: ANP's elaboration based in 'Gas Act' and in Presidential Decree 7.382/2010.

[†]Authorization for pipelines involving international agreements and existing pipelines (includes the ones under construction or with ongoing environmental licensing process on 3 May 2009).

Since the monopolistic structure of the natural gas industry was not substantially modified by the 'Petroleum Act', it should have provided the instruments to the involved institutions efficiently to regulate a concentrated market. However, that was not what happened. It has established that both third-party access and tariffs charged for transportation services would be negotiated by the involved parts, with the ANP intervening only in the case of dispute. Moreover, transportation contracts should be submitted to the ANP's supervision within 15 days after being signed.

So, under this monopolistic market structure, a consensus was built around the idea that light-handed regulation was not sufficient to deal with industry conditions and ought to be replaced by a more suitable regulatory framework.

As a result, after around three years of discussion in Congress, Law 11.909/09—the 'Gas Act'—was published on 3 March 2009. The law instituted a new set of rules for the natural gas industry, focusing on the transport, imports and exports activities, but also disciplining treatment, processing, storage, liquefaction, regasification and trade¹⁵

¹⁵ Concerns trade at the federal level. Trade to final consumers of piped gas has been kept under state legislation.

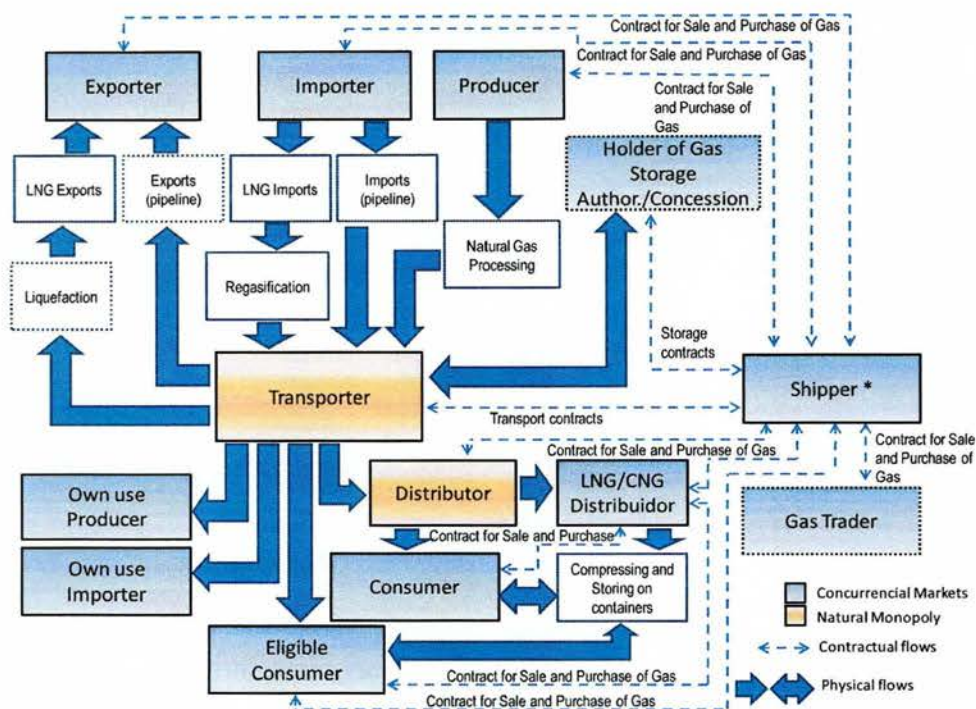


Figure 2. Contractual and physical flows in the Brazilian natural gas industry

Source: ANP. (2011). 'Análise da Regulamentação, da Estrutura da Indústria e da Dinâmica de Formação de Preços do Gás Natural no Brasil', Nota Técnica Conjunta SCM/CDC.

of natural gas. Figure 2 represents of the ideal market structure that the law was based on, showing the relation between the different players of the market.

Also, Table 2 summarizes the most important differences between natural gas regulation in the 'Petroleum Act' and in the 'Gas Act'.

4. Expected improvements

The new regulatory framework of the Brazilian natural gas industry is focused on four main issues: (i) lower transportation costs; (ii) market scrutiny of network planning and proposed pipelines; (iii) introduction of economic regulation by means of *ex-ante* approval of contracts and regulated access and tariffs; and (iv) storage and contingency regulation.

Lower transportation costs

One of the most notable modifications relates to network expansion planning. If before-hand transportation pipelines could be designed, constructed and operated by any agent as long as it complied with ANP's authorization requirements, the construction of new

gas pipelines¹⁶ must now follow a 10-year network development plan (PEMAT) issued by the MME.¹⁷

Due to the fact that now the MME determines which pipeline projects will be developed, there is the need to define who is going to construct and operate it. The chosen mechanism to define the TSO responsible for the construction and operation of the project is a tender procedure, conducted by the ANP, in which the competitor that accepts the lowest annual revenue to run that transportation service wins a 30-year concession.

In order to minimize competitors' annual revenue bids and, consequently, reduce gas transportation costs, the 'Gas Act' has defined that the tender procedure would be preceded by an open season procedure, in which shippers reserve long-term capacity in the to-be-tendered pipeline. By the end of the open season, interested shippers sign an agreement with the ANP in which they commit, in a non-returnable way, to contract a certain amount of capacity with the TSO that wins the pipeline tender.

The reasoning behind it is that the commitment agreement will decrease the volume risk of the TSO and this will be reflected in lower bids from the tender participants.

Market scrutiny of network planning and proposed pipelines

Moreover, the combination of open season and tender procedures has the potential to, at once, test the quality of government's network planning and optimize the suggested pipeline project.

Regarding the network planning scrutiny by the market, the fact that any of the industry's players are allowed to suggest pipeline projects to the MME opens the possibility for the market to fill the 'gaps' they eventually find in the PEMAT.

Furthermore, the open season notice will propose a pipeline project with determined routes and capacities designed based in an expected demand for capacity. This design will be confronted with shippers demand and adapted to the real market conditions within the open season procedure, resulting in a more efficient outcome.

Introduction of economic regulation: regulated access and tariffs; ex ante approval of contracts

Another positive aspect of the new legislation is that it has increased ANP's regulatory power, providing more adequate instruments to the regulatory body to deal with the market conditions and structure.

In the previous regulatory framework, tariffs charged for transportation services and access were defined by negotiation between each shipper and the TSO. Ideally, these negotiations should occur in fair basis and respect the non-discrimination principle,

¹⁶ Legally, new gas pipelines are defined as those which, on the date the 'Gas Act' was issued (on 3 May 2009), were not operational, under construction or on ongoing environmental licensing process. New pipelines involving international agreements have been kept under the authorization granting system.

¹⁷ PEMAT has been instituted by the Presidential Decree 7.382/2010, which details the 'Gas Act'. The studies that will shape PEMAT will be conducted by the Energy Research Company (EPE), a federal enterprise with several duties related to the Brazilian energy sector. Pipelines projects can be proposed by market agents, but they will only be developed if, after EPE's analysis, the MME includes it in the PEMAT.

otherwise players could ask for the ANP's intervention to set tariffs and guarantee access. Since the ANP could only intervene if provoked, it is not hard to accept that there might have been cases in which discriminatory tariffs or access conditions have been imposed to shippers without knowledge of the regulatory authority.

This situation was worsened by the *ex-post* submission of transportation contracts to ANP, since the reversal of agreements signed between private players is a hard task, especially in a market where most of the contracts are signed between companies from the same economic group.

Understanding the problems related to the weak supervision of transport and access agreements, the legislator has established in the 'Gas Act' that the ANP is now responsible for setting the maximum tariffs ruling open season and tender procedures¹⁸ for the construction of new gas pipelines as well as previously approving tariffs for authorized pipelines. What is more, the ANP will directly conduct the open seasons, instead of just supervising the procedure lead by the TSO as had been done previously. This should improve the transparency of the process and contribute to making access to networks easier for market participants.

Storage and contingency regulation

It is also worth mentioning that the 'Petroleum Act' has not instituted any kind of regulation on storage activities nor included a procedure to be applied in the event of natural gas supply contingency. These omissions were remedied by the 'Gas Act', which defined the ANP as the institution responsible for granting storage concessions or authorizations and established that it will supervise natural gas transportation in contingency situations, under MME's coordination.

5. Conclusions

This article has shown how the Brazilian oil and gas industry has been dramatically changed by the reform implemented in the second half of the 1990s. The most important landmark of this reform is the 'Petroleum Act', which has set a regulatory framework aiming at a transition from over 40 years of Petrobras monopoly to a competitive market with several players competing in production and supply.

The reform has succeeded in what refers to the oil market, as suggests the significant number of concessionaires of diverse sizes and nationalities operating in Brazil. Nevertheless, the structure of the natural gas market remained unchanged, with Petrobras being the major player in all links of the chain. This fact has motivated a reform of the reform, launched by the 'Gas Act',¹⁹ which established a new regulatory framework focused on the transport segment.

¹⁸ According to the new framework, the ANP will set the maximum tariffs shippers will pay for the transport services contracted in the end of the open season procedure. The ANP will combine these tariffs with the contracted capacity to calculate the maximum annual revenue that will work as a cap to tenders' bids. The discount in maximum revenue proposed by the winner of the tender will be fully transferred to decrease transport services tariffs.

¹⁹ Other relevant regulations regarding natural gas that have been already published are the Presidential Decree 7.382/2010, Order MME 472/2011, Order ANP 50/2011, Order ANP 51/2011, Order ANP 52/2011.

The new framework is yet to be completed by several regulations to be issued both by the MME and the ANP, but already introduces positive changes to the gas market. The most remarkable ones are the introduction of a concession granting system for new transport pipelines, the economic regulation of this segment by ANP, who is now responsible for tariff setting, and the procedures regarding storage regulation and contingency situations.

Although many advances were achieved with the new natural gas regulatory framework, some aspects of the industry organization which demanded regulatory action were left untouched, while others were treated by the new law without the proper regard for isonomic principles.

The first is that no additional limits on vertical relationships of the natural gas chain were established. Considering the current market structure, in which only one shipper responds to practically 100 per cent of the natural gas injected on the transport network and has relevant shares on every other links of the chain, vertical integration yields considerable market power. Moreover, the presence of a strong incumbent with a monopolistic position in the transport link leads to significant barriers of entry to new shippers willing to compete in the supply market. With the new concession granting system, this problem is likely to diminish, but it will be a long time until a new set of pipelines is developed and there is no restriction to Petrobras subsidiaries taking part into the tenders.



Desarrollo del Marco Normativo de la Industria Gasífera en Brasil

JOSÉ CESÁRIO CECCHI Y MELISSA CRISTINA
PINTO PIRES MATHIAS
(BRASIL)

José Cesário Cecchi

jcecchi@anp.gov.br

Economista, graduado por la Universidad Federal de Rio de Janeiro. Posee Doctorado en Planificación Energética por la misma institución. Fue Coordinador General de la Rio Ciencia 92, evento paralelo a ECO 92, reuniendo la comunidad de científicos nacional e internacional. Fue Coordinador Adjunto del Centro de Estudios de Energía - ENERGE, entre 1994 y 1997. Entre 1995 y 1998, fue Secretario Ejecutivo da Comisión Especial de la Matriz Energética del Estado de Rio de Janeiro - CEMEE. Desde 1998, trabaja en la Agência Nacional do Petróleo, inicialmente como Asesor Especial del Director y, actualmente, como Superintendente de Comercialización y Movimiento de Petróleo, sus Derivados y Gas Natural.

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

mmathias@anp.gov.br

Economista, graduada por la Universidad Federal de Rio de Janeiro. Posee maestría en Economía Industrial por la misma institución y Doctorado en Planificación Energética por la Coordinación de los Programas de Post-grad en Ingeniería de Universidad Federal de Rio de Janeiro. Ingresó en la Agência Nacional do Petróleo en 2001, donde actuó en el área de regulación económica del transporte de gas natural. En 2006 ingresó en Petrobras, donde actuó en el área de Marketing y Comercialización de Gas y Energía. Regresó a ANP al final del 2008, volviendo a trabajar con regulación económica de ductos. Desde 2008 es profesora en los cursos de graduación, maestría y doctorado en ingeniería de petróleo e ingeniería mecánica de la Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro (PUC-Rio).

1. Introducción

A partir de los fines de la década de 1970 una serie de países ha implementado reformas en sus sectores de infraestructura. La motivación para dichas reformas fue la introducción de la gestión de la libre iniciativa en actividades que anteriormente eran, a menudo, gestionadas por empresas de los gobiernos. Se creía que la iniciativa privada podría hacer una gestión más eficiente de dichas empresas, generando beneficios para la economía y para los agentes.

De esta manera, inicialmente en Europa y posteriormente en otras regiones del mundo, varias empresas estatales fueron privatizadas, pasando a las manos de la libre iniciativa. Pero, en el caso de industrias con características de monopolio natural (las industrias de red) era necesario que los gobiernos ejercieran algún tipo de control sobre la actividad monopólica, para evitar abusos y el ejercicio de poder de mercado por parte de los monopolistas.

Dos características principales estuvieron presentes en las reformas de los sectores de infraestructura: i) privatizaciones de las compañías, y ii) creación de organismos reguladores para monitorear las acciones de los agentes, en especial en las actividades de monopolio natural. El objetivo principal de los reguladores es garantizar la prestación de los servicios de manera eficiente, atendiendo los intereses de los consumidores respecto a calidad, seguridad y precios.

Como en el caso de otros países, Brasil también ha pasado por reformas estructurales en sus sectores de infraestructura, privatizando empresas y creando organismos reguladores. En el caso de la industria de hidrocarburos, no hubo privatización pero sí la exigencia de separación jurídica de las distintas actividades de las cadenas del petróleo y del gas. El marco legal de la reforma, publicado en el año 1997, creó un agente regulador con el objetivo de contratar, regular y fiscalizar las actividades integrantes de las industrias de petróleo y gas natural en Brasil.

GN – La Revista de Gas Natural

No obstante, es fundamental destacar que así como la industria es dinámica, la regulación también debe serlo. De esa manera, una vez que el marco legal original del gas natural no le confió al regulador brasileño las herramientas para introducir la competencia y garantizar los intereses de los consumidores, una nueva legislación fue publicada en 2009, para tratar específicamente del gas natural.

Este texto presenta la evolución del marco regulatorio en la industria de gas natural en Brasil. Para ello, está dividido en tres secciones además de esta introducción y de la sección conclusiva. La sección siguiente discute las características y los objetivos de las reformas de las industrias de infraestructura, por la cual han pasado una serie de países del mundo. A continuación, la sección 3 presenta el proceso de reforma en la industria del gas natural en Brasil. La sección 4 analiza el rol del regulador de la industria brasileña de gas natural bajo los marcos legales existentes. Finalmente, la sección 5 recupera las principales conclusiones presentadas a lo largo del artículo.

2. Modelo básico de reforma de las industrias de infraestructura

Las reformas de las industrias de infraestructura tienen como principal objetivo la introducción de competencia en las actividades potencialmente sujetas a competencia y el establecimiento de la regulación en las actividades de red, que son monopolio natural (Joskow, 1998; Sioshansi y Pfaffenberger, 2006; Vickers y Yarrow, 1991). Para que sea posible lograr un tratamiento diferenciado para cada una de las actividades de la cadena es necesario, por lo tanto, que dichas actividades sean separadas unas de las otras, ya que, históricamente, muchas empresas operaban de manera integrada. Con la separación, cada segmento pasaría a ser gestionado por diferentes agentes (con algunos de los segmentos sujetos a competencia y otros bajo la regulación).

Por eso, una serie de países adoptó el modelo de *unbundling*, o separación o separación de actividades de la cadena (Mathias y Szklo, 2007). De esta manera, se puede notar que el *unbundling* es una imposición de los gobiernos con el objetivo de introducir competencia, y no un resultado de las acciones de los agentes de mercado que, generalmente, buscan la integración (Baldwin y Cave, 1999).

No obstante el modelo de *unbundling* haya sido adoptado en una serie de países, las diferencias entre el nivel de desarrollo de las industrias en cada uno de los países generó diferentes niveles de separación de las actividades de la cadena. Los tres niveles observados en las reformas son: i) separación contable; ii) separación jurídica, y iii) separación propietaria.

El primer nivel determina que aunque una empresa opere en más que un segmento de la

cadena, cada actividad debe poseer cuentas separadas (para evitar la práctica de subsidios cruzados). En el caso de la separación jurídica, es necesario que cada actividad de la industria sea ejercida por empresas diferentes, pero no hay exigencias sobre el control accionario de cada una de las empresas. El nivel más restrictivo es el tercero, que establece límites a la participación de un grupo económico en el control societario de empresas que operen en una misma cadena industrial.

La separación de actividades es necesaria para introducir la competencia y también para permitir la introducción del acceso de terceros a las redes de transporte, que es un segmento de monopolio natural. El derecho de acceso de terceros a las redes de transporte supone que los titulares de las instalaciones (los transportistas) deben permitir a otras empresas (los cargadores, agentes que comercializan el gas natural) la utilización de sus infraestructuras para el transporte de gas natural, mediante un pago por el servicio de transporte prestado.

De hecho, cuando la separación de las actividades no permite la creación de un transportista independiente, la introducción de competencia en las actividades aguas arriba o aguas abajo no es efectiva (Mathias y Fidélis, 2009). Eso porque el transportista puede adoptar estrategias de discriminación de acceso, objetivando sus intereses, e inviabilizando la competencia en los demás segmentos de la cadena.

La separación de actividades, por lo tanto, obedece a los objetivos de introducir transparencia en los costes de las distintas actividades de la cadena, pero también de permitir que el acceso a las actividades monopólicas sea garantizado a todos los agentes que participan de los mercados competitivos aguas arriba y aguas abajo.

3. La experiencia brasileña de reforma: La industria de Gas Natural

En el caso de Brasil, las reformas institucionales han sido iniciadas con la publicación de dos Enmiendas Constitucionales (EC). La Constitución de Brasil, publicada en 1988, determinaba que la responsabilidad sobre la actividad de distribución de gas natural pertenecía a los Estados (provincias), y que la misma debería ser ejercida por empresa estatal. La Enmienda Constitucional n. 05/95, de agosto de 1995, estableció que la distribución de gas canalizado, de responsabilidad de los Estados, sería ejercida mediante concesión a empresas estatales o privadas. De esa manera, fue dado el primer paso para el ingreso de agentes privados en el sector brasileño de gas natural.

Tres meses después, en noviembre, fue publicada otra Enmienda a la Constitución (EC n. 09/95), la cual permitió la entrada de agentes privados en las actividades de producción, refino y

transporte de hidrocarburos (pues la legislación vigente determinaba que esas actividades eran monopolio de Petrobras).

En el año 1997 fue publicado el marco principal de la reforma en las industrias de hidrocarburos: la Ley 9.478/97, conocida como *Ley del Petróleo*. Dicha Ley estableció los objetivos para la política energética nacional, los cuales deberían ser definidos por el gobierno y seguidos por los agentes y creó el *Conselho Nacional de Política Energética* (Consejo Nacional de Política Energética – CNPE), con el objetivo de proponer al Presidente de la República las políticas nacionales para el sector de energía.

La Ley del Petróleo también creó la *Agência Nacional do Petróleo*¹, el regulador de las industrias de petróleo y gas de Brasil. A partir de la creación de ANP ese ente pasó a ser responsable por la reglamentación de la Ley, publicando reglamentos específicos para los temas regulados.

No obstante la introducción gradual de las reformas, se puede decir que la reforma del sector de hidrocarburos en Brasil fue peculiar, pues no hubo privatización o segmentación de la empresa estatal (Petrobras). La Ley del Petróleo exigió que Petrobras creara una empresa jurídicamente distinta para construir sus ductos y operar como transportista (separación jurídica), pero no exigió la separación societaria. De esta manera, Petrobras creó una empresa llamada Transpetro, que construye y opera sus ductos, pero dicha empresa pertenece exclusivamente a Petrobras.

Por lo tanto, el legislador claramente señaló el interés de separación de las actividades de la cadena. De hecho, la Ley determinó el segundo nivel en la separación de los segmentos de la industria: la separación jurídica. Simultáneamente, la legislación determinó la libertad de acceso de terceros a las redes de transporte (en ductos existentes o nuevos ductos). Se nota, por lo tanto, que la idea del legislador era separar la actividad de transporte y garantizar el acceso a las redes, con el fin de introducir la competencia en las actividades potencialmente competitivas y de regular la actividad de transporte, que es un monopolio, en acuerdo con los objetivos de las reformas de los sectores de infraestructura presentados y discutidos arriba.

La Ley del Petróleo trataba de los hidrocarburos de manera genérica, no habiendo distinción de tratamiento entre las industrias de petróleo y del gas natural. No obstante, las dos industrias poseen una lógica de funcionamiento distinta, principalmente en función de la existencia de actividades de monopolio natural en la industria de gas natural (los segmentos de transporte y distribución). Por esta razón, los agentes de la industria del gas natural han notado

las dificultades de aplicar la Ley del Petróleo a algunas situaciones en la industria del hidrocarburo gaseoso. Por eso, diversos agentes le solicitaron al gobierno la publicación de una nueva legislación, específica para la industria del gas.

En el año 2005 el Senado propuso un Proyecto de Ley para tratar del tema. Un año después fue propuesto un Proyecto de Ley por la Cámara de los Diputados. Los dos Proyectos han tramitado en el Congreso y en marzo del 2009 ha sido publicada la Ley 11.909/09, o "Ley del Gas", que ha implementado significativos cambios en la regulación en el segmento de transporte de gas natural, como se presentará adelante.

4. Marcos Legales de la Industria de Gas Natural en Brasil

Como se ha presentado en la sección anterior, los dos marcos legales que establecen las reglas para el funcionamiento y la regulación de la industria del gas natural en Brasil son la Ley 9.478/97 y la Ley 11.909/09. Ambas Leyes establecen un rol central a ANP en la regulación de las actividades económicas de la industria².

4.1 Ley 9.478/97 (Ley del Petróleo)

Bajo la Ley del Petróleo, ANP, a través de la regulación, contratación y fiscalización de las actividades económicas de la industria del petróleo, del gas natural y de los biocombustibles, debe implementar las políticas nacionales relativas a dichas industrias, con énfasis en la garantía del suministro y en la protección de los intereses de los consumidores respecto a precios, calidad y oferta de los productos.

Como dicho anteriormente, la Ley del Petróleo es amplia y trata de hidrocarburos líquidos y gaseosos. En el caso específico de la industria del gas natural, la Ley 9.478/97 trata del procesamiento y del transporte del gas natural, facultando a cualquier interesado el acceso a los ductos de transporte y a los terminales. Además de eso, la Ley determina que ANP es responsable por autorizar la construcción y la operación de las instalaciones de transporte. Así, a lo largo de su existencia, ANP exigió criterios mínimos para que los agentes pudieran ingresar en la actividad de transporte ductoviario de gas natural, construyendo u operando ductos.

Específicamente respecto a la regulación económica de la industria gasífera, la Ley del Petróleo estableció: i) el acceso negociado a las redes de transporte; ii) la regulación indirecta de las tarifas; y iii) la separación del segmento de transporte.

¹ El nombre y el alcance de las atribuciones del regulador fueron cambiados en 2004, por la Ley no. 10.847/2004. El regulador pasó a llamarse *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP*, y recibió la atribución de regular los biocombustibles.

² La Ley 9.478/97 no fue revocada con la publicación de la Ley 11.909/09. La nueva legislación ha añadido atribuciones a ANP en el tema de la regulación de la industria de gas natural.

Sobre el acceso de terceros a las redes, la Ley del Petróleo determinó la posibilidad de uso de cualquier interesado a las instalaciones de transporte (de petróleo o gas natural), conforme el artículo 58, abajo.

"Art. 58. Cualquier interesado puede solicitar el uso de los ductos de transporte y de los terminales marítimos existentes o futuros, a través de remuneración adecuada al propietario de las instalaciones."

§ 1º ANP fijará el valor y la forma de pago de la remuneración adecuada, caso no haya acuerdo entre las partes, cabiéndole verificar si el valor acordado es compatible con los valores del mercado."

No obstante la Ley 9.478/97 haya determinado el acceso de terceros a las redes de transporte, el acceso no era regulado, pero negociado directamente entre las partes. Luego, para acceder a un gasoducto uno había que negociar las condiciones del servicio de transporte (incluso las tarifas de prestación del servicio) con el transportista. En este caso, la participación del regulador en el proceso de acceso estaba limitada al caso de que los agentes no logran éxito en las negociaciones.

Respecto a las tarifas de transporte de gas natural, la Ley del Petróleo no permitía la determinación de las mismas por el regulador. Bajo la legislación, la actuación de ANP estaba limitada al establecimiento de los criterios para el cálculo de las tarifas (conforme determinado por el ítem VI del artículo 8º de la Ley del Petróleo, transcrito abajo), que eran directamente negociadas entre transportistas y cargadores.

"VI – establecer los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte por medio de ductos y arbitrar sus valores, en los casos y formas previstos en esta Ley;"

Finalmente, sobre la separación de las actividades de la cadena, como ha sido presentado anteriormente, la Ley del Petróleo exigió que Petrobras creara una empresa para construir y operar sus ductos.

"Art. 65. PETROBRAS deberá constituir una subsidiaria con atribuciones específicas de operar y construir sus ductos, terminales marítimos y embarcaciones para transporte de petróleo, sus derivados y gas natural, quedando facultado a esa subsidiaria la asociación, mayoritaria o minoritaria, con otras empresas."

La Ley 9.478/97, por lo tanto, determinó la separación jurídica de las actividades de la cadena, pero solamente para Petrobras, una vez que ella fue la única empresa explicitada en el texto legal. Para las demás empresas no había limitación o exigencia de separación de la actividad de transporte en la Ley. No obstante, la idea clara del legislador era la separación del transporte de las demás actividades de la cadena, motivo por el cual las normas de ANP siempre expresaron ese principio.

Además de los temas específicos tratados anteriormente, es importante destacar que no había un agente responsable para la planificación de las redes de transporte de gas natural. De hecho, la ampliación de los ductos existentes o la construcción de nuevos gasoductos dependían exclusivamente del interés de los agentes privados. Bajo la legislación anterior y sus reglamentos, para que un agente obtuviera autorización para construir un gasoducto, debería solicitar la autorización a ANP, presentando el proyecto del ducto y cumpliendo los requisitos establecidos en la norma (Orden ANP 170/98).

De lo expuesto se desprende que ANP era el regulador de la industria de gas natural, pero no poseía las herramientas necesarias para establecer una regulación en bases no discriminatorias, con equidad de condición entre los agentes y garantizando el acceso de terceros a las redes. La ampliación de la capacidad de transporte dependía de los intereses de los agentes del mercado, y la ausencia de limitaciones a las participaciones cruzadas de los agentes en los distintos segmentos de la cadena, permitió a Petrobras detener participación en casi todos los transportistas del país.

La Ley del Petróleo, por lo tanto, no contemplaba las especificidades de la industria de gas natural, en especial el carácter diferenciado de las redes de transporte, que son monopolios naturales. De hecho, el gas natural no recibía un tratamiento de fuente primaria de energía. Desde el punto de vista de la regulación del gas natural, la Ley 9.478/97 era incompleta, ya que no le daba a ANP los instrumentos para permitir el cumplimiento de los objetivos de la reforma y los principio de regulación.

4.2 Ley 11.909/09 (Ley del Gas)

En marzo del 2009 fue publicada la Ley del Gas, que trata de las actividades relativas al transporte, procesamiento, almacenaje, licuefacción, regasificación y comercialización de gas, con énfasis en la actividad de transporte. La Ley 11.909/09 determinó una serie de cambios en el funcionamiento del sector, con implicaciones directas sobre el proceso regulatorio de la industria brasileña de gas natural.

La primera gran alteración con relación a la Ley del Petróleo se refiere al proceso de planificación de las redes de transporte de gas natural. Bajo la Ley del Gas la planificación de las redes pasó a ser responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil. De esta manera, en la nueva legislación, cabe al MME proponer los ductos que deben ser ampliados o construidos.³

³ La proposición del MME considerará estudios propios (o realizados por la Empresa de Pesquisa Energética – EPE – una empresa del Estado con el objetivo de realizar investigaciones sobre los sectores energéticos de Brasil) o sugerencias del mercado. De esta manera, el legislador le

Después de la propuesta de MME, cabe al regulador (ANP) verificar el correcto dimensionamiento del ducto y definir la asignación de capacidad entre los cargadores interesados en la contratación de servicio de transporte firme en el ducto, lo que se hará a través del mecanismo Llamada Pública para asignación de capacidad. Ese procedimiento (Llamada Pública) fue establecido en la Ley como la única manera de asignar capacidad firme de transporte.

Aunque no existan etapas fijadas para el proceso de Llamada Pública (el procedimiento va a ser definido en reglamento de ANP), ésta deberá tener algunas de las etapas del Concurso Público para Asignación de Capacidad (CPAC)⁴, como la publicidad del proceso, el envío de las Manifestaciones de Interés por parte de los cargadores, la solicitud definitiva de capacidad por parte de los cargadores (análogo a las Propuestas Irrevocables) y la asignación de capacidad en bases no discriminatorias. Otras etapas del proceso fueron explicitadas en la Ley del Gas, como la definición de la tarifa máxima por parte de ANP y la firma de los Términos de Compromiso de compra de la capacidad solicitada durante el proceso de Llamada Pública.⁵ El mecanismo de Llamada Pública cumple con los objetivos de evitar que las inversiones sean realizadas con un dimensionamiento bajo su capacidad óptima, garantizar el acceso a los cargadores a la infraestructura y permitir que los cargadores iniciales tengan un período de uso exclusivo de la capacidad contratada (Mathias y Fidelis, 2009).

Con la capacidad del ducto definida y asignada entre los cargadores, la Ley del Gas exige un proceso de licitación (subasta pública) para elegir el transportista. La subasta será realizada por ANP y el vencedor deberá firmar un contrato de concesión con ANP. Esa es otra importante diferencia con relación al marco anterior, una vez que en el régimen anterior los transportistas recibían una autorización para construir y operar los ductos y ahora van a tener que firmar un contrato de concesión, teniendo, por lo tanto, derechos y obligaciones.

De esta manera, ahora hay un instrumento, dentro de la Ley, de garantía del acceso a las redes de manera no discriminatoria, ya que el transportista es definido después de los cargadores (en el caso de nuevos gasoductos). Para la expansión de ductos existentes, o en el caso del fin de un contrato de transporte, también será utilizada la Llamada Pública, garantizando a cualquier agente el ingreso en la capacidad de los ductos existentes.

da al Ministerio la responsabilidad de la planificación pero no excluye la participación del mercado en ese proceso.

⁴ CPAC es el procedimiento definido en reglamento de la ANP (Orden 027/05) para asignación de capacidad de transporte en el caso de ampliación o construcción de ductos.

⁵ Para detalles sobre las posibles etapas del proceso de Llamada Pública, ver Mathias y Cecchi (2010).

5. Conclusiones

Así como otros países, Brasil ha implementado reformas en sus industrias de infraestructura de manera general, y de hidrocarburos, de manera particular. En Brasil dos Leyes tratan del funcionamiento de la industria gasífera: la Ley del Petróleo, publicada en el año 1997 y la Ley del Gas, publicada en el año 2009.

La primera estableció la apertura del sector de hidrocarburos en el país, creando las bases institucionales para la planificación y regulación de las industrias de petróleo y gas natural. Fueron creadas instituciones como el Consejo Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional del Petróleo, esta última con el objetivo de regular las actividades de las cadenas del petróleo y del gas.

Respecto a la regulación de gas natural, aunque la Ley del Petróleo haya establecido los principios de no discriminación entre los agentes, no le dio a ANP las herramientas e instrumentos que permitieran implementar la competencia en la industria, garantizando equidad de condiciones a todos los agentes. Las reglas y los mecanismos de control instituidos en este marco legal se revelaron insuficientes para constituir una regulación efectiva en la industria de gas natural.

Algunas de las debilidades de la Ley del Petróleo tenían relación con la asimetría de información entre el regulador y los agentes regulados. De hecho, la Ley no le daba al regulador el derecho de verificar los registros de contabilidad de las empresas reguladas. Además, la Ley del Petróleo no estableció límites a la participación cruzada de los agentes a lo largo de la cadena, de manera que un mismo agente podía poseer participación integral en todos los segmentos de la industria, aún con empresas jurídicamente distintas.

Bajo la Ley del Petróleo, ANP no poseía la potestad de participar en el proceso de acceso de terceros a las redes, que estaba restringido a las negociaciones de los agentes. La participación del regulador se limitaba a los casos en que los agentes no lograran éxito en las negociaciones. También las tarifas eran negociadas directamente por los agentes de mercado durante el proceso de negociación de acceso a las redes. Por lo tanto, ANP poseía un rol muy limitado respecto al acceso, se restringiendo a los casos de solución de controversias.

El escenario ha cambiado con la publicación de la Ley del Gas, en marzo del 2009, ya que ese marco legal contribuyó al perfeccionamiento de los instrumentos regulatorios de la actividad de transporte de gas natural, añadiendo más solidez y transparencia en la normativa regulatoria de la industria.

Los principales avances del nuevo marco legal tienen relación con la disminución de la asimetría de la información, el aumento de instrumentos regulatorios a disposición de ANP para actuar en el

mercado y el crecimiento de la transparencia derivada de los dos primeros.

Sobre la reducción de las informaciones asimétricas, la Ley 11.909/09 permite que los órganos fiscalizadores tengan acceso, en cualquier época, a las obras, los equipos, las instalaciones y los registros de contabilidad de los agentes regulados. La Ley del Gas también determinó la obligación de separación de contabilidad entre las actividades de transporte y almacenaje de gas natural en el caso de que sean ejecutadas por el mismo agente concesionario.

Respecto al acceso, los nuevos mecanismos regulatorios, es decir, la Llamada Pública para asignación de capacidad de transporte firme y la subasta para elegir el transportista, contribuyen a aumentar la transparencia del mercado y la garantía del tratamiento no discriminatorio entre los agentes. Además de eso, la Ley del Gas determina que ANP publique las capacidades de movimiento existentes y no utilizadas en la infraestructura de transporte, así como las modalidades en que pueden ser contratadas.

Sin embargo, todavía hay un largo camino que recorrer por el regulador para establecer las reglas de funcionamiento del mercado. La Ley 11.909/09, que contiene las normas generales para la industria, será reglamentada por Decreto Presidencial. Después de publicado el Decreto, cabrá a ANP editar los reglamentos que tratarán dos temas específicos de la industria, como las reglas para las Llamadas Públicas, las reglas para la subasta de transporte y el mecanismo para el cálculo de las tarifas.

6. Referencias Bibliográficas

- Baldwin, R.; Cave, M. (1999). *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. Oxford University Press.
- Brasil (2009). *Lei 11.909/09*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.
- _____. (1997). *Lei 9.478/97*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.
- Joskow, P. (1998). Electricity Sectors in Transition. *The Energy Journal* 19. pp. 25-52.
- Mathias, M. C. P. P.; Cecchi, J. C. (2010). *Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural en Brasil: Evolución Reciente y Nueva Legislación*. In: *Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica*. 1ª ed. Madrid: Thomson Reuters, 2010, v. 1, p. 45-58.
- _____. (2009). *Regulación y Open Access en el Mercado de Gas Natural en Brasil*. I Congreso Internacional Desarrollo de la Industria del Gas Natural en Perú.
- Mathias, M. C. P. P.; Fidelis, M. A. B. (2009). *Diez años de experiencia regulatoria en el transporte de gas natural en Brasil: los desafíos de la ANP*. IV Congreso Iberoamericano de Regulación Económica.
- Sioshansi, F.; W. Pfaffenberger. (2006) (Eds.) *Electricity Market Reform: An International Perspective*, *Global Energy Policy and Economics Series*, Elsevier.
- Vickers, J.; Yarrow, G. (1991). Reform of the British Electricity Industry. *European Economic Review* 35. pp. 485-495. North-Holland.

PERSPECTIVAS DE LA REGULACIÓN ENERGÉTICA EN IBEROAMÉRICA



ariae

CNE



MITECO



THOMSON REUTERS

CAPÍTULO 4

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN BRASIL: EVOLUCIÓN RECIENTE Y NUEVA LEGISLACIÓN*

MELISSA CRISTINA PINTO PIRES MATHIAS

*Especialista en Regulación del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, Brasil)*

JOSÉ CESÁRIO CECCHI

*Director de Comercialización y Transporte del Petróleo,
de sus Derivados y del Gas Natural
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, Brasil)*

1. Introducción

En muchos países las industrias de infraestructura fueron desarrolladas por medio de empresas de los gobiernos. Eso fue particularmente verdad para las industrias con segmentos de monopolio natural, como las industrias eléctrica y de gas natural. No obstante, a partir de los fines de la década de 1970 esa estructura de gestión pasó a ser cuestionada, pues se creía que la iniciativa privada podría hacer una gestión más eficiente de dichas empresas.

Por eso, inicialmente en Europa y posteriormente en otras regiones del mundo, varias empresas estatales pasaron por un proceso de privatización, pasando a las manos de agentes privados. No obstante, en el caso de industrias de red, donde hay monopolio natural, era necesario que los gobiernos ejercieran algún tipo de control sobre la actividad monopólica, para evitar abusos y el ejercicio de poder de mercado por parte de los monopolistas.

Así es que las reformas en los sectores de infraestructura simultáneamente: i) pasaron la gestión de las empresas a la iniciativa privada (por medio de privatizaciones), y ii) crearon entes reguladores para monitorizar las acciones de los agentes, en especial en las actividades de monopolio natural. El objetivo principal de los reguladores es garantizar la prestación de los servicios de manera eficiente, atendiendo los intereses de los consumidores respecto a cualidad, seguridad y precios.

Brasil también ha pasado por reformas estructurales en sus sectores de infraestructura, privatizando empresas y creando organismos reguladores. En el caso de la industria de hidrocarburos, no hubo privatización pero sí la exigencia de separación jurídica de las distintas actividades de las cadenas del petróleo y del gas. El marco legal de la reforma, publicado en el año 1997, creó un agente re-

* La opinión de los autores no refleja la posición de la ANP.

gulador con el objetivo de contratar, regular y fiscalizar las actividades integrantes de las industrias de petróleo y gas natural en Brasil.

No obstante, es fundamental destacar que así como la industria es dinámica, la regulación también debe serlo. De esa manera, una vez que el marco legal original del gas natural no le confería al regulador brasileño las herramientas para introducir la competencia y garantizar los intereses de los consumidores, una nueva legislación fue publicada en 2009, para tratar específicamente del gas natural.

Este trabajo presenta la evolución del marco regulatorio en la industria brasileña de gas natural en Brasil. Para ello, está dividido en cuatro secciones además de esta introducción y de la sección conclusiva. La sección siguiente discute las características y los objetivos de las reformas de las industrias de infraestructura, por la cual han pasado una serie de países del mundo. A continuación, la sección 3 presenta el proceso de reforma en la industria del gas natural en Brasil. La sección 4 analiza el rol del regulador de la industria brasileña de gas natural bajo los marcos legales existentes. En la sección 5 son presentadas las atribuciones de los agentes en el nuevo marco de la industria gasífera de Brasil. Finalmente, la sección 6 recupera las principales conclusiones presentadas a lo largo del artículo.

2. Reformas de las industrias de infraestructura

El objetivo principal de las reformas en las industrias de infraestructura fue introducir competencia en las actividades potencialmente sujetas a competición y establecer regulación sobre las actividades de red, que son monopolio natural (Berg, 1998; Joskow, 1998; Sioshansi y Pfaffenberger, 2006; Vickers y Yarrow, 1991). Por lo tanto, era necesaria una separación de dichas actividades, ya que cada una de ellas pasaría a ser gestionada por diferentes agentes (algunas sujetas a competición y otras a regulación).

Esa separación de actividades de la cadena, o *unbundling*, fue el modelo adoptado en un gran número de países que implantaron reformas en sus industrias de infraestructura (Mathias y Szklo, 2007). No obstante su amplia utilización, el *unbundling* no es resultado de las acciones de los agentes de mercado, sino una imposición de los gobiernos con el objetivo de introducir competencia (Baldwin y Cave, 1999).

En función de las diferencias de la situación de cada país, en especial al nivel de madurez de las industrias, cada experiencia presentó diferentes niveles de separación vertical. Los tres niveles observados en las reformas son: i) separación de las cuentas; ii) separación jurídica, y iii) separación propietaria.

El primer nivel determina que aunque una empresa opere en más que una actividad de la cadena, cada segmento debe poseer cuentas separadas (para evitar la práctica de subsidios cruzados). El segundo nivel exige que cada actividad de la industria sea ejercida por empresas diferentes, pero no hay exigencias sobre el control accionario de cada una de las empresas. El tercer nivel, el más restrictivo, establece límites a la participación de un grupo económico en el control societario de empresas que operen en una misma cadena industrial.

Otro aspecto fundamental asociado a la separación de las actividades de la cadena es el relativo al acceso a las redes de transporte. Ya que en el caso de las industrias de red la actividad de transporte es un monopolio natural, uno de los objetivos de la reforma es separar el monopolista de los demás segmentos, para evitar prácticas discriminatorias de acceso a las redes.

De hecho, cuando el transportista no es independiente, la introducción de competencia en las actividades aguas arriba o aguas abajo no es efectiva (Mathias y Fidélis, 2009). Eso porque el transportista puede adoptar estrategias de discriminación de acceso, de acuerdo con sus intereses, e inviabilizar la competencia en los demás segmentos de la cadena.

La separación de actividades, por lo tanto, obedece a los objetivos de introducir transparencia en los costes de las distintas actividades de la cadena, pero también de permitir que el acceso a las actividades monopólicas sea garantizado a todos los agentes que participan de los mercados competitivos aguas arriba y aguas abajo.

3. Reforma en la industria de gas natural en Brasil

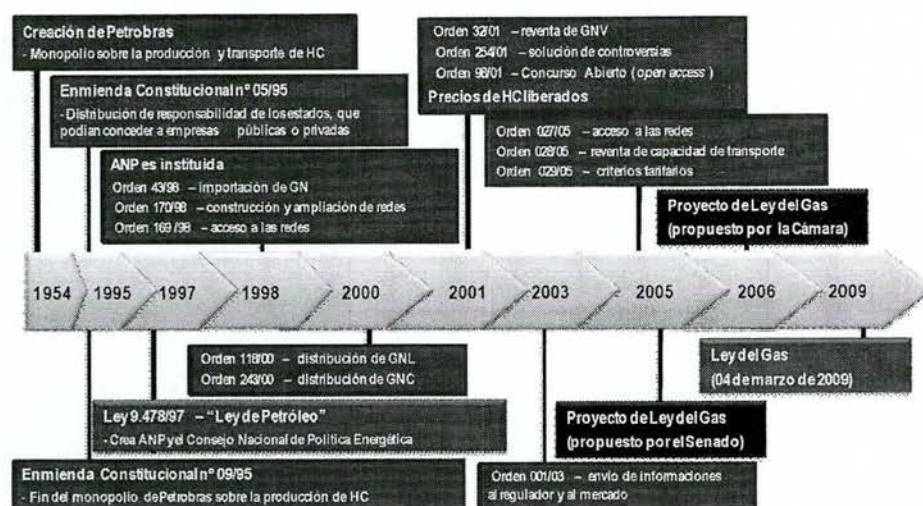
La reforma de la industria de gas natural en Brasil tuvo inicio con dos Enmiendas Constitucionales. La Constitución de Brasil, publicada en 1988, determinaba que la responsabilidad sobre la actividad de distribución de gas natural pertenecía a los Estados (provincias), y que la misma debería ser ejercida por empresa estatal. La Enmienda Constitucional n. 05/95, de agosto de 1995, estableció que la distribución de gas canalizado, de responsabilidad de los Estados, sería ejercida mediante concesión a empresas estatales o privadas. De esa manera, fue dado el primer paso para el ingreso de agentes privados en el sector brasileño de gas natural.

Tres meses después, en noviembre, fue publicada otra Enmienda a la Constitución (EC n. 09/95), la cual permitió la entrada de agentes privados en las actividades de producción, refino y transporte de hidrocarburos (pues la Constitución determinaba que esas actividades eran monopolio de Petrobras).

El marco principal de la reforma fue la publicación, dos años después, de la Ley 9.478/97, conocida como *Ley del Petróleo*. Esa Ley creó la *Agência Nacional do Petróleo*¹, el regulador de las industrias de petróleo y gas de Brasil. A partir de la creación de ANP ese ente pasó a ser responsable por la reglamentación de la Ley. Por lo tanto, desde el año 1998, cuando fue instituida, ANP pasó a publicar normas (reglamentos), sobre distintos temas de la industria, como muestra el gráfico 1.

¹ El nombre y el alcance de las atribuciones del regulador fueron cambiados en 2004, por la Ley n.º 10.847/2004. El regulador pasó a llamarse *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* – ANP, y recibió la atribución de regular los biocombustibles.

GRÁFICO 1.—Evolución institucional de la industria de gas natural en Brasil



Fuente: Cecchi y Mathias (2009)

La *Ley del Petróleo* también estableció los objetivos para la política energética nacional, los cuales deberían ser definidos por el gobierno y seguidos por los agentes (incluso ANP) y creó el *Conselho Nacional de Política Energética* (Consejo Nacional de Política Energética - CNPE), con el objetivo de proponer al Presidente de la República las políticas nacionales para el sector de energía.

La reforma del sector de hidrocarburos en Brasil, mientras tanto, fue peculiar, pues no hubo privatización o segmentación de la empresa estatal (Petrobras). De hecho, la Ley del Petróleo exigió que Petrobras creara una empresa independiente para construir sus ductos y operar como transportista (separación jurídica), pero no exigió la separación societaria. Así es que, Petrobras creó una empresa llamada Transpetro, que construye y opera sus ductos, pero dicha empresa pertenece exclusivamente a Petrobras.

De esta manera, el legislador claramente señaló el interés de separación de las actividades de la cadena. De hecho, la Ley determinó el segundo nivel en la separación de los segmentos de la industria: la separación jurídica. Simultáneamente, la legislación facultó a cualquier interesado el acceso a las redes de transporte (en ductos existentes o nuevos ductos). Se nota, por lo tanto, que la idea del legislador era separar la actividad de transporte y garantizar el acceso a las redes, con el fin de introducir la competencia en las actividades potencialmente competitivas y de regular la actividad de transporte, que es un monopolio.

Por lo tanto, la regulación del gas natural en Brasil fue dividida entre las esferas federal (desde la producción hasta los *city-gates*), y estadual (desde los *city-gates* hasta los consumidores finales). ANP regula las actividades de producción, tratamiento, transporte y calidad del gas natural mientras los Estados, por medio de

sus agencias reguladoras estatales o Secretarías Estadales de Energía, regulan la distribución de gas canalizado.

Las industrias petróleo y gas natural son dos industrias con lógica de operación distintas, principalmente por el hecho que la industria de gas posee segmentos de monopolio natural. No obstante, la *Ley de Petróleo*, que trata de los hidrocarburos de manera general, no establecía diferenciaciones de tratamiento entre las dos industrias. De esta manera, los agentes de la industria han notado las dificultades de aplicar la Ley del Petróleo a algunas situaciones en la industria del gas natural. Por eso, diversos agentes le solicitaron al gobierno la publicación de una nueva legislación, específica para la industria del gas.

En el año 2005 el Senado propuso un Proyecto de Ley para tratar del tema. Un año después fue propuesto un Proyecto de Ley por la Cámara de los Diputados. Los dos Proyectos han sido tramitados en el Congreso y en marzo pasado ha sido publicada la Ley 11.909/09, o «Ley del Gas».

Dicha Ley ha implementado significativos cambios en la regulación en el segmento de transporte de gas natural. La próxima sección presenta una comparación entre la regulación del gas natural en Brasil bajo la *Ley de Petróleo* y la *Ley del Gas*.

4. Regulación de la industria de gas natural en los dos marcos legales

Como se ha presentado en la sección anterior, los dos marcos legales que establecen las reglas para el funcionamiento y la regulación de la industria del gas natural en Brasil son la Ley 9.478/97 y la recién publicada Ley 11.909/09. Ambas Leyes establecen un rol central a ANP en la regulación de las actividades económicas de la industria².

4.1. LEY 9.478/97 (LEY DEL PETRÓLEO)

La *Ley de Petróleo* determina que ANP, a través de la regulación, contratación y fiscalización de las actividades económicas de la industria del petróleo, del gas natural y de los biocombustibles, debe implementar las políticas nacionales relativas a dichas industrias, con énfasis en la garantía del suministro y en la protección de los intereses de los consumidores respecto a precios, calidad y oferta de los productos.

Sobre la industria de gas natural, la *Ley del Petróleo* trata del procesamiento y del transporte del gas natural, facultando a cualquier interesado el acceso a los ductos de transporte y a los terminales. Además de eso, la Ley determina que ANP es responsable por autorizar la construcción y la operación de las instalaciones de transporte. Así, a lo largo de su existencia, ANP exigió criterios mínimos para que los agentes pudieran ingresar en la actividad de transporte ducto viario de gas natural, construyendo u operando ductos.

² La Ley 9.478/97 no fue revocada con la publicación de la Ley 11.909/09. La nueva legislación ha añadido atribuciones a ANP en el tema de la regulación de la industria del gas natural.

Específicamente respecto a regulación económica de la industria gasífera, la Ley del Petróleo estableció: i) el acceso negociado a las redes de transporte; ii) la regulación indirecta de las tarifas; y iii) la separación de la actividad de transporte.

Sobre el acceso de terceros a las redes (TPA – *third party access*), la Ley del Petróleo determinó que estaba asegurado a cualquier interesado el uso de las instalaciones de transporte (de petróleo o gas natural), conforme el artículo 58, abajo.

«Art. 58. Cualquier interesado puede solicitar el uso de los ductos de transporte y de los terminales marítimos existentes o futuros, a través de remuneración adecuada al propietario de las instalaciones.»

§ 1º ANP fijará el valor y la forma de pago de la remuneración adecuada, caso no haya acuerdo entre las partes, cabiéndole verificar si el valor acordado es compatible con los valores del mercado.»

Aunque la Ley del Petróleo determinara el acceso a las redes, dicho acceso era negociado entre las partes y no regulado por el ente regulador. De esta manera, para acceder a un gasoducto había que negociar las condiciones del servicio de transporte (incluso las tarifas de prestación del servicio) con el transportista. La participación de ANP en el acceso, por lo tanto, estaba limitada al caso de que los agentes no lograran éxito en las negociaciones.

Respecto a las tarifas de transporte de gas natural, la Ley del Petróleo no permitía que ANP determinara las mismas. La actuación de ANP estaba limitada al establecimiento de los criterios para el cálculo de las tarifas (conforme determinado por el ítem VI del artículo 8º de la *Ley del Petróleo*, transcrito abajo), que eran directamente negociadas entre transportistas y cargadores.

«VI – establecer los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte por medio de ductos y arbitrar sus valores, en los casos y formas previstos en esta Ley;»

Finalmente, sobre la separación de las actividades de la cadena, como ha sido presentado anteriormente, la Ley 9.478/97 exigió que Petrobras creara una empresa para construir y operar sus ductos.

«Art. 65. PETROBRAS deberá constituir una subsidiaria con atribuciones específicas de operar y construir sus ductos, terminales marítimos y embarcaciones para transporte de petróleo, sus derivados y gas natural, quedando facultado a esa subsidiaria la asociación, mayoritaria o minoritaria, con otras empresas.»

La *Ley de Petróleo*, por lo tanto, estableció la separación jurídica de las actividades de la cadena, pero solamente para Petrobras, una vez que ella fue la única empresa explicitada en el texto legal. Para las demás empresas no había ninguna limitación o exigencia de separación de la actividad de transporte en la Ley. No obstante, la idea clara del legislador era la separación del transporte de las demás actividades de la cadena, motivo por el cual las normas de ANP siempre expresaron ese principio.

Además de los temas específicos tratados anteriormente, es importante destacar que no había un agente responsable para la planificación de las redes de transporte de gas natural. De hecho, la ampliación de los ductos existentes o la construcción de nuevos gasoductos dependía exclusivamente del interés de los agentes privados. Bajo la legislación anterior y sus reglamentos, para que un

agente obtuviera autorización para construir un gasoducto, debería solicitar la autorización a ANP, presentando el proyecto del ducto y cumpliendo los requisitos establecidos en la norma (Orden ANP 170/98).

De lo expuesto se desprende que ANP era el regulador de la industria de gas natural, pero no poseía las herramientas necesarias para establecer una regulación en bases no discriminatorias, con equidad de condición entre los agentes y garantizando el acceso de terceros a las redes. La ampliación de la capacidad de transporte dependía de los intereses de los agentes del mercado, y la ausencia de limitaciones a las participaciones cruzadas de los agentes en los distintos segmentos de la cadena, permitió a Petrobras detener participación en casi todos los transportistas del país.

La *Ley de Petróleo*, por lo tanto, no contemplaba las especificidades de la industria de gas natural, en especial el carácter diferenciado de las redes de transporte, que son monopolios naturales. De hecho, el gas natural no recibía un tratamiento de fuente primaria de energía. Desde el punto de vista de la regulación del gas natural, la Ley 9478/97 era incompleta, ya que no le daba a ANP los instrumentos para permitir el cumplimiento de los objetivos de la reforma y los principios de regulación.

Además, es importante añadir que el marco legal publicado en 1997 no definía con claridad la frontera de competencia y los roles de los diferentes agentes que actúan en la industria. Finalmente, merece destacarse que la *Ley de Petróleo* no trataba de un tema de extrema importancia para el funcionamiento del mercado: las situaciones de contingencia en el suministro de gas natural. No había ningún tipo de regla u órdenes de prioridad para la entrega del gas natural en el caso de contingencia en el suministro.

4.2. LEY 11.909/09 (*LEY DEL GAS*)

En marzo del 2009 fue publicada la *Ley del Gas*, que trata de las actividades relativas al transporte, procesamiento, almacenaje, licuefacción, regasificación y comercialización de gas, con énfasis en la actividad de transporte. Dicha Ley determinó una serie de cambios en el funcionamiento del sector, con implicaciones directas sobre el proceso de regulación de la industria de gas natural en Brasil.

La primera gran alteración con relación a la legislación anterior se refiere al proceso de planificación de las redes de transporte de gas natural. Bajo la *Ley del Gas* la planificación de las redes pasó a ser responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil. Así, cabe al MME proponer los ductos que deben ser ampliados o construidos. La proposición del MME considerará estudios propios (o realizados por la Empresa de Pesquisa Energética – EPE – una empresa del Estado con el objetivo de realizar investigaciones sobre los sectores energéticos de Brasil) o sugerencias del mercado. De esta manera, el legislador le da al Ministerio la responsabilidad de la planificación pero no excluye la participación del mercado en ese proceso.

Después de la propuesta del MME, cabe al regulador (ANP) verificar el correcto dimensionamiento del ducto y definir la asignación de capacidad entre los cargadores interesados en la contratación de servicio de transporte firme en

el ducto, lo que se hará a través de la Llamada Pública para asignación de capacidad. Ese procedimiento (Llamada Pública) fue establecido en la Ley como única manera de asignar capacidad firme de transporte.

Aunque no existan etapas fijadas para el proceso de Llamada Pública (el procedimiento va a ser definido en reglamento de ANP), ésta tendrá algunas de las etapas del Concurso Público para Asignación de Capacidad (CPAC)³, como la publicidad del proceso, el envío de las Manifestaciones de Interés por parte de los cargadores, la solicitud definitiva de capacidad por parte de los cargadores (análogo a las Propuestas Irrevocables) y la asignación de capacidad en bases no discriminatorias.

Otras etapas del proceso fueron explicitadas en la *Ley del Gas*, como la definición de la tarifa máxima por parte de ANP y la firma de los Términos de Compromiso de compra de la capacidad solicitada durante el proceso de Llamada Pública. El gráfico 2, abajo, presenta las posibles etapas para el proceso de Llamada Pública, que todavía será reglamentado por ANP.

GRÁFICO 2.—Posibles etapas del proceso de Llamada Pública

Primera Etapa: Identificación de los potenciales cargadores:



Fuente: Mathias y Cecchi (2009)

El mecanismo de Llamada Pública cumple con los objetivos de evitar que las inversiones sean realizadas con un dimensionamiento bajo su capacidad óptima, garantizar el acceso a los cargadores a la infraestructura y permitir que los cargadores iniciales tengan un período de uso exclusivo de la capacidad contratada (Mathias y Fidelis, 2009).

³ CPAC es el procedimiento definido en reglamento de la ANP (Orden 027/05) para asignación de capacidad de transporte en el caso de ampliación o construcción de ductos.

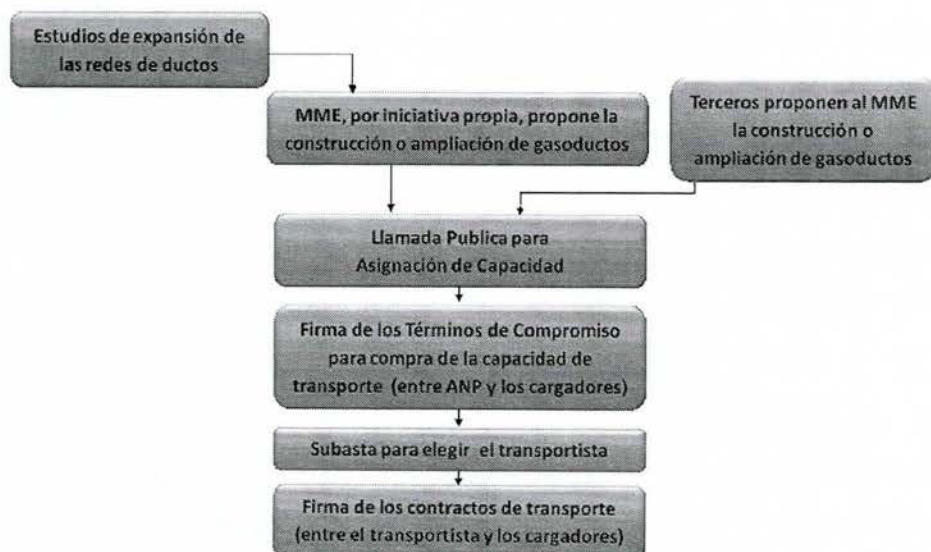
La *Ley del Gas*, por lo tanto, contempló un mecanismo de garantizar el acceso de terceros a las redes de transporte de gas natural similar al procedimiento que ya era previsto por los reglamentos de ANP. De hecho, el CPAC, instituido por la Orden ANP n° 027/05 y que tuvo como inspiración la experiencia internacional de «open season», fue prácticamente replicado por el gobierno en la Legislación específica para la industria del gas natural.

Con la capacidad del ducto definida y asignada entre los cargadores, la *Ley del Gas* exige un proceso de licitación (subasta pública) para elegir el transportista. La subasta será realizada por ANP y el vencedor deberá firmar un contrato de concesión con ANP. Esa es otra importante diferencia con relación al marco anterior, una vez que en el régimen anterior los transportistas recibían una autorización para construir y operar los ductos y ahora van a tener que firmar un contrato de concesión, teniendo, por lo tanto, derechos y obligaciones.

De esta manera, ahora hay un instrumento, dentro de la Ley, de garantía del acceso a las redes de manera no discriminatoria, ya que el transportista es definido después de los cargadores (en el caso de nuevos gasoductos). Para la expansión de ductos existentes, o en el caso del fin de un contrato de transporte, también será utilizada la Llamada Pública, garantizando a cualquier agente el ingreso en la capacidad de los ductos existentes.

El gráfico 3 resume las etapas para expansión de capacidad o construcción de nuevos ductos bajo la nueva legislación actualmente vigente en Brasil.

GRÁFICO 3.—Etapas para expansión de capacidad o construcción de nuevos ductos



Fuente: Mathias y Cecchi (2009)

5. Atribuciones de los agentes en la nueva Ley del Gas

Además de crear un mecanismo para garantizar el acceso de terceros a las redes de transporte de gas natural, la nueva *Ley del Gas* ha establecido con más claridad los roles de los distintos agentes que actúan en la cadena del gas natural.

Más allá de las atribuciones ya determinadas en la *Ley del Petróleo*, el nuevo marco legal de la industria gasífera establece un rol claro de definición de política en manos del *Conselho Nacional de Política Energética* (CNPE) y del Ministerio de Minas y Energía (MME). Cabe, por lo tanto, al CNP el establecimiento de directrices generales para la industria, como, por ejemplo, las directrices sobre la importación y exportación de gas natural. Otro importante rol del CNPE es la determinación de las situaciones que serán caracterizadas como situaciones de contingencia de suministro.

El MME cumple el papel de planificador de las redes, ya que es su responsabilidad proponer, por iniciativa propia o mediante solicitud de terceros, los gasoductos de transporte que deberán ser construidos o ampliados. De acuerdo con la *Ley del Gas*, el MME puede determinar que la capacidad de un gasoducto sea superior a la identificada en la Llamada Pública, definiendo los mecanismos económicos para viabilizar el proyecto.

Respecto a la construcción de nuevos gasoductos o a la ampliación de los ductos existentes y a la actividad de almacenamiento de gas natural, el Ministerio posee el poder de fijar, después de consultar ANP, el período durante el cual las instalaciones de transporte y almacenamiento de gas natural no estarán sujetas al acceso de terceros (plazo de exclusividad para los cargadores iniciales).

Finalmente, cuando el CNPE determine una situación de contingencia en el suministro, cabrá al MME coordinar el Comité de Contingencia, cuya composición y funcionamiento serán establecidos en Decreto Presidencial.

ANP, a su vez, ha recibido muchas nuevas atribuciones que han reforzado su rol de regulador en la industria del gas natural. Con la nueva legislación, ANP pasó a tener la potestad de fijar la tarifa máxima a ser aplicada a los cargadores interesados en la contratación de capacidad de transporte. El establecimiento de esta tarifa techo se hará durante el proceso de Llamada Pública, que será conducida por ANP.

Además de eso, la *Ley del Gas* explicitó el rol de ANP para regular y fiscalizar el acceso a la capacidad de los gasoductos, estableciendo los criterios para el cálculo de capacidad en los ductos de transporte de gas natural. Otra importante función de ANP es dar publicidad a las capacidades disponibles de transporte en los ductos, promoviendo la transparencia en el mercado. En ese contexto, ANP disciplinará la reventa de capacidad de transporte.

Respecto a la concesión de la actividad de transporte, ANP será responsable de elaborar las reglas de la subasta, así como de conducirla. En ese proceso, ANP elaborará el contrato de concesión que será firmado entre el ganador de la subasta y el poder concedente.

Sobre los contratos de transporte, ANP ahora debe homologar cada uno de ellos antes de ser firmados entre el transportista y el cargador. La idea es evitar

que dichos contratos posean cláusulas discriminatorias. Para los contratos firmados después del proceso de Llamada Pública y subasta, ANP exigirá un contrato *standard*, que será firmado por un transportista (ganador de la subasta) con varios cargadores (identificados en el proceso de Llamada Pública).

Aunque la *Ley del Gas* no haya establecido límites a las participaciones cruzadas de los agentes, la Ley determina que ANP debe aprobar, previamente, cambios en el capital social de la empresa concesionaria de transporte del gas natural.

La actividad de almacenamiento de gas natural será otorgada por ANP mediante autorización o concesión (dependiendo de la formación geológica utilizada). En el caso de concesión, cabe a ANP la promoción de la licitación, la realización de la subasta y la firma de contratos de concesión con la empresa ganadora de la subasta. Respecto a la operación de la infraestructura de transporte, ANP debe establecer patrones y parámetros relativos a la operación y el mantenimiento eficientes del sistema de transporte y al almacenamiento de gas.

De modo diferente a la actividad de transporte, la licuefacción y regasificación de gas natural serán otorgados por medio de autorizaciones de ANP. En este caso, ANP establecerá el reglamento para otorgar dichas actividades, y cualquier agente que manifieste interés en la construcción de una unidad de licuefacción o regasificación, podrá solicitar una autorización a ANP, sin la necesidad de proposición del MME.

Finalmente, sobre las situaciones de contingencia en el suministro, la *Ley del Gas* determinó que será responsabilidad de ANP ejercer la supervisión sobre el movimiento del gas natural en las redes de transporte y coordinar dicho movimiento en el caso de contingencia. Eso no significa que ANP vaya a operar los ductos, sino únicamente supervisar el movimiento y verificar que está de acuerdo con el establecido por el Comité de Contingencia, que será creado en cada caso de contingencia y coordinado por el Ministerio de Minas y Energía.

El Cuadro 1 resume los principales cambios regulatorios en la actividad de transporte de gas natural.

CUADRO 1.—*Resumen de los cambios en los marcos legales de la industria brasileña de gas natural*

Tema	Ley 9.478/97 («Ley del Petróleo»)	Ley 11.909/09 («Ley del Gas»)
Acceso	Negociado entre las partes	Regulado (definido en la licitación)
Tarifas de Transporte	Negociada entre las partes	Establecida por ANP
Almacenamiento	—	Concedido o autorizado por ANP
Importación	Autorizada por ANP	Autorizada por el MME
Comercialización	Libre	Autorizada por ANP
Contingencia	—	• Comité de Contingencia Coordinado por el MME • ANP debe realizar la supervisión del movimiento de gas natural en las redes
Transporte de gas natural	Autorizado por ANP • no había contratos firmados con el poder público • no había fecha de expiración de la autorización	Concedido por ANP • contratos de concesión firmados con ANP • 30 años Autorizado por ANP en casos particulares (gasoductos internacionales)
Calidad del gas	Establecida por ANP	Establecida por ANP
Contratos de transporte entre transportistas y cargadores	ANP recibía los contratos después de firmados	ANP necesita aprobar los contratos previamente
Nuevos gasoductos	Propuestos por los agentes del mercado	Propuestos por el MME

6. Conclusiones

Brasil ha pasado por importantes cambios institucionales en la industria de hidrocarburos, de manera general, y en la industria de gas natural, de manera particular. Actualmente, dos Leyes tratan del funcionamiento de la industria gasífera brasileña: la *Ley del Petróleo*, publicada en el año 1997 y la *Ley del Gas*, publicada en el año 2009.

La primera de ellas estableció la apertura del sector de hidrocarburos en el país, creando las bases institucionales para la planificación y regulación de las industrias de petróleo y gas natural. Fueron creadas instituciones como el Consejo

Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional del Petróleo, esta última con el objetivo de regular las actividades de las cadenas del petróleo y del gas.

Respecto a la regulación de gas natural, aunque la *Ley del Petróleo* haya establecido los principios de no discriminación entre los agentes, no le dio a ANP las herramientas e instrumentos que permitieran implementar la competencia en la industria, garantizando equidad de condiciones a todos los agentes. Las reglas y los mecanismos de control instituidos en este marco legal se revelaron insuficientes para constituir una regulación efectiva en la industria de gas natural.

Algunas de las debilidades de la *Ley del Petróleo* tenían relación con la asimetría de información entre el regulador y los agentes regulados. De hecho, la Ley no le daba al regulador el derecho de verificar los registros de contabilidad de las empresas reguladas. Además, la *Ley del Petróleo* no estableció límites a la participación cruzada de los agentes a lo largo de la cadena, de manera que un mismo agente podía poseer participación integral en todos los segmentos de la industria, aún con empresas jurídicamente distintas.

Bajo la Ley 9.478/97, ANP no poseía la potestad de participar en el proceso de acceso, que estaba restringido a las negociaciones de los agentes. Su participación solamente ocurriría en el caso de que los agentes no logaran éxito en las negociaciones. Las tarifas, de igual manera, eran negociadas directamente por los agentes de mercado. El acceso de terceros a las redes, por lo tanto, no era regulado y la actuación de ANP estaba limitada a los casos de solución de controversias.

La publicación de la *Ley del Gas*, en marzo del 2009, contribuyó al perfeccionamiento de los instrumentos regulatorios de la actividad de transporte de gas natural, añadiendo más solidez y transparencia en la normativa regulatoria de la industria.

De hecho, la transparencia es un aspecto de vital importancia, en la medida que la información plena es indispensable para el funcionamiento de los mercados competitivos. El principio de la transparencia fue reforzado en las nuevas reglas presentes en la *Ley del Gas*. Como se ha destacado a lo largo del texto, es responsabilidad de ANP promover la transparencia en el mercado durante la elaboración y realización del proceso de Llamada Pública, del proceso de subasta para concesión de nuevas instalaciones de transporte de gas, y la supervisión del movimiento de gas natural en las redes de transporte.

Los principales avances del nuevo marco legal tienen relación con la disminución de la asimetría de la información, el aumento de instrumentos regulatorios a disposición de ANP para actuar en el mercado y el crecimiento de la transparencia derivada de los dos primeros.

Respecto a la reducción de las informaciones asimétricas, la *Ley del Gas* permite que los órganos fiscalizadores tengan acceso, en cualquier época, a las obras, los equipos, las instalaciones y los registros de contabilidad de los agentes regulados. El nuevo marco legal también determinó la obligación de separación de contabilidad entre las actividades de transporte y almacenaje de gas natural en el caso de que sean ejecutadas por el mismo concesionario.

Sobre el acceso, los nuevos mecanismos regulatorios, es decir, Llamada Pública para asignación de capacidad de transporte firme y subasta para elegir el transportista, contribuyen a aumentar la transparencia del mercado y la garantía del tratamiento no discriminatorio entre los agentes. Además de eso, la *Ley del Gas* determina que ANP publique las capacidades de movimiento existentes y no utilizadas en la infraestructura de transporte, así como las modalidades en que pueden ser contratadas.

Sin embargo, todavía hay un largo camino a recorrer por el regulador para establecer las reglas de funcionamiento del mercado. La Ley del Gas, que contiene las normas generales para la industria, será reglamentada por Decreto Presidencial. Después de publicado el Decreto, cabrá a ANP editar los reglamentos que tratarán dos temas específicos de la industria, como son las reglas para las Llamadas Públicas, las reglas para la subasta de transporte y el mecanismo para el cálculo de las tarifas.

Referencias bibliográficas

- BALDWIN, R. y CAVE, M. (1999), *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*, Oxford University Press.
- BERG, S. V. (1998), «Lessons in Electricity Market Reform: Regulatory Processes and Performance», *The Electricity Journal*, pp. 13-20.
- BRASIL (2009), *Lei 11.909/09*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.
- (1997), *Lei 9.478/97*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.
- JOSKOW, P. (1998), «Electricity Sectors in Transition», *The Energy Journal* 19, pp. 25-52.
- MATHIAS, M. C. P. P. y CECCHI, J. C. (2009), *Regulación y Open Access en el Mercado de Gas Natural en Brasil*, I Congreso Internacional Desarrollo de la Industria del Gas Natural en Perú.
- MATHIAS, M. C. P. P. y FIDELIS, M. A. B. (2009), *Diez años de experiencia regulatoria en el transporte de gas natural en Brasil: los desafíos de la ANP*, IV Congreso Iberoamericano de Regulación Económica.
- SIOHANSI, F. y W. PFAFFENBERGER. (2006) (Eds.), «Electricity Market Reform: An International Perspective», *Global Energy Policy and Economics Series*, Elsevier.
- VICKERS, J. y YARROW, G. (1991), «Reform of the British Electricity Industry», *European Economic Review* 35, North-Holland, pp. 485-495.

CAPÍTULO 18

GNL EN BRASIL: REGULACIÓN E IMPLANTACIÓN DE LOS TERMINALES FLEXIBLES*

MELISSA CRISTINA PINTO PIRES MATHIAS

*Especialista en Regulación del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis(ANP, Brasil)*

JOSÉ CESÁRIO CECCHI

*Director de la Superintendencia de Comercialización y Transporte del Petróleo,
de sus Derivados y del Gas Natural
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis(ANP, Brasil)*

1. Introducción

La industria de gas natural pasa por un período de crecimiento en todo el mundo. Para atender a las necesidades de crecimiento de la demanda del hidrocarburo una serie de países necesita importar el gas natural, sea por medio de gasoductos de transporte, sea por medio de los buques metaneros, que transportan el gas natural en el estado líquido (el gas natural licuado-GNL).

En el caso de Brasil, hasta el año de 2006, ninguna empresa había solicitado al regulador autorización para construir instalaciones de liquefacción o regasificación de GNL. Mientras tanto, en el año de 2007 ANP recibió la primera solicitud de análisis de una instalación de regasificación, que sería ubicada en un buque metanero (regasificación *onboard*).

El marco regulatorio de la industria del gas natural en Brasil no poseía normas (ordenes) que trataran específicamente de las actividades de regasificación de gas natural y ANP no detenía el conocimiento necesario para analizar los procesos enviados por los agentes solicitantes. De esta manera, el regulador realizó actividades de capacitación de sus técnicos para que ellos pudieran analizar los procesos dentro de las mejores prácticas de regulación y garantizando la seguridad de las instalaciones.

Este trabajo presenta, por lo tanto, la experiencia regulatoria de ANP para la autorización de los terminales de GNL implantados en el país. El texto está dividido en cinco secciones además de esta introducción. En la sección siguiente se presenta el contexto de crecimiento brasileño de las importaciones de gas natural de origen boliviana. Ese aumento de dependencia de Bolivia culminó con la publicación, por parte del Consejo Nacional de Política Energética de Brasil de una Resolución estableciendo la necesidad de diversificación del suministro de gas natural. La sección tres presenta las acciones del regulador frente a la solicitud de autorización de construcción de instalaciones de regasificación en

* La opinión de los autores no refleja la posición de la ANP.

el país. El regulador creó un Grupo de Trabajo que viajó a los Estados Unidos, Reino Unido y España para aprender con la experiencia de los reguladores y empresas de dichos países. Dicha experiencia es relatada en la sección cuatro. La sección siguiente presenta las características de las instalaciones de regasificación autorizadas por ANP y construidas en el país. Finalmente, la sección seis presenta las conclusiones del proceso presentado a lo largo del texto.

2. Contexto histórico

Desde el punto de vista de la evolución de las fuentes primarias de energía, el uso del gas natural en Brasil puede ser considerado un fenómeno reciente. Diversas fueron las causas para el ingreso tardío de ese hidrocarburo en la matriz energética del país, pero se puede destacar:

- la abundancia de otras fuentes de energía (como el agua para la generación de electricidad);
- la ausencia de redes de transporte y distribución del hidrocarburo;
- la ausencia de reservas significativas de gas natural no asociado, y
- la baja competitividad del gas natural delante de otros energéticos.

El gas natural representó el 1% del total de la energía ofertada en Brasil solamente en el año 1980. Durante la década de 1980 fueron descubiertas las principales reservas actualmente en producción de petróleo y gas natural, en la cuenca de Campos (cerca de Río de Janeiro). Una vez que aproximadamente el 70% del gas natural producido en Brasil es asociado al petróleo, con el crecimiento de la producción del hidrocarburo líquido crece también la oferta del gas natural. Eso explica el continuo aumento en la participación del hidrocarburo gaseoso a lo largo de los años siguientes (como se puede ver en el cuadro 1).

CUADRO 1.—Participación relativa de los combustibles en la oferta interna de energía de Brasil

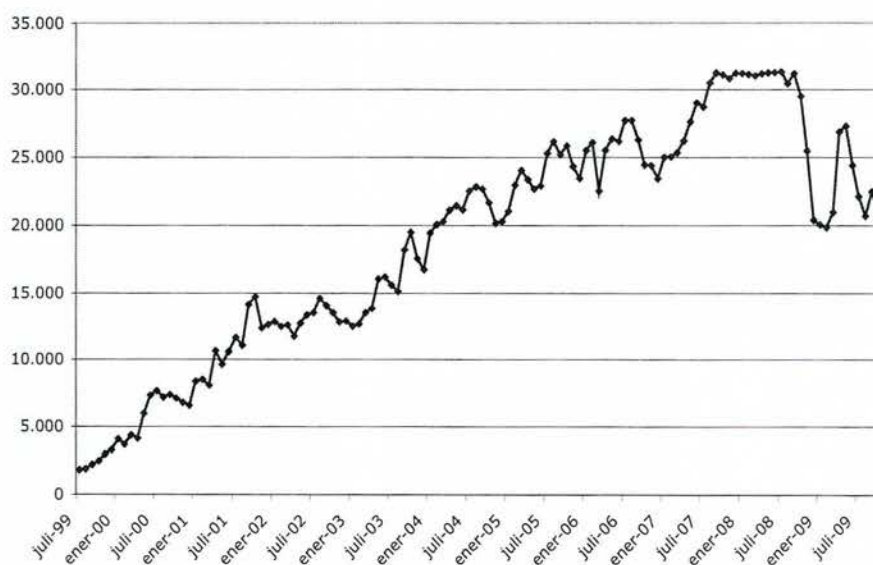
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007
Energía no renovable	41,6	52,0	54,4	48,2	50,9	54,7	59,0	55,5	54,1
Petróleo y derivados	37,7	47,8	48,3	37,6	40,7	43,4	45,5	38,7	37,4
Gas Natural	0,3	0,6	1,0	2,2	3,1	3,3	5,4	9,4	9,3
Carbón Mineral y derivados	3,6	3,5	5,1	7,6	6,8	7,4	7,1	6,3	6,0
Uranio y derivados	0,0	0,0	0,0	0,7	0,4	0,6	0,9	1,2	1,4
Energía Renovable	58,4	48,0	45,6	51,8	49,1	45,3	41,0	44,5	45,9
Hidráulica	5,1	6,8	9,6	11,8	14,1	15,3	15,7	14,8	14,9
Leña y Carbón Vegetal	47,6	36,3	27,1	25,1	20,1	14,3	12,1	13,0	12,0
Derivados de la caña	5,4	4,6	8,0	13,6	13,4	14,0	10,9	13,8	15,9
Otras Renovables	0,3	0,4	0,9	1,2	1,5	1,8	2,3	2,9	3,2
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Balance Energético Nacional (2008).

No obstante el aumento de la oferta por medio del crecimiento de la producción doméstica, un factor fundamental para la creación de nuevos mercados de gas natural en Brasil fue la importación de gas natural desde Bolivia. Las negociaciones entre Brasil y Bolivia para la compra de gas natural de origen boliviana a Brasil fueron iniciadas en el año 1937 (Behrens, 1990). Sin embargo, el contrato de compraventa de gas natural para importación del producto fue firmado en julio del 1997 y el Gasoducto Bolivia-Brasil (GASBOL) no se empezó a construir hasta finales del mismo año.

Las importaciones de gas natural desde Bolivia se iniciaron en julio del 1999, presentando un importante crecimiento en los años siguientes. De hecho, con la perspectiva de amplia disponibilidad del producto en el país vecino y con capacidad ociosa en el ducto muchos consumidores han cambiado de combustible, dejando de consumir óleos más pesados y pasando a consumir el gas natural. El gráfico 1 presenta la evolución de los volúmenes importados de gas natural desde Bolivia.

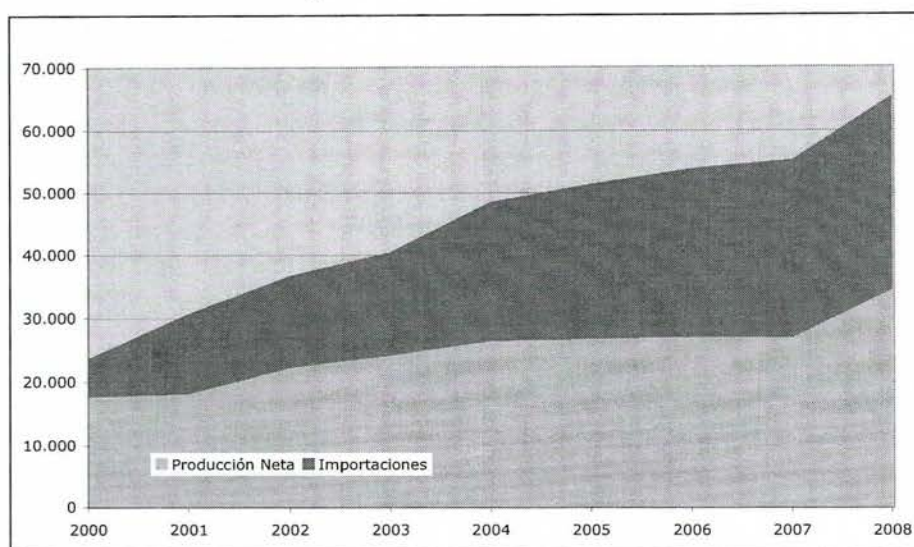
GRÁFICO 1.—*Importación de gas natural desde Bolivia*
(en mil m³/día)



Fuente: ANP (2009a)

Si, por un lado, las importaciones de gas natural desde Bolivia permitieron el crecimiento del mercado de gas natural en Brasil, por otro, también aumentaron la dependencia de Brasil con relación al gas natural del país vecino. Aunque la producción brasileña haya aumentado durante los diez últimos años, las importaciones también se han incrementado, como muestra el gráfico 2.

GRÁFICO 2.—Producción doméstica e importaciones de gas natural
(promedio anual – mil m³/día)



Nota: Producción Neta = Producción Total – Quema y Pérdidas – Consumo en la producción – Reinyección
Fuente: ANP (2009a)

Solamente una pequeña parte de esas importaciones era de origen argentino, siendo la gran mayoría originaria de Bolivia. Mientras el gasoducto Bolivia-Brasil posee capacidad para transportar 30 millones de m³/día de gas natural desde Bolivia, el gasoducto Uruguai-Porto Alegre, que conecta Argentina a Brasil, posee capacidad nominal de transporte de 12 millones de m³/día de gas natural, y conecta Argentina a una usina termoeléctrica (con potencia de 600MW) cerca de la frontera entre los dos países. El consumo industrial, por lo tanto, ancla para el desarrollo del sector y su principal consumidor, dependía de las importaciones bolivianas de gas natural.

En el 1 de mayo del 2006, cuando Bolivia suministraba aproximadamente mitad del gas natural ofertado a Brasil, el Gobierno Boliviano publicó el Decreto Supremo 28.701, que estableció la nacionalización de los hidrocarburos en aquel país, recuperando el Estado Boliviano la propiedad y el control total y absoluto de los hidrocarburos (ANP, 2006)¹. Aunque Brasil no haya experimentado interrupciones en el suministro, la publicación del Decreto y la consecuente transferencia de activos de producción y transporte de empresas privadas para el gobierno boliviano, aumentaron las incertidumbres con relación al cumplimiento de los contratos con Brasil.

¹ Cuando el Decreto Supremo fue publicado en Bolivia, estaba en curso el proceso de expansión de capacidad del Gasoducto Bolivia-Brasil, que pasaría de 30 millones de m³/día de capacidad a 45 millones de m³/día. Con la nacionalización de los hidrocarburos los agentes han desistido de la expansión y el proceso fue interrumpido (Mathias y Cecchi, 2009).

Ante la fuerte dependencia de las importaciones bolivianas y de las perspectivas de aumento en la demanda doméstica de gas natural, era necesario diversificar las el origen del suministro de gas a Brasil. De esta manera, el *Conselho Nacional de Política Energética* (Consejo Nacional de Política Energética), que es el órgano responsable del establecimiento de directrices para la importación y exportación de hidrocarburos en el país, atento a un posible problema en la oferta de gas natural en Brasil para atender la demanda nacional, publicó la *Resolução CNPE n.º 4*, de 21/11/2006.

La norma presentaba la importancia de la diversificación de las fuentes de suministro de gas natural para garantizar la fiabilidad del abastecimiento energético al mercado nacional. Por lo tanto, la Resolución de CNPE declaró prioritaria y emergente la implementación de proyectos de gas natural licuado (GNL). Siguiendo las orientaciones de CNPE, Petrobras anunció, en su *Plan de Negocios 2007-2011*, la construcción de dos terminales flexibles de regasificación de GNL para la importación del hidrocarburo.

En el segundo semestre del 2007 la empresa *Transportadora Associada de Gás* (TAG), una empresa transportista de gas natural del Grupo Petrobras, le solicitó a ANP la autorización para la construcción de dichos terminales. Mientras tanto, los proyectos eran diferenciados ya que consistían en buques metaneros con regasificación *onboard*, y ANP no tenía el conocimiento necesario para autorizar instalaciones como esas.

De esta manera, el agente regulador implementó acciones de capacitación de su cuadro técnico para permitir el análisis de todo el proyecto garantizando que las inversiones se realizarían bajo las mejores prácticas y siguiendo las normas de seguridad necesarias.

3. Acciones de ANP

Cuando Petrobras anunció la intención de construir los terminales de GNL y TAG le solicitó la autorización de construcción a ANP, no había (y todavía no hay) normas (órdenes) específicas sobre el tema GNL. No obstante, tres normas ya publicadas por la Agencia eran aplicables:

- Orden ANP 43/98, que trata de las importaciones de gas natural;
- Orden ANP 170/98, que reglamenta la construcción, la ampliación y la operación de las instalaciones de transporte de hidrocarburos y biodiesel, y
- Orden 027/05, que trata del acceso a las instalaciones de transporte de gas natural.

La Orden 170/98 establece, en su artículo primero, cuales son las instalaciones de transporte de hidrocarburos, incluyendo las unidades de licuefacción y regasificación de gas natural. A su vez, la Orden 027/05 reglamenta el uso de las instalaciones de transporte de gas natural por medio de ductos, mediante remuneración adecuada al transportista.

Bajo las reglas del Orden 027/05, la asignación de capacidad firme de transporte de gas natural debe realizarse por medio de un proceso llamado Concurso Público para Asignación de Capacidad, en el cual los cargadores interesados

pueden competir en igualdad de condiciones para acceder a la capacidad de las instalaciones de transporte de gas natural. Siguiendo la interpretación de ANP, por lo tanto, debería haber un proceso de CPAC antes de la construcción de cada terminal de regasificación de gas natural.

Mientras tanto, en función de la urgencia de construcción de las plantas de regasificación, para la garantía del suministro de gas natural al país, principalmente para la generación de electricidad, la *Resolução CNPE nº4/06* determinó que era necesario reducir el plazo para la implementación de los proyectos de suministro de gas natural. De esta manera, en función de la urgencia para el inicio de operación de los proyectos el proceso de Concurso Público para Asignación de Capacidad no fue realizado.

La responsabilidad legal para autorizar la construcción y la operación de las instalaciones de transporte en ANP es la Superintendencia de Comercialización y Transporte de Petróleo, sus Productos y Gas Natural. No obstante, en función del carácter inédito e innovador de los proyectos presentados por Petrobras (no había instalaciones similares en el país), la Superintendencia entendió que era mejor crear un Grupo de Trabajo, con diversas áreas técnicas de la Agencia, para analizar los proyectos para el proceso de autorización.

Así, fue publicada la Portaria ANP nº 217/07, en noviembre del 2007, creando un Grupo de Trabajo con especialistas de distintas Superintendencias de ANP para analizar la emisión de informes y documentos relacionados con los proyectos, para subsidiar la Directoria Colegiada, a la cual cupo otorgar las autorizaciones de construcción y operación.

El objetivo del Grupo de Trabajo fue analizar los proyectos propuestos por TAG con objeto de asegurar la integridad y la seguridad operacional de las instalaciones. De esta manera, seis diferentes áreas de ANP integraron el Grupo de Trabajo, coordinado por la Superintendencia de Comercialización y Transporte de Petróleo, sus Productos y Gas Natural (SCM/ANP). Además de SCM/ANP, integraron el GT las siguientes áreas:

- Superintendencia de Biocombustibles y Calidad de Productos (SBQ/ANP);
- Superintendencia de Desarrollo de la Producción (SDP/ANP);
- Superintendencia de Refino y Procesamiento de Gas Natural (SRP/ANP);
- Coordinación de Medioambiente (CMA/ANP), y
- Coordinación de Seguridad Operacional (CSO/ANP) (ANP, 2009b).

El Grupo de Trabajo ha estudiado la experiencia internacional en terminales de regasificación de gas natural y ha realizado visitas técnicas a otros órganos reguladores de gas natural y a instalaciones de regasificación de gas construidas o en construcción, como será detallado en la siguiente sección.

4. Enseñanza regulatoria

Una vez que Brasil no poseía instalaciones de GNL (ni de licuefacción ni de regasificación) era necesario capacitar a los integrantes del Grupo de Trabajo con

conocimiento suficiente para que pudieran analizar los procesos relacionados con los terminales flexibles de regasificación.

De esta manera, el regulador brasileño organizó visitas técnicas en instalaciones de GNL e instituciones ocupadas de la seguridad operacional (elaboración de normas) y órganos de gobierno que actúan en la regulación de instalaciones de GNL. En esas visitas fueron estudiados no solamente los procedimientos operacionales, sino también los aspectos económicos relacionados a la construcción y operación de plantas de GNL.

Fueron elegidos tres países con experiencia en el uso de GNL, con presencia significativa de terminales de regasificación: Estados Unidos, Reino Unido y España. En cada uno de esos países ANP contactó una institución, la cual organizó la visita de los representantes del regulador brasileño a empresas e instituciones relacionadas al GNL en sus países.

En el caso de los Estados Unidos, la visita fue organizada por la *US Trade and Development Agency*. La visita en el Reino Unido fue organizada por *UK Trade & Investment*. En España, la organización de la visita quedó a cargo de la Comisión Nacional de Energía, el órgano regulador de este país. Se presenta a continuación un resumen de las principales enseñanzas en cada una de las misiones internacionales realizadas por los técnicos de ANP.

4.1. ESTADOS UNIDOS

En el caso estadounidense las visitas comprendieron órganos reguladores, instituciones normativas, empresas de consultoría, asociaciones de la industria de gas natural, empresas operadoras de instalaciones de GNL y plantas de regasificación, localizadas en Washington, D.C., Filadelfia (PA) y Houston (TX).

En Washington la delegación de ANP realizó reuniones con órganos públicos como la *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC, la *Environmental Protection Agency* – EPA, la *U.S. Coast Guard* – USCG, el *Department of Transportation* – DOT y el *Department of Energy* – DOE. También fueron visitadas instituciones normativas como el *American National Standards Institute* – ANSI, la *American Society for Testing and Materials* – ASTM, el *American Petroleum Institute* – API, la *American Society Of Mechanical Engineers* – ASME y el *National Institute of Standards and Technology* – NIST, además de asociaciones de la industria de gas natural como la *Americas Gas Association* – AGA y la *Interstate Natural Gas Association of America* – INGAA.

De las reuniones y encuestas se verificó que hay atribuciones entre múltiples agentes regulatorios en el caso de construcción de terminales de GNL, dependiendo de su ubicación. En el caso de terminales costeros, a FERC actúa como líder regulador. Si el terminal esté en alto-mar (*offshore*), la responsabilidad regulatoria es de la Guardia Costera (USCG). Durante la construcción de los terminales de GNL hay una articulación entre FERC, USCG y DOT para acompañamiento de todas las fases de la construcción.

En Filadelfia se visitó la planta de *Philadelphia Gas Works* – PGW, una planta terrestre de *peak shaving* (para atendimento de la demanda de pico) de licuefacción y regasificación de gas. Esa planta recibe el gas desde los gasoductos,

hace la licuefacción (GNL), almacena en tanques con material aislante, abastece camiones de GNL, hace la regasificación y envía el gas natural (gaseoso) para la red de distribución local de Filadelfia/PA.

En la ciudad de Houston las visitas técnicas fueron concentradas en empresas que proyectan, construyen u operan instalaciones de GNL, como *Chevron*, y las consultorías CH-IV y *American Bureau of Shipping* - ABS y *Cheniere Inc.*, además de la visita a la planta industrial de almacenamiento subterráneo, *Bammell Storage Facility*, y las instalaciones de licuefacción de gas natural (*Peak Shaving Facility*) de *Clean Energy*.

En las visitas a las instalaciones industriales de Houston y Filadelfia se verificó la estructura logística de recibimiento, almacenamiento y entrega de gas natural en instalaciones de GNL, así como en el sitio de almacenamiento subterráneo de Bammell. En las reuniones con las empresas que construyen y operan terminales fueron discutidas informaciones relacionadas a la elección de ubicación de las plantas, informaciones sobre las etapas de construcción y la necesidad de licencias gubernamentales.

4.2. REINO UNIDO

Así como en el caso estadounidense, la misión en el Reino Unido contó con la visita a órganos gubernamentales y empresas. Fueron visitadas las siguientes instituciones:

- *Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform* – BERR;
- *Marine and Fisheries Agency* – MFA (ambos reguladores);
- *Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Science* – CAEFAS (órgano de control del medioambiente);
- *The Trade Association for the UK Onshore Gas Industry* – SBGI (asociación de negocios que reúne la industria *onshore* de gas natural del país);
- *Advantica*;
- *Penspen* (las dos últimas son empresas de consultoría que actúan en el área de planificación y proyecto de seguridad e integridad operacional);
- *Gas Strategies* (operadora portuaria);
- *BG Group*, y
- *Shell*.

Además, hubo una visita a la planta de regasificación DragonLNG.

En el viaje a Reino Unido la misión brasileña conoció el proyecto de tres terminales de GNL elaborados con filosofías distintas. El primero, ubicado en el Puerto de Teesside, fue proyectado en un escenario de precios crecientes de gas natural. Con precios más elevados que el precio *spot* Excelerate desarrolló un proyecto pionero que no necesitaba tanques de almacenamiento, ya que el propio buque metanero posee una planta de regasificación y descarga el gas natural (ya gaseoso) para los ductos terrestres, por medio de brazos de descarga de alta presión. Su ventaja frente a otros proyectos es su corto plazo para implantación.

El segundo proyecto todavía está en fase de implantación y se ubica en Chile, en la Bahía Quintero. Dicho proyecto está siendo implantado por BG, operando inicialmente con la utilización de un buque metanero que debe quedar atracado durante todo el proceso de regasificación (hay solamente la presencia de un pequeño tanque de almacenamiento, para los casos de emergencia). Cuando esté concluido, el proyecto tendrá sus tanques de almacenamiento. Su ventaja es poder utilizar cualquier buque metanero, sin necesidad de que el tenga regasificación *onboard*.

El tercer proyecto presentado fue el terminal DragonLNG, visitado por los técnicos de ANP. Ese es un proyecto convencional de GNL, estando compuesto por instalaciones de descarga de gas natural, ductos de transferencia, tanques de almacenamiento y planta de regasificación. El buque metanero sólo permanece en el terminal durante el tiempo de descarga, que es, generalmente, de 24 horas.

4.3. ESPAÑA

Las visitas técnicas realizadas en España fueron organizadas por el regulador de energía español, la *Comisión Nacional de Energía* (CNE). La misión se inició en Madrid, con reuniones entre los técnicos de los dos reguladores. También en la ciudad de Madrid fueron visitadas dos empresas: ENAGAS y Gas Natural. Posteriormente se visitaron las plantas de regasificación en Barcelona y Sagunto.

Durante las reuniones entre ANP y CNE el regulador español presentó la evolución regulatoria realizada en el país, principalmente a partir de la publicación de las Directivas de la Comunidad Europea, iniciada en el año 1998. Fueron discutidos también los aspectos relacionados con la regulación en la cadena del GNL. En la reunión con ENAGAS la empresa presentó su actuación como gestora del sistema gasífero español. Ya en la reunión con Gas Natural fue discutida, entre otros temas, la operación del terminal de regasificación de la Bahía de Bizkaia Gas (BBG), en Bilbao.

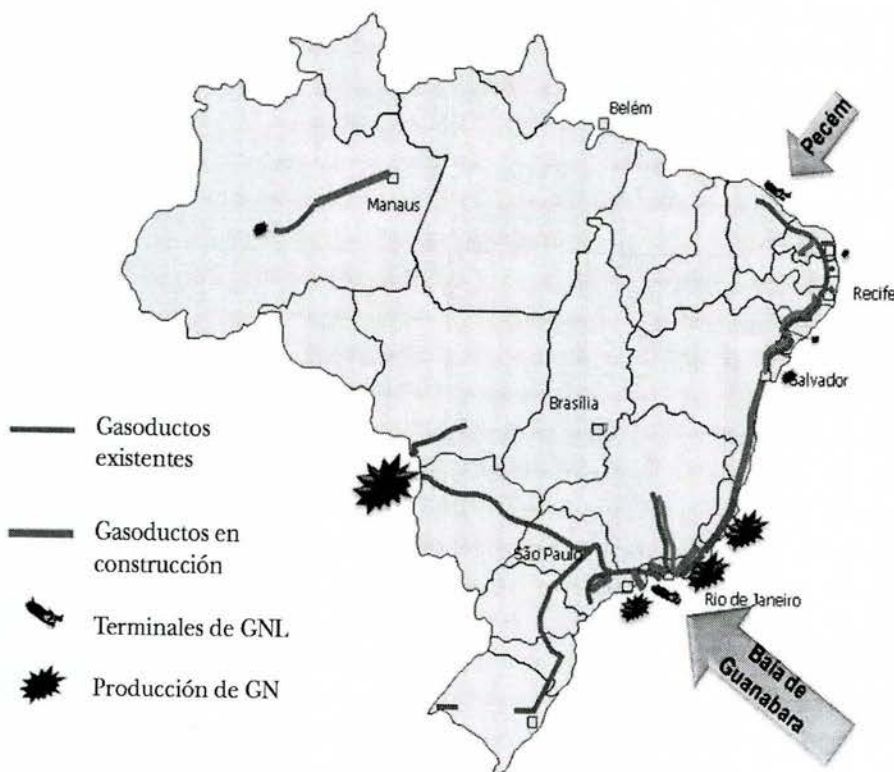
La comitiva de ANP visitó las instalaciones de la planta de regasificación de Sagunto, de propiedad de SAGGAS. Los representantes de la empresa expusieron los detalles de las etapas de construcción y operación de la planta. También fue visitada la planta de regasificación de ENAGAS en Barcelona.

Aunque los terminales visitados pertenezcan a empresas diferentes, son semejantes, bien en relación a sus objetivos, bien en la disposición de sus instalaciones. Además, en las visitas quedó clara la complejidad del sistema de almacenamiento y movimiento de gas natural licuado. Los tanques metálicos y la tubería, revestidos con anchas camadas aislantes (que mantienen el gas natural licuado en su interior) demandan más tiempo para la construcción y poseen costes más grandes que tanques y tuberías convencionales utilizados en terminales de líquidos. Además, esos sistemas de aislamiento térmico impiden permanentemente la apertura de los tanques, no permitiendo la realización de inspecciones internas.

5. Terminales flexibles

Petrobras ha propuesto la construcción de dos terminales flexibles de GNL, con regasificación *onboard*. La idea es garantizar el suministro de gas natural para generación de energía eléctrica. De esta manera, considerando las características del sistema eléctrico brasileño y la producción nacional de gas, Petrobras decidió que una de las plantas de regasificación quedaría en el Nororiente del país (en Pecém), y la otra planta sería ubicada en el Suroriente (Bahía de Guanabara – Río de Janeiro), como muestra el mapa 1.

MAPA 1.—Infraestructura de gas natural y localización de los terminales de GNL



Fuente: ANP

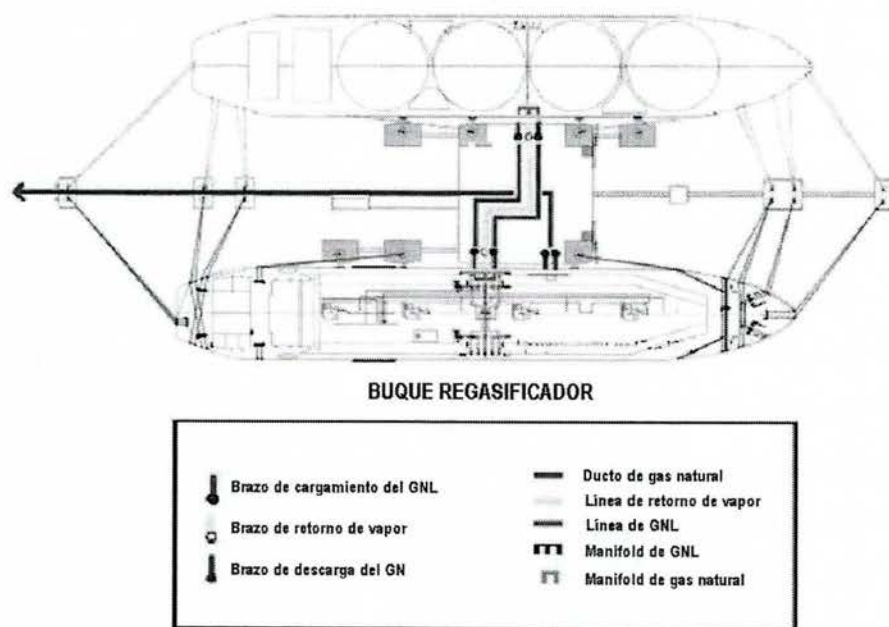
Los dos proyectos poseen la misma concepción, consistiendo en instalaciones marítimas para el atraque de buques metaneros, instalaciones de transferencia de GNL y de gas natural gaseoso, así como gasoductos que conectan dichas instalaciones a las redes de transporte de gas natural. De esta manera, los buques pueden operar como tanques de almacenaje de gas natural, y como plantas de regasificación de gas.

Los buques alquilados por Petrobras para regasificación del gas natural en dichos proyectos eran buques metaneros comunes, utilizados para el transporte de GNL, que fueron adaptados con instalaciones de regasificación.

El buque *Golar Spirit*, alquilado por Petrobras por diez años para operar en el terminal de Pecem, posee capacidad de regasificación de 7 millones de m³/día de gas natural y puede almacenar 129.000 m³ de GNL (aproximadamente 77,4 millones de m³ de gas - @ 1atm y 20°C). A su vez, el buque *Golar Winter*, alquilado para ser utilizado en Río de Janeiro (en el terminal de Baía de Guanabara), puede regasificar 14 millones de m³/día de gas natural y almacenar 138.000 m³ de GNL, o aproximadamente 82,8 millones de m³ de gas natural (@ 1atm e 20°C).

Además de poseer capacidad de almacenaje y regasificación distintas, los dos buques también difieren por el tipo de tanque de almacenaje. El buque *Golar Spirit* posee tecnología de tipo "Moss" mientras el buque *Golar Winter* posee tanque tipo membrana. La configuración de funcionamiento de los terminales es presentada en el gráfico 3.

GRÁFICO 3.—Esquema de los flujos en los proyectos de GNL de Brasil



Fuente: ANP (2009)

Los proyectos presentados fueron las primeras instalaciones de regasificación de gas natural de Brasil, permitiendo la diversificación del suministro de gas natural al país. Hoy el país puede importar el gas directamente de Bolivia o Argentina, por medio de gasoductos, así como importar de cualquier país que exporte GNL. Además de eso, los terminales de GNL de Brasil son flexibles y los buques pueden viajar para ser cargados con GNL en otros países.

6. Conclusiones

En función de la alta dependencia de las importaciones de gas natural de Bolivia y de la perspectiva de crecimiento de la demanda de gas natural del país, Petrobras decidió diversificar el suministro de gas natural y anunció la construcción de dos terminales de regasificación en el país.

Cuando eso ocurrió, ANP no poseía normas que trataran específicamente sobre instalaciones de regasificación de gas natural. De esta manera, para garantizar la integridad y la seguridad de las instalaciones que serían construidas, ANP creó un Grupo de Trabajo para tratar del tema y organizó misiones a países con experiencia en autorizar dichas instalaciones.

Los integrantes del Grupo de Trabajo visitaron diversas instituciones, gubernamentales y privadas, en los Estados Unidos, en el Reino Unido y en España, para aprender sobre el proceso de autorización en cada uno de esos países. Las visitas, las reuniones, las discusiones, los materiales y los contactos establecidos durante las misiones técnicas fueron fundamentales para añadir conocimiento en los procesos de construcción y operación de terminales de GNL. Durante las visitas técnicas los representantes de ANP adquirieron conocimiento y competencia técnica para analizar en detalle los pedidos para la construcción de los terminales flexibles de GNL, preservando el interés de los consumidores y garantizando la seguridad de personas y instalaciones durante las fases de construcción y operación de las plantas de regasificación.

La enseñanza regulatoria fue fundamental para que ANP pudiera autorizar los terminales brasileños dentro de las mejores prácticas adoptadas por los reguladores y por los agentes de mercado en países con amplia experiencia en el funcionamiento del mercado de GNL.

Referencias bibliográficas

- ANP (2009a), *Boletim do Gás Natural*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM/ANP.
- (2009b), *Experiência do Agente Regulador na Implantação dos Projetos de GNL no Brasil*. Nota Técnica nº 012/2009-SCM
- (2006), *Considerações da SCM/ANP acerca do Decreto Supremo nº 28.701 Editado pela Bolívia em 01 de maio de 2006*. Nota Técnica nº 012/2006-SCM.
- BEHRENS, A. (1990), Regional energy trade: Its role in South America, *Energy Policy*, March, pp. 175-185.
- BEN (2008), *Balanço Energético Nacional*. Ministério de Minas e Energia.
- MATHIAS, M. C. P. P.; CECCHI, J. C. (2009), *Regulación y Open Access en el Mercado de Gas Natural en Brasil*, I Congreso Internacional Desarrollo de la Industria del Gas Natural en Perú

ELECTRICIDAD E HIDROCARBUROS EN IBEROAMERICA

ASPECTOS REGULATORIOS Y MEDIOAMBIENTALES

ariae

THOMSON CONSULTING RESEARCH

CNE

CONSEJO NACIONAL

DE ENERGIA

DE ARGENTINA



CMTAS



THOMSON REUTERS

CAPÍTULO 8

INFRAESTRUCTURA Y REGULACIÓN DEL GAS NATURAL EN BRASIL¹

MELISSA CRISTINA PINTO PIRES MATHIAS
*Especialista en Regulación de la Superintendencia de Hidrocarburos Líquidos y Gas
Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP, Brasil)*

JOSÉ CESÁRIO CECCHI
*Superintendente de Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural
Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP, Brasil)*

1. Introducción

La *Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles-ANP* es el ente regulador de las industrias de hidrocarburos y biocombustibles en Brasil. Ese regulador fue creado por medio de la Ley n.º 9478/97 (conocida como Ley del Petróleo) y, a partir del año 1998, cuando fue, de hecho, constituido, el regulador empezó a publicar normas respecto a los temas regulatorios de su responsabilidad.

Uno de los principales asuntos relacionados a la industria del gas natural fue la regulación de la infraestructura de transporte. Era necesario publicar normas que garantizaran el acceso a los gasoductos, sin discriminación de los agentes y, simultáneamente, permitir la expansión de las redes, no maduras en el momento de la apertura del mercado. Todo eso con la preocupación en la protección de los intereses de los consumidores respecto a precio, calidad y oferta de los productos.

Este trabajo presenta las acciones de ANP respecto a la regulación de la infraestructura de transporte de gas natural en Brasil y la evolución de dichas redes de transporte. Para tanto, está dividido en cuatro secciones, además de esta introducción. La sección siguiente presenta el balance histórico de la regulación de las redes de transporte de gas, promovido por ANP a lo largo de sus doce años de actuación regulatoria. Luego, la sección tres hace hincapié sobre la importancia de la regulación de la infraestructura y sus impactos sobre los usuarios. Mas adelante, en la sección cuatro son presentadas las inversiones en infraestructura de transporte de gas natural en el país. Finalmente, la sección conclusiva recupera las principales discusiones de todo el texto y apunta para la importancia de la regulación y de la transparencia en la formación de las tarifas de transporte de gas natural.

2. Regulación de las redes de transporte de gas natural en Brasil

El proceso de reformas en la industria brasileña de hidrocarburos tuvo inicio en la década de 1990. Antes de eso el país poseía una única empresa, Petrobras, en prácticamente todas las actividades² de la cadena del petróleo y del gas natural. En el año 1995 dos Enmiendas Constitucionales (EC) cambiaron esa situación. La primera (EC n.º 05/95) determinó que los Estados de la Federación serían los responsables de la distribución de gas natural, y la segunda (EC n.º 09/95) determinó el fin del monopolio de Petrobras sobre las actividades de la cadena del petróleo y gas natural.³

La reforma tuvo continuación con la publicación de la Ley 9.478/97 (Ley del Petróleo). Ésta legislación introdujo la competencia en los distintos segmentos de la industria petrolera y de la industria de gas. Respecto a las inversiones en las redes de transporte de gas natural, la Ley estableció que la proposición para la construcción de ductos y las inversiones en dichos ductos eran de libre iniciativa de los agentes de mercado.

De esta manera, no había un agente responsable por la expansión de las redes, pero los agentes interesados en construir e invertir en gasoductos deberían solicitar una autorización del regulador, ANP, para realizar sus inversiones. Ese proceso perduró a lo largo de más de una década, y durante ese período los roles principales del regulador respecto al transporte del gas natural fueron:

- cuidar por el uso eficiente de las redes y por garantizar el derecho de acceso de los interesados en acceder capacidad en las redes de transporte de gas natural⁴, ya que esta actividad representa un monopolio natural, y
- establecer los criterios para la determinación de las tarifas de transporte de gas natural⁵.

Sobre el establecimiento de los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte, es importante destacar que, en el año 2000, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de la Hacienda publicaron una reglamentación específica, la Reglamento Interministerial MME/MF n.º 003/00, estableciendo las reglas para la determinación de los precios del gas natural para venta a las distribuidoras. El objetivo fundamental de la norma fue:

- la separación del precio máximo del gas en los puntos de entrega en dos parcelas, una referente a la remuneración del producto y otra asociada a la remuneración de los servicios de transporte;

² Solamente las actividades de refino y distribución de combustible no eran ejercidas por Petrobras como forma de monopolio.

³ Para una descripción detallada de la reforma de la industria brasileña de gas natural ver Mathias y Szklo (2007) y Mathias y Cecchi (2010).

⁴ Para tanto, ANP publicó una serie de normas (reglamentos) con el objetivo de evitar el tratamien-

- la introducción progresiva del factor distancia en el cálculo de los precios máximos de venta en los puntos de entrega.

Bajo la norma, los dos Ministerios determinaban la primera parcela (remuneración del producto), y ANP era responsable por la determinación de la segunda (remuneración de los servicios de transporte). De esta manera, ANP publicó un conjunto de reglamentos⁶, determinando los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte e introduciendo señales económicas (el factor distancia) para promover el uso eficiente de las redes de transporte.

Sin embargo, los precios de los combustibles fueran liberados en Brasil en el año 2002 y, de esta manera ANP, aún estableciendo los criterios para la determinación de las tarifas, dejó de establecer la parcela referente al transporte de gas natural en las tarifas de venta a las compañías de distribución de gas. En consecuencia, transportistas y distribuidoras negociaban libremente los precios y cesaba la obligatoriedad de la existencia de dos parcelas y la determinación de los precios por los dos Ministerios o por ANP.

Así, ANP continuó siendo responsable por la regulación relacionada a la construcción y la operación de los ductos de transporte de gas natural, pero dejó de poseer la potestad de establecer la parcela de transporte en las tarifas de gas natural, aunque la Ley de Petróleo determinara que ANP debería establecer los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte.

3. Impacto de la regulación de las redes de transporte sobre los usuarios

Los precios de los combustibles en Brasil fueran liberados en el año 2002, pero la Ley de Petróleo aún establecía que ANP debería fijar los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte de gas natural. Eso, porque uno de los roles de los entes reguladores es actuar en los segmentos de la cadena caracterizados como monopolios naturales. El objetivo del regulador es proteger los intereses de los consumidores en relación a precios y a calidad de los servicios, y evitar que el monopolista actúe explotando a los consumidores en función de su gran poder de mercado.

En una industria que posee una actividad de monopolio natural, dicha actividad es caracterizada por la presencia de costes promedios decrecientes de largo plazo y solamente una empresa es necesaria para suministrar todo el mercado de manera eficiente. En este caso, los consumidores deben ser protegidos de la explotación potencial del monopolista y deben recibir sus productos o servicios en un nivel mínimo de calidad (Gómez-Ibáñez, 2003). El regulador debe, por lo tanto, intervenir en el mercado de manera a proteger los intereses de los consumidores, contener las externalidades y reducir la asimetría de informaciones

burocrática y más independiente de influencias políticas –más comprometida con la solución del problema que con el proceso de negociación con los agentes– siendo, por lo tanto, el mejor agente para la defensa de los intereses difusos de los consumidores (Majone, 1996).

La industria de gas natural en Brasil posee una importante peculiaridad, ya que la responsabilidad sobre la distribución de gas natural canalizado pertenece a los Estados (provincias) de la Federación y no al Gobierno Federal. La Constitución determina que:

«Art. 25. Los Estados [Provincias] se organizan y son regidos por sus Constituciones y leyes, observados los principios de esta Constitución.

(...).

§ 2º Cabe a los Estados explorar directamente, o mediante concesión, los servicios locales de gas canalizado, en la forma de la Ley.»

Una vez que los Estados son los responsables por la actividad, la regulación de la misma también es una competencia de los Estados, y no del gobierno federal. O sea, ANP, el regulador federal, tiene poder para regular desde la exploración y producción de hidrocarburos hasta los *city-gates* o estaciones de entrega del gas natural, pero no posee competencia regulatoria sobre la distribución de gas. De esta manera, la regulación ejercida por ANP no afecta directamente los consumidores de gas natural, pero los concierne de manera indirecta.

La Ley de creación de ANP (la Ley del Petróleo) establece que una de las atribuciones del regulador federal es

«implementar la política nacional de petróleo, gas natural y biocombustibles, contenida en la política energética nacional, haciendo hincapié en la garantía del suministro de los derivados de petróleo, gas natural y sus derivados y de biocombustibles, en todo el territorio nacional, y en la **protección de los intereses de los consumidores respecto a precio, calidad y oferta de los productos.**» (Ley del Petróleo, artículo 8, I).

Luego, aunque la regulación federal sobre el gas natural no llegue directamente a los consumidores finales, ANP debe defender los intereses de los consumidores.

Cuando ANP actúa sobre la determinación de las tarifas de transporte de gas natural (sea estableciéndola de manera directa o determinando los criterios que deben ser considerados por los agentes para su cálculo), ella regula el monopolio natural y permite que los beneficios obtenidos en la actividad de transporte sean transferidos a los consumidores finales de gas natural.

Se puede concluir, por tanto, que la transparencia es fundamental para los agentes de mercado, pues solamente conociendo la estructura física de los ductos, así como el proceso de formación de los precios y tarifas los agentes pueden

Parte integrante do Avulso da MSF nº 44 de 2017.

La expansión de las redes de transporte de gas natural permite desarrollar nuevos mercados para el uso del gas, proporcionando a los consumidores una opción más de fuente energética. Además de eso, el aumento de la capacidad de las redes propicia más seguridad de suministro a los agentes, sea porque las redes son más robustas, sea porque un mismo punto de consumo puede ser suministrado a partir de más de un centro productor o importador del producto.

De esta manera, ANP, a lo largo de sus doce años de experiencia ha procurado incentivar el desarrollo de las redes de transporte de gas natural, pero siempre atenta a los requisitos de seguridad de las instalaciones y, desde el punto de vista económico, atenta al tratamiento no discriminatorio entre los agentes de mercado.

Aún no deteniendo el rol de planificador de las infraestructuras de transporte de gas natural, ANP ejerció su atribución de implementar la política nacional de gas natural protegiendo los intereses de los consumidores respecto a precio, calidad y oferta de los productos, en los procesos de autorización de construcción y ampliación de gasoductos de transporte de gas natural.

Antes de la publicación de la Ley del Gas (marzo del 2009), no había un responsable por planificar las redes de transporte de gas natural en Brasil y las inversiones dependían exclusivamente de los intereses de los agentes. Por lo tanto, cabía a ANP el análisis de los proyectos propuestos por los agentes y su aprobación (o no). En este análisis eran considerados no solamente los aspectos técnicos, pero también los de regulación económica, como la garantía de acceso a los interesados. Por esta razón, desde el año 1999 (el primer año de funcionamiento de ANP) el regulador se ha preocupado con la publicación de normas que garantizaban la no discriminación entre los cargadores de gas natural.

El reglamento publicado en 1999 (Reglamento ANP n.º 169/99) determinaba el derecho de acceso de los agentes interesados en obtener capacidad en las instalaciones de transporte de gas natural. La norma fue perfeccionada y sucedida por la Reglamento ANP n.º 098/01 y, posteriormente por la Resolución ANP n.º 027/05. Las dos últimas establecían un proceso de concurso público para asignación de capacidad en los gasoductos de transporte que serían construidos o ampliados.

En este proceso, el transportista informaba al mercado su interés en construir o expandir un gasoducto y cualquier agente interesado en contratar capacidad podía hacer su propuesta para participar en el proceso de construcción o ampliación de las redes. Eso podría resultar en un redimensionamiento de la capacidad de transporte originalmente propuesta por el transportista, evitando inversiones más bajas que el nivel eficiente. Otra ventaja es que el acceso a los ductos era garantizado desde la construcción o ampliación de la infraestructura de transporte, no siendo necesario un conflicto de acceso entre los agentes después del gasoducto ya construido y en operación.

empresa que podía construir y operar gasoductos. El uso del gas natural hasta los fines de la década de 1990 en Brasil era pequeño y centralizado en los Estados de Bahía, Rio de Janeiro y São Paulo.

Las inversiones hechas por la empresa estaban concentradas en la costa del país, cerca de las dos principales regiones productoras de gas natural (Cuenca de Campos, en Rio de Janeiro, y Bahía) y solamente en dos conjuntos de redes distintas, una al Nororiente del país y otra al Sureste, como se puede notar en el mapa 1.

MAPA 1.—Infraestructura de transporte de gas natural en Brasil en 1997, antes de la publicación de la Ley n.º 9.478/97



Fuente: ANP

Cuando la Ley del Petróleo fue publicada, en Gasoducto Bolivia-Brasil (GASBOL) ya estaba en construcción (el primer trecho, que sale de Bolivia hacia el estado de São Paulo). De hecho, los contratos para la ejecución de las obras fueron firmados en julio del 1997, después de décadas de negociación entre Bolivia y Brasil. Dos empresas, una en cada país, fueron responsables por operar el ducto. En Brasil la empresa transportista es la Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), cuya participación mayoritaria (51%) es de Gaspetro, una

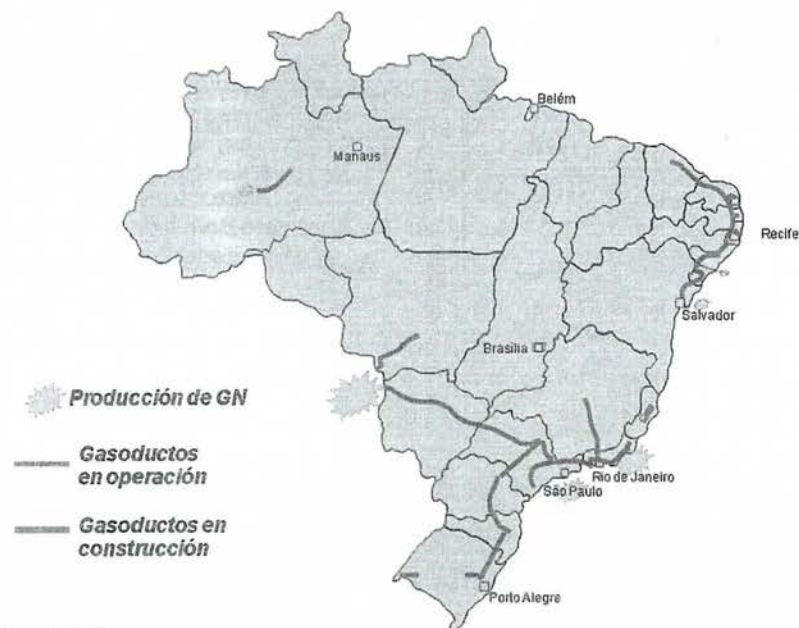
grupo ENRON y, posteriormente British Gas – BG) manifestaron interés en obtener capacidad en GASBOL. Inicialmente le solicitaron a TBG el acceso a dicho gasoducto (ya que, de acuerdo con la Ley, el acceso era negociado entre los agentes y el cargador debería solicitar el acceso directamente al transportista). Como las negociaciones no lograron éxito, los cargadores le solicitaron a ANP la intervención en el proceso de negociaciones para garantizar sus derechos de acceso, en conformidad con la Ley⁷.

Una vez que la Ley estableció que el acceso a los ductos fuera negociado, los agentes buscaron la Transportadora Brasileira Gasoduto, Bolivia-Brasil (TBG) para acceder a la capacidad de GASBOL. Así, en el primer semestre del 2000, Enersil, una empresa del Grupo Enron, le solicitó a TBG la contratación del servicio de transporte no firme en GASBOL. En el segundo semestre del mismo año, British Gas do Brasil Ltda. (BG) solicitó dos tipos diferentes de servicio de transporte a TBG, primeramente un firme de largo plazo y, después, un firme, pero de corto plazo. Mientras tanto, en los dos casos las partes no lograron éxito en la negociación, razón por la cual primeramente Enersil y, posteriormente, BG solicitaron la intervención de ANP para la solución de la controversia en el acceso a GASBOL.

Dichas solicitudes de acceso a un gasoducto recién-construido trajo a la discusión el problema de los *free-riders*, o sea, de los agentes que esperan que otros inviertan para aprovechar de las inversiones hechas, sin la necesidad de gastar recursos (Williamson, 1985). Ese es un problema particularmente relevante en el caso de países con una reducida red de transporte, ya que son necesarias inversiones para la expansión de las redes. En este caso, de manera general, los agentes esperan que los otros realicen las inversiones y nadie los hace, pues todos permanecen esperando.

Ese fue precisamente el caso de Brasil, un país con dimensiones continentales y con una red de transporte de gas natural bastante modesta en el momento de la reforma. Como consecuencia, aún la Ley de Petróleo haya abierto el mercado para inversiones privadas en la construcción de gasoductos, Petrobras continuó siendo el principal inversionista. De hecho, solamente una empresa, sin ninguna participación de Petrobras, realizó inversiones en infraestructura de transporte de gas natural, construyendo otro ducto con origen en Bolivia, hacia Brasil, con el objetivo de suministrar, exclusivamente, una usina termoeléctrica en Brasil: el gasoducto lateral-Cuiabá, como se puede ver en el mapa 2.

MAPA 2.—Infraestructura de transporte de gas natural en Brasil en 2005



Fuente: ANP

Ante esa situación, el regulador emprendió esfuerzos para evitar el comportamiento oportunista de *free-rider* de los agentes elaborando normas que establecían: i) la participación efectiva de los agentes interesados en obtener capacidad en el momento de la construcción o ampliación de los ductos de transporte, y ii) un período mínimo de exclusividad del uso de la capacidad de un gasoducto para los agentes que, de hecho, participaran de las inversiones.

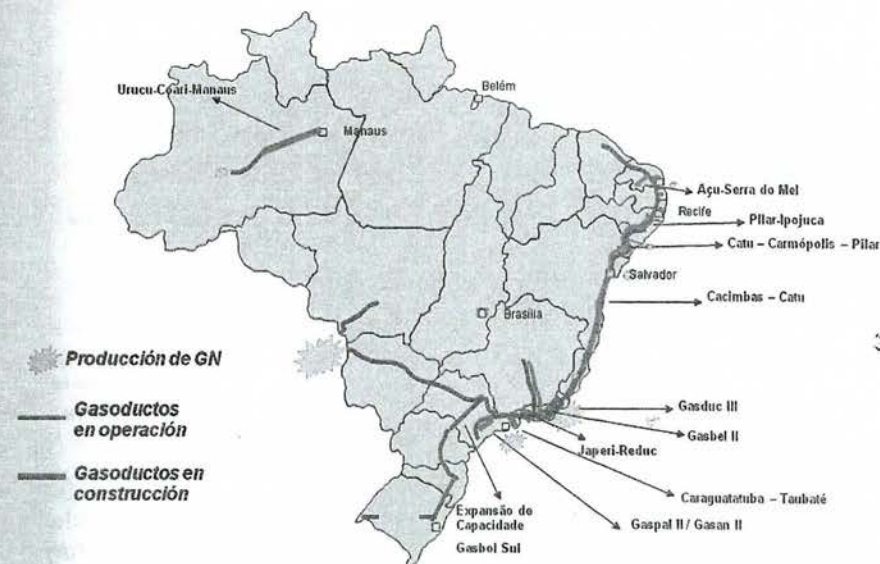
Dicha norma, la Resolución ANP no. 027/05, estableció, por lo tanto, el Concurso Público para Asignación de Capacidad, mecanismo por medio del cual el acceso a los ductos ocurriría en el momento de la expansión o construcción de lo mismo, y no después que el ducto se encontrara en operación. El primer gran proceso en el cual la normativa se utilizó fue para la expansión de capacidad de GASBOL, que pasaría de 30 millones de m³/día de gas natural a 45 millones de m³/día de capacidad de transporte. Ese proceso contó con la participación de cinco agentes del mercado que demostraron interés en actuar como cargadores⁸.

Mientras tanto, en mayo de 2006 fue publicado en Bolivia el Decreto Supremo n° 28.701, lo cual determinó la nacionalización de los hidrocarburos en aquel país, recuperando el Estado Boliviano la propiedad y el control total y absoluto

de gas natural en el país vecino alteró las expectativas de los agentes sobre la expansión de GASBOL y el proceso de concurso público para asignación de capacidad de transporte de gas natural fue cancelado.

Pero eso no impidió la expansión de las redes de gas natural en territorio nacional, debido ya al aumento de la demanda de gas natural, ya al descubrimiento de nuevas reservas de gas natural, principalmente en las cuencas de Santos (cerca de São Paulo y Rio de Janeiro) y Espírito Santo (cerca de Rio de Janeiro y Espírito Santo). En esta expansión de las redes Petrobras siguió siendo la única cargadora del gas natural, ya que posee la producción del gas y también participación en casi todas las compañías distribuidoras de gas natural del país. El mapa 3, presenta la situación de la infraestructura de transporte de gas natural en el año 2007, cuando los sistemas gasíferos aislados del país estaban en proceso de interconexión.

MAPA 3.—Infraestructura de transporte de gas natural en Brasil en 2007

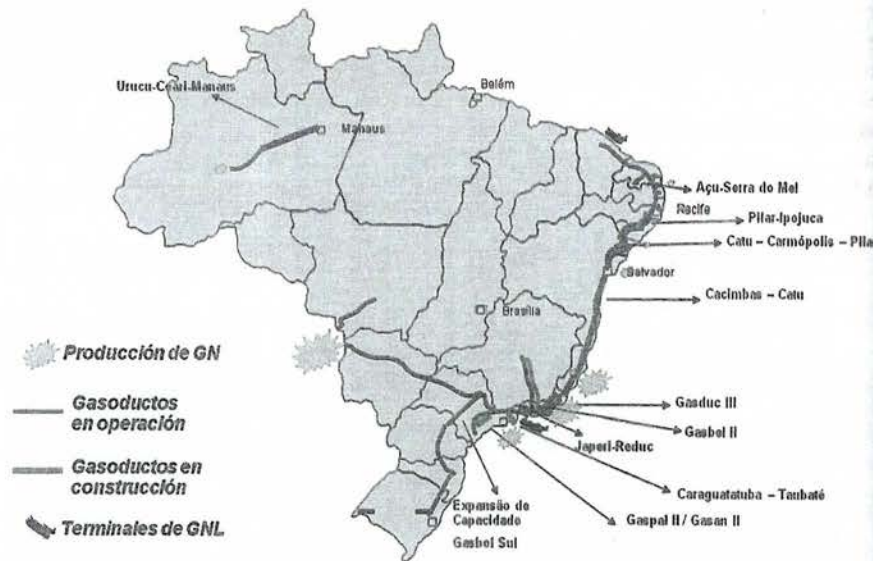


Fuente: ANP

Aunque el sistema de concurso público para asignación de capacidad de transporte de gas natural propuesto por el regulador no haya sido efectivo en introducir competencia en la actividad de transporte, ya que el proceso de expansión de GASBOL fue interrumpido y no hubo otros procesos con interés de otros agentes además de Petrobras, sí demostró ser una buena forma de permitir la expansión de las redes, con garantía de acceso a los interesados y evitando la

existentes y con capacidad disponible, ya sea en nuevos gasoductos. A pesar de haber sido establecido en la Ley, dicho mecanismo todavía no fue aplicado⁹. El mapa 4 presenta la estructura actual de transporte de gas natural en Brasil.

MAPA 4.—Infraestructura de transporte de gas natural en Brasil en 2010



Fuente: ANP

La gran diferencia de esta figura en relación al mapa anterior es la conclusión de la interconexión de las redes de las regiones Nororiente y Sureste y la presencia de dos terminales de regasificación de gas natural licuado.

Para el futuro, la ampliación o construcción de nuevos gasoductos deberá ocurrir por medio del proceso de Llamada Pública, el cual será conducido por ANP. Así, se permitirá simultáneamente la expansión de la infraestructura de transporte de gas natural del país, pero con garantía de acceso a los agentes que, de hecho, se muestran interesados en invertir.

5. Conclusión

El pasado reciente ha presenciado un importante crecimiento en la participación del gas natural en las fuentes primarias de energía en Brasil. Esto ha sido posible tanto por los nuevos descubrimientos de hidrocarburos como por las inversiones realizadas en un ambiente de reforma institucional en la industria de gas

la publicación de normas que tenían el objetivo, simultáneamente, de permitir la expansión de las redes y de garantizar el acceso a los gasoductos de transporte.

Antes de la reforma de la industria de gas natural en Brasil, la expansión de las redes dependía exclusivamente del interés de Petrobras. Con la publicación de la Ley del Petróleo, los agentes estaban libres para invertir en infraestructura, pero necesitaban de la autorización del regulador. La reforma y la apertura del mercado no eliminarán las inversiones en gasoductos de transporte; mientras tanto, Petrobras (por medio de sus empresas) ha seguido siendo el principal inversor.

La regulación de la infraestructura de transporte en Brasil ha evolucionado de manera importante durante los últimos años. Inicialmente, durante la vigencia exclusiva de la Ley de Petróleo, ANP publicó normas para disciplinar la expansión de las redes, permitiendo la entrada de nuevos agentes cargadores, pero evitando la presencia de *free-riders*, utilizando el mecanismo de concurso público para asignación de capacidad de transporte de gas natural. Dicho mecanismo fue reconocido como importante, de manera que el legislador lo incorporó a la nueva legislación del gas natural del país, la Ley n.º 11.909/09.

Bajo la nueva Ley, los nuevos gasoductos y las ampliaciones de los ductos existentes deben ser hechos por medio del proceso de Llamada Pública, conducida por ANP, donde se verificará el correcto dimensionamiento de los ductos y donde se permitirá el ingreso de agentes a la capacidad de transporte en dichos emprendimientos. Después de eso, se elegirá el transportista del ducto (o de su ampliación) por medio de una subasta pública.

La expansión de las redes de transporte de gas natural beneficia a los consumidores, que pasan a tener más opciones de suministro y cuentan con una infraestructura más robusta, menos sujeta a fallas o interrupciones. Otra ventaja es la posibilidad de reducción de las tarifas de transporte, dependiendo de la dimensión de los ductos. Es necesario advertir, mientras tanto, que para que las ventajas tarifarias lleguen al consumidor final, los reguladores estatales y el regulador federal deberán actuar de manera conjunta, primando la transparencia en el proceso de la formación de los precios y en el trasvase de parte de los beneficios a los consumidores.

Además de eso, la expansión reciente de las redes de transporte de gas natural en el país permitió la reducción de la dependencia de Brasil de las importaciones bolivianas y argentinas de gas natural. Hay nueva producción nacional de gas natural y, con la entrada en operación de los terminales de GNL, Brasil puede importar gas natural de un gran conjunto de países que poseen instalaciones de licuefacción de gas.

Referencias Bibliográficas

- CECCHI, J. C.; Mathias, M. C. P. P. A., «Regulação do Gás Natural», en Rogério Emilio de GÓMEZ-IBÁÑEZ, J. A., *Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion*. Harvard

- MATHIAS, M. C. P. P.; CECCHI, J. C., «Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural en Brasil: Evolución Reciente y Nueva Legislación», en Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía-ARIAE. (Org.). *Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica*. 1ª ed. Madrid: Thomson Reuters, v. 1, pp. 45-58, 2010.
- *Regulación y Open Access en el Mercado de Gas Natural en Brasil*, en I Congreso Internacional de Gas Natural-Desarrollo de la Industria del Gas Natural en el Perú: Crecimiento con Seguridad. OSINERGMIN, 2009.
- MATHIAS, M. C.; SZKLO, A., Lessons Learned from Brazilian Natural Gas Industry Reform. *Energy Policy* 35, pp. 6478-6490, 2007.
- WILLIAMSON, O. E., *The Economic Institutions of Capitalism*. Free Press: New York, 1985.

CAPÍTULO 9

EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL
EN EL PERÚ

ALFREDO DAMMERT LIRA

*Presidente del Consejo Directivo**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, Perú)*

1. Antecedentes

Hasta antes de la entrada en operación del proyecto de Camisea, la industria del gas natural en el Perú tuvo un desarrollo más bien limitado restringiéndose a las actividades de generación de electricidad y suministro en la zona de dos yacimientos en la costa norte y en la selva.

El primer desarrollo se dio en los yacimientos de la Costa Norte Continental, localizados en la cuenca petrolera de Piura y Tumbes. El gas natural está asociado al petróleo con reservas probables de solo 0.251 TPC. Este abastece a EEPISA (Empresa Eléctrica de Piura) del grupo Endesa (111 MW a gas natural en una central a ciclo simple). En los años noventa se desarrolló el yacimiento de Aguaytía, localizado en la provincia de Curimaná-Ucayali (a 77 km de Pucallpa (lote 31-C). Sus reservas posibles alcanzan solo los 0.44 TPC de Gas Seco (terapias cúbicas) y 20 millones de barriles de líquidos de gas natural. Este abastece a la empresa generadora Termoselva (161.5 MW en una central a ciclo simple), propiedad de actualmente de Duke Energy.

Considerando las reservas de los yacimientos de Camisea, las reservas probadas a diciembre de 2008 son cercanas a los 17 TPC, existiendo reservas no explotadas en la zona noroeste (cercanas a 5 TPC) y en la selva central y sur existe un potencial importante cuya magnitud real solo se sabrá con el avance de las actividades de exploración. Se estima un total cercano a los 40 TPC (cuadro 1).

CUADRO 1.—Reservas probadas de gas natural a diciembre del 2008

Zona	Probadas al 31.12.08 (TCF)
Noroeste	0,48
Selva Central	0,19
Selva Sur	
Lote 88 (*)	10,70
Lote 56	3,40
Total País	16,77



IBP1004_06

DESAFIOS PARA A INTEGRAÇÃO GASÍFERA NA AMÉRICA DO SUL

Melissa C. P. P. Mathias¹, Heloise H. L. M. da Costa², José Cesário Cecchi³

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

A América do Sul possui significativas reservas de gás natural, havendo relevante potencial para interconexão entre mercados consumidores e produtores deste energético, seja do ponto de vista da necessidade do primeiro grupo em garantir suprimento para seus mercados ou seja do ponto de vista do segundo grupo na necessidade de monetizar suas acumulações. Todavia, hoje o continente é dotado de pouca infraestrutura de transporte de gás natural tanto para abastecimento interno quanto de interconexão regional. Este trabalho procura destacar os principais desafios para a efetiva integração gasífera no continente sul-americano, com foco nas questões de cunho regulatório.

Abstract

South America possess significant natural gas reserves, having excellent potential for interconnection between consuming and producing market of this type of energy, either of the point of view of the necessity of the first group in guarantee suppliment for its markets or either of the point of view of second group in the necessity to monetize its accumulations. However, actually, the continent have little infrastructure of natural gas transport in such a way for internal supplying or regional interconnection. This article looks for to detach the main challenges for the effective gas integration in the South American continent, with focus in the regulatory issues.

1. Introdução

Recentemente, tanto a disponibilidade quanto o consumo de gás natural no mundo vêm se expandindo (BP, 2006). Tal fato é observado não apenas no âmbito mundial, mas pode também ser percebido em países específicos da América do Sul, sobretudo na Argentina, no Brasil e no Chile. Entre 1995 e 2005, as reservas provadas mundiais de gás natural tiveram um incremento da ordem de 25%, tendo o continente sul-americano acompanhado este movimento, com uma expansão de suas reservas gasíferas no patamar de 18% ao longo do mesmo período.

Neste contexto, durante a última década, a integração energética da América do Sul foi uma meta perseguida pelos países da região. Considerando o gás natural uma das fontes energéticas disponíveis para este processo, importantes projetos de infraestrutura foram planejados e/ou executados a fim de interligar os principais produtores e

¹ Economista, Mestre em Economia pelo IE/UFRJ, Doutoranda em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. – Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

² Economista, Mestre em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ – Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

³ Economista, Mestre e Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ – Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

mercados gasíferos do Cone Sul. Desta maneira, foram construídos gasodutos interligando a Argentina ao Chile e Uruguai e o Brasil à Argentina e à Bolívia.

A concepção de um mercado de gás natural integrado no Cone Sul pode propiciar significativos ganhos tanto para os produtores (garantindo retorno dos investimentos em exploração e produção), como para os consumidores (com o aumento da confiabilidade na disponibilidade do energético), e também para os estados nacionais (com expansão do montante de recursos advindos da atividade petrolífera/gasífera, que podem ser revertidos para a realização de projetos de desenvolvimento econômico e social).

Apesar de os objetivos de integração terem sido perseguidos ao longo da última década, por meio do desenvolvimento de alguns projetos, é possível verificar que ainda há uma carência de infraestrutura de transporte que consolide o processo de integração.

Este trabalho procura investigar, portanto, os principais desafios para a efetiva integração gasífera no continente sul-americano. Para atingir este objetivo, o artigo está estruturado da seguinte maneira: as duas primeiras seções apresentam um breve panorama da oferta e demanda de gás natural no continente, em particular no Cone Sul, destacando, também, a infraestrutura de escoamento do energético em operação e em estudo. Em seguida são mencionados, nos dois tópicos subsequentes, os principais entraves para a consolidação do processo de integração gasífera, fazendo destaque aos desafios de cunho regulatório mais evidentes. Por fim, são feitas algumas considerações finais, objetivando estimular a reflexão sobre o tema.

2. Perfil da Oferta e Demanda de Gás Natural na América do Sul

Durante a última década, como se pode observar a partir da análise dos dados contidos na Tabela 1, houve um significativo incremento nas reservas da região, sobretudo no Brasil, na Bolívia e no Peru, induzido pelo aumento da atividade exploratória nestes países. Interessante notar que na Argentina, o mercado gasífero mais maduro do continente sul-americano, as reservas apresentaram um pequeno declínio, reflexo, em boa parte, do desaquecimento da atividade exploratória decorrente da desestabilização política e econômica ocorrida nos últimos cinco anos e do acentuado crescimento da produção neste país.

Tabela 1. Oferta e Demanda de Gás Natural na América do Sul e Central

	1995			2005		
	Reserva Provasda (Bilhão m ³)	Produção (Bilhão m ³)	Consumo (Bilhão m ³)	Reserva Provasda (Bilhão m ³)	Produção (Bilhão m ³)	Consumo (Bilhão m ³)
Argentina	619,0	25,0	27,0	504,4	45,6	40,6
Bolívia	127,0	3,2	...	740,0	10,4	...
Brasil	154,0	4,8	4,8	310,0	11,4	20,2
Chile	...	...	1,6	...	...	7,6
Colômbia	217,0	4,4	4,4	113,0	6,8	6,8
Equador	...	...	0,1	...	...	0,2
Peru	201,0	...	0,4	325,0	...	1,6
Trinidad e Tobago	349,0	6,1	...	545,0	29,0	...
Venezuela	4.064,7	27,5	27,5	4.315,0	28,9	28,9
Outros	228,0	2,2	7,3	167,0	3,5	18,3
Total	5.959,7	73,2	73,1	7.019,4	135,6	124,2

Fonte: Elaboração Própria, a partir de BP (2006)

Cabe destacar, ainda, que atualmente, as principais reservas do continente sul-americano estão localizadas na Venezuela (61,5%), na Bolívia (10,5%) e na Argentina (7,2%), havendo forte tendência de crescimento das acumulações do Brasil e do Peru. A atividade exploratória/produção e a estrutura de consumo destes países, todavia, possui perfil diferenciado.

Na Venezuela, apesar da abundância de suas reservas, a produção ainda se encontra exclusivamente direcionada ao suprimento do mercado interno, principalmente para o desenvolvimento da indústria petroquímica e para a geração de energia elétrica. Cabe destacar que a maior parte das reservas gasíferas venezuelanas é de gás associado ao petróleo, o que faz com que a produção do gás natural neste país esteja sujeita à lógica de produção da indústria do petróleo e dos compromissos que a Venezuela tem junto à OPEP.

Já a Bolívia, com suas descobertas, sobretudo nos campos de San Antonio, San Alberto e Margarita, tem uma atividade produtiva voltada à exportação de gás natural para o Brasil e para a Argentina, tendo um mercado interno muito reduzido em comparação com sua relação reserva/produção (71,2 anos). Com este mesmo tipo de perfil (abundantes reservas e mercado interno incipiente) está o Peru, com as reservas descobertas do campo de Camisea entre 1983 e 1987. Segundo Kozulj (2004), a exploração do gás Camisea iniciou-se com a extração em uma porção limitada dos poços e o transporte até Las Malvinas (para processamento) onde o gás natural é separado dos hidrocarbonetos líquidos e ambos são transportados por dois dutos até a costa Peruana. O primeiro duto possui uma extensão de 540 Km, terminando na cidade de Pisco (Ica), onde se produzem diesel e outros combustíveis destinados à exportação. O duto que transporta gás até Lurín (Lima) possui 714 Km e tem um sistema de alta pressão para distribuir o combustível aos consumidores residenciais e industriais.

O Brasil, por sua vez, apresenta potencial para ser o principal mercado consumidor de gás natural do continente, principalmente em função do consumo potencial da região sudeste do país e concentrando-se no abastecimento dos mercados industrial e de geração de energia elétrica. Ressalta-se, contudo, que apesar da intensificação da atividade exploratória (mediante as concessões outorgadas nos leilões de licitação promovidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP), a produção atual não é suficiente para atender à demanda existente hoje. Todavia, algumas descobertas já anunciadas nas Bacias de Santos e de Camamu-Almada podem reverter esse perfil de país importador nato.

A Argentina, por fim, possui o mercado consumidor de gás natural mais maduro do continente sul-americano. O energético produzido em território argentino abastece tanto o mercado interno (indústrias, residências, plantas de geração de energia elétrica) como também o Chile, o Uruguai e o Brasil.

Diante do exposto, pode-se verificar que as reservas não constituem, no curto e médio prazo, um entrave para o desenvolvimento dos projetos de interconexão gasífera na América do Sul. Entretanto, a disponibilidade assegurada de gás natural não garante a realização de projetos de infraestrutura de transporte de gás natural na região.

3. Interconexão Dutoviária de Gás Natural na América do Sul: Projetos em Operação e em Desenvolvimento

No que diz respeito à infraestrutura de transporte de gás natural existente na América do Sul, verifica-se que a rede dutoviária interconectada do energético entre países produtores e mercados consumidores é mais desenvolvida na parte sul do continente. Durante a última década, a construção de uma série de dutos de transporte ligando os principais mercados do Cone Sul possibilitou a monetização de parte importante das reservas bolivianas e argentinas, sendo estes empreendimentos, em sua grande maioria, financiados por agentes econômicos privados.

Da Bolívia saem quatro gasodutos de exportação, dois para a Argentina (Gasoduto Ramos-Bermejo e Gasoduto Campo Duran - Madrejones) e dois para o Brasil (Gasoduto Bolívia-Brasil e Gasoduto Lateral Cuiabá). No atual momento, entretanto, o abastecimento de gás natural advindo da Bolívia está regado de incertezas, dadas as alterações recentes na reestruturação institucional do setor petrolífero boliviano, em particular, e, em maior escala, em função das indefinições de cunho político que ora estão sendo promovidas pelo governo eleito no último ano.

Os demais gasodutos conectam as reservas argentinas ao relevante mercado chileno. Os dois gasodutos (que suprem, principalmente, plantas termoeletricas) para o norte do Chile (Gasoduto Cnel Cornejo a Mejillones - Atacama e o Gasoduto Norte a Tocopilla - Norandino) estão operando com significativa ociosidade, questão principalmente relacionada à redução de capacidade de abastecimento pela Argentina. Por sua vez, o Gasoduto La Mora a Santiago - Gasandes, que abastece a região metropolitana de Santiago, está operando perto da capacidade máxima, necessitando de expansão para que a demanda potencial nesta região possa ser atendida. Mais ao sul, os gasodutos existentes atendem a mercados relativamente novos (e ainda possuem capacidade ociosa) ou atendem a demanda da Methanex, empresa chilena produtora de metanol.

A Tabela 2, a seguir, apresenta os principais empreendimentos em gasodutos no continente sul-americano. A partir da observação desta tabela, pode-se perceber que os principais fluxos do energético se dão da Argentina para o Chile, da Bolívia para o Brasil, e da Bolívia para a Argentina.

Tabela 2 – Projetos de Integração Dutoviária de Gás Natural na América do Sul em Operação

Origem		Destino		Diâmetro (Polegadas)	Capacidade Projetada (milhões m³/dia)	Status
San Sebastián	Argentina	Punta Arenas	Chile	14" - 10"	2 - 4	Em Operação
Pta. Dungeness	Argentina	Cabo Negro	Chile	10" - 8"	2 - 2,8	Em Operação
El Cóndor	Argentina	Posesión	Chile	12"	2	Em Operação
Loma La Lata	Argentina	Concepción	Chile	24" - 20"	10	Em Operação
La Mora	Argentina	Santiago	Chile	24"	9 - 10	Em Operação
Cnel. Cornejo	Argentina	Mejillones	Chile	20"	8,5 - 9	Em Operação
Gas. Norte	Argentina	Tocopilla	Chile	20" - 12"	1,6 - 7,1 - 9	Em Operação
Ramos	Argentina	Bermejo	Bolívia	13"	1,5	Em Operação
Campo Durán	Argentina	Madrejones	Bolívia	12"	1,2 - 2,5	Em Operação
Aldea Brasileira	Argentina	Uruguiana	Brasil	24"	10	Em Operação
San Miguel	Bolívia	Cuiabá	Brasil	18"	2,8	Em Operação
Rio Grande	Bolívia	Porto Alegre	Brasil	32" - 16"	30	Em Operação
Gas. Entrerriano	Argentina	Paysandú	Uruguai	10"	1 - 2,5	Em Operação
Buenos Aires	Argentina	Montevideu	Uruguai	24" - 18"	5 - 6	Em Operação
Gas. Entrerriano	Argentina	Casa Blanca	Uruguai	16"	2 - 5	Fora de Operação

Fonte: Elaboração Própria, a partir de CIER (2004).

No que se refere aos projetos em fase de estudo, a maioria deles se encontra no sul do continente, interligando, principalmente os mesmos países produtores (Bolívia e Argentina) ao Paraguai e ao Brasil, à exceção do projeto do interligando a Colômbia à Venezuela (Est. Ballena – Maracaibo). Todavia, os movimentos de integração gasífera que atualmente contam com forte participação dos governos locais no processo de estudo e análise de viabilidade são: (i) Rede de Integração Gasífera entre Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Peru, Paraguai e Uruguai; (ii) Gasoduto da Integração Sul-Americana (conectando a Venezuela à Argentina, através de um duto de mais de 8.000 km que cortará a Venezuela de norte a sul do país, passando também pelas regiões norte, centro-oeste, sudeste e Sul do Brasil e chegando ao norte da Argentina).

A partir da análise dos dados apresentados anteriormente, é possível depreender que apesar de o processo de integração ter evoluído significativamente ao longo da última década, a infraestrutura de transporte de gás natural em operação ainda é bastante incipiente, principalmente quando comparada às redes gasíferas de mercados mais desenvolvidos (como Estados Unidos e União Européia) e ainda insuficiente para possibilitar a efetiva integração gasífera na região.

Segundo Vilas Boas (2004), à primeira vista, as condições para a integração dos mercados gasíferos na América do Sul estão todas presentes. De um lado, há reservas significativas de gás natural na região e, de outro, uma forte expectativa quanto ao crescimento da demanda pelo energético, principalmente devido à tendência do crescimento da geração termoeletrônica de eletricidade. Além disso, a localização das reservas e dos mercados e a diversidade de estruturas de demanda e de climas, oferecem ao Cone Sul, relevante potencial de integração.

Por que, então, o mercado de gás natural na América do Sul não se encontra num nível mais avançado de integração? Tentar responder a essa pergunta é fundamental a fim de identificar os pré-requisitos para a consolidação da integração gasífera na região.

4. Entraves do Processo de Integração Gasífera na América do Sul

Apesar de o processo de integração energética (neste caso, em especial, a interconexão dos ofertantes e demandantes de gás natural) possuir inegáveis vantagens, este movimento na América do Sul está limitado a poucos empreendimentos que efetivamente saíram do papel. Dentre as vantagens mais significativas da integração energética estão: a complementaridade entre as fontes energéticas das regiões conectadas, a possibilidade de monetização de reservas de países cujo mercado interno não é expressivo, o aumento da segurança de abastecimento, a introdução de pressões competitivas que podem, em última instância refletir em preços mais aderentes à dinâmica dos mercados

consumidores, a diversificação da matriz energética dos países interligados, a possibilidade de se alcançarem menores custos de operação e coordenação do sistema e a maximização da utilização da infraestrutura constituída e estímulo à realização de novos investimentos.

Todavia, mesmo com os relevantes benefícios dos processos de integração (de cunho econômico, industrial e/ou energético), os exemplos reais que são observados apontam para um conjunto de dificuldades que devem ser suprimidas ou minimizadas para que seja possível desenvolver qualquer processo de integração energética.

O primeiro conjunto de entraves está relacionado à necessidade de maior coordenação, entre os governos dos países envolvidos, nas questões relacionadas às diretrizes e/ou políticas econômicas e energéticas, eliminando a possibilidade de estabelecimento de medidas protecionistas que possam gerar instabilidades no processo decisório de empreendedores interessados.

Outra questão importante é a necessidade de balancear os interesses de soberania nacional (com resistência por parte de alguns agentes nacionais que possam se sentir prejudicados) com os benefícios que podem ser absorvidos neste processo de integração. Ou seja, o entendimento de que este movimento pode gerar benefícios monetários necessários para o financiamento de processos de desenvolvimento econômico e sociais é um passo importante para mobilizar um país para estar de acordo com processos de interconexão energética.

Em seguida, alguns aspectos relacionados diretamente ao mercado energético podem ser apontados como entraves. Questões relacionadas à diversidade no grau de maturação das indústrias de infraestrutura energética no continente e no grau de abertura dos mercados a serem conectados podem gerar descompassos significativos nas negociações entre agentes econômicos interessados e instituições de financiamento, bem como nos acordos bilaterais que podem ser firmados entre os governos dos países envolvidos.

Por fim, assim como os mercados estão em patamares significativamente distintos de desenvolvimento as estruturas regulatórias acompanham esta disparidade. Conforme Vilas Boas (2004) e Andrade (2005), a lógica privada nos investimentos de interconexão gasífera em operação, na falta de referências estratégicas por parte dos governos, não conseguiu alcançar todo o benefício e a sinergia que o processo de integração poderia oferecer. Tais autores destacam, portanto, que para usufruir as complementaridades energéticas, os países deveriam implementar as reformas nos setores energéticos da região estruturando um arcabouço institucional e regulatório compatível com a integração. A necessidade de estabelecimento de marcos regulatórios estáveis, transparentes e harmoniosos é, portanto, um importante desafio para viabilização de processos de integração.

5. Desafios Regulatórios

A questão regulatória é um elemento fundamental, uma vez que decisões de natureza regulatória certamente geram impactos nos processos decisórios de projetos de interconexão gasífera. Cabe ressaltar, inicialmente que indústrias de infraestrutura (inclusive as energéticas) possuem características técnicas e econômicas que as tornam diferentes dos demais setores de uma economia. Tais especificidades, apesar de potencializar ganhos associados à escala e à formação de redes, podem não atender às necessidades da sociedade e reduzir os impactos positivos gerados pelas indústrias de infraestrutura. Exatamente por conta destes fatores a teoria econômica neoclássica justifica a intervenção do Estado, seja executando diretamente estas atividades ou supervisionando-as mediante a criação de órgãos específicos para este fim.

Os órgãos reguladores, todavia, devem estar dotados de estrutura e informações necessárias para o correto exercício de sua atividade. No que diz respeito ao seu papel no processo integração gasífera, sua função maior é garantir a aplicação e desenvolvimento de instrumentos regulatórios eficazes que coibam ações discriminatórias entre os agentes econômicos atuantes em toda a cadeia de valor da indústria gasífera (desde a produção do energético até a entrega aos consumidores finais). Tal como mencionado anteriormente, dada a existência de diferentes estágios de desenvolvimento das indústrias gasíferas na América do Sul, suas estruturas regulatórias também apresentam um grau de maturidade diferenciado.

Neste contexto, e observando os marcos reguladores da Argentina, Bolívia, Brasil, Chile e Venezuela, as principais divergências estão calcadas em aspectos relacionados à comercialização (principalmente naqueles afetos à estruturação institucional e tarifária), normas de qualidade e especificação, procedimentos de resolução de conflito e regras de acesso às redes. Para todos os itens acima mencionados, a solução para a harmonização é a ação coordenada dos órgãos envolvidos. Todavia, um dos temas que merece mais destaque neste processo é o relacionado aos requisitos para utilização da infraestrutura dutoviária de gás natural por terceiros interessados, reconhecido como regras de livre acesso ou *open access*.

As soluções regulatórias escolhidas pelos países em questão para este tema são divergentes, uns optando por aplicar práticas de acesso regulado (Argentina e Bolívia) e outros desenvolvendo mecanismos para o acesso negociado entre o operador e/ou proprietário da instalação e um potencial interessado em desenvolver novos mercados (Brasil e Chile). Cabe destacar, ainda, que a partir da legislação vigente, não é possível depreender qual, de fato, é a opção venezuelana. Atrelado a isto, a Bolívia e a Argentina possuem em seus arcabouços legais instrumentos mais

intervencionistas no estabelecimento das regras contratuais, pois todos os agentes participantes das suas indústrias gasíferas devem submeter os contratos (com respectivos documentos que estabelecem os termos e condições gerais de prestação de serviço de transporte de gás) aos órgãos reguladores federais para análise e aprovação. Logo, em última instância, possuem mecanismos mais eficientes para garantir acesso não-discriminatório, reduzindo a possibilidade de se firmarem disputas entre agentes integrantes e potenciais do mercado gasífero regional que possam inviabilizar projetos de infraestrutura de interconexão gasífera.

Portanto, para minimizar e/ou suprimir possíveis entraves à interconexão gasífera, os órgãos reguladores e os governos de todos os países da América do Sul interessados neste movimento devem implementar instrumentos de regulação de mercados e diretrizes e políticas energéticas harmoniosas, claras e flexíveis que permitam a existência de um ambiente seguro ao desenvolvimento de projetos de interconexão dutoviária de gás natural, que são custosos e de longo prazo de maturação.

6. Considerações Finais

Com base nas questões apresentadas neste trabalho, pode-se concluir que o continente sul-americano possui um importante potencial para o crescimento do mercado de gás natural. Todavia, para que o processo de integração gasífera se torne efetivo é necessário que todos os envolvidos cumpram seu papel da forma mais adequada à viabilização dos projetos de interconexão. Governos Nacionais, Reguladores e Empreendedores devem agir de forma coordenada, cada qual cumprindo importantes funções para o sucesso desse processo.

Neste contexto, cabe aos Estados o papel de estabelecer políticas energéticas coordenadas de cunho regional, promover a coordenação macroeconômica entre os países, promover a coordenação dos marcos regulatórios das indústrias energéticas, eliminar restrições legais e tarifárias para o livre comércio e estabelecer sistemas de garantias que atraiam investidores privados.

Os órgãos reguladores devem buscar a coerência regulatória entre os países integrados, não sendo necessário, contudo, que a regulação seja uniforme, e sim que seja harmônica e coerente entre os países. Devem garantir, ainda, o acesso não-discriminatório às redes de transporte, propiciando a competição, bem como o perfeito funcionamento dos mercados energéticos.

Por fim, os empreendedores também possuem papel fundamental no processo de integração energética. Os agentes econômicos devem adaptar-se ao ambiente econômico da região e criar mecanismos contratuais coerentes e compatíveis com as disparidades nos estágios de desenvolvimento das indústrias gasíferas.

Portanto, para que o processo de integração gasífera na América do Sul se torne efetivo é necessário que tanto a esfera pública quanto a privada atuem, cada uma em seu escopo de competência, de modo a minimizar os entraves que hoje inviabilizam a consecução de investimentos em gasodutos.

7. Agradecimentos

Os autores agradecem a equipe da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SCM/ANP) pela contribuição quanto ao fornecimento dos dados apresentados neste trabalho.

As idéias apresentadas neste artigo são de inteira responsabilidade dos seus autores, não representando, necessariamente, as posições da instituição na qual trabalham.

8. Referências

- ANDRADE, M.. Integration of Southern Cone Gas Markets and Introduction of Natural Gas in the Brazilian Energy Matrix. Energy and Resources Research, Deloitte Touche Tohmatsu, 2005.
- BP. BP Statistical Review of World Energy 2006, disponível em <http://www.bp.com/statisticalreview>. Acesso em 26 de junho de 2006.
- CERA. Integration versus Deintegration: Southern Cone Energy Markets at a Crossroads. Southern Cone Energy Watch, August 2005.
- CIER. Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER 2006, disponível em [http://www.cier.org.uy/\(pub\)/sie/index.htm](http://www.cier.org.uy/(pub)/sie/index.htm). Acesso em 26 de junho de 2006.
- KOZULJ, R.. La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de mercados. Serie Recursos Naturales e Infraestructura n.º 77, División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Santiago de Chile, Diciembre, 2004.

- OLIVEIRA, A.. Segurança Energética no Cone Sul. In: Energia: da Crise aos Conflitos?, Cadernos Adenauer n.º 4, Ano VI, Rio de Janeiro, Fundação Konrad Adenauer, 2005, pp. 69-86.
- VILLAS-BÔAS, R. C.. South Americas's network of natural gas pipeline. Global Pipeline Monthly, v.2, issue 3, March 2006.
- VILAS BOAS, M. V.. Integração Gasífera no Cone Sul: Uma Análise das Motivações dos Diferentes Agentes Envolvidos. Tese de Mestrado em Planejamento Energético, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2004, 129 p.

ART 383, INCISO I, ALÍNEA B

**DECLARAÇÃO QUANTO À EXISTÊNCIA DE PARENTES QUE EXERCEM OU EXERCERAM
ATIVIDADES VINCULADAS**

Eu, José Cesário Cecchi, CPF nº 441.267.947-00, declaro, para os devidos fins, que possuo parente de primeiro grau (a saber, Pedro Soares Cecchi - filho) que já exerceu atividade em empresas privadas no setor regulado pela ANP, tal como pode ser comprovado pelo Curriculum Vitae anexo a esta declaração. No entanto, as funções por ele exercidas não foram vinculadas à minha atividade profissional.

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017.


José Cesário Cecchi

PEDRO SOARES CECCHI

Brasileiro, 36 anos, divorciado.

Cel.: (21) 9 84442222

E-mail: cecchi@globo.com

Residência: Rio de Janeiro

OBJETIVO

Área Financeira, Planejamento e Gestão.

PERFIL

Formado em Ciências Econômicas pelo Instituto Brasileiro de Mercado Capitais (IBMEC-RJ), com dez anos de experiência nas áreas Financeira e Planejamento e Gestão, última posição de Gerente de Planejamento e Desenvolvimento na empresa Cowan Petróleo & Gás.

Responsável pela gestão financeira, planejamento operacional e estratégico dos ativos da empresa e relacionamento com os parceiros da *Joint Venture*, foi Representante do Comitê Financeiro (FCR) e Representante Alternativo do Comitê Operacional (OCR) dos consórcios.

Adicionalmente, responsável pela gestão administrativa e financeira do escritório matriz no Rio de Janeiro.

Profissional com domínio em reestruturação de empresas, criação e implantação de modelos financeiros/contábeis e gestão de custos/controladoria (*cost controller*). Assim como, elaboração do planejamento estratégico com visão de longo prazo.

Apresenta um perfil pessoal caracterizado pela habilidade de relacionamento interpessoal / negociação, responsabilidade e comprometimento.

HISTÓRICO PROFISSIONAL**COWAN ÓLEO E GÁS (Empresa Brasileira de Exploração de Petróleo e Gás Natural)****Gerente de Planejamento e Desenvolvimento - desde Outubro 2013**

- Financeiro, Controle e Planejamento:
 - ▶ Planejamento Estratégico e Análise de Mercado
 - ▶ Reestruturação do modelo gerencial financeiro/contábil
 - ▶ Responsável pela interface com as áreas de atuação da empresa para:
 - Programa Anual de Trabalho
 - Orçamentação Empresarial
 - Planejamento de Longo Prazo
 - ▶ Acompanhamento orçamentário e fluxo de caixa com análise dos desvios (*cost controller*)
 - ▶ Plano de Negócios - Modelo Econômico – Avaliação econômica de novos ativos
 - ▶ Relatórios Gerenciais para os Acionistas
 - ▶ Responsável pelas atividades administrativas e financeiras do escritório RJ

▪ *Joint Ventures:*

- ▶ Representante Titular do Comitê Financeiro (FCR)
- ▶ Representante Alternativo do Comitê Operacional (OCM)
- ▶ Elaboração dos relatórios gerenciais (*Statements, Billings, Cash Calls*, Orçamento Operacional, Relatório de Gastos e Investimentos, entre outros)

HRT PARTICIPAÇÕES (Empresa Brasileira de Exploração de Petróleo e Gás Natural)

Gerente de Planejamento e Controle – Novembro 2010 a Outubro 2013

▪ Planejamento e Controle:

- ▶ Planejamento Estratégico e Análise de Mercado
- ▶ Reestruturação do modelo gerencial financeiro/contábil
- ▶ Responsável pela interface com as áreas de atuação da empresa para:
 - Programa Anual de Trabalho
 - Orçamentação Empresarial
 - Planejamento de Longo Prazo
- ▶ Acompanhamento orçamentário e fluxo de caixa com análise dos desvios
- ▶ Relatórios Gerenciais para os Acionistas
- ▶ Participação do Grupo criado pelo conselho administrativo para Análise de Novos Investimentos

▪ *Joint Ventures:*

- ▶ Elaboração dos relatórios gerenciais (*Statements, Billings, Cash Calls*, Orçamento Operacional, Relatório de Gastos e Investimentos, entre outros)
- ▶ Representante do grupo de estudos de avaliação econômica do Projeto de Monetização do Gás Natural de Solimões em parceria com a Petrobras:
 - Estudo de escoamento do Gás Natural através de gasodutos de escoamento, balsas de GNC e GNL (Logística)
 - Estudo de diferentes alternativas para utilização do Gás Natural (Termelétrica na boca do poço, Planta de Metanol, *Gas-to-Liquid*, venda para distribuidora e outras)

GRUPO WRR (Empresa de Grande Porte no Segmento de Serviços para indústria de Petróleo & Gás)

Consultor Sênior – Abril 2010 a Outubro 2010

- Planejamento e Controle:
 - ▶ Elaboração e Controle Orçamentário (Real vs Orçado)
 - ▶ Desenvolvimento de ferramentas e métodos de controles financeiros
 - ▶ Elaboração e acompanhamento do fluxo de caixa dos projetos e grupo empresarial
 - ▶ Relatórios gerenciais para acionistas

BRASIL SUPPLY (Empresa no Segmento de Serviços para indústria Midstream de Petróleo & Gás)

Coordenador Comercial – Julho 2008 a Março 2010

- Comercial
 - ▶ Prospecção e avaliação econômica de novos negócios e projetos
 - ▶ Análise e precificação de licitações de serviços
 - ▶ Gerenciamento de contratos

FORMAÇÃO

- **MBA em Finanças**
Instituto Brasileiro de Mercado Capitais – IBMEC RJ
- **Ciências Econômicas**
Instituto Brasileiro de Mercado Capitais – IBMEC RJ

ARTIGOS PUBLICADOS

- **Infraestrutura Compartilhada – Enfoque Indústria de E&P**
Jornal: Valor Econômico – 16 de Fevereiro, 2012
- **Monetização do Gás Natural de Solimões**
Jornal: Brasil Econômico – 2012

CURSOS e SEMINÁRIOS

- **Gás Natural** – IBMEC, 2012 Experiência Acadêmica
- **Análise de Investimento – Avaliação Econômica para projetos de produção de petróleo e gás natural**
Maio, 2011 – IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo
- **Fundamento do Setor Elétrico Brasileiro**
Abril, 2011 – Instituto Acende Brasil
- **Desenvolvimento de Gerentes**
Junho - Setembro, 2010 – Fundação Getúlio Vargas
- **Planejamento Estratégico**
Outubro, 2008 – Symnetics

Rio de Janeiro, fevereiro de 2017

DECLARAÇÃO QUANTO À PARTICIPAÇÃO OU GERÊNCIA DE EMPRESAS

Eu, José Cesário Cecchi, CPF nº 441.267.947-00, declaro, para os devidos fins, que participei, como sócio das seguintes empresas, nenhuma delas vinculadas à minha atividade profissional:

- ✓ - Heavy Metal Editora Ltda., CNPJ: 28.169.548/001-89, iniciada em 07/12/1982 e encerrada em 22/11/1984;
- ✓ Tema Editora Assessoria Técnica Ltda., CNPJ: 32.364.358/0001-90, iniciada em 06/11/1989 e encerrada em 31/12/2008.

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017.



José Cesário Cecchi



CADASTRO NACIONAL DA PESSOA JURÍDICA - CNPJ			
 MINISTÉRIO DA FAZENDA RECEITA FEDERAL DO BRASIL CERTIDÃO DE BAIXA DE INSCRIÇÃO NO CNPJ			
NÚMERO DO CNPJ 28.169.548/0001-89		DATA DA BAIXA 22/11/1984	
DADOS DO CONTRIBUINTE			
NOME EMPRESARIAL HEAVY METAL EDITORA LTDA			
ENDEREÇO			
LOGRADOURO R MARQUES DE SAO VICENTE		NÚMERO 483	
COMPLEMENTO PARTE	BAIRRO OU DISTRITO GAVEA	CEP 22.451-041	
MUNICÍPIO RIO DE JANEIRO	UF RJ	TELEFONE	
MOTIVO DE BAIXA			
NAO INICIO DE ATIVIDADE			
Certifico a baixa da inscrição no CNPJ acima identificada, ressalvado aos órgãos convenientes o direito de cobrar quaisquer créditos tributários posteriormente apurados. Emitida para os efeitos da Instrução Normativa RFB nº 1.634, de 06 de maio de 2016. Emitida às 16:55:30, horário de Brasília, do dia 13/06/2017 via Internet UNIDADE CADASTRADORA: 0710800 - RIO DE JANEIRO I - A baixa da inscrição não implica em atestado de inexistência de débitos tributários do contribuinte e não exime a responsabilidade tributária dos seus titulares, sócios e administradores de débitos porventura existentes. - Para verificar a existência de débitos, efetue "Pesquisa de Situação Fiscal" do CNPJ, na página da Receita Federal do Brasil, pelo endereço: http://www.receita.fazenda.gov.br			

[Voltar](#)

http://www.receita.fazenda.gov.br/PessoaJuridica/CNPJ/cnpjreva/Cnpjreva_Solicitacao.asp



MINISTÉRIO DA FAZENDA
RECEITA FEDERAL DO BRASIL

CADASTRO NACIONAL DA PESSOA JURÍDICA - CNPJ**CERTIDÃO DE BAIXA DE INSCRIÇÃO NO CNPJ**

NÚMERO DO CNPJ
32.364.358/0001-90

DATA DA BAIXA
31/12/2008

DADOS DO CONTRIBUINTE

NOME EMPRESARIAL
TEMA EDITORA ASSESSORIA TECNICA LTDA

ENDEREÇO

LOGRADOURO R SACADURA CABRAL		NUMERO 81
COMPLEMENTO SALA 804 PARTE	BAIRRO OU DISTRITO SAUDE	CEP 20.221-160
MUNICÍPIO RIO DE JANEIRO	UF RJ	TELEFONE

MOTIVO DE BAIXA

INAPTIDAO (LEI 11.941/2009 ART.54)

Certifico a baixa da inscrição no CNPJ acima identificada, ressalvado aos órgãos convenientes o direito de cobrar quaisquer créditos tributários posteriormente apurados.

Emitida para os efeitos da Instrução Normativa RFB nº 1.634, de 06 de maio de 2016.

Emitida às 17:05:51, horário de Brasília, do dia 13/06/2017 via Internet

UNIDADE CADASTRADORA: 0710800 - RIO DE JANEIRO I

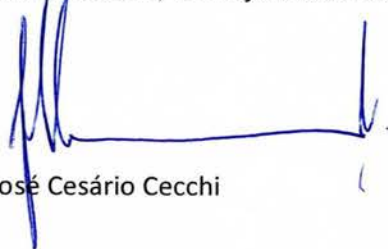
- A baixa da inscrição não implica em atestado de inexistência de débitos tributários do contribuinte e não exime a responsabilidade tributária dos seus titulares, sócios e administradores de débitos porventura existentes.
- Para verificar a existência de débitos, efetue "Pesquisa de Situação Fiscal" do CNPJ, na página da Receita Federal do Brasil, pelo endereço: <http://www.receita.fazenda.gov.br>

Voltar

DECLARAÇÃO QUANTO À REGULARIDADE FISCAL

Eu, José Cesário Cecchi, CPF nº 441.267.947-00, declaro, para os devidos fins, que estou regular perante as fazendas federal, estadual e municipal, conforme documentos comprobatórios emitidos pelos órgãos competentes e anexados a esta declaração.

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017.



José Cesário Cecchi



MINISTÉRIO DA FAZENDA
Secretaria da Receita Federal do Brasil
Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional

**CERTIDÃO NEGATIVA DE DÉBITOS RELATIVOS AOS TRIBUTOS FEDERAIS E À DÍVIDA
ATIVA DA UNIÃO**

Nome: JOSE CESARIO CECCHI
CPF: 441.267.947-00

Ressalvado o direito de a Fazenda Nacional cobrar e inscrever quaisquer dívidas de responsabilidade do sujeito passivo acima identificado que vierem a ser apuradas, é certificado que não constam pendências em seu nome, relativas a créditos tributários administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB) e a inscrições em Dívida Ativa da União junto à Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN).

Esta certidão refere-se exclusivamente à situação do sujeito passivo no âmbito da RFB e da PGFN e abrange inclusive as contribuições sociais previstas nas alíneas 'a' a 'd' do parágrafo único do art. 11 da Lei nº 8.212, de 24 de julho de 1991.

A aceitação desta certidão está condicionada à verificação de sua autenticidade na Internet, nos endereços <<http://www.receita.fazenda.gov.br>> ou <<http://www.pgfn.fazenda.gov.br>>.

Certidão emitida gratuitamente com base na Portaria Conjunta RFB/PGFN nº 1.751, de 02/10/2014.

Emitida às 20:16:42 do dia 07/06/2017 <hora e data de Brasília>.

Válida até 04/12/2017.

Código de controle da certidão: **9DA1.31F0.71D2.3AA9**

Qualquer rasura ou emenda invalidará este documento.



GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
SECRETARIA DE ESTADO DE FAZENDA

CERTIDÃO DE REGULARIDADE FISCAL N° 2017.1.0569176-9
CERTIDÃO NEGATIVA DE DÉBITOS - CND

IDENTIFICAÇÃO DO REQUERENTE	
CPF / CNPJ : 441.267.947-00	CAD-ICMS : Não inscrito
NOME / RAZÃO SOCIAL : *****	
CERTIFICA-SE para fins de direito e de acordo com as informações registradas nos Sistemas Corporativos da Secretaria de Estado de Fazenda que, até a presente data, NÃO CONSTAM DÉBITOS perante a Fazenda Estadual para o requerente acima identificado, ressalvado o direito de a Receita Estadual cobrar e inscrever as dívidas de sua responsabilidade, que vierem a ser apuradas. EMITIDA EM: 08/06/2017 12:11 VÁLIDA ATÉ : 05/12/2017 Certidão emitida com base na Resolução SEFAZ n° 639 de 08/06/2017 12:11	
OBSERVAÇÕES	
1. Esta certidão deve estar acompanhada da Certidão da Dívida Ativa, emitida pelo órgão próprio da Procuradoria Geral do Estado, nos termos da Resolução Conjunta SEFAZ/PGE n° 33/2004. 2. A aceitação desta certidão está condicionada a verificação de sua autenticidade na internet, no endereço: www.fazenda.rj.gov.br. 3. Esta certidão não se destina a atestar débitos do imposto sobre transmissão "causa mortis" e doação, de quaisquer bens ou direitos (ITD). 4. Qualquer rasura ou emenda invalida este documento.	



PROCURADORIA GERAL DO ESTADO

CERTIDÃO NEGATIVA DE DÉBITOS EM DÍVIDA ATIVA

Certifico, tendo em vista as informações fornecidas pelo Sistema da Dívida Ativa, referente ao pedido **50175/2017**, que no período de **1977 até 08/06/2017 NÃO CONSTA DÉBITO INSCRITO** em Dívida Ativa para o contribuinte abaixo:

NOME: **José Cesário Cecchi**

CPF: **441.267.947-00**

A certidão negativa de Dívida Ativa e a certidão negativa de ICMS ou a certidão para não contribuinte do ICMS somente terão validade quando apresentadas em conjunto.

A aceitação desta certidão está condicionada a verificação de sua autenticidade na INTERNET, no endereço <http://www.dividaativa.rj.gov.br>.

CÓDIGO CERTIDÃO: **DEEE.5210.9181.C204**

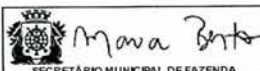
Esta certidão tem validade até **06/12/2017**, considerando 180 (cento e oitenta) dias após a data da pesquisa cadastral realizada em **09/06/2017 às 09:22:06.2**, conforme artigo 11 da Resolução N. 2690 de 05/10/2009.

Em caso de dúvida, recorra a PROCURADORIA:

Procurador - da Dívida Ativa

Rua do Carmo, 27 Térreo, Centro

Emitida em 13/06/2017 às 12:25:48.8

NÚMERO DA CERTIDÃO 00-7.921.917/2017-9		 PREFEITURA DA CIDADE DO RIO DE JANEIRO SECRETARIA MUNICIPAL DE FAZENDA - PROCURADORIA GERAL DO MUNICÍPIO		 SECRETÁRIO MUNICIPAL DE FAZENDA	
CERTIDÃO DE SITUAÇÃO FISCAL E ENFITÉUTICA DO IMÓVEL					
Proprietário JOSE CESARIO CECCHI				Data 08/09/2017	Folha 01/01
Endereço AVN EPITACIO PESSOA 02530, APT 1403 - LAGOA				Inscrição 1132666-7	Cód. Lograd. 07085-4
QUADRO I - NÃO HÁ DÉBITOS INSCRITOS EM DÍVIDA ATIVA					
Ano/Lote/ Guia	MP	Natureza	Certidão Dívida Ativa	Vara	Tipo Trib.
QUADRO II - COTAS VENCIDAS NÃO INSCRITAS EM DÍVIDA ATIVA / COTAS A VENCER					
ANO DO CARNE 2017 GUIA Nº COTAS 10		ANO DO CARNE 2017 GUIA Nº COTAS 11		ANO DO CARNE 2017 GUIA Nº COTAS 12	
NORMAL QUITADA					
Cota	Vencimento	Valor Histórico das Parcelas	Valor a Pagar	Cota	Vencimento
Total Lançado		Total a Pagar Total		Total Lançado	
QUADRO III - INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES					
QUADRO IV - SITUAÇÃO ENFITÉUTICA					
MÓVEL NÃO FOREIRO (não será necessário pagar laudêmio)					
OBSERVAÇÕES:					
01. AS COLUNAS DE IPTU, TCLLPTCL, TIP, TSD, DÍVIDA APURADA E VALOR HISTÓRICO DAS PARCELAS APRESENTAM OS VALORES ORIGINAIS DOS DÉBITOS EXPRESSOS EM MOEDA DA ÉPOCA.					
02. VALOR A PAGAR CALCULADO PARA A DATA DE EMISSÃO DA CERTIDÃO É EXPRESSO EM REAIS.					
03. MP - INDICA DÉBITOS ORIGINÁRIOS DA INSCRIÇÃO DA MAIOR PORÇÃO OU DE INSCRIÇÕES VINCULADAS.					
04. NOS CASOS DE CERTIDÃO DE DÍVIDA ATIVA DE NATUREZA JUDICIAL, O VALOR DEVERÁ SER ACRESCIDO DE CUSTAS JUDICIAIS E HONORÁRIOS ADVOCATÍCIOS.					
05. PARA REGULARIZAR DÉBITOS INSCRITOS EM DÍVIDA ATIVA, DIRIJA-SE À PROCURADORIA DA DÍVIDA ATIVA.					
06. FICA ASSEGURADO AO MUNICÍPIO O DIREITO DE COBRANÇA DE QUALQUER DÉBITO QUE POSSA SER VERIFICADO POSTERIORMENTE.					
07. ESTA CERTIDÃO CONSIDERA OS PAGAMENTOS CUJA ARRECADAÇÃO JÁ CONSTE NOS REGISTROS DA PREFEITURA. PAGAMENTOS REALIZADOS NOS ÚLTIMOS 15 DIAS PODERÃO NÃO CONSTAR DA CERTIDÃO.					
08. A PRESENTE CERTIDÃO É EMITIDA POR PROCESSAMENTO DE DADOS E SÓ SERÁ VÁLIDA SEM RASURAS E COM CHANCELA DO TITULAR DA SECRETARIA MUNICIPAL DE FAZENDA. OS INTERESSADOS PODERÃO CONFIRMAR A AUTENTICIDADE DESTA CERTIDÃO NO ENDEREÇO ELETRÔNICO http://www.rio.rj.gov.br/web/iamf , PORTAL DA PREFEITURA, BUSCANDO "IPTU-SERVIÇOS ON LINE". PRAZO DE VALIDADE: 90 DIAS.					
09. A COLUNA VALOR A PAGAR DO QUADRO 11 APRESENTA APENAS O SALDO DEVEDOR REMANESCENTE. ASSIM, NÃO SÃO IMPRESSAS AS COTAS QUITADAS.					
10. PARA O IMÓVEL FOREIRO AO MUNICÍPIO A LAVRATURA DO TÍTULO DEFINITIVO DE TRANSMISSÃO DO SEU DOMÍNIO ÚTIL SÓ PODERÁ SER FEITA MEDIANTE O PAGAMENTO DO LAUDÊMIO, EXCETO NOS CASOS DE "CAUSA MORTIS" OU DE FORMA GRATUITA "INTER VIVOS", OBSERVANDO O QUE DISPÕE A LEGISLAÇÃO EM VIGOR.					

RETORNAR

Fonte: Secretaria Municipal de Fazenda do Rio de Janeiro - SMF



00-7.922.786/2017-5



 *Maria Berto*
SECRETÁRIA MUNICIPAL DE FAZENDA

SECRETARIA MUNICIPAL DE FAZENDA - PROCURADORIA GERAL DO MUNICÍPIO

Contribuinte JOSE CESARIO CECCHI	Data 08/06/2017	Folha 01/01
Endereço RUA ANTERO MANOEL DE SA FILHO 00125. APT 0705 - RECREIO DOS BANDEIRANTES	Inscrição 3221463-7	Cód. Lograd. 16114-1

Ano/Lote/ Guia	MP	Natureza	Certidão Dívida Ativa	Vara	Tipo Trib.	IPTU	TCLLP/TCL	TIP	TSD	Dívida Apurada	Valor a Pagar
00-7.922.786/2017-5						00-7.922.786/2017-5				00-7.922.786/2017-5	
			00-7.922.786/2017-5					00-7.922.786/2017-5			
00-7.922.786/2017-5						00-7.922.786/2017-5				00-7.922.786/2017-5	
			00-7.922.786/2017-5					00-7.922.786/2017-5			
00-7.922.786/2017-5						00-7.922.786/2017-5				00-7.922.786/2017-5	
			00-7.922.786/2017-5					00-7.922.786/2017-5			
00-7.922.786/2017-5						00-7.922.786/2017-5				00-7.922.786/2017-5	
			00-7.922.786/2017-5					00-7.922.786/2017-5			
00-7.922.786/2017-5						00-7.922.786/2017-5				00-7.922.786/2017-5	
			00-7.922.786/2017-5					00-7.922.786/2017-5			

ANO DO CARNÊ 2017 GUIA 00 Nº COTAS 10				ANO DO CARNÊ **** GUIA ** Nº COTAS **				ANO DO CARNÊ **** GUIA ** Nº COTAS **			
NORMAL QUITADA											
Cota	Vencimento	Valor Histórico das Parcelas	Valor a Pagar	Cota	Vencimento	Valor Histórico das Parcelas	Valor a Pagar	Cota	Vencimento	Valor Histórico das Parcelas	Valor a Pagar
** *****	*****			** *****	*****			** *****	*****		
Total Lançado	Valor a Pagar Total			Total Lançado	Valor a Pagar Total			Total Lançado	Valor a Pagar Total		

00-7.922.786/2017-5	00-7.922.786/2017-5	00-7.922.786/2017-5
---------------------	---------------------	---------------------

IMÓVEL NÃO FOREIRO (não será necessário pagar laudêmio)

1. AS COLUNAS DE IPTU, TCLLP/TCL, TIP, TSD, DÍVIDA APURADA E VALOR HISTÓRICO DAS PARCELAS APRESENTAM OS VALORES ORIGINAIS DOS DÉBITOS EXPRESSOS EM MOEDA DA ÉPOCA.
2. VALOR A PAGAR CALCULADO PARA A DATA DE EMISSÃO DA CERTIDÃO E EXPRESSO EM REAIS.
3. MP - INDICA DÉBITOS ORIGINÁRIOS DA INSCRIÇÃO DA MAIOR PORÇÃO OU DE INSCRIÇÕES VINCULADAS.
4. NOS CASOS DE CERTIDÃO DE DÍVIDA ATIVA DE NATUREZA JUDICIAL, O VALOR DEVERÁ SER ACRESCIDO DE CUSTAS JUDICIAIS E HONORÁRIOS ADVOCATÍCIOS.
5. PARA REGULARIZAR DÉBITOS INSCRITOS EM DÍVIDA ATIVA, DIRIJA-SE À PROCURADORIA DA DÍVIDA ATIVA.
6. FICA ASSEGURADO AO MUNICÍPIO O DIREITO DE COBRANÇA DE QUALQUER DÉBITO QUE POSSA SER VERIFICADO POSTERIORMENTE.
7. ESTA CERTIDÃO CONSIDERA OS PAGAMENTOS CUJA ARRECADAÇÃO JÁ CONSTE NOS REGISTROS DA PREFEITURA. PAGAMENTOS REALIZADOS NOS ÚLTIMOS 15 DIAS PODERÃO NÃO CONSTAR DA CERTIDÃO.
8. A PRESENTE CERTIDÃO É EMITIDA POR PROCESSAMENTO DE DADOS E SÓ SERÁ VÁLIDA SEM RASURAS E COM CHANCELA DO TITULAR DA SECRETARIA MUNICIPAL DE FAZENDA. OS INTERESSADOS PODERÃO CONFIRMAR A AUTENTICIDADE DESTA CERTIDÃO NO ENDEREÇO ELETRÔNICO <http://www.rio-rj.gov.br>, PORTAL DA PREFEITURA, BUSCANDO "IPTU-SERVIÇOS ON LINE". PRAZO DE VALIDADE: 90 DIAS.
9. A COLUNA VALOR A PAGAR DO QUADRO II APRESENTA APENAS O SALDO DEVEDOR REMANESCENTE. ASSIM, NÃO SÃO IMPRESSAS AS COTAS QUITADAS.
10. PARA O AVALIO

BRASIL
([HTTP://BRASIL.GOV.BR](http://BRASIL.GOV.BR))

Serviços Barra GovBr

(<http://www>



ir/)

MINISTÉRIO DA FAZENDA

Secretaria da Receita Federal do Brasil

CERTIDÃO NEGATIVA

DE DÉBITOS RELATIVOS AO IMPOSTO SOBRE A PROPRIEDADE TERRITORIAL RURAL

Número do Imóvel na Receita Federal - NIRF: 4.707.353-5

Nome do Imóvel: SÍTIO VALE DA PAZ I

Município: PETROPOLIS

UF: RJ

Área total (em hectares): 13,3

Contribuinte: JOSE CESARIO CECCHI

CPF: 441.267.947-00

Ressalvado o direito de a Fazenda Nacional cobrar quaisquer dívidas do imóvel rural acima especificado que vierem a ser apuradas, é certificado que não constam, até esta data, pendências relativas ao Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural (ITR), administrado pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB).

Esta certidão refere-se, exclusivamente, à situação do imóvel rural perante a RFB, não abrangendo débitos inscritos em Dívida Ativa da União, administrada pela Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN).

A aceitação desta certidão está condicionada à verificação de sua autenticidade na Internet, no endereço <<http://www.receita.fazenda.gov.br>>.

Certidão emitida com base na Instrução Normativa RFB nº 735, de 02/05/2007.

Emitida às **12:38:16** do dia **09/06/2017** <hora de Brasília e data>.

Válida até **06/12/2017**.

Código de controle da certidão: **D739.ED4A.7741.11D2**

Certidão emitida gratuitamente.

Atenção: qualquer rasura ou emenda invalidará este documento.

Assinatura manuscrita em azul, provavelmente de um representante oficial da Receita Federal do Brasil.

DECLARAÇÃO

Declaração de Situação Fiscal e Enfitêutica do Imóvel

Eu, José Cesário Cecchi, CPF nº 441.267.947-00, declaro, para os devidos fins, que a Declaração de Situação Fiscal e Enfitêutica do Imóvel situado no município de Armação dos Búzios, Estado do Rio de Janeiro (tal como consta na Declaração de Ajuste Anual do Imposto de Renda 2017/2016) está em processo de obtenção e que tão logo seja emitida comprometo-me a enviá-la para compor o processo.

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017.



José Cesário Cecchi

DECLARAÇÃO QUANTO À EXISTÊNCIA DE AÇÕES JUDICIAIS

Eu, José Cesário Cecchi, CPF nº 441.267.947-00, declaro, para os devidos fins, que não tenho conhecimento de quaisquer ações judiciais na qual esteja nas quais figure como autor ou réu.

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017.

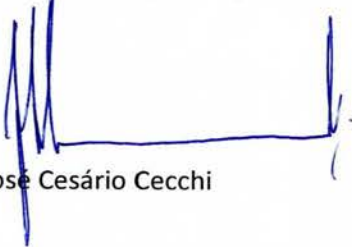


José Cesário Cecchi

DECLARAÇÃO QUANTO À INDICAÇÃO

Eu, José Cesário Cecchi, CPF nº 441.267.947-00, declaro, para os devidos fins, que não atuei nos últimos 5 (cinco) anos, contados retroativamente, em juízos e tribunais, em conselhos de administração de empresas estatais ou em cargos de direção de agências reguladoras.

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017.



José Cesário Cecchi

ART 383, INCISO I, ALÍNEA C

ARGUMENTAÇÃO ESCRITA

JOSÉ CESÁRIO CECCHI

Do ponto de vista da formação acadêmica, sou graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ (1981), com mestrado em Engenharia Nuclear pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia da UFRJ (COPPE/UFRJ) (1986) e doutorado em Engenharia de Produção (1997) pela mesma instituição. Ainda no âmbito da academia, fui pesquisador nas áreas de energia e meio ambiente, bem como autor e co-autor de artigos científicos, professor, membro de bancas de trabalhos de conclusão de curso de graduação, mestrado e doutorado.

Profissionalmente, por quase 30 anos, estive envolvido com atividades relacionadas ao setor de energia em instituições privadas e públicas, sendo, desde 1985, funcionário de carreira do Instituto Nacional de Tecnologia e após o ano de 1998 cedido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), inicialmente como Assessor de Diretor e, atualmente, como Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Em 1999 tornei-me Superintendente de Comercialização e Movimentação de Gás Natural da ANP. A partir de 2004 esta Superintendência incorporou também a comercialização de movimentação de petróleo e seus derivados.

Destaco, também, minha participação como editor da Revista Brasileira de Energia (entre 1990 e 1998), publicada pela Sociedade Brasileira de Planejamento Energético; como Coordenador Adjunto no Centro de Estudos de Energia (entre 1995 e 1998); como Secretário Executivo na Asociación Latinoamericana de Planificadores Energéticos – ALAPE (entre 1994-1998); como Secretário Executivo da Comissão Especial da Matriz Energética Estadual na Secretaria de Estado de Ciência e Tecnologia do Rio de Janeiro (entre 1995 e 1998); como Coordenador na Fundação Carlos Chagas Filho de Amparo à Pesquisa no Estado do Rio de Janeiro – FAPERJ (em 1996 e 1997); como Consultor na Sociedade de Incentivo ao Gerenciamento Ambiental – SIGA (em 1998 e 1999) e como pesquisador do Programa de Planejamento Energético e Ambiental na Universidade Federal do Rio de Janeiro (entre 1990 e 1998).

Assim, diante dos fatos apresentados declaro-me apto a exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, seus Derivados e Biocombustíveis, tendo em vista minha sólida formação acadêmica bem como minha experiência profissional.

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017.



José Cesário Cecchi