

A (nova) regulamentação do setor

Lika Takahashi, CNPI+5511 3049-9475

ltakahashi@bancofator.com.br

Rodrigo Blanco Fernandes+5511 3049-9478

rfernandes@bancofator.com.br

Hering Shen+5511 3049-6250

hshen@bancofator.com.br

PETRA: R\$ 33,60 (8/8/08)

Preço-alvo (dez/08): R\$ 50,00

Recomendação: COMPRA

Valor de mercado: R\$ 294,8 bilhões

P/L 08P: 9,1x

P/L 09P: 8,4x

Valor da empresa: R\$ 332,8 bilhões

VE/Lajida 08P: 4,9x

VE/Lajida 09P: 4,3x

Sumário Executivo

A discussão do novo marco regulatório ganhou força com a criação, no dia 18/7/08, da comissão interministerial que tem como objetivo apresentar **propostas de alteração do atual modelo de exploração** para o óleo encontrado sob a camada pré-sal. Esta comissão tem 60 dias para apresentá-las, o que significa que **até o fim do ano deve ser encaminhado para discussão na Câmara e no Senado o novo modelo para a área**, bem como possíveis alterações para os contratos já celebrados.

Difícilmente não haverá mudanças na regulação. Há uma grande aposta na **adoção do modelo de partilha** (Production-Sharing Agreement ou PSA), com a criação de uma empresa 100% estatal detentora das reservas e responsável pelos investimentos públicos em exploração e produção de petróleo e gás (E&P). A mudança é complexa do ponto de vista jurídico e legislativo e possui várias lacunas a serem discutidas. **Em termos de arrecadação de recursos, entretanto, o impacto para o Estado pode ser neutro, i.e., similar a uma alteração das alíquotas do regime atual. Para as empresas, os maiores impactos seriam, além da menor retenção de lucros, a perda da propriedade do óleo e a menor liberdade sobre decisões de exploração e produção.**

Qualquer que seja o modelo adotado, **o Estado deve atualizar sua participação nas rendas petrolíferas**, uma **tendência** observada em muitos países produtores nesta década. Todavia, vários pontos relacionados à alteração das regras permanecem em aberto. Entre eles, destacamos: i) qual a abrangência destas mudanças e impactos sobre os poços em exploração e desenvolvimento; ii) como ficam as áreas ainda não exploradas fora do pré-sal; iii) como serão tratados os poços da bacia de Campos que estão sob poços produtores; e iv) impactos sobre a estrutura de ativos da Petrobras com a criação da estatal.

Ainda sobre a Petrobras, **o impacto, em maior ou menor grau, depende menos do modelo adotado e mais das implicações sobre as áreas atualmente exploradas pela empresa.** Se assumirmos a adoção do modelo PSA, por ora o mais provável, os blocos licitados não seriam envolvidos, mas nos blocos remanescentes do pré-sal, os acionistas minoritários da Petrobras podem ser prejudicados caso a empresa seja cobrada para fazer a exploração a preços inadequados, onde talvez só a Petrobras quisesse participar. **Qualquer mudança que ocorrer sobre os contratos já celebrados será negativa**, pois envolverá ou maior pagamento de taxas e *royalties* ou maior interferência do Estado sobre a produção.

O que motivou a discussão?

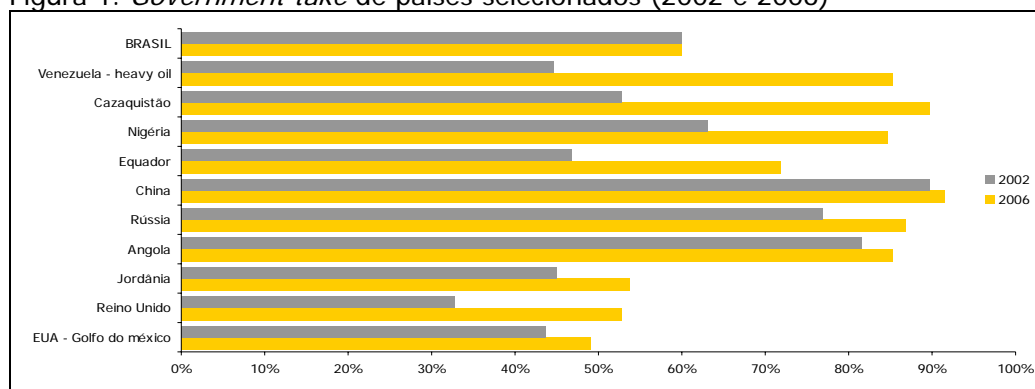
Um **novo marco regulatório** para o setor de óleo e gás no Brasil está em discussão desde as **descobertas** de hidrocarbonetos **na camada pré-sal** na Bacia de Santos. O único bloco já testado, o de Tupi, possui reservas prováveis entre cinco e oito bilhões de barris. É a mais importante da história da atividade no Brasil e do hemisfério ocidental em 30 anos. Algumas estimativas indicam que as reservas totais na camada pré-sal podem ser de 70 a 80 bilhões de barris, o que alçaria o **Brasil ao rol dos países com as maiores reservas mundiais de petróleo e gás.**

Além da relevância das descobertas, outro fator importante na decisão é o custo da exploração, que fica cada vez mais caro. Isto porque os novos poços de óleo e gás estão em áreas de fronteira de produção, como as águas ultraprofundas, que exigem maiores investimentos.

Como a produtividade é declinante, os novos poços aumentam a oferta, mas também substituem a produção atual. Um projeto de exploração pode durar até 30 anos e exige fortes investimentos iniciais e nenhuma receita imediata. Da data de assinatura do contrato, são necessários vários anos para se atestar a viabilidade comercial, alguns anos a mais para construir a infra-estrutura exploratória e após isso, a produção em escala comercial. Todo esse processo envolve um enorme gerenciamento de risco e de recursos por conta do prazo longo de retorno do investimento, montantes de recursos envolvidos na operação e custo de carregamento destes recursos.

O declínio da produção “fácil” e o amadurecimento da exploração no país (criação de *know-how* sobre a atividade) o leva a adotar um **maior controle sobre o setor** e, conseqüentemente, sobre a produção. Isto implica em obter maiores receitas ao aumentar o chamado *government take* sobre as rendas petrolíferas (receita menos custos de exploração e desenvolvimento) e em controlar mais efetivamente a extração de hidrocarbonetos. Esta é uma **tendência observada em muitos países**, em especial os que se tornaram recentemente grandes produtores de petróleo e gás. O Brasil mantém a mesma regulação desde 1998 e por isso não apresentou estas mudanças mostradas em outros países. A tabela abaixo compara a evolução entre 2002 e 2006 e o montante do *government take* percebido pelos países:

Figura 1. *Government take* de países selecionados (2002 e 2006)



Fonte: ANP

Abrangência e parâmetros da discussão

Este pano de fundo suscitou a discussão sobre qual o melhor arcabouço legal a ser adotado para a região do pré-sal. A **discussão sobre o assunto** está sendo conduzida por uma **comissão interministerial**. A primeira reunião ocorreu no dia 28/7/08 e em 60 dias a comissão espera concluir os estudos e apresentar uma proposta ao Presidente da República. Além do Ministro das Minas e Energia Edison Lobão, participam também Guido Mantega, da Fazenda; Paulo Bernardo, do Planejamento, Dilma Rousseff, da Casa Civil; o presidente da Petrobras, José Sergio Gabrielli; e representantes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da ANP. Esta proposta é indicativa e não tem poder de alterar o modelo vigente.

Todas as alternativas envolvem, em maior ou menor grau, alterações no atual modelo embasado na lei do petróleo. As **discussões envolvem** basicamente: (i) a adoção de um modelo de **partilha de produção**; (ii) o **aumento dos royalties** e participações especiais cobrados dentro do atual modelo; (iii) modelo de **prestação de serviços**; e (iv) **mescla de vários modelos**. Relatamos, de modo geral, apenas as principais posições, pois consideramos outras mais extremas, como a de reestatização do setor (Petrobras e campos de terceiros), pouco prováveis.

Tabela 1. Resumo dos modelos de exploração

| | Concessão | Partilha de Produção | Prestação de Serviços |
|---|--|---|---|
| Propriedade do óleo | Empresa | Estado | Estado |
| Custos de (exploração e desenvolvimento) | Empresa | Empresa | Empresa |
| Risco de exploração | Empresa | Empresa | Empresa |
| Rentabilidade da empresa | Produção (-) custos (-) royalties e taxas (-) impostos | Parcela do <i>profit oil</i> (produto) | Serviços remunerados em dinheiro ou com parcela da produção Toda a produção (-) pagamento pelos serviços |
| Rentabilidade do Estado | Royalties, taxas e impostos | Parcela do <i>profit oil</i> (produto) | |

Fonte: ANP, Fator Corretora

Alguns dos fatores que afetam a escolha do modelo contratual são: **volume de reservas, custos de exploração e produção (E&P), e fator de recuperação das reservas.** Nesse sentido, em países com baixas reservas e altos custos de produção (principalmente em águas profundas), o modelo que predomina é o de concessões (*Royalties/Taxes*, ou R/T em inglês). Aqueles países que apresentam maiores reservas de médio custo, a opção mais usual é a de Contratos de Partilha de Produção (PSA ou *Production-Sharing Agreement*). E naqueles com grandes reservas e baixos custos de produção, prefere-se os Contratos de Risco (RSA ou *Risk-Sharing Agreement*) ou prestação de serviços.

Há também a **experiência do país no setor** e o **acesso ao financiamento**, que afeta significativamente a escolha pelo modelo. Países experientes na produção de petróleo e que conhecem seus ativos dependem menos do *know-how* dos investidores no fechamento dos contratos; da mesma maneira, uma base financeira forte e acessível no país diminui a importância dos investidores quanto ao acesso ao financiamento. Inversamente, países pobres e incipientes no negócio são altamente dependentes das empresas petrolíferas para desenvolver a exploração de petróleo. O desenvolvimento da atividade pode, no futuro, levar o país a buscar regimes alternativos.

A tabela abaixo relaciona o **modelo adotado entre alguns países e o custo de exploração das respectivas reservas.** A exceção fica por conta da Arábia Saudita, que possui controle total sobre sua produção através da estatal Saudi Aramco (não há empresas estrangeiras que operam em território saudita):

Tabela 2. Custos de exploração vs. modelo adotado (\$/barril)

| País | Custo de Exploração | Custo Total (exploração + produção) | Tipo de Contrato | % das reservas provadas (2007) |
|-------------------------|---------------------|-------------------------------------|------------------|--------------------------------|
| Baixo Custo | | | | |
| Arábia Saudita | 1,5 | 3,0 | - | 21,3 |
| Kuwait | 1,8 | 3,6 | RSA | 8,2 |
| Iraque | 2,3 | 3,8 | RSA-PSA* | 9,3 |
| Irã | 1,8 | 4,3 | RSA | 11,2 |
| Venezuela, convencional | 1,2 | 4,6 | RSA | 7,0 |
| Argélia | 2,2 | 4,7 | RSA-PSA | 1,0 |
| Médio Custo | | | | |
| Emirados Árabes Unidos | 3,0 | 4,8 | R/T | 7,9 |
| Cazaquistão | 3,5 | 4,8 | PSA-R/T | 3,2 |
| Nigéria | 3,0 | 5,3 | PSA-R/T | 2,9 |
| Omã | 3,8 | 6,4 | PSA-R/T | 0,5 |
| Brasil | 3,8 | 7,0 | R/T | 1,0 |
| China | 3,5 | 7,5 | PSA | 1,3 |
| Rússia | 4,3 | 7,8 | PSA-R/T | 6,4 |
| Angola | 5,0 | 8,0 | PSA-R/T | 0,7 |
| Indonésia | 2,5 | 8,5 | PSA | 0,4 |
| Alto Custo | | | | |
| US Lower-48 onshore | 5,0 | 8,5 | R/T | 2,4 |
| Mar do Norte | 7,5 | 10,5 | R/T | 1,1 |
| Canadá, leste | 8,0 | 11,8 | R/T | 2,2 |
| US Golfo do México | 11,0 | 14,5 | R/T | 2,4 |

* Modelo em revisão, com possibilidade de adoção do PSA

Fonte: Al-Attar e Alomair (2005), ANP (2007), BP Statistical review (2008)

Implicações das mudanças no modelo regulatório

Os modelos são bastante diferentes nos campos jurídico e legislativo e possuem impactos diversos sobre as empresas parceiras na exploração. Em termos de **arrecadação de recursos pelo Estado**, entretanto, **não há grandes mudanças de um modelo para outro**, assim como também não há modelo certo ou errado. Um regime de concessão pode ser equivalente, em termos de recursos capturados pelo Estado, ao de partilha. As questões recaem sobre as **dificuldades e o esforço político necessário para promover alterações sobre o atual modelo.**

Algumas ressalvas, entretanto, são necessárias para limitar a abrangência da discussão. Segundo o governo, a possível mudança: a) envolve apenas as fronteiras de produção no pré-sal, i.e. os campos em terra e na plataforma continental situados nas áreas pós-sal continuam regulamentados de acordo com a legislação vigente; e b) as áreas da camada pré-sal já licitadas seguirão inalteradas, i.e. a discussão recai sobre as áreas ainda de propriedade do governo. Um breve resumo de algumas alternativas ao modelo atual podem ser listadas abaixo:

Alteração dos royalties e taxas cobradas: uma das discussões é sobre a arrecadação potencial obtida sobre os novos poços. A lei prevê arrecadação adicional sobre poços de alta produtividade através da participação especial, que já é utilizada em alguns campos produtores, e.g. Marlim. A mudança nas alíquotas pode ser feita através de Decreto Presidencial e seria a opção mais rápida, pois mantém a lei na essência. É também a **preferida do setor privado**, sob a alegação que o modelo atual funciona, trouxe diversos benefícios ao País e haveria disposição para aceitar maior taxa. A resistência por uma mudança de modelo, no entanto, reside no fato de que as **empresas perderiam a propriedade do óleo** (não poderiam contabilizá-lo como reservas) e teriam **menos liberdade sobre a decisão exploratória**, que seria compartilhada com o Estado e pode envolver outras questões que não a maximização de lucros.

Criação de estatal: atualmente a ANP administra os recursos petrolíferos em nome do governo. Uma das propostas é de criar uma empresa 100% estatal que teria a propriedade dos recursos e os administraria em nome do Estado. Uma vez criada, pode-se adotar qualquer um dos modelos de exploração. Os recursos arrecadados, na forma de petróleo ou em dinheiro, seriam da estatal, que os utilizariam conforme a determinação do governo. A despeito das alterações necessárias na lei, não seria necessário mudar o regime. Mesmo assim, é um processo demorado: a lei 9.478 é ordinária, o que significa que as alterações dependem de maioria simples no Congresso e no Senado. Se as discussões se alongarem em 2009, podem não ser aprovadas em 2010, pois as duas casas estarão em parte voltadas às eleições. Isso atrasaria a exploração plena das reservas.

A **Noruega** é um dos exemplos de modelo com participação de empresa estatal, porém sob o regime de concessão. O governo norueguês criou a empresa Petoro, em 2001, que administra as reservas do país que estão situadas principalmente no Mar do Norte, e o State Direct Financial Interest (SDFI) – uma taxa única cobrada das empresas do setor. Funciona também como um investidor direto em blocos de exploração, tornando-se sócia de alguma empresa operadora e, com isso, divide os riscos e investimentos do projeto. Todos os recursos arrecadados vão para um fundo no exterior. Com isso, o governo gerencia os recursos obtidos com foco no longo prazo e evita que o excesso de divisas afete a economia doméstica. O que o governo faz com os recursos, entretanto, não é de competência da Petoro.

Perspectivas

Acreditamos que **haverá alguma mudança no setor** sobre as novas descobertas, que acabaria por afetar a Petrobras. Como não haveria mais possibilidade de adquirir áreas do pré-sal, o crescimento fica limitado às áreas já licitadas, que de acordo com rumores de mercado não são pequenas e devem ser responsáveis pelo crescimento de médio e longo prazos da empresa. Caso se mantenha o modelo atual para as áreas já licitadas e para as áreas fora do pré-sal ainda de propriedade do governo, o crescimento da empresa no longo prazo se deslocaria do pré-sal para estas novas áreas. O Brasil é um país pouco explorado, com 29 bacias sedimentares classificadas e com operações somente em 4,7% desta área. Resta a **expectativa sobre a real abrangência do novo marco regulatório**, que mais do que qual será o modelo adotado, **parece ser o principal risco para empresa**. A mudança de modelo terá algum impacto de curto prazo se for expandido para as áreas fora do pré-sal e atualmente em exploração ou desenvolvimento. Possíveis alterações na cobrança de taxas e sobre as estratégias de produção são igualmente negativas; o impacto efetivo, entretanto, é de difícil previsão.

Principais características de cada modelo

– **Modelo de partilha de produção:** esta proposta foi apresentada pelo Ministro Edison Lobão e baseia-se no chamado Production-Sharing Agreement (PSA), que consiste em estabelecer contratos entre as empresas petrolíferas (investidores) e o governo federal (país) com as regras de desenvolvimento de um campo petrolífero. O modelo determina quem arca com o investimento e como as receitas, uma vez geradas, serão partilhadas entre o investidor e o país. Um dos principais princípios de um PSA é o de que a produção de óleo é dividida entre *cost oil* e *profit oil*.

O primeiro servirá para repagar os investimentos (inclusive custos de dívida), normalmente sob responsabilidade da empresa, enquanto o segundo é dividido entre o investidor e o país. A divisão

entre os anos também é definida contratualmente; a produção dos primeiros anos, por exemplo, pode ser definida como *cost oil* e ser destinada integralmente a reestabeler o fluxo de caixa do investimento, o que significa que a parcela do governo no *profit oil* seria maior. As reservas petrolíferas são do Estado durante todo o período do contrato.

– **Contratos de Concessão:** modelo atual de exploração definido na Lei do Petróleo de 1997. Esta lei criou a ANP, que é o órgão responsável pela regulação da indústria de óleo e gás. As rodadas de licitações para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural realizadas periodicamente pela ANP constituem atualmente o único meio legal no Brasil para a concessão do direito de exploração de áreas petrolíferas. Os contratos de exploração e produção são obtidos através de leilão e as áreas são operadas sob o regime de pagamento de *royalties*.

Uma vez adquirida a área, o concessionário tem o direito exclusivo de operação na área arrematada e a propriedade do petróleo/gás produzidos. Por outro lado, também arca com todos os custos e riscos relacionados à exploração e produção, bem como com os pagamentos dos *royalties* e das participações especiais ao governo. Estes pagamentos são calculados sobre a produção do campo e os preços praticados no mercado de acordo com o definido no contrato. A empresa incorre em quatro pagamentos governamentais (sem contar impostos): i) o bônus de assinatura, que equivale ao montante pago para arrematar o campo em leilão; ii) os *royalties*, relativos à exaustão dos recursos naturais; iii) o direito de lavra, pago ao detentor das terras; e iv) a participação governamental, que representa um adicional para campos de alta produtividade.

Sobre a vigência, os contratos de concessão são divididos em duas fases: (i) exploração; e (ii) desenvolvimento e produção. A fase de exploração pode durar de três a oito anos, enquanto a fase de desenvolvimento e produção pode durar até o fim da vida útil do poço.

– **Prestação de serviços:** a empresa petrolífera é contratada para viabilizar a exploração, porém todo o óleo produzido é entregue ao governo. Sob a forma de contratos de risco, a empresa realiza todos os investimentos na fase exploratória para ser ressarcida depois que o campo entrar em produção. Esta não é dividida e pertence integralmente ao dono do bloco, e a empresa recebe pelos serviços prestados em dinheiro ou em petróleo, conforme estabelecido no contrato.

Brasil – Pagamentos e compensações exigidos para exploração e produção de petróleo e gás

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

Bônus de assinatura: montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural e não pode ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única. A parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP.

Participação especial: compensação financeira devida nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade; será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor. São aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida do poço, que variam de zero a 40%, de acordo com a produtividade. Após o terceiro ano de operação, por exemplo, um poço com produção trimestral abaixo de 450 mil m³ (equivalente a 31 mil barris/dia) seria isento de participação especial, enquanto um poço que produz acima de 2,25 milhões de m³ (150 mil barris/dia) recolheria 40%.

Tabela 4. Distribuição dos recursos arrecadados

| | |
|-----|---|
| 40% | Ministério de Minas e Energia |
| 10% | Ministério do Meio Ambiente |
| 40% | Estado onde ocorrer a produção em terra, ou com a plataforma continental |
| 10% | Município onde ocorrer a produção em terra, ou com a plataforma continental |

Fonte: Lei nº 9.478/97

Royalties: constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedadas quaisquer deduções. A alíquota é de 5% a 10% da produção, de acordo com os riscos geológicos da atividade.

Tabela 3. Distribuição dos recursos obtidos com *royalties*

| Lavra | Alíquota | Beneficiário |
|------------------------|-------------|---|
| Terra | 5% | 70% estados produtores 20% municípios produtores 10% municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural |
| | Acima de 5% | 52,5% estados produtores 25% ministério da Ciência e Tecnologia 15% municípios produtores 7,5% municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural |
| Plataforma continental | 5% | 30% estados confrontantes com poços 30% municípios confrontantes com poços 20% ministério da Marinha 10% fundo especial (estados e municípios) 10% municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural |
| | Acima de 5% | 25% ministério da Ciência e Tecnologia 22,5% estados confrontantes com campos 22,5% municípios confrontantes com campos 15% ministério da Marinha 7,5% fundo especial (estados e municípios) 7,5% municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural |

Fonte: Lei nº 9.478/97

Pagamento pela ocupação ou retenção da área. Depende do período de produção do campo:

- Fase de exploração: R\$ 10 a R\$ 500/km²
- Período de desenvolvimento da produção: R\$ 20 a R\$ 1.000/km²
- Fase de produção: R\$ 100 a R\$ 5.000/km²

CONTATOS

Coordenadora de Análise de Investimento e Estrategista

Lika Takahashi, CNPI +5511 3049 9475
ltakahashi@bancofator.com.br

Economista-Chefe do Banco Fator

José Francisco de Lima Gonçalves +5511 3049 9156
jfrancisco@bancofator.com.br

Equity Sales Brasil

Andre Laponi +5511 3049 9560
alaponi@bancofator.com.br

Cristiano Braga +5521 3861 2507
cbraga@bancofator.com.br

Marcelo Junqueira +5511 3049 6004
mjunqueira@bancofator.com.br

Rodrigo Campos +5511 3049 9560
rcampos@bancofator.com.br

Equity Sales EUA

Erminio Lucchi +1 203 517 2113
elucchi@fatorsecurities.com

Alvaro Teixeira – Sales Trader +1 203 517 2118
alvaro@fatorsecurities.com

Disclosures

Este relatório foi preparado pela **Fator S/A Corretora de Valores** para uso exclusivo do destinatário, não podendo ser reproduzido ou distribuído por este a qualquer pessoa sem a expressa autorização da **Fator S/A Corretora de Valores**.

Este relatório é distribuído somente com o objetivo de prover informações e não representa, em nenhuma hipótese, uma oferta de compra e venda ou solicitação de compra e venda de qualquer instrumento financeiro. As informações contidas neste relatório são consideradas confiáveis na data na qual este relatório foi publicado. Entretanto, as informações aqui contidas não representam por parte da **Fator S/A Corretora de Valores** garantia de existência das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade das mesmas, e não devem ser consideradas como tal. As opiniões contidas neste relatório são baseadas em julgamentos e estimativas, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

Atendendo à Instrução CVM nº 388, de 30 de abril de 2003, com as alterações introduzidas pelas Instruções CVM nº 412, de 07 de dezembro de 2004 e nº 430 de 30 de março de 2006, o(s) analista(s) de investimento, do departamento de análise de investimento da **Fator S/A Corretora de Valores**, que preparou(aram) este relatório declara(m) que:

(I) suas recomendações refletem única e exclusivamente suas opiniões pessoais, as quais foram elaboradas de forma independente e autônoma, inclusive em relação à **Fator S/A Corretora de Valores**.

(II) as opiniões e fatos apresentados neste relatório não foram revisadas e/ou aprovadas por outros profissionais das sociedades que pertencem ao mesmo conglomerado financeiro da **Fator S/A Corretora de Valores**.

(III) não possui(m), diretamente ou indiretamente, posições em ações e/ou outros valores mobiliários nas companhias que foram alvo de análise neste relatório, que representem 5% ou mais de seu patrimônio pessoal, e não está(ão) envolvido(s) na aquisição, alienação e intermediação de tais valores mobiliários no mercado.

(IV) não exerce(m) quaisquer funções no âmbito da(s) referida(s) companhia(s) e nem mantém vínculo com qualquer pessoa(s) que tenha(m) tais atribuições.

(V) a sua remuneração e/ou compensação baseia-se em parte no resultado total das atividades financeiras, que incluem as atividades de *Investment Banking* e corretagem de valores mobiliários. Entretanto, como responsável(is) pela elaboração deste relatório afirma(m) não participar(em) de quaisquer transações das empresas objeto de análise, sendo que parte de sua(s) compensação(ões) não foi(ram), ou será(ão), diretamente ou indiretamente, relacionadas a alguma opinião e/ou recomendação contida neste relatório.

(VI) a **Fator S/A Corretora de Valores** e/ou as sociedades que pertencem ao mesmo conglomerado financeiro da **Fator S/A Corretora de Valores** participou(ram) da oferta pública de títulos e/ou valores mobiliários, recebendo nos últimos 12 (doze) meses compensação, das companhias adiante mencionadas, cujos valores mobiliários são alvo de análise da **Fator S/A Corretora de Valores**: SLC Agrícola; GP Investments, COPASA-MG, OGX, Hypermarcas, Le Lis Blanc, Gerdau, Metalurgia Gerdau, Anhangüera, Redecard, Faria Lima, S&B, Tempo Participações, Perdigão, Banco do Brasil, Água Espraiada, MPX, Panamericano, BM&F, Agreco, Helbor, Marisa, BR Malls, Brasil Brokers, BOVESPA Holding, Trisul, PDG Realty, Amil, Sul America, Tenda, Laep, BicBanco, Satipel, Cosan Ltd. General, Banrisul, Multiplan, Estácio, ABC Brasil, Providência, Springs, Patagônia, Guarani, TPI, Hering, Minerva, Indusval, Kroton, MRV, Redecard, Invest Tur, BNDESPAR, Cruzeiro do Sul, Log-In, EZ Tec, Paraná Banco, SLC, Tegma, Drogasil, Daycoval, Marfrig, Tarpon, InPar, Wilson Sons

(VII) ainda no que se refere à compensação, a **Fator S/A Corretora de Valores** e/ou as sociedades que pertencem ao mesmo conglomerado financeiro da **Fator S/A Corretora de Valores** recebeu(ram) compensação por serviços prestados nos últimos 12 (doze) meses relacionados à *Investment Banking* das seguintes companhias: CESP, Vale, as quais são alvo de análise da referida Instituição.

(VIII) ainda no que se refere à compensação, a **Fator S/A Corretora de Valores** e/ou as sociedades que pertencem ao mesmo conglomerado financeiro da **Fator S/A Corretora de Valores** devem receber compensação por serviços prestados nos próximos 3 (três) meses relacionados à *Investment Banking* das seguintes companhias: CESP, EMAE, Ecodiesel, Banco Nossa Caixa.

(IX) a **Fator S/A Corretora de Valores** e/ou as sociedades que pertencem ao mesmo conglomerado financeiro da **Fator S/A Corretora de Valores**, ou fundos de investimento, carteiras e/ou clubes de investimento por eles administrados, possui(m) 1% (um por cento), ou mais, do capital social das companhias adiante mencionadas, as quais são alvo de análise da **Fator S/A Corretora de Valores**: Bovespa, BM&F, FERBASA, FRAS-LE, Datasul, Contax, UOL, Metal Leve, Industrias Romi, La Fonte Participações, Totvs, Equatorial, Itchpe-Maxion, BrasilAgro, Eucatex, Fer Heringer, Bardisil.

Informações adicionais sobre quaisquer ações recomendadas podem ser obtidas através de solicitação. Os relatórios publicados pela equipe de análise de investimento também podem ser encontrados em nosso site <http://www.bancofator.com.br>

Equipe de Análise de Investimento

Bicombustíveis, Fertilizantes, Gás, Mineração, Papel e Celulose, Petróleo, Petroquímica e Siderurgia

Lika Takahashi, CNPI +5511 3049 9475
ltakahashi@bancofator.com.br

Rodrigo Fernandes +5511 3049 9478
rfernandes@bancofator.com.br

Hering Shen +5511 3049 6250
hshen@bancofator.com.br

Instituições Financeiras e Seguradoras

Lika Takahashi, CNPI +5511 3049 9475
ltakahashi@bancofator.com.br

Fernando Salazar +5511 3049 9486
fsalazar@bancofator.com.br

Iago Whately +5511 3049 9480
iwhately@bancofator.com.br

Educação, Mídia, Internet, Telecom, Software e TV por Assinatura

Jacqueline Lison, CNPI +5511 3049 9471
jlison@bancofator.com.br

Pedro Gomes +5511 3049 9472
pgomes@bancofator.com.br

Gustavo Mendes Lôbo +5511 3049 9411
gmendes@bancofator.com.br

Aeroespacial, Autopeças, Bens de Capital, Material de Construção e Transporte Aéreo

Jacqueline Lison, CNPI +5511 3049 9471
jlison@bancofator.com.br

Marcelo Günther +5511 3049 6251
mgunther@bancofator.com.br

Energia Elétrica, Logística e Saneamento

Renato Pinto, CNPI +5511 3049 9484
rpinto@bancofator.com.br

Vicente Falanga Neto, CNPI +5511 3049 9476
vneto@bancofator.com.br

Construção Civil

Eduardo Silveira, CNPI +5511 3049 9470
esilveira@bancofator.com.br

Sami Karlik +5511 3049 9483
skarlik@bancofator.com.br

Alimentos, Bebidas e Fumo, Comércio, Cosméticos, Locação de Veículos, Saúde, Têxteis e Calçados

Renato Prado, CNPI +5511 3049 9473
rprado@bancofator.com.br

Ronaldo Kasinsky +5511 3049 6218
rkasinsky@bancofator.com.br

São Paulo – SPR. Dr. Renato Paes de Barros, 1017
11º andar Cep 04530-001
Telefone: +5511 3049 9100
Fax: +5511 3842 4820

Rio de Janeiro – RJ
Av. Presidente Antonio Carlos, 51
8º andar CEP20002-010
Telefone: +5521 3861 2500
Fax: +5521 3861 2514