

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

**Cenários prospectivos para o mercado de petróleo no Brasil:
Impacto do Pré-Sal e do choque na demanda em 2020**

João Silvio Semolini Olim

Itajubá, 2020

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

João Silvio Semolini Olim

**Cenários prospectivos para o mercado de petróleo no Brasil:
Impacto do Pré-Sal e do choque na demanda em 2020**

**Dissertação submetida ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia de
Energia como parte dos requisitos
para obtenção do título de Mestre em
Ciências da Engenharia de Energia**

**Área de Concentração: Planejamento
e Gestão de Sistemas Energéticos**

Orientador: Prof. Dr. Jamil Haddad

**Co-Orientador: Prof. Dr. Roberto
Akira Yamachita**

Itajubá, 2020

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

João Silvio Semolini Olim

**Cenários prospectivos para o mercado de petróleo no Brasil:
Impacto do Pré-Sal e do choque na demanda em 2020**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 24 de Agosto de 2020, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências da Engenharia de Energia**.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Jamil Haddad (Orientador)

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita (Co-Orientador)

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira

Prof. Dr. Germano Lambert Torres

Itajubá, 2020

À minha família, pelo apoio incansável, irrestrito e permanente.

AGRADECIMENTOS

À minha família, pela compreensão e pelo apoio incansável, durante todos os momentos alegres e tristes. Pela paciência de minha esposa e por cada sorriso de meus filhos, que deram combustível para seguir tentando e progredindo.

Aos professores Jamil e Roberto que além de serem meus orientadores são também grandes amigos e que contribuíram muito para a realização deste trabalho. Pela confiança de que o trabalho seria concluído, mesmo com as turbulências no setor de petróleo e as adaptações necessárias devido ao impacto da pandemia, que causaram múltiplas alterações nos cenários estudados ao longo período de trabalho.

À CAPES e à comissão de bolsas do Mestrado em Engenharia de Energia, pela concessão de bolsa de estudos.

Aos funcionários da PRPPG, pelo suporte sempre ágil tanto em questões administrativas da UNIFEI como nos assuntos relacionados à bolsa da CAPES.

À equipe do EXCEN, pelo apoio sempre que necessário.

A todos os professores, colegas e funcionários da UNIFEI, que ajudaram de forma direta ou indireta na conclusão deste trabalho.

À UNIFEI, por ser mais uma vez a instituição que me acolheu e que possibilitou a conclusão de mais uma etapa de minha vida acadêmica.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001

*“Perseverança é o trabalho duro que
você faz depois de ter se cansado de fazer
o trabalho duro que você já fez.”
(Newt Gingrich)*

RESUMO

Este trabalho mostra diferentes cenários para a produção de petróleo no Pré-Sal brasileiro e seus impactos no mercado nacional de petróleo. Para as análises retrospectivas, dois cenários alternativos mostram o quão importante a produção de petróleo do Pré-Sal tem sido na última década. Para as análises prospectivas, este trabalho delimita um envelope para os resultados do Pré-Sal na próxima década com base em cinco cenários com diferentes combinações de fatores quantitativos (demanda, produção e preço do petróleo), bem como fatores qualitativos (restrições ambientais e regulatórias), em um ambiente pós-pandemia. Petróleo é o principal recurso energético nacional, tanto em termos de produção como em termos de consumo. O Pré-Sal já é responsável pela maioria da produção nacional, e por praticamente toda a expansão de produção prevista para a próxima década. Considerado desde seu descobrimento como uma das províncias petrolíferas mais promissoras do mundo, o Pré-Sal brasileiro enfrentou inicialmente restrições regulatórias que atrasaram seu desenvolvimento na primeira metade da década passada. Mesmo com o progresso no campo regulatório visto nos últimos anos, a exploração do Pré-Sal ainda terá de enfrentar muitos desafios devido ao choque de demanda ocorrido em 2020, da recessão econômica e da crise no setor de petróleo e gás, consequências da pandemia do Covid-19. Ainda assim, os resultados deste trabalho mostram que, para a próxima década, a produção nacional de petróleo deverá superar a demanda. O excedente de produção deve garantir o saldo positivo na balança comercial do petróleo e de seus derivados, mesmo no pior dos cenários, e mesmo com os impactos da crise pós-pandemia.

Palavras-chave: Pré-Sal Brasileiro, mercado de petróleo, cenários, planejamento energético, pandemia, Covid-19

ABSTRACT

This study explores different scenarios for the Brazilian Pre-Salt oil production and its associated impact in the Brazilian petroleum market. For the retrospective analysis, two alternative scenarios show how important oil production from the Pre-Salt reservoirs was in the last decade. For the prospective analysis, this study outlines an envelope for the Brazilian Pre-Salt results in the next ten years based on five scenarios with different combinations of quantitative factors (oil production, oil demand, and oil price), as well as qualitative factors (regulatory and environmental restrictions), in the post-pandemic environment. Oil is the main energy resource for both production and consumption matrices in Brazil. The Brazilian Pre-Salt reservoirs are already responsible for most of the national oil production and nearly all the oil production expansion forecasted for the next decade. Considered since its discovery one of the most promising oil provinces in the world, the Brazilian Pre-Salt faced some regulatory restrictions that delayed its development in the first half of the last decade. Despite regulation improvements made lately, its exploration will face further challenges due to the oil market crisis and economic recession caused by the Covid-19 pandemic. However, the results of the study show that, for the period between 2020 and 2029, oil production will remain higher than oil demand. The excess of oil production shall guarantee trade balance surplus for oil and oil derivatives, even in the worst-case scenario, despite initial restrictions and the possible effect of the post-pandemic crisis.

Keywords: Brazilian Pre-Salt; petroleum market; scenario study; energy planning, pandemic; Covid-19

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Produção de Energia Primária por fonte (EPE, 2019).....	17
Figura 2. Evolução da produção de petróleo (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).....	18
Figura 3. Oferta Interna de Energia por fonte (EPE, 2019).....	19
Figura 4. Histórico do consumo final por fonte (EPE, 2019).....	20
Figura 5. Histórico da dependência externa por fonte (EPE, 2019).....	21
Figura 6. Histórico das reservas provadas de petróleo (EPE, 2019).....	21
Figura 7. Reservatórios Pós-Sal e Pré-Sal em relação à camada de sal (Fonte: ANP).....	22
Figura 8. Área do Polígono do Pré-Sal na costa brasileira (Gismaps, 2018).....	23
Figura 9. Blocos do Pré-Sal licitados nas diversas rodadas de licitações (Fonte: ANP).....	28
Figura 10. Blocos do licitados para os volumes excedentes da cessão onerosa (Fonte: ANP).....	29
Figura 11. Eventos geopolíticos e o preço do petróleo (Fonte: <i>The Economist</i> , 2018).....	32
Figura 12. Evolução da Balança comercial de petróleo e derivados do petróleo (Fonte: IBP, elaborado a partir de dados da ANP e SECEX/MDIC).....	34
Figura 13. Projeção do preço do petróleo tipo <i>Brent</i> até 2030 (EPE, 2019).....	35
Figura 14. Demanda estimada e expectativa de excedente de petróleo devido ao aumento de produção no decênio 2011-2020 (Fonte: EPE, 2010).....	36
Figura 15. Demanda e excedente de petróleo realizado entre 2011 e 2019 (Dados: EPE, 2020).....	37
Figura 16. Produção nos 4 principais blocos do Pré-Sal (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).....	39
Figura 17. Produção nos blocos do Pré-Sal com menor participação (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).....	40
Figura 18. Produção nos blocos do Pré-Sal em fase inicial de exploração (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).....	40
Figura 19. Previsão de produção por tipo de recurso (EPE, 2019).....	41
Figura 20. Previsão de produção por localização da reserva (EPE, 2019).....	42
Figura 21. Previsão de produção por tipo de contrato (EPE, 2019).....	42
Figura 22. Evolução da demanda energética por setores economicos (EPE, 2019).....	43
Figura 23. Previsão do consumo final por fonte (EPE, 2019).....	43
Figura 24. Histórico e Previsão de evolução das reservas de petróleo (EPE, 2019).....	44
Figura 25. Previsão de produção nos blocos com licitados no regime de partilha no Pré-Sal, em milhões de barris diários (PPSA, 2019).....	45
Figura 26. Previsão do número de FPSOs a serem comissionadas nos blocos com licitados no regime de partilha no Pré-Sal (PPSA, 2019).....	45
Figura 27. Previsão de receita nos blocos com licitados no regime de partilha no Pré-Sal (PPSA, 2019).....	46
Figura 28. Evolução percentual da demanda energética e do PIB (Dados: EPE, 2019).....	47
Figura 29. Evolução da demanda energética nos três cenários considerados.....	48
Figura 30. Histórico da participação do petróleo na demanda energética.....	49
Figura 31. Cenários para a demanda de petróleo (2020 a 2029).....	50
Figura 32. Histórico da produção e do consumo total de petróleo (dados EPE, 2019).....	51
Figura 33. Evolução do preço do petróleo e do nível de atividade da indústria do petróleo....	52
Figura 34. Contagem de sondas <i>offshore</i> em atividade no mundo (Fonte: MEES, 2019) e valor do barril de petróleo <i>Brent</i> (sobrepasto).....	53
Figura 35. Projeções do preço do petróleo do tipo <i>Brent</i> (Elaboração EPE 2019, dados IEA (2018) e EIA (2019).....	54

Figura 36. Redução na demanda global por petróleo durante diferentes recessões (NAGLE, P., BAFFES, J., 2020).	55
Figura 37. Crise dos anos 80 e o impacto no preço do petróleo (Dados: BP, 2019).....	56
Figura 38. Crise de 2008/2009 e o impacto no preço do petróleo (Dados: BP, 2019).....	57
Figura 39. Crise devido à pandemia do Covid-19 e o impacto no preço do petróleo (Dados: BP, 2019, OPEC, 2020 e EIA 2020).	58
Figura 40. Cenários para a evolução no preço do petróleo nos próximos 10 anos.	60
Figura 41. Produção de petróleo nos próximos 10 anos e cenário base para a produção.....	61
Figura 42. Produção média dos poços do Pré-Sal (PPSA, 2020).....	62
Figura 43. Produção média dos maiores poços produtores do Pré-Sal (PPSA, 2020).	62
Figura 44. Evolução do preço do barril de Petróleo (<i>Brent</i>), ações da Petrobras e da Exxon.	68
Figura 45. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.1.1 (Zero Pré-Sal).....	71
Figura 46. Impacto na balança comercial do petróleo e de derivados, cenário 4.1.1 (Zero Pré-Sal).....	72
Figura 47. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.1.2 (Pré-Sal sem restrição).	74
Figura 48. Impacto na balança comercial do petróleo e de derivados, cenário 4.1.2 (Pré-Sal sem restrição).	75
Figura 49. Limites estabelecidos pelos cenários simulados.	76
Figura 50. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.1 (Cenário base).	77
Figura 51. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.2 (“Baixo Desempenho”).	79
Figura 52. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.3 (“Alto Desempenho”).	81
Figura 53. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.4 (“Baixo Excedente”)... ..	84
Figura 54. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.5 (“Alto Excedente”).....	86
Figura 55. Resultados Consolidados.	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Comparativo com a evolução da legislação aplicada à exploração do Pré-Sal.....	26
Tabela 2: Histórico das rodadas de licitações para a exploração do Pré-Sal (Dados: ANP)....	29
Tabela 3: Previsão Excedente de de Produção de Petróleo (EPE, 2019)	43
Tabela 4: Produtividade por poço para simulações.....	63
Tabela 5: Resultado do primeiro Leilão do Pré-Sal (Lei nº 12.351/2010)	64
Tabela 6: Resultado do Segundo Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).	65
Tabela 7: Resultado do Terceiro Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).....	65
Tabela 8: Resultado do Quarto Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).	66
Tabela 9: Resultado do Quinto Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).	66
Tabela 10: Resultado do Sexto Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).	66
Tabela 11: Resultado da Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa no Pré-Sal (Fonte: ANP).....	67
Tabela 12: Cenários para o ambiente regulatório	69
Tabela 13: Cenários para o impacto das questões de Meio Ambiente	69
Tabela 14: Cenários Prospectivos	76

LISTA DE EQUAÇÕES E FATORES DE CONVERSÃO

Prefixos SI das unidades:

(k) quilo = 10^3

(M) mega = 10^6

(G) giga = 10^9

(T) tera = 10^{12}

(P) peta = 10^{15}

(E) exa = 10^{18}

Relações entre unidades:

metros cúbicos para barris:	$1 \text{ m}^3 = 6,28981 \text{ barris}$
barril para metro cúbico:	$1 \text{ barril} = 0,158987 \text{ m}^3$
Joule para calorias:	$1 \text{ joule (J)} = 0,239 \text{ cal}$
BTU para calorias:	$1 \text{ BTU} = 252 \text{ cal}$
Barril equivalente de petróleo para Mega-calorias:	$1 \text{ bep} = 1.390 \text{ Mcal}$
Tonelada equivalente de petróleo para Mega-calorias:	$1 \text{ tep} = 10.000 \text{ Mcal}$

Outras Unidade e abreviações utilizadas:

bpd: barris por dia (*barrels per day*)

MM: Milhão

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (inicialmente Agência Nacional do Petróleo)

BEN: Balanço Energético Nacional

BG: *British Gas*

BOE: Barril de Óleo Equivalente

CNODC: *China National Oil and Gas Exploration and Development Company Ltd.*
(subsidiária da CNPC)

CNOOC: *China National Offshore Oil Corporation*

CNPC: *China National Petroleum Corporation*

CO: Cessão Onerosa

CO₂: Dióxido de carbono

Covid-19: *Corona Virus Disease (2019)*

ECO: Excedente de Cessão Onerosa

EIA: *Energy Information Administration*

EPE: Empresa de Pesquisas Energéticas

FPSO: *Floating Production and Storage Facility*

IBP: Instituto Brasileiro do Petróleo

IEA: *International Energy Agency*

OGX: OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

MDIC: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior

OPEC: *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (sigla em inglês)

OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo (sigla em português)

PD: Plano de Desenvolvimento

PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia

PIB: Produto Interno Bruto

PPSA: Pré-Sal Petróleo S./A.

RGO: Razão Gás-Óleo

R\$: Reais (Brasil)

SECEX: Secretaria de Comércio Exterior

WTI: *West Texas Intermediate*

US\$: *United States Dollar* (Dólar dos Estados Unidos)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1 Justificativa	14
1.2 Objetivos Gerais	14
1.3 Objetivos Específicos	15
1.4 Estrutura do Trabalho	15
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1 O Petróleo e o Planejamento Energético.....	17
2.1.1 O Petróleo e a Matriz Energética Nacional	17
2.1.2 O Petróleo e o Panorama Energético Nacional.....	18
2.2 O Pré-Sal.....	22
2.2.1 Aspectos Regulatórios	23
2.2.2 Aspectos Técnicos e Ambientais	30
2.2.3 Aspectos Políticos e Econômicos.....	31
2.3 Expectativas Iniciais e Resultados Alcançados	36
2.4 Expectativas para o futuro do Pré-Sal	41
2.4.1 Plano Decenal de Energia PDE 2029 (EPE).....	41
2.4.2 Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção (PPSA).	44
3. METODOLOGIA E ANÁLISES PRELIMINARES	47
3.1 Variáveis relativas à demanda por petróleo	47
3.1.1 Demanda Energética.....	47
3.1.2 Participação do Petróleo na Demanda Energética	49
3.2 Variáveis relativas à produção de petróleo	50
3.2.1 Histórico de Produção de Petróleo	50
3.2.2 Preço do petróleo e o nível de atividade na indústria.....	52
3.2.3 Perfil de Produção e Produtividade no Pré-Sal.....	61
3.3 Variáveis relacionadas ao Ambiente Regulatório	64
3.3.1 Impactos da Lei nº 12.351/2010.....	64
3.3.2 Impactos da Lei nº 13.365/2016.....	65
3.3.3 Lei nº 12.276/2010: Cessão Onerosa	67
3.3.4 Impactos do ambiente regulatório na Petrobras.....	67
3.3.5 Cenários para o ambiente regulatório.....	68
3.4 Variáveis relacionadas ao Meio Ambiente	69
4. RESULTADOS E ANÁLISES COMPLEMENTARES	70
4.1. Cenários históricos alternativos	70
4.1.1 Zero Pré-Sal: se o Pré-Sal não existisse durante os últimos 10 anos	70
4.1.2 Pré-Sal sem restrições: o potencial inicial real do Pré-Sal	73
4.2. Cenários futuros	76
4.2.1 Cenário base.....	77
4.2.2 Cenário de Baixo Desempenho.....	79
4.2.3 Cenário de Alto Desempenho	81
4.2.4 - Cenário de Baixo Excedente.....	83
4.2.5 Cenário de Alto Excedente	85
4.2.6 Resultados consolidados.....	87
5. CONCLUSÕES	88
Referências Bibliográficas.....	92

1. INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa

O Brasil é bastante dependente do petróleo na composição da matriz energética. Em 2018, petróleo representou aproximadamente 43,7% da produção energética nacional e 39,3% do consumo energético (EPE, 2019). De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2029 (EPE, 2019), espera-se que a produção de petróleo atinja 5,5 milhões de barris por dia em 2029, aproximadamente o dobro do valor registrado em 2019, com o Pré-Sal respondendo por aproximadamente 78% da produção nacional de petróleo ao final do decênio. Por outro lado, a evolução do mercado global de petróleo nos últimos 10 anos geraram cenários extremamente variados. Tais cenários, e a rápida transição entre eles, resultaram em um ambiente com baixíssima estabilidade, que afetou não somente a exploração do Pré-Sal, como também inúmeros projetos ao redor do mundo. A crise mais recente, devido à pandemia do Covid-19, trouxe ainda mais complexidade e competitividade no setor, devido à crise de demanda resultante.

Neste contexto, se faz necessário compreender os possíveis impactos oriundos da exploração do Pré-Sal em diferentes cenários, bem como os possíveis impactos do excesso ou da carência de recursos resultante. Por meio destas análises, em diferentes cenários, é possível avaliar o impacto do Pré-Sal e do choque de demanda ocorrido em 2020 no mercado de petróleo no Brasil.

1.2 Objetivos Gerais

Este trabalho tem como objetivo a caracterização do Pré-Sal como recurso energético investigando seus resultados e seu potencial, bem como suas limitações de acordo com a demanda energética nacional, e pondera as avaliações técnicas e econômicas com a implícita influência de aspectos ambientais, regulatórios e evolução de fontes alternativas. O trabalho trata primariamente do petróleo do Pré-Sal, não considerando o gás natural nas análises.

Considerando as informações disponíveis e a grande quantidade de interfaces a serem consideradas, este trabalho simula correções nas curvas de demanda e oferta de petróleo de acordo com o ritmo e o desempenho da exploração de petróleo e descreve possíveis cenários provenientes dos resultados obtidos nas simulações.

1.3 Objetivos Específicos

- Estudo bibliográfico sobre a história do Pré-Sal, tal qual sobre o papel do petróleo no planejamento energético nacional;
- Revisão dos resultados da exploração do Pré-Sal nos últimos 10 anos (2010 a 2019), comparando com as perspectivas iniciais;
- Consolidação das perspectivas para os próximos 10 anos de exploração do Pré-Sal (2020 a 2029), e contextualiza-las com os últimos eventos relevantes.
- Definição de variáveis a serem consideradas nas diferentes simulações;
- Análise dos cenários alternativos de desenvolvimento do Pré-Sal, tanto para os últimos 10 anos como para os próximos 10 anos, avaliando os resultados de cada cenário.
- Consolidação das conclusões a cerca da importância do Pré-Sal em função dos resultados obtidos.

1.4 Estrutura do Trabalho

As atividades desenvolvidas para atingir os objetivos deste trabalho são descritas a seguir, sendo este trabalho dividido basicamente em cinco capítulos:

- 1: Introdução
Breve apresentação da justificativa e dos objetivos do trabalho.
- 2: Revisão Bibliográfica:
Neste capítulo, fez-se uma revisão sobre o petróleo e o planejamento energético, com a contextualização do petróleo na matriz energética e no panorama energético nacional. Sendo o Pré-Sal parte importante deste cenário, fez-se uma revisão dos aspectos regulatórios, técnicos, ambientais, políticos e econômicos do Pré-Sal. As expectativas iniciais, os resultados já alcançados e as expectativas para o futuro do Pré-Sal são também revisadas neste capítulo.
- 3: Metodologia e Análises Preliminares:
Neste capítulo, são discutidas as variáveis relacionadas à demanda por petróleo, principalmente no que diz respeito à demanda energética e à participação do petróleo

na demanda energética. Em seguida, são discutidas as variáveis relacionadas à produção de petróleo, em especial o impacto do preço do petróleo no nível de atividades da indústria. Ainda em relação à dinâmica preço vs atividade vs produção, a crise devido à pandemia do Covid-19 é caracterizada e comparada às crises mais recentes, como forma de ajustar as diversas estimativas produzidas anteriormente à pandemia. Ainda neste capítulo, os impactos relacionados ao ambiente regulatório e ao meio ambiente são também discutidos. Algumas análises preliminares são também feitas ao longo do capítulo.

- 4: Resultados e Análises Complementares

Neste capítulo, são simulados diferentes cenários, por meio de dois pontos de vista:

- Retrospectivos: Com relação ao que ocorreu na primeira década de exploração do Pré-Sal, explorando-se dois cenários alternativos e apresentando o que teria ocorrido caso a exploração do Pré-Sal tivesse seguido outros rumos;

- Prospectivos: Com relação à próxima década de exploração do Pré-Sal, com cinco cenários alternativos que definem um universo de possibilidades intermediárias para os resultados do Pré-Sal.

- 5: Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho, em face às simulações, bem como sugestões para possíveis trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são abordadas as temáticas que envolvem a importância do petróleo, e em especial o petróleo proveniente do Pré-Sal, no planejamento energético nacional, desde aspectos conceituais, regulatórios, tecnológicos, econômicos e políticos. São também revistas as expectativas e resultados alcançados, bem como as expectativas futuras.

2.1 O Petróleo e o Planejamento Energético

Esta seção tem por objetivo trazer alguns conceitos importantes para a compreensão das análises, bem como apresentar o cenário atual com relação ao petróleo e ao planejamento energético, focado basicamente em três fatores: demanda, oferta e dependências.

2.1.1 O Petróleo e a Matriz Energética Nacional

A Matriz Energética representa o conjunto de fontes disponíveis em um país, estado, ou no mundo, para suprir a demanda energética. Ao analisar a matriz energética nacional, nota-se que o petróleo tem sido o recurso energético predominante desde o final da década de 80. A Figura 1 mostra a evolução histórica da produção de energia primária por fonte desde 1970.

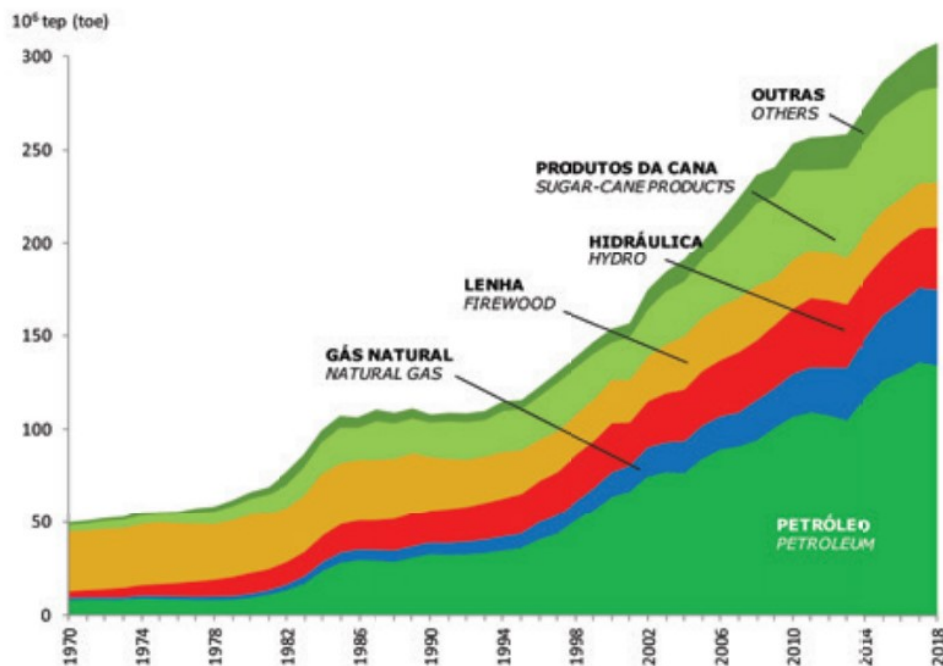


Figura 1. Produção de Energia Primária por fonte (EPE, 2019).

Nos dados de produção de energia primária, nota-se que o petróleo representou 43,7% da produção energética primária nacional em 2018. Adicionando a este valor a parcela relativa à produção de gás natural, visto a intrínseca relação entre a produção de petróleo e a produção de gás, esta parcela alcança 56,9% de toda a produção de energia primária (EPE, 2019).

O aumento recente na produção de petróleo a partir de 2013 se deve principalmente à produção proveniente dos reservatórios do Pré-Sal. A Figura 2 apresenta a evolução da produção nacional de petróleo dividido em três parcelas:

- Reservatórios em terra: menor parcela da produção, com redução gradativa recente.
- Reservatórios do Pós-Sal: parcela que representava 90% da produção nacional em 2009, e que, com redução gradativa, representa em 2019 apenas 35% da produção nacional.
- Reservatórios do Pré-Sal: parcela que cresceu de um valor marginal em 2009 para 61% da produção nacional em 2019.

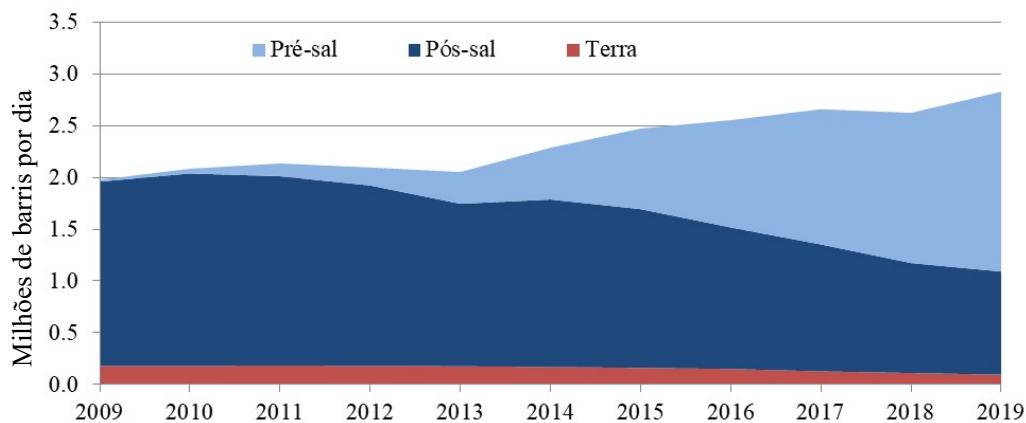


Figura 2. Evolução da produção de petróleo (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).

2.1.2 O Petróleo e o Panorama Energético Nacional

O BEN (Balanço Energético Nacional - EPE, 2019), documento produzido anualmente pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) consolida dados sobre o panorama da energia no Brasil. Além dos dados da matriz energética apresentados na seção anterior, é possível também verificar a evolução de outros aspectos importantes, tais qual a oferta, o consumo e a dependência externa, por fonte, bem como os dados de reservas (trazidos também no Anuário da ANP – ANP, 2019).

Os números para a Oferta Interna são diferentes dos de Energia Primária devido ao impacto de importação e exportação de recursos energéticos. A Figura 3 mostra a evolução da Oferta Interna.

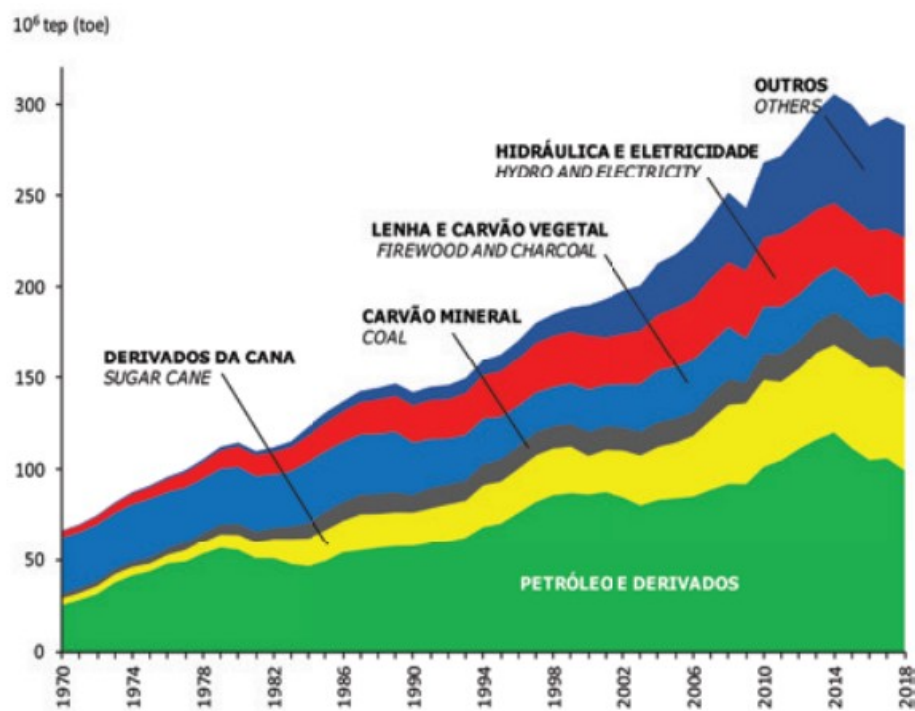


Figura 3. Oferta Interna de Energia por fonte (EPE, 2019).

Com relação ao consumo, apesar de ter sofrido uma retração a partir de 2014, os derivados de petróleo ainda formam a parcela mais significativa dentre as diversas fontes energéticas. A Figura 4 mostra o histórico do consumo final por fonte no Brasil em 2018.

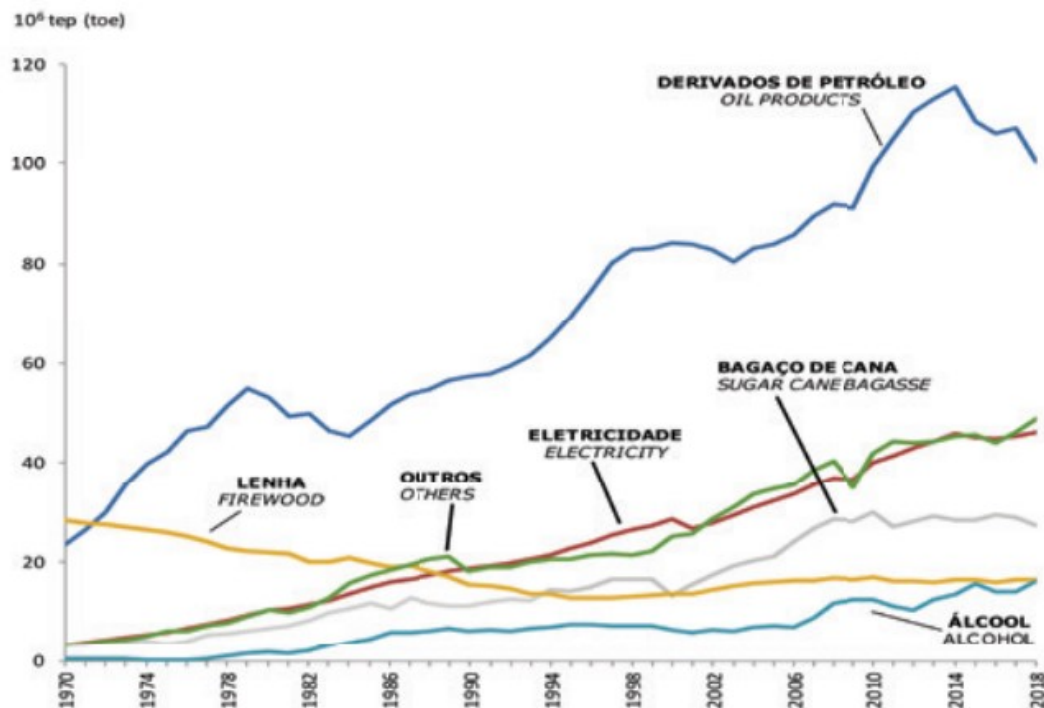


Figura 4. Histórico do consumo final por fonte (EPE, 2019).

Com relação à dependência externa, o petróleo pode ser considerado uma história de sucesso, visto que a dependência externa foi sendo reduzida ao longo dos anos, sofrendo uma grande redução com o início da produção *offshore* na década de 80 e outra grande redução após a abertura de mercado em 1998. Este processo trouxe a dependência externa próximo à zero, chegando inclusive a gerar pequenos excedentes entre 2006 e 2010. No entanto, com a introdução da produção do Pré-Sal, conforme mostra a Figura 5, o Brasil passou a produzir excedentes de maneira consistente e crescente.

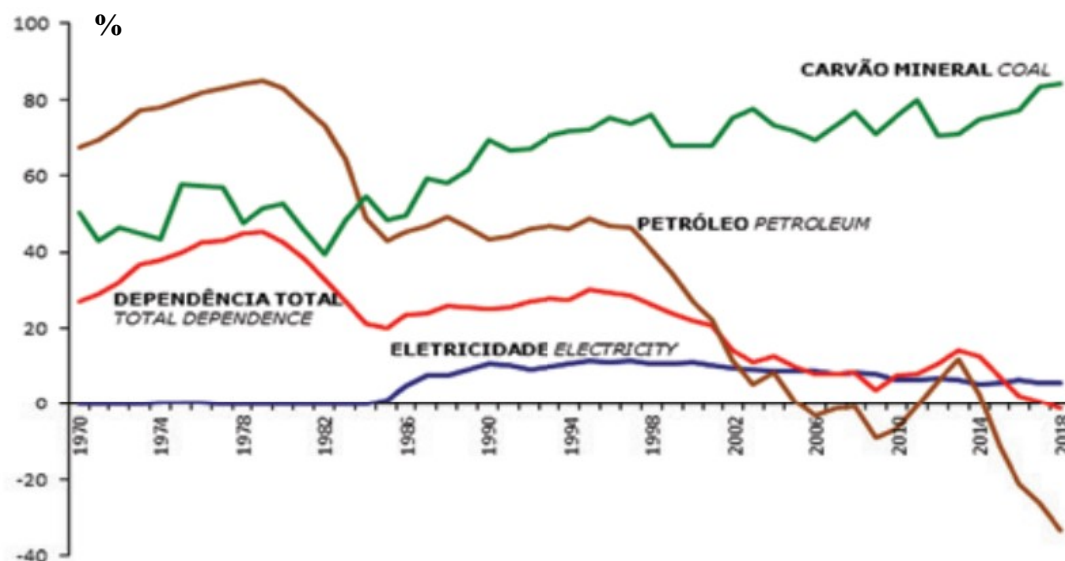


Figura 5. Histórico da dependência externa por fonte (EPE, 2019).

Com relação às reservas, a Figura 6 traz a evolução das reservas provadas de petróleo.

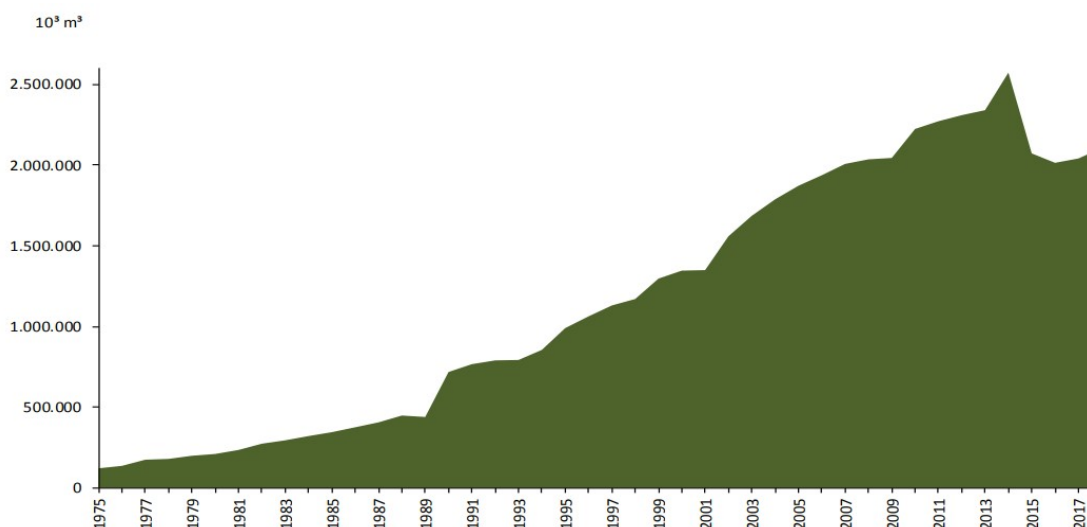


Figura 6. Histórico das reservas provadas de petróleo (EPE, 2019).

Na seção 3.2.2, onde é discutido o nível da atividade de exploração, pode-se notar a redução da atividade exploratória a partir de 2011 que justifica a redução das reservas nos anos seguintes, uma vez que um número muito baixo de descobertas foi observado.

2.2 O Pré-Sal

O nome *Pré-Sal* vem do fato das rochas porosas, que armazenam o petróleo, terem sido formadas previamente a formação de uma extensa camada de sal. Ainda que exista Pré-Sal fora do território brasileiro (em especial na costa africana), e de ser possível a existência de Pré-Sal em outras áreas brasileiras, ainda não descobertas, este trabalho se refere apenas ao Pré-Sal brasileiro já delimitado.

A produção nacional de petróleo tem sido caracterizada pela predominância da produção marítima (*offshore*). Anteriormente ao Pré-Sal, esta produção era proveniente dos reservatórios menos profundos, localizados acima de uma extensa camada de sal. A partir da descoberta do Pré-Sal, tais reservas passaram a ser chamadas de *Pós-Sal*, por terem se formado após esta camada de sal. Tem-se assim uma clara diferenciação entre as reservas do Pós-Sal e as novas reservas do Pré-Sal. A Figura 7 mostra graficamente a localização dos reservatórios em relação à camada de sal.

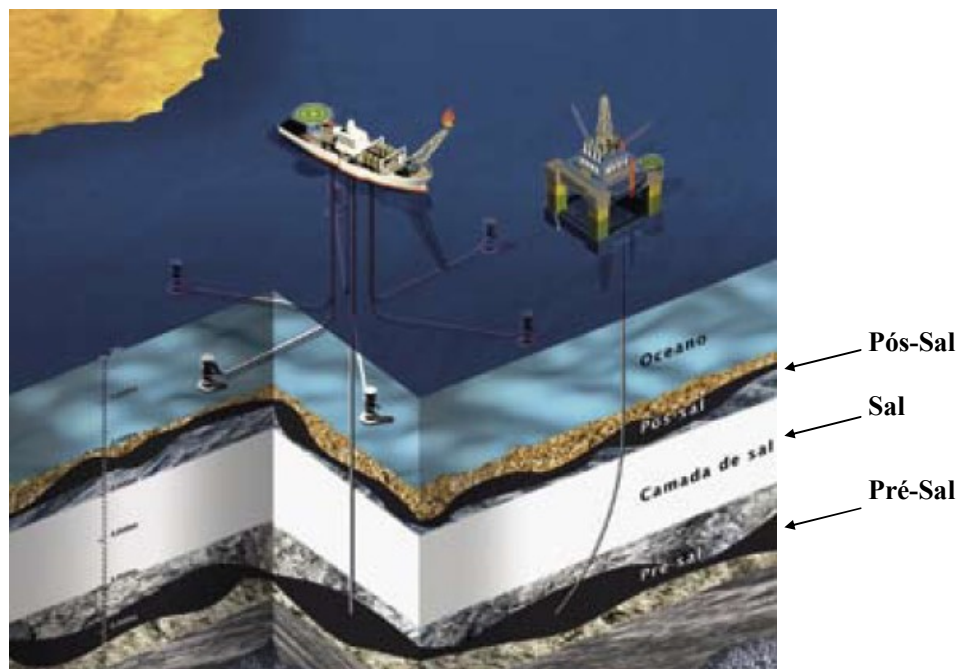


Figura 7. Reservatórios Pós-Sal e Pré-Sal em relação à camada de sal (Fonte: ANP).

Em termos legais, o Pré-Sal é definido pela Lei nº 12.351/2010 como a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo da Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

Desta forma o Pré-Sal brasileiro tem hoje extensão aproximada de 800 quilômetros entre as costas dos Estados do Espírito Santo e Santa Catarina, e sua área total é de aproximadamente 149.000 km², englobando três bacias sedimentares: Espírito Santo, Campos (RJ) e Santos (SP). A Figura 8 mostra a localização do polígono do Pré-Sal na costa brasileira.

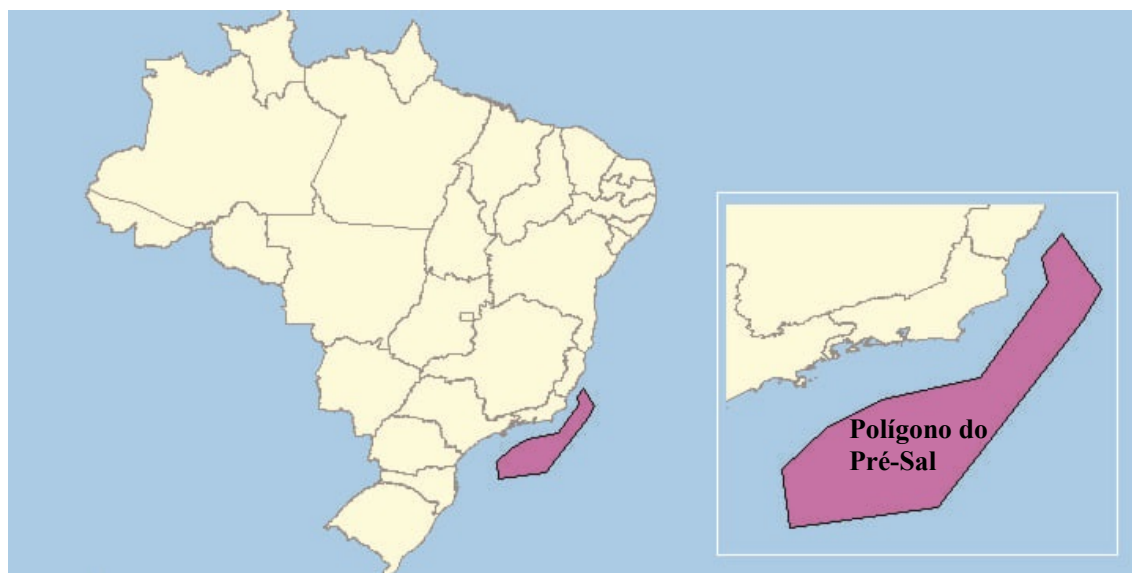


Figura 8. Área do Polígono do Pré-Sal na costa brasileira (Gismaps, 2018).

O primeiro poço que atingiu o contexto geológico do Pré-Sal foi perfurado no Prospecto de Parati (Bloco BM-S-10), em 2005. Posteriormente, o desenvolvimento deste prospecto não se mostrou comercial.

Em 2007, a Petrobras anunciou a descoberta no prospecto de Tupi (Bloco BM-S-11, na Bacia de Santos), com volume recuperável estimado entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente. O prospecto de Tupi se transformou no Campo de Lula, e é o maior campo de petróleo já descoberto no Brasil (Petrobras, 2010).

A Petrobras iniciou a produção do primeiro óleo da camada Pré-Sal no campo de Jubarte, no norte da Bacia de Campos. O poço ESS-103 foi o primeiro a produzir petróleo da camada Pré-Sal. A produção do Pré-Sal é discutida em detalhe na seção 2.3.

2.2.1 Aspectos Regulatórios

O Brasil teve um monopólio da exploração de petróleo até a aprovação da Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. A Petrobras era até então a única empresa no setor de exploração e produção. A mesma lei cria a Agência Nacional do Petróleo, que é implantada pelo Decreto

Nº 2.455, de 14 de Janeiro de 1998 como uma autarquia de regime especial, com atribuições ligadas à regulação do setor de petróleo e gás, dentre as quais a realização das licitações para exploração e produção de petróleo.

A partir da então, através também de posteriores decretos e portarias, criou-se um ambiente no qual outras empresas, desde que qualificadas de acordo com requisitos pré-estabelecidos, poderiam disputar as concessões dos blocos exploratórios em leilões (rodadas de licitações) promovidos pela ANP. Apesar de a Petrobras ter vencido a grande maioria dos leilões, incluindo aqueles considerados mais promissores, notou-se neste período o estabelecimento, ainda que discreto, de outras empresas no setor. Grandes empresas internacionais, como BP, Shell, Equinor (antiga Statoil) e Chevron, bem como novas empresas brasileiras como a OGX, por exemplo, passaram a operar no Brasil como resultado da abertura de mercado.

Os leilões de concessão posteriores à aprovação da Lei 9478/1997, e anteriores ao primeiro marco regulatório do Pré-Sal, sofreram apenas pequenas alterações ao longo dos anos. A remuneração recebida pelo estado, como contrapartida pelo petróleo produzido, era feita por meio de royalties e impostos, e considerada adequada até então, com um bom equilíbrio entre a remuneração do Estado e a atratividade dos projetos.

Após a descoberta do Pré-Sal, o governo considerou que o modelo de leilões de concessão não representava a melhor forma de exploração para o Pré-Sal. A princípio, baseado em princípios técnicos, bem como motivações econômicas e políticas, acreditava-se que a remuneração para projetos no Pré-Sal deveria ser mais expressiva, em grande parte devido aos grandes volumes de produção esperados e a alta probabilidade de sucesso comparado com outras áreas.

No entanto, diversos blocos que foram licitados nas rodadas anteriores à lei do Pré-Sal, ainda em regime de Concessão. Estas áreas representavam 28% da área do Pré-Sal (41.772 km²) já estavam em exploração quando a lei do Pré-Sal foi aprovada. Como solução para estas áreas, foi estabelecido o regime de cessão onerosa. A Lei 12.276, de 30 de Junho de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício de atividades em determinada região do Pré-Sal no limite de cinco bilhões de barris, que passaram a incorporar os ativos da empresa. Em contrapartida, a participação estatal na empresa aumentou de 39% para cerca de 48% (ANP, 2011). O regime de cessão onerosa possibilitou a produção de petróleo e gás do Pré-Sal em áreas previamente licitadas no regime de concessão, sem que o Estado perdesse a contrapartida pelas reservas adicionais presentes nas áreas já licitadas.

Para os novos projetos na área do Pré-Sal, a regulação do setor foi rediscutida, dando origem à Lei nº 12.351/2010, conhecida como a Lei do Pré-Sal. Lima (2011) faz uma extensa análise do marco regulatório do Pré-Sal. Destaca-se a alteração do regime de Concessão para o de Partilha de Produção e a cogestão por parte do interesse público. Para operacionalizar tal cogestão, foi aprovada a Lei 12.304/2010, criando uma empresa estatal para tal tarefa: a PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.). Implantada três anos mais tarde, através do Decreto nº 8.063, de 1º de agosto de 2013, a Pré-Sal Petróleo é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela gestão dos Contratos de Partilha de Produção, gestão da comercialização de petróleo e gás natural e a representação da União nos Acordos de Unitização. Outro aspecto extremamente importante previsto na Lei nº 12.351/2010 é a obrigatoriedade da participação da Petrobras com no mínimo 30% e como operadora em todos os projetos do Pré-Sal.

O primeiro leilão específico para desenvolvimento de campos do Pré-Sal ocorreu apenas em outubro de 2013. Como resultado da 1ª Rodada de Partilha de Produção, promovida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o primeiro contrato de partilha de produção foi firmado, com o consórcio formado pela Petrobras (operadora), Shell, Total, CNPC e CNOOC para a área de Libra, na Bacia de Santos. Os testes de longa duração neste bloco foram concluídos cinco anos mais tarde, em outubro de 2018. Grandes volumes, produzidos durante o teste de longa duração possibilitaram a realização da primeira comercialização de petróleo da União, em 5 de março de 2018, num total de 500 mil barris de petróleo (PPSA, 2018). No mesmo ano, a produção proveniente de poços do Pré-Sal ultrapassou a produção de poços proveniente do Pós-Sal, sendo, portanto, praticamente a totalidade desta produção proveniente de contratos anteriores ao regime de partilha.

Conforme será demonstrado na seção 3.3, o impacto desta primeira legislação no desenvolvimento do Pré-Sal acabou por desestimular o setor, e como resultado notou-se discreto progresso nas novas áreas a serem desenvolvidas. Como consequência, em 2016 foi aprovada a Lei nº 13.365/2016, conhecida como o segundo marco regulatório do Pré-Sal, alterando novamente o cenário regulatório. A alteração mais significativa foi a alteração relativa ao papel da Petrobras no desenvolvimento do Pré-Sal. O requisito de que a Petrobras tivesse participação mínima de 30% e o papel compulsório de operador, também imposto à Petrobras, foi substituído por um direito à preferência, que, se exercido pela Petrobras, garantiria a participação de 30% e o papel de operador, podendo, no entanto, não ser exercido se a empresa considerasse desvantajoso.

A Tabela 1 ilustra as principais diferenças entre as diferentes leis, que estabeleceram as diferentes eras de exploração do Pré-Sal.

Tabela 1: Comparativo com a evolução da legislação aplicada à exploração do Pré-Sal

	Lei 9.478/1997	Lei nº 12.351/2010	Lei 13.365/2016
Contrato	Concessão	Partilha de Produção	Partilha de Produção
Propriedade do petróleo	Concessionário	União	
Fluxo de Remuneração	Empresas remuneram a União via Royalties e Impostos	Empresas remuneram a União via Royalties e Impostos, bem como uma parcela do excedente de produção (produção restante após serem deduzidos os custos).	
Composição de Consórcios para o leilão	Livre, negociada entre as empresas interessadas.	Petrobras tem participação mínima de 30%	A Petrobras pode exercer a preferência para ser a operadora, o que implicaria também na participação mínima de 30%. Caso a Petrobras não se interesse, o bloco pode ser operado por outras empresas, com ou sem a participação da Petrobras no consórcio.
Operação (Realização Técnica do Projeto)	Definida entre as empresas do consorcio que vencer o leilão	Definida em Lei: Somente a Petrobras pode operar blocos do Pré-Sal	
Gestão do Projeto	Empresa ou Consórcio que vencer o Leilão	Compartilhada entre o governo e a estatal criada para tal tarefa: PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.).	
Bônus de Leilão	Variável (parte dos itens que definem o vencedor)	Fixo	
Conteúdo Local	Variável	Fixo	
Investimentos	Responsabilidade e risco da Empresa ou Consórcio que vencer o Leilão	Responsabilidade e risco das empresas do consorcio que vencer o leilão (inclui a Petrobras com parcela mínima de 30%)	Responsabilidade e risco das empresas do consorcio que vencer o leilão (incluindo a Petrobras, se a sua preferência for exercida).
Ativos	Pertencem à Empresa ou Consórcio que vencer o Leilão	No final da operação, todos os ativos passam para o governo.	

O regime de original de concessão ainda é usado para áreas em terra e do Pós-Sal, que agora estão em segundo plano visto que as áreas mais promissoras são as do Pré-Sal.

Aspectos específicos relacionados ao regime de cessão onerosa não foram adicionados à tabela visto que se tratou uma ocasião única, na qual o primeiro volume contratado seguiu o regime de concessão e os volumes adicionais, licitados posteriormente, seguirão o regime de partilha de produção.

Após a revisão da legislação em 2016, outras cinco rodadas de licitações para novas áreas foram realizadas. No total, foram quatorze contratos firmados entre a segunda e a sexta rodada de licitações (PPSA, 2019). Estas áreas alimentam a expectativa de um grande aumento de produção na próxima década. Outras duas rodadas estão planejadas para 2020 e 2021 (ANP, 2020), demonstrando a intenção de desenvolvimento contínuo dos reservatórios do Pré-Sal.

A Figura 9 mostra as áreas já licitadas nas diversas rodadas em diferentes cores. Os cinco blocos em destaque são os que foram licitados na sexta rodada de licitações, sendo que apenas um bloco recebeu oferta (Aram). Note que além das áreas licitadas nas seis rodadas da partilha (específicas para o Pré-Sal), podem-se notar os blocos que foram licitados nas rodadas anteriores à lei do Pré-Sal, ainda em regime de Concessão.

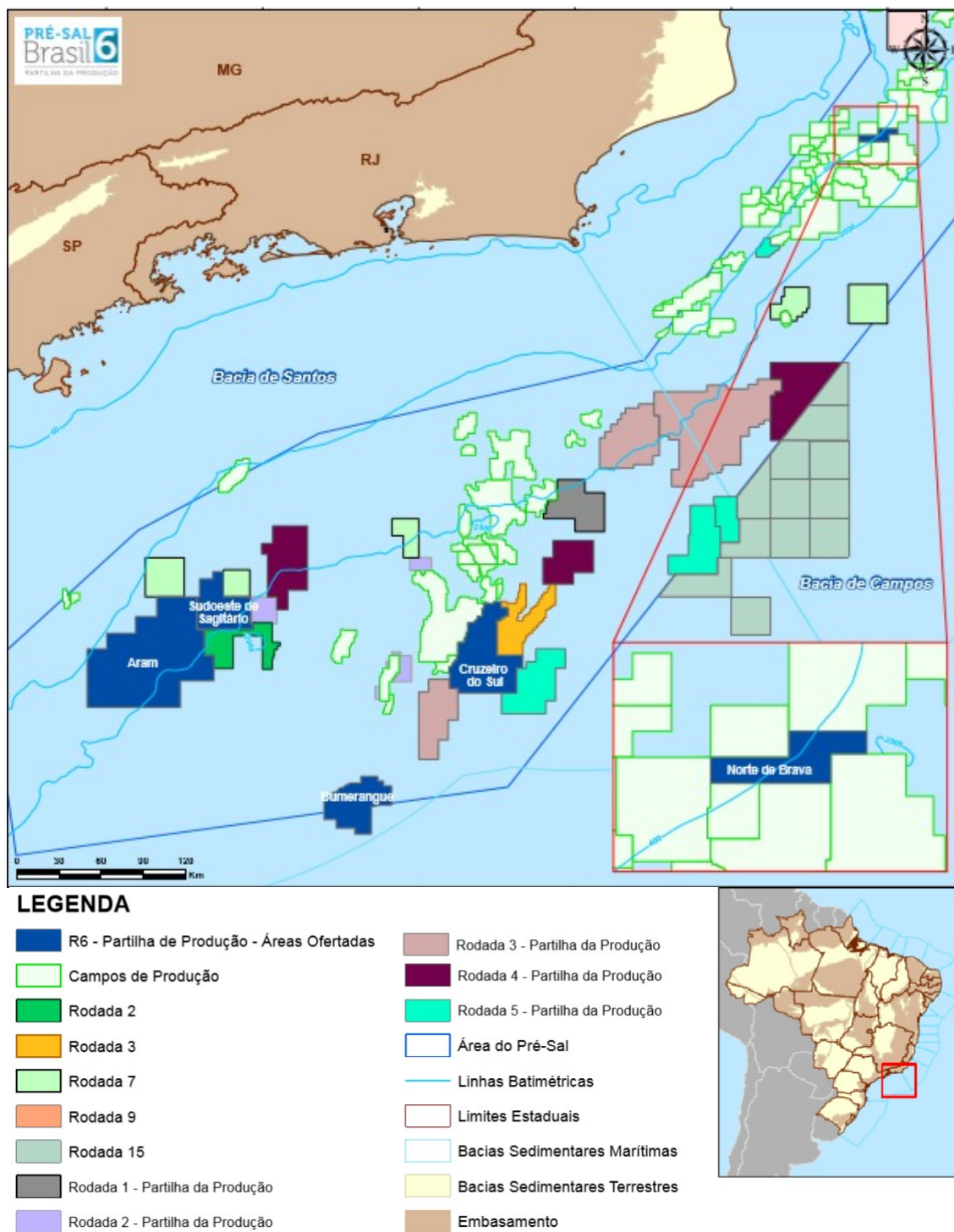


Figura 9. Blocos do Pré-Sal licitados nas diversas rodadas de licitações (Fonte: ANP).

Em novembro de 2019 foi realizada uma rodada de licitações para os volumes excedentes da cessão onerosa. A Figura 10 mostra a localização das primeiras áreas nas quais o excedente de produção foi licitado. Dois dos quatro blocos receberam ofertas, e têm

contrato firmado, sendo Búzios a mais promissora, e a que teve maior valor de bônus entre todas as áreas já licitadas: R\$ 68,194 bilhões, além de uma parcela de 23,24% da produção (após compensação dos custos de produção).

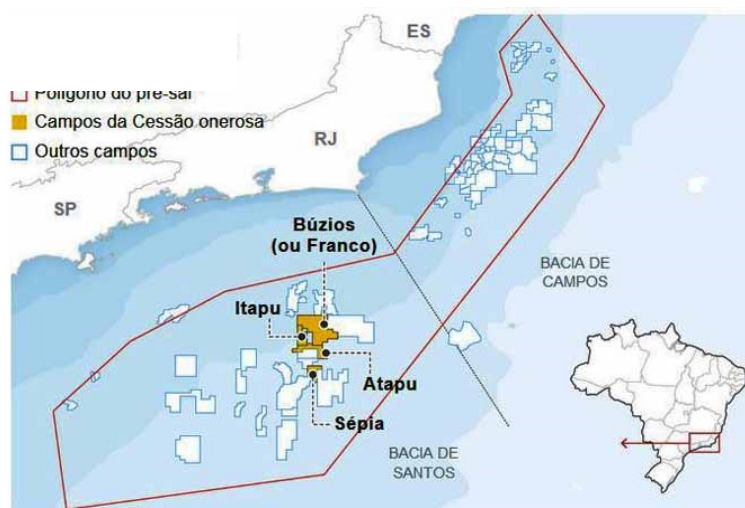


Figura 10. Blocos do licitados para os volumes excedentes da cessão onerosa (Fonte: ANP).

Além das licitações já realizadas, há ainda uma agenda com as próximas licitações para 2020 e 2021. A Tabela 2 mostra brevemente as licitações já realizadas e as planejadas, de acordo com a ANP.

Tabela 2: Histórico das rodadas de licitações para a exploração do Pré-Sal (Dados: ANP)

Bloco	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Libra				1ª Rodada								
Sul de Gato do Mato								2ª Rodada				
Entorno de Sapinhoá								2ª Rodada				
Norte de Carcará								2ª Rodada				
Peroba								3ª Rodada				
Alto de Cabo Frio Oeste								3ª Rodada				
Alto de Cabo Frio Central								3ª Rodada				
Três Marias								4ª Rodada				
Uirapuru								4ª Rodada				
Dois Irmãos								4ª Rodada				
Itambezinho								4ª Rodada				
Saturno								5ª Rodada				
Titã								5ª Rodada				
Pau-Brasil								3ª Rodada	5ª Rodada			
Sudoeste de Aram								2ª Rodada	5ª Rodada			
Bumerangue									6ª Rodada			
Cruzeiro do Sul									6ª Rodada			
Sudoeste de Sagitário									6ª Rodada			
Norte de Brava									6ª Rodada			
Búzios									1ª Rodada ECO			
Itapu									1ª Rodada ECO			
Atapu									1ª Rodada ECO			
Sépia									1ª Rodada ECO			
Esmeralda											7ª Rodada	
Ágata											7ª Rodada	
Água Marinha											7ª Rodada	
Tupinambá												8ª Rodada
Jade												8ª Rodada
Ametista												8ª Rodada
Turmalina												8ª Rodada

Contratado

Sem Ofertas

Planejado

ECO: Excedente da Cessão Onerosa

2.2.2 Aspectos Técnicos e Ambientais

A exploração do Pré-Sal sempre foi vista como desafiadora em diversas formas. Entre os desafios técnicos, além das tecnologias específicas para a perfuração e produção em um ambiente extremamente complexo, estão também desafios relacionados à infraestrutura e logística, além dos aspectos ambientais. Apesar de não ser o foco deste trabalho a exposição detalhada de aspectos técnicos, esta seção tem como objetivo prover algumas informações que podem contribuir com as discussões e com as análises.

Com relação aos aspectos tecnológicos, os desafios iniciais incluíam novos métodos, novos equipamentos e até mesmo novos materiais. Os métodos de modelagem de reservatórios e análises de incerteza, simulações mecânicas de componentes, simulações de garantia de fluxo (*flow assurance*) e de processamento de fluidos, entre outros, necessitavam desenvolvimento para poderem ser efetivos nos cenários do Pré-Sal. Com relação a equipamentos e materiais, por exemplo, o sistema de árvore de natal submersa estava exposto a níveis de pressões tão severas que fez com que novos materiais, com maior resistência mecânica, fossem qualificados para a tubulação que seria exposta a ambientes altamente corrosivos. Na perfuração, foram usadas sondas especialmente equipadas para garantir o controle do poço em situações tão únicas, e brocas não convencionais para melhor desempenho em rochas mais resistentes (Petrobras, 2015).

Com relação aos aspectos logísticos e de infraestrutura, um dos principais fatores é a distância entre os reservatórios e a costa, que são da ordem de 300 km (Petrobras, 2015). Desta forma, o escoamento da produção é possibilitado por meio de FPSOs e navios tanques, visto a complexidade e o risco que envolveriam outras soluções. Estas instalações são projetadas especificamente para as condições de trabalho de um determinado reservatório e seu projeto inclui alto grau de customização. A produção de tais instalações é também um processo complexo e demorado, o que exige alto grau de planejamento para que a instalação esteja comissionada em tempo para a produção.

Em termos ambientais, que desde o princípio foi um entre muitos obstáculos para a exploração do Pré-Sal, vale ressaltar o cenário após o acidente com a plataforma *Deep Water Horizon*, no Golfo do México, que causou um dos maiores desastres ambientais na história, em abril de 2010, que fez com que o risco ambiental na exploração *offshore* ficasse em evidência, e, em alguns casos, impactaram no progresso de projetos.

Além disso, existe a questão do aquecimento global e as discussões acerca de emissão de gases de efeito estufa e da sustentabilidade, ou falta de sustentabilidade, ligada aos

combustíveis fósseis. LUCENA et.al. (2016) contextualiza o Pré-Sal como fator importante em diferentes modelos de política climática, principalmente no que diz respeito à emissão de gases do efeito estufa. Nos seis modelos apresentados no estudo, há uma contextualização do cenário energético como um todo, considerando as interferências entre diferentes fontes de energia.

Ainda no aspecto ambiental e seu impacto no Pré-Sal, a maior parte do 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 (CO_2), que tem que ser necessariamente separado e não pode ser liberado para a atmosfera por ser um prejudicial à camada de ozônio. Nas condições de baixa temperatura e a alta pressão encontrada no Pré-Sal, o CO_2 encontra-se em fase líquida, denominada supercrítica. Nesta condição, ele se mistura completamente com o óleo no reservatório (Corrêa, 2013). A mitigação deste risco também impacta o projeto economicamente, visto que investimentos adicionais são necessários para possibilitar a produção.

2.2.3 Aspectos Políticos e Econômicos

O Pré-Sal é com certeza um grande recurso energético, mas não é apenas isso. Desde a sua descoberta, e antes mesmo de produzir grandes volumes de petróleo, o Pré-Sal foi sempre visto como tema central ao se discutir também aspectos políticos e aspectos econômicos nacionais. Esta seção tem como objetivo prover algumas informações com relação aos aspectos políticos e econômicos que podem contribuir com as discussões e com as análises.

Do ponto de vista político, há dois aspectos centrais que afetam o Pré-Sal: a geopolítica mundial, que afeta o mercado energético global, e o posicionamento político do Estado, visto que este norteia o ambiente regulatório.

O impacto de eventos geopolíticos no mercado de petróleo tem sido uma constante histórica. A Figura 11 mostra a conexão entre eventos geopolíticos e o preço do petróleo.

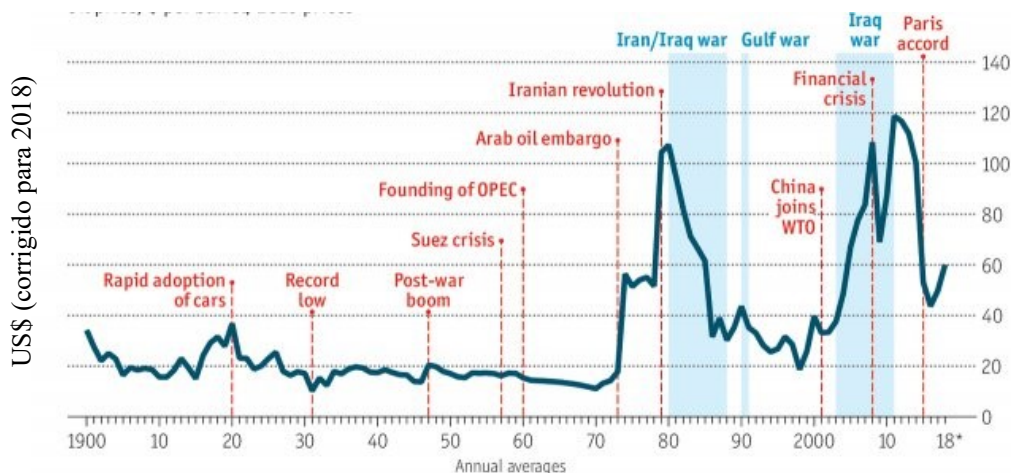


Figura 11. Eventos geopolíticos e o preço do petróleo (Fonte: *The Economist*, 2018).

Atualmente, em um mundo globalizado e interconectado, tal efeito tende apenas a aumentar. Além do impacto causado por grandes eventos, como guerras, embargos, etc., a geopolítica do petróleo envolve também as ações de grandes produtores, representados em geral por acordos da OPEC, ou de grandes consumidores. O aumento ou a redução na produção de petróleo em um determinado país pode ser chave para viabilizar ou inviabilizar a produção em outro país, visto que impacta diretamente no equilíbrio entre oferta e demanda, e por consequência, no preço.

Já no cenário nacional, o panorama político também tem efeito claro sobre a viabilidade ou inviabilidade do Pré-Sal. Um governo com viés ideológico protecionista pode aprovar leis que restringem o investimento privado e/ou estrangeiro, por exemplo, sobre a perspectiva da soberania nacional, em detrimento do desenvolvimento econômico. O Estado passa então a ser o agente financiador e o principal agente no desenvolvimento das reservas. Por outro lado, um governo com viés político liberal pode considerar os benefícios econômicos mais importantes e estratégicos e aprovar leis que incentivam o investimento privado e/ou estrangeiro. Desta forma, o Estado se restringe a regulador, terceirizando grande parte dos investimentos e dos riscos, tal qual parte dos benefícios, à iniciativa privada.

Em termos econômicos, as preocupações iniciais relacionadas ao Pré-Sal eram motivadas principalmente pelo risco da “Doença Holandesa”, que é a sobre apreciação permanente da taxa de câmbio de um país em razão da existência de recursos naturais abundantes e baratos. Quando isso acontece, o país deixa de investir em outros setores da economia, que não conseguem ser competitivos, o que pode ser extremamente prejudicial, no longo prazo. Tal efeito, no Brasil, foi um dos motivadores para as primeiras legislações, que foram mais restritivas.

O maior responsável, porém, pela alteração regulatória inicial implementada através do primeiro marco regulatório de Pré-Sal, como descrito anteriormente na seção 2.1.1, foi o mecanismo de remuneração do Estado. A implementação da partilha de produção para os contratos do Pré-Sal visavam aumentar a arrecadação além dos royalties e impostos, já comuns nos contratos de concessão. Transforma-se, assim, o Pré-Sal em uma fonte de arrecadação importantíssima para a União.

As participações governamentais são divididas em receitas com a comercialização da parcela de excedente em óleo da União, royalties pagos à União, estados e municípios e impostos pagos ao governo federal. A parcela de óleo e gás da União será comercializada pela Pré-Sal Petróleo. Segundo estudos da PPSA (2019), levando-se em conta um câmbio médio de 4,00 R\$/US\$ e o preço médio do barril a US\$ 60 por barril, a receita estimada para a União com a venda do óleo é de R\$ 110 bilhões em 2032, quando a produção da União atingirá o pico de produção, com a parcela projetada para o governo de 1,22 milhão de barris/dia de petróleo naquele ano. Entre 2020 e 2032, a receita total projetada é de R\$ 424 bilhões. Somando a este valor os royalties a serem pagos por todos os contratos (R\$ 349 bilhões) e os impostos pagos ao governo federal (R\$ 227 bilhões), as participações governamentais alcançarão R\$ 1 trilhão no período 2020-2032.(PPSA, 2019).

Outro aspecto econômico diz respeito ao equilíbrio comercial. O Brasil foi, historicamente, importador de petróleo. Mesmo quando os volumes de petróleo exportado superaram o volume importado, o balanço econômico ainda era negativo devido à diferença de valor entre o petróleo exportado, de menor qualidade, e o importado. Além disso, as importações de produtos refinados também contribuíam para o déficit. Apenas em 2016, com o aumento expressivo no excedente exportado, o petróleo passou a acumular superávit na balança comercial. A Figura 12 mostra a evolução do balanço comercial do petróleo nos últimos 10 anos.

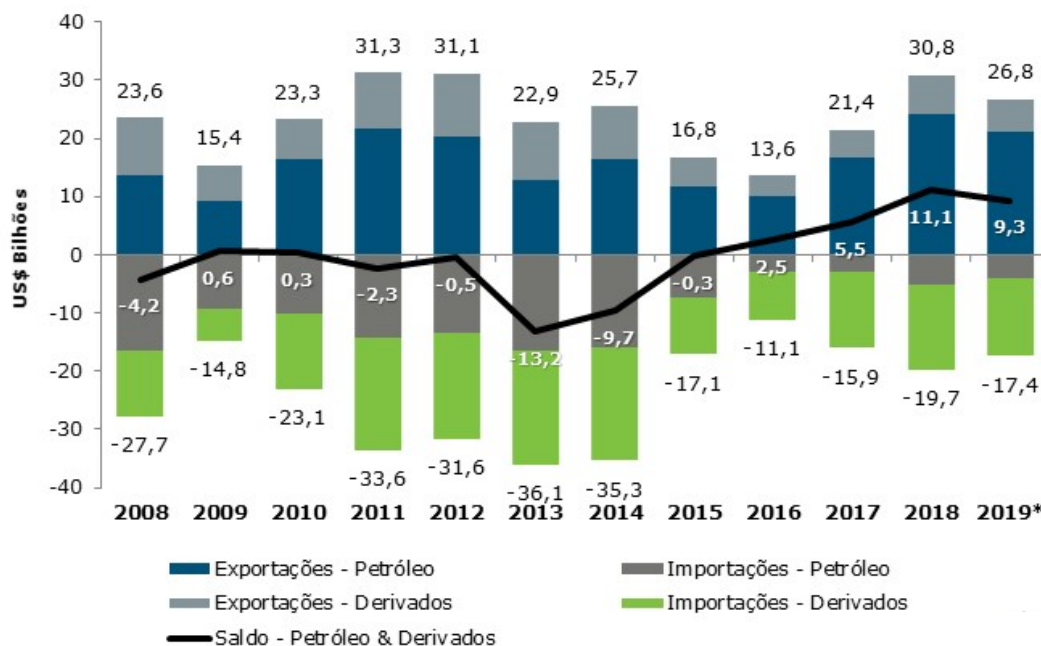


Figura 12. Evolução da Balança comercial de petróleo e derivados do petróleo (Fonte: IBP, elaborado a partir de dados da ANP e SECEX/MDIC).

Ainda em termos econômicos, a viabilidade e a atratividade de investimentos no setor energético são bastante ligadas ao valor do barril de petróleo. Em períodos de baixa, com pouca remuneração pela produção do petróleo, a tendência é a redução de investimentos em projetos ligados a petróleo. Ao mesmo tempo, algumas tecnologias com custo mais alto, passam a ser inviáveis devido à concorrência dos combustíveis fósseis de menor custo. Este efeito aquece a demanda pelo petróleo e tende a promover o aumento dos preços do petróleo.

Uma vez em alta novamente, com a maior remuneração pela produção de petróleo, as tendências se reverterem com mais investimentos em projetos ligados ao petróleo. No entanto, os investimentos em tecnologias alternativas também aumentam viabilizados pelo alto valor de mercado dos combustíveis fósseis. Com isso, tende-se a ter uma grande oferta, o que eventualmente causará uma nova queda no valor do petróleo. Este fenômeno é uma importante característica no setor energético e é a causa econômica do seu caráter cíclico. Este processo, por ser também afetado por eventos políticos, não é confiavelmente previsível, podendo ter sua duração ou severidade afetadas por outros fatores externos ao de planejamento energético.

Rodrigues (2016) sintetizou estudos de diversos cenários, com diversos modelos regulatórios para a exploração do Pré-Sal. Dentre os principais resultados apresentados por

essa análise estão os preços de equilíbrio de cada um dos campos analisados, ou seja, o valor de preço do barril de petróleo que torna nulo o resultado do investidor no projeto (sem lucros e sem perdas). Se o valor de mercado do barril do petróleo for superior ao preço de equilíbrio, o projeto passa a ser atrativo. Muitos dos campos do Pré-Sal tem preço de equilíbrio superior aos 60 USD/barril. É possível que este valor tenha sido reduzido através de eficiência operacional e/ou desenvolvimento tecnológico desde então. Porém, como será visto na seção 3.2.2, este valor pode não estar em um horizonte próximo, devido ao fato de o mercado ter entrado em uma crise com redução de demanda e aumento da oferta, simultaneamente, que tende a manter o preço a baixos níveis por um longo período. Isto significaria que estas reservas provavelmente teriam seu desenvolvimento adiado devido à inviabilidade econômica.

Sendo o valor do petróleo uma variável chave, é bastante comum encontrar projeções para o valor do petróleo. Tais projeções são em geral baseadas nas projeções de consumo e de produção, bem como crescimento econômico, em geral feito por área, e posteriormente consolidado, visto que o petróleo é uma *commodity* de mercado global. A EPE fez um estudo em 2019 considerando os mais diversos fatores e dados então disponíveis. O resultado é mostrado na Figura 13.

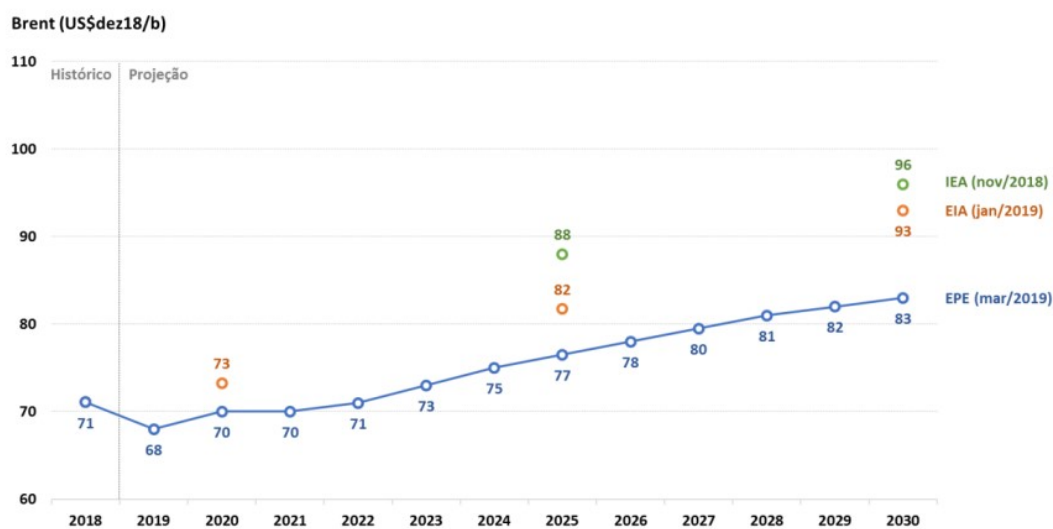


Figura 13. Projeção do preço do petróleo tipo *Brent* até 2030 (EPE, 2019).

O estudo não previa discontinuidades significativas de oferta ou de demanda, e por isso, foi ajustado na seção 3.2.2 para o choque de demanda ocorrido em 2020, consequência da pandemia do Covid-19. É interessante, no entanto, ressaltar uma das conclusões deste estudo. A principal questão de longo prazo não deverá ser a falta de demanda por petróleo,

mas sim a que preço os maiores produtores conseguirão acessar o mercado, uma vez que com a progressão da produção o valor mínimo para viabilizar a produção de petróleo tende a aumentar. Por isso, o estudo prevê valores estabilizados por volta de US\$ 90 por barril em 2050 (EPE, 2019).

2.3 Expectativas Iniciais e Resultados Alcançados

Desde a descoberta das reservas do Pré-Sal, criou-se a expectativa de aumentos vertiginosos na produção nacional. Os efeitos combinados do desenvolvimento das áreas licitadas nas áreas do Pós-Sal (nas rodadas realizadas até então) e do Pré-Sal (que ainda estava em seus estágios iniciais), bem como o alto valor do petróleo até então (na faixa de US\$ 80,00/barril durante o ano de 2010), fizeram com que a perspectiva de aumento na produção no decênio 2011-2020 fosse de 185% de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2020), em 185% (Figura 14). Desta forma, a produção aumentaria para 6,092 milhões de barris diários em 2020.

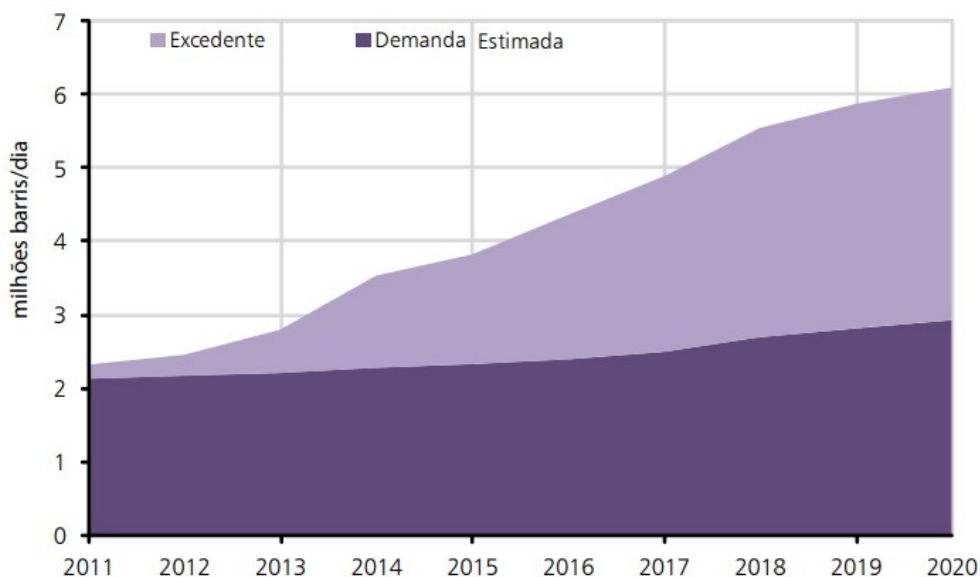


Figura 14. Demanda estimada e expectativa de excedente de petróleo devido ao aumento de produção no decênio 2011-2020 (Fonte: EPE, 2010).

Os valores realizados entre 2011 e 2019 são mostrados na Figura 15. Nota-se uma grande distância entre a perspectiva inicial e a realidade. A produção média em 2019 foi de 2,788 milhões de barris por dia, com 3,107 milhões de barris por dia no mês de dezembro (pico anual), que correspondem a aproximadamente metade do que era estimado em 2010.

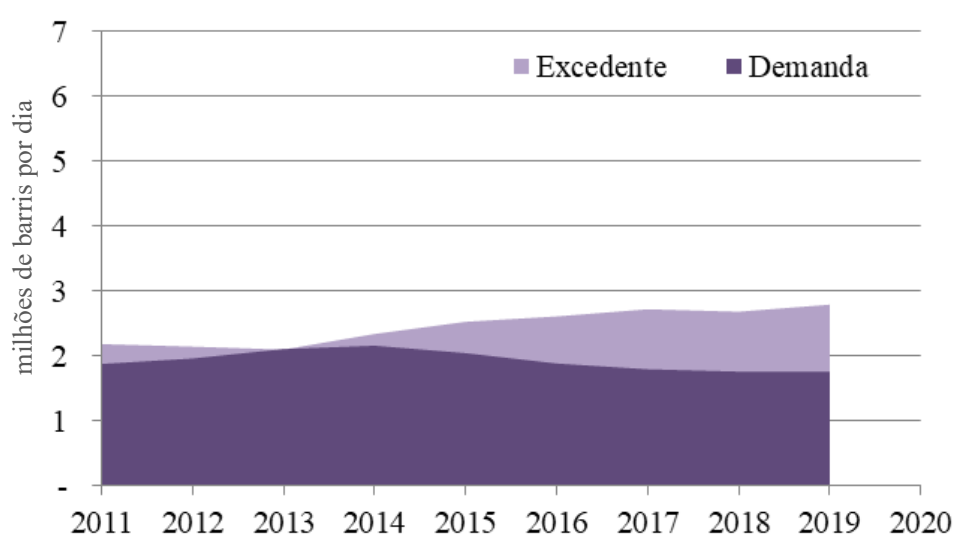


Figura 15. Demanda e excedente de petróleo realizado entre 2011 e 2019 (Dados: EPE, 2020).

Em razão do contexto regulatório, técnico, econômico e político, descritos em outras seções deste trabalho, notou-se em geral apenas um crescimento tímido da produção, ainda que este tenha sido suficiente para estabelecer um excedente de produção que é bastante favorável ao setor energético, tal qual como gerador de receita através do aumento nas exportações. O aumento na produção de petróleo foi sustentado pelo crescimento na produção do Pré-Sal. Conforme discutido na seção 2.1.1, o crescimento do Pré-Sal não apenas compensou a queda de produção no Pós-Sal, como possibilitou o crescimento da produção nacional. Em 2019, o Pré-Sal foi responsável por 61% da produção nacional de petróleo.

Em números aproximados, 90% da produção acumulada do Pré-Sal são provenientes dos quatro blocos mais desenvolvidos: Lula, Jubarte, Sapinhoá e Búzios.

Búzios: O campo de Búzios está localizado na porção central da bacia de Santos, a cerca de 180 km da costa do município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 1.900 m de profundidade. A reserva foi descoberta em 2010, declarada comercial em 2013 (sob o regime de cessão onerosa) e teve início de produção em 2015, tendo aumentado consideravelmente a partir de 2019. As estimativas são que a área contenha 29,889 bilhões de barris de petróleo e 1,1 trilhões de m³ de gás natural *in-situ* (35,7 bilhões de BOE). A Petrobras tinha 100% de participação na concessão da área. Em novembro de 2019, a área foi a primeira a ser licitada com relação ao volume excedente da cessão onerosa, arrecadando 68,194 bilhões de reais em bônus. Além disso, o excedente será explorado em regime de partilha, tendo o Estado direito a 23,24% da produção (após redução dos custos). O

consórcio vencedor da licitação tem a Petrobras como operadora e majoritária no contrato com 90% dos direitos. Os parceiros minoritários são a CNODC (5%) e CNOOC (5%).

Lula: O campo de Lula (previamente dividido em duas partes, chamadas de Tupi e Iracema, e consolidadas como um único campo chamado Lula) oriundo do Bloco BMS-11 adquirido em 2000 na segunda Rodada de Licitações sob o regime de Concessão, está localizado na porção central da bacia de Santos, a cerca de 230 km da costa do município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m de profundidade (ANP, 2018). A reserva foi descoberta em 2006, declarada comercial e teve início de produção em 2010, tornando-se rapidamente a área mais produtiva do Pré-Sal. O primeiro grande sistema definitivo de produção do Pré-Sal da bacia de Santos a entrar em produção foi o piloto de Lula, em Outubro de 2010 (FPSO Cidade de Angra dos Reis) (Petrobras, 2020) As estimativas são que a área contenha 17,763 bilhões de barris de petróleo e 641 bilhões de m³ de gás natural *in-situ* (21,1 bilhões de BOE), sendo 6,5 bilhões de BOE recuperáveis (Petrobras, 2010). O Bloco BMS-11 é operado pela Petrobras, que detém 65% da concessão. Também são concessionárias as empresas BG Group (25%) e Galp Energia (10%). Para referência, o campo ainda é, em algumas situações, dividido em o que se diz “Lula-Lula” e “Lula-Iracema”.

Sapinhoá: O campo de Sapinhoá localiza-se na porção central da Bacia de Santos, a aproximadamente 360 km da costa do estado de São Paulo e 290 km da cidade do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.140 metros. Sua área de desenvolvimento é de 233 km². A reserva foi descoberta em 2008, declarada comercial em 2011 e teve início de produção em 2013. As estimativas são que a área contenha 3,311 bilhões de barris de petróleo e 99,3 bilhões de m³ de gás natural *in-situ* (3,8 bilhões de BOE). O contrato de concessão tem a Petrobras como operadora e majoritária no contrato com 45% dos direitos. Os parceiros minoritários são a BG E&P Brasil (30%) e a Repsol-Sinopec Brasil (25%). As áreas no entorno de Sapinhoá foram ofertadas na segunda rodada de licitações do regime de partilha, sendo arrematada pelo mesmo consórcio, arrecadando 200 milhões de reais em bônus. Além disso, o excedente será explorado em regime de partilha, tendo o Estado direito a 80% da produção (após redução dos custos).

Jubarte: O Campo de Jubarte, que é parte da área de desenvolvimento denominada “Parque das Baleias”, está localizado na costa do Espírito Santo, a 76 km do Pontal de Ubu, no Município de Anchieta. A área foi a primeira área a iniciar produção a partir de reservatórios do Pré-Sal, ainda em 2008. O fato de existirem sistemas de produção já instalados e produzindo a partir de reservatórios do Pós-Sal, bem como o fato de que a

camada de sal é menos espessa (aproximadamente 200 metros), contribuiu para o rápido desenvolvimento inicial da área. Inicialmente, a área era responsável por grande parte da produção do Pré-Sal, e permanece até hoje entre as quatro mais produtivas. A Petrobras tem 100% de participação na concessão da área.

A Figura 16 mostra a contribuição de cada um destes quatro blocos ao longo dos anos. Nota-se o rápido crescimento de Búzios nos últimos dois anos, representando já a segunda maior produção, atrás apenas de Lula, que tem sido responsável por mais de 50% da produção acumulada do Pré-Sal até o fim de 2019.

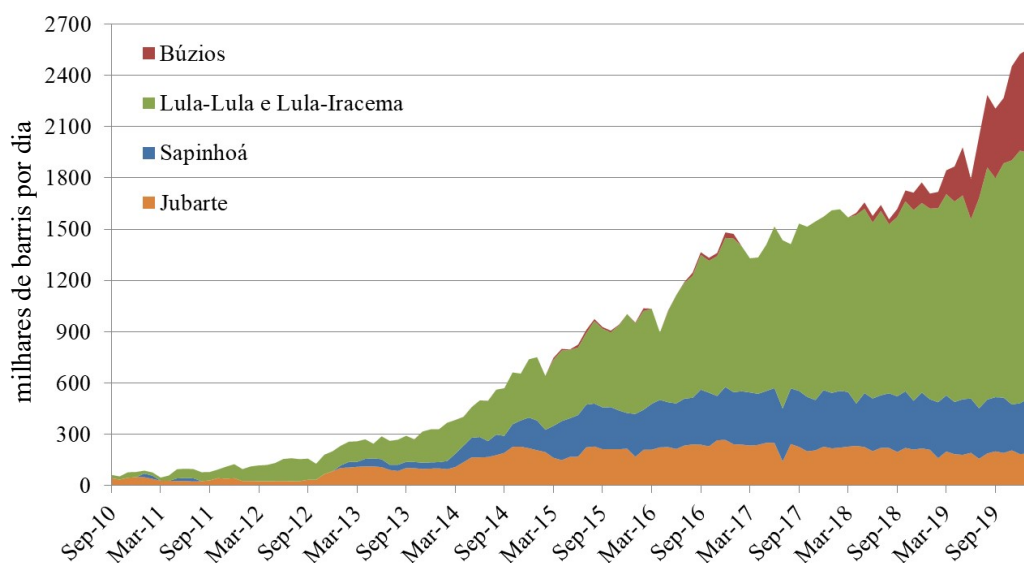


Figura 16. Produção nos 4 principais blocos do Pré-Sal (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).

Além dos quatro principais blocos, outros seis blocos respondem por aproximadamente 9% da produção acumulada do Pré-Sal: Barracuda, Marlim, Baleia Azul, Lapa, Mero e Berbigão. A Figura 17 mostra a contribuição de cada um destes seis blocos ao longo dos anos. Nota-se o crescimento de Mero e Berbigão, dois blocos que devem em breve se tornar protagonistas nos números de produção, sendo Mero o primeiro bloco explorado no regime de partilha, licitado em 2013 na primeira rodada de licitações, chamado então de Libra.

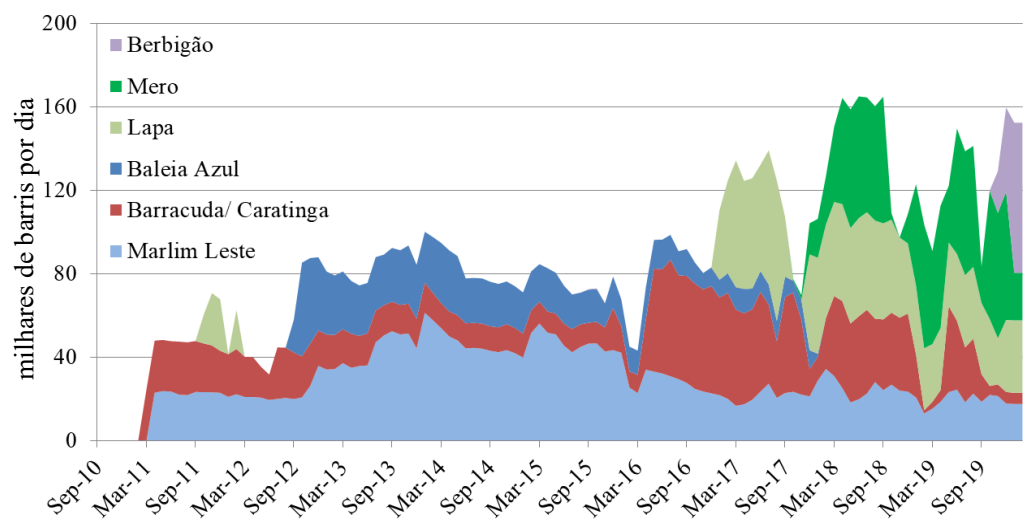


Figura 17. Produção nos blocos do Pré-Sal com menor participação (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).

Outros quatro blocos respondem por menos de 1% da produção acumulada do Pré-Sal: Itapu, Sépia, Sururu e Atapu. Estas áreas tiveram produção apenas em testes de produção. Apesar de serem pouco significativos em termos absolutos, é importante destacar estes blocos, pois a conclusão de testes de produção indica que o bloco já está em um estágio mais avançado de exploração. A Figura 18 mostra a contribuição de cada um destes cinco blocos ao longo dos anos, onde fica claro o caráter temporário típico dos testes de produção.

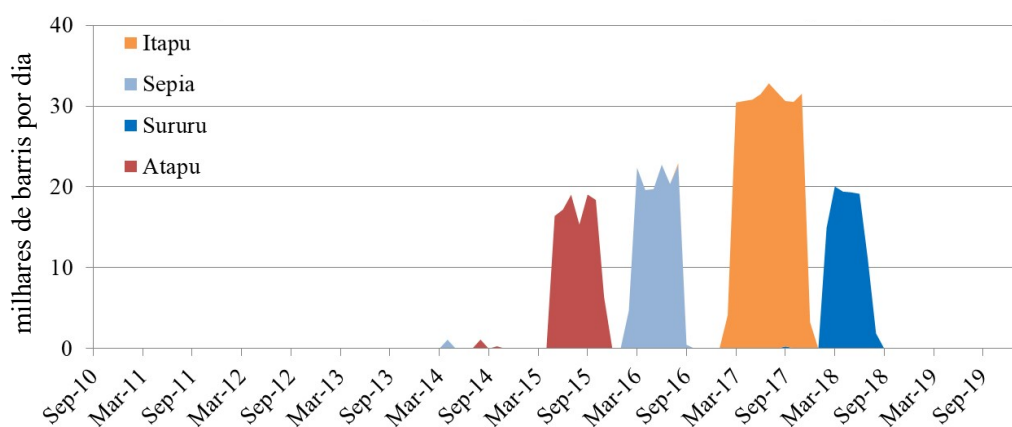


Figura 18. Produção nos blocos do Pré-Sal em fase inicial de exploração (Dados: ANP, 2019 e ANP, 2020).

2.4 Expectativas para o futuro do Pré-Sal

Dentre as diversas projeções para os próximos passos na exploração do Pré-Sal, as mais robustas e abrangentes são a da EPE, que é parte do Plano Decenal de Energia (PDE), e o publicado pela PPSA. Os dois estudos se utilizam de dados da ANP, da Petrobras, e dos contratos já assinados para a exploração dos diferentes blocos já licitados. Estes estudos são usados com ponto de partida nas análises das seções 3 e 4 deste trabalho, e corrigidos de acordo com os cenários.

2.4.1 Plano Decenal de Energia PDE 2029 (EPE).

A EPE atualizou o Plano Decenal em 2019, com estimativas para o decênio 2020-2029. O estudo, que é o mais completo e tradicional de setor energético, consolida informações e projeta os cenários para demanda e produção de petróleo, entre muitas outras estimativas.

Para a produção de petróleo, o PDE 2029 traz três informações:

- Por tipo de recurso: reserva, contingente e não descoberto (Figura 19);
- Por localização da reserva: Pré-Sal, Pós-Sal, Extra Pré-Sal (Figura 20);
- Por tipo de contrato: Concessão, Cessão Onerosa, Partilha, Partilha no Excedente da Cessão Onerosa ou Não Contratado (Figura 21).

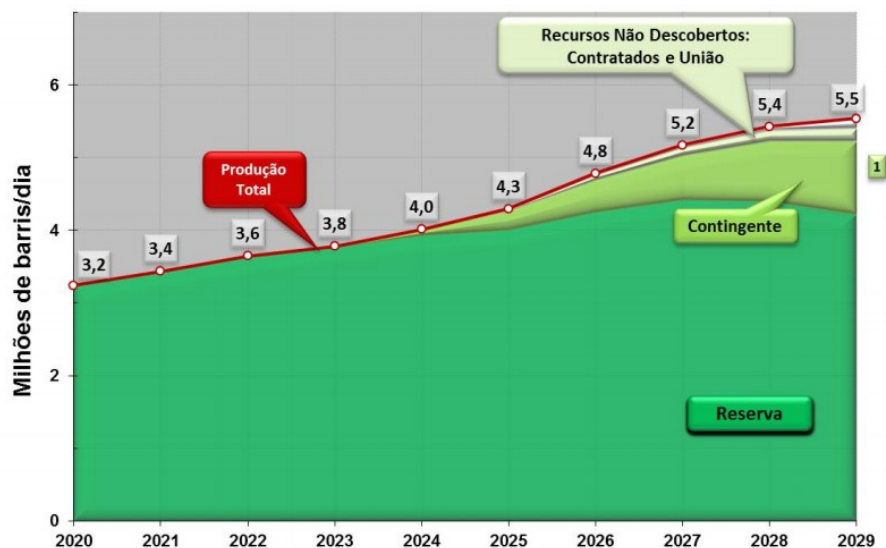


Figura 19. Previsão de produção por tipo de recurso (EPE, 2019).

Com relação ao tipo de reserva, nota-se em 2027 um pico nos recursos considerados reserva. Assim, os volumes contingentes são importantes para garantir o crescimento contínuo.

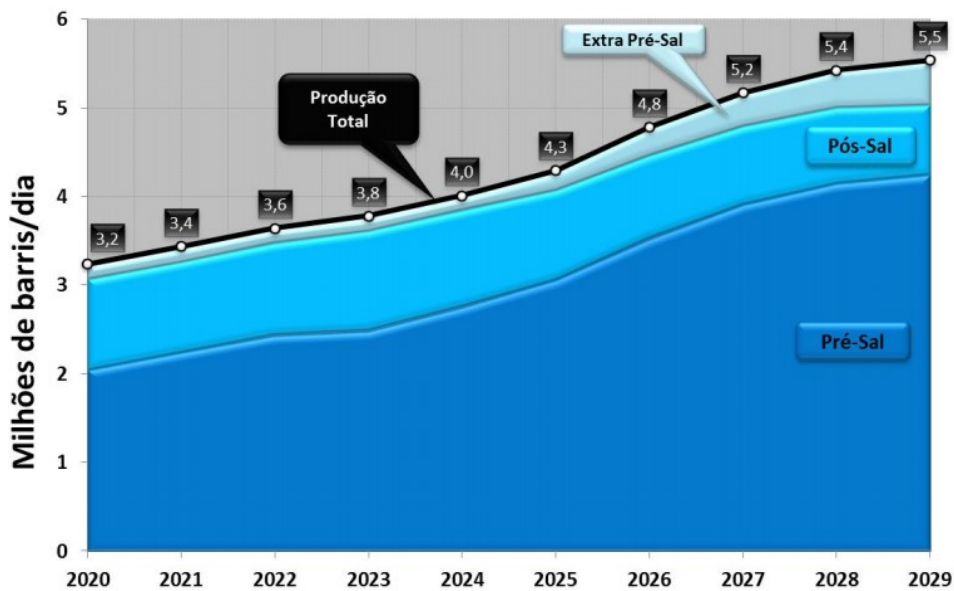


Figura 20. Previsão de produção por localização da reserva (EPE, 2019).

Com relação à localização da reserva, nota-se um crescimento ainda maior do Pré-Sal, atingindo aproximadamente 77% da produção em 2029.

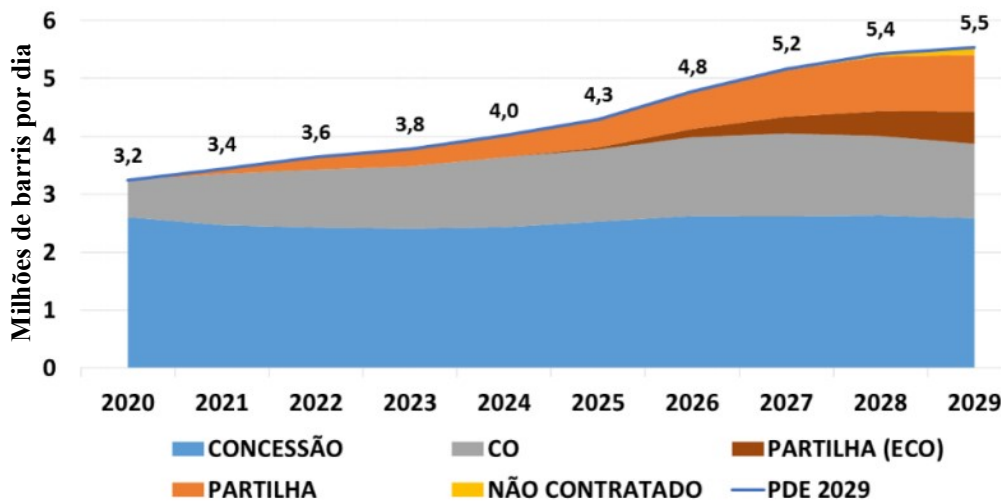


Figura 21. Previsão de produção por tipo de contrato (EPE, 2019).

Com relação ao tipo de contrato, nota-se que a grande maioria da produção esperada no decênio será proveniente de blocos em regime de concessão ou de cessão onerosa (CO). Desta forma, em realidade, não se tem ainda um real resultado expressivo proveniente das áreas licitadas em regime de partilha.

Com relação ao consumo, o PDE 2029 traz duas projeções relevantes: evolução da Demanda Energética (Figura 22, dividida por setores da economia) e a participação por fonte energética na demanda em 2029 (Figura 23).

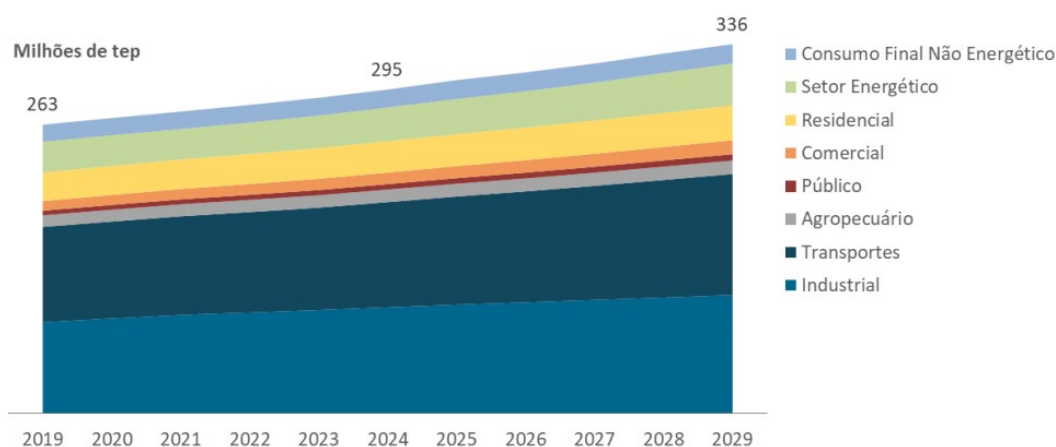


Figura 22. Evolução da demanda energética por setores economicos (EPE, 2019).

Considerando o efeito da crise de demanda que foi causada pela pandemia do Covid-19, é improvável que o crescimento na demanda se materialize tal qual projetado. Nas análises deste trabalho, as projeções foram ajustadas para absorver o impacto da pandemia.



Figura 23. Previsão do consumo final por fonte (EPE, 2019).

Como resultado das projeções para a demanda e para a produção, o PDE 2029 traz uma previsão de excedente de produção (Tabela 3).

Tabela 3: Previsão Excedente de de Produção de Petróleo (EPE, 2019)

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

O PDE 2029 traz também uma projeção para a evolução das reservas de petróleo (Figura 24). A estimativa considera um incremento significativo associado aos volumes recuperáveis estimados para o excedente da cessão onerosa.

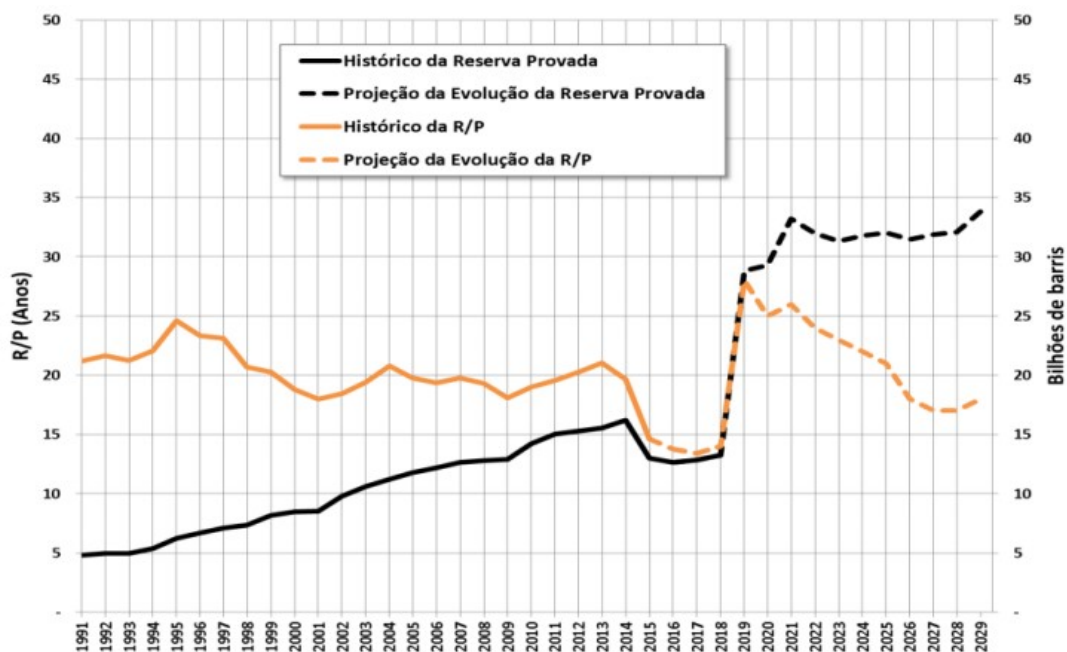


Figura 24. Histórico e Previsão de evolução das reservas de petróleo (EPE, 2019).

2.4.2 Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção (PPSA).

Em novembro de 2019, a PPSA fez um estudo com a previsão de produção para o período entre 2020 e 2032. Este estudo compreende dados dos 17 contratos de partilha de produção sob gestão da PPSA. Para data de primeiro óleo e curva de produção, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes. Nos casos em que ainda não havia um plano aprovado, estimou-se o primeiro óleo em oito anos após assinatura dos contratos e foram simuladas curvas de produção, tendo como premissas o volume de óleo in place, taxa de sucesso geológico/comercial, vazão máxima de óleo, tempo de ramp up, tempo de patamar e taxa de declínio de produção. Para cálculo de poços, considerou-se um poço produtor para cada 20.000 barris de capacidade do FPSO. Para cada poço produtor, considerou-se um poço injetor. Considerou-se um poço exploratório por projeto. Considerou-se a utilização de FPSOs com capacidade de produção entre 50.000 e 220.000 barris/dia, a depender do tamanho do projeto implantado (PPSA, 2019).

Para a projeção da produção, apenas da parcela relacionada aos 17 contratos de partilha de produção, foi projetado que o pico de produção será atingido em 2031 com 3,89 milhões de barris de petróleo por dia. Para se ter uma dimensão desse montante, a produção total de

petróleo no país alcançou 2,9 milhões de barris por dia em setembro de 2019, segundo dados da ANP. A Figura 25 demonstra a curva de produção esperada para os 17 contratos (PPSA, 2019).

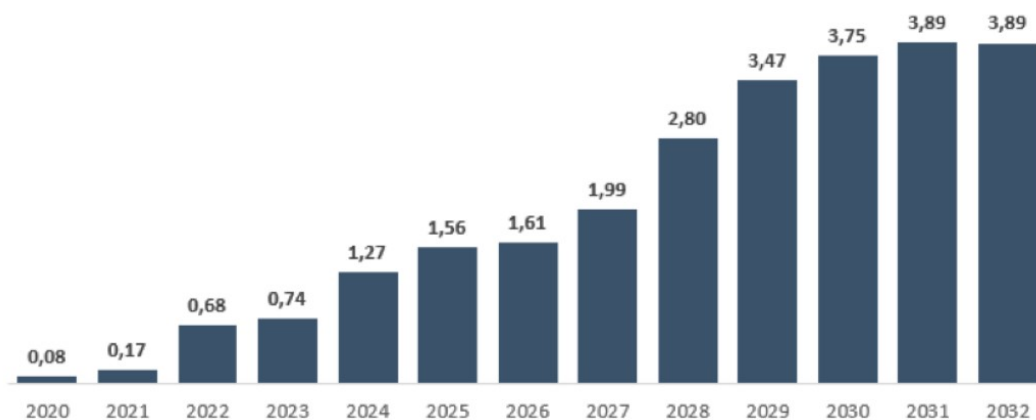


Figura 25. Previsão de produção nos blocos com licitados no regime de partilha no Pré-Sal, em milhões de barris diários (PPSA, 2019).

Dentre outras informações projetadas pela PPSA, destacam-se as expectativas relacionadas às atividades a serem desenvolvidas nestes 12 anos, incluindo 2500 km de linhas submarinas, 474 poços, 28 FPSOs. Os valores de investimentos previstos são da ordem de R\$ 560 bilhões, divididos em Plataformas de produção (R\$ 196 bilhões), Sistemas submarinos (R\$ 168 bilhões) e Poços (R\$ 196 bilhões).

Considerando os contratos já existentes, os planos de desenvolvimento apresentados pelas empresas e os aspectos técnicos descritos na seção anterior, a PPSA prevê o seguinte calendário de implantação de FPSOs nas áreas licitadas para a partilha de produção (Figura 26).

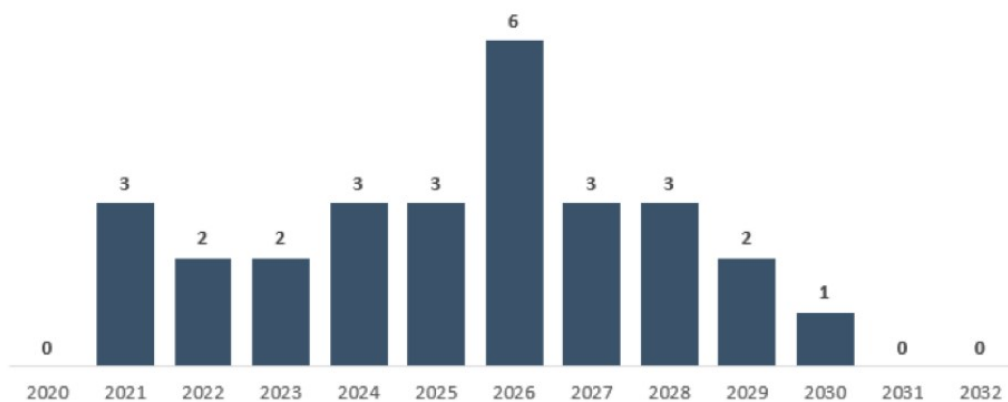


Figura 26. Previsão do número de FPSOs a serem comissionadas nos blocos com licitados no regime de partilha no Pré-Sal (PPSA, 2019).

Para a avaliação econômica, as seguintes condições de contorno foram usadas:

- O estudo adotou preços padrão para óleo e gás, sendo US\$ 60/barril e US\$ 5/MMBtu, respectivamente, e taxa de câmbio de R\$ 4,00/US\$.
- Para investimentos e custos, foram considerados os Planos de Desenvolvimento (PD) existentes. Para projetos na fase exploratória (sem PD), foram utilizadas avaliações de custo fornecidas pela área técnica da Pré-Sal Petróleo.
- Os investimentos foram aportados igualmente nos três anos anteriores ao primeiro óleo e no ano do primeiro óleo.
- O estudo também contempla as seguintes variáveis: taxa de depreciação (10%); alíquota de óleo lucro, limite de recuperação de custo em óleo e bônus de assinatura definidos para cada projeto.

As participações governamentais são divididas em receitas com a comercialização da parcela de excedente em óleo da União, royalties pagos à União, estados e municípios e impostos pagos ao governo federal. A parcela de óleo e gás da União será comercializada pela Pré-Sal Petróleo. Levando-se em conta um câmbio de US\$ 4 e o preço do barril a US\$ 60, a receita estimada para a União com a venda do óleo é de R\$ 110 bilhões em 2032, quando a produção da União atingirá o pico de produção. Entre 2020 e 2032, a receita total projetada é de R\$ 424 bilhões.

Considerando a receita estimada com a comercialização do óleo da União, os royalties a serem pagos por todos os contratos (R\$ 349 bilhões) e os impostos pagos ao governo federal (R\$ 227 bilhões), as participações governamentais alcançarão R\$ 1 trilhão no período 2020-2032. A Figura 27 mostra a expectativa de receita, ano a ano, até 2032.

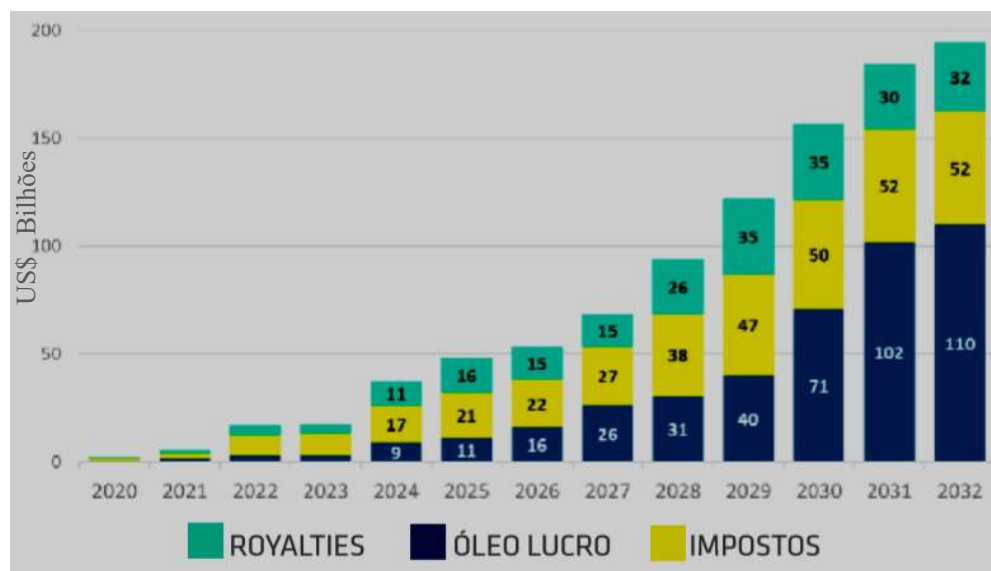


Figura 27. Previsão de receita nos blocos com licitados no regime de partilha no Pré-Sal (PPSA, 2019).

3. METODOLOGIA E ANÁLISES PRELIMINARES

Conforme demonstrado na sessão 2.1, alguns modelos tradicionais podem ser analisados, sendo alguns deles revisados anualmente. Tais modelos levam em consideração inúmeras variáveis e são de grande valia para as ações de planejamento energético.

Neste trabalho, são utilizadas informações de diferentes modelos como suporte para as análises. Diferentes cenários de desenvolvimento foram criados a partir de dados históricos e de projeções existentes, enquanto as simulações neste trabalho se concentram em variáveis relacionadas ao petróleo e ao Pré-Sal.

3.1 Variáveis relativas à demanda por petróleo

Para a definição dos possíveis cenários para a demanda, as variáveis avaliadas foram a demanda energética nacional e a participação do petróleo no atendimento a esta demanda.

3.1.1 Demanda Energética

A evolução da demanda energética está intrinsecamente relacionada ao crescimento econômico. A Figura 28 mostra a evolução da demanda energética nos últimos 10 anos, bem como a variação no PIB.

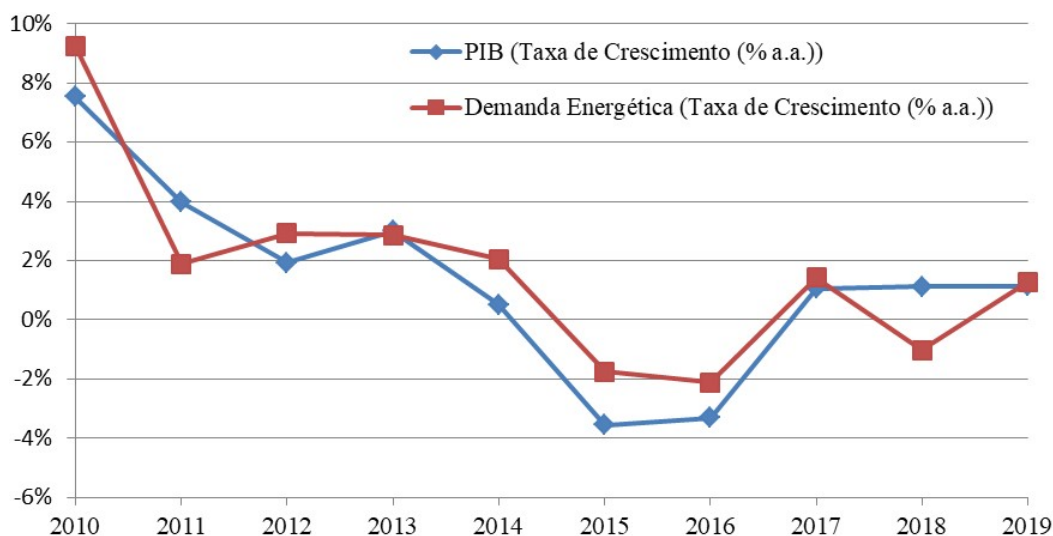


Figura 28. Evolução percentual da demanda energética e do PIB (Dados: EPE, 2019).

Desta forma, o panorama econômico foi utilizado como principal fator para estabelecer os diferentes cenários, onde o crescimento econômico justifica o aumento na demanda e a retração econômica justifica a retração na demanda. Três cenários foram estabelecidos:

- **Demanda Otimista:** a série prevista no PDE-2029 foi considerada com cenário otimista, visto que a crise causada pela pandemia do Covid-19 não tinha sido considerada. Assim, atingir tais resultados, mesmo com a crise gerada pela pandemia seria um cenário otimista.
- **Demanda Base:** o cenário base considerou uma retração de 10% em 2020 devido à pandemia, seguido de um crescimento de 5% em 2021, já que normalmente é esperado uma recuperação inicial rápida após uma retração tão significativa. Para o período de 2022 a 2029 considerou-se o mesmo crescimento estimado no PDE-2029.
- **Demanda Pessimista:** o cenário base considerou uma retração de 12% em 2020 devido à pandemia, seguido de um crescimento de 4% em 2021. Para o período de 2022 a 2029 considerou-se 50% do crescimento estimado no PDE-2029. Este cenário basicamente considera uma recuperação mais lenta pós-pandemia, com efeitos prolongados.

A Figura 29 mostra graficamente a evolução da demanda energética em cada um dos cenários. Para facilitar as comparações e as análises, a unidade usada ao longo deste trabalho será barris de petróleo por dia.

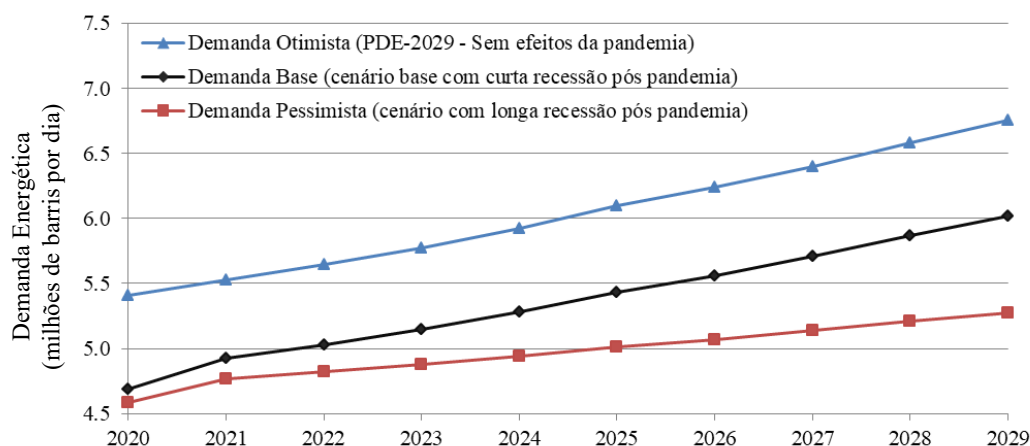


Figura 29. Evolução da demanda energética nos três cenários considerados.

3.1.2 Participação do Petróleo na Demanda Energética

Historicamente o petróleo tem sido a principal fonte energética no Brasil. A Figura 30 mostra a evolução da participação do petróleo e do gás na demanda energética nos últimos 10 anos.

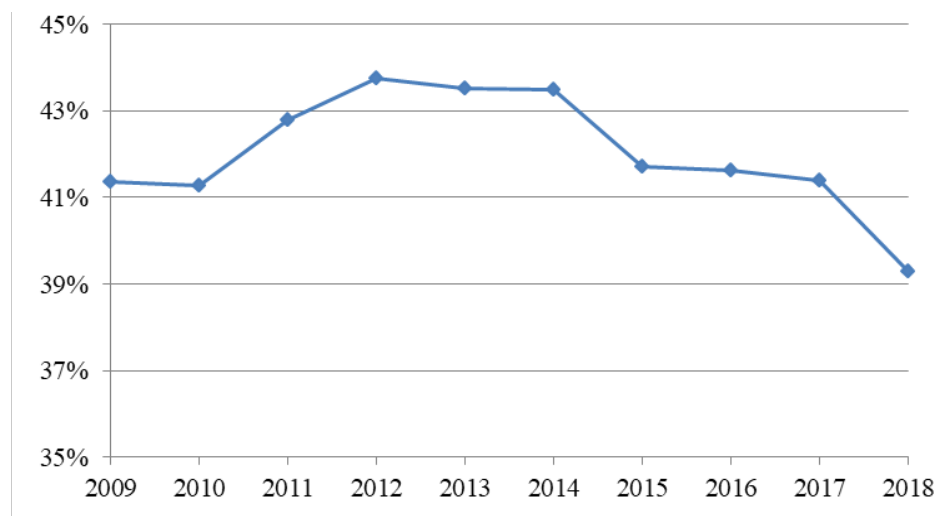


Figura 30. Histórico da participação do petróleo na demanda energética.

A expectativa refletida pelo PDE-2029 é de que a participação do petróleo diminua para 36,9% em 2029. Considerando a pequena variação ocorrida nos últimos anos e a pequena variação esperada, foram considerados apenas dois cenários para esta variável:

- **Participação Base:** A participação do petróleo se mantém em 40% para o petróleo ao longo do decênio. A razão para esta possibilidade está no baixo preço esperado para o petróleo e na redução no consumo, ao invés da expansão esperada pelo PDE-2029.
- **Participação Reduzida:** A participação do petróleo é paulatinamente reduzida até atingir os 36% em 2029, tal qual estimado no PDE-2029.

Desta forma, a combinação das duas variáveis iniciais permite projetar os seguintes cenários (Figura 31).

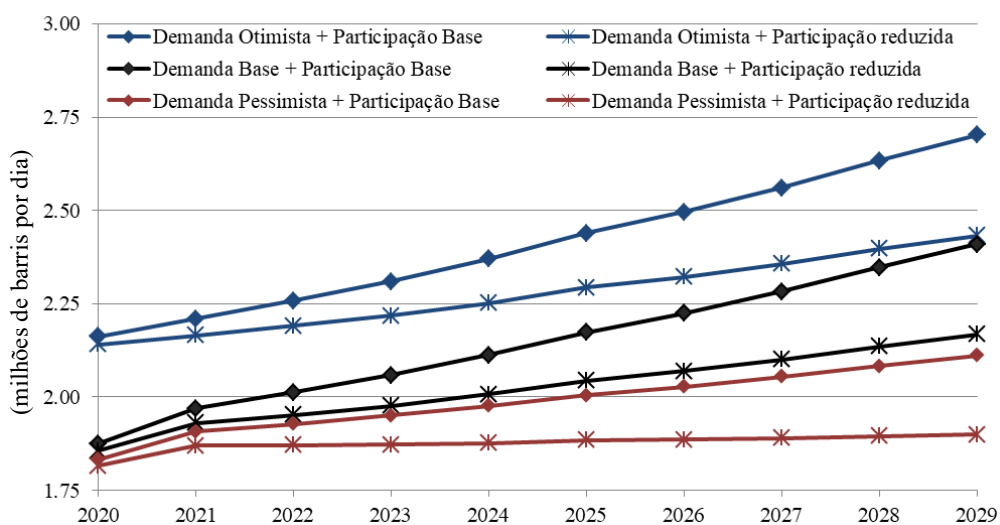


Figura 31. Cenários para a demanda de petróleo (2020 a 2029).

3.2 Variáveis relativas à produção de petróleo

Para a definição dos possíveis cenários para a produção, as variáveis avaliadas foram: histórico de produção, preço do barril de petróleo e sua correlação com o nível de atividade da indústria (número de poços exploratórios perfurados, número de descobertas, número de poços produtores perfurados e evolução das reservas), perfil de produção e produtividade no Pré-Sal, bem como aspectos externos, tais quais os regulatórios e ambientais.

3.2.1 Histórico de Produção de Petróleo

A produção nacional de petróleo é com certeza um dos pontos mais importantes na análise de qualquer cenário. A Figura 32 mostra a evolução na produção de petróleo desde 1970. No mesmo gráfico, foi incluído o consumo anual de petróleo, bem como salientado três momentos históricos, para permitir uma melhor análise dos dados.

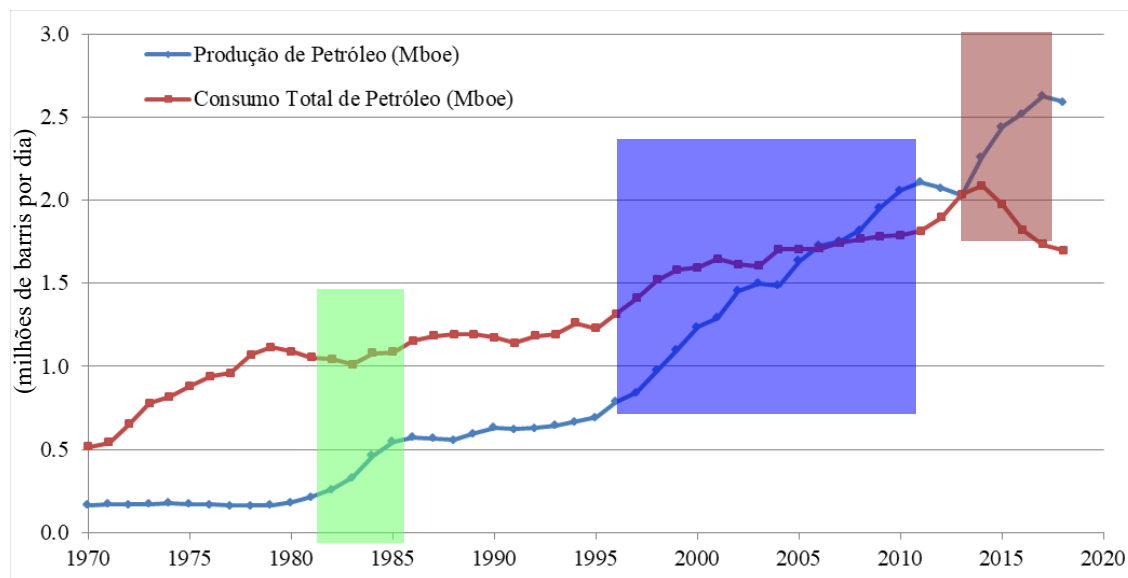


Figura 32. Histórico da produção e do consumo total de petróleo (dados EPE, 2019).

É possível notar três momentos históricos onde ocorreu um crescimento sustentado significativo na produção:

- Desenvolvimento inicial das reservas *offshore* no início da década de 80 (área em verde). Apesar de significativo, não foi suficiente para eliminar a dependência nos volumes importados, atingindo pouco acima de 50% do consumo;
- Desenvolvimento adicional das reservas *offshore* após a quebra do monopólio e o início das rodadas de licitações no fim dos anos 90 (área em azul). Foi responsável por fazer com que os volumes importados fossem reduzidos ao mínimo, gerando inclusive excedente em alguns anos. No entanto, não tinha potencial de sustentar o nível de produção de maneira longa visto que muitos campos, principalmente os que compuseram a primeira onda de aumento de produção, já estavam entrando em declínio de produção;
- Entrada em produção dos campos do Pré-Sal com volumes significativos a partir de 2013 (área em vermelho). Possibilitou a recomposição dos volumes perdidos com o declínio na produção do Pós-Sal, bem como o aumento da produção ao ponto de transformar o país em exportador de petróleo, com grandes excedentes de produção.

3.2.2 Preço do petróleo e o nível de atividade na indústria

A indústria do petróleo tem entre suas características o caráter cíclico. O nível de atividade é estabelecido pela viabilidade ou não de projetos, e esta viabilidade está intrinsecamente correlacionada ao valor do petróleo. Projetos inteiros são realizados ou cancelados com o aumento ou a redução no valor do petróleo, respectivamente. Desta forma, esta é a variável mais importante para se estimar o nível de atividade, e nesta seção tratamos dos dois temas em conjunto. A Figura 33 mostra a evolução do preço do petróleo e da atividade da indústria do petróleo no Brasil entre 2008 e 2018.

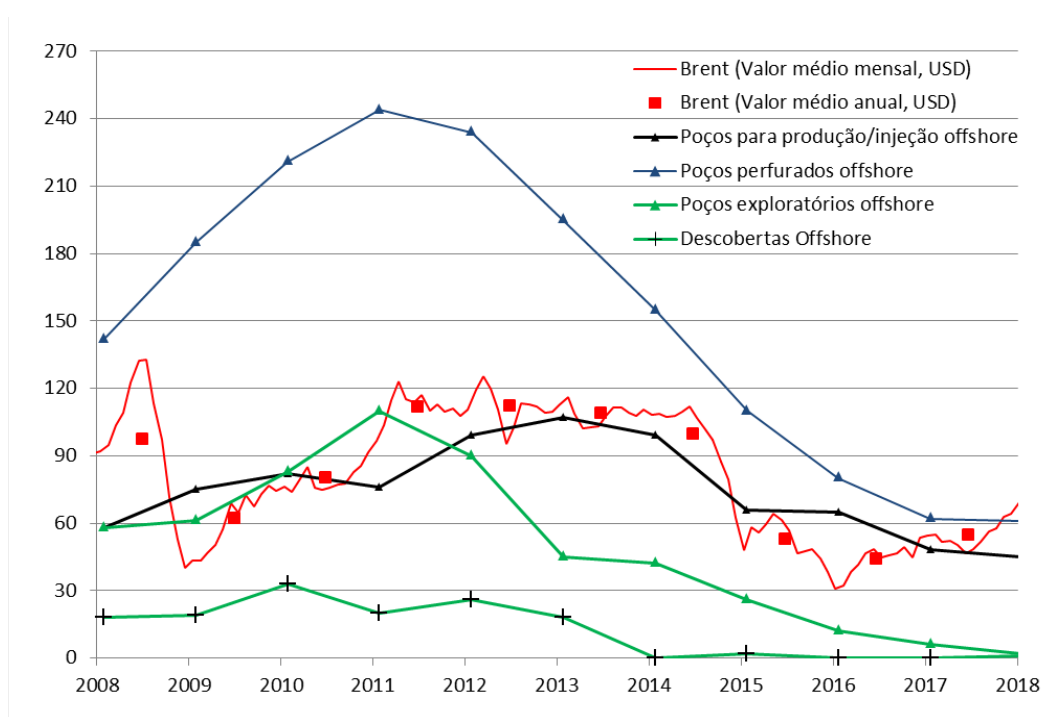


Figura 33. Evolução do preço do petróleo e do nível de atividade da indústria do petróleo.

Nota-se que o aumento do petróleo a patamares superiores a 90 dólares e permanência neste nível por um longo período e, ainda que tenha sido afetado temporariamente pela crise econômica no final de 2008, impulsionou as atividades de exploração e produção, atingindo o pico exploratório em 2011. A queda precipitada na atividade, neste caso, se deve às restrições legais e regulatórias, posteriores a aprovação da Lei nº 12.351/2010, que alterou a dinâmica do mercado como demonstrado na seção 3.3. Este pico poderia ter sido estendido por mais alguns anos, visto que o petróleo permaneceu ainda por mais três anos cotado a altos valores.

Uma vez que o preço do petróleo sofreu uma queda e se manteve a baixos patamares, nota-se que a atividade exploratória foi praticamente nula, com apenas três descobertas entre 2014 e 2018 em comparação a 134 descobertas entre 2008 e 2013.

A perfuração de poços de produção teve seu pico em 2013, mas também se reduziu significativamente após a queda na cotação do petróleo do final de 2014, quando a cotação chegou aos 50 dólares. Em 2016, uma nova onda de queda levou o valor do petróleo a 30 dólares, e causou uma segunda onda de retração nas atividades.

Em termos globais, a mesma correlação pode ser vista ao considerar o número de sondas em atividade, mês a mês, em comparação ao preço do petróleo. A Figura 34 mostra a atividade (em termos do número de sondas operando mundialmente). Para facilitar a visualização, foi sobreposto ao gráfico o valor do petróleo durante o mesmo período. Além da correlação mencionada acima, pode-se notar a alta atividade se mantendo até o final de 2014, em contraposição à atividade no Brasil, que teve seu pico em 2011.

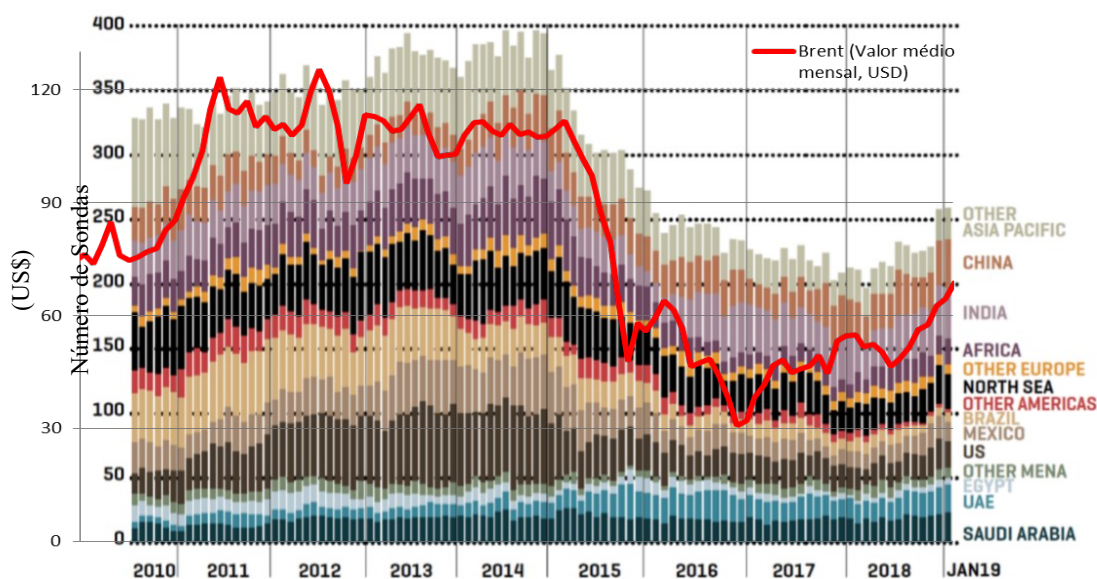


Figura 34. Contagem de sondas *offshore* em atividade no mundo (Fonte: MEES, 2019) e valor do barril de petróleo *Brent* (sobreposto).

Para os próximos anos, apesar das alterações regulatórias de 2016 terem incentivado o aumento dos investimentos no setor, o cenário econômico e a permanência do petróleo em cotações baixas, fez com que não houvesse um aumento significativo na atividade. No entanto, as previsões ainda eram otimistas para o setor até o final de 2019. Inúmeros estudos projetavam uma valorização do petróleo, o que incentivaria um aumento nas atividades através da viabilidade de vários projetos. Entre os estudos com projeções para o preço do

petróleo, vale ressaltar a avaliação realizada pela EPE que considerou os mais diversos estudos e estabeleceu uma projeção para os próximos 10 anos, bem como uma extensão da previsão até 2050. A Figura 35 mostra os resultados das projeções do próximo decênio, mostrando ainda pontos de outros estudos para referência.

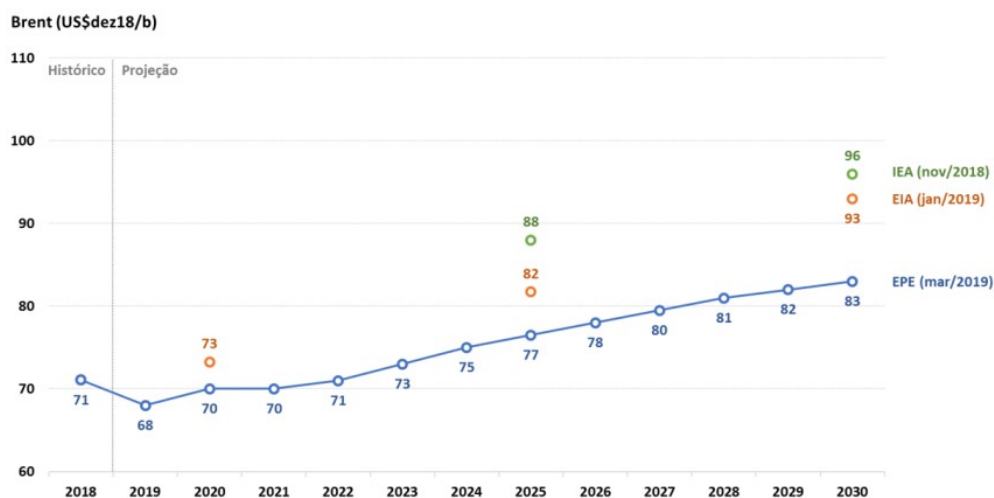


Figura 35. Projeções do preço do petróleo do tipo *Brent* (Elaboração EPE 2019, dados IEA (2018) e EIA (2019)).

As projeções, feitas anteriormente à pandemia do Covid-19, eram baseadas numa expectativa da demanda global crescente. No entanto, devido à pandemia e a seus efeitos econômicos, é estimada uma redução de demanda da ordem de 9,3%. A Figura 36 mostra a projeção de redução na demanda global de petróleo durante as diferentes recessões econômicas ao longo da história.

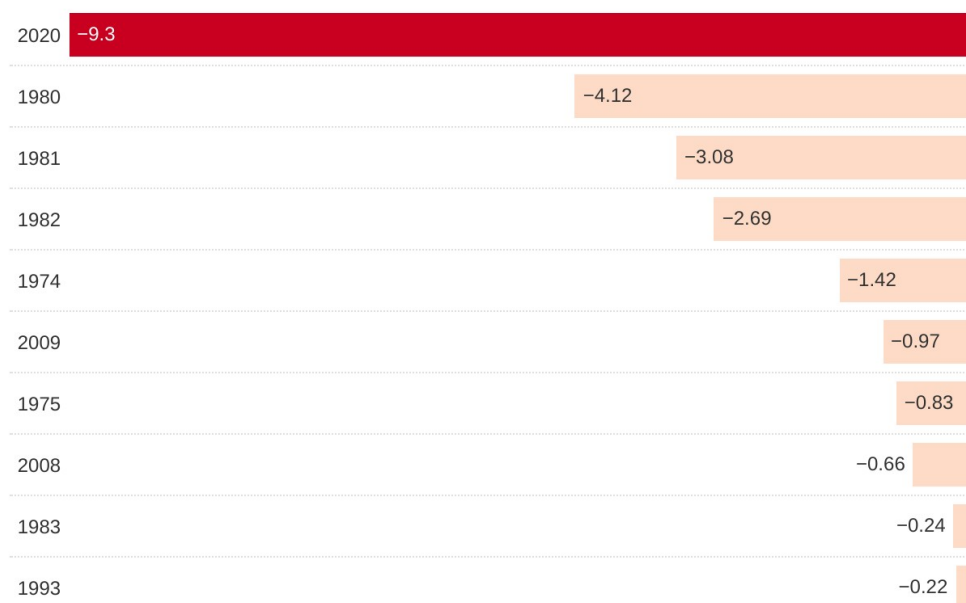


Figura 36. Redução na demanda global por petróleo durante diferentes recessões (NAGLE, P., BAFFES, J., 2020).

Nota-se que esta crise pode ser a maior da história no quesito redução da demanda, o que com certeza impactará o valor do petróleo nos próximos anos. Ao analisar a segunda maior (1980), que na verdade pode ser combinada com as recessões com contração de demanda em 1981, 1982 e 1983 como uma longa crise, originada inicialmente devido à uma redução na oferta, devido à Guerra entre Iran e Iraque, que elevou o preço e motivou uma redução de consumo. A Figura 37 mostra a evolução do preço do petróleo e da demanda energética durante a crise da década de 1980.

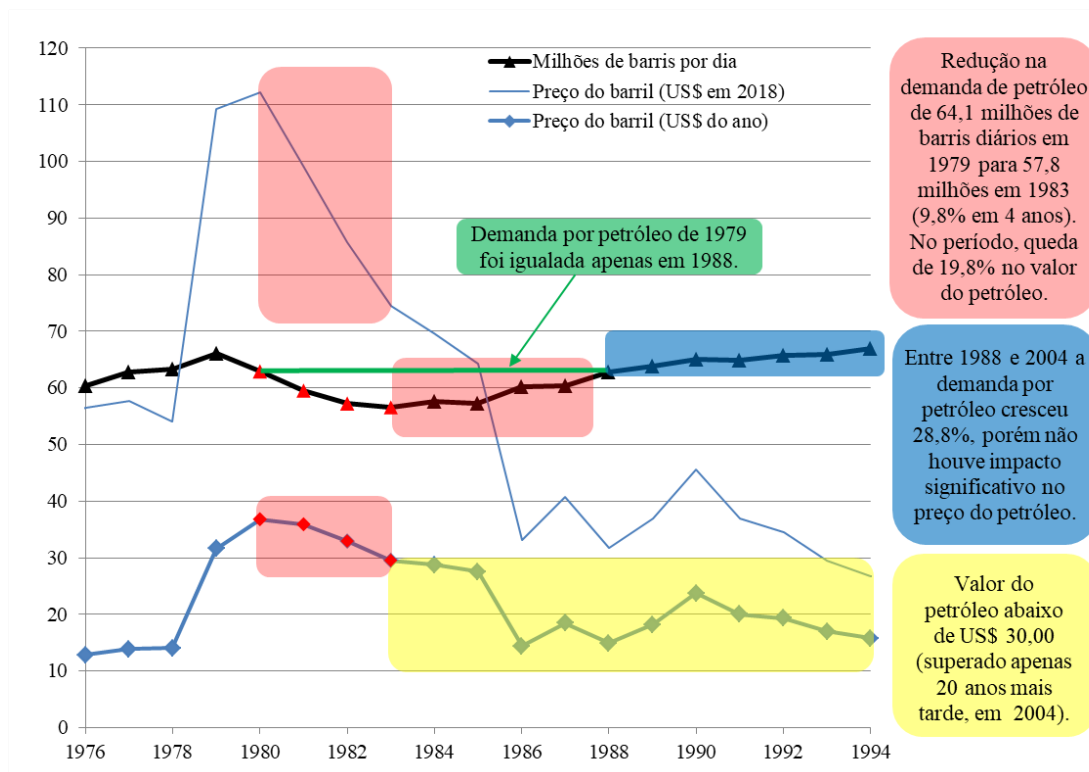


Figura 37. Crise dos anos 80 e o impacto no preço do petróleo (Dados: BP, 2019).

Apesar da diferente razão para a redução de demanda, a recessão do início dos anos 80 reduziu o preço do petróleo e fez com que ficassem em um mesmo patamar por quase duas décadas. Na ocasião, a demanda por petróleo de 1979 foi alcançada apenas em 1988, sem outra crise de demanda até 2008.

Durante a crise de 2008 e 2009 a redução na demanda foi apenas marginal e não foi suficiente para gerar uma crise de longa duração, ainda que tenha tido impacto temporário significativo no preço do petróleo. A Figura 38 mostra a evolução do preço do petróleo e da demanda energética durante a crise de 2008 e 2009.

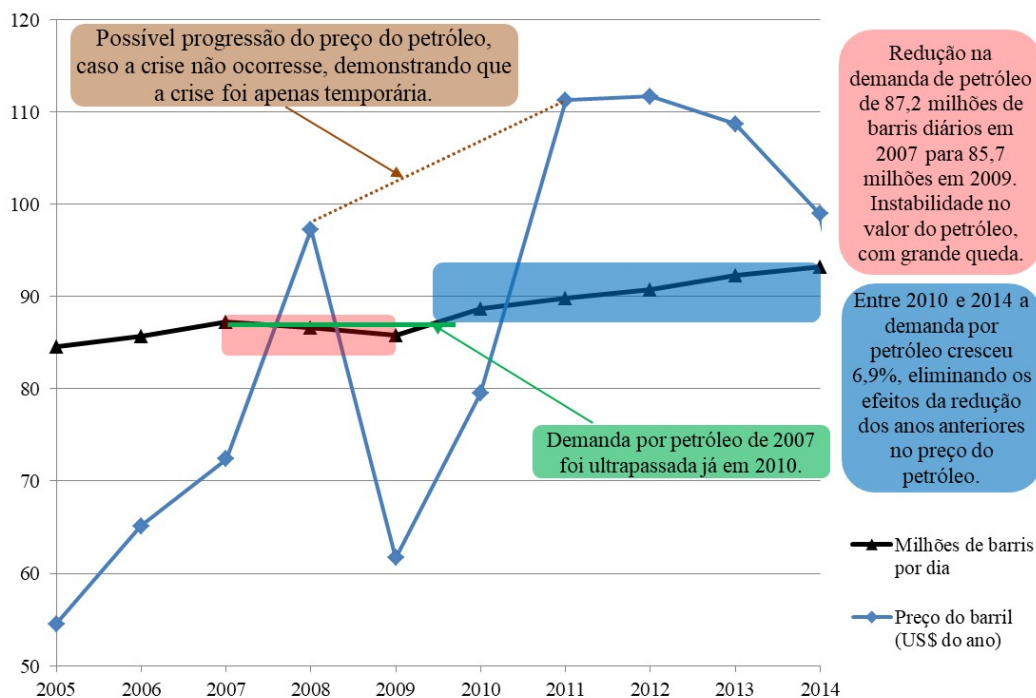


Figura 38. Crise de 2008/2009 e o impacto no preço do petróleo (Dados: BP, 2019).

É possível notar que, apesar da aparente severidade da crise, iniciada pelo colapso bancário nos Estados Unidos, seus efeitos no preço do petróleo foram apenas temporários e em uma escala bastante inferior à crise da década de 80. Além disso, ambas as crises aconteceram em momentos em que o petróleo estava valorizado, pressionado pela baixa margem na oferta.

Além de ser mais severa e concentrada, a crise devido à pandemia do Covid-19 em 2020 ocorre em um momento em que o petróleo já tinha passado por uma desvalorização devido ao excesso de petróleo disponível (excedente de oferta). Assim, tem-se pela primeira vez uma redução significativa de demanda ocorrendo ao mesmo tempo em que uma produção com excedente de oferta significativo. Os tanques em todo mundo estão próximos da capacidade máxima. No dia 20 de Abril de 2020, devido à falta de capacidade de armazenamento, contratos de petróleo WTI foram negociados a valores negativos nos Estados Unidos pela primeira vez na história, fechando a -US\$ 37,63 por barril, ou seja, o comprador recebia um pagamento para assumir a responsabilidade pelo petróleo, visto que o vendedor não tinha armazenagem disponível. No mesmo dia, o petróleo *Brent* fechou a US\$ 25,57 por barril. Porém, o valor mínimo do petróleo *Brent* nos últimos 20 anos foi atingido dois dias mais tarde, sendo negociado a US\$ 15,98 por barril.

Desde então, viu-se uma pequena recuperação nos preços, após cortes recordes de produção promovidos pela OPEC. Mais do que valores baixos praticados durante a pandemia, é importante ressaltar que mesmo esta cotação não reflete o valor real de mercado, visto que eles só foram possíveis devido ao corte de produção promovido pela OPEC e pelos países produtores (um grupo de 23 países conhecido como OPEC+). Este corte foi da ordem de 9,7 milhões de barris por dia, em maio e em junho de 2020, e previsto na casa dos 7,7 milhões de julho a dezembro de 2020, podendo ser aumentado caso a demanda não se recupere na velocidade esperada. Para se colocar em perspectiva, o corte de produção representa aproximadamente três vezes a produção total de petróleo no Brasil. Este processo deverá ser revertido paulatinamente, no futuro, sem nenhum investimento necessário, o que faz com que qualquer projeto tenha que se fazer viável em um ambiente extremamente desfavorável. Com isso, estarão presentes ao mesmo tempo uma crise de demanda, com redução do consumo, e uma crise de oferta, com altos volumes armazenados e alta capacidade de produção capaz de abastecer o mercado com mínimos investimentos. Assim, com a crise causada pela pandemia, a possibilidade de aumento real na cotação do petróleo em um curto prazo é praticamente nula. A Figura 39 mostra o impacto da crise no valor do petróleo nos últimos meses.

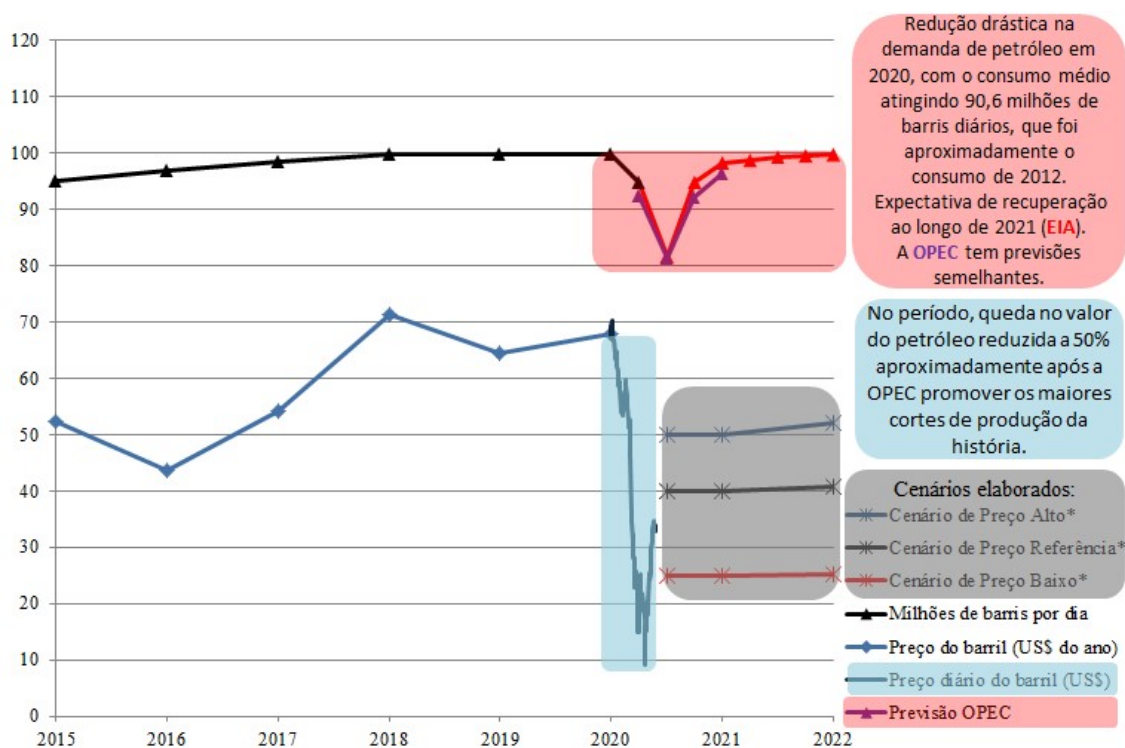


Figura 39. Crise devido à pandemia do Covid-19 e o impacto no preço do petróleo (Dados: BP, 2019, OPEC, 2020 e EIA 2020).

Desta forma, para o preço do petróleo foram considerados três cenários:

- **Preços Elevados:** para o cenário em que o preço do petróleo sofre menor impacto com a presente crise e se recupera mais rapidamente (chamado aqui de “preços elevados”), considerou-se uma estabilização próxima a US\$ 50,00 por barril nos anos de 2020 e 2021, ainda que mantidos artificialmente através de cortes de produção, seguido de um crescimento duas vezes mais rápido que o considerado no cenário de referência elaborado pela EPE antes da crise (Figura 35). Ainda que eventos políticos e/ou econômicos (guerras, embargos, etc.) tenham o potencial de causar uma supervalorização no valor do petróleo, e visto que tais efeitos são impossíveis de serem previstos, considera-se aqui apenas a evolução lógica de oferta e demanda. Com isso, o valor permaneceria abaixo dos US\$ 70,00 por barril nos próximos 10 anos.
- **Preço Base:** para o cenário base, considerou-se um período de dois anos com valores próximos a US\$ 40,00 por barril, mantidos artificialmente através de cortes de produção, seguido de um crescimento orgânico tal qual o considerado no cenário de referência elaborado pela EPE antes da crise (Figura 35). Isto seria possível visto que, uma longa crise no setor tende a desincentivar os investimentos no setor, o que pode então causar uma crise de oferta com consequente recuperação na cotação do petróleo.
- **Preços Baixos:** Para o cenário pessimista, considerou-se um período de dois anos com valores próximos a US\$ 25,00 por barril, seguido de um crescimento duas vezes mais lento que o considerado no cenário de referência elaborado pela EPE antes da crise (Figura 35).

Desta forma, os seguintes cenários foram elaborados para o preço do petróleo (Figura 40).

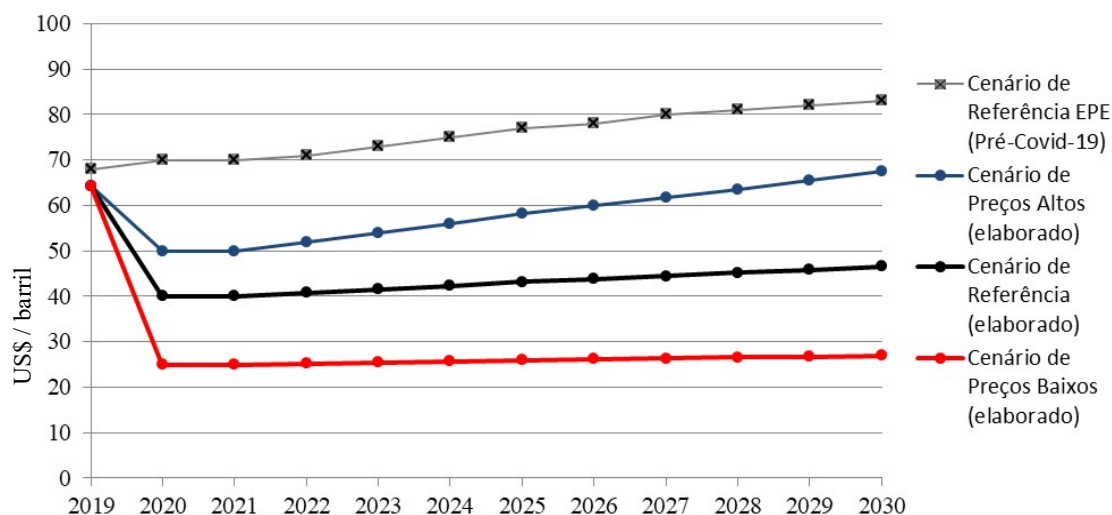


Figura 40. Cenários para a evolução no preço do petróleo nos próximos 10 anos.

É importante salientar que, antes mesmo da crise, a última rodada de licitações, em novembro de 2019, teve apenas uma área com ofertas, demonstrando a dificuldade de se captar investimentos para o setor mesmo com expectativas, à época, melhores que as atuais.

Vale salientar também que a premissa relativa ao valor do petróleo é a maior diferença entre o cenário base que será analisado neste estudo, em comparação ao cenário básico apresentado nos estudos do PDE-2029 (EPE, 2019) e os estudos da PPSA (2019), no que diz respeito à produção. Na ocasião, sem a perspectiva da crise que atingiu o mundo em 2020, considerava-se o valor do petróleo em níveis mais altos que os que seriam considerados caso o estudo fosse feito com a perspectiva de crise.

Ainda que este fator seja preponderante para a atratividade dos projetos, considerando que os estudos apresentam a parcela de produção adicional devido aos projetos já licitados e com contratos já assinados, será usada como cenário base a expectativa de produção adicional de acordo com os planos e contratos assinados. Desta forma, para compensar a redução de atratividade dos projetos, não será considerada a produção proveniente de recursos classificados como contingências, ou seja, considera-se que as empresas não investiram além dos contratos já existentes. A Figura 41 mostra as previsões da PPSA (2019) e do EPE (2019), bem como o que será considerado como cenário base.

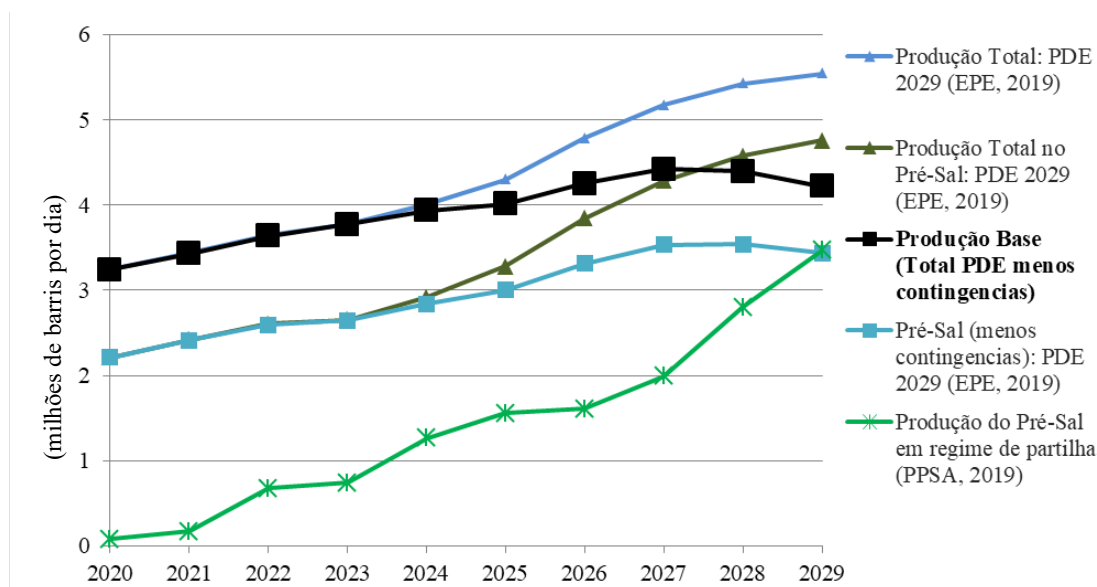


Figura 41. Produção de petróleo nos próximos 10 anos e cenário base para a produção.

Existe a possibilidade de renegociação de alguns termos, caso o mercado sofra um impacto muito grande. Vale lembrar que a participação do governo nos contratos de partilha é baseada nos volumes produzidos além daqueles necessários para cobrir os custos, o que significa que, com o valor por barril menor, mais petróleo é necessário para cobrir os mesmos custos, restando assim um volume menor para ser partilhado, e este volume reduzido seria liquidado a um valor mais baixo.

3.2.3 Perfil de Produção e Produtividade no Pré-Sal

Outro fator importante para a avaliação da produção a ser esperada no Pré-Sal é o perfil de produção da área. O modelo de desenvolvimento varia consideravelmente, por exemplo, se comparado a outras áreas com grande produção de petróleo. Dois aspectos importantes com relação ao perfil de produção do Pré-Sal é discutido a seguir:

- Produção média por poço:

O Pré-Sal tem por características poços extremamente produtivos. A produção média dos poços produtores da camada de Pré-Sal no mês de março de 2020 foi de 17.277 barris de óleo por dia, sendo este valor ainda mais impressionante quando considerados os volumes de gás (o valor médio, neste caso, é 21.686 barris de óleo equivalente por dia). Em março, foram 115 poços em produção (PPSA,2020). A Figura 42 mostra a evolução da produção média por poço produtor.

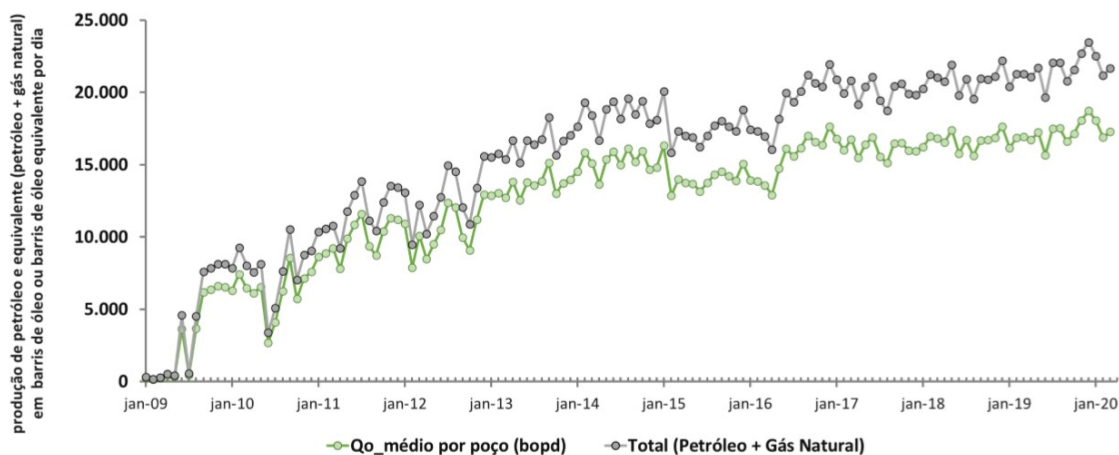


Figura 42. Produção média dos poços do Pré-Sal (PPSA, 2020).

Ao analisar a evolução deste valor ao longo do tempo, nota-se que, com a maturidade de alguns campos, este valor tem sofrido pouca alteração ao longo dos últimos 3 anos. Porém, vale ressaltar a presença de poços superprodutivos em diferentes áreas. Os 20 maiores produtores do Pré-Sal em março de 2020 pertencem às jazidas de Búzios (12 poços), Lula (3 poços), Sapinhoá (2 poços), Mero (1 poço), Iracema (1 poços) e Berbigão (1 poço) com produção média de 33.029 barris de óleo por dia e 39.561 barris de óleo equivalente por dia (Figura 43, PPSA,2020).

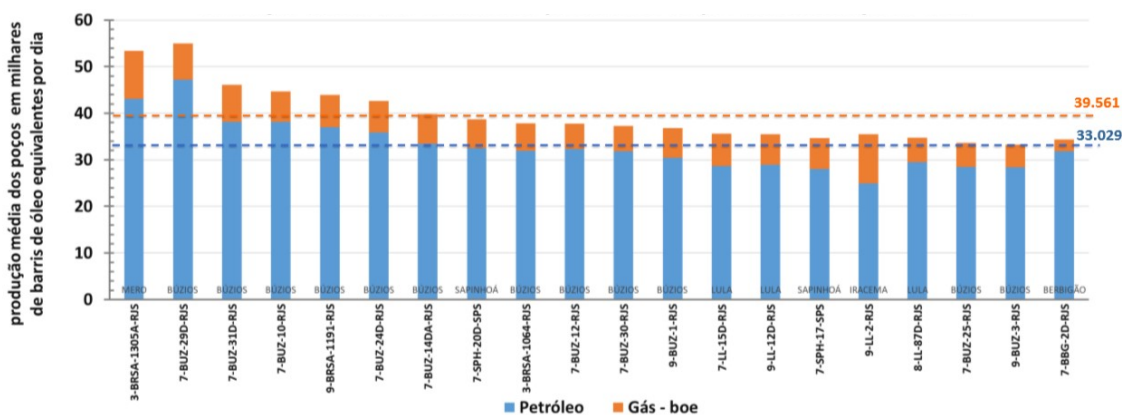


Figura 43. Produção média dos maiores poços produtores do Pré-Sal (PPSA, 2020).

Portanto, será estabelecida para as análises um valor de produção média por poço considerando 3 cenários, conforme a Tabela 4.

Tabela 4: Produtividade por poço para simulações

	Menor Produtividade	Produtividade Base	Maior Produtividade
Razão para o cenário	Novas regiões do Pré-Sal não são capazes de atingir a mesma produtividade dos primeiros desenvolvimentos	Novas regiões do Pré-Sal são capazes de atingir a mesma produtividade dos primeiros desenvolvimentos	Novas regiões do Pré-Sal são capazes de atingir maior produtividade que a dos primeiros desenvolvimentos
Produção Média por poço (barris por dia)	10 mil	17 mil	25 mil

Para colocar este parâmetro em perspectiva, o poço mais produtivo do Pré-Sal hoje produz mais que toda a produção nacional dos poços terrestres de 2018, que foi da ordem de 40 mil barris por dia, consolidando a produção de 6.650 poços (ANP, 2019).

- Tempo médio de construção de um poço:

Em outro aspecto importante para esta análise, o tempo médio de construção de um poço do Pré-Sal que era da ordem de 310 dias em 2010 foi reduzido para 128 dias em 2018 (Petrobras, 2018). Esta é uma restrição importante no que diz respeito à quão rápido um determinado desenvolvimento pode ser concluído. Considerando os desafios logísticos do Pré-Sal, e o custo diário das sondas capazes de operar em águas tão profundas, construir poços mais rapidamente tem um grande impacto na viabilidade do desenvolvimento. Para as análises, será considerado um período fixo de 150 dias por poço.

3.3 Variáveis relacionadas ao Ambiente Regulatório

Um aspecto importante na análise das variáveis de produção e no estabelecimento de cenários é o aspecto regulatório. Uma alteração no ambiente legal pode ser incentivador ou desincentivador do ambiente produtivo, seja direta ou indiretamente. Para avaliar o impacto do ambiente regulatório no desenvolvimento de Pré-Sal, esta seção traz uma análise do impacto de cada um dos marcos regulatórios do Pré-Sal e estabelece possíveis cenários para futuros desenvolvimentos.

3.3.1 Impactos da Lei nº 12.351/2010

A partir das mudanças provenientes da Lei nº 12.351/2010, tem-se uma alteração na dinâmica do mercado. Adicionou-se ao elevado grau de risco técnico e às incertezas, inerentes neste tipo de projeto, as restrições de autonomia que é fator de grande importância para as empresas do setor, especialmente quando se trata de projetos com grandes investimentos em desenvolvimento tecnológico. A incerteza regulatória também voltou a ser considerada, já que o modelo ainda não havia sido testado. Desta forma, tem-se um período em que, mesmo com inúmeras condições econômicas favoráveis (entre elas principalmente o alto preço do petróleo), apenas um leilão é realizado e apenas um bloco é arrematado. Como demonstração das limitações do novo modelo também com relação a um de seus objetivos iniciais, de ampliar receitas, o único bloco arrematado no primeiro leilão teve apenas uma oferta no valor mínimo estabelecido em edital. Os detalhes do primeiro leilão do Pré-Sal são mostrados na Tabela 5. Outros impactos da Lei nº 12.351/2010 são discutidos nas sessões 2.3 e 3.3.4.

Tabela 5: Resultado do primeiro Leilão do Pré-Sal (Lei nº 12.351/2010)

Bacia	Setor	Bloco	Empresa / Consórcio vencedor	Bônus de Assinatura (R\$)	Excedente em óleo oferecido	Àgio
Santos	SS-AUP1	Libra	Petrobras (40%)*, Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%).	15 Bilhões	41,65%	0,00%
*Operadora						

3.3.2 Impactos da Lei nº 13.365/2016

No regimento da Lei nº 13.365/2016 já foram realizadas cinco rodadas de licitações (Segunda, Terceira, Quarta, Quinta e Sexta rodadas do regime de partilha). As primeiras quatro rodadas alcançaram resultados expressivos tanto com relação ao número de empresas concorrentes, bem como no ágio obtido ao final do leilão devido à concorrência entre os consórcios de empresas. A última das cinco rodadas (a sexta do regime de partilha), realizada em novembro de 2019, teve um resultado menos expressivo, com pouco interesse das empresas e apenas um prospecto com ofertas. As Tabelas 6, 7, 8, 9 e 10 mostram um resumo dos resultados de cada uma destas rodadas.

Tabela 6: Resultado do Segundo Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).

Bacia	Setor	Bloco	Empresa / Consórcio vencedor	Bônus de Assinatura (R\$)	Excedente em óleo oferecido	Ágio
Santos	SS-AUP2	Sul de Gato do Mato	Shell Brasil (80%)* e Total E&P Brasil (20%)	100 Milhões	11,53%	0,00%
		Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%)*, Shell Brasil (30%) e Repsol Sinopec (25%).	200 Milhões	80%	673,69%
		Norte de Carcará	Statoil Brasil O&G (40 %)*, Petrogal Brasil (20%) e ExxonMobil Brasil (40%).	3 Bilhões	67,12%	203,99%
*Operadora; O bloco Sudoeste de Tartaruga Verde, na Bacia de Campos, não recebeu ofertas.						

Tabela 7: Resultado do Terceiro Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).

Bacia	Setor	Bloco	Empresa / Consórcio vencedor	Bônus de Assinatura (R\$)	Excedente em óleo oferecido	Ágio
Santos	SS-AUP2	Peroba	Petrobras (40%)*, CNOOC Brasil (20%) e BP Energy (40%).	2 Bilhões	76,96%	450,07%
	SS-AP1	Alto de Cabo Frio Oeste	Shell Brasil (55%)*, CNOOC (20%) e QPI Brasil (25%).	350 Milhões	22,87%	0,00%
Campos	SC-AP5	Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%)*, BP Energy (50%).	500 Milhões	75,8%	254,82%
*Operadora; O bloco Pau Brasil, na Bacia de Santos, não recebeu ofertas.						

Tabela 8: Resultado do Quarto Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).

Bacia	Setor	Bloco	Empresa / Consórcio vencedor	Bônus de Assinatura (R\$)	Excedente em óleo oferecido	Àgio
Santos	SS-AUP1	Três Marias	Petrobras (30%)*, Chevron Brazil (30%) e Shell Brasil (40%).	100 Milhões	49,95%	500,36%
	SS-AUP2	Uirapuru	Petrobras (30%)*, Petrogal Brasil (14%), Statoil Brasil O&G (28%), ExxonMobil Brasil (28%).	2,65 Bilhões	75,49%	240,35%
Campos	SC-AP5	Dois Irmãos	Petrobras (45%)*, Statoil Brasil O&G (25%), BP Energy (30%).	400 Milhões	16,43%	0,00%
*Operadora; O bloco Itambezinho, na Bacia de Campos, não recebeu ofertas.						

Tabela 9: Resultado do Quinto Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).

Bacia	Setor	Bloco	Empresa / Consórcio vencedor	Bônus de Assinatura (R\$)	Excedente em óleo oferecido	Àgio
Santos	SS-AUP1	Saturno	Shell Brasil (50%)*; Chevron Brasil Óleo (50%)	3,125 Bilhões	70,2 %	300,23%
	SS-AUP1	Titã	ExxonMobil Brasil (64%)*; QPI Brasil (36%)	3,125 Bilhões	23,49%	146,48%
	SS-AUP2	Pau-Brasil	BP Energy (50%)*; Ecopetrol (20%); CNOOC (30%)	500 Milhões	63,79%	157,01%
Campos	SC-AP5	Sudoeste de Tartaruga Verde	Petrobras (100%)	70 Milhões	10,01%	0,00%
*Operadora						

Tabela 10: Resultado do Sexto Leilão do Pré-Sal - Lei nº 13.365/2016 (Fonte: ANP).

Bacia	Setor	Bloco	Empresa / Consórcio vencedor	Bônus de Assinatura (R\$)	Excedente em óleo oferecido	Àgio
Santos	SS-AP3	Aram	Petrobras (80%)*, CNODC Brasil (20%).	5,05 Bilhões	29,96%	0,00%
*Operadora; Os blocos de Cruzeiro do Sul, Sudoeste de Sagitário e Bumerangue na Bacia de Santos, e Norte de Brava, na Bacia de Campos, não receberam ofertas.						

Desta forma, tem-se a Petrobras como operadora e participante em oito dos quatorze blocos arrematados, e ausente em outros seis blocos, bem como nos três blocos que não receberam ofertas. Este resultado se deve em grande parte às mudanças no ambiente

regulatório, bem como os altos percentuais de excedente em óleo oferecido pelo consórcio vencedor na maioria dos blocos.

3.3.3 Lei nº 12.276/2010: Cessão Onerosa

A cessão onerosa possibilitou o desenvolvimento de alguns campos do Pré-Sal sem a necessidade inicial de uma licitação. Entre os campos incluídos na cessão onerosa, Búzios foi o que teve um desenvolvimento mais significativo desde então. Como a cessão onerosa limitava o volume a ser extraído nas reservas, foi realizada em 2019 uma licitação para o direito de exploração dos volumes excedentes aos previstos na lei. O resultado da licitação é mostrado na Tabela 11.

Tabela 11: Resultado da Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa no Pré-Sal (Fonte: ANP).

Bacia	Setor	Bloco	Empresa / Consórcio vencedor	Bônus de Assinatura (R\$)	Excedente em óleo oferecido	Àgio
Santos	SS-API	Búzios	Petrobras (90%)*; CNODC Brasil (5%); CNOOC (5%)	68,194 Bilhões	23,24%	0,00%
	SS-API	Itapu	Petrobras (100%)*	1,766 Bilhões	18,15%	0,00%
*Operadora; Os blocos de Sépia e Atapu, na Bacia de Santos, não receberam ofertas.						

3.3.4 Impactos do ambiente regulatório na Petrobras

Além de impactar o desenvolvimento do Pré-Sal, o ambiente regulatório pode também ter efeitos sobre as empresa que operam no Pré-Sal. Esta seção traz um exemplo de como isso pode acontecer, e dos efeitos que este fenômeno pode ter sobre o desenvolvimento do Pré-Sal.

Durante o período de vigência da Lei nº 12.351/2010, o ritmo de desenvolvimento do Pré-Sal ficou limitado à capacidade de investimento da Petrobras e de sócios minoritários. Vale aqui ressaltar que, neste mesmo período, a Petrobras passou por uma crise que a fez acumular grande desvalorização em um período em que a maioria das empresas do setor acumulou grandes valorizações, alavancadas pela alta no preço do barril de petróleo. Apesar de existirem outros fatores que contribuíram para a desvalorização da empresa (compra da Refinaria de Pasadena, operação Lava a Jato, política de preços de combustíveis, troca de presidentes, etc.), as limitações econômicas devido ao peso imposto pelo seu papel no desenvolvimento do Pré-Sal é também um importante contribuinte. A Figura 44 mostra tal

fenômeno por meio da comparação do preço do barril de petróleo com o valor da ação da Petrobras, cotada no ultimo dia útil de cada mês. É mostrado também no gráfico o valor da ação da empresa Exxon, representando o comportamento que se pode notar na grande maioria das empresas do setor de petróleo e gás neste período.

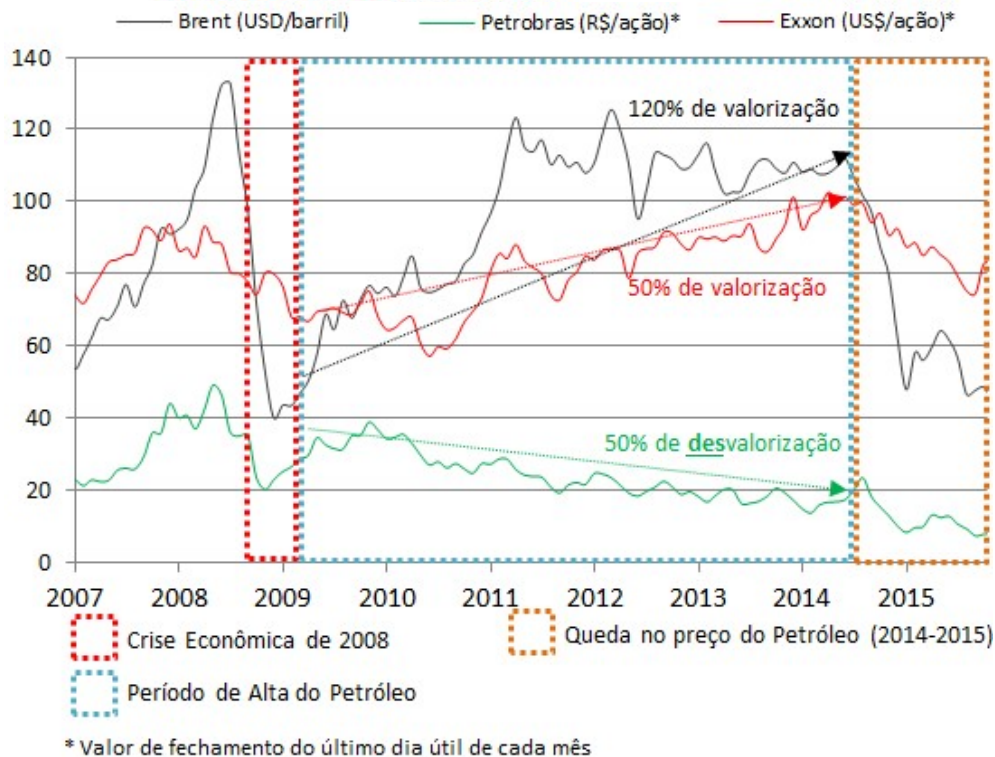


Figura 44. Evolução do preço do barril de Petróleo (*Brent*), ações da Petrobras e da Exxon.

Com a Lei nº 13.365/2016, e a opção de exercer ou não a preferência para ser a operadora e ter participação de 30%, a Petrobras continuou sendo a principal empresa no cenário nacional. Porém, a Petrobras pode priorizar apenas os blocos mais atrativos, exercendo esta preferência em 8 das 14 oportunidades, indicando que alguns prospectos seriam desenvolvidos muito mais tardiamente caso a legislação inicial fosse mantida.

3.3.5 Cenários para o ambiente regulatório

A partir dos impactos causados pelo ambiente regulatório desde a descoberta do Pré-Sal, foram estabelecidos dois cenários para o ambiente regulatório na próxima década. A Tabela 12 mostra os dois cenários considerados para o ambiente regulatório.

Tabela 12: Cenários para o ambiente regulatório

	Regulatório Positivo	Regulatório Negativo
Impacto do ambiente regulatório no desenvolvimento do Pré-Sal	Incentiva o investimento no Pré-Sal através de um ambiente regulatório estável e aberto.	Desincentiva o investimento no Pré-Sal através de um ambiente regulatório instável e restrito.

3.4 Variáveis relacionadas ao Meio Ambiente

A questão ambiental pode ser uma importante variável no desenvolvimento do Pré-Sal. Em um mundo em que as emissões tendem a ser reduzidas pela substituição do combustível fóssil em várias aplicações, muitas das empresas produtoras de petróleo se tornaram empresas de energia e os projetos em energias alternativas competem com projetos em petróleo e gás por recursos. Mais do que o retorno financeiro, um importante fator neste caso é a visão estratégica das empresas. Desta forma a questão ambiental pode facilmente se tornar em uma variável de peso na decisão de investir ou não no Pré-Sal.

LUCENA et.al. (2016) contextualiza o Pré-Sal como fator importante em diferentes modelos de política climática, principalmente no que diz respeito à emissão de gases do efeito estufa. Em seus modelos, o crescimento do consumo de petróleo não supera o crescimento na demanda energética, mesmo com o excedente resultante da exploração das reservas do Pré-Sal, em grande parte devido às pressões por reduções de gases de efeito estufa.

Um aspecto particular do Pré-Sal que pode impactar esta variável é o elevado índice de CO₂ produzido em alguns reservatórios do Pré-Sal. Isto eleva o risco ambiental do projeto e traz complicações que, em um cenário um pouco mais extremo, pode ser prejudicial ao desenvolvimento do Pré-Sal.

A Tabela 13 mostra os dois cenários considerados para o impacto da questão ambiental no desenvolvimento do Pré-Sal.

Tabela 13: Cenários para o impacto das questões de Meio Ambiente

	Ambiental Neutro	Ambiental Negativo
Impacto da questão do meio ambiente no desenvolvimento do Pré-Sal	Semelhante ao cenário atual, com restrições a níveis aceitáveis e riscos gerenciáveis.	Maiores restrições ambientais ao petróleo e/ou riscos não gerenciáveis.

4. RESULTADOS E ANÁLISES COMPLEMENTARES

Nesta seção são apresentadas duas análises distintas. A primeira parte mostra dois cenários hipotéticos para ilustrar a importância do Pré-Sal, enquanto a segunda parte mostra possíveis cenários futuros a partir da realidade atual.

Em todos os casos, as análises trarão estimativas de demanda e produção de petróleo, e o excedente resultante, além de análises qualitativas do possível impacto econômico, e do possível impacto em outras tecnologias energéticas.

4.1. Cenários históricos alternativos

Os cenários analisados nesta seção ilustram a importância histórica do Pré-Sal através de dois cenários retrospectivos: Zero Pré-Sal e Pré-Sal sem restrições.

4.1.1 Zero Pré-Sal: se o Pré-Sal não existisse durante os últimos 10 anos

Neste caso, é considerado o cenário em que o Pré-Sal não fosse descoberto, ou não fosse desenvolvido, ou seja, o Brasil teria apenas a produção do Pós-Sal na última década.

a) Análise de excedente

Entre os anos de 2000 e 2009, a produção do Pós-Sal cresceu em média 5,3% a cada ano. Com o Pré-Sal, e a redução de investimentos no Pós-Sal, a produção do Pós-Sal caiu em média 5,5% a cada ano, entre 2010 e 2019, acumulando 40% em perdas de produção neste período. Caso não existisse o Pré-Sal, os recursos nele investidos poderiam ser revertidos para outros prospectos, provavelmente no Pós-Sal. Estes prospectos seriam menos produtivos, visto que envolveriam áreas inicialmente deixadas de lado pela sua menor atratividade, ou projetos de recuperação avançadas em áreas que já apresentavam produção decrescente. No entanto, considerando-se que o valor médio do petróleo na última década foi elevado, é provável que estes prospectos menos produtivos fossem viáveis e, portanto, se tornariam produtores.

Assim, não seria correto considerar apenas a produção histórica do Pós-Sal nesta análise. A consideração feita foi que durante o período em que o petróleo estava em alta, na primeira metade da década, a produção do Pré-Sal continuaria crescendo. No entanto, foi usado um crescimento um pouco mais modesto que o da década anterior (3% ao ano, ao invés dos 5% médios), enquanto que, na segunda metade da década, com a recessão econômica

vista no Brasil e a queda nos preços do petróleo, além do envelhecimento das reservas, haveria uma queda de produção paulatina, (5% ao ano). Para simplificação, a demanda será considerada a mesma para o período, tal qual a apresentada historicamente. Em um cenário extremo, o consumo poderia ser afetado pela escassez de petróleo, mas para os valores de produção observados foi considerado que tal impacto seria mínimo.

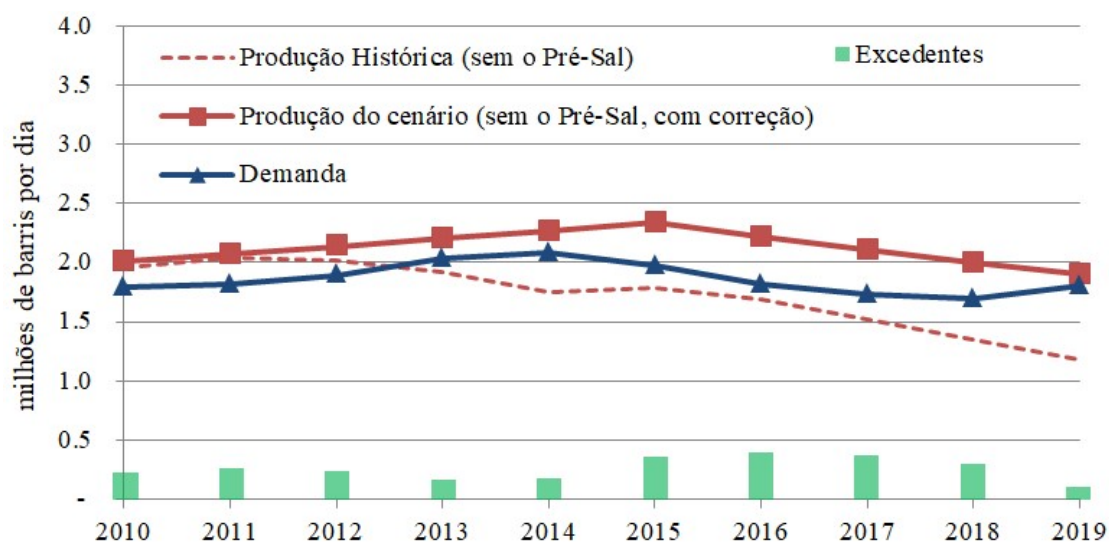


Figura 45. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.1.1 (Zero Pré-Sal).

b) Impacto econômico

Neste caso, a análise do impacto econômico será focada nos impactos durante o período de 2010 a 2019. Pela dinâmica das curvas na Figura 45, pode-se inferir que o cenário de excedentes não se sustentaria ao longo prazo. Porém, ao analisar apenas o período até os dias atuais, nota-se que em termos energéticos o cenário não seria catastrófico. É bastante provável que o Brasil não teria um grande déficit de petróleo no período, ainda que o desempenho do Pós-Sal fosse um pouco inferior àquele simulado.

Um aspecto importante foi a redução na participação do petróleo no consumo energético, discutido na seção 3.1.2. Em 2018 a participação foi de 39,3%, sendo o máximo no período em 2012, com 43,7%. O fato de a demanda por petróleo ter sofrido uma queda com o desaquecimento econômico a partir de 2014 é também preponderante para este cenário. Em um cenário positivo, com crescimento econômico e aumento na demanda, poderia haver déficit de petróleo, que seria revertido com a importação de petróleo e subsequente impacto na balança comercial e no custo energético.

Ainda com relação à balança comercial, o resultado seria bastante inferior ao apresentado na seção 2.1.3. O petróleo acumularia excedentes em uma quantidade bastante

inferior sem o Pré-Sal, e a alternância de negativo para positivo que ocorreu em 2016 ainda não teria ocorrido. Com o Pré-Sal, o balanço foi desfavorável de 2010 a 2018, na ordem de US\$ 6,6 Bilhões. Porém, a tendência tem sido gerar superávit, sendo os anos entre 2016 e 2019 superavitários em 19,1 US\$ Bilhões, com perspectivas de manter o superávit nos próximos anos. Ao considerar os números do cenário sem o Pré-Sal, tal como mostrado na Figura 45, este resultado seria não apenas pior (déficit acumulado no período na ordem de 29,3 US\$ bilhões), mas com perspectivas muito piores, visto que ainda seríamos deficitários, com perspectivas de aumento no déficit nos próximos anos. Os números consideram apenas o impacto da redução nas exportações de petróleo bruto, podendo ser amplificado se considerados também os derivados de petróleo. A Figura 46 mostra como o balanço comercial do petróleo seria impactado, ficando claro que a tendência a partir de 2016 é o ponto mais importante na comparação.

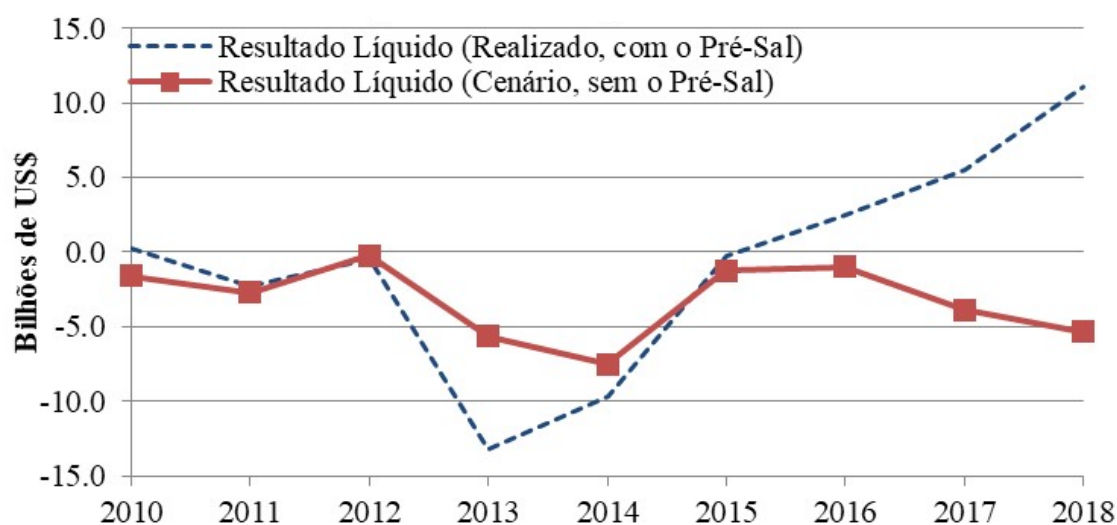


Figura 46. Impacto na balança comercial do petróleo e de derivados, cenário 4.1.1 (Zero Pré-Sal).

c) Possíveis impactos em outras tecnologias energéticas

Considerando que independente das perspectivas do Pré-Sal muitas tecnologias alternativas foram estimuladas, principalmente energias mais limpas, fica difícil dizer que tais áreas seriam beneficiadas pela ausência do Pré-Sal, mesmo por que neste cenário, e no período considerado, não fica evidente uma crise de abastecimento de petróleo que pudesse revolucionar o setor.

4.1.2 Pré-Sal sem restrições: o potencial inicial real do Pré-Sal

Neste caso, é considerado o cenário em que o Pré-Sal seria explorado sem as restrições observadas, principalmente entre 2010 e 2016. Possíveis mudanças regulatórias teriam sido rapidamente realizadas, sem o grau de restrição exagerado que inicialmente estrangulou os investimentos e fez com que o desenvolvimento do Pré-Sal perdesse o melhor período histórico para se desenvolver, que foi o período em que o petróleo se manteve a altas cotações, entre 2010 e 2014. A Petrobras não teria a participação obrigatória como operadora, o que possibilitaria às outras empresas investir massivamente no desenvolvimento das reservas desde a primeira licitação. Como resultado, além dos resultados obtidos pela Petrobras, outros prospectos seriam desenvolvidos por outras empresas ao mesmo tempo e atingindo resultados similares em termos de produtividade.

a) Análise de excedente

Caso o Pré-Sal fosse desenvolvido por outras empresas, em paralelo à Petrobras, o resultado dos primeiros anos seria pouco alterado, já que há um período de exploração e desenvolvimento que antecede o primeiro óleo produzido, e este período seria observado em todo e qualquer projeto no setor. No entanto, considerando que apenas em 2018 ocorreu a primeira produção no regime de partilha, para um bloco leiloado em 2013, pode-se dizer que:

- 1) Uma ação legislativa mais rápida e dinâmica poderia ter antecipado a licitação das áreas do Pré-Sal;
- 2) Caso a Petrobras não fosse obrigatoriamente a única operadora permitida no Pré-Sal, outras áreas poderiam ser exploradas por outras empresas sem afetar os investimentos e resultados da Petrobras.
- 3) Possíveis sinergias, principalmente com relação ao desenvolvimento tecnológico poderiam ter acelerado descobertas que, por falta de capacidade, foram inicialmente deixadas de lado.

Assim, para esta simulação será considerado que o desenvolvimento de Libra se iniciaria com a licitação em 2011, ao invés de 2013, antecipando o início da produção em dois anos. Considera-se aqui que em função destes dois anos adicionais, a capacidade de produção em Libra que hoje é limitada a um poço já seria suficiente para operar uma FPSO em capacidade plena, produzindo por volta de 150 mil barris diários. Além disso, considera-se que todos os esforços em outros prospectos, também licitados em 2011 neste cenário, combinados, atingiriam resultados semelhantes ao de Libra. Note que tais resultados não

impactam a maior parte da produção observada no Pré-Sal, visto que elas não são provenientes das áreas licitadas. Note também que o maior impacto deste cenário seria nos próximos anos, pois muitos dos prospectos que em realidade foram licitados a partir de 2016 teriam sido leiloados entre 2011 e 2014, antecipando assim o desenvolvimento também de outras áreas que não contribuem no período simulado neste cenário.

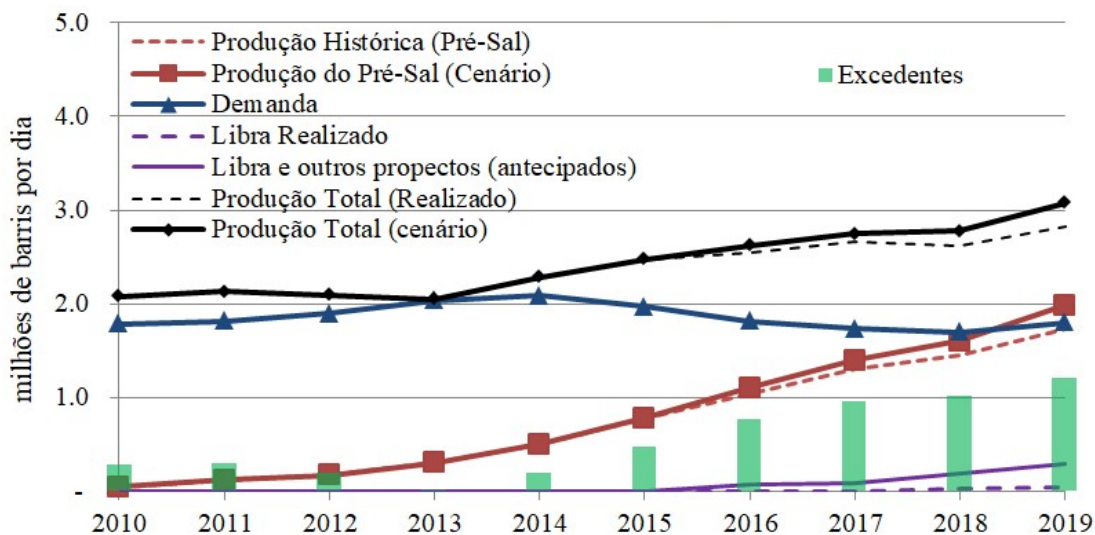


Figura 47. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.1.2 (Pré-Sal sem restrição).

b) Impacto econômico

Neste caso, assim como o cenário anterior, a análise do impacto econômico será focada nos impactos durante o período de 2010 a 2019. Neste período, as diferenças entre o cenário simulado e o realizado parecem apenas marginais. Porém, há dois aspectos importantes que podem ter grande impacto:

- 1) Um número maior de projetos estaria já em etapas intermediárias, reduzindo o risco de atrasos e cancelamentos futuros devido a possíveis crises;
- 2) A antecipação de produção em dois anos fará com que todas as curvas de produção sejam realizadas anteriormente ao que se verifica no cenário atual, gerando excedentes mais cedo e impactando a economia através do aumento na arrecadação (royalties, impostos e partilha do óleo).

Com relação à balança comercial, o resultado seria superior ao apresentado na seção 2.1.3. O petróleo acumularia excedentes em uma maior quantidade, e a alternância de negativo para positivo que ocorreu em 2016 poderia ter ocorrido já em 2015. O balanço realizado foi desfavorável de 2010 a 2018, na ordem de US\$ 6,6 Bilhões, com perspectivas de superávit nos próximos anos. Ao considerar os números deste cenário, tal como mostrado na

Figura 47, este resultado seria melhor ao zerar o déficit no período (superávit de na ordem de 400 US\$ milhões no mesmo período), e ainda com perspectivas melhores que as atuais. Os números consideram apenas o impacto da redução nas exportações de petróleo bruto, podendo ser amplificado se considerados também os derivados de petróleo (desde que associado a um aumento na capacidade nacional de refino). A Figura 48 mostra como o balanço comercial do petróleo seria impactado inicialmente. Assim como na produção, o maior impacto seria na antecipação de resultados que somente ocorrerão, em realidade, anos mais tarde devido ao atraso ocorrido.

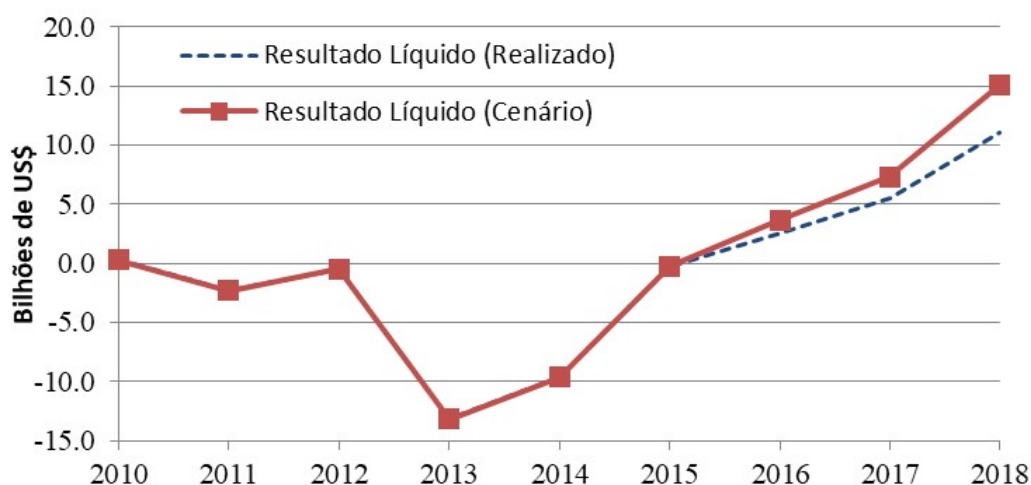


Figura 48. Impacto na balança comercial do petróleo e de derivados, cenário 4.1.2 (Pré-Sal sem restrição).

c) Possíveis impactos em outras tecnologias energéticas

Apesar da aceleração do Pré-Sal simulada neste cenário, e mesmo tendo-se perspectivas de grande excedentes no futuro, muitas tecnologias alternativas poderiam ter sido estimuladas, principalmente energias mais limpas, tal qual foram em realidade. No entanto, é tentador pensar que, com as perspectivas do Pré-Sal e excedente de petróleo, projetos com combustíveis fósseis ficariam mais atrativos em detrimento de energias limpas, no que diz respeito ao futuro. Cenários semelhantes levaram alguns países a se desindustrializar, visto que a atividade econômica no setor de petróleo e gás era extremamente atrativa. No entanto, dada a alta produtividade (muita produção com poucos empreendimentos) e a alta complexidade do Pré-Sal, é improvável que tal cenário se tornasse realidade no Brasil.

4.2. Cenários futuros

As variáveis selecionadas para esta análise, e suas variações, permitem a criação de diversos cenários. No entanto, os cenários analisados serão aqueles que apresentam coerência entre as variáveis, ou que apresentem limites extremos, de forma a possibilitar a criação de um envelope onde todos os cenários estariam subscritos. Além disso, algumas análises serão qualitativas, visto que a quantificação exata não é possível. Os cenários serão comparados ao cenário base, no sentido de diferenciar os pontos mais importantes. A Tabela 14 mostra um resumo dos cenários analisados, enquanto a Figura 49 ilustra o limite estabelecido pelos cenários extremos

Tabela 14: Cenários Prospectivos

	Demanda Energética + Participação do Petróleo	Preço do Petróleo e Nível de Atividade (Alto, Base ou Baixo)	Produtividade dos poços do Pré-Sal (Base, Menor ou Maior)	Ambiente Regulatório (Positivo ou Negativo)	Impacto das Questões do Meio Ambiente (Neutro ou Negativo)
4.2.1 - Cenário Base	Dem. Base + Part. Base	Base	Base	Positivo	Neutro
4.2.2 - Cenário de Baixo Desempenho	Dem. Pessimista + Part. Reduzida	Baixo	Menor	Negativo	Negativo
4.2.3 - Cenário de Alto Desempenho	Dem. Otimista + Part. Base	Alto	Maior	Positivo	Neutro
4.2.4 - Cenário de Baixo Excedente	Dem. Otimista + Part. Base	Baixo	Menor	Negativo	Negativo
4.2.5 - Cenário de Alto Excedente	Dem. Pessimista + Part. Reduzida	Alto	Maior	Positivo	Neutro

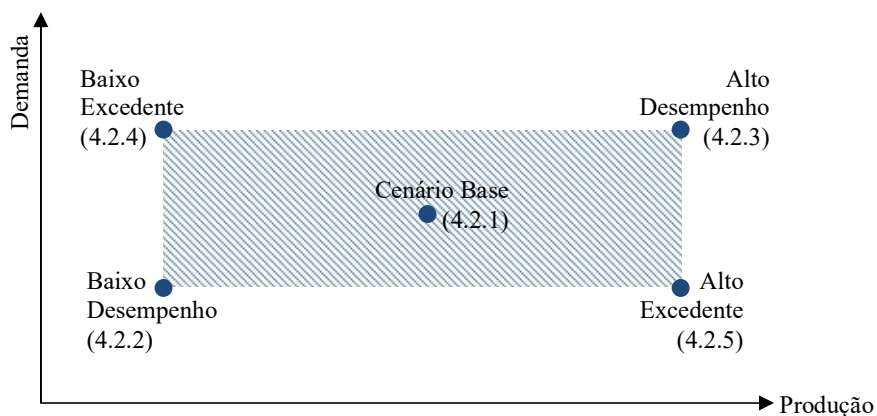


Figura 49. Limites estabelecidos pelos cenários simulados.

4.2.1 Cenário base

O estudo de caso básico (ou cenário base) será o que mais se aproxima às condições e expectativas atuais, sendo assim composto pelas seguintes variáveis e seus devidos cenários:

- Demanda base + participação base
- Preço Base (e nível de atividade condizente com este preço)
- Produtividade Base (17 mil barris/ dia/ poço)
- Regulatório positivo
- Ambiental Neutro

a) Balanço e análise de excedente:

Considerando que o Brasil já se estabeleceu como exportador de excedentes devido aos resultados dos últimos anos, e que a maior parte da produção esperada vem de contratos já assinados e desenvolvimentos já planejados, este cenário traz excedentes médios da ordem de 1,78 milhões de barris por dia no período entre 2020 e 2029. Para efeito de comparação, este valor é aproximadamente o dobro do excedente médio registrado entre 2015 e 2019. A Figura 50 mostra a expectativa de excedente com o cenário base.

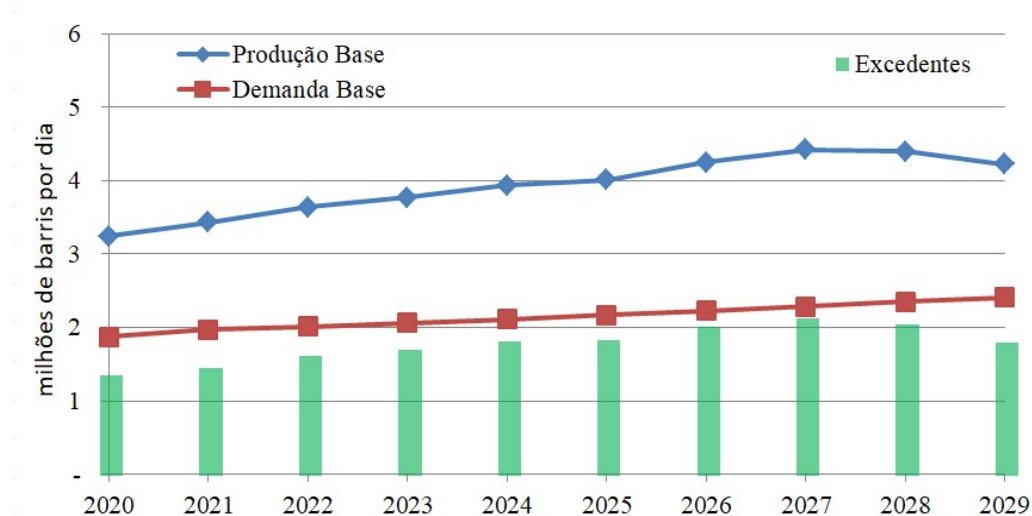


Figura 50. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.1 (Cenário base).

b) Impacto econômico

É evidente que o excedente de produção será importante para a economia nacional. A geração de receitas e o impacto na balança comercial trarão uma nova realidade para o setor energético nacional, em termos de segurança energética e geração de receitas. Apesar de mais modesto que outros cenários existentes para o setor devido à consideração de efeitos da crise pós-pandemia, O cenário ainda é extremamente positivo.

Com relação à balança comercial, mesmo com o petróleo na faixa de US\$ 40,00 por barril e com as importações (seja estas de petróleo de maior qualidade para melhorar o rendimento de refino ou de produtos já refinados), pode-se estimar superávits superiores a US\$ 14 Bilhões por ano, em média. Outro aspecto importante se refere à receita com impostos, royalties e com a parcela da União na partilha, que tende a crescer e colaborar com os orçamentos federal, estadual e municipal, nos estados e municípios com atividade tal quais como nos que estão distante das atividades, dado o mecanismo de distribuição de recursos já existentes e que, possivelmente, podem ser revistos e melhorados.

c) Possíveis impactos em outras tecnologias energéticas

Sem dúvidas, o petróleo e o gás do Pré-Sal serão concorrência a alguns projetos de energias alternativas. Com o excedente de produção, passa a ser estratégica, do ponto de vista econômico, a utilização deste recurso. É também esperado que o país desenvolva capacidade de refino para se tornar efetivamente autossuficiente, ou seja, produzir internamente com petróleo nacional todos os derivados, no entanto, é possível que esta transformação não seja imediatamente viável devido às características do petróleo nacional e da ausência de demanda para alguns subprodutos que seriam produzidos em grandes quantidades neste processo. A solução atual, de combinar o petróleo nacional a um petróleo mais leve, de forma a produzir em proporções mais próximas do que se tem como demanda pode ser economicamente favorável, especialmente em situações onde o preço do petróleo é baixo, tal qual previsto neste cenário.

Apesar dos resultados do Pré-Sal, que tendem a ser positivos na maioria dos cenários, e mesmo tendo-se perspectivas de grande excedentes, muitas tecnologias alternativas, principalmente energias mais limpas, terão espaço graças às ações para redução de emissões de gases de efeito estufa, incluindo acordos mundiais de redução da “pegada de carbono” (*carbon footprint*).

4.2.2 Cenário de Baixo Desempenho

Este estudo de caso considera um cenário com todas as variáveis sendo as piores possíveis para o desenvolvimento do Pré-Sal, composto pelas seguintes variáveis e seus devidos cenários:

- Demanda pessimista + participação reduzida
- Preço Baixo (e nível de atividade condizente com este preço)
- Produtividade Baixa (10 mil barris/ dia/ poço)
- Regulatório Negativo
- Ambiental Negativo

a) Balanço e análise de excedente:

O principal risco neste cenário é o completo cancelamento ou adiamento indefinido de alguns desenvolvimentos já contratados, seja por alterações regulatórias ou ambientais que impossibilitem a exploração das reservas. Os efeitos destes cancelamentos são absolutamente imprevisíveis. Portanto, para a análise quantitativa será usado um cenário menos extremo que servirá para avaliar o quão distante o sistema energético está de uma crise de oferta no Brasil.

Devido à baixa produtividade, ao baixo nível de atividade no setor devido ao baixo preço do petróleo, restrições regulatórias e ambientais, a produção de áreas adicionais do Pré-Sal sofreriam atraso de três anos em relação às projeções existentes. A Figura 51 mostra a expectativa de excedente este cenário.

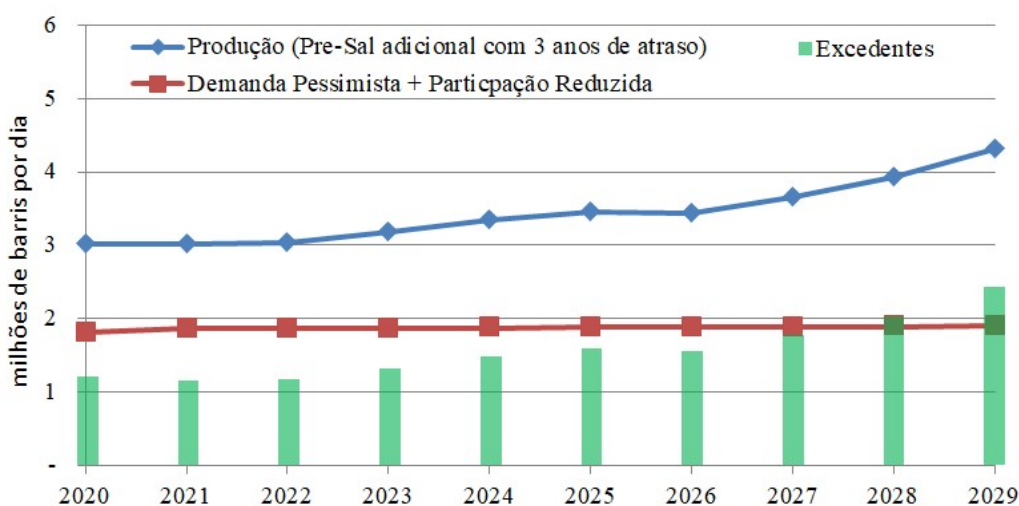


Figura 51. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.2 (“Baixo Desempenho”).

Este cenário traz excedentes médios da ordem de 1,56 milhões de barris por dia no período entre 2020 e 2029, o que ainda seria extremamente positivo. Note que, para a análise de excedentes, o pior cenário seria o de crise na oferta nacional e crescimento de demanda. Porém, este cenário somente faria sentido se o crescimento econômico fosse alto, o que descaracterizaria a crise. Caso exista crescimento econômico e de demanda, é menos provável que o Pré-Sal sofra atrasos por falta de investimentos. Desta forma, o único cenário que possibilitaria esta combinação seria o de mudança drástica na regulação em meio a um período de crescimento econômico, que será contemplado no cenário 4.2.4 (Baixo Excedente).

b) Impacto econômico

Com relação ao impacto econômico, mesmo que a produção do Pré-Sal tivesse três anos de atraso nos projetos já contratados em comparação às projeções devido a uma crise duradoura, o cenário ainda seria positivo. O excedente indica que não haveria risco de abastecimento nacional, ao mesmo tempo em que as receitas com impostos e royalties seriam significativas, mesmo com o petróleo cotado a baixos níveis. A parte da União nos contratos de partilha seria significativamente reduzida na primeira parte da década devido aos atrasos.

Com relação à balança comercial, com o petróleo na faixa de US\$ 30,00 por barril e com as importações (seja estas de petróleo de maior qualidade para melhorar o rendimento de refino ou de produtos já refinados), pode-se estimar superávits na ordem de US\$ 8,5 Bilhões por ano, em média.

c) Possíveis impactos em outras tecnologias energéticas

Em comparação com outros cenários, este é um dos menos propícios economicamente a outras tecnologias energéticas. O excedente e o baixo valor do petróleo, em um cenário de crise econômica, faria com que soluções tradicionais fossem praticamente imbatíveis economicamente. No entanto, como neste cenário está incluído o componente ambiental como um desincentivador do Pré-Sal, pode-se imaginar que haverá espaços para tecnologias alternativas, principalmente energias mais limpas.

4.2.3 Cenário de Alto Desempenho

Este estudo de caso considera um cenário com todas as variáveis sendo as melhores possíveis para o desenvolvimento do Pré-Sal, recuperando rapidamente da crise e alcançando resultados tais quais previstos anteriormente à crise. O cenário é composto pelas seguintes variáveis e seus devidos cenários:

- Demanda otimista + participação base
- Preço Alto (e nível de atividade condizente com este preço)
- Produtividade Aumentada (25 mil barris/ dia/ poço)
- Regulatório Positivo
- Ambiental Neutro

a) Balanço e análise de excedente:

Para a análise quantitativa será usado a produção tal qual prevista no PDE 2029, que desconsideram completamente a crise de 2020. Este é um cenário bastante otimista, visto que dificilmente os efeitos da crise serão superados com facilidade.

Devido à alta produtividade, ao alto nível de atividade no setor devido ao alto preço do petróleo, e sem restrições regulatórias e ambientais que tragam complicações adicionais, a produção praticamente dobraria em 10 anos. Mesmo com o crescimento na demanda, o excedente de produção atingiria 50% da produção nos últimos três anos. A Figura 52 mostra a expectativa de excedente este cenário.

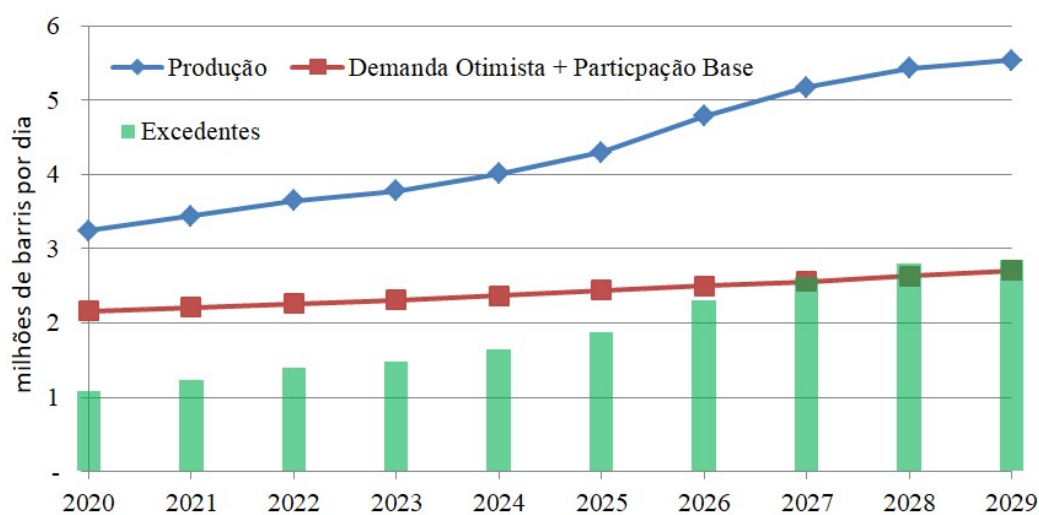


Figura 52. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.3 (“Alto Desempenho”).

Este cenário traz excedentes médios da ordem de 1,92 milhões de barris por dia no período entre 2020 e 2029, o que ainda seria extremamente positivo. Note que, para a análise de excedentes, o melhor cenário seria o de crescimento na oferta nacional e crise de demanda. Porém, este cenário somente faria sentido se a crise econômica continuasse, ou se uma forma alternativa de energia pudesse alimentar o crescimento econômico sem a necessidade do petróleo, o que em realidade seria contraditório. Ainda assim, com o intuito ilustrar o excedente máximo, este cenário será simulado na seção 4.2.5.

b) Impacto econômico

Com relação ao impacto econômico, este cenário seria extremamente positivo em muitos aspectos. O excedente indica que não haveria risco de abastecimento nacional, mesmo com o crescimento na demanda, ao mesmo tempo em que as receitas com impostos, royalties e a parte da União nos contratos de partilha seriam maximizadas. O alto valor do petróleo, considerado aqui no melhor dos cenários, possibilitaria que o superávit na balança comercial, mesmo com as importações, atingisse a ordem de US\$ 23,7 Bilhões por ano, em média.

c) Possíveis impactos em outras tecnologias energéticas

Em comparação com outros cenários, este é um dos mais propícios economicamente a outras tecnologias energéticas. Todos os cenários plausíveis apresentam excedente de produção, porém, por si só isto não seria um problema para a atratividade de projetos concorrentes do petróleo. Neste caso o alto valor do petróleo faria com que projetos em tecnologias alternativas de energia ganhassem atratividade, dado o alto custo dos combustíveis fósseis requeridos por soluções tradicionais. Haveria assim espaços para tecnologias alternativas, principalmente energias mais limpas.

4.2.4 - Cenário de Baixo Excedente

Este estudo de caso considera um cenário com todas as variáveis sendo as piores possíveis para o desenvolvimento do Pré-Sal, porém, com crescimento no consumo energético. Apesar de contraditório e pouco provável, visto que o aumento no consumo de petróleo indicaria possivelmente um período de crescimento econômico, no qual investimentos no Pré-Sal seriam uma consequência natural, considera-se aqui a influência de algum aspecto ambiental ou regulatório que cause um atraso nos projetos do Pré-Sal, e por consequência um aumento apenas marginal na produção. Este cenário seria composto pelas seguintes variáveis e seus devidos cenários:

- Demanda otimista + participação base
- Preço (indiferente): o nível de atividade neste caso teria outras limitantes
- Produtividade Baixa (10 mil barris/ dia/ poço)
- Regulatório Negativo
- Ambiental Negativo

a) Balanço e análise de excedente:

Tal qual no cenário 4.2.2 (Baixo desempenho), o principal risco neste cenário é o completo cancelamento ou adiamento indefinido de alguns desenvolvimentos já contratados, seja por alterações regulatórias ou ambientais que impossibilitem a exploração das reservas. Os efeitos destes cancelamentos são absolutamente imprevisíveis. Portanto, para a análise quantitativa será usado um cenário menos extremo, com a produção de áreas adicionais do Pré-Sal sofrendo atraso de três anos em relação às projeções existentes. A Figura 53 mostra a expectativa de excedente este cenário.

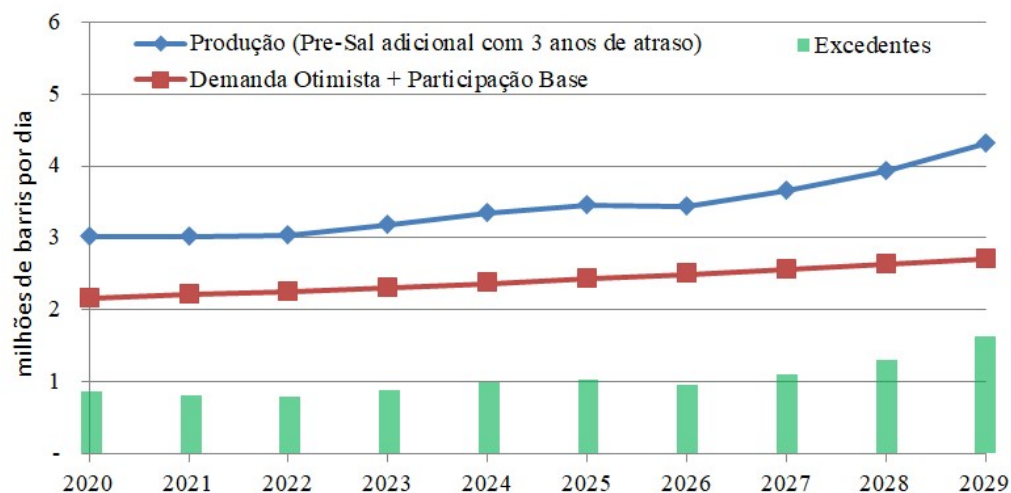


Figura 53. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.4 (“Baixo Excedente”).

Este cenário, apesar de simular uma redução de excedente, por não considerar o mais catastrófico dos cenários, ainda resulta em excedentes médios da ordem de um milhão de barris por dia no período entre 2020 e 2029, o que ainda seria extremamente positivo. Desta forma, o impacto direto no abastecimento nacional seria baixo, sendo impacto o econômico maior que o impacto no planejamento energético. Mais uma observação cabível aqui é que, mesmo que a produção não tivesse qualquer crescimento no período do estudo, ainda assim haveria excedente, visto que a progressão da demanda não atinge os níveis já observados atualmente na produção.

b) Impacto econômico

Com relação ao impacto econômico, a redução na produção impactaria as receitas com impostos e royalties significativamente. A parte da União nos contratos de partilha seria significativamente reduzida na primeira parte da década devido aos atrasos na produção. Outra variável, agora relevante, seria o preço do petróleo, que para este cenário foi considerado irrelevante com relação ao seu impacto no nível de atividades, devido à premissa de que os atrasos seriam causados por razões alheias às econômicas. Em termos de arrecadação, principalmente os provenientes da partilha de produção, o valor do petróleo tem impacto direto no resultado. Outro aspecto importante é que, como se considera que haveria crescimento econômico no período, as receitas do Estado com outras fontes seriam maior que as do cenário 4.2.2 (Baixo Desempenho), onde a baixa produção era efeito de uma crise econômica e de demanda, primariamente.

Com relação à balança comercial, considerando uma composição similar à atual, podem-se estimar superávits na ordem de US\$ 2,6 bilhões por ano, em média, com o petróleo cotado a US\$ 30 por barril, e da ordem de US\$ 5,0 bilhões por ano com a cotação média do barril no período a US\$ 57 por barril. Assim, mesmo com a redução do excedente, dificilmente o Brasil seria novamente deficitário na balança comercial combinada do petróleo e de seus derivados no período.

c) Possíveis impactos em outras tecnologias energéticas

O custo dos combustíveis terá impacto no desenvolvimento de outras tecnologias energéticas, como discutido nos cenários anteriores. No entanto, considerando que neste cenário há crescimento econômico e restrições regulatórias e/ou ambientais ao Pré-Sal, o cenário seria positivo para as tecnologias alternativas. Assim, os motivos desincentivadores do Pré-Sal, seriam possivelmente incentivadores para tecnologias alternativas, principalmente energias mais limpas.

4.2.5 Cenário de Alto Excedente

Este estudo de caso considera um cenário com todas as variáveis sendo as melhores possíveis para o desenvolvimento do Pré-Sal, recuperando rapidamente da crise e alcançando resultados tais quais previstos anteriormente à crise. No entanto, considera-se aqui que, seja por causa de uma crise econômica longa, ou por incentivos a fontes alternativas de energia, o consumo interno seria baixo. O cenário é composto pelas seguintes variáveis e seus devidos cenários:

- Demanda pessimista + participação reduzida
- Preço Alto (e nível de atividade condizente com este preço)
- Produtividade Aumentada (25 mil barris/ dia/ poço)
- Regulatório Positivo
- Ambiental Neutro

a) Balanço e análise de excedente:

Tal qual no cenário 4.2.3 (Alto desempenho), será usada a produção tal qual prevista no PDE 2029, onde a produção praticamente dobraria em 10 anos. No entanto, neste caso, considera-se que a demanda não apresenta crescimento, permanecendo em patamares similares aos atuais. A Figura 54 mostra a expectativa de excedente este cenário.

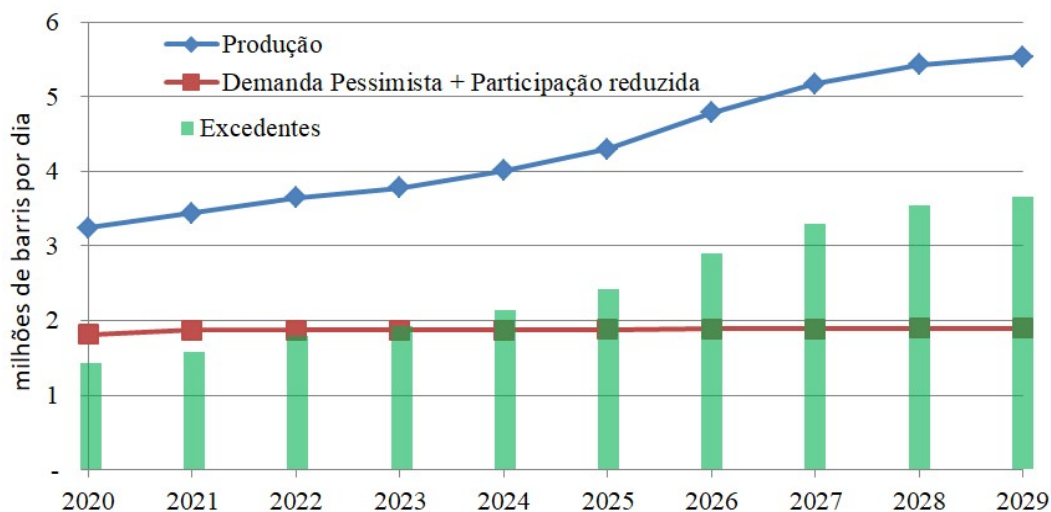


Figura 54. Análise de demanda, produção e excedente, cenário 4.2.5 (“Alto Excedente”).

Este cenário traz excedentes médios da ordem de 2,45 milhões de barris por dia no período entre 2020 e 2029. No final do período, o excedente seria aproximadamente 2/3 da produção, atingindo 3,6 milhões de barris por dia, além da demanda, em 2029.

b) Impacto econômico

Com relação ao impacto econômico, este cenário seria extremamente positivo em muitos aspectos, apesar de ser baseado em um possível cenário de crise econômica. Além da garantia de abastecimento interno, as receitas com impostos, royalties e a parte da União nos contratos de partilha seriam maximizadas. Considerando o melhor dos cenários, com o petróleo valorizado, o superávit na balança comercial poderia atingir, mesmo com as importações, a ordem de US\$ 34,9 Bilhões por ano, em média.

c) Possíveis impactos em outras tecnologias energéticas

Neste caso o alto valor do petróleo faria com que projetos em tecnologias alternativas de energia ganhassem atratividade. Porém, devido ao cenário de crise econômica e crise de demanda, tais investimentos seriam provavelmente pouco incentivados. Por outro lado, através de políticas públicas, parte das receitas do petróleo poderia ser revertida como subsídios, criando assim espaços para tecnologias alternativas, principalmente energias mais limpas.

4.2.6 Resultados consolidados

A Figura 55 consolida os resultados apresentados anteriormente, indicando para cada cenário os principais valores projetados.

Projeções para o período entre 2020 e 2029:

Pmd: Produção Média Diária, em milhões de barris por dia

Dmd: Demanda Média Diária, em milhões de barris por dia

Emd: Excedente Médio Diário, em milhões de barris por dia

BCa: Resultado estimado da Balança Comercial: petróleo e derivados (Anual, em US\$ bilhões)

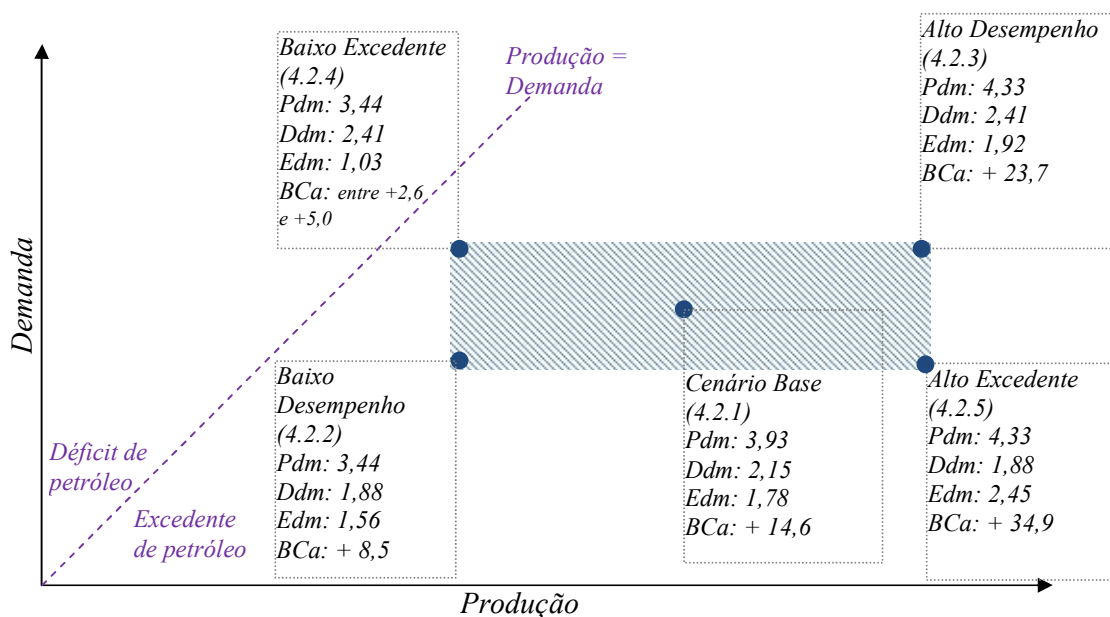


Figura 55. Resultados Consolidados.

5. CONCLUSÕES

A partir das investigações e análises realizadas e em função dos resultados obtidos nas simulações, pode-se concluir que:

- O Pré-Sal tem sido e tende a continuar sendo um recurso importantíssimo e estratégico para o planejamento energético nacional. A produção proveniente do Pré-Sal possibilitou ao Brasil atingir, de maneira sustentável uma posição com produção de excedentes de petróleo.
- Apesar da importância dos resultados alcançados, o Pré-Sal ficou distante de alcançar as expectativas iniciais para o período entre 2010 e 2019. A previsão de 6 milhões de barris por dia previstas para 2020 no PDE-2020 (2010) não apenas não foi alcançada em 2020 (o valor alcançado foi inferior a 50% do previsto), como não é sequer previsto para 2029 de acordo com o PDE-2029 (2019, que prevê 5,5 milhões de barris diários em 2029).
- Ao invés do crescimento vertiginoso projetado inicialmente, tem-se observado um crescimento mais modesto e construído principalmente em regiões que já estavam licitadas antes dos marcos regulatórios específicos do Pré-Sal serem criados (principalmente o bloco Lula, na Bacia de Santos).
- Ocorreu também um impacto indireto na produção do Pós-Sal, visto que as empresas priorizaram a perspectiva de desenvolvimento do Pré-Sal (mais produtivo) em detrimento do Pós-Sal (mais maduro). Apesar de ter potencial para manter o abastecimento nacional por mais alguns anos, e até mesmo gerar excedentes marginais, caso o Pré-Sal não existisse ou não tivesse sido explorado, a tendência seria de um cenário de déficit tanto energético quanto em termos da balança comercial do petróleo e de seus derivados (4.1.1.).
- O período entre 2010 e 2014 apresentou uma excelente janela para que a produção do Pré-Sal fosse alavancada, visto que o preço do barril de petróleo esteve por boa parte deste período acima de US\$ 90,00 por barril. A mudança no ambiente regulatório inicialmente desestimulou investimentos na área e acabou por atrasar a exploração do Pré-Sal. Nos seis anos em que vigorou a Lei 12.351/2010, apenas um bloco foi licitado, em 2013, e foi arrematado sem ágio pela Petrobras. No entanto, o efeito das alterações na legislação de exploração e produção de petróleo ainda não é evidente, visto que a produção adicional que seria possível com licitações mais

dinâmicas e com condições menos restritas, realizadas de maneira mais célere, seria apenas marginal até 2019 (4.1.2).

- A alteração da participação da Petrobras de compulsória para voluntária facilitou o ajuste dos investimentos da Petrobras, visto que a empresa pode abdicar de alguns blocos. O mesmo processo estimulou a entrada de empresas internacionais que, apesar da queda no preço do petróleo, consideram atrativa a participação no desenvolvimento do Pré-Sal. Com tal concorrência, o ágio nos leilões, entre as rodadas 2 e 5, atingiu altos níveis, chegando, em alguns casos, a 600%.
- Os resultados da sexta rodada do regime de partilha, e da primeira licitação pelos volumes excedentes da cessão onerosa, indicam uma redução do interesse das empresas pelo Pré-Sal, que tende a ser mantida ainda por algum tempo devido aos baixos preços do petróleo. Considerando a dificuldade no mercado atual em licitar novas áreas e o tempo de aproximadamente oito anos entre a licitação e o primeiro óleo, muitas áreas do Pré-Sal podem ter perdido a chance de serem licitadas durante o período em que o mercado estava em busca de prospectos e podem ser relegadas por tempo indeterminado, sendo possível que algumas jamais se apresentem viáveis novamente.
- A crise econômica global causada pela pandemia do Covid-19, bem como suas medidas restritivas para redução de contágio, causou um grande desequilíbrio entre oferta e demanda de petróleo, causando queda nos preços e forçando a OPEC a promover cortes recordes de produção para evitar preços ainda mais baixos para o petróleo. A recuperação pós-pandemia terá ainda esta capacidade de produção pronta para ser retomada, sem necessidade de investimentos, o que deve impactar todos os projetos que ainda necessitam de investimentos, e, dentre eles, o Pré-Sal.
- Com relação ao excedente de produção e ao resultado da balança comercial, as análises mostram que independente do cenário analisado, contanto que não ocorram eventos catastróficos, o Brasil deverá ser produtor de excedente e ter saldo positivo na balança comercial do petróleo e de seus derivados. Mesmo os cenários extremos apresentam valores positivos e significativos para estas duas grandezas. O aumento na capacidade de refino pode ser interessante no sentido de qualificar o produto exportado, amplificando assim o impacto econômico do excedente de produção. Além disso, este processo pode possibilitar a autossuficiência efetiva, com a

produção de 100% dos derivados necessários para suprir a demanda interna utilizando apenas o petróleo produzido no Brasil.

- O poder de geração de receitas para a União, através da remuneração por impostos, royalties ou através das parcelas de óleo dos contratos de partilha serão significativas.
- As projeções da PPSA e da EPE, anteriores à pandemia do Covid-19, tanto para o preço do petróleo nos próximos anos como para a produção do Pré-Sal e para a demanda energética nacional necessitarão de ajustes visto que a pandemia causou uma crise de demanda global com consequências ainda imprevisíveis.

- **Considerações Finais e Sugestões para trabalhos futuros:**

Além das conclusões acima, cabem algumas considerações finais sobre o tema:

- Nota-se nos últimos anos um fenômeno crescente de transição energética que tende a reduzir paulatinamente a importância do petróleo como insumo energético. Muitas das empresas tradicionais do setor de petróleo e gás estão transformando, desde nomes e logos, mas principalmente suas estruturas, para refletir uma visão mais diversa, transformando-se em empresas de energia, com boa parte dos investimentos em energia sustentável. Assim, grandes empreendimentos em petróleo tendem a ser menos frequentes no futuro.
- Há ainda a possibilidade de mudanças de hábitos que reduzam o consumo energético como parte do aprendizado durante o período restritivo causado pela pandemia do Covid-19. Várias empresas, por exemplo, já anunciaram que adotaram o *home office*, e fecharão seus escritórios. Os serviços de vendas pela internet com entrega a domicílio, que já eram uma tendência, cresceram durante o período da pandemia, o que pode alavancar ainda mais esta categoria, em detrimento de lojas físicas. Ainda é cedo para quantificar a abrangência e o efeito de eventuais mudanças, tal qual o impacto resultante no perfil de consumo energético.

Com o intuito de promover a realização de outros trabalhos complementares a este, são sugeridos os seguintes temas:

- Possíveis impactos no perfil de consumo energético e de petróleo após a pandemia de Covid-19;

- Impacto da produção contínua de excedentes de petróleo, com balança comercial superavitária, no desenvolvimento de energias alternativas: Estudo de caso no Brasil, a partir de 2016 (este cenário tende a se manter por muitos anos);
- Impacto do aumento da capacidade de refino com o objetivo de qualificar a exportação, aumentando assim o retorno econômico dos excedentes de produção.
- Avaliação do possível impacto da produção de gás natural do Pré-Sal. Na grande maioria dos reservatórios, devido principalmente às complexidades técnicas (separação e tratamento do CO₂, entre outros desafios) e logísticas, o gás é reinjetado.

Referências Bibliográficas

- ANP, *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural* (dados de 2010 a 2020), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Brasília, 2020, Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> . Acesso em: 16 de maio de 2020
- ANP, *Anuário Estatístico 2019*, (ano de referência 2018), Brasília, 2019, Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>. Acesso em: 16 de maio de 2020
- ANP, *7ª e 8ª Rodadas de Partilha de Produção – Pré-sal (2020 -2021)*, 2020, Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/7-e-8-rodadas-de-partilha-de-producao-pre-sal-2020-2021>>. Acesso em: 20 de maio de 2020
- ANP, *Sumário: Jubarte*, Brasília, 2016, Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Jubarte.pdf>. Acesso em: 20 de agosto de 2019
- ANP, *Sumário: Buzios*, Brasília, 2016, Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_buzios.pdf> . Acesso em: 20 de setembro de 2019
- ANP, *Sumário: Sapinhoá*, Brasília, 2017, Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_sapinhoa.pdf>. Acesso em: 15 de setembro de 2019
- ANP, *Sumário: Lula* , Brasília, 2018, Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_lula.pdf> . Acesso em: 10 de agosto de 2019
- BP, *Statistical Review of World Energy*, BP, June, 2019. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em 18 de março de 2020
- BRASIL, *Lei N° 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 16 de abril de 2018

- BRASIL, *Decreto N° 2.455, de 14 de Janeiro de 1998*. (Implantação da ANP). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2455.htm>. Acesso em: 16 de abril de 2018
- BRASIL, *Lei n° 12.351/2010, 22 de dezembro de 2010*. (2° Marco do Pré-Sal). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 17 de abril de 2018
- BRASIL, *Lei 12.276, de 30 de Junho de 2010*. (Cessão Onerosa). Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2010/lei-12276-30-junho-2010-607010-norma-pl.html>>. Acesso em: 18 de abril de 2018
- BRASIL, *Lei 12.304/2010, de 2 de agosto de 2010*. (Criação da Pré-Sal Petróleo S.A.) Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm>. Acesso em: 17 de abril de 2018
- BRASIL, *Decreto n° 8.063, de 1° de agosto de 2013*. (Criação da Pré-Sal Petróleo S.A.) Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2013/decreto-8063-1-agosto-2013-776668-norma-pe.html>>. Acesso em: 17 de abril de 2018
- BRASIL, *Lei n° 13.365, de 29 de novembro de 2018*. (2° Marco do Pré-Sal). Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13365.htm>. Acesso em: 17 de abril de 2018
- Corrêa, A. C. F, *A Extração do petróleo da camada pré-Sal brasileira: desafios e oportunidades*, 2013, Revista ADVIR n° 31, Dez-2013, UERJ, . Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/comunicacao/conteudo-tecnico/advir2013%20desafios%20e%20oportunidades%20extraçao%20pre%20sal.pdf>>. Acesso em: 22 de agosto de 2018
- DELLOITTE, *Impactos financeiros da Covid-19*, 2020. Disponível em: <<https://www2.deloitte.com/br/pt/pages/finance/articles/impactos-financeiros-covid-19.html>> Acesso em 28 de maio de 2020
- EIA, *Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)*, 2020, Disponível em: <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/spot_prices.php>. Acesso em: 27 de maio de 2020
- EIA, *International Energy Outlook 2019, with projections to 2050*, 2019, Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2020
- EIA, *What drives crude oil prices? An analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly*, 2020, Disponível em:

- <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/spot_prices.php>. Acesso em: 28 de maio de 2020
- EPE, *Balanco Energético Nacional 2019*, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2019, Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>. Acesso em: 16 de fevereiro de 2020
- EPE, *Balanco Energético Nacional 2020*, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2020, Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>. Acesso em: 25 de maio de 2020
- EPE, *Nota Técnica: Projeções de Preço do Petróleo (NT-EPE-DPG-SPT-02-2019)*, Brasília, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-projecoes-de-preco-do-petroleo>>. Acesso em: 15 de março de 2020
- EPE, *Projeções de Produção de Petróleo e Gás Natural*, 2019, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/seminario-epe-petroleo-gas-e-biocombustiveis-cenario-decenal>>. Acesso em 12 de janeiro de 2010
- EPE, *Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2020)*, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2011, Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2020>>. Acesso em: 16 de maio de 2020
- EPE, *Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2029)*, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2019, Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 16 de maio de 2020
- GISMAPS, *Polígono do Pré-Sal (Shapefile)*, 2016, Disponível em: <<https://gismaps.com.br/downloads/pre-salt/>>. Acesso em: 11 de maio de 2019
- IBP, *Evolução da balança comercial de petróleo e derivados*, 2020. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/balanca-comercial-de-petroleo-e-derivados/>>. Acesso em: 18 de maio de 2020
- LIMA, P. C. R. *Pré-Sal: O novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- LUCENA, A. F. P., CLARKE, L., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., ROCHEDO, P. R. R., NOGUEIRA, L. P. P., DAENZER, K., GURGEL, A., KITUOUS, A., KOBER, T. ,

- Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy*, Energy Economics, Volume 56, May 2016, Pages 564-574, 2016
- MEES. MIDDLE EAST ECONOMIC SURVEY, *Upstream Investment: Is 'More For Less' The New Normal?*, 15 February 2019 - VOLUME: 62 ISSUE: 07, Disponível em: <<https://www.mees.com/2019/2/15/corporate/upstream-investment-is-more-for-less-the-newnormal/fa17e430-3145-11e9-9d8b-c1581818acc3>> . Acesso em: 2 abril de 2020.
- NAGLE, P., BAFFES, J., *The outlook for commodity markets, and the effects of corona virus, in six charts*, WORLDBANK, 2020. <<https://blogs.worldbank.org/voices/outlook-commodity-markets-and-effects-coronavirus-six-charts>>. Acesso em: 10 de maio de 2020
- OPEC, *World Oil Outlook 2019*, OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2020. Disponível em: <https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm> Acesso em 18 de abril de 2020
- PETROBRAS, *Petrobras declara comercialidade de Tupi e Iracema*, 2010. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=9411&p_editoria=8>. Acesso em: 13 de maio de 2019
- PETROBRAS, *PMGC- Petrobras Magazine Global Connections, In Depth Edition*, 2015. Disponível para download em: <<http://conteudosparaimprensa.agenciapetrobras.com.br/html/Download.aspx?id=sAWyS+ySkVM=>>> . Acesso em: 30 de maio de 2018
- PETROBRAS, *Pré-Sal*, 2018. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: 16 de julho de 2019
- PPSA, PRÉ-SAL PETRÓLEO S/A, *Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção*, Nov. 2019, Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/ebook-novo.pdf>>. Acesso em: 16 de maio de 2020
- PPSA, PRÉ-SAL PETRÓLEO S/A, *Contratos de Partilha de Produção 5+10: Produção e Investimentos*, 2018, Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/estudo-partilha-pre-sal-petroleo.pdf>>. Acesso em: 23 de julho de 2019

- PPSA, PRÉ-SAL PETRÓLEO S/A, *Marcos Históricos da Legislação do Petróleo*, 2018, Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/a-pre-sal-petroleo/marcos-historicos>>. Acesso em: 16 de maio de 2020
- PPSA, PRÉ-SAL PETRÓLEO S/A, *O Pré-Sal em números, Maio-2020 (referência Março-2020)*, 2020, Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/psemn_mai20_ref-mar20_c_co.pdf>. Acesso em: 25 de maio de 2020
- RODRIGUES, L. A. *Cenários econômico-financeiros da produção em campos do Pré-Sal sob distintos regimes regulatórios*. São Paulo, 2016. 410f. Tese (Doutorado em Ciências) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo.
- THE ECONOMIST, *An unprecedented plunge in oil demand will turn the industry upside down*, 2020. Disponível em: <<https://www.economist.com/briefing/2020/04/08/an-unprecedented-plunge-in-oil-demand-will-turn-the-industry-upside-down>>. Acesso em: 17 de maio de 2020