

# BARRA ENERGIA DO BRASIL PETRÓLEO E GÁS LTDA.

CNPJ: 09.589.793/0001-09

limitada de armazenamento nas instalações da superfície, restrições de curto prazo à queima de petróleo e baixa capacidade da bomba centrífuga submersa submarina ("BCSS"). O teste confirmou um índice de produtividade superior ao esperado nos estudos de simulação de reservatórios. Esses resultados indicam que as taxas de produção desse poço, uma vez em condições normais de operação e com uma BCSS de plena capacidade, devem ficar mais próximas do limite superior da faixa de produtividade estimada originalmente, de 6.000 a 12.000 barris de óleo ao dia. Em 7 de maio de 2014, a Barra Energia anunciou a conclusão bem-sucedida da perfuração e teste do poço 7-ATL-3H-RJS ("Atlântida 2"), que será o segundo poço produtor horizontal de óleo do desenvolvimento do Campo de Atlântida. Localizado a aproximadamente 1.500 metros de profundidade, o poço foi perfurado até uma profundidade medida total de 3.560 metros. Uma seção horizontal de 835m foi perfurada com sucesso através da zona de óleo e completada com telas e *gravel pack*. A realização do teste de formação confirmou taxas de produtividade similares, se não maiores, em comparação às estabelecidas para o poço Atlântida 1. Fato ainda mais significativo foi que o TFR do Atlântida 2 foi conduzido com sucesso com a BCSS localizada no fundo do mar, em vez de no nível do reservatório. O consórcio optou por adotar essa tecnologia com a bomba fora do poço para o desenvolvimento do campo de Atlântida, proporcionando redução significativa nos custos operacionais. Em 22 de junho de 2019, a Barra Energia concluiu com êxito a perfuração, completação e instalação submarina do terceiro poço de desenvolvimento do sistema de produção inicial, designado poço 7-ATL-4HB-RJS ("Atlântida 3"). O poço foi perfurado até a profundidade mensurada de 3.627 m, sob lâmina d'água de 1.549 m. Uma seção horizontal de 795 m foi realizada com êxito e as atividades de completação utilizaram telas e *gravel pack* semelhantes às existentes nos poços anteriores no campo de Atlântida. **Contrato de Afretamento FPSO com a Teekay.** Em dezembro de 2014, a AFBV, atuando em nome do consórcio BS-4, assinou um contrato de afretamento ("BBCA") de cinco anos com uma subsidiária da Teekay, para arrendamento de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência ("FPSO"), com capacidade de produção e armazenamento de 31.000 barris de óleo por dia e 180.000 barris respectivamente. Essa unidade, a Petrojarl I, poderá ter até três poços conectados e deve ser implantada durante a fase de produção antecipada do desenvolvimento de Atlântida. Veja mais detalhes na seção "Atraso no Projeto de Atlântida" abaixo. **Contrato de Comercialização do Petróleo Bruto de Atlântida.** Em 21 de outubro de 2015, a Barra celebrou um acordo de comercialização de petróleo bruto (crude oil sales marketing agreement ou "COISA") com a Shell Western Supply and Trading Limited ("Shell Trading") com respeito à produção de Atlântida. O COISA é para um período de três anos, a partir do primeiro dia de produção do petróleo, com opção para ser estendido por mais um ano. O esquema de venda envolve preço FOB no FPSO onde a Shell Trading pagará à Barra Energia o produto da venda efetivamente obtida no mercado, descontando certos custos definidos. Cada membro do consórcio do BS-4 celebrou acordos semelhantes com a Shell Trading. **Atraso no Projeto de Atlântida.** A produção durante a fase inicial envolvendo o FPSO Petrojarl I estava prevista para começar no segundo trimestre de 2016, mas sofreu uma série de atrasos em grande parte como resultado de questões relacionadas com a remodelação do Petrojarl I pela Teekay. A AFBV e a Teekay finalizaram uma alteração do BBCA em setembro de 2017 como resultado desse atraso prolongado ("Alteração do BBCA"). A Alteração do BBCA revisou o acordo original em vários aspectos importantes, incluindo, mas não limitado a, uma redução substancial na taxa diária durante os dezoito meses iniciais do contrato, reduções significativas e outras mudanças estruturais nas taxas de rescisão impostas se a Alteração do BBCA for rescindida pela AFBV antes do prazo de cinco anos, um aumento significativo na indenização por danos por atraso foi imposta à Teekay se a entrega e/ou aceitação do FPSO não ocorrer em certas datas, e um aumento substancial na indenização pré-determinada por perdas e danos disponível para a AFBV caso o contrato seja rescindido em determinadas circunstâncias. Como a Teekay não conseguiu atender as datas contratuais para chegada e aceitação do FPSO previstas na Alteração do BBCA, a Teekay incorreu multas contratuais. Um acordo complementar foi celebrado no quarto trimestre de 2018 ("Novo Acordo com Teekay") que estabeleceu um valor devido à AFBV, no montante de aproximadamente US\$21 milhões, que seriam pagos na forma de redução da taxa diária em acréscimo à taxa diária reduzida que já fora estabelecida para os primeiros 18 meses na Alteração do BBCA. O prazo inicial de dezoito meses da Alteração do BBCA se encerrou em novembro de 2019. Nos termos acordados, a taxa diária volta a ser aquela originalmente contemplada no BBCA, acrescida de certos ajustes adicionais. Parte das taxas é fixa e outras se sujeitam aos preços do petróleo Brent e aos níveis de produção. **Início da Produção do Campo de Atlântida.** O início da produção do Campo de Atlântida ocorreu em maio de 2018, com uma produção inicial dos dois poços de desenvolvimento previamente perfurados de aproximadamente 14.000 barris por dia (produção total bruta). Logo após o período de aceleração da produção ("ramp up"), as bombas elétricas (BES) submersíveis posicionadas nos poços deixaram de funcionar eficientemente. Foram então acionadas bombas suplementares instaladas na cabeça de cada poço, no fundo do mar. A combinação da menor eficiência das bombas instaladas no fundo do mar relativamente ao poço com a restrição da vazão decorrente do mau funcionamento das bombas fez com que os níveis iniciais de produção ficassem abaixo do nível inferior das estimativas anteriores. Já se conseguiu mitigar significativamente os riscos associados ao desempenho dos reservatórios críticos, dando maior clareza à viabilidade operacional da expansão do plano de desenvolvimento do campo (a esperada "Fase 2"). Tendo em vista a natureza puramente mecânica dos problemas com as BESs, o consórcio BS-4 optou por realizar intervenções nos dois poços com o objetivo de (i) remover as bombas defeituosas, (ii) instalar bombas novas nos reservatórios e (iii) instalar um mecanismo de *by pass* de forma que, caso venham a se repetir problemas mecânicos com as novas bombas (que têm vida útil esperada de três a quatro anos) não se crie uma restrição à produtividade dos poços. Tal atividade de recuperação foi realizada no terceiro trimestre de 2019 ao custo bruto total de cerca de US\$37 milhões e resultou em incrementos iniciais da produção de aproximadamente 2.000 barris/dia no poço Atlântida 1 e de mais de 4.000 barris/dia no poço Atlântida 2. A perfuração e completação do poço Atlântida 3, iniciadas no fim de fevereiro de 2019 e concluídas em junho de 2019, permitiram a produção bruta adicional de aproximadamente 15.000 barris/dia. A produção total dos três poços atingiu a capacidade total de processamento (31.000 barris/dia) no quarto trimestre de 2019, quando ocorreram restrições nos poços Atlântida 1 e Atlântida 2. A produção média diária ultrapassou 28.000 barris no quarto trimestre de 2019, tendo a unidade operado 99% do tempo. Os poços Atlântida 2 e Atlântida 3 praticamente não produziram água em 2019. A produção de água do poço Atlântida 1 era de cerca de 90 barris/dia no fim de 2019, tendo alcançado a faixa de 250-350 barris/dia nos primeiros meses de 2020. Um aspecto crítico da modelagem do reservatório é a possibilidade de produção de óleo em pelo menos dois e talvez em todos os três poços até o fim do atual período contratual do FPSO Petrojarl, de cinco anos, sem que a produção de água atinja a capacidade de tratamento do Petrojarl (7.500 barris/dia). A manutenção de certos níveis de produção pode fazer com que a fase de produção inicial se prolongue até o fim do prazo inicialmente previsto de 3-5 anos, tornando desnecessário o pagamento da taxa de encerramento à fornecedora do FPSO. A revisão da Fase 2 do plano de desenvolvimento foi apresentada à ANP no começo de 2020, abrangendo campanhas de perfuração em duas etapas com a perfuração de cinco poços iniciais e de quatro poços subsequentes, totalizando doze poços de desenvolvimento. A meta de produção com o uso de FPSO maior será de 50.000 barris/dia. É provável que esse plano de desenvolvimento passe por novas revisões à medida em que novos estudos mostrem formas de otimização do Projeto Atlântida. Como esperado, vários fatores de mercado contribuirão para que o petróleo bruto de Atlântida fosse vendido com diferenciais em relação ao Brent muito melhores do que os inicialmente previstos quando a Barra Energia celebrou o COISA com a Shell (desconto FOB em relação ao petróleo Brent originalmente estimado em US\$18 - US\$20). Espera-se que mudanças recentes na regulamentação marítima da ISO 2020 relativas ao uso obrigatório de hidrocarbonetos com menor teor de enxofre tenham significativo impacto positivo no desconto que o petróleo bruto de Atlântida sofre em relação ao Brent devido às diferenças de qualidade. No terceiro trimestre de 2019, o consórcio BS-4 também começou a utilizar navios-tanque Suezmax com capacidade de ~800.000 barris, em contraste com a capacidade de aproximadamente 550.000 barris dos navios Aframax utilizados até o momento; a utilização de embarcações maiores ajuda o consórcio a reduzir significativamente os custos de frete por barril. A combinação de custos de frete mais baixos com diferenciais de qualidade menores permitiu que se obtivesse desconto "all in" FOB em relação ao Brent bem inferior a US\$10,00 por barril em vários embarques. O consórcio também firmou contratos comerciais de curto prazo com a Shell prevendo embarques dedicados com descontos fixos em descontos "all in" FOB que chegavam a meros US\$5,25 por barril. O Campo de Atlântida é uma das duas acumulações de petróleo em desenvolvimento no Bloco BS-4, sendo o outro o Campo de Oliva. Dada a sua inviabilidade econômica decorrente do tamanho limitado, o Campo de Oliva foi devolvido à ANP em 9 de outubro de 2019. A concessão do Campo de Atlântida vencerá em 2033, mas o consórcio solicitou à ANP a sua prorrogação até 2050, o que aumentaria significativamente o volume de reservas recuperáveis. As informações operacionais acima, tais como qualidade de óleo, presença de contaminantes, nível de porosidade e outras, não foram examinadas por nossos auditores independentes. **2. Principais políticas contábeis.** As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente aos exercícios apresentados nessas demonstrações financeiras. Todas as informações pertinentes às presentes demonstrações financeiras estão sendo divulgadas e referem-se às utilizadas em sua administração. Em 18 de maio de 2020, a Empresa e o Conselho de Administração da Barra Holdings autorizaram a conclusão e a emissão das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019. **2.1. Declaração de conformidade.** As demonstrações financeiras foram elaboradas em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP). As práticas contábeis adotadas no Brasil envolvem aquelas previstas na Legislação Societária Brasileira e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPF e aprovadas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC). **2.2. Base de elaboração.** As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto no caso dos instrumentos financeiros derivativos, que foram mensurados ao valor justo. **2.3. Moeda funcional e moeda de apresentação.** As demonstrações financeiras são apresentadas em reais, moeda funcional da Empresa. Todas as informações financeiras apresentadas em reais foram arredondadas ao milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. **2.4. Operações conjuntas.** Operações conjuntas são um acordo em conjunto no qual as partes que possuem o controle conjunto sobre o acordo têm

direitos sobre os ativos e obrigações pelos passivos, relacionados com o acordo. A Empresa participou em operações conjuntas (operações conjuntas nos ativos sob concessão mencionadas na nota 1) e não tem controle em conjunto classificado como "Joint Ventures". **2.5. Despesas de exploração e desenvolvimento de petróleo e gás.** Para as despesas de exploração e desenvolvimento de petróleo e gás, a Empresa, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza os princípios contábeis em linha com as normas internacionais IFRS 6 - Exploração e Avaliação de Recursos Minerais. A política contábil da Empresa define o método de "esforços bem sucedidos" para contabilizar os custos de exploração de petróleo e gás. Os gastos para perfurar e equipar os poços exploratórios são capitalizados como despesas de exploração e avaliação no ativo imobilizado até que o poço esteja completo e os resultados tenham sido avaliados. Se, após a avaliação, o poço exploratório não encontrar reservas comprovadas, os custos previamente capitalizados são baixados. Os custos geológicos e geofísicos, outras despesas de exploração e despesas gerais e administrativas são contabilizados como despesas conforme incorridos. O preço de compra pago nas aquisições de ativos (acordos de *farm-in*) é contabilizado como ativo intangível. A recuperabilidade de ativos de petróleo e gás não comprovados é analisada quando os fatos e as circunstâncias indicarem que o valor contábil do ativo pode exceder o seu valor recuperável, e pelo menos uma vez por ano. Os poços exploratórios que encontram reservas cuja classificação como comprovadas dependa de se poder justificar um grande dispêndio de capital ou se a viabilidade econômica desse grande dispêndio de capital depender da conclusão bem sucedida de trabalhos adicionais de exploração, permanecerão capitalizados durante a fase de avaliação das descobertas exploratórias. Posteriormente, isso será considerado um gatilho para a avaliação da redução do valor ao valor recuperável do poço caso nenhuma decisão de desenvolvimento estiver planejada para o futuro próximo e se não houver planos concretos para a perfuração futura na concessão. A redução ao valor recuperável dos poços mal sucedidos será revertida, conforme aplicável, à medida em que as condições determinantes da redução do valor desapareçam. A redução do valor ao valor recuperável e as suas reversões quanto a ativos de exploração e avaliação são contabilizadas como despesas de exploração na demonstração de resultados. Os custos de Obrigação de Abandono de Ativos ("ARO") são reconhecidos quando a Empresa possui uma obrigação presente (legal ou presumida) de desmontar e remover uma instalação ou um item do imobilizado e restaurar o local no qual este está localizado, e quando uma estimativa confiável desse passivo possa ser feita. O custo é estimado com base na regulamentação e tecnologia atuais, considerando os riscos e incertezas pertinentes, para se chegar às melhores estimativas. Uma obrigação normalmente surge para uma nova instalação, como uma instalação de produção ou transporte de petróleo e gás natural, na construção ou instalação. Uma obrigação de ARO também pode surgir durante o período de funcionamento de uma instalação por meio de uma mudança na legislação ou por meio de uma decisão de encerrar as operações. A provisão é classificada em obrigações para retirada de ativos como passivo no balanço. O valor reconhecido é o valor presente dos gastos futuros estimados determinado de acordo com as condições e exigências locais. Quando uma provisão para o custo de ARO é reconhecida, um valor correspondente é reconhecido para aumentar o item pertinente do ativo imobilizado. Ele é posteriormente depreciado como parte dos custos das instalações ou item do imobilizado. Mudança da despesa estimada é refletida como um ajuste na provisão e no item correspondente do imobilizado. A ARO é constituída com base nas informações fornecidas pelo operador de campo e é revisada anualmente pelo operador, ajustando os valores nos ativos e passivos. As atualizações das ARO relacionadas ao valor presente e os impactos cambiais são tratados como resultados financeiros na demonstração de resultados. **2.6. Estoques.** O custo de estoques é baseado no princípio de custos médios. A informação relativa aos estoques da Empresa é descrita na nota 8. O custo dos produtos vendidos inclui, majoritariamente, custos de produção, royalties e depleção, descritos na nota explanatória 23. **2.7. Ativo imobilizado.** O ativo imobilizado é registrado ao custo histórico, deduzido da depreciação acumulada e das perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. O custo inicial de um ativo compreende o seu preço de compra ou custo de construção, quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em operação, a estimativa inicial de uma ARO, se houver, e, para ativos pertinentes, os custos dos empréstimos. A vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado é revisada anualmente e as mudanças na vida útil são contabilizadas prospectivamente. Um item do imobilizado é baixado quando de sua alienação, ou quando não é esperado qualquer benefício econômico futuro derivado de seu uso continuado. Qualquer ganho ou perda decorrente da alienação de um ativo (calculado como a diferença entre o valor líquido da alienação e o valor contábil do item), é incluído em outras receitas ou despesas operacionais, respectivamente, no período no qual o item é baixado. A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, e é reconhecida no resultado com base no método linear com relação às vidas úteis estimadas de cada item do imobilizado, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. A amortização dos ativos de exploração e gastos de desenvolvimento é efetuada pelo método de unidades produzidas. **2.8. Ativo intangível.** O ativo intangível é registrado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. O ativo intangível inclui o preço pago na aquisição de participação e outros ativos intangíveis. Os ativos intangíveis relacionados à aquisição de participação em concessões de exploração são amortizados pelo método da unidade de produção. Outros ativos intangíveis são amortizados pelo método linear ao longo da sua vida útil esperada. A vida útil estimada dos ativos é revisada anualmente e as mudanças na vida útil é contabilizada prospectivamente. O *software* comprado que seja parte integrante da funcionalidade de um equipamento é capitalizado como parte daquele equipamento. **2.9. Ativos mantidos para venda.** Ativos não circulantes mantidos para venda são classificados como tal se há uma probabilidade significativa de que sejam recuperados primariamente através da venda em vez de através do uso continuado. O ativo mantido para venda não é geralmente avaliado pelo menor valor entre o valor contabilizado e o valor justo menos custos de venda. **2.10. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros.** De acordo com o CPC 01(R1) ("Redução ao valor recuperável de ativos"), a Empresa revisa anualmente o valor contábil dos seus ativos não financeiros para determinar se há alguma indicação de redução no valor desses ativos ou quando eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. O ativo imobilizado e ativo intangível representam os ativos não financeiros da Empresa. Os valores contábeis do imobilizado e do intangível são revisados a cada data de referência das demonstrações financeiras para apurar se há indicação de perda de valor. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é determinado. Uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida caso o valor contábil do ativo exceda seu valor recuperável estimado. Perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas no resultado. A Empresa analisou seus ativos não financeiros em 31 de dezembro de 2019 e concluiu, com base nos fatos positivos abaixo, não ser necessária nenhuma provisão de redução ao valor recuperável dos seus ativos imobilizados e intangíveis em 31 de dezembro de 2019. - Ocorreram importantes fatos positivos, incluindo níveis de produção e tempo de operação ("uptime") do FPSO muito acima das projeções iniciais; - Significativa melhoria nas condições econômicas gerais e no ambiente de investimentos do Brasil; - Os preços do petróleo permaneceram relativamente robustos em 2019. **2.11. Provisões.** Uma provisão é reconhecida no balanço quando a Empresa possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. **2.12. Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro.** O imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos, são calculados com base nas alíquotas de 15% acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente, para o imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social e consideram a compensação anual de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. Durante o período findo em 31 de dezembro de 2019, a Empresa apresentou lucro e, portanto, registrou despesas com imposto de renda e contribuição social correntes. Nenhum imposto de renda e contribuição social foram registrados até 2018. Os impostos diferidos são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados a combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes. O imposto diferido é calculado às alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas são revertidas, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substancialmente decretadas até a data de referência das demonstrações financeiras. Um ativo de imposto de renda e contribuição social diferido é reconhecido para perdas fiscais, créditos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados quando é provável que lucros futuros sujeitos à tributação estarão disponíveis e contra os quais serão utilizados. Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de referência das demonstrações financeiras e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável. **2.13. Instrumentos financeiros.** As demonstrações financeiras da Empresa foram elaboradas em conformidade com o CPC 48, que contém três classificações principais para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, VJORA (Valor Justo através de Outro Resultado Abrangente) e VJR (Valor Justo para metade do resultado). A classificação dos ativos financeiros segundo o CPC 48 geralmente se baseia no modelo de negócios pelo qual o ativo financeiro é gerenciado e nas características do seu fluxo de caixa contratual. O CPC 48 elimina as categorias anteriores da IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. De acordo com o CPC 48, nunca se separaram os derivativos embutidos em contratos nos quais o instrumento-base ("host") é um ativo financeiro nos termos da norma, avaliando-se o instrumento financeiro híbrido como um todo para fins de classificação. A adoção do CPC 48 não afetou as políticas contábeis da Empresa. **2.13.1. Classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Ativos Financeiros.** O CPC 48 contém três categorias principais de classificação de ativos financeiros: mensurados ao

custo amortizado, VJORA e VJR. A classificação dos ativos financeiros no CPC 48 geralmente se baseia no modelo de negócios pelo qual o ativo financeiro é gerenciado nas características do seu fluxo de caixa contratual. Todas as compras ou vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas ou desreconhecidas na data da negociação. Compras ou vendas regulares são compras ou vendas de ativos financeiros que requerem a entrega do ativo no prazo estabelecido por norma ou convenção no mercado. Não houve mudança retroativa na adoção do CPC 48 em relação à IAS 39 em exercícios anteriores. **Ativos Financeiros ao VJR.** São ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquiridos principalmente para fins de venda no curto prazo) ou aqueles designados ao VJR. Os juros, a correção monetária, as variações cambiais e as variações decorrentes do ajuste ao valor justo são reconhecidos no resultado como receita ou despesa financeira, quando auferidos ou incorridos. A Empresa tem aplicações de liquidez imediata (CDBs) e investimentos de curto prazo ("Swaps" e COE) classificados nesta categoria. **Custos amortizados.** O ativo financeiro deve ser mensurado pelo custo amortizado se as duas condições a seguir forem satisfeitas: (a) o ativo financeiro é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e (b) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam exclusivamente pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto. **Perda de valor dos ativos financeiros.** O CPC 48 substitui o modelo de "perda incorrida" da IAS 39 por um modelo de "perda de crédito esperada" (ECL). O novo modelo de redução ao valor recuperável aplica-se a ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado, ativos contratuais e instrumentos de dívida mensurados ao VJORA, mas não a aplicações em instrumentos de "equity". Nos termos do CPC 48, as perdas de crédito são reconhecidas antes do que seriam pela IAS 39. Ativos financeiros são avaliados utilizando indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de referência. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e somente se, houver evidência objetiva de redução ao valor recuperável em decorrência de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial do ativo, com impacto nos fluxos de caixa futuros projetados. Para todos os ativos financeiros, a evidência objetiva de perda de valor pode incluir: - Dificuldade financeira significativa do emissor ou devedor; ou - Violação do contrato, na forma de inadimplência ou mora no pagamento de juros ou do principal; ou - Probabilidade de o devedor falir ou pedir recuperação judicial; ou - Desaparecimento de um mercado ativo para esse ativo financeiro devido a dificuldades financeiras; - Aumento significativo do risco de crédito. Para ativos financeiros registrados ao custo, a redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros projetados, descontados à taxa de retorno atual de um ativo financeiro similar. A perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes. O valor contábil de todos os ativos financeiros pode ser diretamente reduzido pela redução ao valor recuperável, com exceção dos recebíveis comerciais, cujo valor contábil é reduzido por meio de conta de provisão. As recuperações posteriores de valores anteriormente reduzidos são creditadas na conta de provisão, sendo as alterações no valor contábil da provisão reconhecidas no resultado. **Passivos financeiros.** Os passivos financeiros são classificados como "Passivos financeiros ao VJR" ou "Outros passivos financeiros". A Empresa tem derivativos como passivos financeiros a valor justo. **2.14. Transações em moeda estrangeira.** Ativos e passivos monetários são convertidos para a moeda funcional (Real Brasileiro) pela taxa de câmbio da data do fechamento do balanço. Os ganhos e as perdas de variações nas taxas de câmbio sobre os ativos e os passivos monetários são reconhecidos na demonstração de resultados. Ativos e passivos não monetários adquiridos ou contratados são convertidos com base nas taxas de câmbio das datas das transações, ou nas datas de avaliação ao valor justo quando este é utilizado. **2.15. Julgamentos contábeis críticos e fontes da incerteza nas estimativas.** A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as normas do CPC exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação às estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados. As informações sobre incertezas quanto às premissas e estimativas que possuam um risco significativo de resultar em um ajuste significativo dentro do próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas: **Nota 11** - Direito de uso/Arendamento; **Nota 12** - Imobilizado; **Nota 13** - Ativo Intangível; **Nota 18** - Obrigação para desmobilização de ativos; **Nota 19** - Provisão para ações judiciais; **Nota 28** - Imposto de renda e contribuição social diferidos/correntes. **2.16. Mudanças nas principais políticas contábeis. CPC 06 (R2) - Operações de arrendamento mercantil.** O CPC 06 (R2) - Operações de arrendamento mercantil, emitido pelo CPC em substituição à versão anterior da mesma norma, CPC 06 (R1), equivalente à norma internacional (IAS 17). O CPC 06 (R2) estabelece os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação das operações de arrendamento mercantil, determinando que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos mercantis com base num modelo único de balanço patrimonial no qual todos os arrendamentos mercantis resultam no reconhecimento dos ativos relativos aos direitos de uso dos ativos arrendados e de um passivo de arrendamento. Com a adoção do CPC 06 (R2), a Empresa deixa de reconhecer custos e despesas operacionais decorrentes de contratos de arrendamento operacional, passando a reconhecê-los na demonstração do resultado. Adicionalmente, em 1º de janeiro de 2019, passou a vigorar a interpretação técnica IFRIC Interpretation 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments* (IFRIC 23), emitida pelo IASB, que esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do IAS 12 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributos sobre o lucro. A Empresa não identificou impactos referentes a esta norma. **Transição para o CPC 06 (R2).** A Empresa adotou o CPC 06 (R2) em 1º de janeiro de 2019, data do início da sua vigência, utilizando a abordagem retrospectiva modificada, que dispensa a atualização das informações comparativas e permite que continue a ser divulgadas de acordo com o CPC 06. Em decorrência disso, a Empresa alterou a sua política contábil para contratos de arrendamento mercantil conforme apresentado na nota 11 "Direito de uso/Arendamento". **Outras alterações.** Ademais, não se espera que os seguintes novos padrões ou mudanças tenham influência significativa nas demonstrações financeiras da Empresa: • Mudanças nas referências à estrutura conceitual na IFRS. • Definição de empresa (mudanças no CPC 15/IFRS 3). • Definição de materialidade (alterações ao CPC 26/IAS 1 e ao CPC 23/IAS 8). • IFRS 17 Contratos de seguro.

	2019	2018
Fundo fixo	5	5
Banco conta movimento	25	32
Conta de Investimento (a)	133.819	70.021
	133.849	70.058

(a) Em 31 de dezembro de 2019, o saldo reflete os investimentos de renda fixa Santander Compromissada de R\$ 2,51 milhões, Santander CDB-DI de R\$ 78,33 milhões e CDB Itaú de R\$ 52,98 milhões (R\$ 39,73 milhões em 2018 no Santander e R\$ 30,29 milhões no Itaú). Os investimentos possuem diferentes tipos de rentabilidade que pagam taxas de juros flutuantes no vencimento / resgate iguais a 100% (Itaú), 55% e 99% (Santander) do CDI (97,5% em 2018 no Itaú e 55% e 70% em 2018 no Santander). A Empresa tem o direito de resgatar a totalidade ou parte da aplicação a qualquer momento antes da data de vencimento sem qualquer alteração significativa em seu valor.

	2019	2018
Investimentos de curto prazo	775.718	-
	775.718	-

No ano de 2019 a Empresa recebeu a primeira parcela do preço de venda do bloco BM-S-8, tendo a Administração decidido aplicar parcela substancial do valor recebido em instrumentos financeiros para proteger a exposição USD/BRL da Empresa, dado que a maioria das despesas pertinentes ao bloco BS-4 está denominada em dólares. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo reflete instrumentos de curto prazo designados Certificados de Operações Estruturadas - COE (R\$693,04 milhões) e "Swap" (R\$81,78 milhões).

	2019	2018
Clientes	23.728	20.886
Mercado externo - Recebíveis de curto prazo	23.728	20.886

Em 21 de outubro de 2015, a Barra celebrou um acordo de comercialização de petróleo bruto (crude oil sales marketing agreement ou "COISA") com a Shell Western Supply and Trading Limited ("Shell Trading") com respeito à produção de Atlântida. O COISA é para um período de três anos, a partir do primeiro dia de produção do petróleo, com opção para ser estendido por mais um ano. O esquema de venda envolve preço FOB no FPSO onde a Shell Trading pagará à Barra Energia o produto da venda efetivamente obtida no mercado, descontando certos custos definidos. Cada membro do consórcio do BS-4 celebrou acordos semelhantes com a Shell Trading. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo reflete o montante a receber da Shell Trading, totalizando US\$5,89 milhões (US\$5,39 milhões em 2018).

	2019	2018
Créditos com Equinor (a)	-	46.003
Impostos a ressarcir (b)	18.902	3.106
	18.902	49.109

(a) Em junho de 2019, a Barra Energia recebeu a primeira parcela devida pelo fechamento da venda do bloco BM-S-8 no âmbito do contrato de "farm out" com a Equinor. Os créditos existentes em 2018 estavam contidos nessa transação. (b) O saldo reflete o montante de créditos de PIS (R\$3,39 milhões) e COFINS (R\$15,51 milhões) relativos ao 2º e 3º trimestres de 2018, mais créditos do 1º ao 4º trimestres de 2019, não utilizados, cuja solicitação de ressarcimento foi feita à Receita Federal do Brasil respectivamente em 8 de Novembro de 2018 e em 19 de dezembro de 2019.

## 7. Partes Relacionadas. Empréstimos para FR Barra 1:

	Moeda	Taxa de Juros	Data de vencimento	Empréstimo US\$'000	Juros US\$'000	2018		2019	
						Taxa	Saldo R\$	Taxa	Saldo R\$
Empréstimo 1	USD	Libor + 2.5%	Julho - 2019	\$1.750	\$38	3.8742	R\$ 6.927	\$53	-
Empréstimo 2	USD	Libor + 2.5%	Outubro - 2019	\$1.750	\$18	3.8742	R\$ 6.850	\$55	-
Empréstimo 3	USD	Libor + 2.5%	Março - 2020	\$2.500	-	-	-	\$99	4.0301
				\$6.000	\$56	-	\$13.777	R\$ 207	R\$ 10.474

continua