

## **Webcast - Plano Estratégico 2024-2028+** **27 de novembro de 2023**

### **Fernanda Bianchini:**

Boa tarde a todos e todas. Bem-vindos ao webcast da Petrobras com analistas e investidores, sobre o novo Plano Estratégico 2024-2028+. É um prazer estar com vocês.

Esse evento será apresentado em português, com tradução simultânea para o inglês. Os links para ambos os idiomas se encontram em nossa página de relacionamento com investidores.

Gostaríamos de informar que todos os participantes acompanharão a transmissão pela internet como ouvintes. Depois da nossa introdução e apresentações, teremos uma sessão de perguntas e respostas. Vocês podem enviar suas perguntas pelo e-mail [petroinvest@petrobras.com.br](mailto:petroinvest@petrobras.com.br)

Estão presentes conosco hoje: Jean Paul Prates, Presidente da Petrobras; Carlos Travassos, Diretor Executivo de Engenharia, Tecnologia e Inovação; Claudio Schlosser, Diretor Executivo de Logística, Comercialização e Mercados; Joelson Falcão Mendes, Diretor Executivo de Exploração e Produção; Mário Spinelli, Diretor Executivo de Governança e Conformidade; Mauricio Tolmasquim, Diretor Executivo de Transição Energética e Sustentabilidade; Sergio Caetano Leite, Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores; e demais executivos da Companhia.

Informamos que a apresentação ficará disponível ao longo do evento para todos. Para começar, passo a palavra ao Presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, para iniciar a apresentação que seguirá para os demais Diretores. Por favor, Jean pode prosseguir.

### **Jean Paul Prates:**

Obrigado, Fernanda. Bom dia, boa tarde, boa noite, a todos. Digo isso porque hoje no Rio, em Brasília, São Paulo, quem está nos ouvindo são 06h30 da tarde. Eu estou aqui às 00h30 de Doha, no Qatar, a caminho de Riade. Alguns estão nos ouvindo na China, em Cingapura, às 05h30 da manhã, então, bom dia a eles. E em Nova Iorque às 04h30 da tarde, Londres, 21h30, 22h30 os nossos colegas da Noruega, também nos assistindo. Obrigado a todos pela audiência.

É com muita satisfação que nós estamos reunidos aqui hoje para apresentar, discutir com vocês o novo Plano Estratégico da Petrobras. Eu gostaria de começar enfatizando algumas das diversas entregas e conquistas da nossa nova gestão, que mal faz agora dez meses de posse. Nós aprovamos novos direcionadores estratégicos, onde eu destaco a conciliação com foco em óleo e gás, juntamente com a diversificação em negócios de baixo carbono.

Fortalecemos a nossa governança, aprovamos uma nova política de remuneração aos acionistas e também uma nova estratégia comercial, por meio da qual evitamos o repasse da volatilidade de preços para os nossos consumidores, ao mesmo tempo em que asseguramos a rentabilidade de nosso negócio. As nossas decisões se refletem no

retorno total aos acionistas, governo e acionistas privados, que nos nove primeiros meses do ano alcançou 75% de valorização.

Alcançamos diversos recordes de produção, tanto na exploração e produção, quanto no refino, e fizemos um ajuste organizacional com a criação da Diretoria de Transição Energética e Sustentabilidade.

Ainda falando das nossas conquistas, realizamos a primeira compra de créditos de carbono e assinamos diversas parcerias estratégicas com empresas de referência, para fortalecer o nosso posicionamento em projetos de baixo carbono.

Recebemos a licença ambiental para dois poços, os primeiros dois poços exploratórios para a Margem Equatorial em águas profundas na Bacia Potiguar. E alcançamos um marco histórico e altamente disruptivo para a nossa indústria, ao processar na refinaria Riograndense, no Rio Grande do Sul, pela primeira vez, 100% de óleo de soja em uma unidade de refino industrial.

Falando agora um pouco desse novo contexto energético global, como podemos ver neste mapa, dos 198 países do globo, 151 assumem compromissos de neutralidade de emissões. Notem que esses países representam 88% das emissões globais, 89% da população do planeta e 92% do PIB mundial.

E nós temos a expectativa que a demanda fóssil do setor de transporte diminua significativamente até 2050. Notem a redução no setor de transporte de passeio, uma queda de quase 50% projetada na demanda em 2050 em relação a 2021. Ao mesmo tempo, há um aumento substancial na demanda petroquímica.

E aqui cabe enfatizar que o nosso Conselho de Administração aprovou em 1º de junho a diversificação em negócios de baixo carbono, incluindo a petroquímica, como um foco da Petrobras. Petrobras que já teve e tem uma presença acionária na petroquímica, mas deve reforçar ainda mais isso de agora em diante.

Corroborando a expectativa de menores emissões no contexto da transição energética, vemos aqui neste slide um expressivo aumento da eletrificação da frota de veículos mundial e, portanto, notem também que, ao mesmo tempo em que a frota aumenta em números absolutos, a eletrificação cresce de forma ainda mais acelerada, atingindo 53% em 2050.

Falando agora um pouco sobre exploração e produção, em nosso foco, permanecendo no petróleo e gás, com toda essa entrada, com esse *fade in gradual* e responsável na transição energética.

O declínio natural dos reservatórios é um perene desafio para toda a nossa indústria. Reparem no pico da produção global de óleo por volta da década de 30, muito em linha, aliás, com o que projetamos para a Petrobras e que será detalhado pelo Diretor Joelson na sua fala.

E aqui a questão crucial é que, mesmo com menor demanda global, não há bala de prata, não há mágica. Investimentos em exploração e produção são necessários para atender a demanda por petróleo, mesmo que ela seja decrescente, e alguns dizem que ela nem é.

O mundo ainda precisa de investimentos em exploração e produção para que a demanda de energia seja atingida. Por isso, buscamos a reposição de reservas e o desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias que assegurem o atendimento à

demanda global de energia, durante a transição energética, com a menor pegada de carbono possível.

O próximo slide, que é justamente sobre a matriz, mostra a oferta primária de energia em 2020 e 2050, sintetiza este contexto sobre o qual estamos discorrendo. Há duas conclusões principais aqui a enfatizar.

Primeiro, petróleo e gás têm um papel fundamental na matriz energética e continuarão tendo grande relevância mundial, como se pode ver do lado direito do slide, na Visão 2050. Mas notem que a transição é um caminho inevitável nesse contexto.

O percentual de renováveis cresce de 16% da matriz em 2020 para 39% da matriz mundial em 2050. Nesse sentido, a Petrobras vai continuar gerando valor para a sociedade, com investimentos crescentes, não somente em óleo e gás, como também na transição energética. E faremos isso alavancados na nossa expertise tecnológica e de gestão de projetos.

Como pretendemos encarar esse desafio? Lançando mão das alavancas de geração de valor em baixo carbono, como eólicas, *onshore* e *offshore*, biorrefino, captura de carbono, hidrogênio e energia solar, sempre capitalizando as nossas capacidades tecnológicas e de gestão de projetos, como diferenciais para explorar as vantagens competitivas regionais do Brasil.

E também faremos isso em parceria para reduzir riscos e compartilhar aprendizados, ao mesmo tempo em que usamos nossa expertise em E&P, Exploração e Produção, para eólicas *offshore*, por exemplo, já que somos a *deep offshore or offshore Company*, em refino, já que temos um parque industrial importante e avançado, e em gás para hidrogênio, já que conhecemos como ninguém a estrutura e a logística desse combustível.

Tudo isso suportados pelo nosso posicionamento ASG, onde buscamos reduzir a pegada de carbono, proteger o meio ambiente, cuidar das pessoas e atuar com integridade.

E com objetivos claros, no próximo slide, de diversidade e inclusão da nossa força de trabalho, onde destaco o objetivo de estar entre as três empresas de óleo e gás mais bem colocadas no *ranking* de direitos humanos até 2030, o de alcançar mais de 50% de empregados ativos até 2028, o de promover a diversidade, aumentando para 25% o percentual de mulheres e pessoas negras em posição de liderança até 2030.

E o Plano de Ação Integrado Intersectorial de Gestão de Fatores Psicossociais no Trabalho em 100% das situações críticas até 2028.

Por fim, aqui está a nossa proposta de valor. Em primeiro lugar, teremos uma produção de óleo e gás crescente no curto prazo e geraremos valor na integração com os nossos negócios, onde destaco os nossos projetos de produção com altos retornos e baixos *breakevens*, além da maior integração no *downstream*.

Segundo, vamos gerar valor com a transição justa. Teremos diversificação em negócios rentáveis de baixo carbono, priorizando, como já enfatizei, as parcerias. Nós, da Petrobras, vamos fazer a nossa parte para que a indústria se comprometa integralmente com a solução para a crise climática.

O terceiro, teremos foco na disciplina de capital. O controle do endividamento é a nossa prioridade financeira. Nossos investimentos respeitam o que entendemos como

alavancagem ideal e faremos tudo com uma sólida governança de projetos. Quero lembrar, aliás, que a governança da Petrobras foi fortalecida nessa gestão, como mostramos aqui.

Acreditamos que esse processo é contínuo e não se restringe apenas à Diretoria de Governança, que é gerida pelo nosso Diretor Spinelli, ela se espalha por todos nós e por todos os petroleiros e petroleiras que fazem parte da Empresa.

Muito bem, eu vou voltar para comentar, ao final das apresentações, mas quero deixá-los agora com o Diretor Sergio. Diretor Sergio, por favor, assumo a palavra. Obrigado a todos e todas pela audiência.

### **Sergio Caetano Leite:**

Boa noite a todos e todas. Boa noite aos nossos colegas de direção, aos funcionários Petrobras que nos assistem, e a investidores e analistas em todos os países que o Presidente já mencionou.

Gostaria de começar a apresentação comentando as nossas prioridades para a alocação de capital. A nossa prioridade número um é o fortalecimento do nosso balanço, manter o balanço da Petrobras forte e robusto, para que nós possamos atravessar os momentos de transição e transformação que vivemos hoje.

Vamos manter o nosso endividamento sob controle, não ultrapassando os US\$65 bilhões de endividamento no período de cinco anos. Vamos também manter o nosso caixa de referência no nível mínimo de US\$8 bilhões. Vale a pena comentar aqui, adicionalmente, temos acesso para qualquer eventualidade, a linha de crédito já compromissada.

A dívida financeira vai continuar abaixo da dívida de *leasings* e afretamento, que é a maior parte do nosso endividamento. CAPEX e demais obrigações financeiras serão financiadas, serão pagas pelo nosso fluxo de caixa operacional.

Os nossos investimentos geram elevado valor, como poderá ser visto no próximo slide. Há o compromisso da gestão e da governança da Companhia. Os projetos para serem aprovados terão que apresentar VPL positivo no cenário mais conservador da Companhia. Total responsabilização, *full accountability* dos nossos executivos, Diretores e Conselho de Administração.

Ainda do ponto de vista da prioridade, temos que encaixar aqui o pagamento de dividendos e *buybacks*. A Petrobras continua com a sua política de remuneração ao acionista, que prevê pagar 45% do fluxo de caixa livre e *buybacks*, e mantém a possibilidade de pagamento de dividendos extras, se o fluxo de caixa permitir, sem comprometer o endividamento e de acordo com a governança da Companhia.

Nesse slide temos aqui pela primeira vez a divulgação das nossas taxas internas de retorno, a média delas, por segmentos. Exploração e produção, a Petrobras tem a sua maior receita e rentabilidade vindo desse segmento, com 23% de taxa interna de retorno para exploração e produção. 14% no refino, transporte e comercialização. E taxas superiores a 8%, gás, energia e baixo carbono.

Temos aqui alocação do nosso CAPEX para esse ano, que apresenta um valor total de US\$102 bilhões, um esforço de investimento considerável no cenário atual. Esses US\$102 bilhões são divididos em duas carteiras: a carteira em implantação e a carteira em avaliação.

Todos os projetos que compõem os US\$102 bilhões são projetos prioritários e que apresentam possibilidade de rentabilidade naqueles níveis apresentados no slide anterior.

Os que compõem a carteira em implantação são projetos que já percorreram a governança da Companhia e que estão em um estágio maior de maturação da sua análise. Carteira em avaliação segue o ritmo da Companhia e provavelmente será confirmada ao longo da sua análise.

Aqui nós temos o nosso CAPEX em implantação, aqueles US\$91 bilhões de dólares, a sua distribuição por segmento e a sua distribuição no tempo. É importante dizer que temos 18,5 bilhões já no próximo ano, 21 bilhões em 2025. E aí com um leve decaimento da curva, chegando a US\$15,2 bilhões no ano de 2028.

Sobre essa distribuição de CAPEX, é importante dizer que em torno de 90% do nosso CAPEX para 24 e 25 já está sob contratação ou contratado, por isso temos o pico de investimento naqueles dois anos iniciais.

Como eu disse, uma sólida carteira de US\$11 bilhões em avaliação. Foi acrescentada uma camada extra, processos e procedimentos extras de governança, para que esses projetos na carteira de avaliação desçam para a carteira em implantação. É um cuidado adicional com a sustentabilidade financeira da Companhia.

E aqui nós temos como é distribuído o nosso aumento de CAPEX. Como vocês podem notar nesse gráfico, o PE em implantação 23-27, que acabou a sua vida recentemente com a aprovação do 24-28, tinha um total de investimentos de US\$78 bilhões por período de cinco anos. Ao notar aqueles 8 bilhões, podemos constatar o impacto da inflação no setor, somada aos US\$15 bilhões e mais um de *earn out* e outras entradas, totalizam os nossos US\$102 bilhões.

Olhando para fontes e usos, no lado esquerdo, você pode ver a geração de caixa da Companhia que se mantém robusta entre os US\$180 e US\$207 bilhões por período, somado a *earn outs* e outras entradas, de zero a US\$3 bilhões, faz com que todo o investimento que a Petrobras tem, possa ser sustentado, financiado pela sua geração de caixa.

Temos ali o investimento de 90 a 95 bilhões, que é investimento direto de fluxo de caixa, não conta com arrendamento, com *leasings* de plataforma. Depois, logo a seguir, temos uma estimativa, a depender do cenário, fluuando entre US\$40 a US\$45 bilhões no período de dividendo, com uma possibilidade de 5 a 10 bilhões de dividendos extras. E ali sim, vemos o arrendamento das nossas plataformas em 35 e 40 bilhões.

Passo a palavra agora para o nosso Diretor de Governança, Spinelli, que vai falar um pouco da governança da Companhia.

### **Mário Spinelli:**

Boa noite a todos e todas. Meu nome é Mário Spinelli, sou Diretor de Governança e Conformidade da Petrobras. Vou falar um pouco sobre o nosso processo de fortalecimento da governança corporativa da Empresa.

Nós temos um sistema de governança extremamente sólido, que privilegia, que assegura decisões técnicas e que garante a aprovação de projetos com previsão de retorno econômico.

Então, em primeiro lugar, o nosso Conselho de Administração define a orientação geral dos nossos negócios, estabelece qual é a nossa missão, quais são os nossos objetivos estratégicos. E os administradores da Companhia, a nossa diretoria executiva, que é responsável pela gestão dos negócios e pelos seus resultados, decide. Todo o processo decisório é baseado em avaliações técnicas.

Nós temos nossos comitês especializados, comitês estatutários que são responsáveis por assessorar, tanto as decisões da diretoria executiva, como as decisões do Conselho de Administração. Todo esse processo é pautado por análises técnicas e pareceres jurídicos de conformidade.

Hoje, a Petrobras tem uma governança muito sólida, que tem por objetivo, como eu disse, assegurar a decisão técnica, prevenir influências políticas indesejáveis. Além disso, nós temos estruturas independentes, tanto na nossa área de governança e conformidade, o diretor é um diretor que tem mandato, tem independência. Depois eu vou explicar um pouco mais sobre isso.

Nós temos uma auditoria interna totalmente independente, cujo titular também tem mandato, e ela exerce o papel de segunda linha de defesa. E a nossa Ouvidoria Geral, da mesma forma, também é independente com seu titular tendo mandato. A Ouvidoria é responsável pela gestão do nosso canal de denúncia, que é operacionalizado por uma empresa externa, também independente.

Depois, uma eventual denúncia de irregularidade, ao se internalizar, ela tem todo um caminho que é acompanhado por uma série de unidades internas e com controles que vão privilegiar a segregação de funções e vão garantir que toda e qualquer denúncia de irregularidade seja adequadamente tratada.

Além disso, nós temos uma supervisão de vários órgãos externos, como a CVM, a SEC, no caso de, como ferramenta de proteção aos nossos investidores. Temos também uma supervisão externa do órgão central de controle interno do Poder Executivo Federal, que é a Controladoria Geral da União, do órgão de controle externo, que é o nosso Tribunal de Contas da União, da SEST, que é a Secretaria das Estatais e também do CADE, em questões concorrenciais.

É importante salientar na nossa governança como ela é fortalecida. Nós temos hoje uma estrutura muito robusta de governança. O diretor de governança e conformidade tem poder de veto, com relação a questões que não sigam todas as regras da Companhia. O diretor pode vetar se uma decisão for encaminhada à diretoria executiva e não seguir essas regras.

O diretor, da mesma forma, tem independência. Ele foi escolhido por um processo, no meu caso, por um processo independente, por uma empresa especializada em seleção de executivos, para um mandato de dois anos. Eu sou um servidor de carreira da Controladoria Geral da União, um auditor, e tenho mais de 24 anos de experiência em ações de controle e integridade.

Fui um dos autores da Lei Brasileira Anticorrupção. Fui um dos autores da Lei Brasileira de Transparência e Acesso à Informação. Também atuei na elaboração da Lei Brasileira de Conflitos de Interesse. Então, tenho uma longa atuação na área, tanto no setor público como no setor privado, justamente em ações de governança e de controle.

Nós fizemos, assim que assumi o cargo, para o meu mandato de dois anos, no final de abril, uma análise de todo o processo do sistema de governança da Companhia. Eu já

conhecia o processo de governança da Petrobras porque atuei como ouvidor geral da Empresa de 2016 até 2021 e entendia que era necessário um fortalecimento em algumas áreas específicas, e assim o fizemos.

Criamos uma nova diretoria executiva, com atribuições específicas de responsabilização de empresas e de funcionários por irregularidades. Esse é um fortalecimento da diretoria que nunca antes havia existido. Nós criamos uma corregedoria dentro da diretoria, com status de gerência executiva.

Da mesma forma, a área responsável por investigações ganhou o status de gerência executiva. Nós também criamos uma nova gerência geral para atuar no monitoramento do sistema de integridade e gerências especializadas na apuração de assédios.

Então, hoje nós temos uma Diretoria de Governança e Conformidade extremamente fortalecida e com condições de acompanhar todo o processo decisório da Companhia.

É importante salientar que a Petrobras está sujeita, todo esse processo decisório, há uma legislação muito ampla no país, que estabelece, por exemplo, que os nossos administradores não podem atuar em prejuízo da Companhia, isso estabelecido pela Lei das S/As, que a Petrobras deve praticar preços de mercado e atuar no mercado livre competitivo, está na Lei do Petróleo.

E da mesma forma, que quando orientada a perseguir interesse público, o governo deve compensar a Companhia, caso haja diferença para as condições de mercado, previsão essa que inclusive, está na Lei das Estatais Brasileiras.

Eram essas as minhas considerações. Eu passo a palavra ao nosso Diretor de Exploração e Produção, Joelson Mendes.

#### **Joelson Falcão Mendes:**

Bom dia, boa tarde, ou boa noite, a depender do fuso que as pessoas estejam. É um prazer estar aqui com vocês. Eu sou Diretor de Exploração e Produção. Nesse momento que a Petrobras está fazendo 70 anos nós temos comemorado bastante e estamos bastante felizes com os nossos resultados.

Eu tinha um slide antes desse com uma moça, eu queria falar dela. Essa moça é uma gerente de plataforma, uma pessoa que trabalha a bordo de uma plataforma conduzindo as nossas operações, em um FPSO grande. E está ali de macacão, representando os nossos empregados com todo o epi e também com o olhar no futuro, que é o que nós estamos fazendo de forma muito forte nesse nosso Planejamento Estratégico.

Nós fizemos uma revisão das nossas estratégias na área de exploração e produção e estamos com um foco grande em maximização do valor do nosso portfólio, mantendo um foco grande em ativos rentáveis como um todo, não somente no pré-sal, não somente em águas ultra profundas, mas no nosso portfólio como um todo, nos ativos que sejam rentáveis.

Trabalhando fortemente com a descarbonização das nossas operações e em uma outra tarefa que é inerente ao nosso trabalho de exploração e produção, que é a reposição de reservas, buscando trabalhar no aumento da oferta de gás e com um olhar muito importante para novas fronteiras, que nós vamos falar um pouco delas também.

O nosso portfólio, nós procuramos ter uma dupla resiliência nele, uma resiliência ambiental e econômica. E em termos de resiliência ambiental, nós pretendemos manter

o nível de intensidade de gases de efeito estufa na intensidade de carbono nas nossas operações, em ter no máximo 15 kg de CO<sub>2</sub> o barril de óleo equivalente até 2030. Até 2030 também zerar as nossas queimas de rotina em *flare*.

Até 2025, fazer uma injeção total de 80 milhões de toneladas de carbono no nosso programa de *Carbon Capture, Utilization and Storage*. É uma importante redução na intensidade de emissões de metano, todos sabemos da importância de reduzir as emissões de metano nas nossas operações.

Em termos de resiliência econômica, nós apresentamos um plano com um olhar prospectivo de US\$25 por barril de *Brent* de equilíbrio. 23% de TIR média de grandes projetos de E&P. Com dez anos para pagar os nossos investimentos. E US\$6 por barril de *Brent* de *lifting cost*. E um fluxo de caixa livre de 17 bilhões nas atividades de exploração e produção.

Todo o nosso portfólio vai variando, cada projeto tem um *Brent* de equilíbrio diferente, mas 75% dos nossos projetos estão abaixo de US\$35 por barril, 100% dos nossos projetos abaixo de 45%. E na média, como eu falei no slide anterior, de US\$25 por barril, com olhar prospectivo de *Brent* de equilíbrio dos nossos projetos.

A nossa curva de produção, como o Presidente já tinha adiantado, uma curva de produção crescente, em linha com o que nós estamos produzindo agora. Tivemos a entrada de quatro grandes sistemas de produção no final do ano passado para cá, ou seja, que fizeram o crescimento de produção ao longo desse ano, temos mais um sistema para entrar no final desse ano. Vários para entrar nos próximos anos, mas para entrar no ano que vem temos mais um.

Isso mantém, com o declínio de produção natural dos nossos reservatórios dos sistemas implantados, nós temos esse crescimento de 2,8, que é mais ou menos o que nós vamos estar fechando a produção desse ano, até 3,2 em 2028. Boa parte dessa produção é lastreada no pré-sal.

Mas também, estamos conseguindo com os investimentos, principalmente na Bacia de Campos, investimentos nos projetos de revitalização, nós estamos conseguindo manter também, constante a participação do pós-sal na nossa produção, ajudando nesse crescimento. É uma produção operada nossa, de quase 4 milhões de barris de óleo por dia, chegando a 4,6 no ano de 2028.

Quando nós damos um olhar para a Bacia de Campos, que é uma área que nós já fomos responsáveis pela maior parte da nossa produção, e hoje tem uma produção ainda bastante significativa. Mas quando nós olharmos para ela, em 2028, 40% da produção virá do pré-sal. Bastante interessante esse dado. Temos muitos poços novos a interligar. Colocaremos na Bacia de Campos mais quatro unidades de produção: Parque das Baleias, Albacora, Barracuda e Caratinga.

Albacora, Barracuda e Caratinga são projetos de revitalização, que nos orgulha muito estarmos pegando campos antigos, maduros, e estarmos conseguindo revitalizar esses campos. E também a entrada de um campo novo operado pela Petrobras, o BM-C-33, uma área operada pela Equinor, nossa parceira. É um projeto que vai disponibilizar bastante gás aqui para as nossas operações.

Faremos US\$22 bilhões de investimento nesses próximos cinco anos e teremos, com esses investimentos, uma redução significativa no nosso custo de extração, e também uma redução importante nas nossas emissões. Uma redução importante da nossa intensidade de emissões, fazendo uma queda de 35%, o que está acontecendo lá na

## Bacia de Campos.

Nesse slide nós estamos concentrando o olhar na Bacia de Santos, que é uma área, hoje, que lastreia o crescimento da Companhia. Teremos uma produção operada muito significativa em 2028, de 3,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia e 99% desta produção virá do pré-sal. Instalaremos no pré-sal da Bacia de Santos, mais nove unidades de produção.

E com a entrada da Rota 3, ano que vem, estaremos aumentando a oferta de gás em 18 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Faremos ali 41 bilhões de investimentos nos projetos. E o fluxo de caixa operacional naquela área é de US\$27 bilhões. E temos aí uma intensidade média no portfólio também, na ordem de grandeza de 10 kg, fazendo com que nós consigamos atingir aquela meta que nós colocamos no slide anterior, de 15 kg em 2030.

Aqui no lado esquerdo do slide nós percebemos o nosso índice de reposição de reservas orgânico, ou seja, aquilo que nós estamos fazendo com a nossa produção, sem adquirir novos ativos, já operando de outras operadoras. Quando nós nos comparamos com os nossos *peers*, percebemos que nós temos tido muito sucesso na reposição de reservas. Boa parte do nosso crescimento, da nossa produção, é lastreado exatamente nessa reposição de reservas.

Para isso, nós pretendemos continuar fazendo investimento muito forte em sísmica. Serão US\$4 bilhões de investimento em sísmicas nesse horizonte, usando tecnologias digitais das mais avançadas, para que nós aumentemos a confiabilidade das previsões de produção e, com isso, nós aumentemos a recuperação de petróleo e gás, tornando os nossos ativos cada vez mais rentáveis.

Próximo slide. Aqui nós temos um olhar específico para a exploração. Estamos aumentando um pouco o investimento exploratório no quinquênio, comparado com o plano anterior, mantendo investimentos de mais de US\$3 bilhões para a Margem Equatorial e também para as Bacias do Sudeste, tendo algum investimento no exterior, basicamente aqui na própria América do Sul.

A Margem Equatorial é algo que nós chamamos de Nova Fronteira, nós ainda não temos produção na Margem Equatorial, mas apostamos bastante, principalmente conhecendo e entendendo o que está acontecendo nos países vizinhos aqui na América do Sul. Mas também com os estudos que os nossos geocientistas fazem dessas áreas.

É uma área que nós apostamos bastante. Então, nós pretendemos fazer 16 poços nos próximos cinco anos, na Margem Equatorial. E nos próximos dias estaremos deslocando uma sonda já para a Bacia Potiguar, onde nós pretendemos finalmente começar essa campanha, da qual nós já estamos falando há algum tempo. E também um investimento muito significativo nas bacias do Sudeste, em áreas que nós adquirimos nos últimos leilões.

Aqui é o meu último slide, antes de passar para o colega Travassos. Nós estamos mostrando aqui o perfil dessa nossa curva de produção, mostrando mais uma vez uma queda importante, que é característica dos nossos reservatórios e da forma com que nós implantamos os nossos projetos, buscando maximizar o valor presente líquido dos nossos projetos.

Então, onde nós já temos produção implantada nós temos uma queda importante, porém, com o olhar do ano passado para frente, projetos de 2022 para frente, nós temos um crescimento de produção muito importante, mas também tem lá uma parte do gráfico

que está escrito desafio de reposição.

É ali que entra o desafio grande que nós temos de reposição de reservas, com os nossos estudos, com as nossas sísmicas, com os nossos novos possíveis projetos de desenvolvimento da produção, e também com uma exploração.

Então aí, tanto a exploração que nós temos planejada para as Bacias do Sudeste, quanto para a Margem Equatorial, que é composta de cinco bacias diferentes, nós esperamos cobrir esses desafios que estão colocados nos gráficos.

Eu agradeço a atenção. Vou ficar à disposição para as perguntas e passo aqui para o colega Travassos.

### **Carlos Travassos:**

Muito obrigado, Joelson. Boa noite a todos e a todas. Eu sigo falando do segmento E&P e trazendo aqui algum destaque aos nossos processos de contratação, que de fato ocorrem em um contexto mais desafiador.

Nós vivenciamos ainda alguns efeitos relacionados ao fim do *lockdown* e o conflito da Ucrânia. Isso trouxe para o mercado fornecedor uma escassez de insumo em alguns casos, algumas fusões que também aconteceram, algumas aquisições. Então nós vivemos um mercado ainda em acomodação e com uma escalada de preços que refletiu, e vem refletindo, no nosso Planejamento Estratégico.

Nós temos tomado algumas ações relacionadas a esse fato. Nós observamos que, historicamente, nós tínhamos o acompanhamento do preço da *commodity*. Não sei se isso vai estar no próximo de slide, está um pouco diferente do que está aqui. Nós tínhamos o avanço do preço da *commodity*, foi retirado o gráfico, em que a *commodity* sempre acompanhou o preço do *Brent* historicamente.

E nós percebemos que desde 2022 nós temos um descolamento, o óleo se comportando como de costume, com alguma imprevisibilidade, mas os preços dos insumos subindo. E nós achamos que alguns desses efeitos vão permanecer. São efeitos que chegaram e vão ficar.

Nós temos alguns planos de resposta. Um deles eu vou falar um pouco mais no próximo slide, que é a parceria com o mercado fornecedor. Mas nós também temos programas de busca por eficiência, que eu falo à frente, uma série de reduções de custos, redução de custos e impostos, interligações, e também, um processo de inovações tecnológicas que respondem e suportam todas essas reduções.

No próximo slide eu falo um pouco do que nós temos feito para engajar os nossos fornecedores. Inicialmente, nós falamos um pouco de ASG. Nós entendemos que nós precisamos e devemos, no bom sentido, contaminar os nossos fornecedores com boas práticas de respeito, de cuidado com as pessoas, de redução das suas emissões. Nós entendemos que estabelecendo esses requisitos, nós fazemos esses fornecedores crescerem, estarem prontos para desafios, além da Petrobras.

Outra ação que nós temos tomado de integração é uma sinergia de volume. Nós temos desenvolvido uma visão que, além de ser projetizada, também tem uma visão matricial do mercado. Então nós olhamos o mercado e vemos a capacidade de atendimento do mercado e assim nós acomodamos as nossas contratações, a nossa estratégia de contratação, ao que o mercado consegue responder.

Temos desenvolvido uma escuta ativa com esses fornecedores, através de salas de colaboração, inclusive dentro e durante os próprios certames. Temos mapeado a cadeia de valor relacionados a energias renováveis, já olhando um pouco para o futuro. E temos também impulsionado parcerias de modo a aumentar a qualidade dos produtos dos fornecedores, inclusive com eventos de reconhecimento.

Este slide é um slide que nós tradicionalmente apresentamos no nosso Planejamento Estratégico. Nós vemos ali, ainda do ano de 2023, vocês, possivelmente, alguns de vocês que nos acompanham de forma mais próxima, devem lembrar que em 23 eram cinco unidades. A quinta unidade não está ali porque ela foi antecipada, é a P71. A P71 que chegou ao seu pico de produção recentemente.

Temos ali as duas unidades de Revit, o Anna Nery e Marlim 2, e o Anita Garibaldi em Marlim 1, que já estão operando. E o Búzios 5, Almirante Barroso, que bateu o recorde, que topou a produção em tempo recorde, em 5,5 meses, o Almirante Barroso atingiu seu pico de produção. E temos ainda ali, com a expectativa de entrada em operação em dezembro desse ano, a unidade de Mero 2, o FPSO Sepetiba.

No ano que vem, nós temos ali o Mero 3, a terceira unidade de Mero. Não vou passar por cada uma delas, mas acho que é importante destacar que dessas 14 unidades, 10 já estão contratadas, em fase de construção, e quatro estão em processo de contratação, então, já estão no mercado. Então, resultado bastante positivo dentro de um cenário em que o mercado encontra bastante restrição.

Acho que um ponto que também nós temos destacado é que a segunda empresa que mais está implementando projetos de E&P, está implementando cinco unidades no quinquênio, enquanto nós estamos implementando 14. Isso naturalmente traz uma complexidade para a implementação desses projetos e também requer um planejamento muito cuidadoso, porque nós mesmo acabamos aquecendo o mercado, demandando o mercado.

Trago um destaque para 2028, as duas unidades de SEAP que permanecem no nosso Planejamento Estratégico, o Revit de Barracuda e Caratinga e o BM-C-33, como o Diretor Joelson destacou aqui, é uma unidade que é operada pela Equinor.

Quando nós passamos para o próximo slide, eu trago aqui os destaques da área submarina e da área de poços. Nós hoje contamos com 15 PLSVs operando. Nós temos o desafio de instalar e remover aproximadamente 9.000 quilômetros de dutos, 350 poços, aproximadamente, a serem construídos e mais de 500 poços a serem abandonados.

Essa é uma demanda bastante relevante, além de toda a logística que suporta as nossas operações, aeronaves, embarcações de apoio, enfim. Então nós temos um desafio muito grande. Essa imagem à direita inferior traz uma ideia. Nós estamos acostumados a olhar os barquinhos no nosso Planejamento Estratégico, mas nós conseguimos ver bem o que está por baixo da linha d'água.

E aí eu falo um pouco do que nós temos feito para melhorar a nossa eficiência, é uma forma de responder ao aumento de custo, aumento de preço dos nossos insumos. Nós temos resultados bastante expressivos ali. Eu trouxe aqui os exemplos no caso do pré-sal, o custo médio de construção de poço. Lembrando que esse valor está normalizado. Nós tivemos uma redução de 34% quando comparamos com 2019, é bastante expressiva.

Parte dessa redução está associada especialmente a inovações tecnológicas, mas

também a melhoria da nossa logística. E o mesmo se aplica ao custo médio de interligação de poços do pré-sal.

Nós temos programas internos dedicados a essa redução de custos. Quando eu falo lá, por exemplo, de poços, eu tenho um programa interno aqui que nós chamamos de PEP-70, dedicado ao pré-sal. Temos outro programa para o pós-sal também. E no caso de interligações, também temos um programa que é acompanhado pessoalmente por mim, que é o Interligue, em que nós temos reduzido bastante a ociosidade de barcos e com isso, reduzido o custo médio de interligações de poços.

Na última imagem à direita nós vemos o quanto nós avançávamos na eficiência das nossas unidades, uma parte significativa do bom resultado da nossa curva de produção diz respeito a como essas unidades estão entrando em produção e quão eficiente elas têm sido.

E aí eu falo um pouco aqui de tecnologia. Nós temos o nosso centro de pesquisa com mais de 950 pesquisadores, entre mestres, doutores e pós-doutores. Uma equipe extremamente qualificada e que nós temos direcionado as nossas pesquisas especialmente para entrega de valor.

Nós temos o que nós chamamos de iniciativas tecnológicas. Essas iniciativas tecnológicas atendem à sistema de superfície, à sistema de submarino e poços. Lembrando que eu estou aqui falando do segmento E&P, naturalmente, nós também temos iniciativas tecnológicas voltadas para o refino.

E nós temos um grande programa que nós chamamos de Conexões para Inovação, onde, eu costumo dizer, nós abraçamos todos os caminhos possíveis no desenvolvimento tecnológico.

Nós temos ali iniciativas que são adequadas para transferência de tecnologia, para parceria, para residente, para startups. Então nós temos um programa em que nós conseguimos abraçar e avançar em tecnologia das mais diversas formas que ela necessita.

Passando agora para o próximo slide, esse é o meu último slide. Aqui nós fazemos um extrato e que mostra bem uma comparação do CAPEX, do segmento E&P, do PE 23-27 para o PE 24-28. É interessante que nós temos ali o mesmo percentual de investimento relacionado ao pré-sal.

Uma diferença que nós temos, quando nós falamos de pesquisa, nós aumentamos o nosso valor de pesquisa em 9% nesse Planejamento Estratégico.

E lá no último ano, lá em 2028, nós estamos chegando a 30% do valor dedicado à pesquisa, é um valor relevante. Estou falando de US\$3,6 bilhões. Eles estão relacionados à economia de baixo carbono.

Nós ainda olhamos no gráfico, 47 bilhões dedicados ao pré-sal, 8 bilhões dedicados à exploração, 16 bilhões ao pós-sal, e em azul mais claro, outros.

Eu acho que esse é o meu último slide. E eu passo a palavra aqui para o Cláudio Schlosser, que vai falar de refino, transporte e comercialização.

**Claudio Schlosser:**

Obrigado, Travassos. Boa noite a todos e todas. Tenho o prazer hoje de apresentar o

plano estratégico para o segmento do refino, transporte e comercialização. Como destacado no slide, os nossos esforços estão concentrados em três pilares fundamentais.

O primeiro pilar é ser a melhor opção para os nossos clientes, e nesse aspecto, nós vamos buscar atender as necessidades e as expectativas, garantindo a questão da qualidade, um preço competitivo e um excelente nível de serviço.

O segundo pilar é oferecer produtos de baixo carbono. Estamos comprometidos com a transição energética, atendendo as demandas de um mercado cada vez mais consciente e cada vez mais exigente.

O terceiro pilar é otimizar a nossa cadeia produtiva. O objetivo é maximizar o valor dos nossos ativos. Isso implica em gerir as nossas atividades de forma ainda mais integrada. Um diferencial importante nesse plano diz respeito ao cancelamento, desinvestimentos de refinarias. Com isso, nós temos uma vantagem competitiva muito grande de interação entre os ativos.

Isso vai ser aplicado buscando uma maior eficiência desses ativos de refino e logística, e também, como consequência, uma melhor eficiência energética.

Então, um marco bastante relevante é trazer esse foco de eficiência e competitividade em todos os nossos ativos. Essa visão, como eu falei, mais ampla em relação ao plano anterior, que focava apenas no eixo Rio-São Paulo. Então, manter a Petrobras integrada é um direcionador chave do plano.

Então nós vamos buscar um atendimento, um posicionamento muito forte na demanda da energia fóssil e no oferecimento de produtos de mercado de baixo carbono. O mercado brasileiro é estratégico para nós, pois ele é a melhor forma de monetizar nossas reservas de petróleo e viabilizar o crescimento em biocombustíveis.

O slide aqui destaca alguns fatores que corroboram pela importância estratégica do Brasil. O primeiro destaque é que ele é o oitavo maior consumidor de derivados de petróleo do mundo, uma demanda diária de 2,5 milhões de barris.

Além disso, há um potencial significativo de crescimento da demanda, considerando o baixo consumo per capita de energia que nós temos atualmente. Já possuímos uma matriz energética baseada em renováveis, com os biocombustíveis representando cerca de 23% do setor de transportes.

Outro fator muito relevante é que o Brasil é superavitário em petróleo e deficitário em derivados, além de estar distante dos grandes centros refinadores. Isso confere uma vantagem econômica em nossa atuação no refino. Além disso, a Petrobras tem uma vocação natural para atuar no biorrefino, aproveitando a disponibilidade de matéria-prima local.

Em resumo, a Petrobras acompanhará o desenvolvimento do mercado brasileiro de combustíveis fósseis e renováveis, e sendo a melhor alternativa do cliente. Isso permitirá uma otimização dos nossos ativos de refino e logística, maximizando o valor do RTC.

Aqui nesse slide, nós analisamos uma expectativa de evolução da demanda de combustível do setor de transporte no Brasil. No caso de veículos pesados, nós prevemos um aumento da demanda, tanto de diesel fóssil quanto do renovável, até 2040.

O Brasil é um país continental, temos 60% do transporte de cargas realizado pelo modal rodoviário e, atualmente a importação de diesel se encontra na faixa de 20 a 25% da demanda nacional.

Além disso, tem uma oportunidade de crescimento significativa demonstrada aqui no slide, para o investimento de derivados de baixo carbono, que são os renováveis. Então, para isso, nós temos o coprocessamento, e também, uma planta dedicada a produção de 100% de diesel renovável.

No caso dos veículos de passeio, os veículos leves, nós já temos 80% da nossa frota composta por automóveis flex *fuel*, onde o etanol e gasolina já competem a preferência do consumidor.

A gasolina, nós vemos que não tem uma trajetória de crescimento ao longo do tempo e não há uma perspectiva de aumento de demanda. Isso abre, obviamente, uma oportunidade, uma janela, para aplicações das suas correntes para outras áreas, como é o caso da petroquímica.

No que diz respeito ao combustível de aviação, as metas de descarbonização internacionais e em discussão no Brasil, já impulsionam a expansão da demanda do SAF. Para atender essa demanda, nós vamos, então, construir plantas dedicadas para a produção do BioQAV.

Em resumo, o futuro de combustíveis no Brasil oferece espaço para investimentos da Petrobras, combinado com a produção de combustíveis fósseis e biocombustíveis. Então, estamos preparados para aproveitar essas oportunidades e contribuir para a transição energética do país.

A nossa meta do parque de refino é posicionar entre as melhores do mundo em eficiência operacional e energética até 2030. Nós vamos alcançar índices de intensidade energética menores que 89, e índice de emissões de gases do efeito estufa menor do que 30 kg de CO<sub>2</sub> equivalente.

Os projetos do RefTOP também contribuem para manter a alta disponibilidade operacional das refinarias, com a meta igual ou superior a 97%, e que permitirão que as refinarias alcancem 100% da capacidade de processamento de óleo do pré-sal, muito alinhado com a nossa estratégia de aumento da produção desse petróleo.

Com o programa do RefTOP, nós evitamos, nos últimos anos, um custo extra de cerca de 589 milhões em consumo de gás natural, e pelo aumento da eficiência energética das nossas operações de refino. Nesse plano, nós expandimos esse programa para todas as refinarias, o que antes estava restrito ao Sudeste, e isso vai um CAPEX que totaliza 776 milhões.

Entrando nos projetos do RTC, seguimos a nossa trajetória de produção de produtos mais eficientes e renováveis, com foco na expansão e aprimoramento do parque de refino. Destacamos aqui o aumento da capacidade em 225 mil barris por dia, no processamento de óleo, pela implantação do Trem 2 da RNEST, e o revamp das unidades atuais do parque.

Investiremos também em unidades no GASLUB e na REPLAN, visando a produção de Diesel S10 de alto valor agregado.

Esses investimentos, juntamente com os revamps das unidades existentes, contribuirão para o aumento da produção de Diesel S10, preparando, então, o parque de refino para

a transição do Diesel S-500. A capacidade de produção do Diesel S10, terá um acréscimo de 290 mil barris por dia, até 2028.

Também estamos diversificando os negócios com foco no baixo carbono. Investiremos em plantas dedicadas para a produção de BioQAV e do R100, que é o diesel 100% renovável na RPBC e no GASLUB, com capacidade de produção até 34 mil barris por dia.

Destaco ainda a unidade nova de lubrificantes do GASLUB, com capacidade de produção de 12 mil barris por dia, de lubrificantes do Grupo 2, ampliando nossa oferta de produtos com enfoque na descarbonização.

Além desses projetos, estamos conduzindo estudos em petroquímica e fertilizantes, seguindo nossa sólida governança de projetos. Esses estudos serão aprovados caso demonstrem a viabilidade técnica e econômica.

Nesse slide nós queremos apenas reforçar que temos um processo criterioso de seleção de oportunidades, garantindo um portfólio rentável e resiliente para o RTC. Esse processo, então, inclui a avaliação de projetos em diferentes cenários, o uso de taxas adequadas aos riscos de cada setor e decisões individuais para o investimento final, o FID, de cada projeto.

Também realizamos reavaliações constantes da carteira durante a revisão do Planejamento Estratégico, ajustando-a conforme necessário. Com isso, planejamos uma carteira do RTC que apresenta uma taxa de retorno real, prospectiva, superior a 14% ao ano, demonstrando uma robustez e uma atratividade dos projetos selecionados.

Finalmente eu fecho aqui apresentando o CAPEX do RTC, onde investiremos no refino, 9 bilhões. Nessa parcela, nós estamos com 45% dos investimentos destinados à manutenção, melhoria e continuidade operacional, e 40% dedicados à expansão da capacidade de processamento e à produção de derivados de alta qualidade.

Na logística, serão investidos 2,1 bilhões em iniciativas para remover gargalo logístico, expandir e adequar a infraestrutura, melhoria de terminais, ampliar modais e aumento de eficiência. O CAPEX de baixo carbono contempla investimentos da produção do Diesel R5, e as plantas dedicadas de BioQAV e Diesel verde. E por fim, temos 4,2 bilhões destinados a estudos e aquisições que fazem parte da carteira em avaliação.

Esses projetos somente passarão a integrar a carteira de implantação quando aprovados nas instâncias decisórias e, com isso, também estão condicionados à manutenção dos limites de alavancagem da Petrobras.

Com isso, concluo a minha fala e passo a palavra para o Diretor Tolmasquim.

**Mauricio Tolmasquim:**

Obrigado, Schlosser. Boa tarde para todas, para todos. Eu vou falar aqui sobre a Diretoria de Transição Energética e Descarbonização. Vou primeiro começar falando das nossas ambições.

No que diz respeito ao Escopo 1 e 2, o que quer dizer o Escopo 1 e 2? É a descarbonização do nosso processo produtivo. Nós temos a meta de atingir emissões líquidas zero em 2050. Temos uma meta nova, bastante ousada, que é, apesar de aumentar a produção operada da Empresa em 20%, manter as emissões constantes no próximo quinquênio.

E uma outra meta é manter as emissões de metano próximas a zero em 2030. Isso também é muito importante porque o metano é o gás com maior impacto sobre as mudanças climáticas.

No que diz respeito ao Escopo 3, ele diz respeito às emissões dos produtos da Petrobras, e aí que está a grande novidade, que nós estamos começando a atuar na diretoria. A meta é ampliar a oferta de combustíveis renováveis e, mais especificamente, nós queremos quadruplicar a capacidade de biocombustíveis entre 2022 e 2030, olhando em termos de volume.

E no que diz respeito à eletricidade renovável, a ideia é termos 50% de participação de termelétricas e conseguir aumentar as renováveis em até 50%, de renováveis no nosso portfólio de geração de energia elétrica.

E nós estamos entrando também na área de, quer dizer, já estamos, mas vamos aumentar a participação na área de petroquímica e lubrificantes. E isso não deixa de ser uma atuação no sentido de aumentar a resiliência dos nossos produtos à transição energética.

Gostaria ainda de mencionar algo bastante importante, que às vezes passa despercebido, mas o Diretor Joelson falou ali mais ou menos, do pico em 2030. E isso é algo novo que nós temos, sempre perguntávamos como seria esse pico da produção, e isso nós estamos mostrando agora, e mostra também que o pico das emissões deve estar por torno desse ano.

Em termos de compromissos assumidos, as emissões brutas operacionais, apesar de nós introduzirmos, implantarmos 14 novas FPSOs, como o Diretor Travassos mencionou, nesse período, nós vamos manter as emissões constantes e a meta, em 2030, de chegar a uma redução das emissões em relação a 2015, de 30%.

Além disso, para atender aquela meta que eu falei, a ambição de praticamente zerar as emissões de metano, nós vamos reduzir a queima de rotina do *flare* e reduzir a intensidade de metano no *upstream*.

No que diz respeito ao CCUS, a ideia é duplicar a quantidade de carbono capturado nos próximos três anos, ou seja, nos últimos 14 anos a Empresa capturou 40 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. A ideia é que nos próximos três anos seja duplicado esse montante.

No que diz respeito à intensidade de gases de efeito estufa, o grande desafio que nós estamos nos propondo é manter essa intensidade de 15 kg de CO<sub>2</sub> por barril, que é abaixo da média mundial, que varia de 18 a 20.

Em termos do programa de carbono neutro, eu diria que nós temos metas nas emissões de Escopo 1 e 2, emissões de Escopo 3. No que diz respeito às emissões de Escopo 1 e 2, nós estamos falando de aplicar US\$3,9 bilhões no quinquênio e mais US\$1 bilhão no orçamento do fundo de descarbonização.

No que diz respeito ao Escopo 3, que é a grande novidade da Empresa, nós vamos atuar em diferentes áreas. No que diz respeito a solar e eólica, nós vamos focar, basicamente, agora, na área *onshore*. Na área *offshore* nós vamos fazer estudos, mas só serão anunciados investimentos CAPEX, a partir do momento que a legislação esteja definida e que seja anunciado o primeiro leilão.

Então, nesse plano estão indicados investimentos em eólica *onshore* e *offshore*, que

são tecnologias maduras que têm retorno garantido. Lembrando que nós vamos entrar, sempre, prioritariamente em parcerias com grandes empresas e em projetos grandes, porque justamente, dado o tamanho da Petrobras.

Então na área de eólica *offshore*, nós estamos olhando muito mais, agora, para estudos, estudos de medição de vento, estudos de análise do fundo marinho, mas não ainda em CAPEX.

Em CCUS, que é uma área que tem grande perspectiva para a Empresa, nós já somos o líder mundial. Nós capturamos no ano passado, 1/4 de tudo que foi capturado de CO<sub>2</sub> no mundo, a ideia agora é sair apenas de capturar CO<sub>2</sub> nos campos de petróleo e gás, para capturar CO<sub>2</sub> em outras formações geológicas, formações salinas próximo à costa.

E nós vamos ter um projeto piloto, no Rio de Janeiro, de 100 mil toneladas/ano, e se isso der certo, a ideia é ter um *hub*. E já tem várias empresas que sinalizaram que se esse *hub* for adiante, que eles têm interesse em comprar espaço no *hub* para capturar o seu CO<sub>2</sub>.

Uma outra área que nós estamos analisando é de hidrogênio, tanto azul como verde. Eu diria que no que diz respeito ao hidrogênio verde, existe um enorme potencial para a Empresa, porque a Petrobras é a maior demandadora e produtora de hidrogênio, produzido a partir de gás natural no Brasil. E existem sinalizações de que o hidrogênio verde será competitivo no Brasil, estará mais barato no Brasil, em 2030 do que o cinza. Então é um campo importante.

E na área de biorrefino nós estamos atuando, como já foi falado pelo Diretor Schlosser, tanto na parte de transporte terrestre, com a parte de coprocessamento, na parte de SAF, de BioQAV por transporte aéreo com refinarias, unidades de refino dedicadas, na área marítima com biobunker, e na área petroquímica com, agora a Refinaria Riograndense, processando 100% de óleos vegetais em uma unidade de FCC.

Então nós estamos em toda a cadeia de transporte rodoviário, aéreo, marítimo e na petroquímica.

Então, resumindo os investimentos, no Escopo 1 e 2, nós temos então as atividades de descarbonização das operações, e aí é uma atividade transversal que envolve todas as unidades da Empresa, a unidade de exploração e produção, a unidade de refino, logística, a parte de gás e energia. Então, a atividade transversal.

E além disso, tem o fundo de descarbonização que nós estamos aumentando o valor de US\$600 milhões para US\$1 bilhão.

No portfólio de Escopo 3, nós temos 5,5 bilhões, sendo 5,2 para eólica, solar e fotovoltaica, apenas em projetos rentáveis que tragam retornos acima da taxa mínima de atratividade, colocada pela Empresa, e um valor menor para atividades de hidrogênio, CCUS e *Corporate Venture Capital*.

E US\$1,5 bilhão para a parte de biorrefino, que como eu disse, pega as áreas mencionadas anteriormente. E além disso, tem uma área de P&D, que está destinando US\$700 milhões para projetos de baixo carbono.

Então, em resumo, nós estamos saindo de, praticamente triplicando, quase triplicando os investimentos em baixo carbono, de 4,4 bilhões para 11, atingindo uma média de CAPEX de 11%, de investimentos de baixo carbono no período.

Notem que é crescente, nos primeiros dois anos, realmente os valores são menores, 6% e 10%, e isso está muito ligado à responsabilidade financeira, em tomar todos os cuidados que são necessários para manter a Empresa dentro dos parâmetros razoáveis de financiabilidade. E com o tempo, eles vão crescendo, atingindo no final do período, 16%.

Então, a seguir tem a área de gás natural, vou destacar que nós teremos no período, manteremos o parque térmico, de 5,3 GW de capacidade, tem importação da Bolívia. Teremos duas estações de regaseificação, uma na Bahia. Quer dizer, com dois terminais. Uma na Bahia com 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia e uma no Rio de Janeiro, com 66 milhões de m<sup>3</sup>/dia. E além disso, tem as unidades de processamento no Espírito Santo, Cabiúnas, GASLUB e Caraguatatuba.

Em termos de expectativa de aumento da oferta de gás, é uma expectativa grande, porque nós temos a entrada da Rota 3 agora em 2024, que vai permitir um aumento de 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Tem o Projeto Raia, que é o BM-C-33, entrando em 2028 com 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia, e o SEAP, em 2028, com 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Então nós estamos falando de cerca de 55 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Agora tem que fazer um *disclaimer*, é claro que isso não significa que será a oferta líquida de gás, porque existe um depressionamento natural das reservas. Então, o aumento líquido é menor do que esses 55, porque uma parte dessa oferta a mais estará substituindo o que estará sendo depressionado. E vamos ter também um aumento da infraestrutura de gasoduto com a entrada do escoamento de Raia e de SEAP. Então, os desinvestimentos também estão previstos para isso.

Para finalizar, os investimentos ligados à área de gás, saem de 1,4 bilhões para 3. Esse aumento está ligado, primeiro, ao retorno da TBG, que nós não vamos mais desinvestir e a implantação da OTE no GASLUB. Então, esses são os fatores principais que explicam esse aumento. Obrigado e estou à disposição para as perguntas.

**Fernanda Bianchini:**

Agora é o Presidente para as palavras finais sobre a apresentação.

**Jean Paul Prates:**

Obrigado, Fernanda. Estava esperando a sua autorização. Bom, pessoal, nós vimos que nós estamos, na verdade, tentando resumir tudo, três grandes mensagens chave. Nós vamos ainda ter o petróleo, gás, integração vertical, como *drivers* preponderantes para gerar valor, com resiliência econômica e ambiental, financiando a transição justa, aquela que provê energia acessível a todos, todas, com a menor pegada de carbono possível praticável.

Vamos intensificar os investimentos rentáveis em baixo carbono, gerando com isso valor de longo prazo para a sociedade e para os nossos acionistas, de novo, governo e privados, e investidores estruturais. E vamos assim construir uma Petrobras com foco total nas pessoas, na segurança, no respeito ao meio ambiente, por meio dessa sólida governança que o Diretor Spinelli explicou, perpetuando o valor para as gerações futuras.

Então é simples, petróleo e gás é o nosso negócio, sempre foi. Nós sabemos fazer isso. Nós somos a Empresa que foi criada pelo Estado Brasileiro para fazer isso para o Brasil, e somos bem-sucedidos, temos uma trajetória de sucesso comprovada nisso. Tecnologicamente, operacionalmente, de foco em gestão, em gestão econômica, em

gestão técnica.

Somos altamente qualificados nisso e podemos fazer coisas semelhantes a isso, com as quais nós temos familiaridade na exploração, produção, no refino, na manipulação de gases e combustíveis líquidos, enfim.

E vamos começar a transição energética por isso. Por isso que nós estamos falando em CCUS, que é basicamente tratar da geologia do solo para colocar carbono nela de novo. Estamos falando de *offshore* eólico, e antes, de *onshore* também, porque nós também começamos a nossa história produzindo em terra e fomos para o mar antes do potencial de terra acabar ou ser esgotado completamente. Não faz sentido esperar uma coisa para ir para outra.

Nós somos uma Companhia *offshore*, então, logo que for possível, iremos para o *offshore*, porque é lá que estão os projetos de grande escala para inclusive poder produzir hidrogênio verde, amônia verde, metanol verde.

Mas nós temos essa preocupação de não deixar ninguém para trás, nem pessoas de dentro da Empresa, nem pessoas, muito menos ainda, de fora da Empresa, sejam elas participantes dos nossos fornecedores, sejam elas comunidades e lugares onde nós estamos trabalhando e investindo.

Também o meio ambiente, e aí nós estamos falando não só das nossas operações no Brasil, como no exterior, e de todas as ações que nós temos, não só de evitar danos ao meio ambiente, como de promover conservação com o capital que nós geramos. E isso está assegurado no nosso plano de negócio, o nosso plano de investimento também.

E por fim, segurança acima de tudo, segurança industrial, segurança total. Fazer tudo isso sem absolutamente nenhum incidente.

Então, nós, por último, dizer também, e eu disse isso na entrevista coletiva, que nós estamos aqui equilibrando, e equilibrando sabendo o que estamos fazendo, a conciliação entre interesse público, entre políticas de governo e quem está conosco como investidor sabe disso, porque somos uma Empresa estatal com o retorno para o investidor.

Retorno que requer, evidentemente, fazer a coisa certa em cada um dos segmentos e perseguir os lucros condizentes com cada segmento. Não ficar atrás de nenhuma congênera em cada um dos segmentos que entrarmos. E nós vimos aí que os retornos são obviamente diferentes, mas os portfólios têm que ser compostos dessa forma, porque é dado e é certo, que o petróleo acaba ou será banido pela sociedade por questões ambientais em algum momento.

Então, gente, não tem mágica. O que tem é gestão e bom senso, não tem fantasia nem delírio. O que tem é pé no chão, não tem ganância e atropelo de curto prazo. Tem olhar no futuro. Esse é o resumo da nossa gestão. Obrigado.

**Fernanda Bianchini:**

Obrigada, Presidente e Diretores. Agora daremos início à sessão de perguntas e respostas.

**Bruno Montanari, Morgan Stanley (via webcast):**

Primeiramente, gostaria de agradecer o time de RI e todas as demais áreas da

Companhia pela qualidade da apresentação e pela transparência, com informações complementares que nos ajudam bastante.

A primeira pergunta é para o Diretor Sergio. Sergio, obrigado novamente pela transparência com as taxas de retorno dos projetos em cada segmento. Olhando a TIR de 23%, 14% e acima de 8% para a E&P, refino e baixo carbono, como esses níveis se comparam com a taxa mínima aceitável para aprovar novos projetos nesses segmentos?

**Sergio Caetano Leite:**

Bruno, boa noite. Obrigado pela pergunta. Obrigado pelo elogio à nossa apresentação e à transparência. E nesse caminho eu queria aproveitar para, desde já, convidar a todos para, no final de janeiro, hoje nós temos a data de 30 de janeiro, mas enviaremos um *Save the Date*, vamos fazer um *deep dive* nesse plano.

Hoje é uma apresentação, é o Petrobras Day nesse formato de webcast. Mas em janeiro, em Nova Iorque, nós receberemos investidores, analistas, os diretores que puderem estarão lá conosco e vocês poderão fazer perguntas profundas por áreas. Isso faz parte da orientação do Presidente Jean Paul Prates, de nós assumirmos uma postura de maior transparência com o mercado e com os nossos investidores, que são nossos sócios na realidade.

Respondendo à sua pergunta, Bruno, uma TIR média de 23, 14, 8, respectivamente para o E&P, refino e baixo carbono, de novo, é uma TIR média, mostram a solidez, a robustez do portfólio da Petrobras. E como vocês e outros notaram, é a primeira vez que a Petrobras divulga suas TIRs médias por área de negócio.

Já quanto à taxa mínima de retorno, aí o ambiente de negócio e o nosso ambiente estratégico, não permite que nós divulguemos essas taxas. Algumas aquisições, alguns negócios estão abrangidos por acordos de confidencialidade, outros fazem parte da nossa estratégia. Mas o que eu posso assegurar, Bruno, é que todas elas, todo investimento na Petrobras passará pelo crivo do VPL positivo no cenário de robustez. Nós vamos continuar garantindo a rentabilidade dos nossos projetos.

É importante notar que as taxas apresentadas são taxas reais e em Dólares, então, é 23%, 14%, 8%, respectivamente para o E&P, refino e negócio de baixo carbono. Taxas reais em Dólar. Taxas médias reais em Dólar. Obrigado.

**Bruno Montanari (via webcast):**

Olhando a curva de produção e tomando como base a performance da Companhia nos últimos meses, nos parece que poderia ter um grau de conservadorismo nas projeções, a julgar pelo número de plataformas que vão entrar em operação nos próximos cinco anos, vis à vis uma taxa de declínio de 10%, em média.

O que deveria acontecer nos próximos 12 a 24 meses, para que a Companhia tenha conforto em, eventualmente, revisar a curva de médio e longo prazo para cima? Na curva atual, o que a Companhia considera como tempo de platô para Búzios e Mero? Temos observado platôs bastante extensos no pré-sal de Santos, então gostaria de entender se isso poderia ser uma das fontes de *upside*.

**Joelson Falcão:**

Bruno, obrigado pela pergunta, ela me dá a oportunidade de tentar sanar um tipo de

dúvida bastante comum em relação à nossa curva de produção.

Eu queria voltar um pouco nos nossos projetos, o tipo de reservatório que nós temos, o fato da maioria deles estar em águas ultra profundas, onde os custos dos poços, o custo da logística é um pouco maior do que um campo em águas rasas ou em terra, por exemplo, faz com que nós precisemos, para viabilizar os projetos, a pensar em uma forma, ao mesmo tempo, rápida de fazer a extração do petróleo e que maximize o fator de recuperação desses reservatórios.

Então, isso leva essa taxa de declínio da produção de um projeto implantado da ordem de grandeza de 10%. Este ano nós tivemos uma performance muito boa dos sistemas que estão entrando em produção. Nós não temos como afirmar que no futuro vai ser da mesma forma, Mero, por exemplo, esse ano teve uma performance muito boa, está tendo uma performance muito boa, Búzios também, Tupi.

Então, temos tido uma performance muito interessante, mas isso realmente não nos garante que no futuro teremos o mesmo tipo de performance. Este ano, repetindo uma fala minha, nós já entramos com quatro unidades em operação. Estamos entrando com uma quinta agora até o final do ano, provavelmente, mas ano que vem só tem mais uma.

Então a rampa de produção do FPSO Cidade de Sepetiba, que nós pretendemos entrar com produção com ele no final do ano, e o outro FPSO de Mero, que vai entrar no meio do ano que vem, é que vão estar realmente sustentando esse crescimento da curva de produção, que compense esse declínio.

Você perguntou o que precisa acontecer nos próximos 12 a 24 meses para que nós possamos revisar essas curvas. Teria que ter uma performance muito grande, uma entrada muito rápida dos poços. Os poços teriam que responder muito bem para que nós possamos revisar. O que eu posso dizer é que nós estamos com uma produção desse ano, e a produção futura, muito em linha com o que nós vínhamos projetando no passado.

Eu não posso nem ser conservador, nem ser muito arriscado, porque senão o meu Diretor Financeiro daqui a pouco não tem como pagar as contas se a produção não responder adequadamente. Então, nós fazemos uma análise de risco dos sistemas que estão para entrar em produção, dos sistemas que estão em produção, e nós temos tido uma produção muito em linha com o que nós previmos.

E acreditamos que vamos ter uma produção em linha nos próximos anos também, com o que nós estamos projetando agora, e com esse crescimento que é muito significativo, de produção própria, de 2,8 para 3,2 em cinco anos.

Temos um crescimento em produção operada um pouco maior do que esse, porque entra muita produção de Mero, onde a participação própria é de 40%, 60% são dos sócios, ainda tem que tirar um pouco da parte do governo, da PPSA. Eu acho que nós estamos com uma previsão de produção bastante adequada e, evidentemente, trabalharemos para suplantar essa previsão.

Nós estamos sempre com essa perspectiva de, quem sabe, conseguir extrair um pouco mais dos nossos reservatórios, aumentar a eficiência do nosso processo como um todo. Mais uma vez, obrigado pela sua pergunta.

**Luiz Carvalho, UBS (via webcast):**

Parte dos campos da Companhia está em processo de declínio, particularmente Tupi.

A Companhia está considerando projetos de revitalização ou extensão de produção para esses campos, de novo, particularmente Tupi? Quanto de declínio, projetos em potencial poderiam mitigar?

**Joelson Falcão:**

Sim, Tupi é um caso clássico, onde nós pretendemos ter mais projetos também, assim como estamos tendo em Marlim, Albacora, Barracuda, Caratinga. Em Tupi nós estamos em uma discussão com o nosso, discussão no bom sentido, com o nosso regulador, quer dizer, nós e os sócios, temos dois parceiros nesse campo, onde nós estamos com uma discussão com o regulador, no sentido de aumentar o tempo de concessão, de extensão da concessão.

Nós somente teremos viabilidade econômica, um aumento, um novo FPSO, por exemplo, e novos projetos. Não necessariamente eu preciso de um FPSO novo, eu posso ter projetos de desenvolvimento da produção em plataformas, em sistemas existentes. Isso somente será viável caso a Agência Nacional de Petróleo nos conceda, conceda à Petrobras e aos sócios, a extensão da concessão.

Estamos trabalhando bastante para isso. Estamos, eu diria, bastante adiantados. Temos perspectivas que, em um curto prazo, recebamos uma extensão da concessão e aí sim, isso viabiliza novos projetos que vão precisar passar a governança da Petrobras, da Galp e da Shell, que são os nossos parceiros.

Mas nós entendemos que Tupi, que hoje é um ativo que tem uma produção total da ordem de grandeza de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia, que nós possamos ter novos projetos em Tupi, realmente.

**Luiz Carvalho:**

Quanto do potencial aumento de capacidade de refino de 225 mil barris por dia, ainda está em avaliação? Especificamente os 80 mil barris por dia, além da capacidade já anunciada da RNEST.

**Claudio Schlosser:**

Boa noite, Luiz. Obrigado pela pergunta, dá oportunidade para nós esclarecermos aqui como é o plano de expansão do refino. Os 225 mil barris por dia estão contemplados na carteira em implantação, sendo que 130 mil estão relacionados à expansão do segundo Trem da RNEST, conclusão do investimento, e o restante é fruto dos *revamps* das refinarias atuais do parque de refino.

**Luiz Carvalho (via webcast):**

Spinelli, em Governança, sobre as mudanças de estatuto, se puderem dar mais cor sobre a decisão de limitar as restrições do estatuto, a Lei das Estatais, ao oposto de manter um estatuto que fosse, sim, mais restritivo que a legislação.

**Mário Spinelli:**

Obrigado, Luiz, pela sua pergunta, dá também a oportunidade de, em nome da transparência, nós esclarecermos um pouco mais sobre esse assunto. E é importante salientar e registrar e deixar isso muito claro. A Petrobras continuará seguindo na indicação de seus administradores, todos os requisitos da Lei das Estatais, os requisitos considerados válidos do ponto de vista jurídico.

Então, a decisão que o Conselho de Administração teve, de submeter à Assembleia Geral, essa mudança, foi somente no sentido de retirar a menção explícita aos requisitos fixados no artigo 17, nos incisos do artigo 17 da Lei das Estatais. Porém, continua havendo menção à Lei das Estatais no Estatuto da Petrobras.

Então o Estatuto continuou dizendo: olha, na política de indicações, nós vamos seguir o que está na Lei das Estatais, isso não muda. Então, todos, eu digo e repito, porque isso precisa ficar muito claro do ponto de vista da transparência: todos os requisitos fixados na Lei das Estatais, requisitos considerados válidos, serão e continuarão a ser exigidos.

Se o Supremo, amanhã ou depois, considerar que esse requisito é uma decisão definitiva, nós hoje temos uma decisão em caráter liminar, uma decisão definitiva. Se o Supremo considerar que esses requisitos são inconstitucionais, eles não serão exigidos. Se o Supremo decidir que esses requisitos, lá estabelecidos, são constitucionais, eles continuarão a ser exigidos. Simples assim.

Então é importante deixar claro: a proposta de alteração do nosso Estatuto, continua deixando claro que os requisitos fixados na Lei das Estatais, os considerados válidos do ponto de vista jurídico, serão exigidos e continuarão a ser exigidos.

#### **Rodrigo Almeida, Santander (via webcast):**

Primeiramente, agradecemos a maior granularidade, principalmente no que diz respeito ao processo de tomada de decisão e aprovação dos novos projetos e M&As, além dos retornos previstos nos diferentes segmentos do portfólio. Essa divulgação adicional é muito útil para analisarmos a Empresa e entendermos melhor a estratégia da Companhia para projetos futuros.

Schlosser, em petroquímicos, vocês comentaram sobre a expectativa de aumento da demanda, e eu queria entender com você como você vê o Brasil hoje se enquadrando no cenário de competitividade global da indústria, principalmente com o aumento da disponibilidade de gás nos Estados Unidos, que trouxe competitividade para a indústria por lá e a onda de investimentos em petroquímica na China?

Qual é o principal aspecto de competitividade da indústria local brasileira hoje? E quais os principais pontos a serem desenvolvidos na indústria para que ela se torne mais competitiva globalmente? Além disso, o interesse da Petrobras na petroquímica poderia ir além do Brasil?

#### **Claudio Schlosser:**

Obrigado, Rodrigo. Como você falou, o segmento petroquímico é uma indústria global. Todos os grandes *players*, BASF, Exxon, Total, inclusive a Braskem, atuam nas diversas regiões do mundo, então qualquer decisão nesse sentido deve ser cuidadosamente estudada, levando em conta os aspectos como a viabilidade econômica, oportunidades de negócio, enfim.

E, além disso, é importante destacar que a Petrobras detém ativos e conhecimentos na área petroquímica, que podem ser utilizados para uma possível expansão internacional.

Com relação a alguma vantagem competitiva, um passo importante foi realizado na Refinaria Riograndense, que foi o teste na unidade de FCC, um teste de 100% de matéria prima renovável. O FCC notoriamente é uma unidade que pode produzir

matéria- prima para o plástico verde.

E essa experiência pode ser replicada nas demais unidades do parque de refino existente. Isso pode ser uma vantagem competitiva bastante interessante para o país, dada a natureza e a disponibilidade de matérias-primas de indústria petroquímica.

Adicionalmente, falando em matéria-prima, nós temos um aumento da disponibilidade, o Brasil tende a aumentar essa disponibilidade de matéria-prima, com a entrada em operação do SEAP e o BM-C-33, então amplia essa disponibilidade de matéria-prima.

E além disso, nós temos uma tendência, uma redução do mercado de gasolina e as correntes que compõem o produto em si, podem ser redirecionados para a nafta petroquímica, o que mais uma vez, oferece uma disponibilidade maior dessa matéria-prima. Isso, então, tende a impulsionar a competitividade da indústria petroquímica brasileira.

Agora, a possibilidade pode ser considerada, mas ela tem que ser criteriosamente analisada, todos esses fatores que nós conversamos anteriormente. Obrigado.

#### **Rodrigo Almeida (via webcast):**

Vocês mostram claramente as eficiências que eles estão tendo nos FPSOs replicantes em Búzios, além de dar uma boa ideia da redução de custos com poços e interligação. Gostaria de ter uma ideia de como essas métricas estão se comportando para projetos do pós-sal, especialmente o efeito que os projetos de revitalização em campos teriam em métricas semelhantes às apresentadas.

#### **Carlos Travassos:**

Obrigado, Rodrigo, pela pergunta. Nós temos métricas, sim, e podemos aplicá-las parcialmente. Quando nós falamos em poços, nós mencionamos na apresentação, uma redução de 35% dos custos dos poços no pré-sal. Isso foi resultado de um programa que nós desenvolvemos internamente aqui, batizado de PEP-70.

E nós também temos um programa com esse mesmo objetivo, direcionado para os poços do pós-sal, nós chamamos aqui de pós 40. Esses números dizem respeito ao número de dias que nós ambicionamos construir e completar os poços. Para você ter uma ideia, no caso dos poços do pós-sal, nós tivemos uma redução de 49%, então uma redução bastante relevante.

Quando nós falamos de interligação, aí a comparação já é um pouco mais complexa, porque quando nós estamos olhando para o pós-sal nesse momento, nós estamos falando majoritariamente de programa de revitalização. E na revitalização nós temos vários poços que nós movimentamos. Nós tiramos os poços de uma unidade antiga e colocamos essa mesma linha em uma unidade nova. Então é uma atividade diferente daquela atividade tradicional de estar lançando uma linha e estar conectando.

Mas nós também temos um programa, eu mencionei na minha fala, que é chamado de Interliga, em que nós ambicionamos e temos conseguido reduzir o tempo de ociosidade dos barcos envolvidos nesse tipo de operação.

E quando nós finalmente chegamos no FPSO, nós também temos que fazer essa comparação com muito cuidado, porque quando nós olhamos, por exemplo, o Revit de Marlim, nós retiramos nove unidades, antigas unidades, que já estavam lá com 20, 25 anos de operação, e colocamos duas unidades novas.

Mas em uma análise crua, nós mais que dobramos a eficiência dessas unidades. As duas unidades do Revit Marlim estão com uma eficiência hoje entre 93% e 95%. Só trazendo alguns números que nós acompanhamos, também, no pós-sal. Mais uma vez obrigado pela tua pergunta.

**Joelson Falcão:**

Fernanda, se me permite complementar de forma muito rápida. Com o custo de extração que nós vínhamos tendo no pós-sal e que estamos tendo no momento, comparando o 2T com o 3T, exatamente por conta da revitalização de Marlim. Nós saímos de um custo de extração próximo de 15 e chegamos a 12, com exatamente tudo isso que o Diretor Travassos colocou lá nas nossas operações.

**Bruno Amorim, Goldman Sachs (via webcast):**

Sobre M&As. Qual o rito interno para aprovação de aquisições? Quanto tempo leva cada etapa? De quem é a decisão final, do *management* ou precisam de aprovação do *board*?

**Sergio Caetano Leite:**

Boa noite, Bruno. Obrigado pela pergunta. O processo interno de aprovação das fusões e aquisições dos M&As, é o processo tradicional da Petrobras e já do conhecimento público. Ele é composto por portões, são cinco portões, cada portão tem a sua característica, a sua exigência e o seu fórum de aprovação.

Nesse processo de análise, ele passa pela governança da Petrobras, Comitê Técnico de Investimento e Desinvestimento, CTE-ID, outros comitês, a própria diretoria, e a palavra final após cuidadosa revisão em cada etapa desse processo, a palavra final é do nosso Conselho de Administração, do nosso *board*.

Não há um prazo pré-estabelecido para cada etapa, isso depende da complexidade de cada projeto que está sendo analisado. Os que são mais complexos costumam levar um pouco mais de tempo. Os menos complexos podem chegar a menos de um ano. Isso depende de cada processo.

Importante é que a participação do *board* garante o alinhamento das aquisições com o Planejamento Estratégico e com a estratégia global da Companhia. Obrigado, Bruno.

**Bruno Amorim (via webcast):**

Qual a flexibilidade que tem para M&As, se as potenciais aquisições orçadas no plano se provarem mais caras no futuro?

**Sergio Caetano Leite:**

Bruno, há, sim, flexibilidade, o que nós temos é uma indicação para projetos que hoje nós estamos analisando. Eles podem ser substituídos por outro, sobretudo se houver uma variação nas premissas básicas que justifiquem. Por exemplo, se um processo, no começo da análise se revelar mais caro ou menos rentável, ao longo dos processos que eu referi na minha resposta anterior, então, sim, há flexibilidade.

Agora, é importante notar que nosso compromisso, nossa intenção, é manter os US\$102 bilhões como investimento total do plano. Essa fase em que nós inauguramos nesse plano de análise das aquisições passa por uma governança adicional. Foi criada uma

governança adicional para garantir a financiabilidade do plano para acompanhar a exequibilidade do plano como um todo desse CAPEX. Obrigado.

**Caio Ribeiro, Bank of America Merrill Lynch (via webcast):**

Joelson, a expectativa de produção para 2024 veio abaixo da expectativa do mercado, que esperava um número por volta de 2,4 milhões de barris por dia, principalmente por conta da revisão do *guidance* de produção para 2023.

Poderiam passar mais detalhes do que podemos esperar em relação a parada de manutenções em 2024? Em quais campos elas devem ocorrer? Além disso, a entrada do projeto Mero 3 é esperada para qual trimestre do ano?

**Joelson Falcão:**

Obrigado pela pergunta, Caio. Nós já falamos um pouco do porquê da nossa curva de produção esperada para o ano que vem. Eu não tenho detalhes aqui de que unidades vão estar em paradas de produção. Nós fazemos parada de produção da ordem de grandeza de a cada três anos nos nossos grandes sistemas de produção, então é bastante natural. Então não tem nenhum tipo de anormalidade que nos leve a ter problemas na curva de produção em relação a paradas de produção.

O que tem é, este ano nós tivemos muitas unidades entrando e para o ano que vem nós teremos 1,5, uma que está entrando agora no final do ano e outra que entra no meio do ano que vem, que vão estar colaborando com a curva de produção do ano que vem. Então não tem uma grande novidade.

O FPSO Duque de Caxias, que é de Mero também está previsto para entrar no 2S do ano que vem. E como nós entramos com vários sistemas novos, temos mais dois para entrar ao longo do ano que vem, realmente temos bastante desafios pela frente para cumprir esse nosso planejamento de produção para o ano que vem.

**Caio Ribeiro (via webcast):**

A Companhia projeta pagamento potencial de dividendos extraordinários entre US\$5 e US\$10 bilhões para o próximo quinquênio. Como podemos esperar o pagamento desses dividendos? Deveria ser de forma linear e acontecer todo ano ou a Empresa vai considerar o *dividend yield* dos pares globais a cada ano, para anunciar os extraordinários?

**Sergio Caetano Leite:**

Caio, obrigado pela pergunta. Pagamento dos potenciais dividendos extraordinários está sempre sujeito a considerações muito cuidadosas. Primeiro, as nossas previsões, o *outlook* do fluxo de caixa em períodos de 18 e 24 meses. Outro fator que é considerado é o caixa de referência e o caixa mínimo que a Companhia estabelece para o seu plano. Há ainda uma terceira, que é o controle do endividamento.

Então respeitados o *outlook* do fluxo de caixa, manutenção de caixa mínimo e o controle do endividamento, nós começamos a analisar com mais cuidado o pagamento e distribuição de dividendos extraordinário.

Ela não é linear, ela depende dessas variáveis que são analisadas ano a ano e a decisão é tomada de forma flexível pela governança da Empresa, começa na DE, é aprovada no Conselho e submetida aos sócios. Ela tem sempre o objetivo de otimizar o retorno.

E o retorno se dá pelo pagamento de dividendos e sobre o crescimento do valor da Empresa, que está diretamente ligado aos investimentos que são feitos. Obrigado.

**Pedro Soares, BTG (via webcast):**

Antes de mais nada, também gostaria de elogiar a melhoria dos *disclosures* do plano. A primeira pergunta é para o Sergio, relacionada aos investimentos da carteira ainda em avaliação.

No comunicado da semana passada, vocês mencionam sobre o estudo de financiabilidade necessário para potenciais aprovações. Podem dar mais cor sobre esse estudo, métricas de governança, etc?

E também seria importante entender se, mesmo após a aprovação de financiabilidade, o investimento terá que seguir os procedimentos exigidos para a carteira em implantação.

**Sergio Caetano Leite:**

Pedro, obrigado. Sua opinião sobre o nosso *disclosure* é importante. Como eu já referi aqui, é a primeira vez que a Petrobras faz esse tipo de *disclosure* e a nossa ideia é, dentro do possível, seguir nessa rota de transparência e de compartilhar informação com os investidores e analistas.

Essa governança adicional tem um A maiúsculo no adicional. Isso quer dizer que ela vem além, ela vem para além da governança tradicional, a governança tradicional de análise é mantida e nós adicionamos uma outra camada de governança, e a nossa prioridade continua sendo manter a robustez financeira da Petrobras.

E para isso, essa governança olha em cada projeto aprovado, em cada potencial fusão e aquisição, o impacto que ela tem na financiabilidade da Empresa como um todo e no período projetado para o plano, por cinco anos e um pouco mais além.

Se vocês notarem o plano que é divulgado, ele é 24-28+, nós começamos a olhar um pouco além do período do plano. É uma outra forma de ver o Planejamento Estratégico da Petrobras.

Após o cálculo da financiabilidade, Pedro, nós continuamos mantendo o compromisso de VPL positivo no cenário de robustez. A geração própria de fluxo de caixa é uma das prioridades da Petrobras. E nós continuamos passando pela governança, garantindo o padrão. Então, de novo, é uma governança adicional, o principal foco dela é verificar o impacto no CAPEX como um todo, nos 102, e na financiabilidade da Empresa.

Após o resultado positivo da análise dessa financiabilidade nós continuamos observando o VPL positivo em cenário de robustez. Obrigado.

**Pedro Soares (via webcast):**

Uma pergunta sobre a TIR dos projetos em renováveis e baixo carbono. Não sei se minha análise de um dos slides da apresentação está correta, mas me pareceu que as TIRs perseguidas nesses projetos é de mais ou menos 8%. Gostaria que contextualizassem mais esse número, dado esse nível de retorno ficar perto de não remunerar o custo de capital da Companhia.

**Sergio Caetano Leite:**

Pedro, o mais ou menos não é bem assim, ele tem mais, ou seja, ele está maior de 8%, ele é de 8% para cima, a TIR média desses projetos. Vou pregar para convertidos, todo o risco tem que trazer um retorno agregado a ele. E o que ocorre com esses projetos de baixo carbono, é que ele tem uma maior previsibilidade no seu retorno. Os contratos que são feitos são contratos de médio/longo prazo. Os riscos na sua implantação são menores, daí decorrente a taxa de 8%.

É uma taxa que, sim, garante a remuneração do nosso custo de capital. E esse processo é um processo de médio e longo prazo, mais ou menos como se você tivesse uma carteira com renda variáveis e colocasse uma porção de renda fixa para equilibrar a carteira. Essa é, do ponto de vista meramente financeiro, uma das funções do investimento em baixo carbono. Obrigado.

**Monique Grecco, Itaú (via webcast):**

Queria parabenizar a iniciativa de aumentar o nível de *disclosure* do material do plano, o compartilhamento de informações relativas aos retornos dos projetos, premissas de financiabilidade e sistemáticas de projetos e aquisições, nos ajuda muito a entender melhor o potencial de geração de valor do portfólio.

Vocês deram um *disclosure* dos preços de *Brent* de equilíbrio e robustez para os projetos de E&P incluídos na carteira. E para os projetos e aquisições em renováveis, quais seriam os critérios de robustez considerados nas análises? A taxa interna de retorno acima de 8% para projetos de eólica e solar, é uma taxa mínima requerida?

**Mauricio Tolmasquim:**

Obrigado pela pergunta, Monique. Então, a taxa interna de retorno esperada, como já foi mencionado pelo Diretor Sérgio, é de 8%. É importante atentar que essa taxa não considera a alavancagem, ou seja, é uma taxa considerando *full equity*. Então, quer dizer, o retorno sobre o capital próprio, se considerar o endividamento, é muito maior do que essa.

Além disso, é importante dizer que para passar o projeto, ser aceito pela governança, tem que ser VPL positivo no cenário mais pessimista, por exemplo, de preço de energia. Então, quer dizer, nós estamos falando de uma rentabilidade razoável em um cenário pessimista.

Como o Sérgio falou, nós não podemos abrir aqui o TMA, a taxa mínima de atratividade considerada, mas eu vou ousar dizer aqui que ela é muito próxima do valor que nós estamos botando na TIR, quer dizer, não será muito diferente do valor esperado.

**Gabriel Barra, Citi (via webcast):**

Em relação aos US\$11 bilhões de CAPEX sob a avaliação, quais serão os parâmetros de avaliação desses projetos e em quanto tempo poderemos ter uma resposta para a viabilidade dos projetos? Qual a taxa mínima de retorno que a Companhia espera nesses investimentos?

**Sergio Caetano Leite:**

Gabriel, obrigado pela pergunta. Como eu já abordei aqui em outra resposta, nós temos uma governança adicional que aumenta a garantia de respeitarmos o teto de endividamento, zelar pela financiabilidade da Empresa e garantir o retorno do VPL

positivo, mesmo considerando o cenário de robustez, o mais conservador. Após essa fase, de novo, nós buscaremos a avaliação do VPL positivo.

Na prática, fica difícil para nós divulgarmos a taxa mínima de retorno, porque isso tem a ver com a nossa estratégia de investimento, tem a ver com a estratégia de fusão e aquisição. Alguns projetos desses estão compreendidos por acordos de confidencialidade, então é algo que estamos evoluindo na transparência, mas ainda não conseguimos suplantar esses obstáculos na divulgação da taxa de atividade mínima. Obrigado.

**Gabriel Barra (via webcast):**

A Companhia tem enfrentado algumas dificuldades para cumprir o *guidance* de CAPEX dado à indústria de serviços um pouco mais apertada. Caso a Companhia não consiga atingir o nível de investimento desejado, podemos esperar um aumento da linha de dividendos extraordinários?

**Sergio Caetano Leite:**

Gabriel, é importante nós termos em mente que quando você não consegue cumprir o *guidance* de investimento em um determinado ano, as empresas normalmente postergam um pouco os seus projetos. Os projetos continuam sendo interessantes, eles não são simplesmente eliminados, pode ocorrer uma eliminação, mas eles não são simplesmente eliminados por um pequeno atraso na implantação do projeto.

Uma outra coisa importante é que a partir desse movimento é ajustado o cronograma de investimento. Note que não houve atrasos consideráveis, mas, como mencionado aqui pelo Diretor Joelson e pelo Diretor Travassos, boa parte das plataformas que aparecem no nosso plano já estão contratadas. Então a Petrobras tem essa estratégia de seguir contratando para o futuro, o que diminui os atrasos e aumenta a possibilidade de *guidance*.

Mas, de fato, há uma pressão na cadeia de suprimentos que pode ocasionar alguns atrasos que serão remanejados, o cronograma será refeito e o CAPEX será investido.

Quanto à decisão do dividendo extraordinário, ele é sempre tomado respeitando a nossa governança. O Conselho delibera sobre ele e encaminha para os acionistas, caso aprovado, ocorre o pagamento de dividendos. Mas, lembrando que os investimentos não são simplesmente eliminados caso haja um pequeno atraso. Obrigado.

**Rodolfo Angele, JP Morgan (via webcast):**

Antes de mais nada, nós gostaríamos de enfatizar que a melhora do *disclosure* demonstrada nessa apresentação é sempre uma evolução muito bem vista por nós.

Dentro do plano estratégico, a Petrobras traz a previsão de renováveis superando fontes fósseis na matriz energética mundial em 2050 e traz energia solar e eólica como *drivers* de valor para baixo carbono. Diferentemente de outras regiões, o Brasil tem uma matriz elétrica predominantemente renovável, contribuindo para o escopo energético diferenciado.

Ao mesmo tempo, com o crescente desenvolvimento de projetos renováveis e de eficiência energética, hoje temos uma sobreoferta de energia elétrica traduzida em preços mais baixos. Como a Petrobras planeja entregar retornos atrativos dentro desse cenário?

### **Mauricio Tolmasquim:**

Obrigado pela pergunta, Rodolfo. Primeiro, só fazendo aqui uma pequena correção, nós não estamos considerando que as renováveis superarão todas as fontes fósseis. Na realidade, o que nós estamos prevendo é que as renováveis superarão o óleo. Na realidade, nós estamos colocando as renováveis como 39% da oferta em 2050, o óleo com 20%, mas se nós olharmos todas as fósseis, é 53%, que é bem mais do que as renováveis.

A questão da demanda de energia elétrica, específico, no caso do Brasil, realmente nós estamos agora com uma questão conjuntural de excesso de oferta. Devo salientar que esse excesso de oferta leva a um preço *spot* médio mais baixo, mas nós temos tido preços *spot* bastante elevados no período da tarde, que é o período quente e que é o período, por exemplo, que a energia solar funciona e nós temos um preço horário.

Mas além disso, nós temos que pensar mais no médio prazo. A previsão em médio prazo no mundo todo e no Brasil, é que haja, o principal fator de descarbonização da economia, seja a eletrificação. A eletricidade usada diretamente, por exemplo, veículos elétricos, ônibus elétricos, etc., ou indiretamente, através da produção de hidrogênio verde, que você teria que usar a eletricidade para produzir o hidrogênio.

E as perspectivas, no mundo todo, é de um crescimento muito grande da descarbonização dos modais de transporte. E no Brasil, a questão do hidrogênio, a médio prazo, tem, como eu disse na apresentação, uma perspectiva muito boa, porque tem inclusive um trabalho que você deve conhecer da BloombergNEF, que analisou 28 mercados no mundo e indica que o hidrogênio verde no Brasil é o que tende a ter o menor preço desses 28 mercados em 2030.

E eles ainda trazem um dado bastante interessante, que me impressionou, é que em 2030, segundo eles, o hidrogênio verde poderia estar mais barato que o cinza, que é produzido a partir de gás natural no Brasil.

Se essas hipóteses se concretizarem, nós estamos falando de uma espécie de uma revolução, porque a demanda de hidrogênio no refino é muito grande, a siderurgia é muito grande, na indústria petroquímica é grande, fertilizantes, você tem perspectiva. Então nós teríamos uma demanda enorme e para isso você precisará de energia elétrica renovável. Então, nesse sentido, faz sentido termos energias renováveis no nosso portfólio. Obrigado.

### **Rodolfo Angele (via webcast):**

A Petrobras planeja investir US\$73 bilhões em E&P nos próximos cinco anos e tem um sólido cronograma de FPSOs entrando nos próximos anos, mas a revisão da curva de produção foi modesta. Por que a produção não teve impacto mais significativo? Qual a expectativa da Empresa sobre a depleção dos campos? Qual a expectativa de início de contribuição da Margem Equatorial?

### **Joelson Falcão:**

A grande contribuição que nós esperamos desse conjunto de sistemas de produção que estão entrando é exatamente manter a curva que nós estamos planejando. Então, nós não esperamos grandes novidades, de vez em quando nós acabamos tendo um atraso aqui outro ali, por questões de mercado, que dificilmente nós conseguimos controlar, nós tomamos muitas ações para tentar evitar qualquer tipo de atraso de entrada em

sistema de produção.

Porém, adiantar é muito difícil, tem um cronograma muito apertado, e que, em geral, nós conseguimos cumprir esse cronograma, e a produção que nós vamos estar fazendo lá em 2028, está refletida exatamente nos sistemas de produção que acabaram de entrar e nos que vão entrar. Então, é bem natural que não tenha havido impacto significativo na curva de produção. No fundo nós trabalhamos para evitar que ocorram impactos porque, em geral, esses impactos não tendem a ser positivos.

Sobre a Margem Equatorial, como eu já disse aqui, nós vamos estar iniciando um poço, de preferência esse ano ainda, se tudo correr bem. Depois temos, além desse que nós temos para fazer agora, mais 15 na nossa carteira, em várias das bacias da Margem Equatorial, que é extremamente tensa. Os nossos geocientistas acreditam bastante que alguns desses poços terão sucesso.

A partir daí, nós só conseguimos falar em tempo de entrada em produção quando nós conseguimos dimensionar essa descoberta, porque somente a partir do dimensionamento de uma descoberta nós conseguimos ter um plano de desenvolvimento da produção, e que nós submetamos ao nosso órgão regulador.

Então nós olhamos para os vizinhos aqui, uma outra *major* teve um desenvolvimento muito rápido descoberto na Guiana. Evidentemente, nós estamos prestando atenção nisso e avaliando que se tivermos descobertas semelhantes, que nós possamos ter uma performance muito similar, mas nós acreditamos bastante.

Na exploração existe uma taxa de sucesso e de insucesso envolvida com as atividades, mas como nós temos uma campanha extensa, repetindo, de 16 poços, nós acreditamos que em algum dos poços nós vamos ter sucesso e vamos conseguir desenvolver a produção o quanto antes.

**André Vidal, XP (via webcast):**

Nos últimos anos, a Petrobras vem consistentemente realizando investimentos abaixo do orçado nos PEs. Por qual razão tal divergência vem ocorrendo? Em face disso, qual o grau de confiança que a Petrobras irá realizar os US\$18,5 bilhões de CAPEX de implantação previstos para 2024?

**Carlos Travassos:**

Obrigado, André, pela pergunta. De fato, nós tivemos uma sub-realização da ordem de 16% no CAPEX. Mas para responder a tua pergunta o primeiro passo é nós analisarmos o porquê nós tivemos essa sub-realização. Quando nós fazemos um pareto ali, a principal razão de nós termos esse sub-realizado foi o tempo de mobilização de sondas.

Para você ter uma ideia, hoje as sondas estão mobilizando algo em torno de 300 e eventualmente, até 400 dias de tempo para retomada. Tanto as sondas de alta tecnologia como as sondas de menor tecnologia. Hoje essas sondas estão mobilizadas ou, quando não, esse período já está considerado no nosso Planejamento Estratégico.

Uma outra razão que fez com que nós tivéssemos sub-realização, foi a capacidade fabril da indústria na área submarina e também a rescisão do contrato com a McDermott, que também trouxe um impacto no CAPEX. Situações que estão resolvidas, equacionadas ou consideradas.

É por essa razão que nós acreditamos que nós vamos realizar esse CAPEX, porque o

que nós estamos prevendo agora, em 2024, está muito mais associado à execução do que a contratação propriamente dita. Obrigado, André, pela pergunta.

**Conrado Vegner, Safra (via webcast):**

Dos US\$11 bilhões de projetos em análise, quanto disso se refere a aquisições?

**Sergio Caetano Leite:**

Boa noite, Conrado. Obrigado pela pergunta. Boa parte desses 11 bilhões estão destinados a aquisições. Infelizmente, eu não posso fornecer mais detalhes sobre quais são os projetos. Eles são abrangidos normalmente por acordos de confidencialidade mas, respondendo à sua pergunta, boa parte deles.

**Fernanda Bianchini:**

Obrigada Sérgio e obrigado a todos. Encerramos nesse momento a sessão de perguntas e respostas. Caso haja perguntas adicionais, elas podem ser enviadas ao nosso time de RI.

A apresentação do evento já está disponível no site de Relações com Investidores da Companhia, e em breve, disponibilizaremos o áudio desse webcast para replay.

Passo agora a palavra para o nosso CFO, Sergio, para seus comentários finais. Por favor, Sergio.

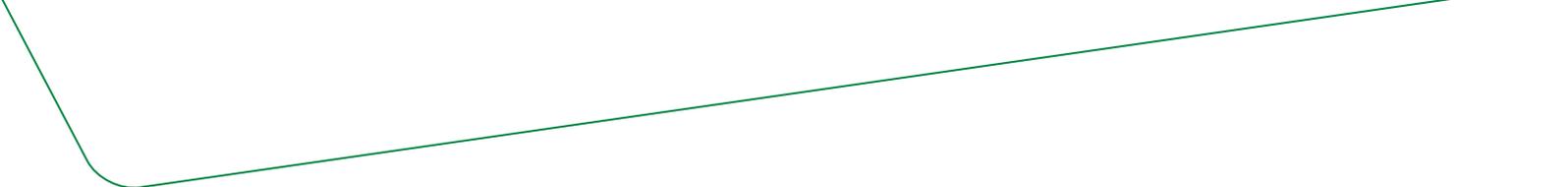
**Sergio Caetano Leite:**

Mais uma vez obrigado a todos pela presença. Algumas pessoas estão em horários já não adequados para trabalho, não recomendados para trabalho. A presença, deram conta que temos mais de 300 pessoas online conosco assistindo o nosso webcast do Petrobras Day.

E como mensagem final, o que eu queria deixar era que, esse plano é um plano viável, com um bom grau de confiabilidade na sua implantação, é um plano muito robusto, é um plano com grande investimento, apesar do cenário adverso ou desafiador que nós temos pela frente.

Ele reflete um ganho considerável em governança e ele, com certeza, coloca a Petrobras no caminho certo para o futuro, considerando investimentos em ações de baixo carbono, reforço na nossa carteira de E&P, uma consideração e um cuidado especial com as nossas refinarias, com os nossos sistemas de refino.

Então, eu agradeço mais uma vez a presença de vocês e fiquem em contato com a Petrobras. Qualquer dúvida, entre em contato com o nosso RI. E nos veremos, se não antes, em janeiro, em Nova Iorque, no nosso *deep dive* sobre o nosso Planejamento Estratégico. Muito obrigado. Boa noite.



“Este documento é uma transcrição produzida pela MZ. A MZ faz o possível para garantir a qualidade (atual, precisa e completa) da transcrição. Entretanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais falhas, já que o texto depende da qualidade do áudio e da clareza discursiva dos palestrantes. Portanto, a MZ não se responsabiliza por eventuais danos ou prejuízos que possam surgir com o uso, acesso, segurança, manutenção, distribuição e/ou transmissão desta transcrição. Este documento é uma transcrição simples e não reflete nenhuma opinião de investimento da MZ. Todo o conteúdo deste documento é de responsabilidade total e exclusiva da Empresa que realizou o evento transcrito pela MZ. Por favor, consulte o website de Relações com Investidor (e/ou institucional) da respectiva Companhia para mais condições e termos importantes e específicos relacionados ao uso desta transcrição”

