



Número 129 - outubro de 2013

**Os modelos de exploração de petróleo
no Brasil e as questões relacionadas ao
surgimento do pré-sal:
o debate sobre o Campo de Libra**

Os modelos de exploração de petróleo no Brasil e as questões relacionadas ao surgimento do pré-sal: o debate sobre o Campo de Libra

Introdução

O crescimento das reservas de petróleo no Brasil pode colocar o país no seleto grupo dos grandes produtores de hidrocarbonetos do mundo. Isso se deve, principalmente, às recentes descobertas de petróleo e gás natural, feitas pela Petrobras, na área conhecida como pré-sal¹. Esta possibilidade tem motivado um importante debate sobre o modelo de exploração dessas reservas e o destino a ser dado a esses recursos. A alteração do modelo afeta não apenas os atores (governo e empresas) diretamente envolvidos na exploração e produção dos hidrocarbonetos, mas também a apropriação pela União de parte da renda originada por esses recursos naturais. Assim, é de suma importância uma reflexão sobre as opções do Estado brasileiro para a exploração e utilização desses recursos.

Cabe dizer que a discussão do novo modelo de exploração para as áreas do pré-sal se insere em um momento histórico particular, isto é, ocorre logo após início e aprofundamento do processo de abertura experimentado pelo setor do petróleo no país. Esse processo teve início nos anos 1990, quando ocorreram várias mudanças na regulação e no desenvolvimento do setor. Primeiramente, a Petrobras passou por uma forte reestruturação, depois foi modificado o próprio modelo de exploração dos hidrocarbonetos, com a quebra do monopólio da empresa, em 1997, até que, em 2007, descobriu-se a existência de petróleo e gás natural na camada do pré-sal. Um dos resultados dessa descoberta é a adoção de um novo modelo de exploração exclusivo para o pré-sal, conhecido como regime de partilha. Sob esse novo regime, no próximo dia 21 de outubro, está programada a realização da primeira licitação de uma área do pré-sal (no prospecto de Libra), cujo consórcio vencedor adquirirá o direito de explorar o petróleo e o gás natural existentes na região.

Esta Nota tem como objetivo aprofundar essas questões, dando sequência a estudos sobre o tema da matriz energética brasileira, que vêm sendo produzidos pelo DIEESE.²

O trabalho procura, especificamente, apresentar uma breve evolução histórica do processo de abertura do setor de petróleo, que culmina com a realização de licitações para a

¹ O pré-sal é uma área com cerca de 150 mil quilômetros quadrados, que vai de Santa Catarina até o Espírito Santo e se configurou como a mais nova fronteira de exploração petrolífera brasileira e uma das áreas mais promissoras do mundo em termos de reservas de petróleo e gás natural. (DIEESE, 2009)

² Essa discussão se inicia com as Notas Técnicas: "O PAC, o setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira", de 2007; "As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco regulatório da indústria do petróleo no Brasil", de 2008; e Estudos e Pesquisas: "Desafios rumo à construção de uma nova legislação para a indústria de petróleo e gás natural no Brasil", de 2009.

exploração e produção dos hidrocarbonetos encontrados no país. Além disso, descreve as linhas gerais das mudanças ocorridas no marco regulatório depois da descoberta do pré-sal. Por fim, são apresentadas algumas informações sobre a licitação do prospecto de Libra, primeira região do pré-sal brasileiro a ser leiloada. Nas considerações finais, são levantadas algumas questões de interesse social em torno desse debate.

Breve histórico do processo de abertura do setor petróleo: do monopólio ao regime de partilha da produção

Em 3 de outubro de 1953, a partir da Lei nº 2.004, foi estabelecido o monopólio estatal da exploração de petróleo e gás natural no Brasil, que seria exercido pela então recém-criada Petrobras. Naquele momento, coube à empresa estatal a responsabilidade exclusiva pelo monopólio das atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo. Ao longo das primeiras décadas de existência, a Petrobras realizava exclusivamente a extração e a produção de petróleo no país. Os amplos investimentos da companhia brasileira foram direcionados para o desenvolvimento de refinarias e exploração e produção de petróleo no Brasil, resultando, por exemplo, na descoberta de hidrocarbonetos no mar, em meados dos anos 1970.

Todavia, desde o final dos anos 1980, ganharam força argumentos em favor da quebra do monopólio e da privatização completa da Petrobras. Nesse período, os processos de abertura comercial e financeira, bem como da privatização de diversas instituições, são implementados em vários países.³ É nesse contexto que emergem os questionamentos sobre o caráter estatal da Petrobras e a manutenção do monopólio estatal na exploração e produção do petróleo e do gás natural.

Como resultado desse novo cenário, a Petrobras passa por um movimento de fragmentação e eliminação de parte de seus ativos, no início dos anos 1990. Em 1991, o Plano Nacional de Desestatização extinguiu as empresas responsáveis pelo comércio exterior (Interbras) e pela mineração (Petromisa), ambas ligadas ao grupo Petrobras. Em 1992, ocorreu a privatização do braço petroquímico (Petroquisa) e de fertilizantes (Petrofértil) (MACHADO, 2013).

³ Fiori (1994, p. 293) contextualiza o surgimento dessas políticas de abertura: "Mas não cabem dúvidas de que foi no plano da economia e da divisão internacional do trabalho que a década de 80 trouxe as principais novidades e desafios à sobrevivência dos Estados nacionais. (...) elas ocorreram, ou foram aceleradas, pela crise econômica internacional que se seguiu, nos anos 70, ao fim do padrão dólar e ao primeiro choque nos preços do petróleo e se aprofundou na primeira metade dos anos 80, movida pelo segundo choque energético e pela política monetária norte-americana (o choque dos juros) iniciada no final do governo Carter. Como é sabido, os países capitalistas ocidentais responderam a esses novos desafios, em sua quase totalidade, seguindo o modelo proposto pela gestão econômica neoliberal dos governos conservadores de Thatcher e Reagan. Estabilizar, desregular e privatizar passaram a ser as palavras-chave de quase todas as políticas econômicas. Hegemônicas nos anos 80, essas ideias contaram com o apoio dos governos e da comunidade financeira internacional, levando a mensagem do mercado como único mecanismo competente de autoregulação econômica e social até as ruínas do mundo socialista e a quase tudo aquilo que um dia foi chamado de Terceiro Mundo".

Juntamente com a reestruturação da Petrobras, o governo iniciou uma política de abertura do setor do petróleo. Em 1995, a Emenda Constitucional nº 9 flexibilizou o monopólio estatal do petróleo e do gás natural, permitindo que as atividades do setor pudessem ser concedidas a outras empresas, além da Petrobras. “A Emenda não revoga a propriedade exclusiva da União sobre todos os recursos minerais existentes no subsolo e na plataforma continental brasileira, mas a autoriza a contratar empresas constituídas sob lei nacional para levar avante as mencionadas atividades” (POSTALI, 2002, p. 223).

Esse processo - o fim do monopólio da Petrobras e a abertura do setor - avançou com a regulamentação da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo). Se o monopólio permitia que a exploração, o desenvolvimento, a produção, o transporte, o refino, a importação e a exportação fossem realizados somente pela Petrobras, a partir da Lei do Petróleo, outras empresas passam a ter o direito de exercer essas atividades, independentemente da origem de seu capital. Com efeito, a definição da empresa detentora do direito de explorar os blocos de petróleo passou a ocorrer por meio de licitações públicas, que são realizadas e coordenadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), modelo conhecido como Regime de Concessão. As empresas vencedoras dessas licitações são autorizadas a explorar os blocos de hidrocarbonetos ofertados pela ANP por conta e risco próprios e têm garantida a propriedade dos recursos após o pagamento das taxações devidas.⁴ Nesse novo modelo, enquanto o recurso natural estiver no subsolo do território nacional, a titularidade das reservas de petróleo e gás é da União, mas, uma vez trazido à superfície, a propriedade passa a ser de quem o extrai.

Além disso, esta lei cria o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O CNPE fica com a atribuição de propor políticas nacionais para o setor energético.

Apesar de a nova lei autorizar a atuação de agentes privados e/ou estrangeiros na exploração e produção do petróleo e do gás natural, as áreas já exploradas pela Petrobras não sofrem nenhuma alteração, ou seja, a Lei não altera os direitos de propriedade já existentes da estatal. Para formalizar esse processo, a ANP realizou uma primeira licitação em 1998, conhecida como a Rodada Zero, que concedeu à estatal às áreas já em exploração e produção. Nesta rodada, a Petrobras e a ANP assinaram 397 contratos que atribuíram à companhia

⁴ “Pelo regime de concessão, a propriedade do petróleo extraído em uma certa área (o bloco objeto da concessão), e por um certo período de tempo (...), é exclusiva do concessionário, [após o pagamento de uma série de obrigações]. Por se tornar o proprietário do petróleo extraído, deverá o concessionário pagar ao Estado, em dinheiro, os tributos incidentes sobre a renda (imposto de renda, contribuições etc.) e os *royalties*, remuneração incidente sobre a receita bruta auferida com a produção do petróleo, a ser pago em dinheiro (mais comum) ou em petróleo (*in natura*). Admita-se, ainda, o pagamento pelo concessionário ao Estado de outras taxas, como bônus de assinatura, participação especial (sobre lucros extraordinários do projeto de exploração e produção de petróleo, se níveis elevados de petróleo forem produzidos) e taxa por ocupação ou retenção de área” (GOMES, 2009, p. 4-5). Adiante, explica-se como são realizados o pagamento desses tributos no Brasil (ver nota de rodapé 8).

brasileira o direito de explorar e produzir em uma área equivalente a 450 mil km², distribuídos em 115 blocos (MACHADO, 2013).

Em 1999, a primeira rodada de licitação envolvendo outras empresas foi feita pela ANP, com a oferta de 27 blocos. Naquela ocasião, 11 empresas adquiriram o direito de operar/produzir petróleo e gás natural no Brasil. Como ocorreu em 1999, a cada ano, uma nova rodada (licitação) é realizada. Entre 1999 e 2008, as licitações geridas pela ANP concederam 745 blocos para exploração e produção do petróleo. Com isso, mais de 40 empresas - fora a Petrobras - já produzem petróleo e gás natural no Brasil, detendo, ao todo, cerca de 7% da produção nacional de petróleo. Como mostra a Tabela 1, entre as 11 maiores empresas produtoras de petróleo no Brasil, em 2012, nove delas têm capital de origem no exterior. Neste mesmo ano, a produção das empresas estrangeiras alcançou 54 milhões de barris de petróleo, representando 7,2% de toda a produção, tendo como grande destaque a estatal norueguesa Statoil.

TABELA 1
Produção de petróleo e gás natural no Brasil, por operadoras, em 2012

| Operador | País de origem da empresa | Petróleo (barris) | Participação Total (%) | Produção de gás natural (mil m ³) | Participação Total (%) |
|--------------------|---------------------------|----------------------|------------------------|---|------------------------|
| Total | | 754.408.668,5 | 100,00% | 25.821.623,9 | 100,00% |
| Petrobras | Brasil | 696.891.531,1 | 92,38% | 25.370.592,6 | 98,25% |
| Statoil Brasil | Noruega | 22.455.784,1 | 2,98% | 35.857,1 | 0,14% |
| Shell Brasil | Anglo Holandesa | 21.955.222,3 | 2,91% | 311.548,7 | 1,21% |
| Chevron Frade | Estados Unidos | 4.497.782,9 | 0,60% | 57.800,6 | 0,22% |
| BP Energy | Reino Unido | 4.409.007,6 | 0,58% | 12.055,1 | 0,05% |
| OGX | Brasil | 3.169.983,1 | 0,42% | 18.349,1 | 0,07% |
| Sonangol Starfish | Angola | 228.410,0 | 0,03% | 3.100,7 | 0,01% |
| Petrosynergy | Panamá | 212.427,5 | 0,03% | 5.609,7 | 0,02% |
| Gran Tierra | Canadá | 132.008,3 | 0,02% | 2.348,5 | 0,01% |
| Partex Brasil | Ilhas Cayman | 117.953,2 | 0,02% | 81,3 | 0,00% |
| Petrogal Brasil | Portugal | 90.405,5 | 0,01% | 919,5 | 0,00% |
| Outras 19 empresas | | 248.153,0 | 0,00 | 13.981,8 | 0,00 |
| | Brasileiras | 700.283.831,0 | 92,83% | 25.402.700,6 | 98,38% |
| | Estrangeiras | 54.124.837,5 | 7,17% | 429.544,1 | 1,66% |

Fonte: Anuário Estatístico da ANP
Elaboração: DIEESE

Todavia, com o anúncio da descoberta do pré-sal, feito pela Petrobras em 2007, houve uma mudança no curso das rodadas de licitações. Dias antes da realização da 9ª rodada, naquele

mesmo ano, a Petrobras anunciou uma nova descoberta na Bacia de Santos, na área de Tupi (hoje rebatizada de Lula), com potencial estimado em cerca de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural, incremento de 50% nas reservas brasileiras naquele momento. Este anúncio, às vésperas do leilão, fez com que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) retirasse do edital de licitação os 41 blocos exploratórios situados na região. A partir desse momento, iniciaram-se discussões sobre a adequação do modelo vigente (concessão) da exploração de petróleo e gás natural no Brasil às características das reservas encontradas na camada do pré-sal. Após a realização do décimo leilão, em 2008, também sem envolver os blocos da área do pré-sal, uma decisão político-estratégica do governo de concentrar esforços para debater o marco regulatório da produção do pré-sal impulsiona a interrupção das rodadas de licitações.

Essa decisão do governo decorre da necessidade dos agentes públicos envolvidos no setor do petróleo de discutir como seria feita a exploração e como seriam distribuídos os *royalties* desta nova localidade (MAZZI, 2013). A rediscussão desses temas fazia sentido, em primeiro lugar, porque a produção de petróleo e gás natural na área do pré-sal apresenta riscos exploratórios significativamente inferiores à área do pós-sal. Em segundo lugar, como as reservas provadas são muito maiores do que as da área do pós-sal, os recursos oriundos da exploração e produção (impostos, *royalties* etc.) também tendem a crescer substancialmente. De acordo com estudo anterior sobre o mesmo tema, no momento das descobertas, as reservas encontradas no pré-sal superariam em mais de três vezes as reservas descobertas pela Petrobras ao longo de toda a história (DIEESE, 2009). Diante desta nova realidade, a decisão do governo brasileiro foi de alterar o marco da regulação do setor de hidrocarbonetos, criando o Regime de Partilha para exploração do petróleo.

Características do regime de partilha na exploração do pré-sal

Como já mencionado, a Lei do Petróleo, de 1997, garante às empresas vencedoras o direito de propriedade do petróleo e do gás natural extraídos, após o pagamento das taxações. A premissa básica para a definição da lei é de que os riscos da exploração são bastante elevados na área do pós-sal (por exemplo, o da realização de uma perfuração sem encontrar petróleo), num contexto em que o preço do petróleo estava significativamente baixo (cerca de US\$ 20 o barril). Conforme recente estudo publicado pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), essa premissa não corresponde à realidade observada para a área do pré-sal:

Em primeiro lugar, o risco exploratório com o pré-sal é baixo. Em segundo lugar, os campos são grandes, bem maiores do que os que haviam sido explorados. Em terceiro lugar, há uma mudança estrutural no preço do petróleo, que, na época da Lei do Petróleo, estava abaixo de US\$ 20 por barril. Após a crise financeira, e ainda com o mundo em recuperação, este flutua acima de US\$ 70 por barril. Em quarto lugar, o argumento dialoga diretamente com a suposta dificuldade de mobilizar os recursos necessários, sendo exatamente a propriedade das reservas que garante o acesso ao financiamento para a exploração. Afinal, a iniciativa privada não mobilizaria os recursos necessários por meio de capital próprio, mas iria pelo mesmo caminho (BARROS; SCHUTTE; PINTO, 2012, p. 37).

Nesta nova conjuntura, em 2010, o Congresso Nacional aprovou duas leis que trazem novidades ao modelo de exploração de petróleo para a área do pré-sal brasileiro. A primeira delas foi a lei nº 12.276/10, que criou o modelo de “Cessão Onerosa”. Nesse modelo, a União é autorizada a ceder onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e exploração de petróleo em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, até o limite de 5 bilhões de barris de petróleo. Após o pagamento dos *royalties* e participações especiais, a Petrobras possui o direito sobre os hidrocarbonetos extraídos. A instituição do modelo de Cessão Onerosa visava atender a dois objetivos da União: i) aumentar a participação dela no capital votante da Petrobras, passando de 40% para 49% e; ii) ampliar a capitalização de recursos para a estatal realizar investimentos. Machado (2013) traz uma explicação detalhada sobre as circunstâncias da implementação deste modelo.

Com o objetivo de elevar a participação da União no capital total da Petrobras e, ao mesmo tempo, reforçar o patrimônio da estatal em reservas, um dos projetos do pacote, transformado mais tarde na Lei 12.276/2010, previu um mecanismo engenhoso de troca de áreas exploratórias do pré-sal por ações da empresa. Foi a “cessão onerosa”, pela qual a União “cederia” à Petrobras o direito de “exercício de atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos em área antes não licitada (portanto “não concedida”) que contivesse “não mais que 5 bilhões de barris de óleo equivalente”, com a contrapartida de adquirir, no mercado, ações preferenciais (sem direito a voto) da corporação. A Lei, promulgada em 30 de junho de 2010, permitiu a concretização do negócio em setembro daquele ano: em troca da cessão por 40 anos dos blocos de Tupi Sul, Florim, Tupi Nordeste, Guará Leste, Franco e Iara (e um bloco contingente, Peroba), correspondentes, segundo negociação e muita controvérsia, a 5 bilhões de barris de óleo equivalentes, a Petrobras transferiu ao Tesouro Nacional o valor de R\$ 74,8 bilhões, obtidos via oferta de ações no mercado acionário - num operativo de “capitalização”. O Estado brasileiro, na operação, adquiriu ações que elevaram sua participação no capital total da empresa de 39,8% àquela altura para 49% (somando ações de propriedade do Tesouro Nacional, BNDESPar, BNDES, Fundo de Participação e Fundo Soberano), chegando a 64% do capital votante (MACHADO, 2013, p. 91-92).

A segunda mudança institucional ocorreu através da Lei 12.351/10, que criou o Regime de Partilha da Produção somente para as áreas do pré-sal e aquelas consideradas estratégicas. Além disso, essa lei ainda estabeleceu um Fundo Social a ser financiado com

recursos gerados pela produção das áreas do pré-sal⁵, fundou uma empresa pública (Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA) para gerir os contratos de partilha da produção do petróleo e exigiu que a Petrobras fosse operadora do contrato (com uma participação de no mínimo 30% sobre as áreas licitadas).⁶ É importante ressaltar, ainda, que a legislação possibilita à União decidir entre estabelecer o contrato de partilha ou contratar diretamente a Petrobras para realizar a exploração e produção do pré-sal. Nesse novo modelo, a partilha prevê que a União fique com determinada parcela do petróleo excedente extraído pelo consórcio vencedor, já descontado o percentual da Petrobras (no mínimo 30%) e as taxas incidentes sobre a produção (*royalties* e impostos). O restante do petróleo e do gás natural cabe às empresas participantes do consórcio.

O novo regime de exploração e produção procura incorporar a nova realidade trazida pelo pré-sal. A ampliação da participação estatal sobre a gestão dos recursos do pré-sal assumiu grande relevância nas reflexões sobre o tema, uma vez que as características (abundância de reservas de petróleo e o baixo risco da exploração) dessa região tendem a ampliar o fluxo de produção de petróleo e gás natural e, conseqüentemente, os recursos financeiros oriundos dessa atividade. Já o Fundo Social foi criado, em primeiro lugar, para ampliar os investimentos no desenvolvimento social e regional e, em segundo lugar, gerir as divisas provenientes das exportações do pré-sal com o intuito de minimizar os riscos de uma sobrevalorização cambial. Por fim, a PPSA tem a função de monitorar e auditar os custos e os investimentos das operadoras, além de administrar os contratos de comercialização de petróleo e gás natural (BARROS; SCHUTTE; PINTO, 2012 e MACHADO, 2013).

Além da mudança do modelo de exploração, o Regime de Partilha também traz uma pequena alteração na forma de apropriação dos recursos fiscais e financeiros por parte da União. As participações especiais e a taxa pela ocupação da área explorada, que são pagas no Regime de Concessão, não estão presentes no novo regime. Em vez desses encargos, o consórcio vencedor da licitação na área do pré-sal deve ceder à União uma fração excedente de óleo (petróleo bruto) estipulada em contrato. Com efeito, o governo deve se apropriar, de quatro maneiras, da renda dos hidrocarbonetos do pré-sal: i) o bônus assinatura⁷ definido no edital de licitação; ii) o pagamento de *royalties* de 15% do valor da produção; iii) a fração de óleo definida no contrato de licitação; e iv) o pagamento de tributos e contribuições (imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido)⁸ (GOBETTI; SERRA, 2009).

⁵ As fontes de financiamento do fundo se dividem da seguinte forma: i) parcela da arrecadação com o bônus de assinatura dos contratos de partilha; ii) parcela dos *royalties* da União, deduzidas as destinações específicas; iii) parte de divisas obtidas pela União com a comercialização do petróleo e do gás e; iv) aplicações financeiras desses recursos.

⁶ Esse novo regime exige que a Petrobras seja operadora única do contrato, isto é, que a estatal seja a única empresa a explorar e produzir os hidrocarbonetos da área do pré-sal.

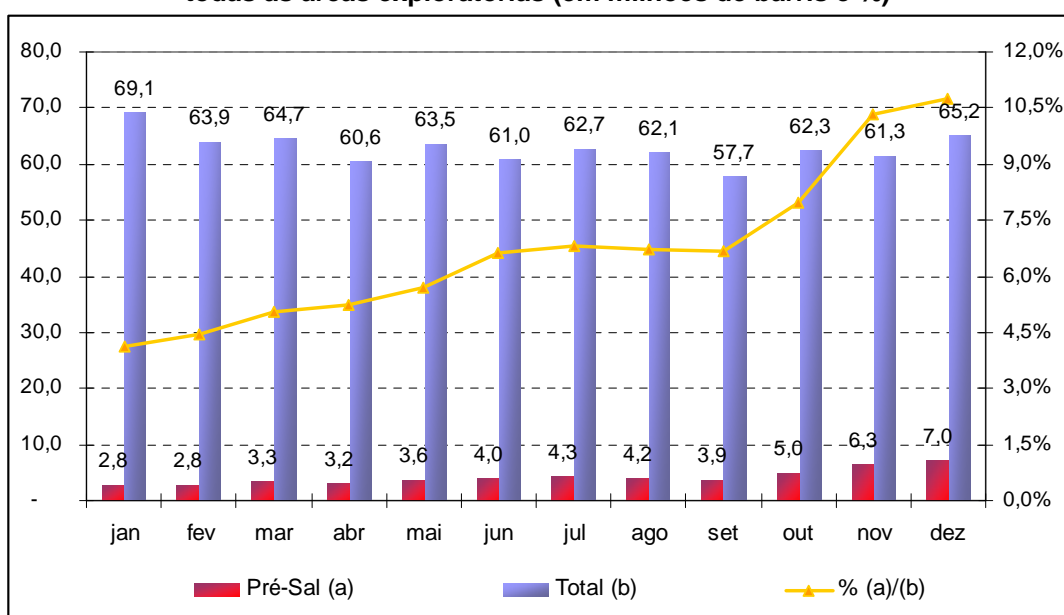
⁷ Corresponde ao montante (em R\$) pago pela empresa vencedora do leilão, como condição para a assinatura do contrato, seja de concessão ou de partilha.

⁸ “No regime de concessão, adotam-se as seguintes participações governamentais: i) bônus de assinatura: terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão

Embora crie um novo marco regulatório para a exploração das áreas do pré-sal, a nova legislação não interfere em áreas já concedidas no antigo regime, ou seja, os contratos de partilha só podem ser firmados para regiões não licitadas. De acordo com informações do governo federal, 71% das reservas da área geológica do pré-sal ainda não estão licitadas e devem seguir as novas regras (Regime de Partilha). Desse modo, os outros 29% da área do pré-sal estão sendo explorados e produzidos sob o Regime de Concessão (seção 1 do texto).

Como mostra o Gráfico 1, a parcela do petróleo que está em produção na região do pré-sal tem crescido rapidamente, muito acima do restante da produção nacional. Em 2012, enquanto a produção total de petróleo no Brasil caiu 5,6%, a da área do pré-sal cresceu 147,4% (aumento de 2,8 milhões de barris, em janeiro, para 7 milhões, em dezembro). Por conta disso, a participação do petróleo do pré-sal no total produzido no Brasil saltou de 4,1%, em janeiro de 2012, para 10,8%, em dezembro.

GRÁFICO 1
Produção do petróleo no Brasil em 2012 na área do pré-sal e em
todas as áreas exploratórias (em milhões de barris e %)



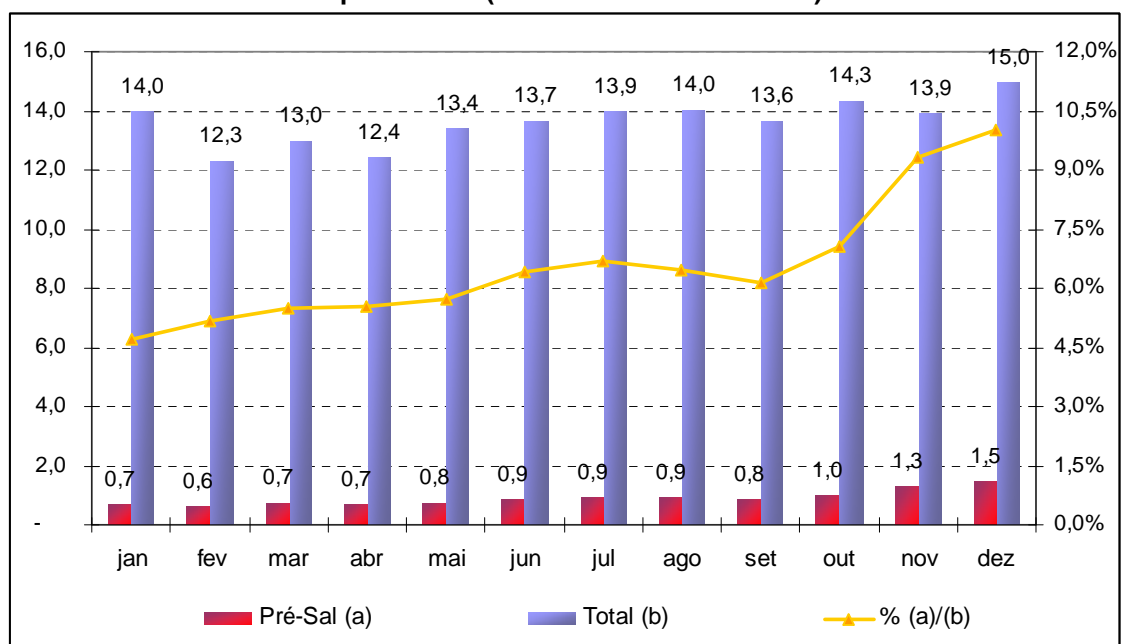
Fonte: ANP. Banco de Dados de Exploração e Produção. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br>.
 Elaboração: DIEESE

Em relação ao gás natural, a trajetória é bastante similar à observada com o petróleo, isto é, o crescimento da extração na camada do pré-sal é muito superior ao das demais áreas produtoras do país. A produção de gás natural do pré-sal no Brasil mais que dobrou em 2012 - aumentou de 654 mil barris de óleo equivalente, em janeiro, para 1,5 milhão de barris de óleo

(...); ii) *royalty*: cuja alíquota é de 10%, podendo ser redutível a um mínimo de 5%, com pagamentos mensais incidentes sobre o valor da produção (Lei n. 9.478/1997, art. 47); iii) participação especial: paga somente pelos campos de elevada produção, com alíquota variável entre 0% e 40%, com pagamentos trimestrais incidentes sobre a receita líquida da produção (Lei n. 9.478/1997, art. 50) (...); iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área: a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco” (GOBETTI; SERRA, 2009).

equivalente, em dezembro - e no restante do país se expandiu em apenas 7,2%. Com efeito, a participação na produção nacional, que era de 4,7% em janeiro, alcançou 10% em dezembro (ver Gráfico 2).

GRÁFICO 2
Produção de gás natural no Brasil em 2012 na área do pré-sal e em todas as áreas exploratórias (em milhões de barris e %)



Fonte: Banco de Dados de Exploração e Produção – ANP. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br>.
 Elaboração: DIEESE

Assim, com a adoção dos novos modelos de exploração, em 2010, a produção de petróleo e gás natural na camada do pré-sal brasileiro deve ocorrer sob três modelos distintos: i) Regime de Concessão nas áreas licitadas antes de 2007; ii) Cessão Onerosa nas áreas definidas pela União, cujas reservas não superam cinco bilhões de barris e; iii) Regime de Partilha da Produção para as demais áreas.

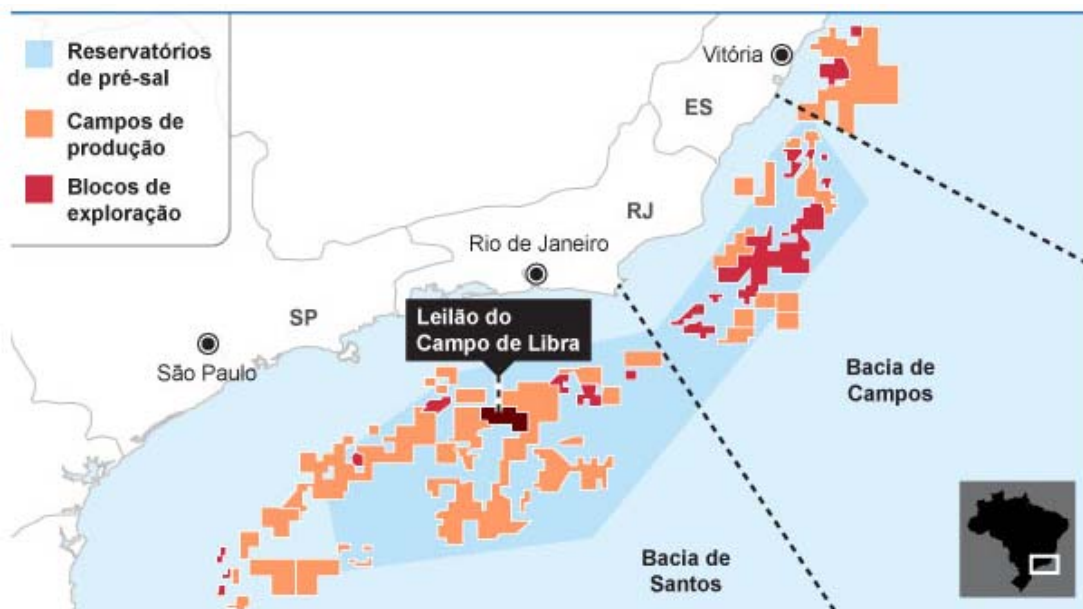
A efetivação do modelo de partilha: a licitação do campo de Libra

A partir da promulgação da Lei nº 12.351/10, a primeira rodada de licitações no modelo de partilha da produção está agendada para acontecer em 21 de outubro de 2013. Nessa rodada, ocorre somente a licitação do prospecto de Libra⁹, cujas reservas estão estimadas entre 26 bilhões e 42 bilhões de barris de hidrocarbonetos. Como apenas cerca de 30% do que está

⁹ Segundo a ANP, tecnicamente prospecto significa uma "feição estrutural e/ou estratigráfica, existente numa bacia sedimentar, que pode ser mapeada e perfurada e que tem potencial para se constituir uma acumulação comercial de hidrocarbonetos".

debaixo da terra costumam ser recuperáveis, em média, a ANP acredita que o volume de petróleo e de gás natural que pode ser recuperado chega a 12 bilhões de barris.

FIGURA 1 – Prospecto de Libra na Bacia de Santos



Fonte: CRAIDE (2013)

A área de Libra corresponde a aproximadamente 1.500 km², ao norte da Bacia de Santos, em frente ao litoral da Região dos Lagos fluminense. As perfurações realizadas nesse prospecto devem atingir até sete mil metros de profundidade. A produção de Libra deve superar 1 milhão de barris por dia, em 2020, enquanto o rendimento do campo pode alcançar R\$ 900 bilhões em 30 anos, segundo estimativas preliminares. Os custos produtivos devem ser de, pelo menos, R\$ 60 bilhões (CRAIDE, 2013 e PAMPLONA, 2013).

Para dar uma ideia da importância e grandiosidade de Libra, hoje, as reservas provadas da Petrobras, nos 60 anos de existência da empresa, são de 15 bilhões de barris. Ou seja, confirmada a existência dos 12 bilhões de barris, as reservas do prospecto de Libra representam cerca de 80% daquelas provadas pela Petrobras ao longo de toda a história. Além disso, se Libra fosse um país, seria o 18º maior em reserva de petróleo, ficando acima de países como México, Noruega e Índia (ver Tabela 2).

TABELA 2
Reservas provadas de petróleo, por países e
expectativas de Libra, em 2012 (bilhões de barris)

| Ranking | Regiões geográficas, países e blocos econômicos | Reservas Provadas |
|-----------|---|-------------------|
| 1 | Venezeula | 297,6 |
| 2 | Arábia Saudita | 265,9 |
| 3 | Canadá | 173,9 |
| 4 | Irã | 157,0 |
| 5 | Iraque | 150,0 |
| 6 | Coveite | 101,5 |
| 7 | Emirados Árabes Unidos | 97,8 |
| 8 | Rússia | 87,2 |
| 9 | Líbia | 48,0 |
| 10 | Nigéria | 37,2 |
| 11 | Estados Unidos | 35,0 |
| 12 | Cazaquistão | 30,0 |
| 13 | Catar | 23,9 |
| 14 | China | 17,3 |
| 15 | Brasil (sem Libra) | 15,3 |
| 16 | Angola | 12,7 |
| 17 | Argélia | 12,2 |
| 18 | LIBRA | 12,0 |
| 19 | México | 11,4 |
| 20 | Equador | 8,2 |
| 21 | Noruega | 7,5 |
| 22 | Azerbaijão | 7,0 |
| 23 | Índia | 5,7 |
| 24 | Omã | 5,5 |
| 25 | Vietnã | 4,4 |

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2013; para o Brasil, ANP/SDP, conforme a Portaria ANP no 9/2000

Elaboração: DIEESE

Com base na Lei n. 12.351/10, o CNPE divulgou as regras do leilão, a partir da Resolução nº 5. Nesta Resolução, a ANP é responsável por divulgar o edital e realizar o leilão. Além disso, a Resolução estipula que: o bônus de assinatura do contrato é de R\$ 15 bilhões; o excedente de óleo a ser repartido com a União (via PPSA) é de, no mínimo, 41,65%, e; a Petrobras é a empresa operadora, com no mínimo 30% do bônus de assinatura. O consórcio de empresas vencedor (sempre com a presença da Petrobras) é aquele que ofertar o maior percentual de excedente de óleo para a PPSA (no mínimo 41,65%). O tempo do contrato é de, no máximo, 35 anos - cinco anos para a fase de exploração e 30 para a produção. O edital da ANP também obriga as empresas a realizar um percentual de “Conteúdo Local Mínimo”, para a fase de exploração, de 37%, e na Etapa de Desenvolvimento da Produção, de 55%, em média.

Na disputa pela licitação do prospecto de Libra estão 11 grandes empresas petrolíferas. Em 8 de outubro, a ANP anunciou que, das 11 empresas interessadas, nove efetuaram o pagamento de garantias para participar da licitação, num valor total de R\$ 156 milhões. As outras duas empresas que não depositaram as garantias devem se associar a outras, o que indica que algumas devem se agrupar em consórcios para concorrer à licitação de Libra, de acordo com a ANP.

TABELA 3
Lista de empresas que pagaram a taxa de participação do leilão de Libra

| Empresa | País | Classificação por valor de mercado | Valor de Mercado US\$ | Predominância do capital |
|---|-----------------|------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| China National Petroleum Corporation (CNPC) ou Petrochina | China | 2ª | 264,5 | Estatal |
| Royal Dutch Shell | Anglo-Holandesa | 3ª | 222,6 | Privado |
| Ecopetrol | Colômbia | 6ª | 126,6 | Estatal |
| Petrobras | Brasil | 7ª | 124,7 | Estatal |
| Total | Francesa | 8ª | 121,9 | Estatal |
| CNOOC International Limited | China | 10ª | 96,7 | Estatal |
| Repsol/Sinopec | Hispano-Chinesa | 11ª (só Sinopec) | 96,5 | Privado |
| ONGC Videsh | Índia | 25ª | 41,9 | Estatal |
| Mitsui & CO | Japão | NI | NI | Privado |
| Petrogal | Portugal | NI | NI | Estatal |
| Petronas | Malásia | NI | NI | Estatal |

Fonte: ANP
Elaboração: DIEESE

Além do pagamento das garantias, existe a possibilidade de algumas empresas (ou alguns consórcios) arcarem com os custos necessários para a Petrobras participar do leilão. Por conta das regras estipuladas pelo regime de partilha, a estatal brasileira precisa financiar pelo menos 30% do bônus de assinatura. No caso de Libra, esse valor representa R\$ 4,5 bilhões, ou seja, 30% do bônus total de R\$ 15 bilhões, definidos no edital de licitação. Isso porque há a possibilidade de a Petrobras ampliar a participação para além dos 30%, o que aumentaria também a participação da empresa no pagamento do bônus de assinatura. Cogita-se que a participação da Petrobras alcance os 40% do total do consórcio (VILLAVÉRDE, 2013).

Entre as empresas inscritas para participar da licitação, a Petrobras é a única brasileira. Ademais, oito destas empresas têm o predomínio estatal de capital e três são da China (ainda que a Sinopec tenha feito uma fusão com a Repsol). O maior interesse das petroleiras estatais de outros países pode estar relacionado ao maior controle do Estado brasileiro sobre as taxas de lucro na produção de petróleo. Ou seja, a decisão das empresas estatais não está ligada somente à gestão econômica (obtenção de lucro, autonomia gerencial etc.), mas também à estratégia geopolítica de alcançar segurança energética. Em países de acelerado crescimento dos mercados internos (seja pelo consumo ou expansão da estrutura produtiva), como China e Índia, a necessidade de fontes de energia é cada vez maior. No caso de empresas privadas, essa questão geopolítica e estratégica tem menor relevância e a decisão de investir em um ativo como Libra submete-se muito mais à lógica econômico-financeira. Não por acaso, algumas das grandes multinacionais de capital privado do setor de petróleo não participarão do leilão, preferindo investir em ativos que assegurem uma maior rentabilidade.¹⁰

¹⁰ Uma reportagem publicada na versão *on line* do jornal A Gazeta do Povo também coloca essa hipótese: "Um sinal de que as petroleiras que só querem "ganhar dinheiro" e não apenas assegurar reservas estão fora do leilão do pré-sal veio nesta quinta-feira (19), com a desistência de três gigantes do setor: a norte-americana Exxon Mobil e as britânicas British Gas (BG) e British Petroleum (BP).

Outra questão importante que surge com o leilão de Libra é o potencial de produção de hidrocarbonetos no longo prazo. Como observado, a extração desse prospecto deve alcançar 1 milhão barris por dia, já em 2020. Isso representa cerca da metade da atual produção diária no Brasil. Além disso, essa produção em níveis elevados deve perdurar por um período mais longo que o observado na área do pós-sal. Mesmo considerando a emergência de energias alternativas (gás de xisto, energia solar etc.) e a manutenção do preço do petróleo, a produção do pré-sal tende a ser eficiente no longo prazo, ou seja, não parece haver a necessidade de se acelerar a exploração desses recursos. Segundo o professor da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Luiz Gonzaga Belluzzo, citado na coluna 'Editorial', da Carta Maior, "não há risco para o pré-sal; ele continuará competitivo a qualquer preço a partir de US\$ 40/45 o barril (está em US\$ 103 atualmente)".

Todos esses temas, além de outros não citados nesta Nota (impactos para a indústria nacional, por exemplo), devem ser mais discutidos e aprofundados ao longo do tempo. Principalmente porque Libra é apenas o início de um processo de longo prazo: a exploração dos hidrocarbonetos na área do pré-sal.

Considerações Finais

As informações apresentadas ao longo deste texto permitem inferir que o petróleo é um recurso natural estratégico para o desenvolvimento das sociedades nos dias de hoje. Com as descobertas do pré-sal, esse caráter estratégico assume maior importância, uma vez que pode ampliar o volume e alargar o período de produção dos hidrocarbonetos no país. Com isso, a definição dos modelos de exploração e da forma de apropriação da renda do petróleo e do gás natural é discussão que interessa ao conjunto da sociedade e não apenas às empresas de petróleo e aos governos. A geração de emprego pela expansão da produção na área do pré-sal e a alocação dos recursos financeiros gerados por esta produção, por exemplo, interessam a vários atores sociais, entre os quais, o movimento sindical.

Por essa razão, as atuais descobertas de gigantes campos de petróleo no Brasil e as mudanças na legislação que trata dos modelos de exploração e produção deste produto deveriam suscitar o debate em todos os segmentos sociais do país. Muito além de um debate de especialistas, uma vez que as opções não são neutras e afetam a todos, no presente e, principalmente, no futuro, as possibilidades de mudanças na qualidade de vida do povo brasileiro que se colocam com a exploração dessas imensas riquezas são enormes e podem ser determinantes na definição de políticas sociais, por exemplo. Para isso é fundamental compreender e debater as mudanças que estão ocorrendo nesse setor.

Por acreditar que todos esses aspectos originados pela exploração e produção do pré-sal são de interesse exclusivo da sociedade brasileira (geração de empregos, impactos sociais, entre outros), todo o movimento sindical petroleiro, todas as Centrais Sindicais e parte significativa de outros movimentos sociais (como a União Nacional dos Estudantes, o Movimento dos Sem Terra e o Movimento dos Atingidos por Barragens) estão se posicionado contra a realização desta licitação e, usando o artigo 12 da Lei 12.351, para defender a posição de que o governo contrate diretamente a Petrobras para explorar e produzir essa área do pré-sal. Para esses segmentos, uma região tão estratégica, em razão da riqueza e das oportunidades de desenvolvimento existentes, não deveria ser leiloadas.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL e BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Banco de dados de exploração e produção**, 2013. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br>. Acesso em: 01 abr. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL e BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico 2013**, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=66833>. Acesso em: 17 de set. 2013.

BARROS, P. S.; SCHUTTE, G. R.; PINTO, L. F. S. **Além da autossuficiência**: o Brasil como protagonista no setor energético. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2012. (Texto para Discussão, 1725).

CNPE. **Resolução nº 05**. Divulgada em Diário Oficial de 04 de julho de 2013.

CRAIDE, S. Leilão do pré-sal poderá ter até 4 consórcios na disputa, diz ministro. **Agência Brasil**, 10 out. 2013. Disponível em: <http://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2013/10/10/leilao-do-pre-sal-podera-ter-ate-4-consorcios-na-disputa-diz-ministro.htm>. Acessado em: 14 de outubro de 2013.

DIEESE. (2007) **O PAC, o setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira**. São Paulo: DIEESE, 2007. (Nota Técnica, 43). Disponível em: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/2007/notatec43PACehidrocarbonetos.pdf>. Acesso em: 17 set. 2013.

DIEESE. (2008) **As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco regulatório da indústria do petróleo no Brasil**. São Paulo: DIEESE, 2008. (Nota Técnica, 71). Disponível em: <http://www.dieese.org.br/notatecnica/2008/notatec71Petroleo.pdf>. Acesso em: 17 set. de 2013.

DIEESE. (2009) **Desafios rumo à construção de uma nova legislação para a indústria de petróleo e gás natural no Brasil**. São Paulo, 2009. (Estudos e Pesquisas, 48). Disponível em: <http://www.dieese.org.br/estudosepesquisas/2009/estPesq48petroleoGas.pdf>. Acesso em: 17 set. 2013.

FIORI, J. L. Globalização econômica e descentralização política: um primeiro balanço. **Ensaio FEE**, Porto Alegre, n. 15, pp. 295-311, 1994.

GIGANTES do setor, BP, BG e Exxon desistem de leilão do pré-sal. **Gazeta do Povo**, 19 de setembro de 2013. Disponível em: <http://www.gazetadopovo.com.br/>. Acesso em: 13 set. 2013.

GOBETTI, S. W.; SERRA, R. V. **Novo marco regulatório do petróleo: desafios na transição do regime de concessão para o regime de partilha.** XVI PRÊMIO TESOIRO NACIONAL 2011, 16 . Brasília: Tesouro Nacional, 2011.

GOMES, J. V. G. **O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha de produção.** Brasília: Consultoria Legislativa do Senado Federal, março de 2009 (Texto para Discussão, 55).

MACHADO, A. C. C. **O que o pré-sal traz de novo para o país no sistema internacional.** Dissertação (Mestrado Programa de Pós-Graduação em Economia Política Internacional) UFRJ. Rio de Janeiro, jan. 2013.

MAZZI, C. ANP volta a licitar campos de petróleo. **Jornal do Brasil**, 12 de maio de. 2013. Disponível em: <http://www.jb.com.br/economia/noticias/2013/05/12/anp-volta-a-licitar-campos-de-petroleo/>. Acesso em: 14 out. 2013.

PAMPLONA, N. ANP antecipa leilão do Pré-sal com reservas de barris. **Brasil Econômico**, 24 de maio de 2013. Disponível em: http://brasileconomico.ig.com.br/noticias/anp-antecipa-leilao-do-presal-com-reservas-de-barris_132389.html. Acesso em: 14 out. 2013.

POSTALI, F. A. S. Relações entre governo e investidores na indústria de petróleo no Brasil: algumas considerações. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 17, p. 221-236, jun. 2002.

VILLAVERDE, J. Petrobras terá ‘ajuda’ no leilão de Libra. **O Estado de S. Paulo**, Brasília, 13 de outubro 2013.

Rua Aurora, 957 – 1º andar
CEP 05001-900 São Paulo, SP
Telefone (11) 3874-5366 / fax (11) 3874-5394
E-mail: en@dieese.org.br
www.dieese.org.br

Presidente: Antônio de Sousa - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Material Elétrico de Osasco e Região - SP

Vice Presidente: Alberto Soares da Silva - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Campinas - SP

Secretária Executiva: Zenaide Honório - APEOESP - Sindicato dos Professores do Ensino Oficial do Estado de São Paulo - SP

Diretor Executivo: Edson Antônio dos Anjos - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas de Máquinas Mecânicas de Material Elétrico de Veículos e Peças Automotivas da Grande Curitiba - PR

Diretor Executivo: Josinaldo José de Barros - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Materiais Elétricos de Guarulhos Arujá Mairiporã e Santa Isabel - SP

Diretor Executivo: José Carlos Souza - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo - SP

Diretor Executivo: Luis Carlos de Oliveira - Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Metalúrgicas Mecânicas e de Material Elétrico de São Paulo Mogi das Cruzes e Região - SP

Diretora Executiva: Mara Luzia Feltes - Sindicato dos Empregados em Empresas de Assessoramentos Perícias Informações Pesquisas e de Fundações Estaduais do Rio Grande do Sul - RS

Diretora Executiva: Maria das Graças de Oliveira - Sindicato dos Servidores Públicos Federais do Estado de Pernambuco - PE

Diretora Executiva: Marta Soares dos Santos - Sindicato dos Empregados em Estabelecimentos Bancários de São Paulo Osasco e Região - SP

Diretor Executivo: Paulo de Tarso Guedes de Brito Costa - Sindicato dos Eletricitários da Bahia - BA

Diretor Executivo: Roberto Alves da Silva - Federação dos Trabalhadores em Serviços de Asseio e Conservação Ambiental Urbana e Áreas Verdes do Estado de São Paulo - SP

Diretor Executivo: Ângelo Máximo de Oliveira Pinho - Sindicato dos Metalúrgicos do ABC - SP

Direção Técnica

Clemente Ganz Lúcio – Diretor Técnico

Patrícia Pelatieri – Coordenadora Executiva

Rosana de Freitas – Coordenadora Administrativa e Financeira

Nelson de Chueri Karam – Coordenador de Educação

José Silvestre Prado de Oliveira – Coordenador de Relações Sindicais

Airton Santos – Coordenador de Atendimento Técnico Sindical

Angela Schwengber – Coordenadora de Estudos e Desenvolvimento

Equipe técnica responsável

Cloviomar Cararine

Paulo Jäger

Rodrigo Pimentel Ferreira Leão