

5. Produção de Petróleo e Gás Natural

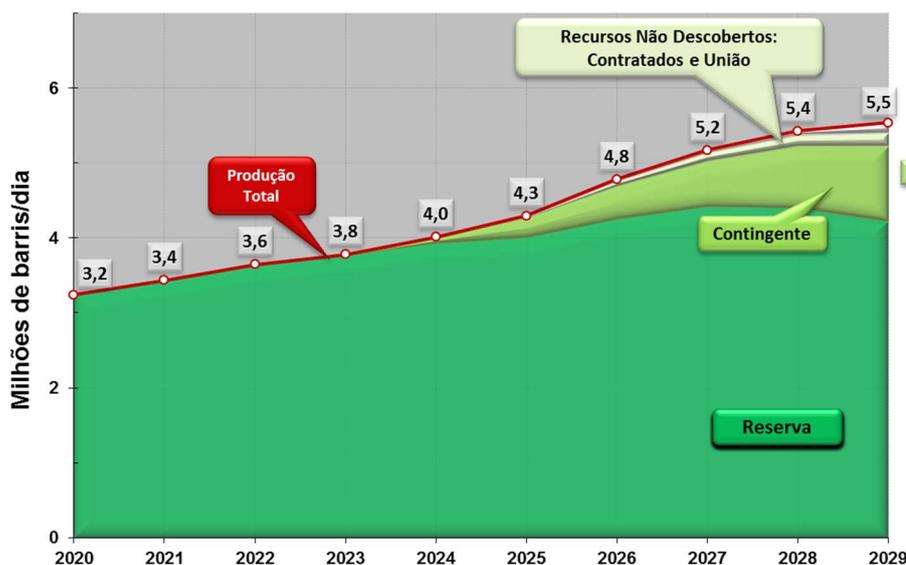
5.1 Previsão de Produção de Petróleo

A previsão de produção de petróleo, apresentada no Gráfico 5-1, foi elaborada considerando as incertezas para cada tipo de recurso.

A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2027, mantendo o patamar em torno de 4 milhões de bbl/dia até o final do período. Esta produção é justificada

principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do pré-sal, em especial os campos de Búzios, Lula, Mero, Sépia e Atapu, representando cerca de 69% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2019-2023, três módulos de produção para Búzios, até 2021, além de outros 4 distribuídos para os campos de Atapu (1), Mero (2) e Sépia (1).

Gráfico 5-1 - Previsão de produção diária de petróleo nacional



A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, e em águas ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Espírito Santo-Mucuri, para as quais se estima uma produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.

Com relação às projeções de planos anteriores da EPE, verifica-se expressiva redução da participação dos recursos contingentes na produção nacional, compensada pelo aumento da participação da categoria de reserva. Mais uma vez, atribui-se esse fato às declarações de comercialidade de acumulações de petróleo no pré-sal e também ao aumento da expectativa dos volumes recuperáveis finais dos campos sob

contrato de Cessão Onerosa, bem como aos atrasos previstos na entrada em produção de descobertas em avaliação.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 3% da produção nacional em 2029. A contribuição da produção dos recursos na área da União,²⁸ dependente da realização de novas contratações,²⁹ por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2023, alcançando aproximadamente 2% da produção total em 2029. Em relação ao total geral da produção, considerando-se os quatro tipos de recursos citados, estima-se que a produção de petróleo em 2029 seja cerca de 111% maior do que a registrada em 2018 (2,6 milhões de bbl/dia).

As maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 82% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total, onde há uma expectativa de uma melhora da previsão de produção para o próximo ciclo 2030, em função dos impactos relacionados ao Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020).

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano. Mais detalhes sobre a qualidade do petróleo produzido são disponibilizados no Capítulo de Abastecimento de Derivados de Petróleo.

Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 59% da produção brasileira

total de petróleo e 56% da produção de gás natural. A participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção deste ambiente exploratório que apresenta grandes acumulações com petróleo de alto valor comercial.

Nos próximos cinco anos, dos treze projetos com entrada em produção previstos no Plano de Negócios da Petrobras 2019-2023, nove são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa. Este cenário já era presente em estudos anteriores da EPE e se mantém neste PDE. A produção nacional de petróleo e gás natural foi representada em pré-sal de acordo com o nível estratigráfico imediatamente abaixo da camada de Sal, nas Bacias de Campos e Santos. Efetivamente, o conjunto denominado pré-sal representa geologicamente o reconhecido *play* pré-sal, exemplificado pelos reservatórios dos grandes campos, como Lula, Sapinhoá, Búzios e Mero. As classificações em pós-sal e extra pré sal referem-se às unidades produtivas localizadas na área do polígono do marco regulatório, ou fora desta, respectivamente.

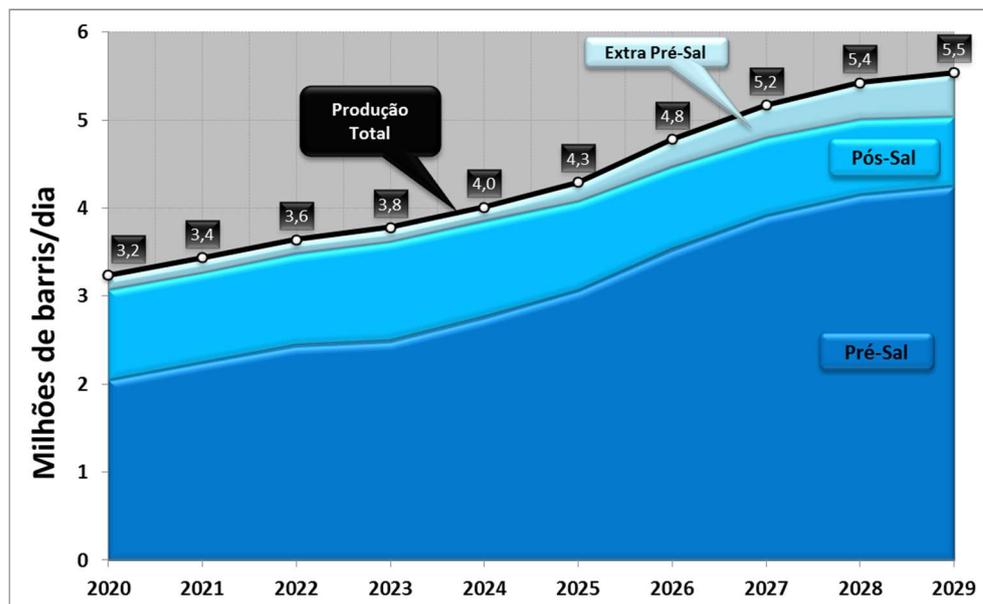
Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período (Gráfico 5-2), devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Mero.

Desse modo, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 77%) da produção nacional de petróleo no fim do decênio, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 14%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 9%.

²⁸ Os recursos da União são aqueles em áreas sem contrato. Em alguns casos, tais recursos podem configurar, jazidas compartilhadas, sujeitas a acordos de individualização da produção, como por exemplo na área do pré-sal da Bacia de Santos.

²⁹ Novas contratações são consideradas para este PDE considerando o cronograma de rodadas de licitação aprovado pelo CNPE.

Gráfico 5-2 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



5.2 Previsão de Produção de Gás Natural

A parcela da produção sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 155 milhões de m³/dia. Em 2029, a reserva sofre um declínio suave compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos (Gráfico 5-3). As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal na Bacia de Santos e Campos, pelas descobertas em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões. Juntas, essas acumulações contribuem com 80% do total dos recursos contingentes no ano de 2029.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas

contratadas (RND-E) e em 2023, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 8% da produção nacional em 2029.

A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 84% do total previsto para 2029, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Barreirinhas, Campos, Parnaíba, Recôncavo, Santos e Solimões.

A produção líquida de gás natural (Gráfico 5-4), que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as UPGNs, é obtida pela redução na produção bruta de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural.

Gráfico 5-3 - Previsão de produção bruta diária de gás natural nacional

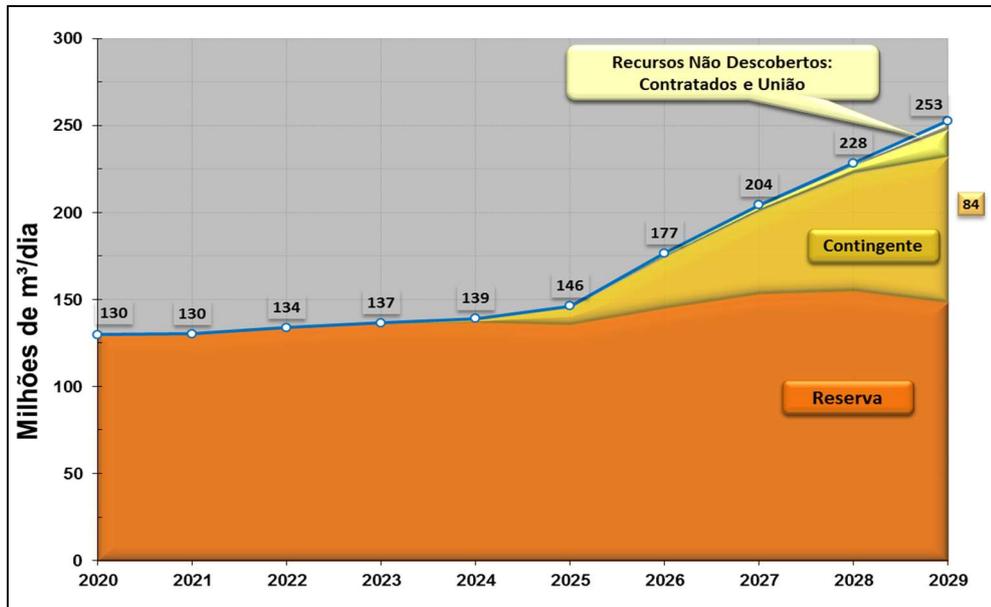
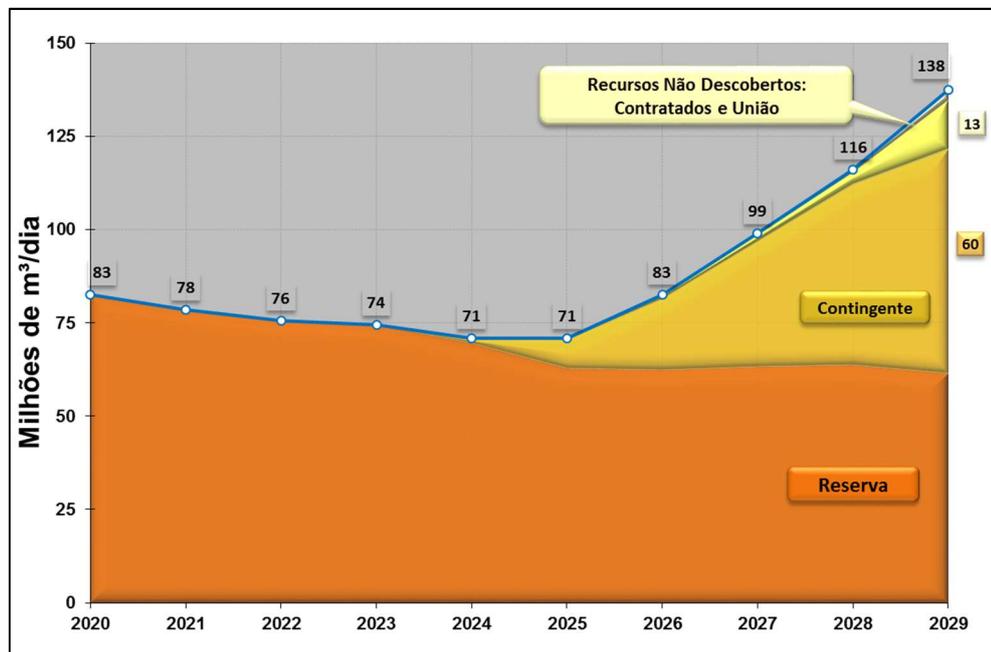


Gráfico 5-4 - Previsão de produção líquida de gás natural nacional



A previsão de produção líquida de gás natural apresenta um suave decréscimo nos primeiros 5 anos decorrente do declínio natural dos campos em

produção no Pós-sal e Extra Pré-sal. Seu comportamento não acompanha a produção bruta, nesse período, devido à reinjeção do gás do pré-sal.

São considerados altos índices de reinjeção, principalmente para aumentar a recuperação do óleo. No entanto, apesar dos expressivos volumes, a monetização deste gás depende de uma série de investimentos e de definições em relação ao mercado consumidor frente aos custos elevados para aproveitamento deste insumo energético.

A partir de 2025, espera-se um aumento na produção líquida através da entrada de novos projetos, com destaque para as Bacias de Sergipe-Alagoas e Solimões e o início da produção do Excedente da Cessão Onerosa.

BOX 5.1 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AUMENTO DA PRODUÇÃO LÍQUIDA DE GÁS NATURAL NO HORIZONTE DO PDE 2029

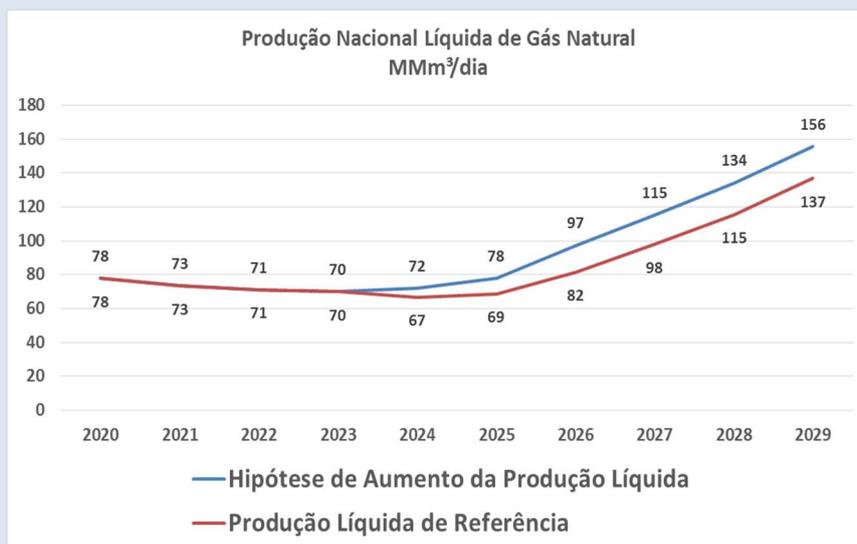
A disponibilidade de gás natural para o mercado consumidor depende de investimentos em infraestrutura de escoamento, além de decisões operacionais e técnicas por parte das empresas concessionárias. Soma-se a essas necessidades as ações governamentais de incentivo e de custo regulatório.

O aumento da previsão de produção líquida de gás natural permanece aquém do alto potencial de disponibilidade que a produção bruta brasileira permite alcançar. Parte considerável do gás natural permanece sendo reinjetado em função do aumento da recuperação do óleo e pela dificuldade de monetização, sobretudo devido à falta de infraestrutura de escoamento.

As discussões trazidas pelo Programa “Novo Mercado de Gás” configuram um cenário otimista com relação ao aumento do aproveitamento deste insumo. Estão previstas ações para promoção da concorrência, harmonização das regulações estaduais e federal no setor, integração do setor de gás com os setores elétrico e industrial e remoção de barreiras tarifárias que impeçam a abertura do mercado. Esse conjunto de medidas busca atrair investimentos para o setor nos próximos anos.

Nesta perspectiva, foi elaborado um cenário de disponibilidade calcada em uma hipótese alta de produção líquida. Esta hipótese considera a diminuição da reinjeção em algumas unidades produtivas da Bacia de Santos somada à viabilização do escoamento desta produção. O Gráfico 5-5 compara a previsão de produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás natural. Mais informações sobre a perspectiva de aumento do aproveitamento do gás podem ser encontradas no Capítulo Oferta de Gás Natural.

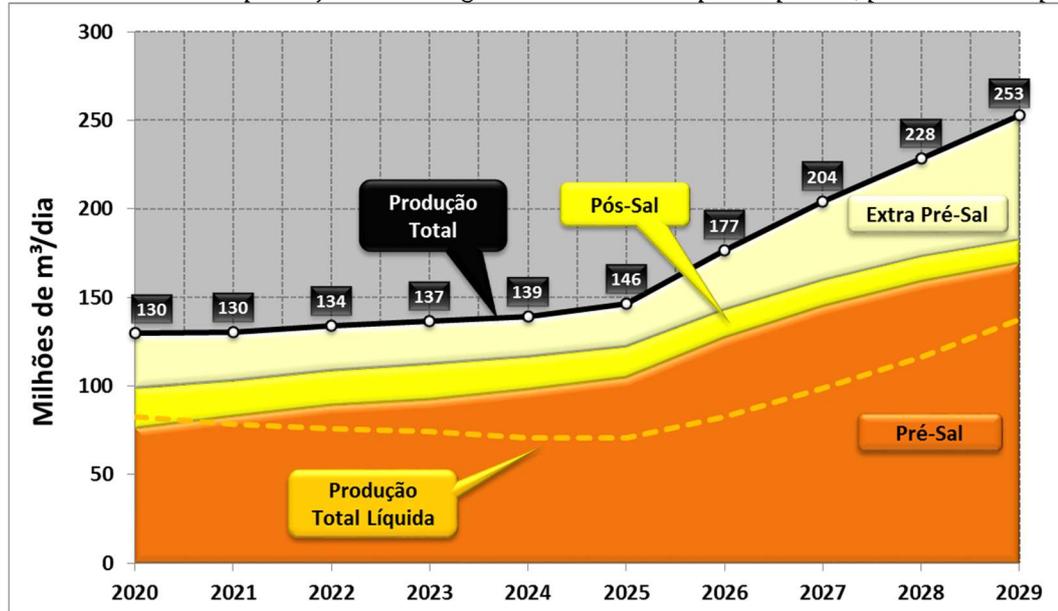
Gráfico 5-5 – Previsão de produção de referência e a hipótese de aumento da produção líquida de gás



O Gráfico 5-6 apresenta as previsões de produção bruta de gás natural desagregadas em pré-sal, pós-sal e extra-pré-sal. A produção do pré-sal prevalece alcançando cerca de 67% do total em 2029. A partir de 2025 ocorre um crescimento mais

acelerado da produção, influenciado principalmente pela contribuição do extra pré-sal, cerca de 28% do total em 2029, onde destacam-se as contribuições de unidades produtoras de gás não associado.

Gráfico 5-6 - Previsão de produção bruta de gás natural nacional para o pré-sal, pós-sal e extra pré-sal



BOX 5.2 - INCERTEZAS AO CUSTO DO GÁS DO PRÉ-SAL COM PRESENÇA DE CO₂

As bacias de Campos e Santos despontam como as principais bacias produtoras de petróleo do Brasil, em especial devido ao pré-sal. Na sua maior parte, o gás natural do pré-sal encontra-se associado ao óleo com uma alta razão Gás-Óleo (RGO) e com considerável teor de contaminantes, em algumas regiões, em particular dióxido de carbono (CO₂), implicando em aumento dos custos para sua remoção.

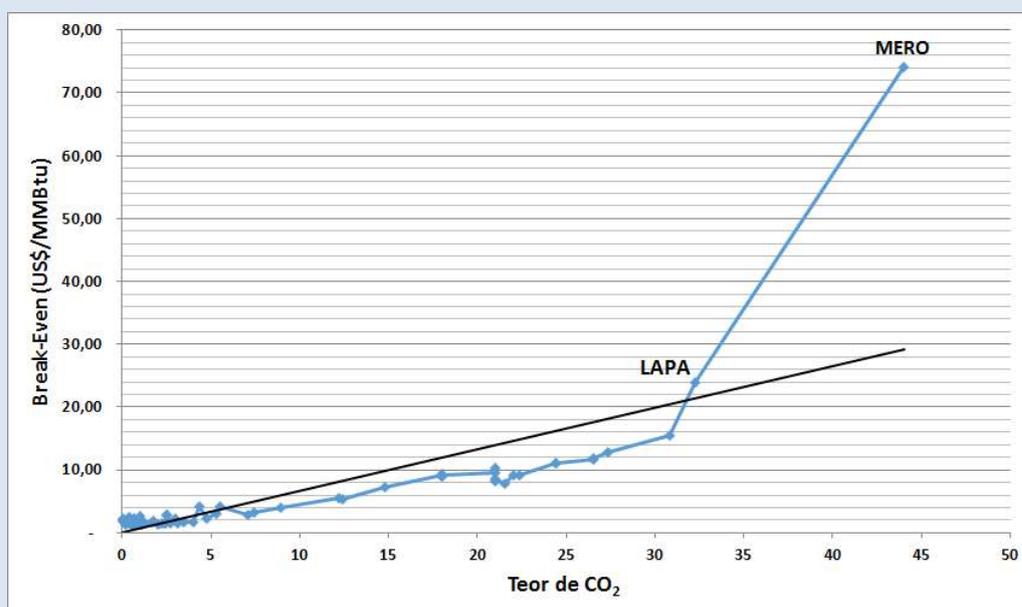
Baseado no estudo da EPE (2019) – Informe: “Custos de Gás Natural no pré-sal Brasileiro”, para estimar os preços de *break-even* do gás natural proveniente de projetos típicos do pré-sal brasileiro, foram simulados fluxos de caixa para distintos projetos, com base em informações de custos de investimento (CAPEX) e de operação (OPEX), coletadas na literatura, assim como parâmetros operacionais típicos de E&P, escoamento e processamento. Devido à influência direta da dificuldade de exploração do gás natural em campos com teores elevados de CO₂, nos preços de *break-even*, as simulações foram realizadas considerando teores de CO₂ de cerca de 80 campos das duas bacias (d’Almeida, K.S. et al., 2018).

Desta forma, foram estimados os custos incorridos na produção, separação, escoamento e processamento do gás natural no ambiente pré-sal das bacias de Santos e de Campos, avaliando-se também os desafios técnicos e econômicos para a destinação do gás natural ao mercado nacional por meio de gasodutos.

(CONT.)

BOX 5.2 - (CONT.)

Os resultados da análise econômica, vistos no Gráfico 5-7 – permitiram concluir que, com base nos parâmetros adotados, os valores de *break-even* do gás natural podem variar de US\$ 1,20/MMBtu a cerca de US\$ 15,00/MMBtu, a depender do teor de CO₂ e distância entre o campo produtor e o litoral, no cenário em que sejam realizados abatimentos referentes aos valores da comercialização do GLP e C5+ dos preços finais do gás natural. Apenas os campos de Lapa e Mero ficam fora desta faixa, pois apresentam um valor de *break-even* em torno de US\$ 24,00/MMBtu e US\$ 74,00/MMBtu, respectivamente. Para que o gás natural do pré-sal tenha um *break-even* próximo ao valor da molécula vendida em 2018 no Brasil, de US\$ 6,50/MMBtu a US\$ 8,50/MMBtu (MME, 2019), este deve ter um teor de CO₂ de até cerca de 22%.

Gráfico 5-7 – Break-even do Gás Natural do pré-Sal por Teor de CO₂

5.3 Previsão de Produção da Cessão Onerosa e do Volume

Excedente

A Cessão Onerosa foi criada em 30 de junho de 2010 por meio da Lei nº 12.276/2010, definida como um regime de contratação direta de áreas específicas de petróleo da União para a Petrobras. Deste modo, a Petrobras era a responsável pela exploração e produção das destas áreas, sendo obrigatório o controle de operacional das atividades exploratórias. A lei outorgou o direito à Petrobras de prospecção

nesta área do volume máximo limitado à 5 bilhões de barris de óleo equivalente.

As áreas originalmente concedidas para a Petrobras foram: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba (área contingente). Posteriormente, essas áreas foram avaliadas e tiveram sua comercialidade declarada, com exceção de Peroba. Segundo a ANP,

foram perfurados mais de 80 poços nos últimos dez anos. Destas áreas, pode-se listar os seguintes campos: Búzios (Franco); Itapu (Florim); Sépia (Nordeste de Tupi); Sul de Lula (Sul de Tupi); Sul de Sapinhoá (Sul de Guará); Atapu (Entorno de Iara); Norte de Sururu (Entorno de Iara); Sul de Sururu (Entorno de Iara); Norte de Berbigão (Entorno de Iara); Sul de Berbigão (Entorno de Iara).

Para os campos citados acima, a previsão de produção de petróleo e gás natural representa, respectivamente, 33% e 28% do total previsto para o final do período em 2029.

A Lei nº 13.365 criada em 29 de novembro de 2016, introduziu alterações, facultando à Petrobras manifestar-se sobre o direito de preferência para atuar como operadora em áreas a serem contratadas sob o regime de partilha de produção. Quando há a manifestação da Petrobras, sua participação mínima não deve ser inferior a 30%.

A Resolução CNPE nº 02/2019 de 7 de março de 2019, estabelece diretrizes para a realização da Rodada de Licitações do volume Excedente da Cessão Onerosa, com previsão de realização pela ANP ainda em 2019. Na ocasião serão ofertados os volumes excedentes das áreas de desenvolvimento dos campos de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos. A Petrobras manifestou o direito de preferência nos volumes excedentes de Búzios e Itapu.

O campo de Búzios se destaca com quatro módulos de produção e mais um previsto no planejamento da Operadora para 2021. Com a Rodada de Licitações do volume do excedente da Cessão Onerosa existe a previsão de entrada de mais módulos no decênio, que projetam cumulativamente uma produção de cerca de 950 mil barris por dia em 2029. Outro destaque é o campo de Mero, sob contrato de Partilha da produção, que pode alcançar cerca de 630 mil barris por dia no final do decênio.

Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas, estima-se uma produção de cerca de 35% do total da produção de petróleo em 2029. Já o contrato de Partilha da produção participa com 18% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 47% da produção nacional no fim do decênio.

Nas previsões da produção bruta de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2029, incluindo o excedente, responde por cerca de 30% do total e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo massivamente com cerca de 57% da produção bruta de gás natural nacional no fim do decênio. Contudo, nos anos de 2021 a 2025 percebe-se uma queda na produção prevista para as unidades sob contrato de concessão, com rápida subida nos últimos anos do decênio.

BOX 5.3 – SENSIBILIDADE PARA A PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO VOLUME EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA (ECO)

Desde 2014, estimativas efetuadas pela ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, por meio de empresas certificadoras, já indicavam que as áreas de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia pertencentes à Cessão Onerosa, poderiam conter volumes adicionais da ordem de 10 a 15 bilhões de barris de óleo equivalente, excedentes aos de direito da Petrobras.

Com base em Souza (2009), foi feito um estudo com o objetivo de estimar as participações da União, considerando hipóteses de participação mínima e máxima no volume Excedente da Cessão Onerosa (ECO), a partir da relação entre as participações da União e Concessionárias.

Na hipótese de participação mínima, os percentuais do excedente em óleo da União considerados foram aproximadamente: 26% para Atapu; 23% para Búzios; 18% para Itapu; e 28% para Sépia, de acordo com a Resolução CNPE 6/2019. Na hipótese de participação máxima da União o percentual admitido foi de 70% de excedente em óleo para todas as áreas. O Gráfico 5-8 e o Gráfico 5-9 apresentam os resultados para petróleo e gás natural, respectivamente. Esse exercício representa as participações máxima e mínima da União na condição de que o volume excedente de todas as áreas oferecidas no Leilão fossem arrematadas.

Gráfico 5-8 – Previsão de Produção de Petróleo com Participação Mínima e Máxima da União nos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa

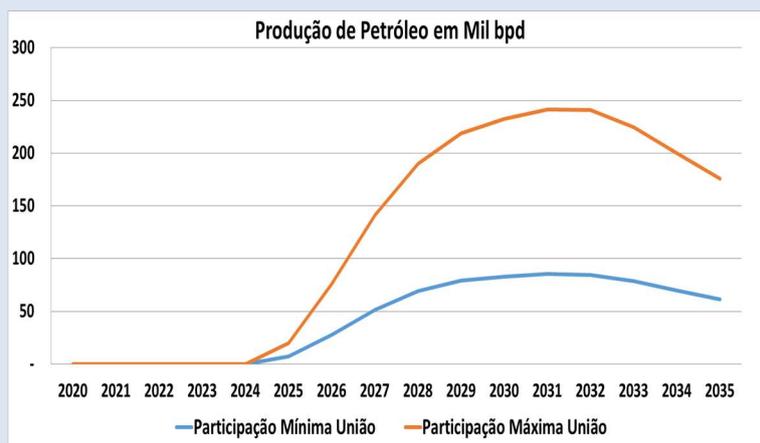
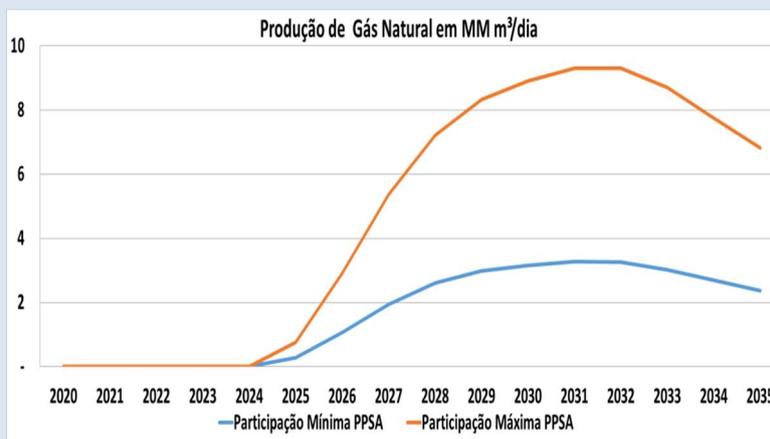


Gráfico 5-9 – Previsão de Produção de Gás Natural com Participação Mínima e Máxima da União nos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa



BOX 5.3 – (CONT.)

O início da produção do volume ECO está previsto para 2025, considerando-se o tempo necessário para a elaboração dos Planos de Desenvolvimento e a disponibilidade dos equipamentos. Estima-se que em 2029 haverá uma contribuição de 10% na produção nacional de petróleo e de 8% na produção de gás natural. Abaixo apresenta-se no Gráfico 5-10 e no Gráfico 5-11 as produções de petróleo e gás natural, respectivamente, por tipo de contrato, onde destacamos o incremento previsto e os volumes advindos da produção sob regime de Partilha da Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa (Partilha ECO).

Gráfico 5-10 – Previsão de produção de petróleo por tipo de contrato com Partilha de Produção do volume ECO

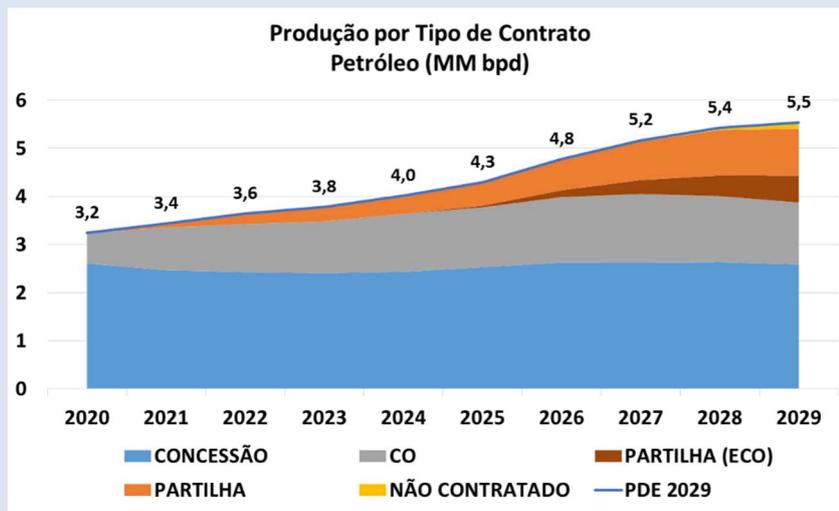
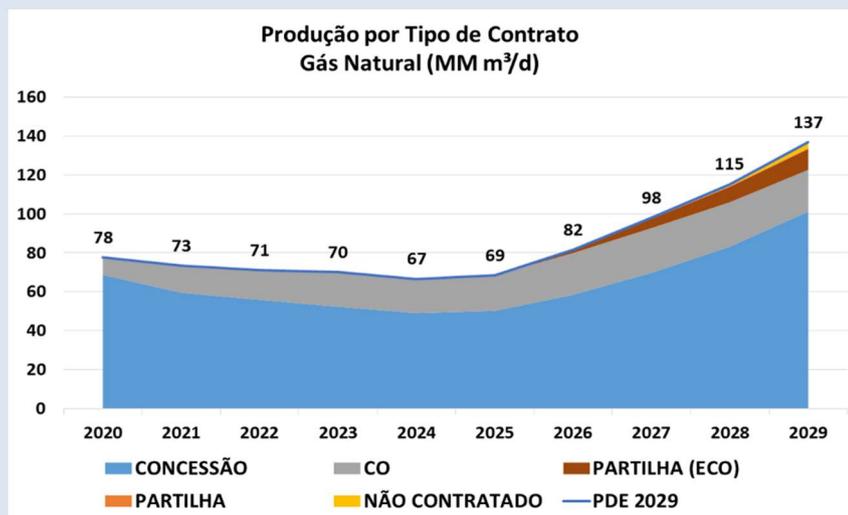


Gráfico 5-11 – Previsão de produção de gás natural por tipo de contrato com Partilha de Produção do volume ECO



5.4 Evolução das Reservas Provadas e da Relação R/P

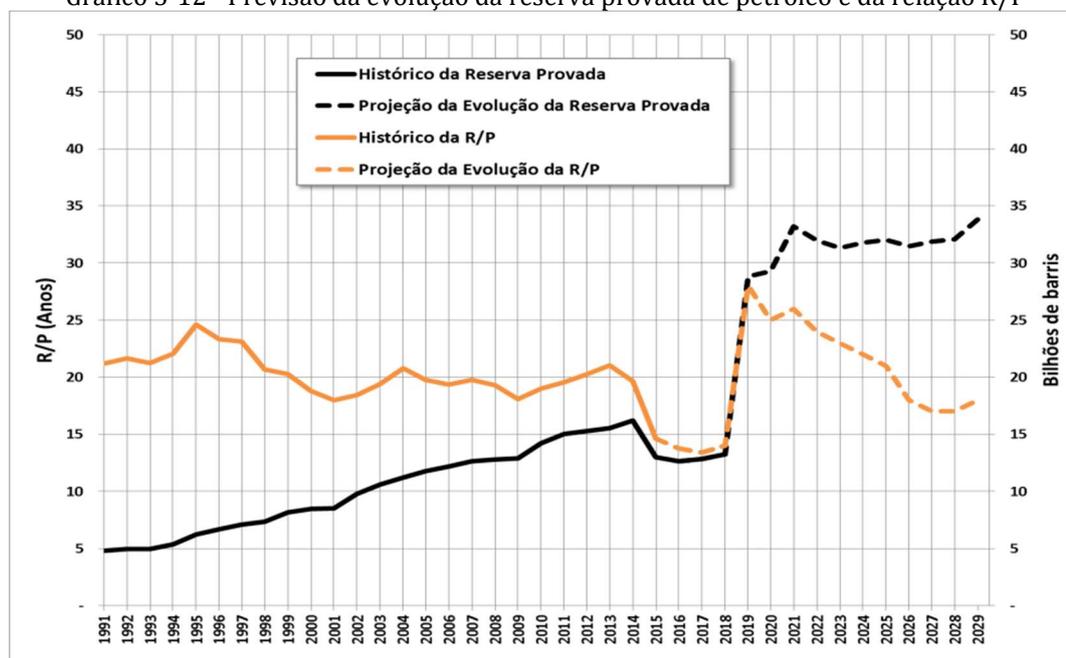
Para a previsão da evolução das reservas provadas, consideraram-se estimativas de volumes recuperáveis, estipularam-se tempos para declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 25 anos.

O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período deste PDE, com relevantes incrementos previstos entre 2019 e 2024, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes e para os recursos não descobertos.

As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 34 bilhões de barris em 2029,

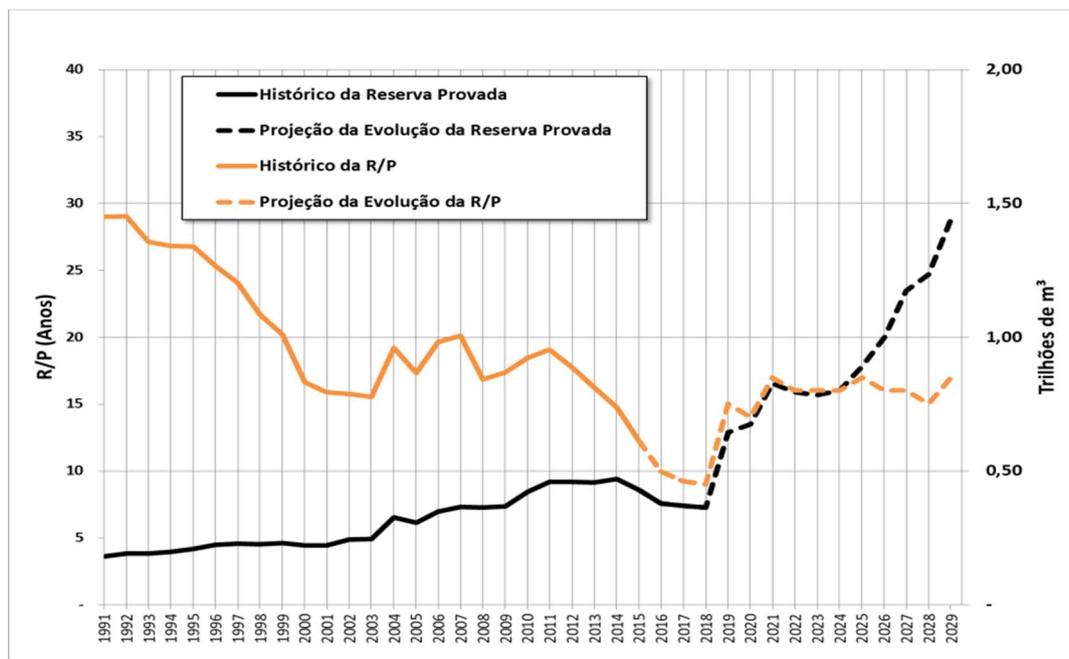
considerando todos os volumes estimados citados anteriormente. No Gráfico 5-12, temos o histórico da reserva até 2018, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2029. Os dados indicam uma tendência declinante das reservas provadas atuais, que acompanha o histórico da reserva. Contudo, para anos futuros, considerou-se nas projeções da reserva provada também os volumes referentes aos excedentes da Cessão Onerosa e os de outros contingentes e recursos não descobertos. Estes volumes, adicionais às reservas atuais, justificam o aumento abrupto, na transição entre o histórico e a projeção na evolução da reserva. No caso do gás natural, também ocorre relevante tendência de crescimento das reservas nacionais entre 2019 e entre 2027 e 2029. No Gráfico 5-13, temos o histórico da reserva até 2018, e a partir deste ano, apresenta-se a estimativa de reserva até 2029.

Gráfico 5-12 - Previsão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

Gráfico 5-13 - Previsão da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fontes: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções)

5.5 Investimentos e Excedentes de Petróleo

Baseando-se principalmente na curva de produção de petróleo e gás natural de referência deste PDE, e em histórico recente de custos, estima-se que, de 2020 até o ano de 2029, os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 424 bilhões e US\$ 472 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2019-2023, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal, assim como a expectativa gerada pelo cronograma de leilões anunciado pela ANP para os próximos anos e o novo mercado de gás anunciado pelo MME.

Diante da conjuntura econômica mais restritiva pela qual passa o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, possíveis revisões dos

planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões no próximo ciclo do PDE.

Outra importante implicação econômica das previsões deste PDE refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países.

Nesse sentido, a Tabela 5-1 apresenta novamente a previsão de produção de petróleo, desta vez junto com a demanda estimada³⁰ agregada de petróleo e os excedentes de produção. Notar que a demanda corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender a demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no País.

³⁰ A demanda estimada, refere-se à estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, sem considerar restrições de logística e infraestrutura existentes. Como a capacidade nacional de refino não permite o pleno atendimento da demanda doméstica de derivados, o volume excedente efetivo de petróleo (produção menos a carga das refinarias, a ser apresentado no Capítulo VI - Abastecimento de Derivados de Petróleo) será maior que o aqui apresentado.

Tabela 5-1 - Previsão de produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil

Recurso	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PETRÓLEO										
milhões de barris diários										
Produção	3,24	3,44	3,65	3,78	4,01	4,30	4,78	5,17	5,43	5,54
Demanda Estimada	2,23	2,27	2,30	2,32	2,37	2,42	2,47	2,53	2,59	2,65
Excedente	1,02	1,17	1,35	1,46	1,64	1,87	2,31	2,64	2,84	2,89

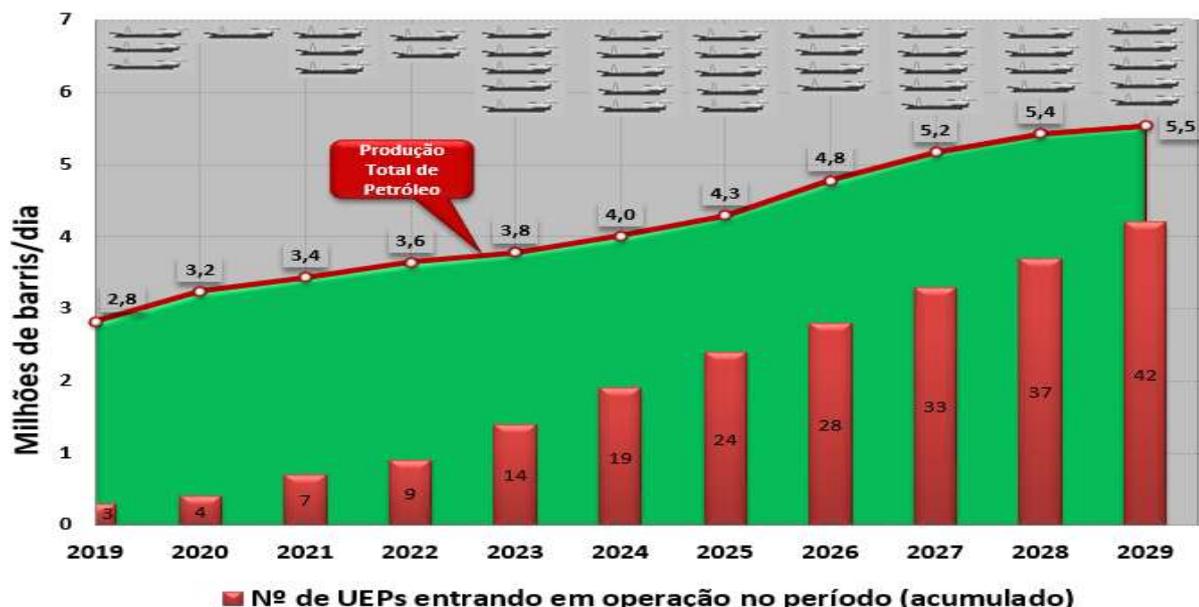
A entrada em operação de novos equipamentos é item fundamental para viabilizar as previsões de produção de petróleo e gás natural apresentadas neste PDE. Dentre os equipamentos demandados, destaca-se a necessidade de novas unidades estacionárias de produção em mar - UEP (Gráfico 5-14).

Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP inclui aquelas já programadas, como os navios-plataforma do tipo FPSO previstos nos Planos de Negócios das empresas operadoras vigentes durante a elaboração deste PDE, inclusive o Plano de Negócios 2019-2023 da Petrobras, e exclui as UEP destinadas a testes de longa duração (TLD), devido ao seu caráter transitório de curto prazo, com relação à vida útil dos campos.

Admite-se que parte dessa demanda possa ser atendida por meio da tendência atual de padronização dos projetos de UEP do tipo FPSO e da conversão de navios existentes, permitindo, assim, a otimização de prazos e custos de construção. Admite-se também a possibilidade de afretamento para os casos de atrasos na entrega de UEP.

Sobre os compromissos com Conteúdo Local, a Resolução ANP nº 726/2018 trouxe a possibilidade de aditamento dos contratos de concessão. Com isso, existe a possibilidade de utilizar índices para os compromissos com UEP divididos em três segmentos: 40% em engenharia, 40% em máquinas e equipamentos e 40% em construção, integração e montagem.

Gráfico 5-14 - Previsão de entrada em operação de novas UEP



PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > *Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,5 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2029, aproximadamente o dobro do valor registrado em 2018.*
- > *A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2027, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. A Cessão Onerosa é responsável por cerca de 44% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2029. A produção estimada para o final do decênio sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva chegaria a apenas 2,4 milhões de bbl/dia.*
- > *A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, e pelas descobertas em águas ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e de Espírito Santo-Mucuri, para a qual se estima uma produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.*
- > *As maiores contribuições para a produção total permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 82% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 11%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total.*
- > *Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano.*
- > *A produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2028, quando se atinge um pico de produção próximo de 155 milhões de m³/dia, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos. As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.*
- > *A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, na Bacia de Santos e Campos, pelas descobertas em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas e pela produção em terra nas bacias do Parnaíba e Solimões, com expectativa de produção no final do período deste Plano. Juntas estas acumulações contribuem com 80% do total dos recursos contingentes no ano de 2027.*
- > *A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas e no ano seguinte, em áreas ainda sem contrato com a União. A produção estimada para o total dos recursos não descobertos é de cerca 8% da produção nacional em 2029.*
- > *A maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 84% do total previsto para 2029, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Barreirinhas, Campos, Parnaíba, Recôncavo, Santos e Solimões.*
- > *Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 59% da produção brasileira total de petróleo e 56% da produção de gás natural. Estima-se que a produção do pré-sal terá um aumento contínuo ao longo de todo o período, devido à influência da entrada em operação dos módulos de produção da Cessão Onerosa e de Mero. No fim do decênio, o pré-sal responderá por parcela significativa (cerca de 77%) da produção nacional de petróleo, com forte participação da Bacia de Santos. O pós-sal contribuirá com aproximadamente 14%, advindos principalmente dos campos de produção da Bacia de Campos, e o extra pré-sal com participação de cerca de 9%.*

> Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de mais três módulos de produção previstos no planejamento da Operadora, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 950 mil barris por dia em 2029. Outro destaque é o campo de Mero, sob contrato de Partilha da Produção, que pode alcançar outros 630 mil barris por dia no final do decênio. Essas três unidades sozinhas respondem por 29% da produção prevista de petróleo no fim do período.

> Considerando-se a incorporação dos volumes excedentes de áreas unitizáveis com a Cessão Onerosa às respectivas reservas, toda a Cessão Onerosa, incluindo Búzios, responderá por cerca de 35% do total da produção de petróleo em 2029. Já o contrato de Partilha da produção participa com 18% e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo com 47% da produção nacional no fim do decênio.

> Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 424 bilhões e US\$ 472 bilhões no horizonte decenal. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, que pode ser refeita em caso de aprofundamento das perspectivas econômicas.

> Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP é de 42 unidades entre 2019 a 2029.