



**Local Conference Call
Petrobras
Resultados do Terceiro Trimestre de 2018
6 de novembro de 2018**

Operadora: Boa tarde, senhoras e senhores. Sejam bem-vindos ao *webcast* e teleconferência da Petrobras com analistas e investidores para a apresentação de informações referentes aos resultados do Terceiro Trimestre de 2018.

Informamos que os participantes acompanharão a transmissão pela internet e por telefone apenas como ouvintes, com tradução simultânea para o Inglês. Após a apresentação, será aberta a Sessão de Perguntas e Respostas, quando serão dadas as orientações aos participantes.

Caso alguém necessite de assistência durante a transmissão, por favor, solicite a ajuda de um operador digitando *0.

- O Sr. **Rafael Salvador Grisolia, Diretor Financeiro e de Relacionamento com Investidores;**
- A Sra. **Solange da Silva Guedes, Diretora de Exploração e Produção;**
- O Sr. **Jorge Celestino Ramos, Diretor de Refino e Gás Natural;**
- O Sr. **Nelson Luiz Costa Silva, Diretor de Estratégia, Organização e Sistema de Gestão;**
- O Sr. **Hugo Repsold Júnior, Diretor de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia;**
- O Sr. **Rafael Mendes Gomes, Diretor de Governança e Conformidade;**
- O Sr. **Eberaldo de Almeida, Diretor de Assuntos Corporativos;**
- E demais executivos da companhia.

Lembramos que esta reunião está sendo gravada e solicitamos especial atenção ao slide número dois, que contém um aviso aos acionistas e investidores. As palavras “acredita”, “espera” e similares, relativas às projeções e metas, constituem-se em meras previsões baseadas nas expectativas dos executivos em relação ao futuro da Petrobras.

Para começar, ouviremos a **Gerente Executiva de Relacionamento com Investidores, Isabela Carneiro da Rocha**, que fará uma apresentação das informações referentes aos resultados do terceiro trimestre de 2018. Posteriormente, serão respondidas as perguntas dos participantes.

Por favor, Sra. **Isabela**.

Sra. Isabela Rocha: Boa tarde a todos. Gostaria de agradecer a presença e a atenção de todos aqui no *webcast* de resultados do terceiro trimestre da Petrobras.

Depois das ressalvas do slide dois sobre as perspectivas, nós começamos a apresentar os resultados pelas nossas métricas de topo. Então, temos no slide três a nossa métrica medida pela Taxa de Acidentados Registráveis por milhão de homens/hora, a TAR se manteve no mesmo nível do trimestre anterior, no valor de 1,6, nós notamos que após a

redução drástica, desde 2015, esse índice vem se mantendo dentro de um *range* entre 0,95 e 1,09 nos últimos 12 meses, e a companhia com continua comprometida com a questão de segurança e vem implementado esforços para observar sempre o limite de alerta de 1,0, e estes esforços incluem a melhoria contínua das condições de segurança, a adoção de práticas de organismos de referência internacional e uma série de programas, seminários e treinamentos não só com o público interno, mas também com os nossos fornecedores.

Passando para slide seguinte, a nossa segunda métrica de topo, que é a métrica de alavancagem medida pelo dívida líquida sobre Ebitda ajustado, nós notamos também uma grande queda desde 2015 e nós atingimos o valor de 2,96 ao final do terceiro trimestre, e se nós excluimos o efeito do acordo da *class action* (porque é assim que será ao final do ano, quando este efeito na mais impactará o Ebitda), nós teríamos atingido 2,66 em trajetória para a nossa meta ao final de ano de 2,5 vezes dívida líquida sobre Ebitda.

A seguir, nós trazemos os principais destaques do resultado. Os resultados sólidos apresentados, a redução do endividamento que vemos fazendo e a retomada da remuneração aos nossos acionistas.

Em relação à melhora constante dos resultados, gostaríamos de destacar o lucro líquido de R\$24 bilhões, que é um crescimento de 371% em relação ao mesmo período do ano passado e o melhor resultado desde 2011. O Ebitda ajustado foi um recorde histórico, atingindo 86 bilhões, 35% superior aos nove meses do ano anterior, e a nossa margem Ebitda de 33%.

A redução das incertezas foi um ponto importante a partir do acordo que celebramos com o DOJ e SEC para encerramento das investigações das autoridades norte americanas em relação à companhia. Este acordo é no valor de R\$3,5 bilhões, ficando a maior parcela deste valor, 80%, destinadas às autoridades brasileiras por meio de instrumento a ser firmado com o Ministério Público Federal.

Excluindo-se os efeitos do acordo da *class action* e também deste acordo com o DOJ e SEC, nós teríamos apresentado lucro líquido de R\$10,3 bilhões neste terceiro trimestre e de R\$28 bilhões e no acumulado do ano. Também excluindo-se este efeito, o Ebitda ajustado seria de 33 bilhões no trimestre e de 89 bilhões no ano.

Se nós fizermos o ajuste por todos os itens especiais que constam no RMF, na tabela 18, nós teríamos um lucro líquido que ficaria em linha ou até acima da expectativa do mercado.

Em termos de redução de endividamento, gostaríamos de pontuar uma redução tanto da dívida bruta quanto da dívida líquida. Nós atingimos US\$88 bilhões de endividamento bruto e 72,9 bilhões de endividamento líquido, e a gestão ativa da dívida ainda possibilitou o alongamento do prazo e uma taxa média de financiamento em torno de 6,2%. Como já comentamos, o índice dívida líquida Ebitda atingiu 2,96, e sem a *class action* 2,66.

Considerando, então, o lucro acumulado até aqui e a redução das incertezas através dos acordos que já foram comentados e a meta de alavancagem financeira, o nosso Conselho de Administração aprovou um maior valor de antecipação dos juros sobre capital próprio

no valor de 10 centavos por ação, igualmente para preferenciais e ordinárias, o que somam R\$1.304 mil.400,00 como antecipação de juros sobre capital próprio no trimestre.

Indo para o próximo slide, nós trazemos outros destaques. Então, iniciamos a produção neste ano de três novos sistemas e temos um quarto na iminência do início de operação, então nós iniciamos o FPSO cidade de Campo dos Goytacazes em Tartaruga Verde, a P74 em Búzios e a P69 em Lula. Em termos de portfólio exploratório, adquirimos na última rodada, na quinta rodada de partilha, o bloco Sudoeste de Tartaruga Verde e isso se soma às áreas adquiridas nos leilões anteriores ocorridos neste ano, a 15ª rodada de concessão em março e a 4ª rodada de partilha em junho, e o total de bônus de assinatura de todas estas rodadas somam R\$3,2 bilhões.

Queríamos destacar também as parcerias que celebramos no segmento de energias renováveis com a Equinor para desenvolvimento de negócios em energia eólica *offshore*, com a Total para energias renováveis (notadamente solar e eólica) *onshore*, parceria também como a CNPC no projeto do Comperj no [incompreensível] de Marlim, e com a Murphy para atuação no Golfo do México.

Além disso, destacamos o recebimento de R\$1,6 bilhão referente à segunda fase do programa de subvenção do diesel, além destes 1,6 recebidos, nós temos R\$2,2 bilhões já reconhecidos no balanço do terceiro tri a serem recebidos referentes à terceira fase. Em relação à gasolina, o preço da gasolina nós adotamos o mecanismo de *hedge* complementar, permitindo um maior espaçamento nos reajustes, e obtivemos o ressarcimento, a companhia foi ressarcida em R\$1,7 bilhão de recursos recuperados pela operação Lava Jato. O total de recursos já recuperados soma R\$3,2 bilhões.

Detalhando, então, os nossos resultados, a gente começa pelas variáveis externas, no slide sete, mostrando o comportamento do Brent em linha com o trimestre anterior, atingiu US\$75,00 por barril, mais 39% superior aos nove meses do ano passado, enquanto o real se desvalorizou bastante neste terceiro trimestre com o câmbio aumentando 9% em relação ao trimestre anterior e 13% em relação aos nove meses do ano anterior.

E aí, o resumo dos nossos resultados estão neste slide oito, mostrando receitas de vendas de R\$257 bilhões, um aumento de 24% em relação aos nove meses do ano anterior, o lucro bruto também aumentou 40%, atingindo R\$93 bilhões, o Ebitda ajustado cresceu 35%, para R\$85,7 bilhões, e o lucro líquido aumentou 4,7 vezes, para R\$23,7 bilhões. O fluxo de caixa livre permaneceu positivo pelo décimo quarto trimestre consecutivo e atingiu 37,5 bilhões nos nove meses de 2018, que é o mesmo patamar do ano anterior.

A seguir, nós vamos detalhar um pouquinho mais cada uma destas variáveis. Começando pelo Ebitda, como resultado do aumento do Brent e da maior margem de vendas de derivados no mercado doméstico e nas exportações, este valor é um recorde histórico e é interessante observar que ele é superior à mesma época entre 2011 e 2014, onde nós tínhamos um valor de Brent, um preço de Brent bastante mais elevado do que atualmente. Isto é fruto não só das variáveis externas, mas uma disciplina de custos e de uma gestão e eficiência financeira que têm sido implementadas na empresa.

Olhando por segmento de negócio, no slide dez, no segmento de E&P, nós temos que a maior cotação do petróleo e a depreciação do real ajudaram o aumento de 63% no Ebitda

de exploração e produção, mas também foi muito importante ter um custo de extração sob controle, que nós vamos ver mais à frente contra

Já no segmento de refino, transporte e comercialização, nós tivemos um menor diferencial de preços de diesel e gasolina para o petróleo, porém, as margens de refino aumentaram pelo efeito dos estoques que foram formados a preços mais baixos, isto é comum no mercado de contango, em que o preço do petróleo vai se valorizando.

Apesar do menor volume total de vendas que tivemos em função da perda de mercado da gasolina para o álcool e da menor venda de nafta petroquímica para Braskem, o volume de vendas de diesel aumentou. Então, nós aumentamos o volume de vendas e o *market share* do diesel. E, além disso, uma redução do custo de refino. Todos estes elementos foram responsáveis pelo aumento de 8% no Ebitda deste segmento.

Em termos de balança comercial, ocorreu uma redução da exportação líquida de petróleo pela menor produção e o aumento da exportação líquida de derivados pelo menor volume de vendas no mercado interno.

No próximo slide, a gente traz o comportamento do preço do diesel e explica um pouquinho o programa de subvenção do diesel, que foi instituído a partir de junho. Então, o gráfico ilustra, em azul, o preço do diesel no Golfo Americano, a linha cheia traz o preço de comercialização do diesel na época, antes do programa de subvenção, e após (essa linha cheia), e a parte amarela traz o preço de referência, o preço do diesel somado ao valor da subvenção. O que se pode notar aqui é que o preço do diesel após a subversão vem acompanhado o preço no Golfo Americano, então os preços de referência no Brasil têm acompanhado a variação do preço internacional do diesel.

O preço de referência é determinado pela a ANP com a base, então, na cotação internacional e na variação do câmbio, nós reconhecemos a receita da subvenção na medida em que o diesel é vendido e entregue aos distribuidores e esse direito ao ressarcimento é reconhecido na nossa linha de contas a receber. A companhia já recebeu, no terceiro trimestre, o total de 3,8 bilhões de receita relativa ao programa e, destes 3,8, já fomos recebemos 1,6 bilhão referente à segunda fase. Temos ainda a receber R\$2,2 bilhões referentes à terceira fase.

Passando, então, para o slide número 12, detalhamos um pouco mais o lucro operacional, o aumento do lucro operacional, que foi um recorde, e o aumento do lucro líquido. Além das variáveis que já destacamos, é importante falar na redução das despesas, tivemos menores despesas gerais e administrativas pela disciplina de controle de custos, menores despesas com juros pelo menor endividamento, as nossas despesas financeiras decresceram 2 bilhões em relação aos nove meses do ano passado, e, por outro lado, o maior preço do petróleo acarretou maiores gastos com participações governamentais e tivemos o acordo com o DOJ e SEC, como já comentado.

E como também já comentado, excluindo estes efeitos, o lucro líquido teria sido, no trimestre, R\$10,2 bilhões, e se expurgássemos todos os itens especiais, teria sido dia R\$11,5 bilhões, e no acumulado do ano R\$28 bilhões.

Passando para o slide 13, a gente traz o comportamento do fluxo de caixa, que foi de R\$8,1 bilhões, inferior ao segundo trimestre, refletindo a maior geração operacional de caixa, a menor, desculpe, a menor geração operacional de caixa em função do pagamento da segunda parcela da *class action*, aliado ao aumento da realização dos investimentos.

Em relação aos investimentos, é importante destacar que investimos R\$32,2 bilhões nos nove meses deste ano, o que representa um aumento de 10% em relação ao mesmo período do ano anterior, e neste trimestre o investimento foi 50% superior ao do segundo trimestre, e já era um aumento planejado porque nós já tínhamos indicado uma realização de investimentos, na verdade, a gente estava realizando abaixo no primeiro semestre deste ano.

Então, estes fatores, a geração operacional e os investimentos, resultaram num fluxo de caixa livre positivo pelo 14º trimestre consecutivo, como apresentamos neste slide.

No slide seguinte, o 14, a gente traz aqui a redução do endividamento, e de janeiro a setembro... desculpem, o nosso valor de dívida bruta ao final do terceiro trimestre estava em US\$88,1 bilhões (este gráfico é em dólares) e a dívida líquida em US\$72,9 bilhões, e nós pretendemos chegar ao final do ano abaixo de 70 bilhões, com um valor aproximado de US\$69 bilhões de dívida líquida.

De janeiro a setembro, a companhia continuou com a sua gestão ativa de dívida, captamos R\$30,6 bilhões e liquidamos vários empréstimos e financiamentos, destacando R\$45,3 bilhões em títulos no mercado de capitais internacional e o pré-pagamento de 41,8 bilhões de empréstimos no mercado bancário, tanto nacional quanto internacional, além de 2,4 bilhões de financiamentos junto ao BNDES.

Com esta gestão de dívida, nós alongamos o prazo médio de 8,6 anos ao final do ano passado para 9,1 no terceiro trimestre e estamos mantendo a taxa média de financiamento em torno de 6,2%.

Aqui as trazemos, no slide 15, o perfil da dívida fruto desta gestão, como já comentado, e aqui chamamos a atenção para nossa posição de caixa, que em 31 de outubro somava US\$13,9 bilhões. Esta é uma redução importante, este valor final de 2017 era de US\$20 bilhões, e observando a metodologia para estabelecimento de nível de caixa mínimo e também considerando que nós temos acesso a US\$5,9 bilhões em linhas de créditos compromissadas, é possível ter uma posição de caixa, atualmente, que faz frente aí aos próximos quatro anos de amortizações.

A seguir, nós trazemos o status do nosso programa de parcerias e desinvestimentos e destacamos aqui a entrada de caixa, já em 2018, de US\$5 bilhões e o total de assinaturas no biênio 17-18 e foi de US\$7,5 bilhões. Este valor se compara à meta que tínhamos estabelecido de US\$21 bilhões no biênio 17-18.

Nós temos alguns projetos importantes que estão suspensos por decisão judicial, um deles é a TAG, os gasodutos, a rede de gasodutos, outros são as parcerias em refino, a araucária nitrogenada e o FN 3.

Mas o nosso programa de parcerias e desinvestimentos continua, temos vários projetos em fases avançadas, alguns já fechados e muitos em fases vinculante e alguns em que lançamos o *teaser*, eles estão em fase não vinculante, e é importante destacar que a realização dos desinvestimentos está abaixo da planejada em função da decisão judicial que eu comentei, mas o programa segue avançando e pretendemos seguir com este programa como parte integrante da gestão contínua de portfólio na empresa.

A seguir, destacamos algumas parcerias dentro deste programa, que são as parcerias, como comentado no início, com a Equinor, no segmento de eólico *offshore*, com a Total energia solar e eólica *onshore*, com a CNPC onde divulgamos a mercado uma carta de intenção, em julho, deste ano e um acordo do modelo de negócios, em outubro, em que definimos 20% de participação da CNPC e 80% da Petrobras, seja na refinaria do Comperj, seja no *cluster* de Marlim, e continuamos negociando esta parceria, e além disso, a parceria com a Murphy para a atuação no Golfo do México Americano.

A seguir, destacamos o controle dos custos operacionais. Então, a nossa disciplina de controle levou a uma redução das despesas gerais e administrativas em 6%, então fizemos 6,6 bilhões de despesas gerais e administrativas, refletindo menores gastos com consultoria, serviço de terceiros e etc. No custo de extração em dólar, ele reduziu por menores gastos com intervenção e impostos, reduziu 1% em dólar, a maior parte deste custo é em dólares, e, por outro lado, houve maiores participações governamentais pelo aumento do preço do petróleo. E o custo de refino teve uma redução importante, 4% em reais e 15% em dólares em função da implementação de medidas de otimização de gastos.

A seguir, trazemos uma melhor perspectiva para este ano, para 2018. Nós esperamos, estamos trabalhando com estimativa de US\$30 bilhões de geração operacional de caixa até o final do ano, 7 bilhões de entrada de caixa de desinvestimentos (e aqui como já destacados, já recebemos 5 bilhões destes 7), além disto, estamos revendo nossos investimentos para esse ano, apesar de uma maior realização no terceiro trimestre, a gente está revendo este valor para US\$13 bilhões (anteriormente ele era 15), e 6 bilhões de pagamentos de juros. Então, esta é a nossa melhor figura até o final do ano.

Falando sobre alguns destaques operacionais, a gente gostaria de explicar a situação da produção. Nós estamos em linha, reduzimos 6% a produção em relação ao mesmo período do ano passado, estamos com 2,6 milhões de barris de óleo equivalente por dia e as explicações são: O declínio, então nós temos campos maduros *offshore* onde temos novos poços planejados para fazer a gestão do declínio e nós estamos fazendo ajuste no processo de descarte de água em 28 plataformas, então temos que conciliar a entrada dos novos poços com essas melhorias que estão sendo feitas nas plataformas; um outro fator que explica são os desinvestimentos, desinvestimentos ocorridos no ano Lapa, Iara, Roncador também explicam parte desta queda, nós já tínhamos anunciado isto no início do ano quando falamos na meta de produção para este ano; outro fator importante foi a concentração de paradas no terceiro trimestre. Então, nós tivemos o término do sistema de produção antecipada de Itapu e Tartaruga Verde e obras nos gasodutos da rota 1, que parou por dois meses e ocasionou a parada da plataforma de Mexilhão, e algumas plataformas do pré-sal escoam por Mexilhão, e isto impactou, então, a produção do terceiro tri.

Neste trimestre, a gente teve o dobro de paradas em relação ao segundo trimestre e isto explica em parte. Por outro lado, como fator positivo, a gente está esperando o *ramp-up* das novas plataformas que entraram e estão entrando em operação, então nós estamos em fase de *ramp-up* daquelas que entraram: Campo dos Goytacazes em Tartaruga, a P69, a P74 e a P75 (que deve estar para entrar hoje ou até amanhã) e estas plataformas em *ramp-up* vão compensar este declínio e o efeito das paradas e dos desinvestimentos, como já falado.

Neste slide 22, nós gostaríamos de destacar a alta produtividade dos poços do pré-sal, e aqui nós estamos trazendo a produção média por poço, foi a média de agosto em algumas das nossas áreas, então Sapinhoá três poços com uma média de produção entre 27 e 30 mil barris por dia de óleo, Lula tem seis poços que estão com uma média de produção e 32 e 38 mil barris por dia, e Mero com destaque de 39 mil barris por dia.

Nós atribuímos esta alta produtividade à concepção de poços concebidos... projeto de poços para maiores vazões, então a aplicação de linhas de produção de maior diâmetro, também a concepção do desenvolvimento do projeto com injeção alternada de água e gás, então desde o início já se começa com um poço produtor e um poço injetor, e uma boa caracterização dos reservatórios, que aponta a localização ótima de cada poço. Todos estes fatores, em conjunto, são responsáveis pela elevada produtividade no pré-sal, e destacamos aqui uma figura de Búzios, onde esperamos também uma elevada produtividade.

No slide a seguir, destacamos a produtividade de Mero. Então, terminamos agora em outubro o teste de longa duração nesta área através do FPSO pioneiro de Libra, este foi o primeiro navio que consegue reinjetar todo o gás produzido, foi o teste de longa duração, e atingimos também uma alta produtividade neste campo e para ele estão previstos quatro sistemas, quatro plataformas com uma capacidade de produção de 180 mil barris por dia para o desenvolvimento definitivo desta área de Mero.

A seguir, destacamos também o nosso esforço exploratório, ilustrando por Peroba. Peroba é uma área adquirida num contrato de partilha em janeiro deste ano e em nove meses começamos a perfuração do primeiro poço através desta sonda que está aí mostrada, a NS 42, e, só para efeito de comparação, comparamos com Lula, que era o Tupi lá no início, que nós levamos 60 meses para iniciar a perfuração, e Peroba nove meses apenas mostrando um esforço exploratório importante da companhia.

A seguir, nós destacamos os três novos sistemas que já entraram em operação e o parque que está por entrar. Então, temos a P74 em Búzios, Campo dos Goytacazes em Tartaruga Verde, a P69 em Lula (que já entraram em operação e estão em fase de *ramp-up*) e a P75, que deve entrar hoje, no máximo até amanhã.

É importante destacar aqui que três destes quatro sistemas a Petrobras tem 100% deles, Búzios I, Tartaruga e Búzios II, e isto nós vamos nos beneficiar integralmente do *ramp-up* deste sistema.

No slide 26, a gente traz, além destes quatro sistemas, temos os novos sistemas, a P67, que já está indo para alocação, em 30 dias ela deve chegar à alocação e iniciar a produção até o final deste ano.

A P76 em Búzios III, que deve estar chegando na alocação em dezembro deste ano, o início da produção deve estar acontecendo no início do ano que vem, em janeiro. A Búzios IV, que é a P77, e a P68 em Berbigão, e estas duas plataformas devem entrar em produção no primeiro semestre do ano que vem. Além destas quatro, nós temos outras três em fase de execução, a [incompreensível] em Mero I, outras cinco em fase de contratação e dois projetos em fase de planejamento, e, com isso, tudo está previsto no nosso plano de negócios e gestão.

A seguir, a gente descarta, então, a viabilização de este *ramp-up*, como já comentado. Então, nós comemoramos aí a instalação do centésimo manifold submarino, é o 16º na área do pré-sal, e neste gráfico nós mostramos o número de poços completados, os poços que devem entrar em operação em 2018 estão todos completados, em 2019 a maior parte já se encontra completada, temos uma pequena parte a completar e nós estamos contando não só com estes poços, como todas as linhas e umbilicais estão disponíveis e as embarcações de apoio também para viabilizar o *ramp-up* das plataformas assim que elas entrem em produção.

A seguir, a gente destaca a melhora... indo para a área de refino, né, para o segmento de refino e transporte e comercialização, destacamos aqui a redução do custo de refino. Então, como já falado, a redução de 4% em reais e 15% em dólar e é importante dizer que o parque de refino da Petrobras hoje está no mesmo patamar dos melhores refinadores do mundo em termos de custo, e isto é balisado pela Solomon, que é uma consultoria de benchmark internacional, que nos coloca no primeiro quartil ou entre as 25% melhores refinarias em termos de custo segundo este estudo de benchmark.

A seguir, a gente destaca também uma melhora de eficiência nas operações logísticas. Então, a integração entre E&P e o refino e gás natural na programação de navios para alívio de petróleo ou retirada e descarregamento do petróleo das plataformas, nós temos feito estas operações com menor custo e com menor risco também. Então, reduzimos o risco de parada de produção por alívio do petróleo, estamos trabalhando com a confiabilidade operacional acima de 90% e isto se traduz numa melhor eficiência de operações logísticas.

Sobre o volume de vendas, nós tivemos uma redução no volume total, como já comentado, mas chamamos a atenção para o aumento na venda de diesel. Então, diesel aumentamos de 661 para 714 mil barris por dia comparado ao ano passado, isto contrabalançado pela perda de mercado de gasolina para o etanol, isto justifica a menor venda de gasolina e também menor venda de nafta para Braskem, e a produção de derivados acompanha, a redução da produção de derivados acompanha a redução do volume de vendas.

É importante dizer que a nossa participação do óleo nacional na carga continua num patamar elevado, nós tivemos uma redução no terceiro trimestre, também atribuída ao sinistro que ocorreu na Replan, mas a disponibilidade operacional das refinarias nos nove meses continua no valor elevado.

A seguir, a gente destaca o *market share*. Então, estamos com *market share*, em setembro nós atingimos acima de 90% de *market share*, seja na gasolina ou no diesel, e um fator de utilização das refinarias, que teve 75% neste mês, um valor mais baixo em função do

acidente da Replan, como já comentado. Nós precisamos de uma recuperação de *market share* importante no terceiro trimestre.

Por fim, a gente destaca a balança comercial. Em termos de importação, foi muito em linha com o ano passado, e, termos de exportação, houve uma redução na exportação de petróleo por conta da menor produção, e houve um momento na exportação de derivados pela menor venda no mercado nacional. De qualquer forma, a companhia manteve a posição de exportadora líquida com saldo de 272 mil barris por dia no período.

Em termos de gás natural, a gente vê uma estabilidade também de oferta e demanda em torno de 80 milhões de metros cúbicos por dia. O que nós tivemos em relação ao ano passado foi uma mudança no perfil com maior importação de gás de GNL por conta da menor disponibilidade de gás (também afetado pela parada de Mexilhão), e em termos de demanda, um aumento da demanda no setor não termelétrico.

É importante dizer que o resultado deste segmento de gás e energia ele foi impactado pela perda de crédito esperada relativas ao sistema elétrico, que se refere ao fornecimento de gás para a região Norte, e isto foi responsável pelo prejuízo operacional, então, no segmento de gás e energia.

E, por fim, gostaríamos de destacar a posição do nosso negócio de refino em relação ao IMO 2020. o IMO é o International Maritime Organization, ele traz regras de teor de enxofre no bunker e, de acordo com estas regras, é preciso atingir 0,5% de enxofre em 2020, e no meio deste slide a gente destaca as características do nosso petróleo do pré-sal, uma amostra do FPSO Angra dos Reis e que o nosso petróleo tem um teor de enxofre de 0,3 e o resíduo da destinação direta deste petróleo tem 0,5% de enxofre. Então, hoje, o nosso resíduo da destilação direta já está adaptado a esta regra do IMO 2020.

Além disso, as empresas que não têm o seu resíduo adaptado precisam do blendar, misturar com destilados médios, e a Petrobras também está bem posicionada para capturar os destilados médios porque ela vem investindo, nos últimos anos, em várias unidades de coqueamento. Então, oito das nossas 13 refinarias possuem unidades de coqueamento, que são unidades que convertem o resíduo em destilados médios.

Com isto, a Petrobrás está muito bem posicionada já em 2018 para as regras do IMO que vão entrar em 2020. E com isto nós concluímos a apresentação. Obrigado.

Sessão de Perguntas e Respostas

Operadora: Agora terá início a sessão de perguntas e respostas. Solicitamos que cada participante faça no máximo duas perguntas. As perguntas devem ser feitas seguidamente para que os executivos as respondam na sequência. Solicitamos também que as perguntas não sejam feitas através da função viva voz.

As perguntas feitas em inglês serão ouvidas por todos os participantes no idioma original e respondidas pelos executivos em português, com tradução simultânea para inglês.

Para fazer uma pergunta, por favor, digite asterisco um. Para remover sua pergunta da lista, por favor, digite asterisco dois.

Nossa primeira pergunta vem de Bruno Montanari, Morgan Stanley.

Sr. Bruno Montanari: Boa tarde, obrigado por pegar a minha pergunta. A primeira pergunta, talvez para a Solange, como *follow-up* da coletiva de imprensa, eu achei bem interessante o comentário de que algumas unidades estão sendo testadas para comportar um *flow rate* de até acho que 58 mil barris por dia e, vendo também os números que vocês apresentaram para Lula, Sapinhoá, enfim, a gente deve esperar que para os próximos FPSOs, uma P69, 75, 76, a gente possa ver o *flow rate* aí talvez mais num *range* de 40-50 mil barris por dia?

A segunda pergunta é sobre a política de *hedge*. Eu queria que vocês comentassem um pouco como foi a experiência até agora e se seria possível a gente ver talvez a companhia ampliar o horizonte do *hedge* de 15 dias para talvez 30 dias e implementar isto também para diesel, talvez como uma solução aí para o fim do subsídio no fim do ano.

E uma terceira bem rápida sobre o Capex, versus o *budget* original de 15 bi, esta diferença agora de 2 bi ela deve ir para 2019 ou isto fica na conta aí da eficiência ou realocação de alguns projetos? Muito obrigado.

Sr. Rafael Grisolia: Oi Bruno, Rafa Grisolia aqui. Obrigado pela pergunta. Deixa eu fazer as duas últimas aí eu passo para a Solange, para ela comentar a sua primeira pergunta.

Com relação a *hedge* de gasolina, a gente, de forma geral, estamos numa curva de aprendizado, é nossa primeira vivência aí com *hedge* na gasolina com relação ao preço que a gente pode oferecer para os consumidores, né, os nossos clientes, foi bastante adequada, a gente consegue fazer o que a gente se propôs a fazer com esta opção para companhia. Então, estamos bastante felizes com a utilização desta opção para a companhia de utilizar este *hedge*.

De tudo que a gente conheceu até agora, realmente, o prazo máximo ele é um prazo, no caso da gasolina, de 15 dias, isto não alterou, a gente não vê ainda condições técnicas de este prazo ser maior e continuamos aí com algumas análises possivelmente para mais produtos, incluindo o próprio diesel.

A tua terceira pergunta, com relação à indicação de Capex para este ano, só para finalizar, a indicação de geração de caixa deste ano de US\$3 bilhões, quando a gente estiver falando aí do plano PNG, os próximos 5 anos aí no início de dezembro, a gente endereça um pouco mais, mas com certeza aqui você tem não é Capex que não vai ser investido, você tem realocações a serem feitas possivelmente para o próximo ano, mas a gente entra em mais detalhes quando a gente apresentar o plano do próximo ano.

Vou passar para a Solange aqui.

Sra. Solange Guedes: Boa tarde, Bruno. Em relação a sua pergunta relativa à produtividade dos poços, que eu comentei hoje de manhã, a nossa história ela mostra que a gente tem avançado ao “engenheirar” novas vasões nestes projetos. O que nós fazemos às vezes são saltos, é o que a gente está passando agora de uma concepção onde os diâmetros de poço/coluna eram de 6 polegadas e nós passamos para uma concepção de 8

polegadas, alguns projetos contém esse design em alguns poços e vamos testando isso à medida que os projetos vão sendo implantados.

Esta solução ela precisa ser testada, algumas medições precisam ser feitas em relação a como a unidade e os nossos equipamentos se comportam em vasões tão elevadas, e a partir daí a gente estende para projetos inteiros com essas concepções e, futuramente, com certeza buscaremos manter projetos inteiros com esta nova visão.

Mas foi testado em Libra, como eu coloquei no teste de longa duração, que terminou agora em outubro, e temos o início da aplicação deste tipo de... [corte do áudio – silêncio] ...

Operadora: Com licença, senhoras e senhores, por favor, aguardem.

Senhores palestrantes, podem continuar, por favor.

Sra. Solange Guedes: Peço desculpas pelo problema. Vamos continuar.

Podemos passar para a próxima pergunta?

Operadora: Próxima pergunta, Sr. Gustavo Alevato, Santander.

Sr. Gustavo Alevato: Oi, boa tarde a todos. Eu acho que a ligação tinha caído de todo mundo. Só passar aqui para tentar entender melhor a questão de custos. Eu queria entender da diretora Solange se tem como ter algum *target* de redução de custos do *lifting costs* para 2019 dada a entrada destas novas FPSOs, que, com uma produtividade mais alta como você estava explicando na pergunta anterior, eu acho que se você puder repetir, que eu acho que acabou cortando para todo mundo.

E minha segunda pergunta, relacionada ao plano de desinvestimentos, eu acho que o Ivan comentou hoje na coletiva de imprensa que o *target* de 21 bi não vai ser possível ser atingido este ano por causa das suspensões dos processos. Queria entender se isso daí escorrega para 2019 em diante ou simplesmente fica *on hold*? Eu queria entender deste lado, seriam essas as minhas perguntas.

Sr. Rafael Grisolia: Oi Gustavo, é Rafa Grisolia de novo. Obrigado pela pergunta. Eu vou passar de novo para a Solange e aí dá um tempo de o pessoal voltar enquanto estão se conectando.

Com relação a desinvestimento, é um pouco do que a gente já tem comentado aí. Na verdade, todos os projetos anunciados continuam, os projetos que estão anunciados e suspensos, como a gente já comunicou também, por esta revisão que a gente tem feito aí em função da decisão do ministro do supremo, mas todos estes projetos continuam, tanto como suspensos e a gente trabalhando aí nessa visão jurídica, quanto também os que a gente já anunciou nas diversas fases.

A gente, de novo, vai estar discutindo no PNG o *timing* de quando a gente vê os possíveis *signings* e entradas de caixa, mas nenhum deles está fora da carteira que a gente vai passar a chamar agora no desinvestimento de “gestão ativa de portfólio”.

Solange?

Sra. Solange Guedes: Gustavo, boa tarde. Vamos ver se a gente vai até o final da resposta agora. Você se referiu aos custos e à expectativa para 2019. O que nós estamos experimentando agora em grande escala no segundo semestre de 2018 e vai acontecer também no primeiro semestre de 2019, são muitas unidades entrando. Quando estas unidades entram, até o final do *ramp-up* a gente não experimenta uma redução muito significativa dos custos, porque elas entram com os custos cheios e a receita progressivamente.

Então, a gente vai, sim, experimentar o que você comenta sobre uma redução importante no nosso custo de extração, mas ao final do *ramp-up* destas unidades, o que eu acho que vai acontecer mais para o final de 2019 e completamente no ano de 2021. Esta é a nossa negar expectativa.

Eu vou reproduzir um pouco o racional que eu estava respondendo antes para o Bruno. Eu acho que caiu, né, eu acho que parte de vocês não ouviu o que eu estava comentando sobre a nossa... o que nós estamos “engenheirando” e caracterizando melhor os nossos reservatórios e “engenheirando” a nossa concepção de poços e sistemas submarinos para que a gente aumente a produtividade exposta do pré-sal, entramos com uma nova geração de poços agora no ano de 2018 fruto desses novos equipamentos que foram qualificados, estamos fazendo testes com eles em alguns projetos, monitorando a performance para depois usar em larga escala em novos projetos e, obviamente, continuaremos buscando esta efetividade de maximizar a produtividade destes poços do pré-sal em projetos futuros.

Sr. Gustavo Alevato: Muito claro, Solange. Se pudesse fazer só um *follow-up* para o diretor Celestino, eu queria entender a questão da parada da Replan aí em agosto. Queria entender se dá para quantificar quanto a Petrobras teve que gastar mais de importação para importar diesel para atender o mercado doméstico no terceiro tri e quanto destes custos adicionais foram escorregados para quarto trimestre. Obrigado.

Sr. Jorge Celestino Ramos: Gustavo, com relação à parada da Replan, na Replan a gente tem dois conjuntos de unidades, uma unidade de destilação atmosférica e uma unidade de craqueamento catalítico, cada um trem desses com uma capacidade em torno de 33 mil m cúbicos por dia, dá perto de 200 mil barris/dia.

Estas unidades, um conjunto deste que sofreu o dano do acidente, a gente ainda está com a destilação e com o craqueamento fora, sendo que a unidade de craqueamento, que produz gasolina, ela retorna agora até o final de novembro e a unidade de destilação ela retorna final de janeiro. Esta é a nossa melhor estimativa.

Para suprir, dado que o mercado está perto de 1.750/1.800 milhão barris, isto no pico aqui em novembro, o quê que a gente fez? A gente fez um rearranjo das outras refinarias, aumentamos a carga das outras refinarias, principalmente SP, Revap, inclusive usando correntes da Revap na Replan para produção de diesel com vista a minimizar o impacto da importação.

Isto a gente fez principalmente agora em outubro, que é o mês de pico da importação, em novembro a gente já vê que o mercado já começa a cair e o nível de importação já começa... o nível de necessidade de importação por parte da Petrobras ela já começa a cair, e com isto a gente conseguiu mitigar os custos de importação.

Sr. Gustavo Alevato: Está claro, obrigado.

Operadora: Próxima pergunta Régis Cardoso, Credit Suisse.

Sr. Régis Cardoso: Boa tarde, pessoal, Rafael, Solange, Celestino, Nelson e Isabela. Obrigado por pegar a minha pergunta. Quando esta diretoria assumiu, a Petrobrás estava no olho do furacão da Lava Jato, né, a empresa não tinha balanço publicado, enfrentava problema de liquidez e, dentre os diversos trunfos, que incluem política de preço, mudança da governança corporativa, tem um em particular que me chamou bastante a atenção, que é a diligência na tomada de decisão de desinvestimento. Então, reduzir o nível de Capex foi o que tirou pressão de liquidez sobre a empresa.

Então, minha pergunta é a seguinte: Vocês vêem risco ou oportunidade (a saber) de aumento substancial de Capex, do nível de Capex no futuro? E aí, assim, não é tão importante os números exatos, eu sei que vocês vão discutir isto no plano de negócio, mas em particular em duas áreas: em refino, alocar capital na parceria com a CNPC e no Comperj, e eventualmente na cadeia de gás natural, Brasil se tornar um exportador de gás projetos de LNG. Então, este é um primeiro tema, Capex.

E o segundo, sobre política de preço, eu queria só entender se vocês (me pareceu na resposta anterior do Rafael que) estavam satisfeitos com a política de *hedge* da gasolina. Nos parece que o preço da Petrobras ficou bastante tempo acima da paridade de importação, e imagino eu porque vocês tinham aplicado a política de *hedge*.

Vocês não temem que, num contexto em que vocês aplicassem isto de forma recorrente, repetida, um preço terceiro poderia usar isto oportunisticamente para importar combustíveis? Não existe uma forma de transferir esta necessidade de suavizar a volatilidade para além dos refinadores e importadores? Obrigado.

Sr. Rafael Grisolia: Oi Régis, obrigado pela pergunta. A tua primeira pergunta, é Rafa Grisolia, o Nelson Silva vai endereçar e a segunda o Jorge complementa com relação à política de preços, ok?

Sr. Nelson Silva: Oi Régis, é o Nelson. Obrigado pela pergunta. Bom, com relação ao plano que nós estamos terminando agora e a gente vai divulgar isto em dezembro, sim, pode-se esperar uma disponibilidade maior no caixa. Como fez na abertura a Isabela o comentário, nós estamos numa ascendência em termos de geração de caixa, redução de custos e este esforço vai continuar. Então, a gente pode esperar uma disponibilidade maior no futuro, sem poder entrar em detalhes agora.

Este é um tema de toda, eu diria, a indústria de petróleo hoje, que se reestruturou depois da queda forte do preço de petróleo, que está mostrando uma performance financeira bastante boa, positiva depois de feitas estas reestruturações. A Petrobras não é uma

exceção. O grande tema no futuro, então, serão as nossas escolhas e de que maneira a gente faz essas escolhas mantendo disciplina de capital e lógica econômica, né.

Eu vou comentar rapidamente sobre o gás natural, que você fez referência, e depois o Jorge vai falar sobre refino. Um dos temas que está no nosso novo plano estratégico é questão de a empresa aumentar a sua participação no gás natural no portfólio. Nós sabemos que a gente tem limitações no Brasil em função da geologia, do que existe aqui no espírito entre óleo e gás e, provavelmente, a gente vai ter que olhar em outras alternativas não exclusivamente no Brasil com relação à cadeia integrada de gás, mas, sim, está no nosso radar e é um tema no próximo plano estratégico, no PNG de 2019-2023 isto vai ser tratado, sim, junto com renováveis também.

Vou passar para o Jorge agora.

Sr. Jorge Celestino Ramos: Régis, boa tarde. Com relação ao desinvestimento no refino, a gente já no plano de 18-22 já tinha endereçado que os desinvestimentos em refino, principalmente no segundo [incompreensível], eles viriam através de parcerias. Então, estamos, sim, buscando parcerias para o desinvestimento em refino, e recentemente a gente assinou também uma parceria com a CNPC para estudos de viabilidade do Comperj e considerando inclusive como é que fica a curva de demanda de derivados no Brasil dadas as interfaces com o programa do Renovabio.

Então, estamos estudando e temos previsão de completar os estudos aí ao longo do PNG 19-23, estaremos anunciando.

Com relação à política de preços, a questão do *hedge*, eu acho que o Rafa já tinha endereçado, a grande questão de você fixar o período de *hedge* por um período muito longo você dá uma estabilidade que você, neste período, você pode arbitragens. Então, esta é uma consideração que a gente tem tratado no nosso mecanismo de política comercial para que nossos preços sempre sejam competitivos e tragam sempre o melhor resultado para a companhia.

Estas análises de período de *hedge*, como você lida com esses instrumentos de redução de volatilidade, são considerados considerando a possibilidade de arbitragens.

Sr. Régis Cardoso: Obrigado, Celestino. Se me permitir só um *follow-up*, na questão do Comperj, é possível que a Petrobras venha a alocar mais capital como parte desta parceria com a CNPC? E eu pergunto porque o percentual que a CNPC assumiria naquele fato relevante que vocês divulgaram de 20%, me pareceu relativamente pequeno. Obrigado.

Sr. Rafael Grisolia: Oi Régis, é Rafa falando. Lembra sempre que o projeto é conjunto, né, quer dizer, na verdade, o projeto do CNPC envolve a entrada, a participação da CNPC na nossa área de Marlim e, conseqüentemente também, em paralelo, tem que ser concomitantemente à entrada na participação dela no Comperj. Então, o líquido disso não é de alocação de capital da Petrobras, provavelmente o líquido disso é de entrada de capital na Petrobras.

Sr. Régis Cardoso: Obrigado.

Operadora: Próxima pergunta, André Hachem, Itaú BBA.

Sr. André: Hachem: Obrigado pela pergunta pessoal. A minha primeira pergunta é em relação a P74. Ela teve primeiro óleo dela em abril e até agora continua rodando com dois poços interconectados e uma produção de mais ou menos 35 mil barris. Vocês poderiam comentar um pouquinho a dinâmica de *ramp-up*, por quê que ela tem demorado um pouco mais que o previsto? Eu lembro que no Petrobras Day chegaram a discutir que o tempo médio de *ramp-up* estava em torno de 12 meses. Então, por quê que está um pouco aquém da expectativa e se isto poderia ser esperado para as demais plataformas.

A segunda dúvida é em relação ao programa do subsídio. Está programado para terminar dia 31 de dezembro e dia 1 de janeiro, dada a situação atual, implicaria num momento relevante do preço do diesel. Como que vocês estão se preparando para esta situação? Qual que é a cabeça de vocês em relação a retomar a paridade? Deve ser feito gradualmente isto? Vocês imaginam que o governo não deve suavizar? Tem tido alguma discussão com o governo em relação ao fim do programa de subsídio? Muito obrigado.

Sr. Rafael Grisolia: André, Rafa de novo, obrigado aí pelas perguntas. Vou começar de novo pela última e depois eu passo para o Hugo, para ele completar e fazer uma análise sobre a tua pergunta sobre *ramp-up*.

Com relação ao subsídio, é sempre bom reforçar que a Petrobras continua seguindo a política de preço, que pressupõe a gente manter preços competitivos em todos os nossos produtos com relação à tabela de importação e isto continua a ser a nossa meta principal, isso que faz a rentabilidade da companhia também caminhar na forma que ela tem caminhado nos últimos tempos.

O subsídio, enquanto a gente consegue, dentro da Petrobras, entender que ele traduz isso também, ele traz esta rentabilidade com relação à paridade de importação, a gente continua a seguir, como a gente já tem comentado sempre.

Uma vez que o subsídio não está presente, a gente volta a ter que buscar sempre essa paridade de importação, margem sobre isso, e a gente vai estar fazendo aí a gestão dessa política de preço mesmo na ausência de subsídio.

É claro que tem todo uma discussão que a gente deve (a Petrobras) estar participando com relação aos *inputs*, a sua experiência também com relação à gestão deste assunto, a gente está trazendo isso também, colaborando, já estava colaborando com o governo antes e está colaborando também com a equipe de transição com os *inputs* que a gente pode dar, como pode também, aí sim, dentro de uma ótica de governo que a gente entenda que possa haver alguma coisa com relação a outro componente do preço do combustível que não é gerado pela Petrobras e, sim, pela cadeia de impostos que tem sobre ele, a gente tem contribuído também numa discussão.

Então, eu acho que até a gente espera que a gente tenha mais informações até antes do final do subsídio, com certeza.

Vou passar para o Hugo aqui um pouquinho conversar sobre a sua outra pergunta, sobre o *ramp-up* da P74.

Sr. André: Hachem: Muito obrigado.

Sr. Hugo Repsold: Oi André, boa tarde. A sua pergunta foi muito boa porque, se a gente analisar, o início da produção destas plataformas, no início do *ramp-up* é o período mais sensível. Para que a gente possa conseguir realizar todo o *ramp-up*, a primeira etapa mais importante após conectar o primeiro L é ter um poço injetor de gás e ter o sistema todo de gás da plataforma comissionado para a gente poder injetar gás, aí a gente pára de queimar e depois pode prosseguir com o *ramp-up* conectando todos os outros poços de óleo e, eventualmente, mais um ou outro poço injetor de gás.

Agora, na P74, particularmente, a gente teve nesse momento ali do comissionamento do sistema de gás, o que não é uma incerteza relacionada a este processo ali, a gente durante a operação a gente acabou carregando um pouco de líquido para o sistema de gás, precisamos limpar aquilo tudo para voltar a poder injetar gás e, assim, retomando a injeção de gás, a gente vai e retoma a conexão de todos os poços.

Foi um atraso por uma questão operacional, mas não interferiu neste *ramp-up* como um todo. A gente espera recuperar o tempo aí, mas é algo que faz parte deste processo de comissionamento de pré-operação a gente testar todas as possibilidades e só fazer as coisas quando estiver tudo 100%. É o caso da P74.

Sr. André: Hachem: Perfeito, muito obrigado.

Operadora: Próxima pergunta Vicente Falanga, Bradesco.

Sr. Vicente Falanga: Boa tarde Rafael, Celestino, Solange e o Hugo. E tinha duas perguntas aqui. É possível visualizar quais são os próximos processos legais para que a Petrobras consiga prosseguir com a venda das NTN? A gente viu que teve uma jurisprudência de venda de uma participação majoritária em uma subsidiária da Eletrobras, eu queria saber se isso, de alguma forma, ajuda, enfim.

E a segunda pergunta, ainda em venda de ativo, vocês podem dar uma *update* no processo de venda de outros ativos grandes, como do setor petroquímico e também do [incompreensível] África? Alguma expectativa de conclusão destes processos? Obrigado.

Sr. Rafael Grisolia: Vicente, Rafa Grisolia, obrigado pela pergunta. Tem todo uma estratégia jurídica com relação aos processos suspensos que envolvem a TAG, envolvem lá os nossos complexos de refinaria que a gente está seguindo aí. Já teve uma audiência pública, o ministro proferiu aquela liminar, é o entendimento do nosso jurídico, então, tem, sim, uma estratégia jurídica, um passo a passo, tem um ritual que a gente está tentando seguir que eu acho que a gente, em breve, pode e espera ter alguns posicionamentos.

Então, é por isso que definitivamente os processos são suspensos. A gente vai trazer este tema também aí quando a gente estiver anunciando o PNG no início de dezembro, dando mais clareza com as novas informações que a gente tiver.

Mas, assim que a gente tiver mais informações, mais definições na nossa estratégia jurídica, a gente efetivamente comunica o mercado com certeza.

Com relação aos demais processos, que não estão suspensos e são públicos, as que estão que a gente acabou de falar, eles continuam em suas fases normais de negociação. Então, a gente tem, sim, fases importantes aí dos campos de água rasa e campos terrestres, que a gente está em diversas fases de negociação, a gente pode ter aí algum desenvolvimento em breve, tem a questão realmente da negociação, que é pública, da oferta da Lyondell para a Odebrecht com relação a sua participação na Braskem, isto ainda, como a gente comentou de manhã, a gente está aguardando ainda a oficialização, o término da negociação entre as partes para a gente ser comunicado e isso se traduzir para a gente numa decisão e numa análise de qual vai ser a postura da Petrobrás.

Então, estamos ainda também na expectativa. Entendemos que isto tudo ainda são assuntos que vão estar desenvolvendo aí nas próximas semanas. Talvez até antes do final do ano algum desses projetos, como a gente anunciou, a gente vai ter alguns anúncios ainda a ser feito antes do final do ano com certeza.

Sr. Vicente Falanga: Está ótimo, obrigado Rafael.

Operadora: Próxima pergunta Gabriel Barra, UBS.

Sr. Gabriel Barra: Obrigado, pessoal, pela pergunta. A primeira pergunta é em relação à meta de topo que a companhia hoje tem, ela tem duas metas de topo principais, uma em relação ao endividamento e outro em relação à taxa S10. Eu queria saber se a gente pode esperar no próximo plano de negócio alguma meta relacionada à rentabilidade ou retorno e como poderia ser esta meta.

E a segunda pergunta é em relação... até fazendo um *follow-up* em relação à pergunta do André, a subvenção de diesel vai teoricamente acabar no final de dezembro e a gente não sabe ainda como vai ser este período de transição. Então, a pergunta seria em relação a como que a Petrobras encararia isso e se haveria alguma possibilidade de replicar a política de *hedge* da gasolina para o diesel. Obrigado pela pergunta.

Sr. Rafael Grisolia: Gabriel, Rafa Grisolia de novo. Obrigado aí pelas perguntas. Como a gente comunicou no Investor Day uma pequena antecipação, as metas de topo da companhia, com certeza o TAR, além de ser uma meta é um valor para a companhia, né, quer dizer, operar com segurança é um valor para a Petrobras, esta meta continua, a gente está bastante atuante nisto já que a gente está perto do limite de alerta, esta meta vai continuar, você vai ver isso no anúncio do nosso plano.

Com certeza o índice de dívida líquida Ebitda é uma meta importante, que continua também, quer dizer, a companhia ainda precisa buscar uma otimização da sua estrutura de capital, principalmente quando a gente compara com os nossos competidores diretos globais, então o tamanho da companhia também necessita ter uma estrutura de capital ainda mais leve, a gente confia, está confiando na geração de caixa futura e provavelmente a gente vai ter uma terceira, como a gente antecipou, muito provável que a gente defina uma terceira meta de topo, que é justamente o retorno sobre o capital empregado, que aí ajuda a gente naquilo que Nelson antecipou, na nossa gestão de disciplina, de decisão de investimento.

Obviamente, é um pouco também do que a gente comentou de manhã, até na fala do Ivan, com relação à gente fazer uma gestão de portfólio ativa, que a gente vai sempre privilegiar os investimentos com maiores retornos sobre capital e, eventualmente, continuar uma gestão de desinvestimento com relação aos investimentos que não estão numa estratégia necessariamente atrelada à nossa estratégia, que tem um retorno sobre o capital empregado menor. Então, isto vai continuar.

Com relação à subvenção, sem ser muito repetitivo, mas, de novo, a gente está trabalhando, sim, a gente está aprendendo com a opção que a gente está usando com relação à opção de usar, em momentos específicos, uma política de *hedge*, instrumentos de *hedge* e derivativos de câmbio para derivados e aí atender esta estabilidade para os nossos clientes, ela tem dinâmicas de chetas dependendo de produto, tem aplicabilidade de chetas, às vezes até não viabilidade dependendo de alguns produtos que a gente tem com isso, e a outra paralela sobre este assunto com relação ao fim do subsídio é ter uma agenda clara e aberta, tanto na interlocução no quê que pode a gente contribuir com uma possível política de governo caso o governo defina de que vai querer continuar com alguma política neste sentido, ouvir a possibilidade de, por exemplo, continuar o subsídio ou não. É mais provável que não continue, então com algum ajuste, como eu falei antes, dentro da estrutura de preço do combustível, lembrando que a parcela da Petrobrás é uma parcela pequena, é uma parcela menor em relação do preço dependendo do combustível, e tem uma parcela importante também que deve ser considerada, que é o ajuste de impostos que você tem, tanto de PIS e COFINS e CIDE, e como é que a gente pode contribuir numa análise caso o governo queria fazer uma política do governo com relação a isto também. Então, a gente vai estar contribuindo nestas discussões.

Sr. Gabriel Barra: Ok, obrigado.

Operadora: Próxima pergunta, a Fernanda Cunha, Citi.

Sra. Fernanda Cunha: Olá gente, boa tarde. Obrigada por pegar a minha pergunta. Eu caí algumas vezes durante o *call*, então talvez eu repita a pergunta aí de alguém. Mas a primeira é com relação a este acordo da CNPC com o Comperj e também o Campo de Marlim. Essa transação ela prevê algum tipo de recebimento de caixa relevante por parte da Petro, ou a Petro espera apenas ser carregado? E também eu queria saber se existe espaço para fazer outros tipos de transação com *upstream* e *midstream* em outros ativos. Então, esta seria a minha primeira pergunta.

E a segunda pergunta é com relação à cessão onerosa. Eu queria saber se, caso seja aprovada no senado a proposta para mudarem aí a lei da cessão onerosa, quais seriam os próximos passos? Seria talvez a resolução já da renegociação do contrato? Se você também pudesse explicar um pouquinho o quê que é *timing*, enfim, só para a gente ter uma ideia aqui de quais são os próximos passos mesmo. Obrigada.

Sr. Rafael Grisolia: Fernanda, é Rafa, obrigado pela pergunta. Com relação à sua pergunta da parceria com a CNPC, como a gente anunciou, ela envolve, na verdade, duas *joint ventures*, uma tradicional na área de Marlim e a outra específica para o investimento do Comperj. Então, a gente anunciou também o que a gente vai estar lidando aí agora neste estudo em detalhe, são os números por trás desta parceria, mas as indicações de

quanto cada uma participa vai estar sempre nesta faixa que a gente anunciou também, 80% do investimento em Marlim e 20% CNPC.

Dentro disso, se a gente colocar os números por trás disto, se a gente validar, vai ter ajuste, sim, de contribuição, de caixa, e uma indicação provável que, no tempo, a alocação de capital é, na verdade, de entrada de caixa para a Petrobras pelas dimensões dos 80-20 em cada um destes dois grandes projetos: Marlim e Comperj.

Então, da cessão onerosa, eu vou passar a tua pergunta para diretora Solange.

Sra. Solange Guedes: Boa tarde, Fernanda. Em relação ao status da renegociação do contrato da cessão onerosa, além deste projeto de lei que você menciona, nós temos um outro fato, que ocorre em paralelo, foi que o CNPE, em resolução agora de 12 de 2018, ela recomendou ao Ministério de Minas e Energia o envio prévio dessa minuta, desse contrato, deste aditivo a este contrato ao TCU, e isto foi feito agora em meados de setembro. O TCU está de posse deste documento e também... [entrada de mensagem eletrônica] ...

... da licitação. Então, para o prosseguimento das aprovações devidas destes documentos, nós precisamos, as partes precisam aguardar o pronunciamento do TCU em função do envio prévio dessas minutas àquele órgão.

Sra. Fernanda Cunha: Ok, mas temos algo a ideia de *timing* para isto?

Sra. Solange Guedes: Não, não temos nenhuma ideia de *timing* para isso.

Sra. Fernanda Cunha: Ok, obrigada.

Operadora: Obrigada a todos. Encerramos neste momento a sessão de perguntas e respostas deste *webcast* e teleconferência. Com a palavra, o diretor Rafael Grisolia para os comentários finais. Por favor, diretor.

Sr. Rafael Grisolia: Bom, antes de mais nada, eu queria, em meu nome, no nome do Ivan e da diretoria inteira, agradecer a participação de todos. Eu acho que hoje, em especial, tem que pedir especial desculpa aí pelo problema que a gente teve aí, quem tentou se conectar via *webcast*, a gente promete que vai regularizar este serviço para as próximas conferências. Realmente, fica uma desculpa importante.

Bom, como sempre, a apresentação está disponível no site, o áudio também em português e inglês, e, por favor, qualquer pergunta que a gente não fez, alguma consideração adicional, nós aí, eu em particular, né, como RI e toda a equipe de RI da Isabela está todo mundo aqui à disposição para a gente endereçar outros questionamentos dos nossos investidores.

De novo, um grande agradecimento, a gente está bastante feliz aí com o resultado, a companhia continua num caminho importante e vamos falar nisso na próxima sequência, no nosso próximo encontro, que vai ser no nosso anúncio aí do nosso plano de 5 anos no início de dezembro. Muito obrigado a todos.



Operadora: Senhoras e senhores, o áudio desta teleconferência para *replay* e apresentação de slides estarão disponíveis no site de investidores da companhia, no endereço www.petrobras.com.br/ri. Isto conclui este *webcast* e teleconferência. Muito obrigado pela sua participação. Por favor, desconectem suas linhas e tenham um bom-dia.