



Número 71
Agosto de 2008

**As recentes descobertas de
petróleo e gás natural e o marco regulatório
da indústria do petróleo no Brasil**

DIIESE
DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE
ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS

As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco regulatório da indústria do petróleo no Brasil

I - Introdução

De acordo com a historiografia, os primeiros poços de petróleo com exploração comercial foram perfurados na década de 1850. O ano de 1858 teria sido um marco para a indústria, com a descoberta do primeiro poço nos Estados Unidos, já com a utilização de modernas técnicas de exploração, produção, transporte e comercialização. Fundava-se, a partir de então, um dos maiores negócios do mundo moderno, base tecno-energética para o fabuloso desenvolvimento do século XX. Nas palavras de Rasche¹:

“Com o petróleo, poderes do demônio saíram do seu esconderijo no seio da terra: começou a caçada ao dinheiro, o almejar irrequieto dos homens e das nações pela riqueza. Desde o primeiro dia da preparação da indústria do petróleo até hoje, não existia nenhuma outra matéria-prima com a qual se podia ganhar tanto dinheiro, tão fácil e tão rapidamente. Bastava sentar-se junto à fonte para poder transformar o petróleo em ouro líquido. A ciência fez surgir do petróleo cinco mil produtos diversos e cada um deles trouxe mais ouro.”

No Brasil, a primeira referência à pesquisa de petróleo ocorreu entre os anos de 1892 e 1896, quando Eugênio Ferreira de Camargo instalou por conta própria, em Bofete (SP), uma sonda junto ao afloramento de uma rocha betuminosa. O furo atingiu mais de 400 metros de profundidade, mas com a abertura do poço não se encontrou petróleo. Mais de 40 anos depois, em janeiro de 1939, se constatou a existência de petróleo no solo brasileiro, no poço de Lobato (BA), perfurado pelo Departamento Nacional de Produção Mineral, órgão do governo federal. O poço de Lobato produziu mais de 2.000 barris de óleo em 1940. Até então, os estudos geológicos, sob a orientação de geólogos norte-americanos, apontavam para a inexistência de hidrocarbonetos² em solo brasileiro.

¹ Apud Hage, 2006, p. 53.

² Compõem o setor de hidrocarbonetos as indústrias do petróleo e gás natural.

Passados quase 60 anos da produção do primeiro barril de petróleo no país, a indústria mundial de hidrocarbonetos e, mais especificamente, a brasileira vivem um momento único, marcado pela impressionante escalada do preço do barril de petróleo³ e pela descoberta de gigantescos campos petrolíferos no litoral brasileiro, que vão do estado do Espírito Santo ao estado de Santa Catarina, na região denominada pré-sal.

O potencial das últimas descobertas de petróleo no país⁴ motivou um importante debate sobre o modelo de exploração dessas reservas e o destino a ser dado a esses recursos. Um simples exercício matemático permite vislumbrar o que aguarda o país no futuro: supondo que só se consiga produzir metade das reservas estimadas (o que representa 40 bilhões de barris) a um preço médio/barril bem mais baixo que o atual⁵ (US\$ 100/barril, por exemplo), o faturamento obtido com a sua comercialização será da ordem de 4 trilhões de dólares.

Em resumo, o debate sobre a mudança ou não do marco regulatório do setor de hidrocarbonetos no Brasil tem por trás de si a disputa sobre quem irá se apropriar dos recursos gerados por esta produção, se a população em geral ou apenas alguns grupos econômicos.

A presente Nota Técnica, dando seqüência à discussão sobre o tema da matriz energética brasileira, iniciada com a Nota Técnica “O PAC, o setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira”⁶, objetiva apresentar um rápido histórico do marco regulatório do setor de hidrocarbonetos brasileiro, algumas possibilidades e alguns modelos de contrato de exploração e produção desse setor em diferentes países e as principais propostas de mudanças para a regulação dessa indústria no país.

³ Em julho de 2008, o preço de petróleo atingiu a cifra de US\$ 147/barril. Entre os vários fatores que contribuem para este comportamento destacam-se: a beligerante política externa dos EUA; a crescente instabilidade política nos principais países produtores de petróleo; o aumento do consumo mundial, principalmente nos países em desenvolvimento (com destaque para a China e a Índia), e nos EUA; a tentativa dos exportadores de petróleo de recompor seu poder de compra em função da desvalorização do dólar (no início de 2000, o preço do barril de petróleo em euro e em dólar era igual, mas com a forte desvalorização do dólar nos últimos anos, o mesmo barril cotado em 93 dólares foi negociado a 63 Euros, no final de 2007; por fim, mas talvez o mais importante na recente escalada de preços, a especulação com o preço do barril.

⁴ Informações não confirmadas oficialmente apontam para a existência de aproximadamente 80 bilhões de barris de petróleo nesta nova província, o que colocará o país entre os três maiores detentores de reservas de petróleo no mundo.

⁵ Em 14/07/2008, o barril do petróleo era comercializado a US\$ 142,07.

⁶ Ver Nota Técnica nº 43, de abril de 2007. Disponível em: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/notatec43PACehidrocarbonetos.pdf>

II – Histórico do marco regulatório brasileiro

O monopólio da União sobre o setor de hidrocarbonetos do país estava assegurado desde 1953⁷, quando da assinatura da Lei 2.004. A mesma lei que estabeleceu o monopólio criou e concedeu à Petrobras, empresa estatal de capital misto, o direito de exercer este monopólio em nome da União. Este marco regulatório foi o parâmetro para as regras do setor até 1995, quando o governo da época, adotando um conjunto de medidas liberalizantes, encaminhou e fez aprovar junto ao Congresso Nacional a Emenda Constitucional n° 9, que retirava da Petrobras o direito de exercer o monopólio em nome da União. Dois anos mais tarde, uma nova legislação regulamentando a mudança na Constituição foi aprovada, a Lei 9.478/97. Como consequência, todo o conteúdo da lei 2.004/53 foi revogado.

Este novo marco regulatório tem como objeto principal o estabelecimento dos princípios e objetivos gerais da política energética nacional, prevendo a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O primeiro, um órgão estatal para regular o setor e promover a entrada de empresas nacionais e internacionais ao longo da cadeia produtiva do petróleo e o segundo, vinculado ao gabinete da presidência da República.

Com a aprovação da Lei 9.478/97, ficou estabelecido que os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, no território brasileiro⁸, continuariam pertencendo à União, cabendo à ANP a sua administração, mediante o *sistema de concessões de áreas*, por meio de leilões públicos, abertos às empresas públicas e privadas. Em outras palavras, enquanto recurso natural do subsolo do território nacional, a titularidade das reservas de petróleo e gás é do Estado, uma vez trazido à superfície, a propriedade passa a ser de quem o extraiu, como atesta o artigo 26⁹ da Lei 9.478/97:

⁷ Apenas em 1963 o monopólio foi estendido para importação e exportação de petróleo bruto e derivados.

⁸ O conceito de território abrange: a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva pertencente à União.

⁹ Este artigo motivou várias ações diretas de inconstitucionalidade por parte de representantes da sociedade civil e de entes federativos do Estado.

Art. 26 – “A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo e gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens (...)”.

Na seção seguinte são expostas as principais características dos sistemas de exploração e produção de petróleo e gás natural mais utilizados na maioria dos países. Faz-se importante destacar, entretanto, que a decisão de adotar o sistema de exploração e produção por meio de concessões, modelo já em desuso na segunda metade do século XX na maior parte dos países detentores de reservas relevantes de petróleo e gás natural, foi orientada por quatro fatores básicos observados à época:

- Alto risco exploratório;
- Campos de tamanho pequeno/médio;
- Baixa capacidade de financiamento;
- Preço do petróleo abaixo de US\$ 15 dólares.

Com base neste sistema, a ANP realizou, entre 1999 e 2005, sete rodadas de licitações, nas quais foram concedidos mais de 500 blocos de exploração para 72 grupos econômicos (empresas petrolíferas) nacionais e internacionais. Destes grupos econômicos, 36 são de capital nacional (incluindo a Petrobras) e 36 de capital internacional, sediados em 19 países: Angola, Argentina, Austrália, Canadá, Cingapura, Colômbia, Coreia do Sul, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, França, Holanda, Índia, Itália, Japão, Noruega, Panamá, Portugal e Reino Unido.

A rodada seguinte (oitava), que seria realizada em novembro de 2006, foi suspensa por decisão judicial antes que tivessem sido leiloados todos os blocos previstos. E, recentemente, em 27 de novembro de 2007, a ANP realizou a 9ª Rodada, em que foram ofertados blocos de exploração em águas profundas, águas rasas e terra, em áreas classificadas como de elevado potencial, novas fronteiras e bacias maduras. No entanto, um fato novo mudou o rumo deste leilão. Foi anunciada pela Petrobras uma nova descoberta na Bacia de Santos, na área de Tupi, de petróleo tipo leve, estimado em cerca de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural, podendo significar um incremento de 50% nas atuais reservas brasileiras. Este anúncio, às vésperas do leilão, provocou a decisão do CNPE de retirar do edital de licitação os 41 blocos

exploratórios situados na região. Diante desta nova realidade, concomitantemente com a decisão do CNPE, o governo brasileiro anunciou a intenção de mudar os marcos da regulação do setor de hidrocarbonetos, uma vez de que nenhum dos fatores utilizados como critério básico para definir o modelo de exploração e produção de hidrocarbonetos, no país, continua sendo observado.

III – Modelos de contratos para explorações petrolíferas

De acordo com Carmen Alveal (2003), é possível identificar algumas fases distintas na evolução da Indústria Mundial do Petróleo (IMP), até o primeiro choque do petróleo, quando se iniciou a etapa atual da indústria. Na **primeira fase**, que ocorreu dos primórdios da IMP até o final dos anos 1860, prevaleceu a regra da captura, baseada na lei comum britânica, que permitia ao proprietário da superfície do poço extrair o máximo de petróleo, em uma verdadeira corrida para exaurir os poços. Naquele período, apesar da produção e dos preços apresentarem altas flutuações, foram desenvolvidas as bases tecnológicas para a indústria moderna de exploração, produção e transporte do petróleo.

A **segunda fase da IMP**, que teve início em 1870, é a fase da consolidação/expansão do setor e se confunde com o aparecimento do empresário John Davison Rockefeller, dono do que viria a ser o maior império da história da IMP, a Standard Oil¹⁰, que se caracterizava pela forte industrialização da economia norte-americana, pelo aumento exponencial do consumo do petróleo e pela configuração dos grandes conglomerados do setor. O fortalecimento econômico e político destes grandes conglomerados provocou uma reação da sociedade, que reivindicava o controle do poder destas instituições, e culminou com a decisão da Suprema Corte Federal Norte-americana de impor a divisão da Standard Oil, em 1911. É nesta fase que se formam as gigantes do setor petróleo, que viriam a ser conhecidas como as “sete irmãs”: cinco empresas norte americanas – Exxon, Móbil Oil, Chevron (estas três resultantes da divisão da Standard Oil), Texaco e Gulf Oil; e duas européias – Royal Dutch Shell e a British Petroleum.

A **terceira fase da IMP**, da criação do cartel, estabelece as bases para o forte crescimento do setor ao longo do século XX por meio da imposição do sistema de exploração e das divisões das áreas de exploração e dos volumes de produção entre as sete irmãs,

¹⁰ A Standard Oil chegou a controlar 90% do transporte de petróleo, 80% da capacidade de refino e 90% da rede de distribuição de produtos derivados do petróleo nos EUA. Em 1900, 70% de suas atividades eram desenvolvidas fora dos EUA.

englobando o período que vai de 1911 a 1928. Neste momento, os objetivos do Estado se confundiam com os interesses das empresas e o apoio do primeiro foi fundamental, por exemplo, para que as empresas estadunidenses tivessem acesso ao farto petróleo do Oriente Médio. É nesta fase que se consolida o sistema de concessões. Nas palavras de Carmem Alveal:

“O sistema de concessões foi o instrumento jurídico concebido para regular as relações entre os governos dos países com reservas de cru [hospedeiros] e as empresas internacionais. A concessão outorgava à empresa um tipo de direito absoluto sobre certa área territorial (...). É inegável que a transferência de soberania nacional dos Estados hospedeiros, incorporada no sistema de concessões e traduzida na ampla liberdade de ação das empresas petrolíferas internacionais, teve um papel decisivo para garantir, a partir dos anos 30, extraordinário crescimento à IMP(...) relegando os governos a meros receptores de renda (...)” (ALVEAL, 2003, p. 8-9).

As principais características desses contratos de concessão eram:

- longa duração, vigorando usualmente entre 60 e 75 anos;
- áreas de concessão com grande extensão (os contratos cobriam todo o território ou a maior parte dele);
- soberania limitada para o Estado Nacional outorgante da concessão às companhias de petróleo internacionais (os Estados recebiam um limite de pagamento baseado na produção);
- controle extensivo das companhias de petróleo internacionais sobre a programação e o modo sobre o qual as reservas de petróleo seriam desenvolvidas e produzidas (AL-ATTAR e ALOMAIR, 2005).

Com a consolidação do cartel das sete irmãs, em que a divisão das áreas produtoras, por meio do sistema de exploração por meio de concessões, foi combinada com controle do nível de produção e dos preços, o setor apresentou um vertiginoso crescimento entre o final dos anos 1930 e o ano de 1973, marco do início da fase seguinte. Entre os anos de 1950 e 1974, o petróleo tornou-se a principal fonte de energia primária do mundo, com um crescimento médio na demanda de derivados da ordem de 9,5% ao ano (ALVEAL, 2003). O poder de então do cartel das sete irmãs pode ser avaliado por meio dos seguintes números: em

1950, controlavam 65% das reservas mundiais, mais de 50% da produção, 70% da capacidade de refino e, aproximadamente, 66% da frota mundial de petroleiros¹¹ (PENROSE, 1968, in ALVEAL, 2003).

A predominância do petróleo como principal fonte de energia em todo o mundo evidenciou o caráter estratégico desta indústria para os países desenvolvidos e para os demais países que almejavam sair da situação do subdesenvolvimento. Aliado a este fato, as práticas adotadas pelas sete irmãs, que se apropriavam da quase totalidade dos lucros gerados no setor, sob os auspícios dos governos dos Estados, onde se localizavam suas sedes, acabou por fomentar nos países detentores das reservas a busca de soluções para intervenção direta dos Estados locais no processo de exploração e produção de petróleo. Seja por meio da constituição de empresas estatais ou por meio da renegociação dos contratos de concessões¹². Estavam lançadas assim as bases para a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em 1960.

Nas décadas de 1960 e 1970, após um amplo processo de nacionalização da indústria do petróleo, teve início a **quarta fase da IMP**, que perdura até os dias de hoje. A mudança fundamental diz respeito ao surgimento de novos tipos de contratos, onde os principais fatores que afetam a escolha do modelo contratual são: volume de reservas, custo de exploração e produção (E&P) e fatores de recuperação das reservas.

A seguir, faz-se uma rápida apresentação dos principais modelos de contrato de E&P encontrados em diferentes países produtores de petróleo.

a) Contratos de Concessão

Modelo adotado pelo Brasil ultimamente. Nestes contratos, o Estado ou a autoridade competente concede direitos exclusivos de E&P de uma área contratada a uma companhia petrolífera, podendo ser de capital nacional ou internacional. Essas concessionárias possuem a exclusividade no exercício das atividades, obrigando-se, contudo, por sua conta e risco, a realizarem todos os investimentos necessários para tal.

¹¹ Nestes números não são consideradas as informações relativas aos países que formavam o bloco das Repúblicas Socialistas Soviéticas.

¹² Na verdade, este processo começou muito antes, com a estatização da British Petroleum, em 1914; com a constituição das estatais Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), em 1922, na Argentina, e da Compagnie Française des Pétroles (CPF), em 1924, na França; e com a nacionalização do petróleo mexicano, em 1938, e as renegociações dos contratos de concessões na Venezuela e no Irã, na década de 1930.

Em contrapartida, cabe às concessionárias a propriedade do petróleo e do gás natural efetivamente produzido, ainda que seus depósitos de petróleo existentes a certa distância no mar e as riquezas encontradas no subsolo mantenham-se usualmente pertencentes ao Estado¹³. No entanto, diante do caráter estratégico desses produtos e suas implicações em termos de soberania nacional, muitos países instituem cláusulas de prioridade ao abastecimento do mercado interno.

Cabe ainda ao Estado ou órgão competente o acompanhamento e a fiscalização das operações desenvolvidas pelas concessionárias. Além disso, tem o poder de determinar os níveis de incidência dos impostos e dos *royalties*¹⁴ (fixos, proporcionais à produção etc.) a serem pagos pelas concessionárias.

Além do Brasil, esse tipo de contrato está presente no segmento de E&P estadunidense, nos Emirados Árabes e no Canadá.

b) Contratos de Partilha de Produção

Nesse modelo de contrato, como o próprio nome indica, o Estado ou a autoridade competente permanece com o direito às reservas petrolíferas mesmo depois de retiradas do subsolo, podendo celebrar com uma companhia petrolífera um Contrato de Partilha da Produção, cabendo à contratante financiar, por sua conta e risco, a exploração e o desenvolvimento da área contratada.

Caso seja bem-sucedido o projeto, a companhia petrolífera recuperará seus custos, a partir do “petróleo de custo”, que em geral representa uma parcela fixa da produção que cobrirá os custos para a fase de exploração, desenvolvimento e produção do projeto. O petróleo remanescente é chamado de “petróleo de lucro” e será dividido, a depender da fórmula estabelecida no contrato, entre o governo e a contratante.

Poderá ainda ser introduzido nesse modelo de contrato o pagamento de *royalties* ao Estado, antes da divisão da produção do petróleo de custo e de lucro e a cobrança de demais impostos sobre o petróleo de lucro.

¹³ De acordo com o artigo 4 da Lei 9.478/97. No entanto, a Emenda Constitucional nº 9/95 permitiu que as empresas privadas pudessem realizar as atividades de pesquisa, lavra das jazidas, refinação, importação e exportação e transporte marítimo em nome do Estado Brasileiro.

¹⁴ Entenda-se por *royalties* petrolíferos as espécies de tributos que incidem sobre o valor da produção do óleo cru e do gás natural.

Como exemplo de países que adotam esse tipo de contrato, temos: China, Rússia, Angola, Colômbia e Índia.

c) Contratos de Serviços com cláusula de risco

O contratante, que assina contrato com o Estado ou com a empresa estatal, provê todo o capital necessário à exploração e ao desenvolvimento do campo nesta modalidade contratual, recebendo, em contrapartida, caso a exploração seja bem-sucedida, os custos incorridos na empreitada, através da venda dos produtos explorados. Após a recuperação dos custos, o contratante fará jus a uma remuneração proporcional à reserva remanescente, paga pelo Estado, que detém a propriedade de todo o óleo desenvolvido no campo.

A diferença em relação ao contrato de partilha da produção é mínima, relativa à natureza do pagamento; enquanto no contrato de partilha o contratante recebe uma parte da própria produção como pagamento, no contrato de risco, este pagamento poderá ser feito através de desconto na compra de petróleo cru, pagamento em dinheiro ou uma parcela da produção.

Entre os países que adotam esse tipo de contrato podemos citar a Venezuela, o Irã e o Kuwait.

IV – Principais propostas de Mudanças no Marco Regulatório Brasileiro

Nos últimos meses, principalmente após o anúncio das descobertas de grandes jazidas de petróleo e gás natural na camada pré-sal brasileira, a mídia especializada tem dado grande destaque ao debate entre os principais atores/gestores da indústria de hidrocarbonetos do país, sobre a possibilidade de mudanças na forma de gestão desses recursos. Além disso, foi criada em julho do corrente uma comissão interministerial¹⁵ para analisar eventuais mudanças no marco regulatório do petróleo para futura exploração nos campos petrolíferos do pré-sal, com a incumbência de, em dois meses, apresentar sugestões ao presidente da República.

A seguir, listamos algumas das propostas apresentadas para a mudança ou manutenção do marco regulatório nacional, em especial para o setor petrolífero. Vale ressaltar que esse debate ainda está em andamento e as posições aqui apresentadas refletirão interesses bem definidos.

Em princípio, todos os grupos concordam que estamos em um período importante na definição das leis que regularão o setor de petróleo no Brasil. Embora alguns descartem a possibilidade de mudar o atual modelo de concessão das reservas, propõem como mudança a necessidade de aumentar a participação do Estado, com o aumento da cobrança dos *royalties* e das participações especiais, criando alíquotas específicas sobre campos de alto potencial de produção.

O principal argumento desses grupos está no aumento da receita do Estado com a exploração do petróleo. Para eles, a cobrança de *royalties*, participações especiais e outras taxações serviriam como compensação ao governo por abrir mão de receita futura em prol da obtenção de ganhos no presente e, portanto, deveriam ser empregados na diversificação econômica e na melhoria da infra-estrutura, em vez de financiar gastos correntes.

Existem outros grupos que não concordam com essa linha de raciocínio. Para eles, deveria haver uma mudança no modelo de contrato adotado pelo Brasil, passando de Concessão para Partilha da Produção. Mesmo assim, ressaltam que deveria ser respeitados e mantidos os contratos realizados até o momento.

Como argumento para defesa dessa mudança de modelo de contrato, este grupo ressalta a necessidade de o Estado ter um maior controle sobre a produção e capacidade de fazer os “ajustes finos”, caso haja problemas de atendimento à demanda interna. Além disso, dizem que os riscos de exploração na camada do pré-sal são muito baixos, além do enorme potencial de produção que guardam essas reservas.

Há, ainda, em meio ao grupo que defende a mudança de modelo, aqueles que propõem a criação de uma empresa totalmente estatal para administrar os contratos das gigantescas reservas. O argumento para a criação de uma “nova empresa totalmente estatal” estaria no fato de a Petrobras ser uma empresa de capital aberto e possuir, entre seus acionistas, capital nacional e internacional. Nesse sentido, os “benefícios” da produção dessas reservas não se destinariam na sua totalidade para a população brasileira.

Entre as entidades representativas dos trabalhadores do setor existe um consenso, defendido há muito tempo, de que se deve suspender os leilões dos campos petrolíferos

¹⁵ Fazem parte dessa comissão os ministros das Minas e Energia, da Casa Civil, do Planejamento, da Fazenda, o diretor geral da ANP, o presidente da Petrobras e o presidente do BNDES.



executados pela ANP. É consensual também a idéia de que se promova um amplo debate na sociedade brasileira sobre qual modelo deve ser adotado pelo país.

Como se pode perceber há, ainda, muito a ser discutido, mas, ao finalizarmos esta Nota Técnica ressaltamos a relevância deste debate e das decisões que serão tomadas. Não há um único caminho possível a ser seguido, mas devido à importância estratégica desse setor para o futuro do país, torna-se imprescindível que o modelo a ser adotado pelo governo federal não beneficie apenas alguns grupos de interesse, como ocorreu em outros países detentores de grandes reservas. Antes de tudo, deve-se buscar o que for mais adequado aos interesses do conjunto da nossa sociedade, onde se inclui, também, as próximas gerações de brasileiros.

V – Referências Bibliográficas

AL-ATTAR, A.; ALOMAIR, O. Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs. **OPEC Review**, v. 29(4), dez., p. 243-266, 2005. Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

ALVEAL, Carmem. **Evolução da indústria de petróleo: nascimento e desenvolvimento**. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003.

ANP. **Modelos de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural: uma análise crítica da experiência brasileira e de alguns países selecionados**, 2007. (Nota Técnica, 21). Disponível em: http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota_21_2007.pdf . Acesso em: 02 jul. 2008.

DIEESE. **O PAC, o setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira**. São Paulo, 2007. (Nota Técnica, 43). Disponível em: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/notatec43PACehidrocarbonetos.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2008.

HAGE, J. A. A. **Bolívia, Brasil e a guerra do gás: as implicações políticas da integração energética na estratégia e na segurança nacional brasileira**. Campinas: Unicamp, 2006.



Rua Ministro Godói, 310
05001-900 São Paulo, SP
telefone (11) 3874-5366 / fax (11) 3874-5394
e-mail: en@dieese.org.br
www.dieese.org.br

Direção Executiva

João Vicente Silva Cayres – Presidente
Sindicato dos Metalúrgicos do ABC
Carlos Eli Scopim – Vice-presidente
STI Metalúrgicas, Mecânicas e de Material Elétrico de Osasco e Região
Tadeu Moraes de Sousa - Secretário
STI Metalúrgicas, Mecânicas e de Materiais Elétricos de São Paulo e Mogi das Cruzes
Antonio Sabóia B. Junior – Diretor
SEE Bancários de São Paulo, Osasco e Região
Alberto Soares da Silva – Diretor
STI de Energia Elétrica de Campinas
Zenaide Honório – Diretora
Sindicato dos Professores do Ensino Oficial de São Paulo (Apeoesp)
Pedro Celso Rosa – Diretor
STI Metalúrgicas, de Máquinas, Mecânicas, de Material Elétrico de Veículos e Peças Automotivas de Curitiba
Paulo de Tarso G. B. Costa – Diretor
Sindicato dos Eletricistas da Bahia
José Carlos de Souza – Diretor
STI de Energia Elétrica de São Paulo
Carlos Donizeti França de Oliveira – Diretor
Femaco – FE em Serviços de Asseio e Conservação Ambiental Urbana e Áreas Verdes do Estado de São Paulo
Mara Luzia Feltes – Diretora
SEE Assessoramentos, Perícias, Informações, Pesquisas e Fundações Estaduais do Rio Grande do Sul
Josinaldo José de Barros – Diretor
STI Metalúrgicas, Mecânicas e de Materiais Elétricos de Guarulhos, Arujá, Mairiporã e Santa Isabel
Eduardo Alves Pacheco – Diretor
Confederação Nacional dos Trabalhadores em Transportes da CUT - CNTT/CUT

Direção técnica

Clemente Ganz Lúcio – diretor técnico
Ademir Figueiredo – coordenador de estudos e desenvolvimento
Francisco J.C. de Oliveira – coordenador de pesquisas
José Silvestre Prado de Oliveira – coordenador de relações sindicais
Nelson Karam – coordenador de educação
Claudia Fragozo dos Santos – coordenadora administrativa e financeira

Equipe técnica responsável

Henrique Jäger
Cloviomar Cararine
Paulo Jäger
Carlos Jardel Leal